

CREG

**ESTUDIO SOBRE LAS ACTIVIDADES DE ADMINISTRACIÓN,
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO EN TODOS LOS NIVELES
DE TENSIÓN Y TOPOLOGÍA DEL NIVEL DE TENSIÓN I**

INFORME FINAL

REVISIÓN 1

CONSULTORIA COLOMBIANA S.A.

Bogotá, 2 de Septiembre de 2002

INDICE DE MODIFICACIONES

Indice de Revisión	Sección Modificada	Fecha Modificación	Observaciones
00		Mayo 6, 2002	Versión Original
01		Septiembre 2, 2002	Respuesta a Comentarios CREG comunicación MMECREG-2370

REVISIÓN Y APROBACIÓN

Número de Revisión	00	
Responsable por elaboración	Nombre	Enrique Aristizábal
	Firma	
Responsable por elaboración	Nombre	Edgar González
	Firma	
Responsable por elaboración	Nombre	Alvaro Chavarro
	Firma	
Responsable por elaboración y revisión	Nombre	Mario Alberto Ríos
	Firma	
Responsable por aprobación: Director Proyecto	Nombre	Mario Alberto Ríos
	Firma	
	Fecha	Septiembre 2 de 2002

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN.....	1
2. ESTUDIO DE TOPOLOGÍA DE NIVEL DE TENSIÓN I.....	4
2.1 DISEÑO MUESTRAL - INFORMACIÓN DE CIRCUITOS TÍPICOS.....	5
2.1.1 Definición del Universo.....	5
2.1.2 Caracterización de la Muestra	5
2.1.3 Unidad última de Selección.....	6
2.1.4 Tamaño de la Muestra	6
2.1.5 Selección de la Muestra.....	9
2.1.6 Modificaciones a la Muestra.....	12
2.1.7 Validación de la Muestra.....	13
2.2 CARACTERIZACIÓN DE CIRCUITOS TÍPICOS.....	15
2.2.1 Levantamiento de Información en Campo	15
2.2.2 Procesamiento de Información	19
2.2.3 Clasificación de Circuitos Típicos de Nivel I.....	19
2.3 CLASIFICACIÓN DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS TÍPICAS DE NIVEL I.....	28
2.3.1 Definición de las Unidades Constructivas.....	28
2.3.1.1 Transformador de Distribución.....	29
2.3.1.2 Red de Baja Tensión.....	30
2.3.2 Obtención de las Unidades Constructivas Típicas	31
2.3.2.1 Criterios para la Obtención de Unidades Constructivas Típicas	32
2.3.2.2 Análisis Técnico para la Tipificación	33
2.3.2.3 Análisis de Costos de Inversión y de Operación para la Tipificación	37
2.3.2.4 Análisis de Costos de Mantenimiento para la Tipificación	40

2.4	DEFINICIÓN DE LAS UNIDADES CONSTRUCTIVAS EFICIENTES.....	49
2.5	DETERMINACIÓN DEL SISTEMA EFICIENTE DEL NIVEL I.....	56
2.5.1	Caragbilidad de Eficiencia de Transformadores	57
2.5.2	Cargabilidad Eficiente de Conductores	63
2.5.3	Sistemas Eficientes de Nivel de Tensión 1.....	66
2.5.4	Cálculo Costo Medio y Análisis de Sensibilidad	71
2.5.4.1	Sensibilidad Zonas Costeras	73
2.5.4.2	Sensibilidad a la Vida Útil	74
2.6	RESULTADOS Y CONCLUSIONES.....	74
3.	ESTUDIO SOBRE LAS ACTIVIDADES DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	81
3.1	CRITERIOS DE CLASIFICACIÓN DE GASTOS DE AOM	83
3.1.1	Componentes del Costo.....	83
3.1.2	Costos Operativos.....	84
3.1.3	Gastos Administrativos y de Apoyo.....	85
3.1.4	Costos de Mantenimiento	86
3.2	IDENTIFICACIÓN DE CONCEPTOS DEL PUC.....	87
3.2.1	Homologación Cuentas de PUC 1996 a 2000	89
3.2.2	Clasificación de Cuentas del PUC Base por Actividad de AOM.....	91
3.2.3	Información Contable de los Operadores de Red.....	94
3.3	CRITERIOS PARA EL REGISTRO CONTABLE DE INVERSIÓN Y MANTENIMIENTO	104
3.3.1	Definiciones.....	104
3.3.2	Criterios para el registro contable.....	105
3.3.3	Asignación de Cuentas de Mantenimiento	106
3.4	DIFERENCIACIÓN DEL MANEJO CONTABLE Y DE LA FORMULACIÓN TARIFARIA	106
3.5	MARCO CONCEPTUAL DE MODELO DE COSTOS Y GASTOS DE AOM DE EFICIENCIA.....	107

3.5.1 Descripción de la Metodología DEA.....	110
3.5.2 Aplicación Internacional de la Metodología DEA en Sistemas de Distribución de Electricidad	112
3.5.2.1 Estudios de Weyman-Jones (Reino Unido).....	112
3.5.2.2 Estudios de Hjalmarsson y Veiderpass (Suecia).....	113
3.5.2.3 Estudio DEA del Centro de Estudios Económicos de la Regulación aplicado a nivel sudamericano.....	114
3.5.2.4 Estudio internacional de DEA aplicado a distribución de electricidad.....	114
3.5.2.5 Modelo de London Economics aplicado en New South Wales (Australia).....	115
3.5.2.6 Modelo Aplicado en Noruega.....	116
3.5.2.7 Modelo DEA base de la Regulación de Precios en Holanda.....	116
3.6 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y METODOLOGÍA	117
3.7 MODELO DEA DE COSTOS DE EFICIENCIA DE AOM.....	119
3.7.1 Evaluación de Eficiencia Relativa de los OR en Gastos de Administración	121
3.7.2 Evaluación de Eficiencia Relativa de los OR en Costos de Operación y Mantenimiento	129
3.7.2.1 Modelo 1 (COM1).....	131
3.7.2.2 Modelo 2 (COM2)	132
3.7.2.3 Evaluación de Eficiencia Relativa de los OR en Costos de Mantenimiento con ajuste de la Cuenta 7540.....	140
3.7.3 Modelo Conjunto AOM.....	149
3.8 ANÁLISIS HISTÓRICOS DE COSTOS Y GASTOS DE AOM.....	157
3.8.1 Análisis de Costos de O&M 1998-2000.....	158
3.8.2 Análisis de Gastos de Administración 1998-2000	161
3.8.3 Análisis de AOM 1996-2000.....	164

3.9 METODOLOGÍA DE DISTRIBUCIÓN DE COSTOS Y GASTOS POR NIVELES DE TENSIÓN	167
3.9.1 Alternativa 1	168
3.9.1.1 Administración.....	168
3.9.1.2 Operación y Mantenimiento	169
3.9.2 Alternativa 2	171
3.9.3 Alternativa 3	171
3.10 EXPERIENCIA INTERNACIONAL EN LA REGULACIÓN DE AOM EN DISTRIBUCIÓN	172
3.10.1 New South Wales (Australia).....	172
3.10.2 Gran Bretaña.....	174
3.10.3 Noruega.....	176
3.10.4 Holanda.....	176
3.11 RESULTADOS Y RECOMENDACIONES.....	177
3.11.1 Resultados.....	177
3.11.1.1 Análisis Información Contable	177
3.11.1.2 Aplicación Análisis de Eficiencia Relativa.....	178
3.11.1.3 Base de Datos.....	181
3.11.2 Recomendaciones Finales.....	181
4. REFERENCIAS	183

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1 Tamaño de la Muestra por Estratos.....	8
Tabla 2.2 Tamaño de la Muestra – Distribución por Grupos.....	9
Tabla 2.3 Distribución Total de la Muestra por OR.....	10
Tabla 2.4 Ejemplo Lista de Alimentadores y Rango de Números.....	11
Tabla 2.5 Tamaño de la Muestra Levantada por Estratos.....	14
Tabla 2.6 Tamaño de la Muestra Levantada – Distribución por Grupos.....	15
Tabla 2.7 Zonificación de los operadores.....	16
Tabla 2.8 Inconvenientes en el levantamiento.....	18
Tabla 2.9 Unidades Constructivas del Transformador.....	30
Tabla 2.10 Unidades Constructivas de la Red de Baja Tensión.....	31
Tabla 2.11 Estructura de Información de Redes de Baja Tensión.....	33
Tabla 2.12 Clasificación de las Unidades Constructivas del Transformador.....	34
Tabla 2.13 Costos de Inversión de las Unidades Constructivas.....	39
Tabla 2.14 Caso 1: Mantenimiento Preventivo Zona Rural con Vegetación Tupida, 200 Árboles por km.....	41
Tabla 2.15 Caso 2: Mantenimiento Preventivo Zona Rural por Contratos con Vegetación Medianamente Tupida, 25 Árboles por km.....	42
Tabla 2.16 Caso 3: Mantenimiento Preventivo Zona Urbana sin Vegetación.....	43
Tabla 2.17 Caso 4: Mantenimiento Preventivo Zoa Urbana con Vegetación Liviana, 10 Árboles por km.....	44
Tabla 2.18 Resumen de Costos de Mantenimiento Preventivo.....	45
Tabla 2.19 Costos de Lavado de Aislamiento en el Nivel de Tensión I.....	46
Tabla 2.20 Rango de Cargabilidad y Capacidad.....	48
Tabla 2.21 Costo Diario de Medición de Carga en Transformadores.....	48
Tabla 2.22 Topología de la Red por Calibre de Conductor en Material de Aluminio o ACSR para cada clase de Agrupación.....	51
Tabla 2.23 Comparación Estadística de Longitudes Obtenidas por la Muestra y la Tipificación.....	52

Tabla 2.24	Sistemas de Baja Tensión en Red Aérea Típicos.....	55
Tabla 2.25	Sistemas de Baja Tensión en Red Subterránea Típicos	55
Tabla 2.26	Frecuencia de Estructuras Utilizadas en Transformadores sin Red	56
Tabla 2.27	Rango y Costos de Cargabilidad Eficiente para Transformadores Bifásicos	62
Tabla 2.28	Rango y Costos de Cargabilidad Eficiente para Transformadores Trifásicos	62
Tabla 2.29	Rango y Costos de Cargabilidad Eficientes para Conductores Desnudos con Red Bifásica (4 Usuarios y cargas separadas 34 m)	64
Tabla 2.30	Sistemas Típicos Eficientes	65
Tabla 2.31	Pérdidas de los Sistemas Típicos Eficientes	66
Tabla 2.32	Resumen por Componente de Costos para Cada Sistema Eficiente	69
Tabla 2.33	Resumen de Costo Medio para Cada Sistema Eficiente	70
Tabla 2.34	Factores de Distribución de Cantidad de Transformadores	71
Tabla 2.35	Análisis de Sensibilidad al Costo Medio	72
Tabla 2.36	Análisis de Sensibilidad al Costo Medio en Zonas Costeras	73
Tabla 2.37	Análisis de Sensibilidad al Costo Medio Con Vida Útil en Transformadores de 25 años	74
Tabla 2.38	Sistemas Típicos de Baja Tensión – Red Aérea	77
Tabla 2.39	Sistemas Típicos de Baja Tensión – Red Subterránea.....	77
Tabla 3.1	Relación de Cuentas de Costos y Gastos de AOM.....	94
Tabla 3.2	Información suministrada por los OR.....	97
Tabla 3.3	Porcentajes de Repartición de las Cuentas 51 Correspondientes a la Unidad de Negocio de Distribución.	99
Tabla 3.4	Porcentajes de Repartición de las Cuentas de Costos (7) Correspondientes a la Unidad de Negocio de Distribución.....	100
Tabla 3.5	Costos y Gastos de las UN de Distribución de los OR Año 2000	103
Tabla 3.6	Ejemplos Unidad Constructiva – Componente - Elemento	105
Tabla 3.7	Información Técnica de los OR para el desarrollo de modelos DEA.....	120
Tabla 3.8	Matriz de Correlaciones entre Variables Técnicas	121
Tabla 3.9	Entradas y Salidas Modelo GA.....	123
Tabla 3.10	Resultados de Análisis DEA Modelo GA.....	126

Tabla 3.11 Gastos Eficientes de Administración Modelo GA (Pesos del 2000)	127
Tabla 3.12 Efecto OR Eficientes sobre Ineficientes	128
Tabla 3.13 Costos Promedio de Eficiencia de Gastos de Administración	128
Tabla 3.14 Indicador IC	131
Tabla 3.15 Entradas y Salidas Modelo COM2.....	136
Tabla 3.16 Resultados de Análisis DEA Modelo COM2	137
Tabla 3.17 Costos Eficientes de O&M Modelo COM2 (Pesos del 2000)	138
Tabla 3.18 Efecto OR Eficientes sobre Ineficientes (Modelo COM2)	139
Tabla 3.19 Costos Promedio de Eficiencia de Costos de O&M (Modelo COM2).....	139
Tabla 3.20 Ajuste Costos de O&M por Cuenta 7540	141
Tabla 3.21 Entradas y Salidas Modelo COM2a.....	143
Tabla 3.22 Resultados de Análisis DEA Modelo COM2a.....	144
Tabla 3.23 Costos Eficientes de O&M Modelo COM2a (Pesos del 2000)	145
Tabla 3.24 Efecto OR Eficientes sobre Ineficientes (Modelo COM2a)	147
Tabla 3.25 Costos Promedio de Eficiencia de Costos de O&M (Modelo COM2a)	147
Tabla 3.26 Diferencias en Costos de eficiencia de O&M entre modelos COM2 y COM2a	148
Tabla 3.27 Entradas y Salidas Modelo AOM	153
Tabla 3.28 Resultados de Análisis DEA Modelo AOM	154
Tabla 3.29 Costos Eficientes de AOM Modelo AOM (Pesos del 2000)	155
Tabla 3.30 Efecto OR Eficientes sobre Ineficientes (Modelo AOM).....	156
Tabla 3.31 Costos Promedio de Eficiencia de Costos de AOM (Modelo AOM).....	156
Tabla 3.32 Costos de O&M de los OR 1998-2000	159
Tabla 3.33 Relación de Costos de O&M Relativos al Año 2000	160
Tabla 3.34 Gastos de Administración de los OR 1998-2000.....	162
Tabla 3.35 Relación de Gastos de Administración Relativos al Año 2000	163
Tabla 3.36 Consolidado de Costos de AOM de los OR 1996 - 2000	165
Tabla 3.37 Relación de Costos de AOM Relativos al Año 2000.....	167

Tabla 3.38 Ejemplo Proyección Costos de O&M Energy Australia (Doláres Australianos Corrientes)	173
Tabla 3.39 Objetivo de Relación Costos O&M Eficiencia / Valor Activos (a Nuevo) –Gales del Sur, Australia- Año 5° del período tarifarioError! Bookmark not defined.....	174
Tabla 3.40 Comparación Modelos Agregados y Desagregados para Cálculo de Costos de Eficiencia en AOM	180

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Cantidad de Transformadores por Unidad Constructiva Identificada – Caso 1	36
Figura 2.2 Cantidad de Transformadores por Unidad Constructiva Identificada – Caso 2	37
Figura 2.3 Comparación de Funciones de Distribución Obtenidas para la Muestra y Tipificación para la Agrupación de Clase 1	53
Figura 2.4 Comparación de Funciones de Distribución Obtenidas para la Muestra y Tipificación para la Agrupación de Clase 2	54
Figura 2.5 Rangos de Cargabilidad Eficiente para Transformadores Bifásicos Urbanos.....	58
Figura 2.6 Rangos de Cargabilidad Eficiente para Transformadores Bifásicos Rurales	59
Figura 2.7 Rangos de Cargabilidad Eficiente para Transformadores Trifásicos Urbanos.....	60
Figura 2.8 Rangos de Cargabilidad Eficiente para Transformadores Trifásicos Rurales	61
Figura 2.9 Rangos de Cargabilidad Eficientes para Conductores Desnudos con Red Bifásica (4 Usuarios y cargas separadas 34 m).....	63
Figura 3.1 Histograma del Indicador "Costo Promedio de Administración por kWh" de Eficiencia - Modelo GA	128
Figura 3.2 Histograma del Indicador "Costo Promedio de Operación y Mantenimiento por kWh" de Eficiencia - Modelo COM2	139
Figura 3.3 Histograma del Indicador "Costo Promedio de Operación y Mantenimiento por kWh" de Eficiencia - Modelo COM2a	146
Figura 3.4 Histograma del Indicador "Costo Promedio de Administración, Operación y Mantenimiento por kWh" de Eficiencia - Modelo COM2	156
Figura 3.5 Proyección Costos Eficientes de O&M Energy Australia (Doláres Australianos).....	173

1. INTRODUCCIÓN

La Comisión de Regulación de Electricidad y Gas, CREG, por medio del contrato N° 028 de 2001 contrató los servicios de CONSULTORIA COLOMBIANA S.A. con el fin de adelantar el “Estudio sobre las Actividades de Administración, Operación y Mantenimiento en todos los Niveles de Tensión y Topología del Nivel de Tensión I”.

Este documento se ha dividido en dos capítulos principales: Capítulo 2 que trata el Estudio de Topología de Nivel de Tensión I y el Capítulo 3 que trata el Estudio sobre las Actividades de Administración, Operación y Mantenimiento. En cada uno de los capítulos se presenta el desarrollo del estudio con los resultados principales de cada uno, así como las recomendaciones del consultor. Cada capítulo se complementa con Anexos.

Con respecto al estudio de topología de redes de nivel I, se presenta el siguiente resumen de actividades realizadas:

- Elaboración de una muestra para el levantamiento de información de transformadores de distribución, con el fin de realizar la caracterización topológica a nivel nacional de las redes de baja tensión. La muestra ha tenido que ser ajustada por diferentes razones, incluidas dificultades de acceso a algunas regiones por razones de orden público. Los detalles relacionados con la selección de la muestra se presenta en la sección 2.1.
- La información del levantamiento se procesó y constituyó la base para el desarrollo de la caracterización topológica de redes de baja tensión. La sección 2.2 presenta la clasificación de circuitos típicos de nivel I obtenidos a partir del levantamiento realizado.
- Definición de las unidades constructivas típicas, su caracterización y el análisis de costos de las mismas, tanto de inversión como de operación y mantenimiento. Los resultados se presentan en la sección 2.3.
- Definición de las unidades constructivas de eficiencia teniendo en cuenta las redes típicas existentes en el nivel de tensión I, los conceptos de pérdidas de eficiencia, tal como se desarrolla en la sección 2.4.
- Con base en la información levantada, la caracterización de circuitos típicos de nivel de tensión I, los criterios para determinar las redes de eficiencia y la definición de unidades constructivas, se procedió a la Determinación del Sistema Eficiente del Nivel I (sección 2.5).

Con respecto al estudio de las actividades de administración, operación y mantenimiento (AOM) (Capítulo 3), se presenta el siguiente resumen de actividades desarrolladas:

- Definición de los criterios de los gastos de AOM a ser tenidos en cuenta en el análisis de costos de AOM con base en información contable (sección 3.1).
- Homologación de las cuentas contables para los años 1996 a 2000 con respecto al Plan Único de Cuentas (PUC) del 2001, presentada en la sección 3.2. Sin embargo, debido a que los OR emplearon para 1996 el plan de cuentas comercial, lo que dio lugar a una redefinición de la homologación de cuentas para ese año, el cual se presenta en este documento.
- Identificación y asignación de cuentas contables a las actividades de AOM respectivas con base en el PUC (sección 3.2).
- La información de estados financieros y cuentas contables según el PUC para el año 2000, fue suministrada por 25 Operadores de Red (OR) a la fecha de Abril 5 de 2002, tal como lo señala la sección 3.2.3. Es importante señalar que la información no sigue uniformidad en el manejo de las subcuentas contables a pesar de que los OR deberían estarse rigiendo estrictamente por el PUC de la SSPD (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios). Además, muchos de los OR entregan información agregada a nivel de la empresa y no de la unidad de negocios de distribución, tal como fue solicitado en la Circular 039 de 2001 de la CREG.
- En la sección 3.5 se presenta la metodología de análisis de la eficiencia relativa de diferentes empresas conocida como DEA ("Data Envelopment Analysis"), la cual se emplea en el desarrollo de los análisis de eficiencia en costos y gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM).
- Con base en el planteamiento del problema de cálculo de costos de eficiencia de AOM, descrito en la sección 3.6, se han planteado modelos para el cálculo de dichos costos de eficiencia, los cuales se describen en la sección 3.7.
- En la sección 3.9, se realizan diferentes propuestas metodológicas para desagregar los costos de Administración, Operación y Mantenimiento por niveles de tensión.
- Este documento presenta una propuesta metodológica de como tratar y diferenciar las inversiones y los mantenimientos, especialmente cuando estos últimos pueden llegar a confundirse con los primeros. Esta propuesta, presentada en la sección 3.3, servirá de recomendación como práctica contable. A su vez, hace claridad en la diferenciación del manejo de la información proveniente de los estados

financieros para manejo y registro contable y para aspectos tarifarios de la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica.

2. ESTUDIO DE TOPOLOGÍA DE NIVEL DE TENSIÓN I

Este Capítulo presenta los resultados del estudio de topología de las redes de distribución correspondientes al nivel de tensión 1. El consultor desarrolló este estudio con base en la definición de unidades constructivas eficientes elaboradas con base en una caracterización de circuitos típicos a nivel nacional. Las unidades constructivas eficientes se determinaron con criterios de optimización de costos, incluyendo costos de inversión, pérdidas técnicas eléctricas, mantenimiento y operación de las redes de nivel de tensión 1; así como criterios de cargabilidad eficiente de los componentes.

Para la aplicación de la metodología mencionada, el consultor desarrolló los siguientes pasos y que se plasman en las secciones del presente capítulo:

- Elaboración de una muestra de circuitos de baja tensión asociados por transformador de distribución con el fin de tener la información suficiente para elaborar la caracterización de las redes típicas de nivel de tensión 1. La sección 2.1 presenta los criterios considerados para la selección de dicha muestra, así como la muestra inicialmente seleccionada y las modificaciones realizadas a la misma.
- Caracterización de las redes típicas de nivel de tensión 1, levantando la información de campo asociada a la muestra y procesándola en medio magnético (sección 2.2). Una vez realizado el levantamiento y digitación de la información se procedió a la Clasificación de Unidades Constructivas Típicas de Nivel I (sección 2.3) con base en la definición de las unidades constructivas típicas.
- Definición de las Unidades Constructivas Eficientes estableciendo los criterios para determinar la eficiencia en redes con base en la optimización de costos, criterios para agrupación de unidades constructivas (sección 2.4).
- Finalmente, se procedió a la Determinación del Sistema Eficiente del Nivel I (sección 2.5) con base en el cálculo de las cargabilidades de eficiencia de las unidades constructivas, cálculo de pérdidas eléctricas (técnicas), costos de inversión y mantenimiento. Se hacen análisis de sensibilidad y se calculan los costos medios asociados a la inversión, operación y mantenimiento de las redes de nivel de tensión 1.

El presente capítulo finaliza haciendo una presentación resumida de los resultados del estudio y de las recomendaciones del mismo (ver sección 2.6).

2.1 DISEÑO MUESTRAL - INFORMACIÓN DE CIRCUITOS TÍPICOS

En el desarrollo de la identificación de circuitos típicos de las redes de uso general del nivel de tensión I en el SIN, se ha recopilado, entre otra, la siguiente información sobre circuitos seleccionados por medio de una muestra:

- Longitud del circuito de red en el nivel de tensión I
- Vínculo cliente red con el fin de obtener de los OR la información de energía suministrada por circuito asociado a los transformadores de distribución. Esta información fue solicitada en febrero del año en curso, pero a la fecha de edición de este documento solo se había recibido respuesta a dicha solicitud de parte de 4 OR..
- Topología, entendiéndose como la configuración del circuito, incluyendo características tales como número de ramales, número de fases, tipo de estructura, vanos promedio, entre otras.
- Capacidad asociada con los equipos del circuito
- Límites operativos asociados al circuito

A continuación se presenta la metodología seguida en la elaboración de la muestra y selección de la misma.

2.1.1 Definición del Universo

El marco de muestreo es el total de circuitos de redes en el nivel de tensión I que se encuentran en los sistemas de distribución conectados al SIN. Se debe entender como circuito aquella red del lado de baja de los transformadores de distribución, los cuales alimentan al nivel de tensión I (Baja Tensión - BT).

2.1.2 Caracterización de la Muestra

Para definir las propiedades respecto a precisión y tamaño de la muestra a escoger dentro del universo, es necesario definir un atributo que refleje una cualidad importante de la muestra. Con esto se busca obtener una confiabilidad y tamaño acordes con el grado de precisión buscado. Para los propósitos del estudio se tomará como variable que caracteriza la muestra la longitud de la red de baja tensión (Nivel de Tensión I) del circuito (red conectada a un transformador de distribución).

2.1.3 Unidad última de Selección

La unidad final de selección es el circuito de baja tensión o nivel de tensión I, entendiéndose por éste como la red conectada a los transformadores de distribución (MT/BT).

2.1.4 Tamaño de la Muestra

El tamaño de la muestra se determina con la siguiente ecuación:

$$n = \frac{k^2 V^2}{r^2 \bar{Y}^2}$$

donde:

n = Tamaño global de la muestra estimada

$k=1.6448$, múltiplo del error estándar seleccionado para alcanzar un grado de confianza de 90%.

V^2 = Varianza de la variable de caracterización de la muestra

r = Error relativo de muestreo

\bar{Y} = Promedio de la variable de caracterización de la muestra.

La aplicación de la ecuación anterior puede hacerse en forma directa al universo, o en forma indirecta seleccionando muestras por estratos, o grupos muestrales con características similares. Considerando lo anterior se decidió hacer un diseño muestral por estratos, considerando los siguientes aspectos para la definición de dichos estratos:

- Definición de Grupos de atención del SDL de acuerdo con las definiciones dadas en la Resolución CREG-025 de 1999, dados a continuación:
 - GRUPO 1, Circuitos ubicados en Cabeceras municipales con una población superior o igual a 100.000 habitantes según último dato certificado por el DANE.
 - GRUPO 2, Circuitos ubicados en Cabeceras municipales con una población menor a 100.000 habitantes y superior o igual a 50.000 habitantes según último dato certificado por el DANE.
 - GRUPO 3, Circuitos ubicados en Cabeceras municipales con una población inferior a 50.000 habitantes según último dato certificado por el DANE.
 - GRUPO 4, Circuitos ubicados en Suelo que no corresponde al área urbana del respectivo municipio o distrito.

- Capacidad de los Transformadores de distribución (MT/BT), definiéndose 6 tipos de tamaños de estos transformadores aplicables al Grupo 1 y 5 tipo para el Grupo 2. Los tipos de tamaño definidos según la capacidad de los transformadores es la siguiente:
 - T1: Transformadores con capacidad menor a 20 kVA
 - T2: Transformadores con capacidad mayor o igual a 20 kVA y menor o igual a 30 kVA
 - T3: Transformadores con capacidad mayor a 30 kVA y menor o igual a 50 kVA
 - T4: Transformadores con capacidad mayor a 50 kVA y menor a 100 kVA
 - T5: Transformadores con capacidad mayor o igual a 100 kVA y menor a 125 kVA para el Grupo 1 y Transformadores con capacidad mayor o igual a 100 kVA para los Grupos 2 a 4.
 - T6: Transformadores con capacidad mayor o igual a 125 kVA, aplicable solo para el Grupo 1.

La Tabla 2.1 presenta el tamaño de la muestra por estratos clasificados por Grupo y por Capacidad de los transformadores de distribución. Para el cálculo presentado se utilizó la información de inventario de transformadores clasificados por Grupo que la CREG posee y que le fue suministrado por cada uno de los Operadores de Red.

Con base en la información que el Consultor posee y la experiencia del mismo, se calcularon los parámetros estadísticos que permiten definir el tamaño de la muestra por estrato. Para ello se tuvo en consideración que muchos de los transformadores no poseen red secundaria de nivel I (solo acometidas) o poseen redes muy cortas (alimentación al usuario exclusivo, por ejemplo). Por lo tanto, se definieron dos grupos teniendo en cuenta esta característica que permiten calcular los parámetros estadísticos en una forma más adecuada, así:

- Transformadores de distribución con redes de BT menores a 20 m.
- Transformadores de distribución con redes de BT superior a 20 m.

Adicionalmente, la Tabla 2.1 presenta el porcentaje de participación de los estratos definidos por capacidad del transformador en cada uno de los Grupos (1 a 4). El total de la muestra, así calculado, es de 666.

Tabla 2.1 Tamaño de la Muestra por Estratos

Grupo	Tipo Capacidad (kVA)	Tamaño de la Muestra	% de Part Grupo	Número Transfor.	% Red < 20 m	Red menor a 20 m			Red mayor a 20 m			Peso en el Grupo		
						Media	Stdev	Coef. Var	Media	Stdev	Coef. Var	Red < 20 m	Red > 20 m	
1	< 20	5	5.6%	6,758	49%	1.30	0.41	0.32	129.79	145.48	1.12	2.7%	2.9%	
	>= 20 & <= 30	7	7.8%	9,417	68%	1.72	1.37	0.80	102.34	89.24	0.87	5.3%	2.5%	
	> 30 & <= 50	23	24.9%	29,985	60%	3.07	3.23	1.05	153.04	97.96	0.64	14.8%	10.1%	
	>50 & < 100	26	27.9%	33,650	34%	3.96	3.15	0.80	235.98	112.89	0.48	9.4%	18.6%	
	>= 100 & < 125	13	13.8%	16,687	33%	4.47	3.00	0.67	286.97	145.65	0.51	4.5%	9.3%	
	>= 125	18	19.9%	24,023	31%	4.81	3.15	0.66	190.36	140.32	0.74	6.2%	13.7%	
	Total	92	100.0%	120,520	Grupo	119.87	33.39	0.28					42.9%	57.1%
				Grupo >20	207.48	58.49	0.28							
2	< 20	19	13.8%	1,771	30%	4.85	2.99	0.62	809.67	557.00	0.69	4.1%	9.6%	
	>= 20 & <= 30	19	14.1%	1,812	45%	4.20	2.54	0.61	690.53	550.92	0.80	6.3%	7.8%	
	> 30 & <= 50	40	29.2%	3,757	39%	4.11	2.59	0.63	559.61	423.00	0.76	11.5%	17.7%	
	>50 & < 100	34	24.3%	3,130	25%	4.10	3.12	0.76	292.62	199.25	0.68	6.2%	18.2%	
	>= 100	26	18.6%	2,398	14%	3.86	2.55	0.66	236.83	141.02	0.60	2.6%	16.0%	
	Total	138	100.0%	12,868	Grupo	323.66	110.38	0.34					30.6%	69.4%
				Grupo >20	464.58	159.07	0.34							
3	< 20	52	28.6%	14,704	29%	5.04	3.24	0.64	1101.94	679.03	0.62	8.3%	20.3%	
	>= 20 & <= 30	39	21.5%	11,076	46%	5.58	3.28	0.59	973.67	838.69	0.86	9.9%	11.6%	
	> 30 & <= 50	54	29.5%	15,174	51%	5.22	3.31	0.63	573.11	500.26	0.87	15.0%	14.5%	
	>50 & < 100	27	14.6%	7,536	45%	5.49	3.33	0.61	472.31	384.14	0.81	6.5%	8.1%	
	>= 100	11	5.8%	2,984	42%	4.48	3.05	0.68	474.64	340.50	0.72	2.4%	3.4%	
	Total	182	100.0%	51,474	Grupo	475.91	186.47	0.39					42.2%	57.8%
				Grupo >20	818.99	322.39	0.39							
4	< 20	137	54.0%	51,391	24%	3.38	2.08	0.61	1087.52	693.65	0.64	13.0%	41.0%	
	>= 20 & <= 30	61	24.0%	22,874	38%	3.89	2.65	0.68	1063.47	809.89	0.76	9.2%	14.8%	
	> 30 & <= 50	35	13.9%	13,193	51%	3.69	2.48	0.67	704.27	602.62	0.86	7.1%	6.7%	
	>50 & < 100	12	4.7%	4,455	44%	3.81	2.94	0.77	525.58	413.37	0.79	2.1%	2.6%	
	>= 100	9	3.4%	3,258	40%	3.24	2.19	0.68	366.16	279.17	0.76	1.4%	2.1%	
	Total	254	100.0%	95,171	Grupo	673.60	311.67	0.46					32.8%	67.2%
				Grupo >20	1000.02	463.52	0.46							
TOTAL		666		280,033	Total	382.87	112.37	0.29						

La Tabla 2.2 presenta la distribución del tamaño de la muestra por grupos, se incluye la participación de cada grupo en el universo muestral. Para cada uno de los grupos se calcula el error relativo estimado a partir del tamaño de la muestra por grupo y del requerimiento de nivel de confianza del 90%. Como puede observarse, con la definición de estratos realizada se obtienen errores relativos inferiores al 5%. De esta forma se garantiza que para la muestra global al nivel nacional se garantice el requerimiento del nivel de confianza y del error relativo, de acuerdo con los términos de referencia.

Tabla 2.2 Tamaño de la Muestra – Distribución por Grupos

	μ	σ	Participación	
Grupo 1	119.87	33.39	43%	
Grupo 2	323.66	110.38	5%	
Grupo 3	475.91	186.47	18%	
Grupo 4	673.60	311.67	34%	
Total	382.87	112.37	100%	
	σ/μ	α	Error Relativo	Tamaño de la Muestra
Grupo 1	0.279	90%	4.78%	92
Grupo 2	0.341	90%	4.78%	138
Grupo 3	0.392	90%	4.78%	182
Grupo 4	0.463	90%	4.78%	254
Total	0.293	90%	1.87%	667

2.1.5 Selección de la Muestra

Una vez definido el tamaño de la muestra por estrato (definido por el Grupo y la Capacidad de transformación), se procede a la distribución de la muestra por Operador de Red. Para ello, se empleó una distribución proporcional al número de transformadores que cada operador de red posee por estrato, con base en el inventario de transformadores suministrado por la CREG al consultor.

En el [Anexo 1](#) se presenta el inventario de transformadores para cada Grupo (Tabla A1.1 para el Grupo 1, Tabla A1.2 para el Grupo 2, Tabla A1.3 para el Grupo 3 y Tabla A1.4 para el Grupo 4) y de acuerdo con la capacidad de los transformadores mismos. Se ha excluido la información de EDEQ (Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P.) dado que según la información entregada, ésta solo posee

transformadores de menos de 20 kVA. Esta información se considera atípica y ha sido excluido con el fin de evitar posibles errores en el diseño de la muestra.

El [Anexo 2](#) presenta la distribución de la muestra (666) por operador según grupo y capacidad de transformación. La Tabla 2.3 resume la distribución de la muestra por OR (Tabla A2.1 presenta el tamaño de muestra para el Grupo 1, la Tabla A2.2 para el Grupo 2, la Tabla A2.3 para el Grupo 3 y la Tabla A2.4 para el Grupo 4)..

Tabla 2.3 Distribución Total de la Muestra por OR

Empresa	< 20	≥ 20 & ≤ 30	> 30 & ≤ 50	> 50 & ≤ 100	>= 100	Total	Porcentaje de la Muestra
CENT. ELEC. DE NARIÑO	10	5	4	3	1	23	3.45%
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS	10	18	11	6	1	46	6.91%
CENTRALES ELECTRICAS DE NORTE SANT	13	1	4	3	2	23	3.45%
CENTRALES ELECTRICAS DEL CAUCA	9	5	3	1		18	2.70%
CODENSA	39	28	14	16	36	133	19.97%
ELEC. DE SANTANDER	33	7	3	5	4	52	7.81%
ELEC. DEL HUILA	14	7	2	2	2	27	4.05%
ELECTR. DEL CARIBE	3	8	20	14	4	49	7.36%
ELECTRIFICADORA DE LA COSTA	6	5	9	4		24	3.60%
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA			1	1	1	3	0.45%
EMP. MUNICI. CALI	4	3	4	4	14	29	4.35%
EMP. MUNICIPALES DE CARTAGO			2	2	1	5	0.75%
EMPR. ENEG. DEL PACIFICO	18	11	17	3	2	51	7.66%
EMPRESA ANTIOQUEÑA DE ENERGIA	3	7	26	8		44	6.61%
EMPRESA ENEG. DE BOYACA	23	13	12	11	7	66	9.91%
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN	27	8	20	16	2	73	10.96%
TOTAL	212	126	152	99	77	666	100.00%

Una vez realizada la distribución de la muestra por OR (ver [Anexo 2](#)), se procedió a la selección de la muestra de cada operador, considerando los siguientes aspectos:

- El diseño de una red de baja tensión conectada a transformadores de un mismo alimentador y perteneciente al mismo Grupo (1 a 4) sigue las mismas normas constructivas. Esto implica para la selección de la muestra es indistinto escoger uno u otro transformador conectado a un mismo alimentador.
- Dadas las características urbanísticas de los Grupos 1 (ciudades de más de 100.000 habitantes) y 2 (ciudades con población entre 50.000 y 100.000), es conveniente realizar una selección aleatoria del alimentador donde se escogerá el transformador que cumpla con las características de selección, es decir pertenencia al Grupo (1 o 2) y capacidad de transformación (según tipos definidos anteriormente). Dado lo anterior el procedimiento de selección de la muestra para cada estrato en cada OR, es el siguiente:
 1. A partir del inventario de transformadores del OR calcular para cada alimentador el número de transformadores que cumplen con el criterio del

estrato (Grupo 1 o 2 y Capacidad de transformación según definiciones dadas en la sección 2.1.4). El número de transformadores por alimentador constituye el peso de importancia del alimentador en el estrato.

2. Selección de los alimentadores de ubicación de los transformadores motivo de muestreo, por medio del método aleatorio sistemático. Este método consiste en:
 - Ordenar los alimentadores y asignar a cada uno un rango de números cuya diferencia represente el número total de transformadores del estrato a muestrear que el alimentador posee. Los rangos son consecutivos, sin traslapos. El primer número es 1 y el último es igual al número total de transformadores del estrato. La Tabla 2.4 presenta un ejemplo para un caso donde se tienen 1,000 transformadores (del estrato a muestrear) distribuidos en 7 alimentadores.

Tabla 2.4 Ejemplo Lista de Alimentadores y Rango de Números

Alimentador	Número de Transformadores del Estrato	Rango Numérico	
		Inicio	Final
A1	195	1	195
A2	150	196	345
A3	100	346	445
A4	125	446	570
A5	180	571	750
A6	110	751	860
A7	140	861	1,000
Total	1,000		

- Definir el período de muestreo, resultado de dividir el tamaño de la población del estrato (es decir, el número total de transformadores del estrato que el OR posee) por el tamaño de la muestra. Así por ejemplo, si la población total es de 1,000 y la muestra es de 10, el período de muestreo es 100.
- Determinar un número aleatorio entre 1 y el período de muestreo. Para el ejemplo un número aleatorio de 1 a 100. Sea éste igual a 13.
- Escoger como primer alimentador aquel cuyo rango incluye el número aleatorio seleccionado. Para el ejemplo, el número aleatorio es 13, por lo

tanto se selecciona que la primera muestra está ubicada en el alimentador A1.

- Escoger los siguientes alimentadores de ubicación de la muestra sistemáticamente agregando al número aleatorio seleccionado el período de muestreo. Para el ejemplo, esto significaría los números 113, 213, ..., 913. Los alimentadores escogidos son aquellos cuyos rangos incluyen los números anteriores, para el caso A1, A2, A2, A3, A4, A5, A5, A6 Y A7, respectivamente.
- Dada la dispersión rural y el costo de muestreo, para los estratos correspondientes a los Grupos 3 y 4, es conveniente realizar una distribución proporcional por subestaciones (en cada OR) y la posterior selección aleatoria del alimentador (ubicación del transformador), tal como se hizo para los grupos 1 y 2.
- Dado que un alimentador de un OR puede ser seleccionado más de 1 vez como ubicación de la muestra (definido por el Grupo y Capacidad del Transformador) se optó por añadir la restricción que los transformadores del mismo estrato deben estar distanciados no menos de 300 m.

2.1.6 Modificaciones a la Muestra

El [Anexo 3](#) presenta la selección inicial de la muestra por cada Operador de Red. En las tablas de dicho anexo, se incluye para cada uno de los puntos de muestreo la subestación donde se ubica el transformador muestreado. Además, se indica el grupo y el tamaño del transformador definidos por T1 a T6 de acuerdo a las definiciones de la sección 2.1.4.

Dados los inconvenientes presentados en el levantamiento (ver sección 2.2.1), especialmente debido a causas de orden público, se procedió a hacer un reemplazo de la muestra seleccionada. Las tablas del [Anexo 3](#) en el campo “Observación” incluye el comentario del porque se requirió reemplazo.

Los reemplazos se realizaron dentro del mismo OR cambiando un transformador con otro del mismo Grupo (1 a 4) y del mismo Tamaño (T1 a T6) de acuerdo con los siguientes criterios:

- Si el personal del Operador en la reunión de visita inicial indicaba que alguna de las subestaciones o de los circuitos no era accesible por problemas de orden público, se realizaba una nueva selección aleatoria sistemática considerando únicamente aquellas subestaciones y/o circuitos donde fuera viable el levantamiento. Se conservaban el tamaño de la muestra y su distribución en Grupos y Tamaños.

Esta situación se registró en ESSA con la subestación Sucre, EEPPM en El Salto y Guatapé y algunos circuitos de Zamora. Igual situación se encontró en EBSA en la subestación Guacamayas y unos circuitos de Velázquez siendo necesario trabajar sobre el mismo circuito. En CODENSA se requirió reemplazar la subestación La Palma y siguiendo el procedimiento presentado en la sección anterior se reemplazo por la subestación Patios.

Finalmente, en CENS fue necesario reemplazar todas las muestras de las subestaciones Ocaña, Belén y Aguachica.

- En el caso de una errónea clasificación de Grupo de los transformadores por parte de los OR quienes reportaron a la CREG la información base para la selección de la muestra se procedió al reemplazo teniendo en cuenta la naturaleza de este error.

En EBSA los operarios indicaron que en Grupo 4 (área rural) es poco común encontrar transformadores de tamaño T1 (<20 kVA). Sin embargo, la información enviada por el OR a la CREG señala lo contrario. Así, algunas de las muestras inicialmente seleccionadas en la subestación Duitama se reemplazaron con muestras en la subestación Sogamoso. En el caso de las subestaciones Guateque y Miraflores fue imposible hacer su reemplazo dentro del mismo tamaño de transformador.

Por esta misma razón se realizaron reemplazos en EMCALI.

2.1.7 Validación de la Muestra

La Tabla 2.5 presenta los resultados de la muestra desagregados en la misma forma como se diseño la muestra. En esta tabla se observan las medias y desviaciones estándar por cada estrato de muestreo.

La Tabla 2.6 muestra el análisis agregado de las medias, las desviaciones estándar y los coeficientes de variación calculados con los porcentajes de participación de cada estrato en cada grupo. Como puede observarse el error relativo alcanzado con la muestra es del 2.32% para un nivel de confianza del 90 %, cumpliéndose con lo solicitado en los Términos de Referencia¹.

¹ Se solicitó una muestra a nivel nacional con un nivel de confianza del 90% y error relativo del 5%.

Tabla 2.5 Tamaño de la Muestra Levantada por Estratos

Grupo	Tipo Capacidad (kVA)	Tamaño de la Muestra	Transformadores <20	% de Part Grupo	% Red < 20 m	Red menor o igual a 20 m			Red mayor a 20 m			Peso en el Grupo		
						Media	Stdev	Coef. Var	Media	Stdev	Coef. Var	Red < 20 m	Red > 20 m	
1	< 20	5	3	5.4%	60%	6.67	11.55	1.73	222.00	52.33	0.24	3.2%	2.2%	
	>= 20 & <= 30	7	5	7.5%	71%	0.00	0.00		191.50	94.05	0.49	5.4%	2.2%	
	> 30 & <= 50	23	2	24.7%	9%	0.50	0.71	1.41	142.43	105.49	0.74	2.2%	22.6%	
	>50 & < 100	27	5	29.0%	19%	7.60	8.29	1.09	253.57	162.06	0.64	5.4%	23.7%	
	>= 100 & < 125	13	1	14.0%	8%	10.00	0.00	0.00	271.92	172.32	0.63	1.1%	12.9%	
	>= 125	18	4	19.4%	22%	2.50	5.00	2.00	355.14	262.18	0.74	4.3%	15.1%	
Total	93	20		100.0%	Grupo	190.44	63.99	0.34				21.5%	78.5%	100.0%
					Grupo >20	241.53	81.52	0.34						
2	< 20	18	6	13.0%	33%	2.33	5.24	2.25	317.75	227.97	0.72	4.3%	8.7%	
	>= 20 & <= 30	20	7	14.5%	35%	2.71	6.75	2.49	234.83	218.58	0.93	5.1%	9.4%	
	> 30 & <= 50	40	10	29.0%	25%	1.50	4.06	2.71	373.73	272.48	0.73	7.2%	21.7%	
	>50 & < 100	34	6	24.6%	18%	4.00	8.00	2.00	424.29	307.61	0.73	4.3%	20.3%	
	>= 100	26	7	18.8%	27%	0.14	0.38	2.65	428.63	256.38	0.60	5.1%	13.8%	
	Total	138	36		100.0%	Grupo	276.63	97.30	0.35				26.1%	73.9%
					Grupo >20	373.55	131.64	0.35						
3	< 20	45	21	24.9%	47%	4.00	6.69	1.67	540.10	553.70	1.03	11.6%	13.3%	
	>= 20 & <= 30	44	17	24.3%	39%	1.94	5.25	2.70	454.58	493.12	1.08	9.4%	14.9%	
	> 30 & <= 50	54	8	29.8%	15%	0.00	0.00		313.41	243.53	0.78	4.4%	25.4%	
	>50 & < 100	27	4	14.9%	15%	0.25	0.50	2.00	524.63	449.07	0.86	2.2%	12.7%	
	>= 100	11	2	6.1%	18%	0.50	0.71	1.41	681.78	370.14	0.54	1.1%	5.0%	
	Total	181	52		100.0%	Grupo	320.30	135.01	0.42				28.7%	71.3%
					Grupo >20	448.49	189.43	0.42						
4	< 20	139	33	54.3%	24%	0.76	3.53	4.66	843.24	793.26	0.95	12.9%	41.4%	
	>= 20 & <= 30	64	28	25.0%	44%	0.00	0.00		740.61	673.26	0.94	10.9%	14.1%	
	> 30 & <= 50	33	9	12.9%	27%	0.00	0.00		569.21	413.37	0.73	3.5%	9.4%	
	>50 & < 100	11	3	4.3%	27%	0.00	0.00		664.75	566.80	0.78	1.2%	3.1%	
	>= 100	9	4	3.5%	44%	4.50	9.00	2.00	604.20	721.26	1.19	1.6%	2.0%	
	Total	256	77		100.0%	Grupo	539.41	344.77	0.64				30.1%	69.9%
					Grupo >20	771.21	493.07	0.64						
TOTAL		668			Total	336.87	122.98							

Tabla 2.6 Tamaño de la Muestra Levantada – Distribución por Grupos

	μ	σ	Participación	
Grupo 1	190.44	63.99	43%	
Grupo 2	276.63	97.30	5%	
Grupo 3	320.30	135.01	18%	
Grupo 4	539.41	344.77	34%	
Total	336.87	122.98	100%	
			Error	Tamaño de
	σ/μ	α	Relativo	la Muestra
Grupo 1	0.336	90%	5.73%	93
Grupo 2	0.352	90%	4.93%	138
Grupo 3	0.422	90%	5.15%	181
Grupo 4	0.639	90%	6.57%	256
Total	0.365	90%	2.32%	668

2.2 CARACTERIZACIÓN DE CIRCUITOS TÍPICOS

El proceso de caracterización de circuitos típicos incluyó la ejecución de los siguientes subprocesos o actividades:

- Levantamiento de Información en Campo (sección 2.2.1)
- Procesamiento de Información (sección 2.2.2)
- Caracterización de Unidades Constructivas

A continuación se detallan cada uno de estos subprocesos.

2.2.1 Levantamiento de Información en Campo

A partir del muestreo establecido, los operadores de red se agruparon en tres zonas para efectos de desarrollo de los levantamientos de acuerdo con la Tabla 2.7.

Tabla 2.7 Zonificación de los operadores

ZONA	OPERADOR DE RED	NÚMERO DE TRANSFORMADORES A LEVANTAR
CENTRO ORIENTE	CODENSA	133
	EBSA	65
	ESSA	52
	CENS	23
NORTE	ELECTRICARIBE	49
	ELECTROCOSTA	23
	EPM	73
	EADE	44
SUR-OCCIDENTE	CEDENAR	23
	CEDELCA	18
	EMCALI	29
	EPSA	51
	CHEC	48
	ELECTROHUILA	27
	EMPRESAS MUNICIPALES DE CARTAGO	5
	ELECTRIFICADORA DELCAQUETÁ	3
	TOTAL	666

Cada zona se cubre con una comisión conformada por un (1) Ingeniero coordinador y dos auxiliares. El procedimiento seguido con cada operador de red consistió de los siguientes pasos:

1. Se establece comunicación con un profesional asignado por cada operador
2. En la sede de cada operador se obtiene la información correspondiente a ubicación de las subestaciones y alimentadores y posteriormente selección y ubicación de los transformadores de la muestra. Cuando el operador de red no cuenta con la información de la ubicación de los transformadores, el ingeniero coordinador se traslada hacia la subestación y ubica los transformadores recorriendo el circuito
3. Se programan los levantamientos y mediciones de las redes de baja tensión junto con el vínculo cliente red
4. Se digita y se procesa de información

La Información levantada de cada uno de los transformadores seleccionados como muestra es: longitud del circuito, topología, localización, capacidad y se incluyó el vínculo cliente-red con el fin de solicitar a la parte comercial información de la

energía servida por el circuito asociado a cada transformador de distribución de la muestra. Adicionalmente, en los transformadores de distribución donde no se cuenta con medición de carga por parte del operador, se efectuó una medida de carga a la hora pico señalada por el operador.

Durante la ejecución de los levantamientos se encontraron los siguientes inconvenientes:

- Demora en el inicio de las actividades de levantamiento debido a que el personal asignado de los operadores de red se encontraba en vacaciones.
- Demora en la entrega de información por parte del operador de red (planos de subestaciones y circuitos, listados de transformadores).
- Dificultades para la realización del levantamiento de información por condiciones de Orden Público en varias de las áreas de influencia de los Operadores de Red, seleccionados en el diseño de la muestra.

Los inconvenientes particulares presentados a lo largo del levantamiento se presentan en la Tabla 2.8.

Tabla 2.8 Inconvenientes en el levantamiento

OPERADOR	INCONVENIENTE
CEDENAR	Se deja de levantar un transformador por problemas de orden público en el municipio de La Unión: Transformador: G3-T1. Muestra reemplazada.
ELECTRICARIBE ELECTROCOSTA	Demora en la entrega de planos por parte del operador de red y además no cuenta con la información actualizada y sistematizada, lo que origina dificultad en la ubicación de los transformadores. La muestra de transformadores G1-T6 del Circuito paraíso y G2-T5 del Circuito industrial sur, son de propiedad de particulares y se ha impedido la entrada del personal encargado del levantamiento. La comunidad no permitió la realización de mediciones en la muestra de transformador G3-T3 del Circuito Caribe (S/E Juan de Acosta).
CODENSA	Dificultad para levantar algunos transformadores en predios particulares. Algunos de estos fueron visitados con funcionarios de CODENSA y aún así se negó la entrada. La parte de la muestra correspondiente a la Subestación La Palma, de ese municipio, no pudo ser levantada por problemas de orden público. El personal trasladado a esta zona debió regresarse ocasionando atrasos en el levantamiento. Se reemplazaron los siguientes transformadores por alimentador: LM12D: G4-T1(3) y G4-T2(1); LM13D: G4-T1(1); LM22D: G4-T1(1); LM23D: G4-T1(1) y G4-T2(1). La muestra se reemplazó por transformadores equivalentes ubicados en la subestación Patios (CE) en los siguientes alimentadores: CE21: Cuatro transformadores de 15 kVA y un transformador de 30 kVA; CE12: Un transformador de 30 kVA
EMCALI	Problemas de orden público en la ciudad de Cali (produjeron atraso en la obtención de información).
EADE	No se cuenta con planos de los alimentadores, lo que significó que la ubicación de los transformadores se hiciera directamente en campo siguiendo el recorrido del circuito. Esto implicó un aumento en los tiempos de levantamiento.
EBSA	Existen problemas de consistencia en la información debido al proceso de actualización que actualmente desarrolla la empresa. De la información suministrada por el OR a la CREG se seleccionaron transformadores del tipo G2-T1. Sin embargo, en el levantamiento se constató que no se encuentran transformadores de 15 kVA en zonas urbanas. En algunas subestaciones (Paipa) no se contó con información en planos de los alimentadores; para poder ubicar los transformadores se requirió de la ayuda de los funcionarios del Operador.
EPPM	Debido a problemas de orden público, según información suministrada por el operador no es posible visitar los circuitos de las subestaciones EL SALTO y GUATAPÉ, así como los alimentadores: Castilla (R06-18) y Zamora (R11-01, R11-03 y R11-22), Miraflores (R0411), Piedras Blancas (R0809 y R0805).
ELECTROHUILA	Se reemplazaron circuitos por problemas de orden público. Se reubicaron otros circuitos dentro de la misma subestación para reemplazar los transformadores no levantados.

Nota: En todos los casos en que se encuentra inconveniente en el levantamiento de un transformador de la muestra, se reemplazó por uno equivalente.

Tabla 2.8 Inconvenientes en el levantamiento (Continuación)

OPERADOR	INCONVENIENTE
ESSA	Se presentaron problemas de orden público en las subestaciones de Málaga y Sucre. Los transformadores fueron reemplazados en la muestra en otras subestaciones que garantizan que se cumple con el grupo y el tamaño correspondiente.
CENS	Se presentaron problemas de orden público en las subestaciones Ocaña y Aguachica. Los transformadores fueron reemplazados en la muestra en otras subestaciones que garantizan que se cumple con el grupo y el tamaño correspondiente.

Nota: En todos los casos en que se encuentra inconveniente en el levantamiento de un transformador de la muestra, se reemplazó por uno equivalente.

2.2.2 Procesamiento de Información

El procesamiento de la información capturada en campo se dividió en las siguientes partes:

- Digitación de los formatos de levantamiento
- Digitación de información del vínculo cliente - red por transformador de distribución, con el fin de solicitar la información de energía facturada asociada a cada uno de los transformadores de la muestra.
- Procesamiento y elaboración de los resúmenes de las características de cada transformador de la muestra. El [Anexo 4](#) presenta los resúmenes de la información levantada en cada transformador de distribución de la muestra.

2.2.3 Clasificación de Circuitos Típicos de Nivel I

El proceso de identificación y clasificación de los circuitos típicos de nivel I al nivel nacional, incluye los siguientes pasos:

- Apreciación general de las redes levantadas en el muestreo por Operador de Red
- Caracterización de Unidades Constructivas de transformadores de distribución y de redes de Baja Tensión (Nivel I) (sección 2.3)
- Especificación de las redes típicas considerando las unidades constructivas definidas (sección 2.3).

La sección 2.3 presenta en detalle la clasificación de las unidades constructivas típicas de nivel de tensión I.

Apreciación General de las Redes Levantadas en el Muestreo

Se presenta la apreciación general de las redes levantadas en el muestreo para cada uno de estos operadores. Esta apreciación no constituye en ninguna medida una caracterización detallada de las redes del operador, sino una alimentación para el desarrollo de la caracterización de las unidades típicas al nivel nacional.

- **Codensa**

Se encuentran los siguientes tipos de redes:

- Redes aéreas, abiertas y urbanas.

Se construyen con conductores aislados de calibres 4/0AWG hasta No. 2 AWG, el neutro por lo general es conductor desnudo de un calibre menor al de las fases. Las derivaciones, por lo general se construyen en el mismo calibre del ramal principal; en pocas ocasiones se utiliza un calibre diferente. Las redes van en postes de concreto y comparten la ruta con redes de Media Tensión. Las estructuras utilizadas para soportar los conductores son perchas de 2 a 5 puestos. La mayor parte del alumbrado público se alimenta directamente del transformador que alimenta los usuarios. Se utilizan transformadores trifásicos de 15 kVA a 150 kVA en poste de concreto. Dependiendo de la ubicación geográfica (estrato) y/o el tipo de cliente a alimentar, estos pueden ser de servicio exclusivo o denominados de red (atienden varios usuarios). Los transformadores de uso exclusivo utilizan acometidas subterráneas que no superan los 20 metros. Los transformadores de red pueden construirse con hasta tres ramales de 150 metros en promedio. El número de usuarios depende del estrato. Los vanos promedio de las redes de baja tensión son de 30 metros.

- Redes aéreas, abiertas y rurales.

Se construyen con conductores desnudos de calibres 4/0 hasta No. 1 AWG, el neutro se puede encontrar en el mismo calibre de la fase o en uno menor. Las redes van en postes de madera, en su mayoría, aunque en algunas ocasiones se utiliza el concreto (Cascos urbanos). Se utilizan transformadores trifásicos en la zona urbana y monofásicos de 15 kVA en las zonas rurales, los cuales se alimentan de dos fases. La construcción en el casco urbana sigue las normas de las zonas urbanas. En las zonas rurales, por lo general las acometidas son monofásicas en perchas de dos a tres puestos. Las redes siempre llevan el alumbrado público. Es común ver que la red de baja tensión llega hasta cierto punto desde donde los usuarios construyen sus acometidas (hasta 100 metros) mediante postes y conductores generalmente en cobre aislado No. 6 y 8 AWG. Las redes rurales tienen vanos hasta de 60 metros en promedio, en algunos casos

hasta 100 metros. Un solo transformador en zona rural puede atender uno o máximo 10 usuarios.

- Redes aéreas y trenzadas.

Se utilizan redes trenzadas en barrios de estratos 1 y 2, las cuales se construyen en postes de concreto. Se utilizan los mismos transformadores normalizados para las zonas urbanas. Los herrajes utilizados son diferentes que en las redes abiertas. Los conductores utilizados son 4/0, 2/0 y 2 AWG.

- Redes subterráneas

Se utilizan conductores de cobre aislados, especialmente en zonas céntricas, coloniales y de estratos 5 y 6. La red subterránea utiliza ductería y cajas con sus correspondientes elementos. Los transformadores pueden encontrarse en poste, pedestal o en subestaciones de local y son trifásicos.

- **EBSA**

Las redes son aéreas en su mayoría y su utilización se ubicó en cascos urbanos y en zonas rurales.

Se construyen con conductores desnudos ACSR de calibres 4/0AWG hasta No. 1/0 AWG. Las derivaciones, por lo general se construyen en el mismo calibre del ramal principal; en pocas ocasiones se utiliza un calibre diferente. Las redes van en postes de concreto en las zonas urbanas y de madera en zona rural. Las estructuras utilizadas para soportar los conductores son perchas de 2 a 5 puestos. La mayor parte del alumbrado público se alimenta directamente del transformador que alimenta los usuarios. Se utilizan transformadores monofásicos de 15 kVA, bifásicos entre 15 kVA y 100 kVA y trifásicos de 15 kVA a 112.5 kVA en poste de concreto. Los transformadores monofásicos se utilizan como exclusivos para uno o dos usuarios, los bifásicos hasta 30 kVA para atender pocos usuarios y para atender grandes cantidades de usuarios concentrados, se utilizan desde los bifásicos de 50 kVA hasta los trifásicos de 112.5 kVA.

Teniendo en cuenta que, de acuerdo con la muestra, los transformadores levantados corresponden a grupos 2, 3 y 4 se puede observar la presencia de ramales de hasta 600 metros con vanos promedio de 60 metros.

Para los grupos 2 y 3 se utiliza postería de concreto mientras para el grupo 3 predomina la utilización de la postería de madera.

- **ESSA**

Las redes son aéreas en su mayoría y las levantadas se ubicaron en cascos urbanos y en zonas rurales, siendo esta última predominante.

Se construyen con conductores desnudos ACSR de calibres 4/0AWG hasta No. 1 AWG. Las redes monofásicas y bifásicas se utilizan especialmente en zonas rurales con baja densidad de carga. Las derivaciones, por lo general se construyen en el mismo calibre del ramal principal; en pocas ocasiones se utiliza un calibre diferente. Las redes van en postes de concreto en las zonas urbanas y de madera en zona rural, con un porcentaje alto de utilización de la madera. Las estructuras utilizadas para soportar los conductores son perchas de 2 a 5 puestos. La mayor parte del alumbrado público se alimenta directamente del transformador que alimenta los usuarios. Se utilizan transformadores monofásicos de 10 kVA a 25 kVA, bifásicos entre 10 kVA y 30 kVA y trifásicos de 30 kVA a 160 kVA en poste de concreto. Los transformadores monofásicos son de uso exclusivo (alimentan hasta 2 usuarios, los transformadores bifásicos se utilizan para alimentar usuarios en zonas rurales con baja densidad de carga, mientras los transformadores trifásicos para atender grandes cantidades de usuarios concentrados.

Se observa la utilización de grandes cantidades de postes de madera. Los ramales tienen longitudes promedio de 400 metros para circuitos monofásicos y bifásicos y de 180 metros para circuitos trifásicos. En el primer caso el vano promedio se puede estimar en 60 metros, mientras que para el segundo el vano promedio es de 30 metros.

- **CENS**

Las redes son aéreas en su mayoría y las levantadas se ubicaron en cascos urbanos y en zonas rurales. La configuración de las redes más utilizada es la bifásica en zonas rurales y trifásica en zonas urbanas.

Los conductores utilizados son desnudos, tipo ACSR, de calibres 4/0AWG hasta No. 1 AWG, aunque los más utilizados son 2/0 AWG y superiores. Los circuitos típicos rurales están conformados por dos ramales bifásicos de longitud promedio 300 metros con vanos promedios de 100 metros y postes de madera. Se utilizan en zonas de baja densidad de carga. Las redes urbanas están constituidas por hasta tres ramales trifásicos de longitud promedio 150 metros con vano promedio de 30 metros en postería de concreto. Las estructuras utilizadas para soportar los conductores son perchas de 2 a 5 puestos. Los transformadores bifásicos se encuentran en potencias de 10 kVA hasta 50 kVA, mientras los trifásicos utilizados corresponden a capacidades entre 30 kVA y 112.5 kVA. La mayor parte del alumbrado público se alimenta directamente del transformador que alimenta los usuarios. Los transformadores

bifásicos son de uso exclusivo (alimentan hasta 2 usuarios, los transformadores bifásicos se utilizan para alimentar usuarios en zonas rurales con baja densidad de carga, mientras los transformadores trifásicos para atender grandes cantidades de usuarios concentrados.

- **Electrificadora del Caribe y Electrificadora de la Costa (ELECTRICARIBE y ELECTROCOSTA)**

En su gran mayoría las redes de Electrocosta y Electricaribe son de tipo abierta monofásicos trifilar. En general las redes están construidas en cobre No.2 con postes de concreto y en algunos casos se utiliza madera y postes metálicos.

Los transformadores son generalmente monofásicos y bifásicos, los trifásicos son generalmente para uso particular. La potencia típica de los transformadores es de 10 kVA a 75 kVA para las redes monofásicas y bifásicas y de 15 kVA y 75 kVA en redes trifásicas. Las redes en configuración bifásica se construyen en dos o tres ramales de 300 metros promedio con vanos de 60 metros, mientras que las trifásicas utilizan máximo dos ramales con máximo un vano de hasta 50 metros. Los vanos típicos de baja tensión son de alrededor de 25 a 35 metros y se encontró que las redes generalmente son cortas.

Con respecto a los usuarios se encontró que casi en su totalidad son monofásicos y la conexión se hace mediante cable dúplex directamente a la red. Actualmente no se posee el vínculo cliente red en Electrocosta y Electricaribe. Sin embargo, en algunos sectores se encontró que se están normalizando las acometidas en cable concéntrico. Cabe anotar que la zonas de cobertura de Electrocosta son en su mayoría rurales y ciudades intermedias, mientras Electricaribe corresponde a ciudades grandes e intermedias.

Los transformadores con potencias superiores a 75 kVA en general corresponden a subestaciones de local (los cuales son particulares según la mayoría de los propietarios de los predios) estas no poseen redes de BT asociadas debido a que solo se hace una conexión desde el transformador a los gabinetes de contadores. Por otro lado los transformadores con potencias inferiores a 25 kVA son de alumbrado público cuando se encuentran en la zona urbana y poseen usuarios solo cuando se localizan en zonas rurales.

- **Empresa Antioqueña de Energía (EADE)**

Las redes de EADE son elaboradas típicamente en red trenzada. Los transformadores encontrados son monofásicos y son los mas ampliamente usados. Las zonas de cobertura de características G2 y G3. La mayoría de los postes empleados son en concreto y en algunas zonas de madera.

La topología utilizada en redes corresponde a sistema monofásico trifilar con el neutro desnudo en conductores 2 ACSR y los conductores de fase 1/0 Al aislado. La vestida de baja tensión está en su mayoría tal como se define en las normas de distribución, sin embargo en los sitios donde se encontraban construcciones viejas se usa las redes sobre los aleros (no normalizado). Se encontraron redes abiertas en la zona de Urabá (las cuales son en aluminio y cobre, este último se usa cuando se está en cercanías del mar). En algunos casos las redes poseen tramos abiertos y tramos trenzados.

En cuanto a la conexión de los usuarios, se observó que en las redes normalizadas se derivan de cajas portaborneras en los postes, pero en las redes que van por los aleros la conexión de los usuarios se hace mediante empalmes directamente a los cables de baja tensión. Los usuarios poseen contadores y se tiene el vínculo cliente - red. Las acometidas son hechas en cable concéntrico, cuando se tienen portaborneras en los postes, y cuando las redes están por los aleros las acometidas eran generalmente con cables No. 10. Las conexiones de los usuarios en su gran mayoría son monofásicos.

Los vanos de baja tensión se encuentran con longitudes de 25 a 35 m en zonas urbanas y 30 a 50 m en zonas con características rurales. En cuanto a las potencias de los transformadores se alcanzo a observar que los transformadores más utilizados son los de 37.5 kVA y 50 kVA y que los transformadores de 75 kVA son menos comunes. Las longitudes en promedio de las redes de BT están en el rango de 150 a 200 m.

Los transformadores pueden tener alrededor de 40 usuarios para transformadores de 37.5 kVA y 50 a 65 en transformadores de 50 kVA.

Cabe anotar que EADE viene implementando un plan de normalización de redes por lo cual se encuentran situaciones atípicas con relación a la construcción de las redes y conexión de los usuarios; además se viene actualmente implementando la instalación de integradores (Medidores de energía del lado de baja tensión).

- **Empresas Públicas de Medellín (EPPM)**

Las redes de EPPM se encuentran normalizadas y casi en su totalidad son en red trenzada. Los transformadores encontrados son monofásicos y en general son los mas ampliamente usados. Las zonas de cobertura son la zona metropolitana de Medellín el valle del Aburrá. La postería utilizada en su mayoría fue concreto y en algunas zonas de madera.

La topología de las redes es sistema monofásico trifilar con el neutro desnudo en conductores 2 ACSR y los conductores de fase 1/0 Al aislado. La vestida de baja tensión se encuentran tal como se define en las normas de distribución.

Las redes tienen longitudes cortas para los transformadores oscilando entre 60 y 100 metros para los transformadores de 37.5 y 50 kVA monofásicos que son las potencias utilizadas para transformadores.

La totalidad de los usuarios están vinculados al sistema comercial de EEPPM y poseen contadores, incluso en las zonas rurales del sistema. La conexión de los usuarios se hace mediante cajas portaborneras y cajas de derivación cuando las redes son aéreas (cabe anotar que se usa cajas de derivación cuando las acometidas son subterráneas, están son elaboradas en su mayoría de acuerdo a la norma RA-4019). Debido a que las redes de baja tensión son cortas la cantidad de usuarios por transformador es baja también alrededor de 25 usuarios para transformadores de 37.5 kVA y 35 a 40 para transformadores de 75 kVA.

Los transformadores con potencias superiores a 75 kVA en general corresponden a subestaciones de local (en las cuales generalmente el propietario del transformador es EEPPM), ubicadas en el predio del usuario(s); estas no poseen redes de BT asociadas debido a que solo se hace una conexión desde el transformador a los gabinetes de contadores. Por otro lado los transformadores con potencias inferiores a 25 kVA son de alumbrado público cuando se encuentran en la zona urbana y poseen usuarios solo cuando se localizan en zonas rurales.

En la gran mayoría de los transformadores dentro de Medellín y las cabeceras de los municipios del valle del Aburrá están provistos de integradores (medidor de energía) en baja tensión excepto las zonas rurales.

- **EPSA**

En su gran mayoría las redes de EPSA son de tipo red abierta bifásica y en algunos cascos urbanos se presenta trifásica. Predominan los transformadores bifásicos en zonas rurales, y trifásicos en cascos urbanos. Las capacidades de los transformadores bifásicos se encuentran entre 10 y 50 kVA, los trifásicos se encuentran de 30 hasta 112.5 kVA. Las estructuras de los transformadores están en postes de concreto. Las redes de distribución de EPSA son abiertas bifásicas en zonas rurales y abiertas trifásicas en cascos urbanos. Las redes se construyen sobre postes de concreto y ocasionalmente madera, sostenidas en perchas de 4 puestos. Los conductores utilizados son desnudos y predominan los calibres No. 1/0 AWG en aluminio para las fases y calibres No. 4 y No. 6 AWG en aluminio para el neutro. De cada transformador urbano salen dos tramos de red con longitud promedio de 150 metros y de cada transformador rural cada tramo es de 350 metros promedio. El vano promedio en zona urbana es de 30 metros mientras en las zonas rurales es de 50 metros. El vínculo cliente – red se estableció con el código EPSA del transformador, el número del contador, el número del poste y el NIU (número de identificación de usuario) que se encuentra en la factura. Se encuentran dentro la muestra

transformadores exclusivos (sin red) que alimentan de 1 a 3 usuarios; en este caso la acometida se deriva directamente del transformador.

- **Empresas Municipales de Cartago**

Las redes de Cartago tienen como principal característica el estar construidas sobre los aleros de las casas sin utilizar postes ni perchas haciendo pasar los conductores por tubos de PVC y en puntos intermedios las sostienen con soportes. Las acometidas de los usuarios se desprenden de la misma red. Las redes tienen dos ramales de aproximadamente 200 metros.

Atiende casco urbano del Municipio de Cartago. Los transformadores son trifásicos con capacidades entre 75 y 100 kVA y bifásicos en 37.5 y 50 kVA. La principal característica de las redes de Cartago es que construye en los aleros de las casas sin utilizar postera ni perchas. Sólo se utiliza poste en el transformador y cambios de rumbo de la red. Las perchas no son normalizadas y su única función es la de sostener la red en algunas partes del tramo y al finalizar la red. Las acometidas se derivan de la misma red directamente hacia el contador. El conductor utilizado es No. 2/0 AWG en aluminio para las fases y No. 2 AWG aluminio para el neutro. El conductor de las redes en alero es aislado y se agrupa para facilitar la construcción (no es conductor trenzado). En algunos casos se presenta construcción de red abierta que pasa a red en alero a partir del segundo tramo; la red abierta se construye con conductor 2/0 AWG en Aluminio desnudo para las fases y No. AWG 1/0 en aluminio desnudo para el neutro. El vínculo cliente – red se estableció con la dirección del usuario, el código del transformador, la marca y el número del contador y el código del usuario que se encuentra en la factura.

- **CEDENAR y CEDELCA**

Los transformadores son trifásicos y bifásicos con capacidades de 10 a 112.5 kVA, en poste de concreto. La utilización de los transformadores bifásicos predomina en las zonas rurales. Las redes se construyen por las paredes de las casas, sin postes, con ganchos para sostenerlas. Los tramos son de 150 metros en promedio con vanos de 28 metros. Los conductores más utilizados con No. 1/0 AWG en aluminio desnudo para las fases y No. 2 AWG para el neutro. En zonas rurales se utilizan postes de madera no normalizada y las acometidas se derivan directamente del cable; las redes tienen longitudes de 250 metros por tramo con vanos de 50 metros.

- **EMCALI**

Los transformadores son trifásicos con capacidades entre 30 y 150 kVA. Las redes son abiertas aéreas y subterráneas. Las redes aéreas se construyen con conductores No. 2/0 AWG en aluminio para las fases y No. 1/0 AWG en aluminio desnudo para el

neutro. Los conductores de las fases mezclan, en algunos casos, desnudos y aislados. Las redes utilizan postera de concreto y las estructuras son en perchas normalizadas de 5 puestos. Se encuentran tres tramos por transformador como máximo y con longitud promedio de 150 metros por tramo. Los vanos son de 30 metros en promedio. Las redes subterráneas encontradas en la muestra se combinan con redes aéreas; se utiliza conductor en cobre No. 4 AWG para las fases y No. 6. AWG para el neutro. Se encontraron transformadores sin red que atienden para edificios de apartamentos y clientes industriales y comerciales. Igualmente se encuentran en gran cantidad los cruces aéreos en las redes de baja tensión y los empalmes para hacer derivaciones a usuarios

- **CHEC**

Los transformadores encontrados son trifásicos de 30 hasta 112.5 KVA que se utilizan en las zonas urbanas y bifásicos de 15 hasta 25 KVA en zonas rurales. Las redes de la CHEC tienen una característica particular, especialmente en las zonas rurales, ya que utilizan torrecillas metálicas triangulares y en algunos casos rieles para sostener los transformadores. Las redes van sobre postes de concreto. Las estructuras utilizadas para la red son perchas de 4 puestos. Los conductores utilizados en redes aéreas son No. 4 y 6 AWG en aluminio desnudo. Se encontró en zona urbana red subterránea con conductores No. 4 AWG en cobre. Las longitudes de las redes en zona urbana son en promedio 200 metros, con vanos de 30 metros, y en zonas rurales son de 300 metros con vanos de 50 metros. En municipios como Chinchiná se encontraron redes tipo alero y redes con distribución horizontal en poste. El vínculo cliente – red se estableció con el número de cuenta del cliente, que se encuentra en la factura, y el código del transformador.

- **ELECTROHUILA**

Los transformadores seleccionados son trifásicos de 75 a 112.5 kVA en cascos urbanos y bifásicos de 15 a 30 kVA en zonas rurales. En estas redes predomina el conductor No. 2 AWG de aluminio para las fases y el conductor No. 4AWG ó No. 6 AWG en aluminio para el neutro. Las redes se encuentran en su mayoría con conductores desnudos aunque utilizan, en menor cantidad, conductor aislado. Las redes van sobre postes de concreto y madera que se combinan dentro de un mismo transformador. En las zonas rurales se encuentran estructuras metálicas como torrecillas o rieles para sostener los transformadores. Las redes son abiertas con longitud promedio de 150 metros por tramo en zonas urbanas y de 250 metros por tramo en zonas rurales. El departamento del Huila está dividido en zonas, que para efecto de la muestra es: Zona Norte: Palermo, Zona Centro: Altamira y Zona Sur: Timaná y Pitalito. El vínculo cliente – red se estableció con el NIU (número de identificación de usuario) que se encuentra en la factura y con el número de contador.

- **ELECTROCAQUETÁ**

Los transformadores son trifásicos de 37.5 a 112.5 kVA en zona urbana. Las redes de baja tensión de Florencia se caracterizan por ser redes abiertas en su mayoría trifásicas y donde se presentan cruces aéreos y derivaciones a usuarios con empalmes. La distancia promedio de vanos es generalmente de 30 metros y se utilizan las normas ICEL en baja tensión. Se encontró red subterránea con cajas de inspección con perchas con sus aisladores (como las aéreas) de donde se derivan los usuarios. Los conductores utilizados son No. 2/0 AWG en aluminio desnudo y No. 1/0 en aluminio desnudo para las redes aéreas y No. 1/0 en cobre para las fases y No. 2 en cobre para las fases. La totalidad de la postería en el casco urbano es de concreto. La longitud promedio de la red es de 200 metros por tramo. El vínculo cliente – red se estableció con el NIU (número de identificación de usuario) que se encuentra en la factura y con el número del transformador que se encuentra en terreno.

2.3 CLASIFICACIÓN DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS TÍPICAS DE NIVEL I

Esta sección presenta la definición de las unidades constructivas típicas a nivel nacional en el nivel de tensión I. Esta caracterización de unidades constructivas típicas permite obtener el costo total asociado a éstas, los cuales corresponden a los costos de inversión (valor a nuevo), operación y mantenimiento.

Para obtener el valor a nuevo de las redes típicas se debe definir inicialmente las unidades constructivas asociadas al sistema eléctrico del nivel de tensión I. Este valor a nuevo incluirá todos los costos necesarios para poner en operación la unidad constructiva en la forma adecuada a costo mínimo. El costo de la unidad constructiva incluirá los costos de inversión, operación y mantenimiento, teniendo en cuenta entre otros los costos del diseño y estudios, el valor de los equipos incluyendo los gastos de impuestos y transporte hasta el sitio, la construcción, el montaje, la interventoría y la puesta en operación.

2.3.1 Definición de las Unidades Constructivas

Partiendo de la base que la unidad constructiva se define como el conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico, orientada a la conexión de otros elementos de una red, o al transporte o a la transformación de la energía eléctrica, se establece que de acuerdo con las características específicas del sistema eléctrico del nivel de tensión I se pueden definir dos tipos de unidades constructivas: el transformador de distribución y la red asociada a éste.

A continuación se presenta una descripción de los elementos que conforman cada uno de los tipos de unidades constructivas definidas.

2.3.1.1 Transformador de Distribución

Las unidades constructivas para transformador de distribución están conformadas por los siguientes elementos:

- Transformador
- Protección

Cada uno de los elementos anteriores tienen características específicas, las cuales pueden definir una unidad constructiva típica como tal. En la Tabla 2.9 se presentan las características de los elementos que conforman las unidades constructivas del transformador de distribución, adicionalmente se presenta la identificación de cada una de las características definidas.

Adicional a las características de los elementos definidos para esta unidad constructiva se debe tener en cuenta la característica de la zona que atiende la red, la cual puede ser urbana o rural.

Tabla 2.9 Unidades Constructivas del Transformador

Elementos	Características	Identificación	Observación
Localización	Zona que atiende	Urbano	
		Rural	
Transformador	Voltaje	KV	Del lado de Alta
	Tipo	1 ϕ	No. de Fases del lado de baja
		2 ϕ	
		3 ϕ	
	Refrigeración	Aceite	
Seco			
	Capacidad	KVA	De Placa de Fabricación
Transformador de Pedestal	Voltaje	KV	Del lado de Alta
	Tipo	1 ϕ	No. de Fases del lado de baja
		2 ϕ	
		3 ϕ	
	Capacidad	KVA	De Placa de Fabricación
Protección	Aéreo	Pararrayos	
		Cortacircuitos	
		Fusibles	
	Local	Pararrayos + Cable	
		Cortacircuitos	
		Fusible	
	Capsuladas	Pararrayos + Cable	Protecciones en Celda
		Seccionador	
		Fusible	
Estructura	Poste	Poste Madera	Incluye herrajes
		Poste Concreto	
		Estructura Metálica	
	Local	Local	Placa de concreto
	Pedestal	Pedestal	Placa de concreto + malla
	Capsuladas	Capsuladas	Placa de concreto + cerramiento

2.3.1.2 Red de Baja Tensión

Las unidades constructivas de la red de baja tensión están conformadas por los siguientes elementos:

- Conductor
- Estructura
- Herrajes

Cada uno de los elementos anteriores tienen características específicas, las cuales pueden definir una unidad constructiva típica como tal. En la Tabla 2.10 se presentan las características de los elementos que conforman las unidades constructivas de la

red de baja tensión, adicionalmente se presenta la identificación de cada una de las características definidas.

Adicional a las características de los elementos definidos para esta unidad constructiva se debe tener en cuenta la característica de la zona que atiende la red, la cual puede ser urbana, rural plano y rural montañoso.

Tabla 2.10 Unidades Constructivas de la Red de Baja Tensión

Elementos	Características	Identificación	Observación
Localización	Zona que atiende	Urbano	
		Rural	
Conductor	Tipo	1 ϕ	No. de fases, se debe adicionar el neutro
		2 ϕ	
		3 ϕ	
	Material Conductor	Aluminio	
		Cobre	
		ACSR	
	Calibre (AWG)	4	
		3	
		2	
		1/0	
		2/0	
	Material Exterior	Aislado (XLPE)	Aéreo o Subterráneo
		Desnudo	Aéreo
Configuración Red	Abierto		
	Trenzado		
	Subterráneo		
Estructura	Poste	Poste Madera	Incluye herrajes
		Poste Concreto	
		Estructura Metálica	
		Sin Postería	
	Caja	Ductos	

En las secciones siguientes se analizan las características de estas unidades constructivas desde el punto de vista técnico y de costos para finalmente obtener una lista de unidades constructivas típicas que representen en forma general la norma constructiva y la topología de la red de baja tensión utilizada por los operadores de red en Colombia.

2.3.2 Obtención de las Unidades Constructivas Típicas

A partir del levantamiento de topología de la red realizado en campo a la muestra de transformadores distribuida en los cuatro grupos de calidad referidos en el reglamento de distribución, se determinan las unidades constructivas típicas en Colombia del

sistema de baja tensión con el fin de obtener los costos totales típico y de eficiencia desde el punto de vista de inversión, operación (pérdidas) y mantenimiento.

Para este estudio se define que el sistema de baja tensión está conformado por el conjunto de la unidad constructiva del transformador de distribución y la unidad constructiva de la red de baja tensión.

2.3.2.1 Criterios para la Obtención de Unidades Constructivas Típicas

Como la red asociada a un transformador depende de la capacidad de éste, entonces la base de la tipificación será la unidad constructiva del transformador y a partir de ésta se obtiene la unidad constructiva de red típica asociada, si existe, obteniendo de esta manera diferentes sistemas típicos, los cuales serán evaluados posteriormente en cuanto a la eficiencia.

Desde el punto de vista técnico y económico, la unidad constructiva del transformador está caracterizada principalmente por:

- La zona que atiende (urbana o rural). Esto incide en el costo de la unidad constructiva en el costo de la instalación y montaje.
- El voltaje del lado de alta. Se encuentran transformadores con voltajes en el lado de alta pertenecientes a los niveles II y III. El costo de la inversión varía dependiendo del nivel de tensión de alta, debido principalmente al aislamiento.
- El tipo del transformador. El tipo se identifica por el número de fases del lado de baja que tiene el transformador. Se encuentran transformadores monofásicos, bifásicos y trifásicos. El costo del transformador varía con respecto al número de fases.
- La capacidad del transformador. Las capacidades normalizadas de los transformadores dependen del número de fases de estos, en consecuencia se tiene un grupo de capacidades para transformadores monofásicos o bifásicos y otro definido para los trifásicos. Cada transformador tiene un costo que depende de la capacidad asociada.

Para cada una de las características principales definidas a cada transformador, se puede encontrar la red típica asociada, la cual se puede caracterizar principalmente por:

- Número de fases del ramal
- Número de ramales asociados a cada transformador
- Número de usuarios por ramal

- Longitud total de ramal
- Cantidad y tipo de estructuras por ramal
- Calibre y material del conductor y neutro del ramal

Finalmente el sistema se conforma con la unidad constructiva del transformador típico, el número de ramales típico del transformador y la unidad constructiva típica de la red asociada al transformador.

2.3.2.2 Análisis Técnico para la Tipificación

A partir del levantamiento realizado en campo para la muestra de transformadores se elaboró una tabla resumen con 1923 registros que contiene toda la información topológica asociada al transformador. La estructura de la información levantada se presenta en la Tabla 2.11.

Tabla 2.11 Estructura de Información de Redes de Baja Tensión

Identificación	Descripción
EMPRESA	Nombre de la Empresa
Código trafo	Código del transformador dado por cada operador de red
Grupo	Grupo de calidad a que pertenece el transformador
Tamaño	Código de tamaño del transformador dado para la definición de la muestra
Potencia (KVA)	Capacidad del Transformador
Trafo sin Red	Identifica los transformadores que no tienen red con el número 1
Ramal	Indica si es transformador con red, sin red o si es ramal
Usuarios	No. de usuarios asociado al transformador o al ramal
Longitud	Longitud del ramal
Tipo_Ramal	No. de fases y neutro del ramal
N-Fases	No de fases del ramal
Calibre_Fases	Calibre de las fases del ramal
Material_Fases	Material del conductor donde se indentifica si es aislado
Calibre_Neutro	Calibre del neutro
Material_Neutro	Material del conductor del neutro
Con	Cantidad de postes de concreto
Mad	Cantidad de postes de madera
Met	Cantidad de estructuras metálicas
Otro	Identifica un tipo de estructura diferente a las mencionadas (casas, árboles, etc.)
Cam	Cantidad de cajas para red subterránea
A	Corriente medida en la fase A del lado de baja del transformador
B	Corriente medida en la fase B del lado de baja del transformador
C	Corriente medida en la fase C del lado de baja del transformador
N	Corriente medida en el neutro
LÍNEA	Voltaje de Línea de la red (fases – fase)
FASE	Voltaje de Línea de la red (fases – Neutro)
DESCRIPCIÓN	Observaciones generales a los levantamientos

En cada registro de la tabla resumen se presenta la información sobre el transformador o sobre cada ramal, donde en la columna ramal se identifica con un 0 el transformador que tiene red, con 1, 2, 3... el número de ramales asociado al transformador y con 10 el transformador que no tiene red de baja tensión asociada. Vale la pena aclarar que cuando un ramal no posee estructuras (la red va por los aleros de las casas o por los árboles) de todas maneras se tiene en cuenta la longitud del ramal y no así la cantidad de apoyos.

Como la unidad constructiva principal de la tipificación es el transformador, se elaboró una tabla con todas las características posibles de los transformadores dada por el nivel de tensión del lado de alta, la capacidad, zona que atiende y número de fases del lado de baja. Esta tabla contiene tanto las capacidades normalizadas por los fabricantes como las encontradas en el levantamiento. La clasificación de las unidades de construcción del transformador se presenta en la Tabla 2.12.

Tabla 2.12 Clasificación de las Unidades Constructivas del Transformador

Nivel de Tensión Lado de Alta	Capacidad [kVA]	Zona	Fases
I	5	U o R	M o B
I	10	U o R	M o B
I	15	U o R	M o B
I	25	U o R	M o B
I	30	U o R	M o B
I	37.5	U o R	M o B
I	50	U o R	M o B
I	75	U o R	M o B
I	100	U o R	M o B
I	167	U o R	M o B
I	10	U o R	T
I	15	U o R	T
I	20	U o R	T
I	30	U o R	T
I	45	U o R	T
I	50	U o R	T
I	75	U o R	T
I	100	U o R	T
I	112.5	U o R	T
I	150	U o R	T
I	500	U o R	T
I y II	525	U o R	T
I y II	1000	U o R	T

A partir de la información de la red levantada y de las características de la unidad constructiva del transformador se obtiene la unidad constructiva típica del transformador y la red típica asociada a éste, si la tiene, caracterizada por el número

de ramales de transformador, número de usuarios por ramal, longitud del ramal, número de estructuras, número de fases del ramal y el calibre y material de ramal.

Para identificar si un transformador con o sin red pertenece a zona urbana o rural se agrupan por el grupo de calidad definido por cada operador de red (1 a 4), donde de acuerdo con la definición de los grupos, los grupos 1 a 3 pertenecen a cascos urbanos y el grupo 4 pertenece a las zonas por fuera de los cascos urbanos. Para establecer y definir con mayor certeza los valores típicos para la zona urbana y rural se analizarán dos casos:

- Caso 1: Zona urbana Grupos 1, 2 y 3; Zona Rural Grupo 4
- Caso 2: Zona urbana Grupos 1 y 2; Zona rural Grupos 3 y 4

Para cada caso (1 y 2) el valor típico del número de ramal, longitud del ramal, número de usuarios, número de estructuras se obtuvo a partir de promedios, modas, medianas y percentiles y el número de ramales, el calibre y el tipo de material se estableció por el criterio del más utilizado o moda. En el [Anexo 5](#) se presentan las tablas y figuras resultantes de este análisis.

De los resultados obtenidos se concluye que el promedio es el que mejor representa la longitud y las cantidades de usuarios y de estructuras ya que, por ejemplo, la moda no siempre arroja un resultado confiable dado que los valores obtenidos no se repiten pero si son similares, la mediana no sería una buena estimación ya que solo tiene en cuenta el promedio de los valores que están en el centro de la serie y el percentil sería útil siempre y cuando se quisieran sesgar los valores por encima o por debajo de la media.

Por otro lado, si se conforma la zona urbana con los grupos de calidad 1, 2 y 3 y la zona rural con el grupo 4 se obtienen 32 tipos de unidades constructivas para el transformador con red y si se conforma la zona urbana con los grupos de calidad 1 y 2 y la zona rural con los grupos 3 y 4 se obtienen 31 tipos de unidades constructivas para el transformador con red.

A partir de la Figura 2.1 y Figura 2.2 se puede identificar que los transformadores con red más utilizados son el de 50 kVA bifásico y el de 75 kVA trifásico para la zona urbana conformado con los grupos 1, 2 y 3 (caso 1) y el de 75 kVA bifásico y 75 kVA trifásico para la zona urbana conformado por los grupos 1 y 2 (caso 2). Para la zona rural se tiene que los transformadores más utilizados son el de 15 kVA bifásico y el de 30 kVA trifásico para la zona urbana conformada tanto por el grupo 4 y como por los grupos 3 y 4.

De las figuras mencionadas en el párrafo anterior se puede concluir que para el caso 1 (urbano G 1, 2 y 3 y rural G 4) las unidades constructivas definidas como (capacidad_zona_fases) 37.5_U_M, 30_R_B, 100_R_B, 20_U_T, 50_U_T y 50_R_T no se consideran típicas ya que solo se encontró una de cada tipo. Para el caso 2 (urbano G 1 y 2 y rural G 3 y 4), se encuentra que las unidades constructivas definidas como 37.5_U_M, 30_R_B, 100_R_B, 20_U_T, 50_U_T y 50_R_T no se consideran típicas ya que solo se encontró una de cada tipo.

Con el análisis anterior se concluye que para el caso 1 quedan 27 tipos de unidades constructivas de transformador típicas y para el caso 2 quedan 25 tipos de unidades constructivas típicas.

Para ambos casos analizados (caso 1 y caso 2) se obtiene que en general el número de ramales más comunes son 2, 3 y 4 por transformador, siendo 2 el número de ramales que más se repite.

En el [Anexo 5](#) se presentan las tablas y gráficas obtenidas para cada caso analizado, las cuales incluye entre otros la longitud del ramal y número de usuarios por tipo de unidad constructiva de transformador. Adicionalmente, se presentan las tablas de resumen de las unidades constructivas identificadas por promedios, modas, medianas y percentiles para cada uno de los casos de agrupamiento analizados.

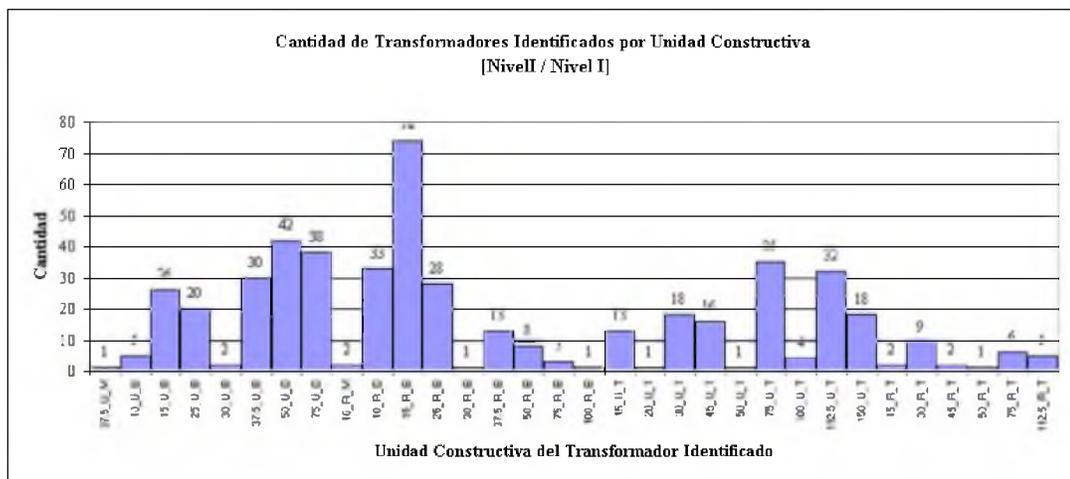


Figura 2.1 Cantidad de Transformadores por Unidad Constructiva Identificada – Caso 1

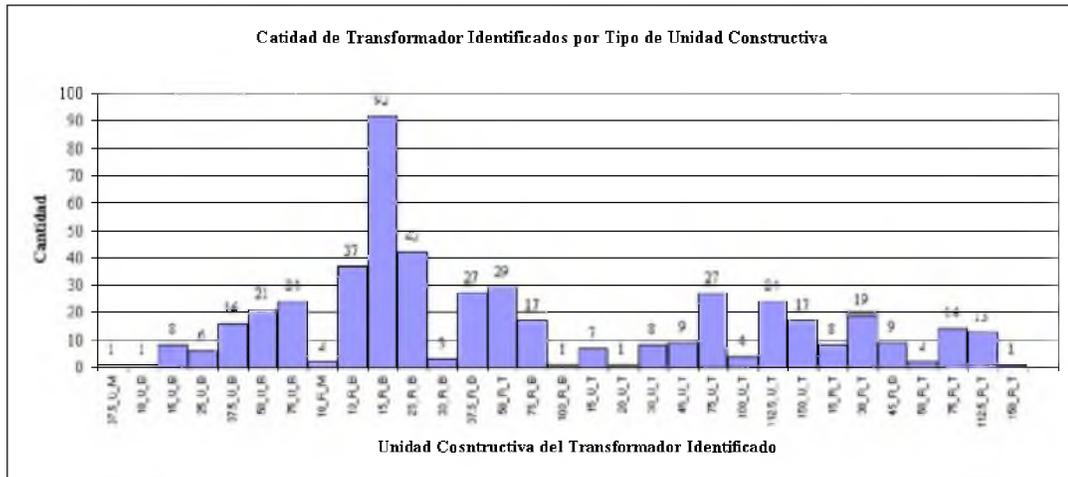


Figura 2.2 Cantidad de Transformadores por Unidad Constructiva Identificada – Caso 2

2.3.2.3 Análisis de Costos de Inversión y de Operación para la Típicación

A cada una de las unidades constructivas definidas como típicas (transformador y red) se le asigna el costo de inversión, operación y mantenimiento asociado para poder definir finalmente las características típicas principales de cada sistema.

Para poder comparar las diferentes tecnologías utilizadas típicamente en el país, los costos totales de cada unidad constructiva se dividen en:

- **Inversión:** Incluye los costos de compra de equipos y materiales, los costos de construcción y montaje, los costos de estudios, diseños e interventorías. Estos costos se obtienen de cotizaciones solicitadas a fabricantes y presupuestos realizados por Consultoría Colombiana S.A. en proyectos de este tipo.

Para determinar el valor final de los materiales a utilizar en el cálculo de las unidades constructivas se parte de las siguientes consideraciones:

- El valor de los postes y las estructuras se toma de acuerdo con los valores suministrados por los fabricantes o distribuidores.
- El valor de los conductores que aparece en la columna CONSTRUDATA/2001, corresponde a precios de lista suministrado por fabricantes. De acuerdo con la información suministrada, verbalmente, por fabricantes y compradores, estos precios cuentan en el mercado con descuentos del 48% en promedio. Por esta razón, se acordó con la CREG

afectar dichos valores por este porcentaje para realizar los análisis de eficiencia.

- Los valores suministrados por distribuidores, según el párrafo anterior, cuentan ya con los descuentos ofrecidos por los fabricantes, debido a que realizan compras en volúmenes significativos. Para valorar los costos para los operadores se asume este mismo criterio dado que las compras de material realizadas son en grandes volúmenes.
- En el caso de los conductores trenzados XLPE no fue posible obtener cotizaciones de los fabricantes para todos los tipos de cable, ya que estos argumentan que por ser un tipo de conductor para uso especial, solo se comprometen a suministrarla a los operadores en licitaciones o solicitudes de compra, ya que de lo contrario el precio sería demasiado alto. En el mercado se obtiene comúnmente cable trenzado tipo THW.
- Los valores de las cotizaciones de los transformadores fueron afectados con un descuento del 45%, estimado de las cotizaciones y ofertas verbales hechas por los proveedores.

Los factores de instalación obtenidos fueron los siguientes:

- Red aérea urbana: 1.70
 - Red aérea rural: 1.77
 - Red subterránea urbana: 1.74
 - Red subterránea rural: 1.77
 - Transformador urbano: 1.29
 - Transformador rural: 1.40
- **Operación:** Estos costos se refieren a los costos de las pérdidas técnicas y se obtienen a partir del modelo de pérdidas

En la Tabla 2.13 se presentan los costos de inversión por unidad de medida para los elementos de las unidades constructivas transformador y red. En el [Anexo 6](#) se presentan las tablas de los costos utilizados y de la valoración realizada a cada una de las unidades constructivas.

Tabla 2.13 Costos de Inversión de las Unidades Constructivas de redes del Nivel I

ITEM	UNIDAD	MÍNIMO PROMEDIO COSTO UNITARIO (Cols Dic de 2001)
POSTES		
Concreto 10m 510 kg	UN	\$184.483.00
Concreto 12m 510 kg	UN	\$327.455.33
Concreto 12m 750 kg	UN	\$375.840.00
Concreto 12m 1050 kg	UN	\$358.856.27
Madera inmunizada 10m liviano	UN	\$67.003.49
Madera inmunizada 10m pesado	UN	\$86.407.05
Madera inmunizada 10m extrapesado	UN	\$147.241.67
Madera inmunizada 12m liviano	UN	\$60.513.36
Madera inmunizada 12m pesado	UN	\$101.821.09
Madera inmunizada 12m extrapesado	UN	\$165.000.00
CONDUCTORES		
AL desnudo N° 4	ML	\$548.16
AL desnudo N° 1	ML	\$600.57
AL desnudo N° 1/0	ML	\$645.82
AL desnudo N° 2/0	ML	\$645.82
AL aislado N° 1	ML	\$1.917.60
AL aislado N° 2	ML	\$2.993.00
AL aislado N° 4	ML	\$570.13
AL aislado N° 1/0	ML	\$2.244.00
AL aislado N° 2/0	ML	\$2.218.46
AL aislado N° 4/0	ML	\$2.583.72
Cu aislado N° 2 THW	ML	\$2.673.68
Cu aislado N° 4 THW	ML	\$1.884.90
Cu aislado N° 8 THW	ML	\$1.884.20
Cu aislado N° 1/0 THW	ML	\$4.212.78
Cu aislado N° 2/0 THW	ML	\$5.040.08
Cu aislado N° 4/0 THW	ML	\$9.183.48
ACSR N° 4	ML	\$548.68
ACSR N° 1	ML	\$470.40
ACSR N° 1/0	ML	\$1.127.80
ACSR N° 2/0	ML	\$1.970.88
ACSR N° 4/0	ML	\$3.036.48
Al Desnudo 4/0	ML	\$1.516.05
Cable trenzado BT cuadruplex 3x1/0+2 AWG AL/ACSR XLPE (3"70mm+50mm)	ML	\$7,292.20
Cable trenzado BT cuadruplex 3x2/0+1/0 AWG AL/ACSR XLPE (3"70mm+50mm)	ML	\$7,553.92
Cable trenzado BT cuadruplex 3x4/0+2/0 AWG AL/ACSR XLPE (3"95mm+50mm)	ML	\$9,626.61
Cable trenzado BT triplex 2x1/0+2 AWG AL/ACSR XLPE	ML	\$5,828.88
PERCHAS Y DUCTOS		
Percha de 1 puestos	UN	\$2.284.00
Percha de 2 puestos	UN	\$4.568.00
Percha de 3 puestos	UN	\$7.065.00
Percha de 4 puestos	UN	\$9.741.00
Percha de 5 puestos	UN	\$12.457.00
Estructura de paso red trenzada	UN	\$4.654.68
Estructura de retención red trenzada	UN	\$3.181.38
Cámara de inspección sencilla con marco y tapa	UN	\$258,593.00
Canalización subterránea 4"4" (4m de ducto)	UN	\$50.883.00
Ducto eléctrico pesado de 4"	ML	\$16,245.00
TRANSFORMADORES EN ACEITE		
TRIFÁSICOS		
15 kVA	UN	\$1.777.691.44
20 kVA	UN	\$2.250.000.00
30 kVA	UN	\$2.264.159.33
45 kVA	UN	\$2.694.371.33
60 kVA	UN	\$3.760.406.60
75 kVA	UN	\$3.348.109.67
100 kVA	UN	\$5.000.000.00
112.5 kVA	UN	\$4.285.945.33
150 kVA	UN	\$5.018.561.00
MONOFÁSICOS		
10 kVA	UN	\$1.053.844.00
15 kVA	UN	\$1.134.519.00
25 kVA	UN	\$1.340.602.50
30 kVA	UN	\$1.760.000.00
37.5 kVA	UN	\$1.707.605.00
50 kVA	UN	\$1.212.203.30
75 kVA	UN	\$2.520.717.00
100 kVA	UN	\$2.574.539.82
PROTECCIONES		
Pararrayos 10kV , 10kA	UN	\$87.000.00
Pararrayo 13.2 kV , 10 kA	UN	\$120.350.00
Pararrayo 34.5 kV , 10 kA	UN	\$2.436.000.00
Pararrayos 12 kV, 10 kA	UN	\$94.828.00
Cortacircuitos 15kV, 100A, para el interior	UN	\$88.665.50
Fusible tipo H 3 A	UN	\$1.735.07
Fusible tipo H 5 A	UN	\$1.735.07
Fusible tipo H 8 A	UN	\$1.735.07
Fusible tipo H 10 A	UN	\$1.735.07
Fusible tipo H 15 A	UN	\$1.735.07
Fusible tipo H 20 A	UN	\$2.433.50
S/E TIPO PEDESTAL		
45 kVA	UN	\$5.734.000.31
75 kVA	UN	\$5.686.440.57
112.5 kVA	UN	\$4.440.136.25
150 kVA	UN	\$7.657.354.71
225 kVA	UN	\$8.474.780.33
300 kVA	UN	\$10.854.931.40
400 kVA	UN	\$12.658.076.15
500 kVA	UN	\$13.415.396.64
630 kVA	UN	\$18.283.887.77
800 kVA	UN	\$21.517.527.35
1000 kVA	UN	\$22.142.617.53

2.3.2.4 Análisis de Costos de Mantenimiento para la Típicación

El Anexo 11 de este documento presenta una descripción de las prácticas de mantenimiento que realizan los Operadores de Red en sus redes de nivel de tensión 1. La Tabla A11.1 resume rápidamente los OR que suministraron información relacionada con el tema en respuesta a la circular 041 de 2001 de la CREG. Se anota que en la mayoría la información suministrada por los OR es incompleta y muy generalizada. En dicha tabla y en el anexo mencionado, se resumen las prácticas que se tienen implementadas de mantenimiento y las frecuencias de las mismas, si aplica.

Existen tres tipos de mantenimiento que se realiza en el sistema de baja tensión: el preventivo, el predictivo y el correctivo.

- **Mantenimiento Preventivo:** Este tipo de mantenimiento depende de la zona que atiende (vegetación y clima) y por otro lado depende del tipo de construcción de las redes (redes subterráneas, aéreas desnudas, aéreas aisladas abiertas y aéreas aisladas trenzadas).

El costo de este mantenimiento depende en gran parte de la frecuencia con que se realiza y de los recursos utilizados para realizar el trabajo de la forma adecuada.

Los gastos más significativos se presentan en las visitas de inspección o recorridos de las redes para la ejecución de las labores de descombra o rocerías propiamente dichas, ya que en la sana lógica se deben verificar en toda su extensión. Este trabajo, de acuerdo con los programas de mantenimiento preventivo de los diferentes OR analizados se realiza con una frecuencia que varía desde seis a una vez por año según el caso.

Como consecuencia de lo anterior se puede establecer un costo para el mantenimiento preventivo por kilómetro de red para cada unidad constructiva definida como típica, teniendo en cuenta las diferentes clases de mantenimiento preventivo que se realizan para estos sistemas y considerando que las labores de inspección y descombra se deben ejecutar, como mínimo, por parejas; por una parte por seguridad industrial y la otra por agilidad en los trabajos. Adicionalmente se deben tener en cuenta los factores que afectan la eficiencia de las cuadrillas para la ejecución de las tareas, las cuales se pueden resumir como:

- Los recorridos se hacen a pie ó en vehículo
- El clima es cálido o frío
- Las redes son abiertas o trenzadas
- Las redes son desnudas o aisladas
- El nivel cerámico de la zona
- Si la zona es costera o no

- Si el terreno es plano o montañoso

En la práctica este tipo de labores se ejecutan con personal no calificado, y si se programan de una manera eficiente, se contratan y se realizan con trabajadores que devengan un salario mínimo, con un factor prestacional de ley más un transporte, con unos rendimientos acordes a la vegetación por metro cuadrado. En el costo, el contratista incluye el AIU más el valor de la herramienta, cuyo costo promedio es del orden del 35% del valor total.

Redes desnudas abiertas en postería: Para este tipo de red se debe considerar que las descombras son vitales para un correcto funcionamiento, ya que cualquier contacto con la vegetación produce pérdidas de energía y así mismo sobrecarga de los sistemas y finalmente quema de fusibles.

Para obtener el costo de mantenimiento preventivo para este tipo de red se realizó un ejercicio práctico para diferentes alternativas, donde se obtuvieron los siguientes costos:

- Caso 1: Zona rural y vegetación espesa con una densidad de 200 árboles por km y recursos de personal pertenecientes a la empresa que opera la red: 401,594 \$/km al año. La Tabla 2.14 presenta el desglose de los costos de mantenimiento preventivo para una red construida con estas características.

Tabla 2.14 Caso 1: Mantenimiento Preventivo Zona Rural con Vegetación Tupida, 200 Árboles por km

Item	Descripción	Unidad	Costos
Datos Básicos			
1	Salario Básico	\$	286,111
2	No. de Trabajadores	Un	2.00
3	Factor Prestacional		0.52
4	Costo Personal por día	\$/día	28,992.59
5	Costo Personal por hora	\$/h	3,624.07
6	Costo Transporte por hora	\$/h	15,000.00
Costo Inspección			
7	Rendimiento Recorrido de ida	Km/h	2.00
8	Rendimiento Recorrido de regreso	Km/h	4.00
9	Costo de Personal	\$/km	2,718.06
10	Costo Transporte por km	\$/km	11,250.00
11	Subtotal Costo Personal + Transporte	\$/km	13,968.06
12	AIU		4,888.82
13	Costo Total Inspección	\$/km	18,856.88

Item	Descripción	Unidad	Costos
Costo Poda			
14	Densidad de Árboles	Árbol/km	200.00
15	Rendimiento Poda	Árbol/h	12.00
16	Costo poda por Árbol	\$/Árbol	302.01
17	Costo de Personal	\$/km	60,401.23
18	Rend. Recorrido por hora	Km/h	0.06
19	Costo Transporte por km	\$/km	0.00
20	Subtotal Costo Personal + Transporte	\$/km	60,401.23
21	AIU	\$/km	21,140.43
22	Costo Total Poda	\$/km	81,541.67
23	Costo Total Mantenimiento Preventivo	\$/km	100,398.54
24	Frecuencia Anual de Mantenimiento	Veces/año	4.00
25	Costo Total por año	\$/km año	401,594.17

- Caso 2: Contrato de suministro de cuadrillas para zona rural y vegetación espesa con una densidad de 200 árboles por km: 297,333 \$/km al año. La Tabla 2.15 presenta el desglose de los costos de mantenimiento preventivo para una red construida con estas características.

Tabla 2.15 Caso 2: Mantenimiento Preventivo Zona Rural por Contratos con Vegetación Medianamente Tupida, 25 Árboles por km

Item	Descripción	Unidad	Costos
Datos Básicos			
1	Costo Contrato Mes	\$	13,380,000
2	No. de Trabajadores	Un	1.00
3	Factor Prestacional		0.00
4	Costo Contrato por día	\$/día	446,000.00
5	Costo Contrato por hora	\$/h	55,750.00
6	Costo Transporte por hora	\$/h	0.00
Costo Inspección			
7	Rendimiento Recorrido de ida	Km/h	0.00
8	Rendimiento Recorrido de regreso	Km/h	0.00
9	Costo de Personal	\$/km	0.00
10	Costo Transporte por km	\$/km	0.00
11	Subtotal Costo Personal + Transporte	\$/km	0.00
12	AIU		0.00
13	Costo Total Inspección	\$/km	0.00

Item	Descripción	Unidad	Costos
Costo Poda e Inspección por km			
14	Densidad de Árboles	Árbol/km	25.00
15	Rendimiento Poda	Árbol/h	18.75
16	Costo poda por Árbol	\$/Árbol	2,973.33
17	Costo de Personal	\$/km	74,333.33
18	Rend. Recorrido por hora	Km/h	0.75
19	Costo Transporte por km	\$/km	0.00
20	Subtotal Costo Personal + Transporte	\$/km	74,333.33
21	AIU	\$/km	0.00
22	Costo Total Poda	\$/km	74,333.33
23	Costo Total Mantenimiento Preventivo	\$/km	74,333.33
24	Frecuencia Anual de Mantenimiento	Veces/año	4.00
25	Costo Total por año	\$/km año	297,333.33

- Caso3: Terrenos totalmente limpios y planos donde únicamente se incluye el recorrido tanto de ida como de regreso con un rendimiento de trabajo promedio de 3 km/h y recursos de personal pertenecientes a la empresa que opera la red: 25,142 \$/km al año. La Tabla 2.16 presenta el desglose de los costos de mantenimiento preventivo para una red construida con estas características.

Tabla 2.16 Caso 3: Mantenimiento Preventivo Zona Urbana sin Vegetación

Item	Descripción	Unidad	Costos
Datos Básicos			
1	Salario Básico	\$	286,111
2	No. de Trabajadores	Un	2.00
3	Factor Prestacional		0.52
4	Costo Personal por día	\$/día	28,992.59
5	Costo Personal por hora	\$/h	3,624.07
6	Costo Transporte por hora	\$/h	15,000.00
Costo Inspección			
7	Rendimiento Recorrido de ida	km/h	3.00
8	Rendimiento Recorrido de regreso	km/h	6.00
9	Costo de Personal	\$/km	1,812.04
10	Costo Transporte por km	\$/km	7,500.00
11	Subtotal Costo Personal + Transporte	\$/km	9,312.04
12	AIU		3,259.21
13	Costo Total Inspección	\$/km	12,571.25

Item	Descripción	Unidad	Costos
Costo Poda			
14	Densidad de Árboles	Árbol/km	0.00
15	Rendimiento Poda	Árbol/h	12.00
16	Costo poda por Árbol	\$/Árbol	302.01
17	Costo de Personal	\$/km	0.00
18	Rend. Recorrido por hora	km/h	0.00
19	Costo Transporte por km	\$/km	0.00
20	Subtotal Costo Personal + Transporte	\$/km	0.00
21	AIU	\$/km	0.00
22	Costo Total Poda	\$/km	0.00
23	Costo Total Mantenimiento Preventivo	\$/km	12,571.25
24	Frecuencia Anual de Mantenimiento	Veces/año	2.00
25	Costo Total por año	\$/km año	25,142.50

- Caso 4: Zona rural y vegetación liviana con una densidad de 10 árboles por km y recursos de personal pertenecientes a la empresa que opera la red: 81,033 \$/km al año. La Tabla 2.17 presenta el desglose de los costos de mantenimiento preventivo para una red construida con estas características.

Tabla 2.17 Caso 4: Mantenimiento Preventivo Zoa Urbana con Vegetación Liviana, 10 Árboles por km

Item	Descripción	Unidad	Costos
Datos Básicos			
1	Salario Básico	\$	286,111
2	No. de Trabajadores	Un	2.00
3	Factor Prestacional		0.52
4	Costo Personal por día	\$/día	28,992.59
5	Costo Personal por hora	\$/h	3,624.07
6	Costo Transporte por hora	\$/h	15,000.00
Costo Inspección			
7	Costo Inspección	km/h	2.00
8	Rendimiento Recorrido de ida	km/h	4.00
9	Rendimiento Recorrido de regreso	\$/km	2,718.06
10	Costo de Personal	\$/km	11,250.00
11	Costo Transporte por km	\$/km	13,968.06
12	Subtotal Costo Personal + Transporte		4,888.82
13	AIU	\$/km	18,856.88

Item	Descripción	Unidad	Costos
Costo Poda			
14	Densidad de Árboles	Árbol/km	10.00
15	Rendimiento Poda	Árbol/h	6.00
16	Costo poda por Árbol	\$/Árbol	604.01
17	Costo de Personal	\$/km	6,040.12
18	Rend. Recorrido por hora	km/h	0.60
19	Costo Transporte por km	\$/km	0.00
20	Subtotal Costo Personal + Transporte	\$/km	6,040.12
21	AIU	\$/km	2,114.04
22	Costo Total Poda	\$/km	8,154.17
23	Costo Total Mantenimiento Preventivo	\$/km	27,011.04
24	Frecuencia Anual de Mantenimiento	Veces/año	3.00
25	Costo Total por año	\$/km año	81,033.13

De los cuatro casos anteriores analizados se pueden resumir los costos de mantenimiento anual preventivo por km, tal como se presenta en la Tabla 2.18.

De acuerdo con lo expuesto anteriormente se puede tomar que para el área rural el costo anual de mantenimiento por kilómetro de red es de \$ 349,464, que equivale al promedio de los casos 1 y 2 analizados y para el área urbana se puede tomar que el costo anual de mantenimiento preventivo por kilómetros es de \$53,087, que equivale al costo promedio de los casos 3 y 4 analizados.

Tabla 2.18 Resumen de Costos de Mantenimiento Preventivo

Caso	Costo por km [\$/km]	Frec. Anual [Veces/año]	Costo Anual [\$/km año]
Caso 1: Mantenimiento Preventivo Zona Rural con Vegetación Tupida, 200 árboles por km	100,398.54	4.00	401,594.17
Caso 2: Mantenimiento Preventivo Zona Rural por Contratos con Vegetación medianamente Tupida, 25 árboles por km	74,333.33	4.00	297,333.33
Caso 3: Mantenimiento Preventivo Zona Urbana sin Vegetación (sin Poda)	12,571.25	2.00	25,142.50
Caso 4: Mantenimiento Preventivo Zona Urbana con Vegetación Liviana, 10 árboles por km	27,011.04	3.00	81,033.13

Para el caso particular de la zona costera se debe incrementar este costo por concepto de la lavada y la pintura de los transformadores y estructuras. En la zona costera en épocas de verano debido a la atmósfera salina, que produce

humedad y al polvo que se deposita en los aisladores y protecciones da como resultado una capa que conduce la energía, es decir, es una contaminación del aislamiento.

Dicha contaminación del aislamiento produce su debilitamiento y la falla final del mismo, produciéndose un arco entre las fases y las estructuras, lo mismo ocurre en las protecciones, por lo tanto es necesario retirarlo, es decir, lavarlo ya sea de forma manual o mecánica.

Se debe tener en cuenta que, en especial, para el nivel de tensión I se interviene sobre las protecciones de los transformadores, ya que el trabajo en líneas se realiza sobre las redes o líneas del nivel de tensión II a IV.

De la experiencia del consultor y de información obtenida de un operador de red que opera en zona costera (EADE), se obtiene que la frecuencia de lavado del aislamiento en épocas de verano (enero, febrero y marzo) se debe realizar cuatro veces al mes. Esta actividad se realiza de forma manual, con una cuadrilla constituida por ocho personas, cuyo costo es de \$ 700.000 por día y un rendimiento de 3 km por día. Para lograr mejores resultados del lavado, ésta labor se debe hacer de forma manual y para ello se debe suspender el servicio de energía eléctrica. En la Tabla 2.19 se presenta el análisis de los costos unitarios de esta actividad, así como el costo anual por transformador tanto para zona urbana como para zona rural.

Tabla 2.19 Costos de Lavado de Aislamiento en el Nivel de Tensión I

ítem	Descripción	Unidad	Cant	vr/día	Fac prest	Vr/total [\$ de Diciembre de 2001]
1	Vehículo (3 ton)	Un	1	200,000	0	200,000
2	Personal	Persona	8	19,074	0.52	231,941
3	Herramienta	Global	1	50,000	0	50,000
4	Varios (estopas, jabones, agua, cepillos)	Global	1	36,000	0	36,000
	Subtotal					517,941
	AIU 35%					181,279
	Total	\$/día				699,220
	Rendimiento	km/día				12
	Costo por km	\$/km				58,268
	Frecuencia Lavado	veces / año				12
	No. de Transf. Urbanos	Transf / km				3
	Costo Lavado por Transf	\$/ transform				19,423
	Costo Anual por transformador	\$ año / transform				233,073
	No. de Transf. Rural	Transf / km				2
	Costo Lavado por Transf	\$/ transform				29,134
	Costo Anual por transformador	\$ año / transform				349,610

Nota: El personal que trabaja es especializado, por lo tanto, en promedio se les asignan dos salarios mínimos

Adicionalmente, cada tres años se deben revisar y repintar externamente las cubas de los transformadores de distribución para evitar daños mayores de las partes

metalizas por oxidación, con un costo global de mano de obra y materiales de \$120.000 por transformador.

De otro lado se debe realizar una revisión periódica de postes de concreto, ya que por oxidación de las varillas de hierro del refuerzo, se produce la dilatación del concreto y su debilitamiento, siendo necesario su cambio. Por este concepto se deben reponer anualmente 0.25 postes por km de red con un costo unitario de \$78,405 por km (instalado).

Redes aisladas abiertas y trenzadas en postería: Para este tipo de redes se tiene la ventaja que no tienen problema con el contacto con otros cuerpos, por lo que los recorridos de inspección prácticamente obedecen a revisiones de la parte constructiva y se hacen por solicitud de los clientes o por problemas mecánicos y físicos. La frecuencia anual de mantenimiento preventivo para este tipo de red es de 0.2 veces/año conservando las mismas variables analizadas en los casos anteriores de rendimientos, con la diferencia que no se hacen descombras. De esta forma el costo anual de mantenimiento para este tipo de red es de \$2,514, que equivale al 10% del costo obtenido en el caso 3 analizado anteriormente.

- **Mantenimiento predictivo:** Como mantenimiento predictivo se entienden las actividades tendientes a predecir la posible falla de algún elemento debido a una operación no adecuada. Específicamente se refiere a la toma de lectura de carga (kW) de los transformadores y de termografía para las redes en las horas de máximo consumo para predecir posibles fallas por sobrecarga.

Para desarrollar esta actividad es suficiente contar como mínimo con dos operarios propios del OR, el equipo y el transporte, con una dedicación promedio de una hora por transformador.

La frecuencia anual de la medición de carga en transformadores es de doce lecturas al año para los transformadores de las áreas urbanas y de 3 lecturas al año para los transformadores del área rural.

La actividad de termografía no es muy usual realizarla en los sistemas de baja tensión, razón por la cual no se tendrá en cuenta en los costos, ya que el conductor se selecciona por pérdidas y no por capacidad por lo que el conductor queda operando por lo general a un nivel máximo del 70% de su capacidad tal como se presenta en la Tabla 2.20. El costo diario para la actividad de medición de carga se presenta en la Tabla 2.21.

El mantenimiento predictivo solo se tiene en cuenta cuando el sistema opera en los rangos de carga de eficiencia, ya que si los equipos están operando con

valores de carga entre el 30% y el 70% de la capacidad de los equipos, muy seguramente no se van a tener problemas de sobrecarga.

Tabla 2.20 Rango de Cargabilidad y Capacidad

Red de Baja Tensión - Urbano Bifásico: 4 Usuarios Equivalentes a 51 m cada carga					
Conductor Calibre [AWG]	Rango de Carga [kVA]		Capacidad		% de Carga
	Min	Max	[A]	[kVA]	
6	2.91	2.91	105	23.1	12.60%
4	2.91	11.49	140	30.8	37.32%
2	11.49	12.92	185	40.7	31.75%
1	12.92	19.00	210	46.2	41.13%
1/0	19.00	21.51	240	52.8	40.73%
1/0-AI-A	19.00	21.51	240	52.8	40.73%
1/0-AI-A-Tr	19.00	21.51	240	52.8	40.73%
2/0	21.51	33.66	275	60.5	55.64%
4/0	33.66	46.54	315	69.3	67.15%

Tabla 2.21 Costo Diario de Medición de Carga en Transformadores

Descripción	Costo (Col\$ 2001)
Salario Mensual Operario	650,000
No. de días al mes	21
Salario diario	30,952
Factor Prestacional	1.6
Salario diario Neto	49,524
No. De Operarios	2
Operario	99,048
Transporte	96,667
Equipo	104,286
Total día	300,000

- **Mantenimiento Correctivo:** Como mantenimiento correctivo se refiere a las actividades tendientes a reparar o reemplazar uno de los elementos del sistema o de la unidad constructiva. Para hacer la evaluación de una reparación se necesita saber la clase de daño y entre ellos se puede considerar:
 - Cambio de fusibles
 - Cambio de las protecciones del transformador (cortacircuitos primario o pararrayos)
 - Cambio de aislamiento de la línea secundaria
 - Reparación de templete (viento)
 - Ajuste o cambio de conectores
 - Reparación o colocación de cable de puesta a tierra
 - Revisión de transformador

Debido a que los costos que se incurren en la reposición de un componente de una unidad constructiva se toman como costos de inversión, el cambio de un transformador o reparación total y la reparación total de una red secundaria (postes y conductor) no se tienen en cuenta dentro de los costos de mantenimiento, por lo que, para realizar este análisis solo se tiene en cuenta el reemplazo de fusibles, cortacircuitos y pararrayos de los transformadores

Una forma de estimar la frecuencia de reemplazo es a partir de simulaciones teniendo en cuenta salidas debidas a las descargas atmosféricas utilizando la guía de la Norma IEEE 1410 de 1997. La vegetación no se incluye ya que si la poda se realiza de acuerdo a lo establecido en la sección de mantenimiento preventivo no deberían existir salidas de línea por este concepto.

Aplicando este modelo para un nivel ceraúnico máximo promedio para Colombia de 126 descargas por 100 km por año se obtendrían valores de 0.44 y 1.25 salidas por km por año en la línea para las zonas urbana y rural, respectivamente.

Teniendo en cuenta que en promedio en la zona urbana se encuentra un transformador cada 350 m y que en la zona rural se encuentra un transformador cada 550 km se puede tomar como frecuencia de referencia de salidas de transformador por año un valor de 0.15 salidas para la zona urbana y 0.70 salidas para la zona rural. En Anexo 12 del informe final se incluye la memoria de éste cálculo.

2.4 DEFINICIÓN DE LAS UNIDADES CONSTRUCTIVAS EFICIENTES

Debido a que se tiene gran variedad de unidades constructivas para la red, identificadas por el material del conductor y el tipo de poste, éstas se pueden agrupar aún más ya que estos elementos se pueden reemplazar por otro similar sin afectar la operación ni el costo de inversión.

Así, se pueden realizar agrupaciones por el tipo de material del conductor utilizado (no por su calibre), en especial los conductores desnudos donde predomina el uso del aluminio y del ACSR. La razón de esto es que sus características técnicas (resistencia eléctrica y resistencia mecánica) y sus costos de inversión son similares y, además, la diferencia se da en el poder de negociación que posea el operador de red para realizar las compras, ya que de acuerdo con lo conversado con los distribuidores de cables se puede obtener hasta un 50% de descuento sobre el precio de lista.

Lo mismo ocurre con el tipo de estructura utilizada, donde la diferencia en costo entre un poste de madera y uno de concreto oscila entre un 5% y 10% a favor del poste de madera. Por otro lado, de acuerdo con el levantamiento realizado, existe una preferencia por el uso de los postes en concreto para la zona urbana y rural (90 y 60%

respectivamente) y en menor proporción la estructura de madera para la zona rural (40%).

Dado lo anterior se puede concluir que la tipificación de la red se puede realizar por el calibre y así obtener la longitud de los ramales, número de usuarios y número de estructuras típicos. La Tabla 2.22 presenta el resultado de la tipificación de la red por calibre del conductor.

La red subterránea y la red aérea con conductores desnudos de cobre, donde el porcentaje de uso es menor, pero su uso es obligatorio por requerimientos arquitectónicos, ambientales o meteorológicos completan la lista de redes típicas.

Para definir que clase de agrupación utilizar se realizó una comparación estadística entre la longitud promedio de red por transformador del resultado de la muestra, expandida al universo, contrastada con los promedios de longitud obtenidos por calibre en la tipificación. La clase de agrupación (urbana y rural) que más se acerque a la obtenida por la muestra será la escogida para definir las unidades constructivas típicas de la red.

De acuerdo con los porcentajes de participación de los grupos definidos en el diseño de la muestra: 43%, 5%, 18% y 34% (Tabla 2.2) para los grupos 1, 2, 3 y 4, respectivamente, se obtienen los promedios y desviación estándar de la longitud de red por transformados expandidos al universo y se comparan con los promedios y desviación estándar obtenidos por la tipificación. En la Tabla 2.23 se presentan los valores obtenidos y en la Figura 2.3 y Figura 2.4 se presentan las curvas de las funciones de distribución obtenidas a partir de estos valores.

Tabla 2.22 Topología de la Red por Calibre de Conductor en Material de Aluminio o ACSR para cada clase de Agrupación

**Topología Típica del Ramal por Calibre de Conductor
Urbano Grupos 1, 2 y 3, Rural Grupos 4)**

Tipo de Red	Calibre Cond.	No. de Usuarios	No. de Vanos	Long. Vano [m]	Long. Ramal [m]
U_B	4 1/0 (Aislado o Desnudo)	6	4	59	236
		10	3	32	96
U_T	2 1 1/0 (Aislado o Desnudo) 2/0 4/0	8	5	42	210
		4	4	41	164
		15	7	30	210
		20	6	31	186
R_B	2 1 1/0 Desnudo 1/0 Aislado	7	4	59	236
		3	4	97	388
		8	5	93	465
		13	3	24	72
R_T	4 2 1 2/0	2	1	47	47
		13	4	46	184
		5	6	65	390
		23	7	37	259

**Topología Típica del Ramal por Calibre de Conductor
Urbano Grupos 1 y 2, Rural Grupos 3 y 4)**

Tipo de Red	Calibre Cond.	No. de Usuarios	No. de Vanos	Long. Vano [m]	Long. Ramal [m]
U_B	4 1/0 (Aislado o Desnudo)	5	4	51	204
		13	4	34	136
U_T	1 1/0 (Aislado o Desnudo) 2/0 4/0	5	5	32	160
		18	8	29	232
		15	5	36	180
		29	5	35	175
R_B	2 1 1/0 Desnudo 1/0 Aislado	6	4	67	268
		3	4	92	368
		7	5	97	485
		12	4	32	128
R_T	1 1/0 (Aislado o Desnudo) 2/0	2	2	52	104
		16	6	37	222
		28	9	35	315

Tabla 2.23 Comparación Estadística de Longitudes Obtenidas por la Muestra y la Tipificación

Agrupación	Muestra		Tipificación	
	Promedio	Desv. Estándar	Promedio	Desv. Estándar
Clase 1				
Urbano: G 1-2-3	274.04	105.32	364.86	91.43
Rural: G 4	771.61	494.54	510.25	304.43
Clase 2				
Urbano: G 1-2	255.65	81.96	346.00	98.22
Rural: G 3-4	616.35	446.08	540.00	268.18

A partir de los resultados obtenidos se concluye que la tipificación realizada por la clase de agrupación 2 (urbano grupos 1-2 y rural grupos 3-4) se aproxima más a los valores de longitud de red promedio y desviación estándar expandidos obtenidos a partir de los valores de la muestra que la tipificación realizada por la clase de agrupación 1 (urbano grupos 1-2-3 y rural grupo 4), por lo que se toma como referencia de unidades típicas constructivas para la red de baja tensión los valores obtenidos por la agrupación de la clase 2, urbano grupos 1-2 y rural grupos 3-4.

En la Tabla 2.24 y la Tabla 2.25 se presentan los sistemas de baja tensión en red aérea y subterránea típicos a ser evaluados en cuanto a la eficiencia de costos totales. La carga en kVA es la carga pico promedio medida por cada tipo de transformador y calibre de conductor.

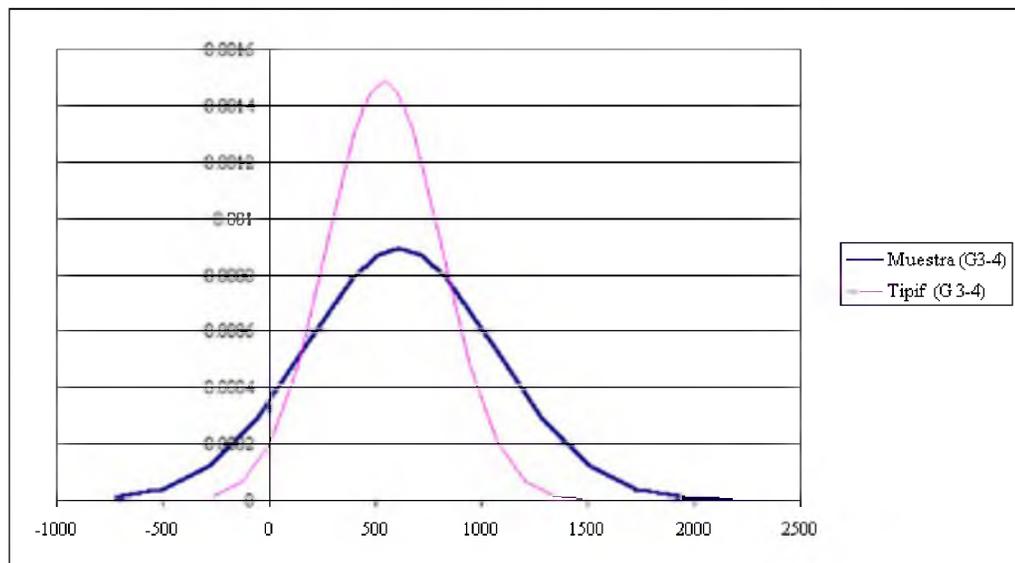
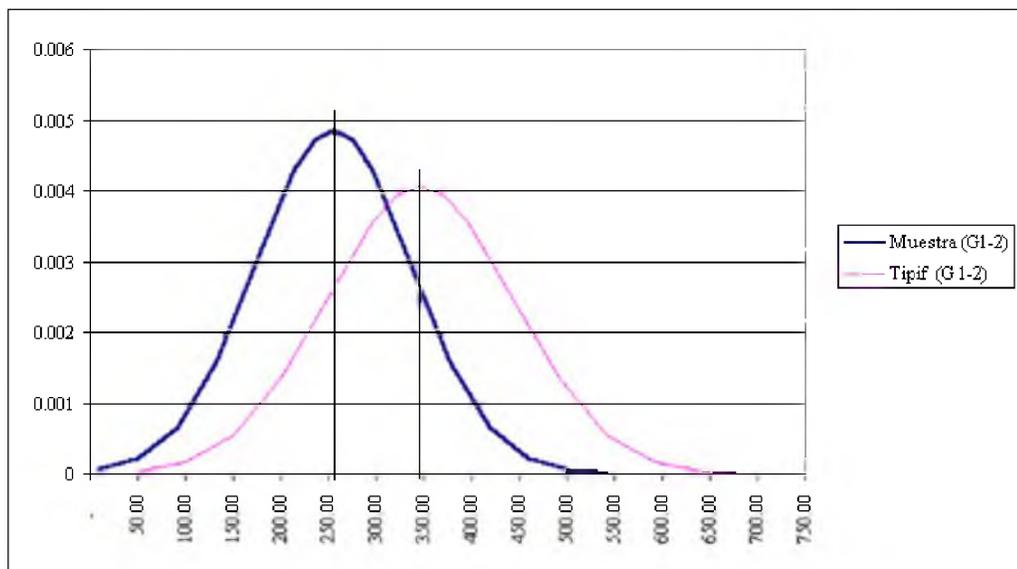


Figura 2.3 Comparación de Funciones de Distribución Obtenidas para la Muestra y Tipificación para la Agrupación de Clase 1

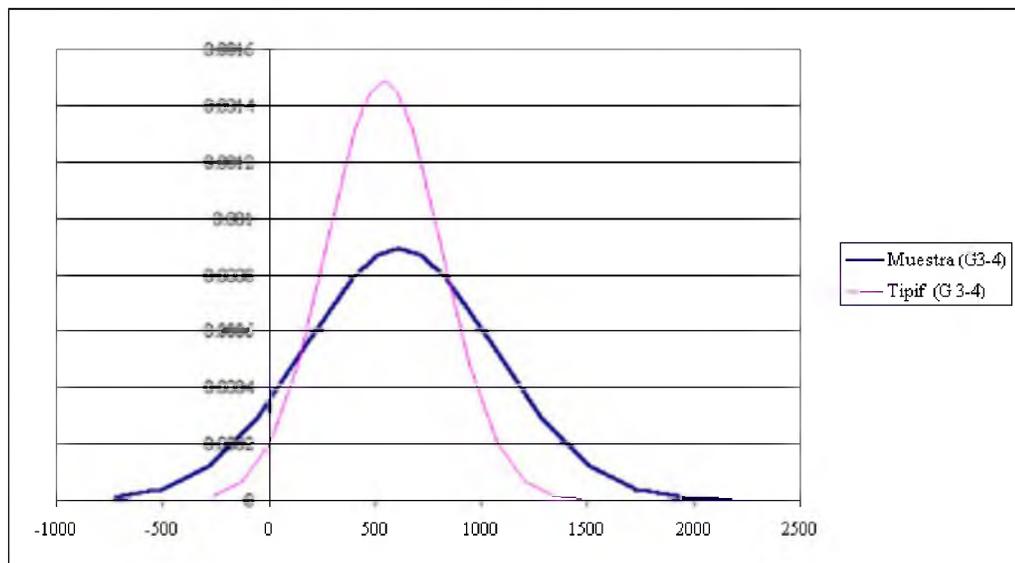
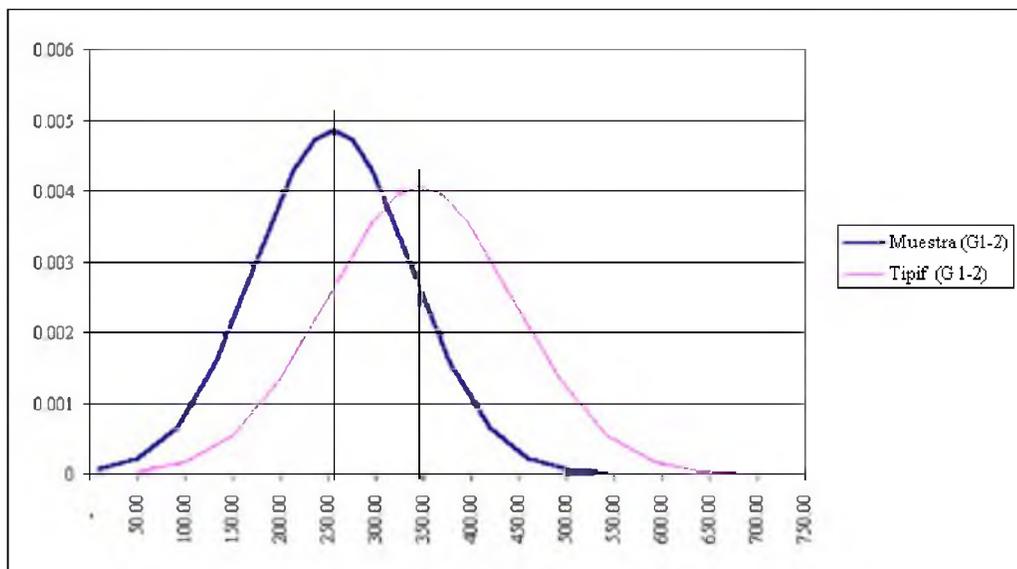


Figura 2.4 Comparación de Funciones de Distribución Obtenidas para la Muestra y Tipificación para la Agrupación de Clase 2

Tabla 2.24 Sistemas de Baja Tensión en Red Aérea Típicos

Transformador	Calibre Cond.	No.de Usuarios	No. de Vanos	Long. Vano [m]	Long. Ramal [m]	No. Ramales	Carga [kVA]
15_U_B	4	5	4	51	204	2	3.02
25_U_B	1/0 (A-Tr)	13	4	34	136	2	9.71
37.5_U_B	1/0 (A-Tr)	13	4	34	136	2	14.25
50_U_B	1/0 (A-Tr)	13	4	34	136	2	17.49
75_U_B	1/0 (A-Tr)	13	4	34	136	2	18.99
15_U_T	1	5	5	32	160	2	4.75
30_U_T	2/0	15	5	36	180	2	6.57
45_U_T	1/0	18	8	29	232	2	18.73
75_U_T	2/0	15	5	36	180	2	27.48
100_U_T	2/0 (A - A)	15	5	36	180	2	27.48
112.5_U_T	2/0	15	5	36	180	2	27.48
150_U_T	4/0 (A - A)	29	5	35	175	3	47.16
10_R_B	1	3	4	92	368	3	4.75
15_R_B	1	3	4	92	368	3	4.75
25_R_B	2	6	4	67	268	3	9.95
30_R_B	1/0	4	5	142	710	3	5.24
37.5_R_B	1/0 (A-Tr)	13	4	33	132	3	17.83
50_R_B	1/0 (A-Tr)	13	4	33	132	3	17.83
75_R_B	1/0 (A-Tr)	13	4	33	132	3	17.83
15_R_T	1	2	2	52	104	2	5.74
30_R_T	1/0	16	7	37	259	2	17.09
45_R_T	1/0	16	7	37	259	2	17.09
50_R_T	1/0	16	7	37	259	2	17.09
75_R_T	2/0	28	9	35	315	2	26.84
112.5_R_T	2/0 (A - A)	28	9	35	315	2	34.37

Tabla 2.25 Sistemas de Baja Tensión en Red Subterránea Típicos

Transformador	Calibre Cond.	No de Usuarios	No. de Vanos	Long. Vano [m]	Long. Ramal [m]
25_U_B	4	10	9.29	7	65
37.5_U_B	8	2	30	2	60
75_U_B	2	20	1	20	20
75_U_T	1/0	33	5	25	125
112.5_U_T	4	8	21.5	2	43
150_U_T	2	23	35.5	2	71
75_R_B	2	17	2	2.5	5
112.5_R_T	2/0	18	1	18	18

En cuanto a los transformadores sin red, se tiene como típicos toda la gama normalizada de fabricación siendo los más utilizados por zona que atiende y número de fases los siguientes:

- Bifásicos urbanos: 25 kVA, instalados normalmente en poste.
- Bifásicos Rurales: 15 kVA, instalados normalmente en postes.
- Trifásicos Urbanos: 45 kVA, instalados en su gran mayoría en postes, aunque se encuentran en subestaciones capsuladas y de local.
- Trifásicos Rurales: 30 kVA, instalados normalmente en postes

La Tabla 2.26 presenta la frecuencia de estructuras utilizadas en los transformadores sin red.

Tabla 2.26 Frecuencia de Estructuras Utilizadas en Transformadores sin Red

Estructura	Transformadores	
	U_T	U_B
PC	34	11
Capsulada	4	0
Local	5	1

Estas unidades constructivas típicas se complementan con las unidades correspondientes a las de las subestaciones de pedestal y capsuladas, las cuales son casos especiales que se deben tener en cuenta en los análisis.

Debido a que la red de baja tensión (nivel I) puede compartir estructuras con la red de media tensión (nivel II), a partir de la información levantada en campo se obtuvo el factor de red de baja tensión que comparte estructuras con la red de media tensión:

- Promedio global: 11%
- Promedio Urbano: 15%
- Promedio Rural: 9%

En cuanto a la propiedad de los activos del sistema de baja tensión se obtuvo el siguiente resultado:

- Propiedad del operador de red: 93.7%, que corresponden en un 94% a sistemas con postes y 20% a sistemas con subestación local o capsuladas.
- Propiedad de particulares: 6.3 %, que corresponde en un 6% a sistemas con postes y un 80% a sistemas con subestación de local o capsuladas.

En el [Anexo 5](#) se presentan las gráficas correspondientes a la distribución de uso de estos transformadores.

2.5 DETERMINACIÓN DEL SISTEMA EFICIENTE DEL NIVEL I

El [Anexo 12](#) de este documento presenta el modelo de evaluación de pérdidas definido para los transformadores y las redes de baja tensión, a partir del cual se obtienen los rangos de cargabilidad eficiente desde el punto de vista de costos totales (inversión, operación y mantenimiento) para cada unidad constructiva típica.

Para determinar el sistema eficiente se siguió el siguiente procedimiento:

- A partir de cada sistema típico definido se determina inicialmente el rango de cargabilidad eficiente asociado al transformador. Para esto se adopta el criterio de permitir una sobrecarga del 20% en el momento del pico sin pérdida de vida útil.

- Se determina la carga pico asociado a cada ramal a partir de la carga eficiente del transformador y del número de ramales asociado. A partir de la carga o rango de carga definido para cada ramal se determina el calibre o los calibres de conductor eficientes verificando que cumpla criterios de regulación de voltaje.
- Con la unidad constructiva del transformador y la unidad constructiva de la red eficiente se obtiene el costo total asociado. A partir de estos costos se pueden obtener los costos medios de potencia y/o energía asociados al sistema típico.

2.5.1 Caragbilidad de Eficiencia de Transformadores

Para definir los niveles de cargabilidad eficientes de los diferentes tipos de transformadores aéreos (1ϕ , 2ϕ o 3ϕ) a ser instalados en zona urbana o rural es suficiente con tener en cuenta únicamente los costos de inversión ya que los costos de instalación y de mantenimiento de estos dependen únicamente de la zona donde vaya a operar el transformador y no dependen de la capacidad.

En el momento de determinar el costo medio asociado se debe sumar el costo de instalación y mantenimiento respectivos para encontrar el costo total. En la Figura 2.5 se presentan las curvas de cargabilidad eficiente de los transformadores bifásicos y trifásicos definidos como típicos. Estos valores se obtuvieron utilizando las siguientes variables:

- Tasa de crecimiento de a carga, r : 1% anual
- Costo de las Pérdidas de energía: 66.05 \$/kWh. Obtenido a partir del promedio del costo de la generación más el costo de la transmisión del último año
- Tasa de descuento, i : 16% anual
- Vida útil: Redes 25 años y transformadores 15 años.

Los rangos de cargabilidad eficiente para los transformadores bifásicos y trifásicos se obtienen a partir de las curvas presentadas en la Figura 2.5 a Figura 2.8 y sus valores se presentan en la Tabla 2.27 y Tabla 2.28. De esta tabla se observa que la cargabilidad está definida principalmente por el nivel máximo de sobrecarga definido (20%).

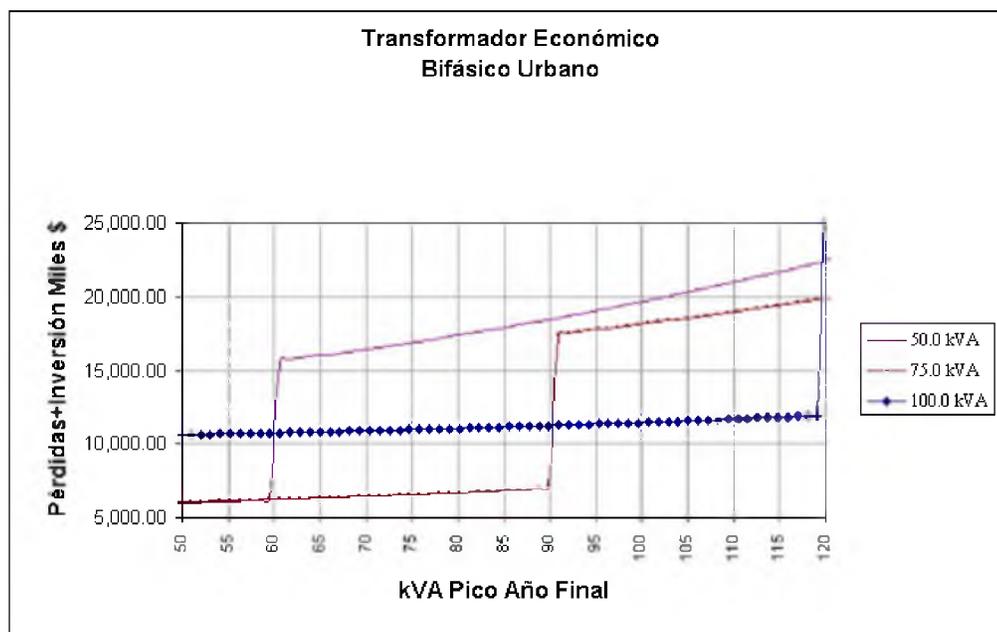
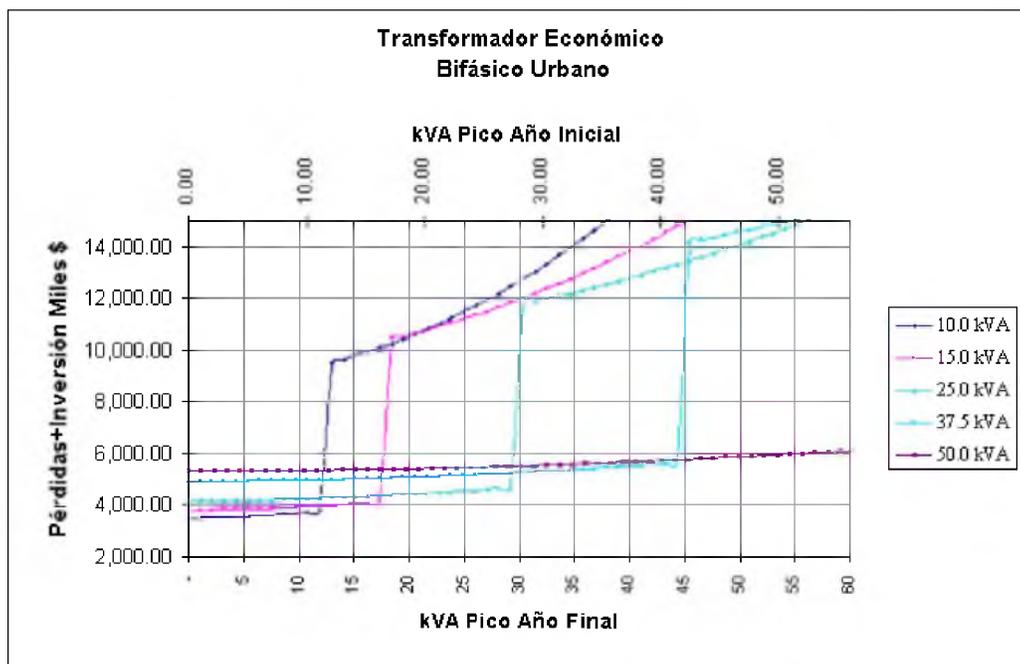


Figura 2.5 Rangos de Cargabilidad Eficiente para Transformadores Bifásicos Urbanos

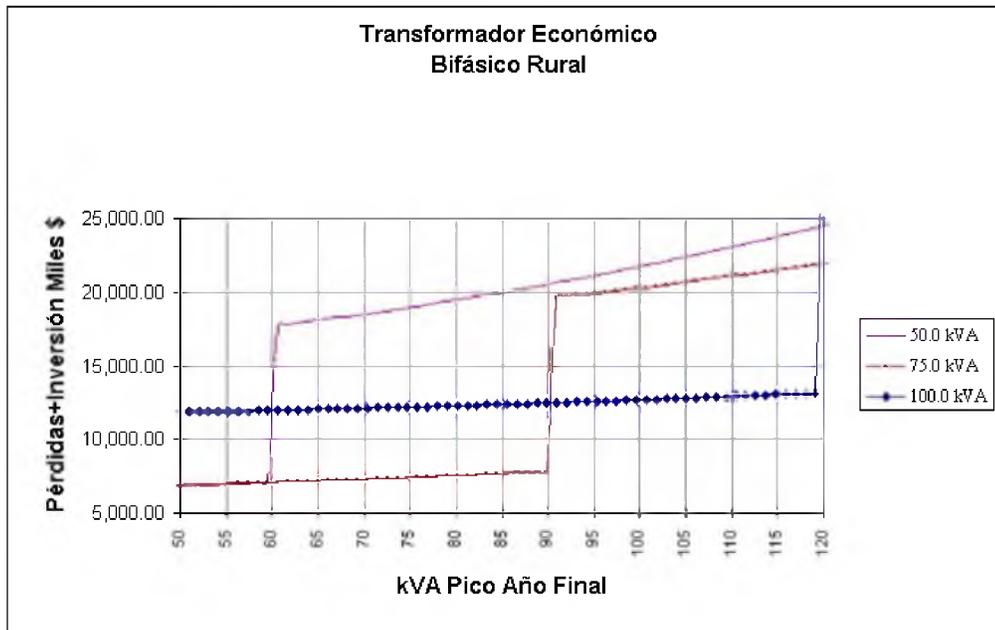
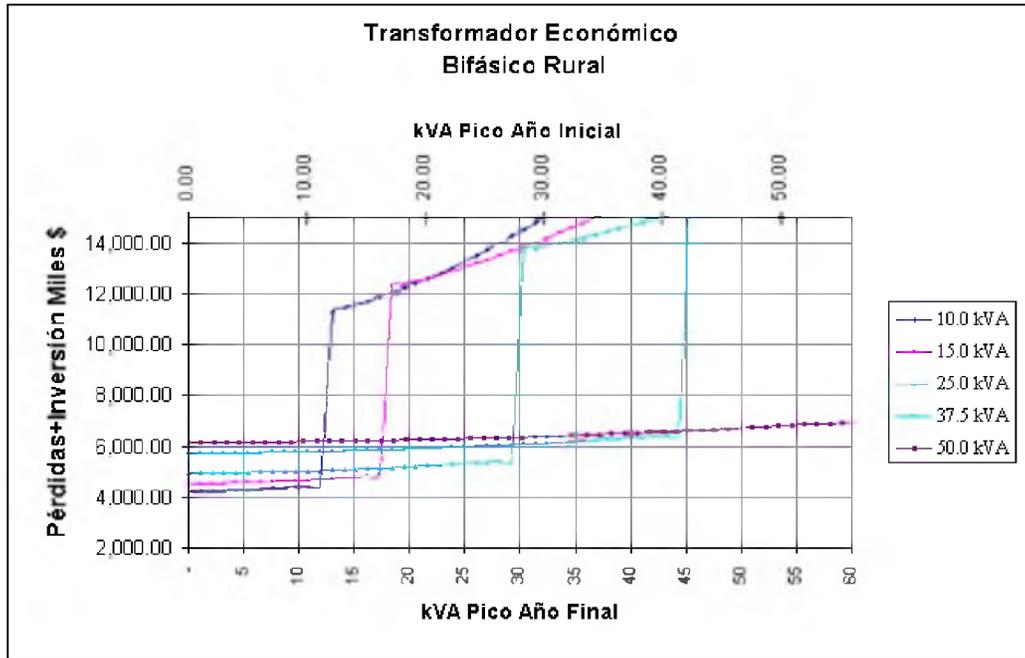


Figura 2.6 Rangos de Cargabilidad Eficiente para Transformadores Bifásicos Rurales

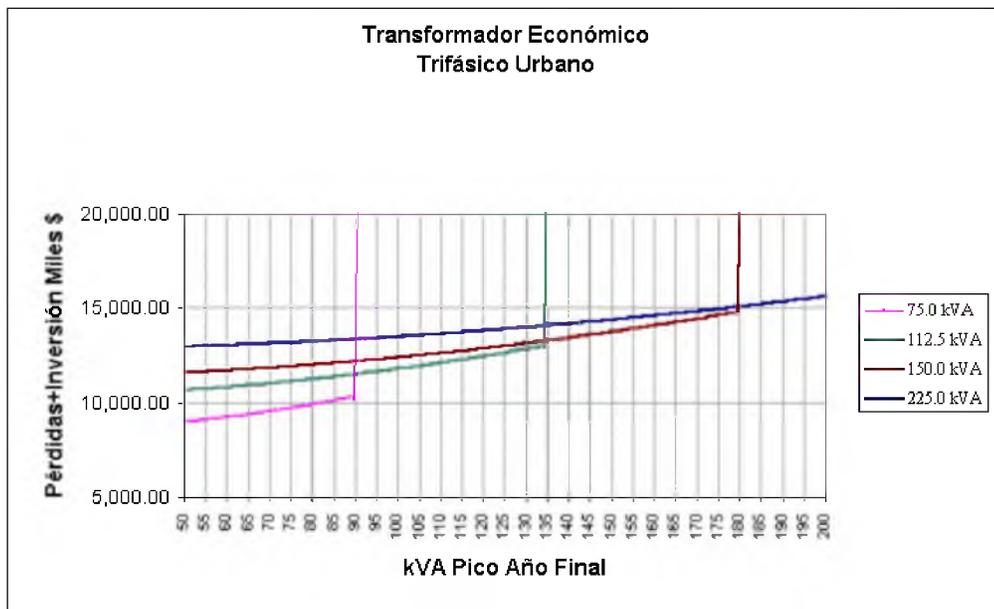
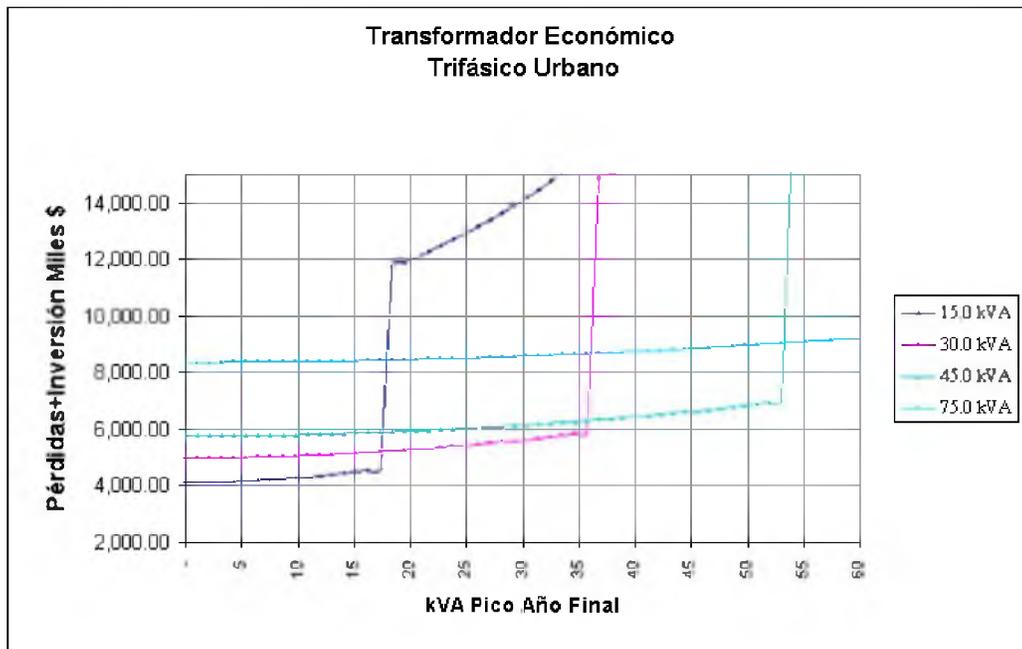


Figura 2.7 Rangos de Cargabilidad Eficiente para Transformadores Trifásicos Urbanos

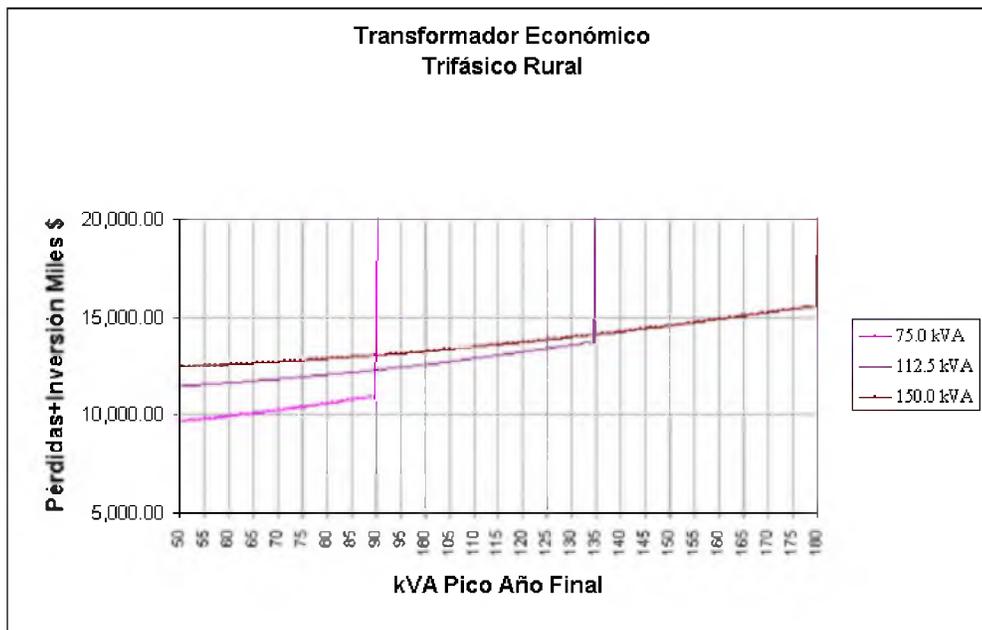
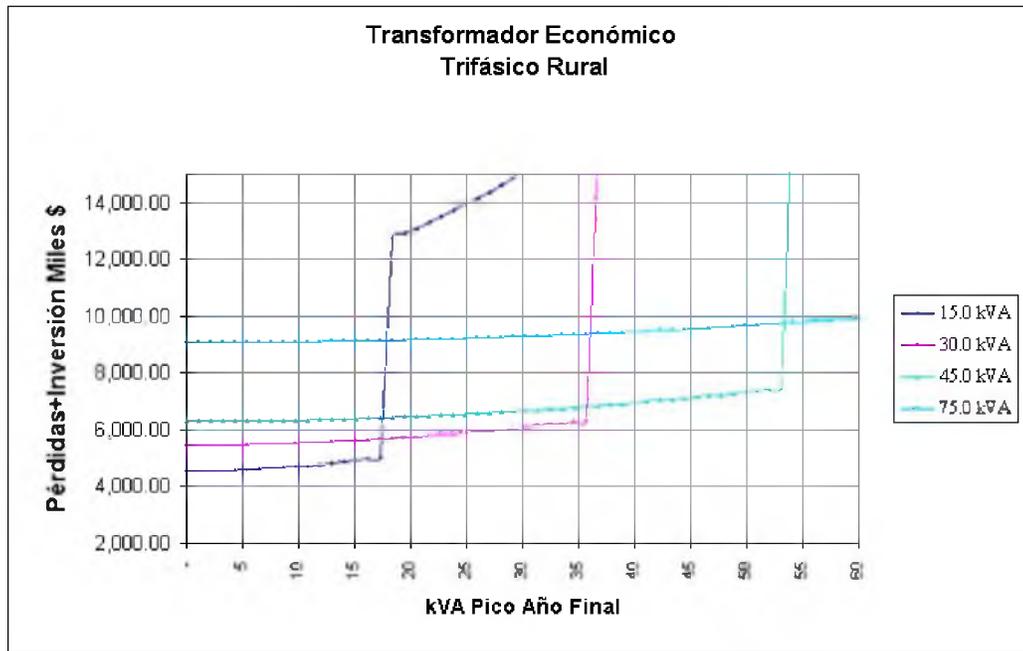


Figura 2.8 Rangos de Cargabilidad Eficiente para Transformadores Trifásicos Rurales

Tabla 2.27 Rango y Costos de Cargabilidad Eficiente para Transformadores Bifásicos

Capacidad KVA	Rango de Carga [kVA]		Costo Total [Miles de \$]		Porcentaje de Carga [kVA]	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Urbanos						
10	6.50	11.91	3,589	3,761	65%	119%
15	11.91	17.33	3,761	4,135	79%	116%
25	17.33	29.24	4,135	4,692	69%	117%
37.5	29.24	44.40	4,692	5,641	78%	118%
50	44.40	59.56	5,641	6,225	89%	119%
75	59.56	89.88	6,225	6,952	79%	120%
100	89.88	120.00	6,952	11,924	90%	120%
Rurales						
10	6.5	11.9	4,298	4,471	65%	119%
15	11.9	17.3	4,471	4,864	79%	116%
25	17.3	29.2	4,864	5,446	69%	117%
37.5	29.2	44.4	5,446	6,448	78%	118%
50	44.4	59.6	6,448	7,058	89%	119%
75	59.6	89.9	7,058	7,802	79%	120%
100	89.9	120.0	7,802	13,156	90%	120%

Tabla 2.28 Rango y Costos de Cargabilidad Eficiente para Transformadores Trifásicos

Capacidad KVA	Rango de Carga [kVA]		Costo Total [Miles de \$]		Porcentaje de Carga [kVA]	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Urbanos						
15	6.50	17.33	4,167	4,485	43%	116%
30	17.33	35.73	4,485	5,639	58%	119%
45	35.73	53.06	5,639	6,647	79%	118%
75	53.06	89.88	6,647	9,764	71%	120%
112.5	89.88	134.27	9,764	12,236	80%	119%
150	134.27	179.75	12,236	13,829	90%	120%
Rurales						
15	6.50	17.33	4,593	4,901	43%	116%
30	17.33	35.73	4,901	6,096	58%	119%
45	35.73	53.06	6,096	7,144	79%	118%
75	53.06	89.88	7,144	10,429	71%	120%
112.5	89.88	134.27	10,429	13,003	80%	119%
150	134.27	179.75	13,003	14,629	90%	120%

2.5.2 Cargabilidad Eficiente de Conductores

Para definir los niveles de cargabilidad eficientes de los conductores de la red típica es necesario conocer los costos de inversión y los costos de mantenimiento asociados a la tecnología utilizada, ya que el conductor puede venir aislado o desnudo y la diferencia tanto en inversión a favor del desnudo como de costos de mantenimiento a favor del aislado afectan el análisis. Para realizar una comparación preliminar se presenta una comparación de cargabilidad eficiente solamente para los conductores desnudos y para la zona urbana los cuales presentan costos similares de mantenimiento, que conduce a que para realizar el análisis es suficiente con los costos de inversión solamente. En el momento de determinar los costos medios se deben sumar los costos de mantenimiento y de instalación respectivos. En la Tabla 2.26 se presentan las curvas de cargabilidad eficiente de los calibres de conductores desnudos para una red típica bifásica (4 usuarios equivalentes con una longitud entre cargas de 34 m para una longitud total del ramal de 136 m), en el Anexo 6 se presentan las demás curvas de conductor económico para las otras redes típicas eficientes.

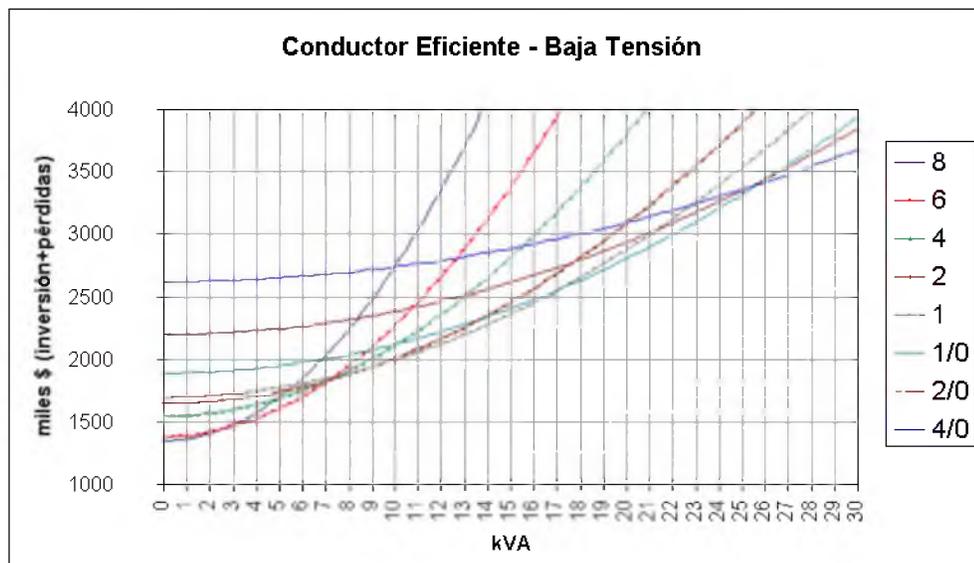


Figura 2.9 Rangos de Cargabilidad Eficientes para Conductores Desnudos con Red Bifásica (4 Usuarios y cargas separadas 34 m)

Los rangos de cargabilidad eficiente para los conductores con red bifásica se obtienen a partir de las curvas presentadas en la Figura 2.9 y sus valores se presentan en la Tabla 2.29. De esta tabla se observa que por ejemplo el conductor de calibre 2/0 AWG no es eficiente con respecto a los conductores de calibre 1/0 y 4/0.

Tabla 2.29 Rango y Costos de Cargabilidad Eficientes para Conductores Desnudos con Red Bifásica (4 Usuarios y cargas separadas 34 m)

Conductor Caibre [AWG]	Rango de Carga [kVA]		Rango de Costo Total [miles \$]	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
4	7.20	7.20	1,839.01	1,839.01
2	7.20	8.99	1,839.01	1,936.31
1	8.99	17.21	1,936.31	2,566.07
1/0	17.21	26.51	2,566.07	3,491.81
1/0-AI-A	17.21	26.51	3,446.17	4,373.92
1/0-AI-A-Tr	17.21	26.51	3,149.04	4,049.65
2/0	26.51	26.51	3,491.81	3,486.07
4/0	26.51	46.54	3,486.07	5,157.72

Para definir el sistema eficiente, se parte de la base del transformador, por ejemplo si se va a utilizar un transformador de 50 kVA bifásico cuyo rango de cargabilidad está entre 44 y 60 kVA y tiene dos ramales, se debe instalar una red bifásica con conductor desnudo de calibre 1/0 o 4/0 ya que estos conductores están en el rango de cargabilidad entre 22 y 30 kVA, que la carga esperada en cada ramal.

Aplicando la metodología anterior a cada uno de los sistemas típicos definidos en la Tabla 2.24 se obtiene los sistemas típicos eficientes desde el punto de vista de costos totales (inversión, pérdidas y mantenimiento), tal como se presenta en la Tabla 2.30.

A partir de la Tabla 2.30 se concluye lo siguiente:

- En cada sistema eficiente el transformador está cargado en un rango de 80% a 120% mientras, que de acuerdo con la carga medida en la hora pico de cada uno de los transformadores visitados, se tiene un nivel de carga del 30% con respecto a la capacidad del transformador instalado. Lo anterior quiere decir que para atender la carga actual se deben utilizar transformadores de menor capacidad a los instalados y por consiguiente un calibre de conductor también menor.
- Se observa que en ningún caso sale favorecido la red con conductor aislado (red abierta o trenzada) ya que el sistema aislado presenta un costo total promedio de un 30% por encima del costo total de la red con conductor desnudo.

Tabla 2.30 Sistemas Típicos Eficientes

Transformador	No Ramales	kVA/Ramal		Calibre Cond		CA Red [k\$]		CA Trafo [k\$]		Costo Total Anual [k\$]	
Sistema Bifásico Urbano											
15	2	5.96	8.66	6	2	525	769	778	809	1,303	1,578
25	2	8.66	14.62	2	1	603	842	862	919	1,465	1,761
37.5	2	14.62	22.20	1	1/0	635	1,145	1,040	1,112	1,675	2,257
50	2	22.20	29.78	1/0	4/0	842	1,692	1,156	1,227	1,998	2,919
75	2	29.78	44.94	4/0	4/0	1,144	1,692	1,238	1,365	2,381	3,057
Sistema Trifásico Urbano											
15	2	3.25	8.66	8	6	574	812	1,147	1,226	1,721	2,039
30	2	8.66	17.87	6	1	640	1,296	1,330	1,454	1,970	2,750
45	2	17.87	26.53	1	1	920	1,296	1,532	1,652	2,453	2,948
75	2	26.53	44.94	1	4/0	920	2,872	2,030	2,256	2,950	5,128
112.5	2	44.94	67.14	4/0	4/0	1,822	2,872	2,474	2,743	4,296	5,615
150	3	44.76	59.92	4/0	4/0	2,733	4,308	2,791	3,067	5,523	7,375
45	2	17.87	26.53	1	1	1,325	1,802	1,532	1,652	2,858	3,454
Sistema Bifásico Rural											
10	3	2.17	3.97	8	6	1,292	2,064	835	866	2,127	2,929
15	3	3.97	5.78	6	6	1,422	2,064	915	945	2,336	3,009
25	3	5.78	9.75	6	2	1,191	1,727	1,004	1,061	2,195	2,788
25	3	5.78	9.75	6	2	2,416	3,785	1,004	1,061	3,419	4,846
37.5	3	9.75	14.80	2	1	1,094	1,526	1,194	1,265	2,287	2,791
50	3	14.80	19.85	1	1/0	1,142	2,053	1,315	1,386	2,457	3,439
75	3	19.85	29.96	1/0	4/0	1,526	2,936	1,400	1,527	2,926	4,463
Sistema Trifásico Rural											
15	2	3.25	8.66	8	6	341	554	1,352	1,428	1,693	1,982
30	2	8.66	17.87	6	1	1,128	2,278	1,543	1,663	2,671	3,941
45	2	17.87	26.53	1	1	1,584	2,278	1,753	1,868	3,336	4,146
75	2	26.53	44.94	1	1/0	1,985	3,943	2,284	2,503	4,269	6,446
112.5	2	44.94	67.14	1/0	4/0	2,813	5,592	2,748	3,008	5,561	8,599

En cuanto a las pérdidas eficientes se observa que el porcentaje de pérdidas totales para el sistema urbano está en un rango de 3% al 5.5% y para el sistema rural está en un rango entre 3.5% y 10%, medido sobre la energía propia. La Tabla 2.31 presenta un resumen de las pérdidas técnicas eficientes. Al igual que las pérdidas, la regulación de voltaje esta en un rango de 3% a 6% para la zona urbana y entre 4% y 10% para la zona rural, el resultado de este análisis se encuentra en el anexo 6 y fue determinado a partir de simulaciones de flujo de carga, utilizando el programa SISPOT.WIN de propiedad de Consultoría Colombiana S.A.

Tabla 2.31 Pérdidas de los Sistemas Típicos Eficientes

Transformador	No Ram	kVA/Ramal		Calibre Cond		No. Vanos	Log vano	Pérdidas [kWh]		% de Pérdidas	
Sistema Eficiente Bifásico Urbano											
15	2	5.96	8.66	6	2	4	51	1,534.21	3,972.95	2.58%	4.59%
25	2	8.66	14.62	2	1	4	34	2,412.26	7,162.14	2.79%	4.91%
38	2	14.62	22.20	1	1/0	4	34	3,384.12	12,188.96	2.32%	5.50%
50	2	22.20	29.78	1/0	4/0	4	34	6,616.47	18,202.18	2.98%	6.12%
75	2	29.78	44.94	4/0	4/0	4	34	8,043.56	19,684.72	2.70%	4.39%
Sistema Eficiente Trifásico Urbano											
15	2	3.25	8.66	8	6	5	32	954	6,024	2.94%	6.96%
30	2	8.66	17.87	6	1	5	36	2,394	12,493	2.77%	7.00%
45	2	17.87	26.53	1	1	5	36	5,447	13,792	3.05%	5.21%
75	2	26.53	44.94	1	4/0	5	36	6,537	34,395	2.47%	7.66%
112.5	2	44.94	67.14	4/0	4/0	5	36	14,824	37,489	3.30%	5.59%
150	3	44.76	59.92	4/0	4/0	5	35	21,722	53,699	3.24%	5.98%
45	2	17.87	26.53	1	1	8	29	6,056	16,134	3.39%	6.09%
Sistema Eficiente Bifásico Rural											
10	3	2.17	3.97	8	6	4	92	964	13,929	2.97%	23.20%
15	3	3.97	5.78	6	6	4	92	2,655	14,321	4.46%	16.40%
25	3	5.78	9.75	6	2	4	67	2,539	8,147	2.93%	5.53%
25	3	5.78	9.75	6	2	5	142	5,153	18,060	5.96%	12.26%
37.5	3	9.75	14.80	2	1	4	33	3,907	12,231	2.68%	5.47%
50	3	14.80	19.85	1	1/0	4	33	5,188	20,383	2.34%	6.79%
75	3	19.85	29.96	1/0	4/0	4	33	10,446	30,747	3.51%	6.79%
Sistema Eficiente Bifásico Rural											
15	2	3.24857	8.66285	8	6	2	52	951	5,651	2.93%	6.53%
30	2	8.66285	17.8671	6	1	7	37	2,774	19,850	3.21%	11.12%
45	2	17.8671	26.53	1	1	7	37	7,202	21,149	4.04%	7.98%
75	2	26.53	44.9386	1	1/0	7	37	9,341	43,204	3.53%	9.63%
112.5	2	44.9386	67.1371	1/0	4/0	9	35	21,812	61,312	4.86%	9.14%

2.5.3 Sistemas Eficientes de Nivel de Tensión 1

Analizando cada uno de los costos en valor presente incluidos en el modelo para obtener los sistemas con red eficientes se concluye lo siguiente:

- El costo promedio de la inversión corresponde al 55% del costo total. Para sistemas urbanos o rurales la inversión corresponde al 60% y 53% respectivamente
- El costo promedio del mantenimiento corresponde al 20% del costo total. Para sistemas urbanos o rurales el mantenimiento corresponde al 16% y 25% respectivamente
- El costo promedio de las pérdidas corresponde al 25% del costo total. Para sistemas urbanos o rurales el costo de las pérdidas corresponde al 24% y 22% respectivamente

Para los sistemas sin red, se obtiene la siguiente distribución de costos:

- El costo promedio de la inversión corresponde al 49% del costo total. Para sistemas urbanos o rurales la inversión corresponde al 51% y 47% respectivamente
- El costo promedio del mantenimiento corresponde al 35% del costo total. Para sistemas urbanos o rurales el mantenimiento corresponde al 31% y 39% respectivamente
- El costo promedio de las pérdidas corresponde al 16% del costo total. Para sistemas urbanos o rurales el costo de las pérdidas corresponde al 18% y 14% respectivamente

Los costos totales en valor presente para los sistemas de baja tensión con red en zona costera presentan la siguiente distribución:

- El costo promedio de la inversión corresponde al 35% del costo total. Para sistemas urbanos o rurales la inversión corresponde al 33% y 37% respectivamente.
- El costo promedio del mantenimiento corresponde al 46% del costo total. Para sistemas urbanos o rurales el mantenimiento corresponde al 43% y 49% respectivamente
- El costo promedio de las pérdidas corresponde al 18% del costo total. Para sistemas urbanos o rurales el costo de las pérdidas es del 18% cada una

Los costos totales en valor presente para los sistemas de baja tensión sin red en zona costera presentan la siguiente distribución:

- El costo promedio de la inversión corresponde al 23% del costo total. Para sistemas urbanos o rurales la inversión corresponde al 25% y 37% respectivamente.
- El costo promedio del mantenimiento corresponde al 69% del costo total. Para sistemas urbanos o rurales el mantenimiento corresponde al 64% y 62% respectivamente
- El costo promedio de las pérdidas corresponde al 9% del costo total. Para sistemas urbanos o rurales el costo de las pérdidas corresponde al 7% y 10% respectivamente

En la Tabla 2.32 se presenta el resumen de costos por componente asignado a cada sistema eficiente, con y si red.

A partir de los resultados obtenidos, se obtuvo adicionalmente el costo medio que representa la relación entre el costo total anualizado y la energía suministrada en un año para cada uno de los sistemas. Un resumen de los resultados obtenidos se presenta en la Tabla 2.33. De esta tabla se concluye que los sistemas con transformadores entre 10 y 30 kVA con red presentan un costo medio igual al doble del costo medio obtenido para los sistemas de transformadores de capacidades mayores con red. Lo anterior implica que estos transformadores son eficientes siempre y cuando no tengan red.

Tabla 2.32 Resumen por Componente de Costos para Cada Sistema Eficiente

Transformador	No Ram	kVA/Ramal		Calibre Cond		No. Vanos	Log vano	VP Costo Inv [k\$]		VP Costo Mantenn [k\$]		VP Costo Pérdidas [k\$]		VP Costo Total [k\$]		VP Costo Inv Transf [k\$]		VP Costo Mtto Transf [k\$]		VP Costo Pérdidas Transf [k\$]		VP Costo Total Transf [k\$]	
Sistema Eficiente Bifásico Urbano																							
15	2	2.32	3.48	8	4	4	51	4,463	4,716	665	665	289	1,633	5,417	7,013	1,713	1,713	187	187	264	294	2,164	2,194
25	2	3.48	5.80	4	4	4	34	4,500	4,551	568	568	467	1,314	5,536	6,433	1,979	1,979	187	187	377	422	2,543	2,587
38	2	5.80	8.82	4	4	4	34	4,974	5,024	568	568	600	1,466	6,142	7,058	2,452	2,452	187	187	510	573	3,150	3,212
50	2	8.82	11.84	4	2	4	34	5,343	5,908	568	568	697	1,404	6,608	7,880	2,821	2,821	187	187	607	685	3,615	3,694
75	2	11.84	17.88	2	1	4	34	6,073	6,801	568	568	1,688	2,180	8,328	9,548	3,501	3,501	187	187	795	908	4,483	4,596
Sistema Eficiente Trifásico Urbano																							
15	2	1.39	3.48	8	8	5	32	5,893	5,893	789	789	318	585	7,000	7,267	2,667	2,667	281	281	308	350	3,256	3,298
30	2	3.48	7.20	8	4	5	36	6,656	6,953	818	818	521	2,156	7,995	9,927	3,294	3,294	281	281	509	595	4,084	4,170
45	2	7.20	10.68	4	4	5	36	7,420	7,508	818	818	851	2,356	9,089	10,682	3,849	3,849	281	281	683	795	4,813	4,925
75	2	10.68	17.88	4	4	5	36	8,264	8,353	818	818	1,171	2,740	10,253	11,911	4,694	4,694	281	281	1,003	1,179	5,978	6,154
112.5	2	17.88	26.93	4	1	5	36	9,473	10,845	818	818	1,554	3,827	11,844	15,491	5,903	5,903	281	281	1,386	1,633	7,569	7,817
150	3	17.96	23.99	4	1	5	35	12,204	14,263	946	946	1,968	5,317	15,118	20,526	6,849	6,849	281	281	1,716	2,025	8,846	9,155
45	2	7.20	10.68	4	4	8	29	9,116	9,230	892	892	879	2,736	10,887	12,858	3,849	3,849	281	281	683	795	4,813	4,925
Sistema Eficiente Bifásico Rural																							
10	3	0.93	1.55	#N/A	8	4	92	#N/A	7,434	#N/A	6,501	#N/A	912	#N/A	14,847	1,832	1,832	508	508	195	210	2,536	2,550
15	3	1.55	2.32	8	8	4	92	7,671	7,671	6,501	6,501	332	996	14,504	15,168	2,069	2,069	508	508	264	294	2,841	2,871
25	3	2.32	3.87	8	4	4	67	7,216	7,734	5,011	5,011	427	3,641	12,653	16,385	2,410	2,410	508	508	377	422	3,296	3,340
25	3	2.32	3.87	8	4	5	142	11,404	12,777	11,598	11,598	500	8,933	23,502	33,308	2,410	2,410	508	508	377	422	3,296	3,340
37.5	3	3.87	5.88	4	4	4	33	7,004	7,080	2,984	2,984	670	2,159	10,658	12,223	3,103	3,103	508	508	510	573	4,121	4,184
50	3	5.88	7.89	4	4	4	33	7,320	7,396	2,984	2,984	767	2,271	11,071	12,651	3,419	3,419	508	508	607	685	4,534	4,613
75	3	7.89	11.92	4	4	4	33	7,710	7,786	2,984	2,984	955	2,494	11,649	13,263	3,808	3,808	508	508	795	908	5,112	5,225
Sistema Eficiente Bifásico Rural																							
15	2	1.39	3.48	8	8	2	52	4,521	4,521	2,568	2,568	317	554	7,406	7,642	2,894	2,894	767	767	308	350	3,969	4,011
30	2	3.48	7.20	8	4	7	37	8,525	8,970	4,108	4,108	524	3,475	13,157	16,553	3,575	3,575	767	767	509	595	4,851	4,937
45	2	7.20	10.68	4	4	7	37	9,440	9,572	4,108	4,108	956	3,675	14,504	17,355	4,178	4,178	767	767	683	795	5,628	5,740
75	2	10.68	17.88	4	4	7	37	11,711	11,872	4,664	4,664	1,405	4,534	17,780	21,070	5,094	5,094	767	767	1,003	1,179	6,865	7,041
112.5	2	17.88	26.93	4	1	9	35	13,023	15,523	4,664	4,664	1,787	6,473	19,474	26,661	6,406	6,406	767	767	1,386	1,633	8,559	8,806

Tabla 2.33 Resumen de Costo Medio para Cada Sistema Eficiente

Transformador	No Ram	kVA/Ramal	Calibre Cond	No. Vamos	Log vano	CA Red [k\$]	CA Trafo [k\$]	Annual Total [k\$]	CM [\$kW]	CM [\$kWh]	CM Manten [\$kWh]	CM Inv + Mant [\$kWh]	CM Transf sin Red [\$kWh]	CM Mito Transf sin Red [\$kWh]	CM Mito-Inv Transf sin Red [\$kWh]
Sistema Eficiente Bifásico Urbano															
15	2	2.32	3.48	8	4	4	51	503	760	386	391	889	1,150	212,590	183,472
25	2	3.48	5.80	4	4	4	34	460	600	448	455	908	1,055	144,826	100,974
37.5	2	5.80	8.82	4	4	4	34	460	600	547	558	1,007	1,158	96,416	72,884
50	2	8.82	11.84	4	2	4	34	460	656	624	637	1,084	1,292	68,243	60,632
75	2	11.84	17.88	2	1	4	34	600	781	766	785	1,566	1,566	64,084	48,661
Sistema Eficiente Trifásico Urbano															
15	2	1.39	3.48	8	8	5	32	568	605	580	587	1,148	1,192	190,113	190,113
30	2	3.48	7.20	8	4	5	36	595	898	716	730	1,311	1,628	209,150	125,669
45	2	7.20	10.68	4	4	5	36	655	898	836	854	1,491	1,752	115,050	91,128
75	2	10.68	17.88	4	4	5	36	655	898	1,027	1,055	1,682	1,954	87,471	60,704
112.5	2	17.88	26.93	4	1	5	36	655	1,213	1,288	1,328	1,943	2,541	60,364	52,405
150	3	17.96	23.99	4	1	5	35	983	1,819	1,497	1,548	2,480	3,367	51,143	51,967
45	2	7.20	10.68	4	4	8	29	950	1,255	836	854	1,786	2,109	137,816	109,690
Sistema Eficiente Bifásico Rural															
10	3	0.93	1.55	#N/A	8	4	92	#N/A	1,934	499	502	#N/A	2,435	582,648	582,648
15	3	1.55	2.32	8	8	4	92	1,829	1,934	549	554	2,379	2,488	569,173	396,814
25	3	2.32	3.87	8	4	4	67	1,451	2,056	624	631	2,075	2,687	331,028	257,200
25	3	2.32	3.87	8	4	5	142	3,231	4,832	624	631	3,855	5,463	614,860	522,825
37.5	3	3.87	5.88	4	4	4	33	989	1,235	759	770	1,748	2,005	167,303	126,221
50	3	5.88	7.89	4	4	4	33	989	1,235	827	840	1,816	2,075	114,332	97,345
75	3	7.89	11.92	4	4	4	33	989	1,235	922	940	1,911	2,175	89,631	67,594
Sistema Eficiente Trifásico Rural															
15	2	1.39	3.48	8	8	2	52	438	470	777	784	1,215	1,253	199,931	199,931
30	2	3.48	7.20	8	4	7	37	1,236	1,779	922	936	2,158	2,715	344,212	209,539
45	2	7.20	10.68	4	4	7	37	1,330	1,779	1,049	1,067	2,379	2,846	183,605	148,053
75	2	10.68	17.88	4	4	7	37	1,664	2,175	1,252	1,281	2,916	3,456	151,679	107,383
112.5	2	17.88	26.93	4	1	9	35	1,664	2,803	1,530	1,570	3,194	4,373	99,248	90,192

2.5.4 Cálculo Costo Medio y Análisis de Sensibilidad

El costo medio global se obtuvo con el siguiente procedimiento:

- Determinación del promedio del costo medio obtenido para cada sistema identificado por la capacidad del transformador y agrupando por rangos de capacidad, de acuerdo a la distribución obtenida con la información que los operadores de red enviaron a la CREG y que sirvió como base para realizar la muestra.
- Obtención del costo medio promedio para zona urbana y zona rural para cada rango de transformadores ponderando con la distribución de cantidad de transformadores por grupo de calidad y capacidad de transformadores.
- Obtención final de un costo medio global ponderando por la cantidad de transformadores urbanos y rurales. Los factores utilizados para obtener el costo medio global se presentan en la Tabla 2.34.

Tabla 2.34 Factores de Distribución de Cantidad de Transformadores

Transformadores		Grupo 1: 90.4%		Grupo 2: 9.6%		Grupo 3: 35.1%		Grupo 4: 64.9%	
Rango de Capacidad		% Total	Sin Red	% Total	Sin Red	% Total	Sin Red	% Total	Sin Red
< 20	10	5.61%	60.00%	13.76%	33.33%	28.57%	46.67%	54.00%	23.74%
>= 20 & <= 30	25 a 30	7.81%	71.43%	14.08%	35.00%	21.52%	38.64%	24.03%	43.75%
> 30 & <= 50	37.5 a 50	24.88%	8.70%	29.20%	25.00%	29.48%	14.81%	13.86%	27.27%
>50 & < 100	75	27.92%	18.52%	24.32%	17.65%	14.64%	14.81%	4.68%	27.27%
>= 100 & < 125	100 a 112.5	13.85%	7.69%	9.92%	26.92%	3.31%	18.18%	1.64%	44.44%
>= 125	150, 225	19.93%	22.22%	8.72%		2.49%		1.78%	

El costo medio ponderado obtenido para los sistemas eficientes son los siguientes:

- Sistema Urbano: 7.76 \$/kWh
- Sistema Rural: 20.17 \$/kWh
- Sistema Agregado Urbano – Rural: 14.26 \$/kWh

A partir de estos valores se realizó un análisis de sensibilidad con los siguientes escenarios:

- **Escenario 1:** Los costos utilizados son los eficientes y se simula tres casos de carga
- **Escenario 2:** Se incrementan los costos de la red en un 25% y los costos de los transformadores en un 40%
- **Escenario 3:** Se incrementan los costos de mantenimiento al doble

Cada escenario se simula con los siguientes casos de carga:

- Caso Base 0: Corresponde al sistema eficiente definido anteriormente, el cual presenta como característica principal un rango de cargabilidad para los transformadores entre el 80% y 120 %.
- 60% - 80%: Corresponde a un rango de cargabilidad de transformadores entre el 60% y el 80%.
- 30% - 50%: Corresponde a un rango de cargabilidad de transformadores entre el 30% y el 50%.

El resultado obtenido se presenta en la Tabla 2.35. En esta tabla se observan los costos medios teniendo en cuenta los costos totales, los costos de mantenimiento y los costos de mantenimiento mas inversión del sistema con red, igualmente se presentan los costos totales, del mantenimiento y del mantenimiento para el sistema sin red. De esta tabla se puede concluir que el modelo es muy sensible a la cargabilidad del sistema obteniendo variaciones del orden del 30% al 100% de los caso de carga 60-80% y 30-50% con respecto al caso base.

Tabla 2.35 Análisis de Sensibilidad al Costo Medio

Urbano Costo	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
	Base 0	60 - 80%	30-50%	Base 1	60 - 80%	30-50%	Base 2	60 - 80%	30-50%
Total	7.76	10.57	15.80	9.10	12.84	19.69	7.98	10.98	16.54
Mntto total	0.14	0.24	0.42	0.14	0.24	0.42	0.38	0.68	1.18
Inv+Mtto Total	5.10	8.18	13.25	6.44	10.45	17.13	5.33	8.59	13.99
Transf	3.05	3.46	3.74	3.05	3.46	3.74	3.05	3.46	3.74
Mtto Transf	0.14	0.16	0.17	0.14	0.16	0.17	0.20	0.23	0.25
Inv+Mtto transf	2.17	2.80	3.14	2.17	2.80	3.14	2.19	2.82	3.15
Rural Costo	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
	Base 0	60 - 80%	30-50%	Base 1	60 - 80%	30-50%	Base 2	60 - 80%	30-50%
Total	20.17	29.64	46.79	23.10	34.85	55.97	23.73	36.21	58.66
Mntto total	3.09	5.63	10.06	3.09	5.64	10.08	6.76	12.35	22.10
Inv+Mtto Total	14.22	24.59	42.25	17.14	29.79	51.43	17.80	31.18	54.14
Transf	4.45	5.14	5.61	4.45	5.14	5.61	4.45	5.14	5.61
Mtto Transf	0.43	0.51	0.56	0.43	0.51	0.56	0.71	0.86	0.95
Inv+Mtto transf	3.62	4.53	5.06	3.62	4.53	5.06	3.68	4.58	5.10
Urbano - Rural Costo	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
	Base 0	60 - 80%	30-50%	Base 1	60 - 80%	30-50%	Base 2	60 - 80%	30-50%
Total	14.26	20.56	32.03	16.43	24.37	38.69	16.23	24.19	38.60
Mntto total	1.68	3.06	5.47	1.69	3.07	5.48	3.72	6.79	12.14
Inv+Mtto Total	9.88	16.77	28.44	12.04	20.57	35.09	11.86	20.42	35.02
Transf	3.78	4.34	4.72	3.78	4.34	4.72	3.78	4.34	4.72
Mtto Transf	0.29	0.35	0.37	0.29	0.35	0.37	0.47	0.56	0.62
Inv+Mtto transf	2.93	3.71	4.14	2.93	3.71	4.14	2.97	3.74	4.17

Para aplicar este modelo a la tarifa de cada operador, esta se puede obtener a partir de la distribución de cantidad de transformadores por capacidad y grupo de calidad propia, iniciando con el escenario de carga intermedio (60-80%) y teniendo como objetivo a corto plazo, el escenario de carga eficiente, ya que de acuerdo con los resultados obtenidos el sistema se encuentra en un rango de carga bajo (entre el 50 y 30% de cargabilidad) y el escenario de eficiencia presenta rangos de carga elevados. En el Anexo 6 se presentan las gráficas que muestran la variabilidad de estos costos.

2.5.4.1 Sensibilidad Zonas Costeras

Teniendo en cuenta el costo del mantenimiento en zonas costeras y siguiendo el procedimiento anteriormente mencionado se obtuvieron los siguientes resultados (ver Tabla 2.36):

- Sistema Urbano: 14.07 \$/kWh
- Sistema Rural: 39.37 \$/kWh
- Sistema Agregado Urbano – Rural: 27.54 \$/kWh

Tabla 2.36 Análisis de Sensibilidad al Costo Medio en Zonas Costeras

Urbano Costo	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
	Base 0	60 - 80%	30-50%	Base 1	60 - 80%	30-50%	Base 2	60 - 80%	30-50%
Total	14.92	22.06	34.38	16.26	24.34	38.27	28.97	47.78	80.68
Mntto total	7.10	11.52	18.68	7.10	11.51	18.66	21.47	37.58	65.33
Inv+Mtto Total	12.20	19.62	31.78	13.54	21.90	35.67	26.32	45.39	78.12
Transf	8.77	10.32	11.37	8.77	10.32	11.37	8.77	10.32	11.37
Mtto Transf	5.64	6.93	7.71	5.64	6.93	7.71	6.83	8.27	9.16
Inv+Mtto transf	7.83	9.66	10.75	7.83	9.66	10.75	8.18	9.91	10.99
Rural Costo	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
	Base 0	60 - 80%	30-50%	Base 1	60 - 80%	30-50%	Base 2	60 - 80%	30-50%
Total	41.32	64.43	104.11	44.25	69.64	113.30	88.57	151.66	261.61
Mntto total	23.76	39.76	66.32	23.74	39.72	66.23	71.49	127.48	224.21
Inv+Mtto Total	35.21	59.24	99.46	38.14	64.46	108.65	82.50	146.50	256.99
Transf	19.33	22.99	25.45	19.33	22.99	25.45	19.33	22.99	25.45
Mtto Transf	15.23	18.44	20.51	15.23	18.44	20.51	17.03	20.46	22.70
Inv+Mtto transf	18.49	22.40	24.91	18.49	22.40	24.91	18.86	22.67	25.16
Urbano - Rural Costo	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
	Base 0	60 - 80%	30-50%	Base 1	60 - 80%	30-50%	Base 2	60 - 80%	30-50%
Total	28.75	44.25	70.90	30.92	48.06	77.56	60.18	102.18	175.43
Mntto total	15.83	26.31	43.63	15.81	26.28	43.57	47.66	84.66	148.53
Inv+Mtto Total	24.25	40.37	67.22	26.43	44.19	73.89	55.74	98.34	171.79
Transf	14.30	16.96	18.74	14.30	16.96	18.74	14.30	16.96	18.74
Mtto Transf	10.67	12.96	14.41	10.67	12.96	14.41	12.17	14.65	16.25
Inv+Mtto transf	13.41	16.33	18.16	13.41	16.33	18.16	13.77	16.59	18.41

2.5.4.2 Sensibilidad a la Vida Útil

Adicionalmente se realizó un análisis similar al anterior aumentando la vida útil de los transformadores de 15 a 25 años, en este caso el costo anual de los transformadores se disminuye en un 6% (de 4.45 pasa a 4.19 \$/kWh) pero el costo anual del sistema se disminuye en un 4% con respecto al caso de vida útil de 15 años: (ver Tabla 2.37):

- Sistema Urbano: 7.50 \$/kWh
- Sistema Rural: 19.94 \$/kWh
- Sistema Agregado Urbano – Rural: 14.01 \$/kWh

Tabla 2.37 Análisis de Sensibilidad al Costo Medio Con Vida Útil en Transformadores de 25 años

Urbano Costo	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
	Base 0	60 - 80%	30-50%	Base 1	60 - 80%	30-50%	Base 2	60 - 80%	30-50%
Total	7.50	10.19	15.23	8.77	12.34	18.90	7.73	10.61	15.98
Mntto total	0.14	0.25	0.42	0.14	0.25	0.42	0.40	0.70	1.22
Inv+Mtto Total	4.88	7.81	12.63	6.16	9.96	16.31	5.12	8.23	13.40
Transf	2.86	3.24	3.51	2.86	3.24	3.51	2.86	3.24	3.51
Mtto Transf	0.14	0.16	0.17	0.14	0.16	0.17	0.20	0.24	0.26
Inv+Mtto transf	2.00	2.58	2.89	2.00	2.58	2.89	2.02	2.59	2.90
Rural Costo	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
	Base 0	60 - 80%	30-50%	Base 1	60 - 80%	30-50%	Base 2	60 - 80%	30-50%
Total	19.94	29.25	46.21	22.78	34.29	55.10	23.57	35.95	58.31
Mntto total	3.11	5.65	10.08	3.11	5.65	10.08	6.87	12.51	22.35
Inv+Mtto Total	14.01	24.20	41.59	16.85	29.25	50.49	17.66	30.93	53.72
Transf	4.19	4.84	5.29	4.19	4.84	5.29	4.19	4.84	5.29
Mtto Transf	0.45	0.53	0.58	0.45	0.53	0.58	0.73	0.88	0.97
Inv+Mtto transf	3.38	4.23	4.72	3.38	4.23	4.72	3.44	4.28	4.76
Urbano - Rural Costo	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
	Base 0	60 - 80%	30-50%	Base 1	60 - 80%	30-50%	Base 2	60 - 80%	30-50%
Total	14.01	20.17	31.45	16.11	23.84	37.86	16.03	23.88	38.15
Mntto total	1.70	3.08	5.48	1.70	3.08	5.48	3.79	6.89	12.29
Inv+Mtto Total	9.66	16.39	27.80	11.76	20.06	34.21	11.69	20.12	34.51
Transf	3.55	4.08	4.44	3.55	4.08	4.44	3.55	4.08	4.44
Mtto Transf	0.30	0.36	0.39	0.30	0.36	0.39	0.48	0.58	0.63
Inv+Mtto transf	2.72	3.44	3.84	2.72	3.44	3.84	2.76	3.48	3.88

2.6 RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Este Capítulo ha presentado las metodologías seguidas, análisis desarrollados y resultados obtenidos en el estudio de topología de redes de nivel de tensión 1. Los análisis han tenido por objetivo obtener una caracterización de redes típicas y, por otra parte, definir y caracterizar las redes de eficiencia del nivel de tensión 1.

Del estudio desarrollado se obtuvieron los siguientes resultados:

- Se definieron las unidades constructivas del sistema baja tensión (nivel de tensión I), las cuales corresponden a la unidad constructiva del transformador y la unidad constructiva de la red. La unidad constructiva del transformador está conformada por el transformador y las protecciones, siendo el componente principal el transformador y la unidad constructiva de la red está conformada por el conductor, las estructuras y los herrajes, siendo el componente principal el conductor.
- La unidad de valoración de las unidades constructivas definidas son: para el transformador es el costo por unidad (\$/transformador) y para la red es el costo por metro lineal de red (\$/m).
- La valoración a nuevo de las unidades constructivas se realizó a partir de cotizaciones suministradas por fabricantes y de presupuestos realizados por el consultor en diferentes proyectos de diseño. Para la obtención del costo base de eficiencia de la unidad constructiva se tomó el menor valor obtenido de cada componente, incluyendo el descuento que por defecto hacen los fabricantes.
- El costo total de la unidad constructiva está compuesto por el costo de inversión que incluye adicionalmente los costos de construcción y montaje, el costo de operación y el costo del mantenimiento.
- El costo de operación se refiere a los costos de las pérdidas técnicas. El costo de eficiencia de este ítem se obtuvo a partir del modelo presentado en las secciones anteriores
- Los gastos de mantenimiento de eficiencia definidos para el sistema de baja tensión (nivel de tensión I) fueron los siguientes:
 - Mantenimiento preventivo: Inspección y poda de árboles sobre la servidumbre de la red y el lavado del aislamiento en los transformadores y la pintura de los transformadores, única y exclusivamente para las zonas costeras.
 - Mantenimiento predictivo: La medida de carga en los transformadores de distribución únicamente si estos operan bajo condiciones de carga de eficiencia.
 - Mantenimiento correctivo: Reemplazo de las protecciones del transformador (fusibles y pararrayos) por fallas debidas a descargas atmosféricas

De los análisis realizados y con base en los resultados obtenidos, se concluye:

- La tipificación de la red aérea se puede realizar por el calibre para obtener, de esta manera, la longitud de los ramales, el número de ramales, el número de usuarios y el número de estructuras típicas. La longitud, el número de usuarios y el número de postes se obtienen a partir de promedios aritméticos, el número de ramales se obtiene a partir del valor más común o moda. La red subterránea donde el porcentaje de uso es menor, pero obligatorio por requerimientos arquitectónicos, ambientales o meteorológicos, completan la lista de redes típicas.
- La tipificación realizada por la clase de agrupación 2 (urbano grupos 1-2 y rural grupos 3-4) se aproxima más a los valores de longitud de red promedio y desviación estándar expandidos obtenidos a partir de los valores de la muestra que la tipificación realizada por la clase de agrupación 1 (urbano grupos 1-2-3 y rural grupo 4), por lo que se toma como referencia de unidades típicas constructivas para la red de baja tensión los valores obtenidos por la agrupación de la clase 2, urbano grupos 1-2 y rural grupos 3-4.
- Como resultado de la tipificación de los sistemas de baja tensión (transformador más red) , la Tabla 2.38 presenta los sistemas típicos de baja tensión para red aérea; mientras que la Tabla 2.39 lo hace para red subterránea.

Tabla 2.38 Sistemas Típicos de Baja Tensión – Red Aérea

Transformador	Calibre Cond.	No.de Usuarios	No. de Vanos	Long. Vano [m]	Long. Ramal [m]	No. Ramales	Carga [kVA]
15_U_B	4	5	4	51	204	2	3.02
25_U_B	1/0 (A-Tr)	13	4	34	136	2	9.71
37.5_U_B	1/0 (A-Tr)	13	4	34	136	2	14.25
50_U_B	1/0 (A-Tr)	13	4	34	136	2	17.49
75_U_B	1/0 (A-Tr)	13	4	34	136	2	18.99
15_U_T	1	5	5	32	160	2	4.75
30_U_T	2/0	15	5	36	180	2	6.57
45_U_T	1/0	18	8	29	232	2	18.73
75_U_T	2/0	15	5	36	180	2	27.48
100_U_T	2/0 (A - A)	15	5	36	180	2	27.48
112.5_U_T	2/0	15	5	36	180	2	27.48
150_U_T	4/0 (A - A)	29	5	35	175	3	47.16
10_R_B	1	3	4	92	368	3	4.75
15_R_B	1	3	4	92	368	3	4.75
25_R_B	2	6	4	67	268	3	9.95
30_R_B	1/0	4	5	142	710	3	5.24
37.5_R_B	1/0 (A-Tr)	13	4	33	132	3	17.83
50_R_B	1/0 (A-Tr)	13	4	33	132	3	17.83
75_R_B	1/0 (A-Tr)	13	4	33	132	3	17.83
15_R_T	1	2	2	52	104	2	5.74
30_R_T	1/0	16	7	37	259	2	17.09
45_R_T	1/0	16	7	37	259	2	17.09
50_R_T	1/0	16	7	37	259	2	17.09
75_R_T	2/0	28	9	35	315	2	26.84
112.5_R_T	2/0 (A - A)	28	9	35	315	2	34.37

Tabla 2.39 Sistemas Típicos de Baja Tensión – Red Subterránea

Transformador	Calibre Cond.	No de Usuarios	No. de Vanos	Long. Vano [m]	Long. Ramal [m]
25_U_B	4	10	9.29	7	65
37.5_U_B	8	2	30	2	60
75_U_B	2	20	1	20	20
75_U_T	1/0	33	5	25	125
112.5_U_T	4	8	21.5	2	43
150_U_T	2	23	35.5	2	71
75_R_B	2	17	2	2.5	5
112.5_R_T	2/0	18	1	18	18

- En cuanto a los transformadores sin red, se tiene como típicos toda la gama normalizada de fabricación siendo los más utilizados por zona que atiende y número de fases los siguientes:
 - Bifásicos urbanos: 25 kVA, instalados normalmente en poste.
 - Bifásicos Rurales: 15 kVA, instalados normalmente en postes.
 - Trifásicos Urbanos: 45 kVA, instalados en su gran mayoría en postes, aunque se encuentran en subestaciones capsuladas y de local.
 - Trifásicos Rurales: 30 kVA, instalados normalmente en postes
- El rango de carga de eficiencia definido para los transformadores de distribución esta entre el 80% y el 120% de la capacidad de estos

- El rango de cargabilidad de eficiencia definido para los conductores de fase está en un rango entre 30% y 70% de la capacidad ampérica de estos.
- En cuanto a las pérdidas eficientes se observa que el porcentaje de pérdidas totales para el sistema urbano está en un rango de 3% al 5.5% y para el sistema rural está en un rango entre 3.5% y 10%, medido sobre la energía propia.
- La regulación de voltaje esta en un rango de 3% a 6% para la zona urbana y entre 4% y 10% para la zona rural.
- Los costos totales en valor presente analizados para obtener los sistemas de baja tensión con red eficientes se distribuyen de la siguiente manera:
 - El costo promedio de la inversión corresponde al 63% del costo total. Para sistemas urbanos o rurales la inversión corresponde al 67% y 59% respectivamente
 - El costo promedio del mantenimiento corresponde al 7.5% del costo total. Para sistemas urbanos o rurales el mantenimiento corresponde al 2% y 13% respectivamente
 - El costo promedio de las pérdidas corresponde al 30% del costo total. Para sistemas urbanos o rurales el costo de las pérdidas corresponde al 31% y 29% respectivamente
- Los costos totales en valor presente para los sistemas de baja tensión sin red, se distribuyen de la siguiente manera:
 - El costo promedio de la inversión corresponde al 71% del costo total. Para sistemas urbanos o rurales la inversión corresponde al 71% cada uno.
 - El costo promedio del mantenimiento corresponde al 4% del costo total. Para sistemas urbanos o rurales el mantenimiento corresponde al 2% y 6% respectivamente
 - El costo promedio de las pérdidas corresponde al 25% del costo total. Para sistemas urbanos o rurales el costo de las pérdidas corresponde al 26% y 22% respectivamente
- Debido a que la contaminación salina tiene un efecto importante en el costo total del sistema de baja tensión, que lo incrementa al doble con respecto a la zona sin contaminación, es necesario aplicar este valor únicamente a zonas dentro de un radio de influencia marina de 50 km.

- Los costos totales en valor presente para los sistemas de baja tensión con red en zona costera presentan la siguiente distribución:
 - El costo promedio de la inversión corresponde al 35% del costo total. Para sistemas urbanos o rurales la inversión corresponde al 33% y 37% respectivamente.
 - El costo promedio del mantenimiento corresponde al 46% del costo total. Para sistemas urbanos o rurales el mantenimiento corresponde al 43% y 49% respectivamente
 - El costo promedio de las pérdidas corresponde al 18% del costo total. Para sistemas urbanos o rurales el costo de las pérdidas es del 18% cada una
- Los costos totales en valor presente para los sistemas de baja tensión sin red en zona costera presentan la siguiente distribución:
 - El costo promedio de la inversión corresponde al 23% del costo total. Para sistemas urbanos o rurales la inversión corresponde al 25% y 2037% respectivamente.
 - El costo promedio del mantenimiento corresponde al 69% del costo total. Para sistemas urbanos o rurales el mantenimiento corresponde al 64% y 62% respectivamente
 - El costo promedio de las pérdidas corresponde al 9% del costo total. Para sistemas urbanos o rurales el costo de las pérdidas corresponde al 7% y 10% respectivamente
- No se recomienda el uso de transformadores con capacidades entre 10 a 30 kVA con red ya que para estos sistemas se obtiene un costo medio igual al doble del costo medio obtenido para transformadores de capacidades mayores. Estos transformadores son eficientes siempre y cuando no tengan red asociada.
- Los sistemas de baja tensión con transformadores de capacidad entre 10 a 30 kVA presentan un costo medio entre 12 a 20 \$/kWh para la zona urbana y entre 20 a 55\$/kWh para la zona rural. Los sistemas de baja tensión con transformadores de capacidades mayores a 30 kVA presentan un costo medio entre 7 a 10 \$/kWh para la zona urbana y entre 8 y 15 \$/kWh para la zona rural
- El costo medio promedio para zona urbana y zona rural ponderando con la distribución de cantidad de transformadores por grupo de calidad y capacidad de transformadores es de 7.76 \$/kWh para la zona urbana, 20.17 \$/kWh para la zona rural y de 14.26 \$/kWh para el agregado urbano – rural

- Para la zona costera donde existe contaminación salina y el costo de mantenimiento se incrementa por este concepto, el costo medio obtenido es el doble del obtenido para zona sin contaminación salina: 14 \$/kWh para zona urbana, 39 \$/kWh para zona rural y 27.5 \$/kWh para el agregado urbano – rural.
- El costo medio es muy sensible a la cargabilidad del sistema obteniendo variaciones del orden del 30% al 100% del costo con casos de carga entre 60-80% y 30-50% con respecto al caso base (80 – 100%)
- Aumentando la vida útil de los transformadores de 15 a 25 años se reduce el costo medio en un 4% con respecto al caso de 15 años de vida útil. Los resultados obtenidos fueron los siguientes: 7.73 \$/kWh para la zona Urbana, 20.28 \$/kWh para la zona Rural y 14.30 \$/kWh para el agregado Urbano – Rural.

3. ESTUDIO SOBRE LAS ACTIVIDADES DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Este Capítulo presenta los resultados del estudio sobre las actividades de administración, operación y mantenimiento (AOM) para todos los niveles de tensión. El consultor desarrolló este estudio con base en un análisis de eficiencia relativa empleando la metodología “Data Envelopmment Análisis” (DEA), cuyo fin fue el de determinar los gastos y costos de eficiencia de AOM, con base en la información contable que suministraron los operadores de red (OR).

Para la aplicación de la metodología mencionada anteriormente, el consultor desarrolló los siguientes pasos y que se plasman en las secciones del presente capítulo, con el fin de preparar el planteamiento del análisis de eficiencia de gastos de AOM de los OR:

- Clasificación de gastos de AOM (sección 3.1) que cubre la definición de los componentes de los costos, definición de los costos operativos y de mantenimiento, así como la definición de los gastos administrativos y de apoyo.
- Identificación de conceptos en el Plan Único de Cuentas (PUC) (sección 3.2), donde a partir de los conceptos y definiciones determinadas en el paso anterior, se identifican las cuentas y subcuentas de los estados contables de los OR y que están asociadas a los costos y gastos de AOM. La selección de cuentas se basa en el PUC definido por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD). Este paso, y sección, incluye un proceso de homologación de los PUC de 1996 a 2000, una clasificación de cuentas por actividades de AOM, identificación de las cuentas contables básicas para obtener la información de los OR y que es posteriormente empleada en la aplicación del análisis de eficiencia relativa. Finalmente, se incluye un análisis de la información contable suministrada por los OR en respuesta a la Circular 039 de 2001 de la CREG, la cual es la base para el desarrollo de la tarea principal del estudio que trata este capítulo.
- Formulación de recomendaciones para el registro contable de inversión y mantenimiento (sección 3.3) y diferenciación del manejo contable y de la formulación tarifaria (sección 3.4). Dado que el ente regulador debe reconocer a los OR unos gastos asociados a operación y mantenimiento (O&M) de los sistemas de distribución del OR, y que estos reconocimientos pueden formularse a partir de la información contable de los OR; se requirió una recomendación diferenciadora en cuanto al manejo contable de gastos que deben asociarse a mantenimiento de los que deben asociarse a inversión (sección 3.3) y del tratamiento que de estos debe hacerse a nivel tarifario (sección 3.4).

Una vez desarrollados los pasos anteriores, donde se determinaron las características y limitantes de la información contable a ser empleada, se procedió a la aplicación de los análisis de eficiencia relativa en los gastos de AOM mediante los siguientes pasos:

- Definición del marco conceptual del modelo de costos y gastos de AOM de eficiencia (sección 3.5), donde se describen las bases para el desarrollo de los análisis de eficiencia. Este paso incluye una descripción de la metodología DEA para el análisis de eficiencia relativa y que fue empleada por el consultor. Igualmente, se presenta el estado del arte internacional de la aplicación de dicho enfoque en el análisis de los sistemas de distribución.
- A partir de las bases desarrolladas en el paso anterior, el consultor hace una formulación explícita del problema a ser tratado y la metodología seguida para el análisis de la eficiencia relativa empleando como técnica de análisis el método DEA (sección 3.6).
- Así, con los parámetros definidos por los pasos anteriores, el consultor desarrolló los modelos DEA de costos de eficiencia de AOM que son presentados en la sección 3.7. En esta sección, se incluye la información técnica adicional que se requiere para la aplicación de la metodología para el caso de los OR de Colombia. Se desarrollan cuatro modelos, uno para el manejo independiente de los gastos de eficiencia asociados a administración. Dos modelos para el tratamiento de los costos de O&M de eficiencia que siguen la experiencia internacional al respecto (se recomienda el modelo COM2). Finalmente, un último modelo que hace un tratamiento conjunto de los gastos de AOM.
- Adicional a los análisis de eficiencia relativa desarrollados en el paso anterior, el consultor presenta en la sección 3.8 un análisis de la información histórica de gastos de AOM registrados por los OR y calculados con base en los estados contables que fueron entregados a la CREG y correspondientes a los años 1996 a 2000.
- Finalmente, en la sección 3.9, el consultor propone tres alternativas de como repartir los gastos de AOM por niveles de tensión, de tal manera que la CREG pueda tratarlos para la formulación tarifaria.

Los análisis anteriores se complementan con una presentación de algunas prácticas regulatorias (tarifarias) en torno a los costos de O&M, presentando la relación porcentual de los costos de O&M reconocibles en la tarifa con respecto al valor de los activos evaluados con fines regulatorios (tarifarios), es decir a valor de nuevo (sección 3.10).

El presente capítulo finaliza haciendo una presentación resumida de los resultados del estudio y de las recomendaciones del mismo (ver sección 3.11).

3.1 CRITERIOS DE CLASIFICACIÓN DE GASTOS DE AOM

Para efectos del estudio se ha tenido presente el sistema unificado de costos y gastos definido por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, el cual lo ha diseñado utilizando las concepciones de la tecnología de información, en donde se aplica el costeo basado en actividades. Las actividades de interés para el estudio se clasifican en AOM: Administración, Operación y Mantenimiento.

El costo total en la prestación de un servicio público corresponde a todos aquellos valores que tiene relación con el servicio prestado, tanto en los Procesos Operativos como Administrativos o de Apoyo, los cuales deben haber sido identificados en el momento de registrar el costo o gasto, según el procedimiento efectuado a través de cada uno de los subsistemas componentes del Sistema Integrado de Contabilidad.

Un Sistema Unificado de Costos y Gastos permite el determinar, en forma razonable, los costos de los diferentes productos ó bienes producidos o de cada uno de los servicios prestados.

Este concepto obliga a que los registros contables se deban generar identificando el origen del mismo y, en lo pertinente a aquellos que corresponden a operaciones de los procesos operativos ó productores de bienes o servicios, se requiere de la identificación de aquel proceso que lo originó.

Esta identificación se presenta al efectuar la codificación contable de las denominadas Cuentas clasificadas en las clases 5 Gastos, 6 Costos de Ventas y 7 Costos de Producción.

3.1.1 Componentes del Costo

La definición de los Componentes o Elementos del Costo de las empresas de servicios públicos no se puede asimilar a los de otro tipo de empresa, como las productoras de bienes para la venta, por cuanto su clasificación es particular para este tipo de empresas. Lo que depende fundamentalmente de la importancia relativa de los conceptos de costos que lo constituyen.

La clasificación de los Componentes del Costo de los Servicios Públicos permite determinar:

- El valor recuperado por las inversiones efectuadas para la prestación del servicio, como son los Costos de Infraestructura e Inversión y por Obligaciones Financieras.
- Los Costos de Operación y Mantenimiento
- Los otros Costos Causados en la Prestación del Servicio
- Los Gastos Administrativos o de Apoyo asignados a cada uno de los Servicios prestados por la Empresa.

Bajo esta clasificación de los Componentes del Costo se pueden identificar los elementos constitutivos de las fórmulas tarifarias definidas por las Comisiones Reguladoras.

En las empresas de Servicios Públicos Domiciliarios los costos y gastos en la prestación de servicios, se clasifican así:

- Costos Operativos
- Gastos Administrativos y de Apoyo
- Costos de Mantenimiento

3.1.2 Costos Operativos

Corresponde a todos aquellos valores generados y causados en los denominados Procesos Operativos, por lo que los registros contables afectan directamente al proceso correspondiente. Los conceptos de costos se pueden identificar en forma específica con el servicio, proceso o actividad ejecutada.

En el caso de la depreciación en la parte operativa no se tiene en cuenta para la clasificación por actividades AOM, ya que es un gasto capitalizable que se reconoce en el cargo por uso al emplearse la valoración de los activos involucrados en el negocio.

La clasificación de los Costos Operativos se determina directamente de los registros contables que afectan tales procesos. Comprende todas aquellas erogaciones generadas como resultado de las actividades desarrolladas en cumplimiento del objeto social de la entidad.

Vale la pena anotar que se observan rubros, los cuales no se pueden identificar si son para mantenimiento u operación, ya que involucra las dos actividades, como es el caso de los arriendos en donde no se identifica claramente si la maquinaria y equipos arrendados se disponen para operación o mantenimiento.

Adicionales a los costos definidos expresamente como operativos, existen algunos conceptos contables cuya definición se enmarca en operación si bien su denominación indicaría que se refieren a mantenimiento. A continuación se describen los conceptos mencionados.

- **Servicios Personales**

Corresponde a las erogaciones efectuadas por las empresas al personal, vinculado laboralmente o no, cuya labor se desarrolla en los procesos operativos, por lo que se pueden asignar en forma directa a cada uno de los servicios prestados por la empresa. A través de los Subsistemas de Nómina y/o Cuentas por Pagar, y considerando la estructura definida para Auxiliares, se identificarán los valores correspondientes a cada nivel de información, Clase de Servicio, proceso operativo y/o actividad.

- **Otros Costos de Mantenimiento**

Los conceptos de costos necesarios en las actividades de mantenimiento de los bienes, propiedades, planta y equipo de los procesos operativos de la empresa, como los correspondientes a repuestos, combustibles, lubricantes, elementos y materiales eléctricos también se deben causar y registrar contablemente identificando la Clase de Servicio, proceso operativo y/o actividad en el cual se originó.

- **Otros Costos de Producción**

Los Otros Costos de Producción comprenden todas aquellas erogaciones no clasificadas en los grupos definidos anteriormente, los cuales también se debe causar considerando la identificación de la Clase de Servicio, Proceso Operativo y/o Actividad, en el cual se originó tal operación.

Dentro de este grupo de costos se encuentran principalmente los causados por Honorarios, Contribuciones y Regalías, Seguros, Impuestos, Ordenes y Contratos por Otros Servicios y Gastos Generales, que son originados en actividades desarrolladas en procesos operativos.

3.1.3 Gastos Administrativos y de Apoyo

Corresponden a los gastos de aquellas dependencias o procesos que no se identifican en forma específica con los servicios prestados; en términos generales son los generados y causados por las actividades clasificadas como Procesos Administrativos o de Apoyo.

La asignación de los Gastos Administrativos a los productos o servicios se efectúa dependiendo básicamente de la capacidad de producción o de las actividades desarrolladas, tal como lo determina el Sistema de Costeo Basado en Actividades.

Los Gastos de Administración, y otros clasificados contablemente en la clase 5, Gastos, constituyen los denominados Gastos Administrativos y de Apoyo, los cuales se deben asignar a cada uno de los servicios prestados por la empresa.

Al asignar o identificar estos Gastos por Servicio, se deben distinguir los siguientes grupos de conceptos de gastos:

- **Gastos de Clientela**, como serían los causados en los procesos de comercialización del servicio, entendiéndose éste concepto como la actividad comercial entre distribuidores (OR) y los comercializadores que realizan la actividad de mercadeo con los usuarios finales.
- **Gastos Administrativos**, como serían los causados en los procesos de apoyo administrativos y financieros, y correspondientes, según el proceso de asignación, a cada servicio.
- **Gastos Financieros**, constituidos por aquellos identificables con el servicio.

3.1.4 Costos de Mantenimiento

Los Costos de Mantenimiento hacen referencia a las erogaciones causadas por labores, actividades u otras operaciones efectuadas en los bienes y elementos involucrados en la prestación del servicio público, de manera que éstos se mantengan en condiciones óptimas de operación y permitan garantizar el adecuado funcionamiento y conservación en estado de operabilidad, de los activos dedicados a cada servicio.

Dentro de este grupo o componente del costo se consideran los siguiente conceptos de costos:

- **Servicios Personales**

Corresponde a las erogaciones efectuadas por las empresas al personal, vinculado laboralmente o no, cuya labor se desarrolla en los procesos operativos, por lo que se pueden asignar en forma directa a cada uno de los servicios prestados por la empresa. A través de los Subsistemas de Nómina y/o Cuentas por Pagar, y considerando la estructura definida para Auxiliares, se identificarán los valores correspondientes a cada nivel de información, Clase de Servicio, proceso operativo y/o actividad.

- **Consumo de Insumos Directos**

El costo de los Consumos de Insumos Directos corresponde al cálculo del valor de los materiales efectivamente consumidos en la operación de mantenimiento y reparación de los activos involucrados en los procesos y actividades necesarios en la prestación del servicio.

Dentro de estos costos se consideran los combustibles y lubricantes, los consumos de químicos, de energía y los materiales en general.

El Subsistema de Control de Materiales y la estructura definida para Auxiliares, permitirán la identificación y registro de estos consumos por Clase de Servicio, proceso operativo y/o actividad.

- **Órdenes y Contratos de Mantenimiento y Reparaciones**

Corresponde a las erogaciones ocasionadas por ordenes y contratos ejecutados por terceros en operaciones de mantenimiento o reparaciones de los elementos clasificados como Propiedades, Planta y Equipo, dedicados a los procesos operativos de cada servicio.

- **Servicios Públicos**

Dentro de estos conceptos de costos se clasifican los valores causados por la utilización y consumo de los servicios públicos domiciliarios, por parte de las áreas o dependencias dedicadas a desarrollar los procesos o actividades de mantenimiento.

En aquellos casos en que se presente dificultad para su determinación, por corresponder a servicios compartidos por varias dependencias, administrativas u operativas, es necesario definir y utilizar bases de asignación.

3.2 IDENTIFICACIÓN DE CONCEPTOS DEL PUC

Técnicamente un plan único de cuentas busca la uniformidad en el registro de las operaciones económicas realizadas por los entes prestadores de servicios públicos con el fin de permitir la transparencia de la información contable y por consiguiente su claridad, confiabilidad y comparabilidad.

El PUC esta compuesto por un catálogo de cuentas y la descripción y dinámica para la aplicación de las mismas, las cuales deben observarse en el registro contable de todas las transacciones u operaciones de todos los entes prestadores de servicios públicos.

El catálogo de cuentas contiene la relación ordenada y clasificada de las clases, grupos, cuentas y subcuentas de todos los rubros utilizados en la contabilidad, identificadas con un código numérico y su respectiva denominación.

Las descripciones expresan o detallan los conceptos (significado) de las diferentes clases, grupos, cuentas y subcuentas incluidas en el catálogo e indican las operaciones a registrar en cada una de las cuentas.

Las dinámicas señalan la forma en que se deben utilizar las cuentas y realizar los diferentes movimientos contables que las afecten.

El catálogo de cuentas y su estructura, serán de aplicación obligatoria y en la contabilidad no podrán utilizarse clases, grupos, cuentas, o subcuentas diferentes a las previstas en él.

Por lo tanto, se debe llegar a una unificación de estos diferentes planes contables, hasta llegar a un plan único, el cual será el del último año; teniendo en cuenta los diferentes planes de cuenta (PUC), adoptados por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, para los entes prestadores de servicios públicos domiciliarios ya que han tenido varias modificaciones a través de los años desde 1996, contempladas en las resoluciones expedidas por dicho órgano de inspección, vigilancia y control, como son:

- Resolución 1416 abril 18 de 1997
- Resolución 1417 abril 18 de 1997
- Resolución 4493 junio 04 de 1999
- Resolución 4640 junio 09 de 2000
- Resolución 6572 septiembre de 2001

También se tienen en cuenta resoluciones emitidas por la Contaduría general de la nación.

- Plan general de contabilidad pública
- Resolución 4444 noviembre 21 de 1995
- Resolución 377 diciembre 23 de 1999

Dado que en este estudio se hará un análisis histórico de la información correspondiente a estas cuentas y para el período 1996-2000, se escoge un año como referencia, con fines de homologación de la información entre los diferentes PUC. Para tal efecto, se ha escogido el año 2001 por ser el último año vigente.

3.2.1 Homologación Cuentas de PUC 1996 a 2000

Dentro del análisis de la asignación de los costos y gastos a las actividades de administración, operación y mantenimiento, por niveles de tensión; se requiere analizar los Planes de Cuenta vigentes y aplicables a los operadores de red.

Por tal razón, se ha llevado a cabo un proceso de homologación de los PUC del período 1996 a 2000, debido a los cambios ocurridos durante dicho período. El proceso de homologación compara los PUC de cada año con respecto al PUC del año 2001, tomado como año referencia.

Al realizar la comparación de los diferentes años del período de estudio, se han encontrado algunas cuentas, que se han adicionado y otras que se han eliminado con respecto al PUC del año 2001.

Las homologaciones, se han realizado por cada cuenta de gastos y costos, teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- La cuenta de gastos (5), no presenta cambios significativos durante el período 1996 a 1999. Sin embargo, el PUC del año 2000, más parecido al del 2001, presenta grandes diferencias con respecto a los anteriores. Por esta razón, se realizaron dos procesos de homologación de las cuentas, uno que compara el PUC año 2000 y el PUC año 2001, y el otro que compara en forma simultánea los PUC de 1996 a 1999 con el PUC del 2001.
- En cuanto a la cuenta costo de ventas (6), se realizó una sola homologación al 2001, en la que se abarcan todos los años del estudio, ya que esta cuenta no ha tenido grandes variaciones durante el período 1996 a 2000.
- Para la cuenta costo de producción (7), se realizó la homologación de los años 1997 a 2000 con respecto al 2001, ya que en estos años la cuenta (7) no tuvo cambios significativos, lo que permite un trabajo uniforme de los mismos.
- También para la cuenta de costo de producción (7), se hizo homologación del año 1996 con respecto al PUC del año 2001. Dado que para ese año el PUC vigente era el Plan General de Contabilidad Pública emitido por la Contaduría General de la Nación, y en éste los gastos de operación eran registrados en la cuenta 52 (gastos de operación). En los PUC posteriores definidos por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, esta cuenta (52) fue reemplazada por la cuenta costo de producción (7).

Estas homologaciones se han realizado siguiendo los conceptos técnicos (ver referencias [1] y [2]), emitidos por los diferentes organismos involucrados en el tema

de estudio como son la Contaduría General de la Nación, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y son presentadas en el [Anexo 7](#). Teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- Utilización de las tablas de homologación de la Contaduría General de la Nación, ya que el plan general de contabilidad pública emitido por este organismo es la base del plan de contabilidad para entes prestadores de servicios públicos emitido por la Superintendencia de Servicios Públicos.
- Se ha tenido en cuenta la dinámica, descripción y concepto, de las cuentas definidas en los PUC de cada uno de los años de estudio.

Para efectos de la homologación, se empleó un criterio uniforme en cuanto a la naturaleza y estructura de las cuentas, para no caer en errores de clasificación dentro del PUC; por ejemplo, una cuenta que está registrada como un gasto administrativo, en la homologación no se puede incluir como un gasto operativo, ya que distorsionaría la realidad de la naturaleza de la misma.

La Tablas A7.2 del Anexo 7 presenta la comparación de la homologación de la cuenta de gastos (5) del PUC del año 2000, con respecto al PUC del año 2001, de donde se observa que:

- La codificación es la misma. Sin embargo, en el PUC del 2001 se han adicionado algunas cuentas nuevas que no existían en el PUC del año 2000.
- Para la cuenta otros gastos (58), en la parte de intereses, se han desagregado dicho rubro, ya que la cuenta de deuda pública estaba agregada en el PUC del 2000, mientras que en el PUC del 2001 aparece con varias ramificaciones, como son:
 - Deuda pública interna de corto plazo - Banco central
 - Deuda pública interna de corto plazo - Sector financiero
 - Deuda pública interna de corto plazo - Crédito de proveedores
 - Deuda pública interna de corto plazo - INFIS
 - Deuda Pública interna de corto plazo - Otras
 - Deuda pública interna de corto plazo – Bonos y títulos emitidos

De acuerdo con la comparación en la cuenta de gastos (5) para los años 1996 a 1999 con respecto al PUC del 2001, presentada en la Tabla A7.1 del Anexo 7, se observa que:

- La codificación es completamente diferente. Sin embargo, la descripción de las cuentas se mantiene en su mayoría.

- Se observa que los rubros de la cuenta 53 (provisiones, agotamiento, depreciaciones y amortizaciones) y 58 (otros gastos), se han ramificado para registrar los conceptos de una manera más específica.

En el caso de la homologación de la cuenta costos de ventas y operación (6), se observó que la codificación de los PUC de los años 1996 a 2000 ha cambiado sustancialmente con respecto al del 2001, manteniendo la descripción de las cuentas (ver Tabla A7.3 del Anexo 7)

La Tabla A7.4 del Anexo 7 presenta los resultados de la homologación de la cuenta (7) costos de producción para los años 1996 a 2002, donde se observan los siguientes aspectos:

- Se ha mantenido la codificación en los PUC de 1997 al 2001 para la cuenta (7).
- En el PUC de 1996 se observa que la codificación es completamente diferente, debido a la reclasificación que realizó la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Para el año 1996 la cuenta costos de producción (7) no existía y era identificada como la cuenta gastos de operación (52).
- En el PUC de 1996 no se hace diferencia entre lo que es depreciación administrativa y operativa, ya que todo se registra en la cuenta depreciación (53). Por lo tanto, al hacer la homologación se reclasificará dicha cuenta, y la parte que pertenece a operacional se registrará como tal en la cuenta (7) de costos.

Dado que para 1996, los OR se regían por el Plan de Cuentas Comercial, se realizó un proceso de homologación de las cuentas con el PUC de referencia (PUC SSPD de 2001), cuyos resultados se presentan en las tablas A7.6 a A7.8 del Anexo 7.

3.2.2 Clasificación de Cuentas del PUC Base por Actividad de AOM

Se ha realizado clasificación de gastos y costos del PUC 2001, tomando cada una de las cuentas y asignándolas a las actividades de administración, operación o mantenimiento, tal como se presenta en el [Anexo 8](#).

Sin embargo, es importante tener en cuenta que la cuenta (6) representa lo que cuesta producir y vender un servicio. En este caso es el costo de producir el servicio (costo de producción = costo de ventas), ya que no se incurre en gastos para venderlo, por esta razón los demás rubros de la cuenta costo de venta de servicio de energía (6315), las subcuentas conexión al cliente, venta de energía, facturación y recaudo, se clasifican como de operación pero en el caso del comercializador, quien si debe incurrir en diferentes gastos para poder vender el servicio, el distribuidor no incurre en estas erogaciones

Esta cuenta servicio de energía (6315), nace de la cancelación de la cuenta costo de producción (7), la que mensualmente pasa su saldo de la 7595 (Transferencia mensual de costos y gastos por clase de servicio (cr)), a la cuenta costo de ventas de servicios de energía (6315), por lo tanto se puede concluir que:

- Para la clasificación AOM no se debe tener en cuenta la cuenta costo de ventas (6), ya que es resultado del traspaso mensual de la cuenta costo de producción (7).

Porque si se clasifica el costo de ventas (6) y aparte el costo de producción (7), se estaría haciendo doble clasificación a los mismos rubros, los cuales están en ambas cuentas.

Para la clasificación AOM es mejor trabajar con la cuenta (7), ya que esta va a estar desagregada, porque el saldo de la cuenta (6), va a ser un valor agregado que pasa de una cuenta a la otra.

- Para la homologación, es necesario y no tiene problema incluir dicha cuenta, ya que en el PUC de cada año se debe ver reflejado el valor la misma.

Como una guía para el manejo en la parte contable en los costos y gastos, se explica lo siguiente:

- Mensualmente la cuenta costo de producción (7) se cancela, y su saldo se registra en el costo de ventas (6).
- Así mismo al final del periodo se realiza una cancelación de todas las cuentas de PyG o de resultados, es decir ingresos, costos y gastos.
- La cuenta de ingresos (4), gastos (5) y costo de ventas (6) se cancela; (la cuenta (7) no se tiene en cuenta ya que ha sido cancelada, llevando su saldo a la cuenta costo de ventas (6)) y el saldo de estas cuentas (4, 5 y 6), se registra en la cuenta, cierre de ingresos, gastos y costos (5905), de esta diferencia entre ingresos y egresos resulta la utilidad o pérdida de las operaciones realizadas, lo cual se registra en la cuenta resultado del ejercicio (3110).

Por lo tanto, la clasificación de las cuentas por actividades AOM se ha efectuado según los siguientes criterios:

- **Administración:** Gastos que no están directamente relacionados con la operación del ente, pero sirven de apoyo, para llevar a cabo el objeto social. Estos gastos están directamente relacionados con la gestión administrativa, encaminada a la dirección, planeación, organización de las políticas establecidas incluyendo

básicamente las incurridas en las áreas ejecutivas, financiera, comercial, legal y administrativa.

Para efecto del estudio, se concluye que los gastos de administración lo conforman la totalidad de la cuenta 51 (gastos), ya que allí se registran las labores de apoyo necesarias para poder llevar a cabo la parte operativa del ente.

- **Operación:** Comprende los costos ocasionados en el desarrollo principal del objeto social del ente, es decir el costo incurrido en desarrollo de la función operativa de los servicios vendidos durante el período. Entre los costos de producción (7).
- **Mantenimiento:** Todas aquellas actividades que se realizan para conservar, preservar y mantener la red en condiciones óptimas para garantizar la prestación del servicio y el desarrollo del giro operativo del ente.

Los costos de mantenimiento se incluyen en algunas de las subcuentas de la clase (7). En algunas de ellas no es clara la asignación separada entre operación y mantenimiento, razón por la cual se clasificó como de operación y mantenimiento

Por ejemplo, en el rubro de servicios personales, se incluyen los empleados operativos y los que intervienen en el mantenimiento de la red.

De igual forma, en la cuenta 7517 (arrendamientos) no se puede identificar que maquinaria y equipos son para la operación o para el mantenimiento. Lo mismo se puede observar en el caso de la cuenta 7537 (consumo de insumos directos).

La cuenta 7550 (otros costos de operación y mantenimiento), involucra las dos actividades, operación y mantenimiento.

Por el contrario, existen cuentas asignables o bien a operación o bien a mantenimiento. Por ejemplo, la cuenta 7510 (costos generales de producción), se puede establecer que pertenece a operación, ya que sus conceptos y su descripción así lo indican.

Existen otras cuentas las cuales son de mantenimiento, ya que definen claramente que son para efectos de mantenimiento de la red, por ejemplo la cuenta 754007 (Mantenimiento líneas, redes y ductos).

Finalmente, en el caso de la depreciación en la parte operativa, no se tiene en cuenta para la clasificación AOM. Ya que es un gasto capitalizable, el cual se recupera en el cargo por uso y no constituye gasto de administración, ni de operación, ni de mantenimiento.

La Tabla 3.1 presenta en resumen las cuentas que corresponden a gastos y costos de administración, operación y mantenimiento (AOM) consideradas para la evaluación de eficiencia de las secciones siguientes.

Tabla 3.1 Relación de Cuentas de Costos y Gastos de AOM

	COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
7505	SERVICIOS PERSONALES
7537	CONSUMO DE INSUMOS DIRECTOS
7540	ORDENES Y CONTRATOS DE MANTENIMIENTO Y REPARACIONES
7545	SERVICIOS PUBLICOS
7550	OTROS COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
	OTROS COSTOS DE PRODUCCION
7510	GENERALES
7535	CONTRIBUCIONES Y REGALIAS
7542	HONORARIOS
7560	SEGUROS
7565	IMPUESTOS
7570	CONTRATOS POR OTROS SERVICIOS
	GASTOS ADMINISTRATIVOS
5101	SUELDOS Y SALARIOS
5102	CONTRIBUCIONES IMPUTADAS
5103	CONTRIBUCIONES EFECTIVAS
5104	APORTES SOBRE LA NÓMINA
5111	GENERALES
5120	IMPUESTOS, CONTRIBUCIONES Y TASAS

3.2.3 Información Contable de los Operadores de Red

Por medio de la Circular 039 de 2001, la CREG solicitó a los Operadores de Red suministrar la información financiera - contable para los años 1996 a 2000 de acuerdo con el PUC de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y suministrando los datos hasta el nivel de auxiliares. Esta información debería entregarse en forma separada para cada una de las Unidades de Negocio de cada Operador de Red (OR).

El proceso de entrega de la información por parte de los OR tomó tres meses hasta finales de marzo, aunque el plazo inicial se fijó el 21 enero de 2002. La Tabla 3.2² muestra la relación de los OR que suministraron la información y los años a los que corresponde dicha información.

A su vez, la Tabla 3.2 hace una observación con respecto a la información suministrada, mencionándose si ésta corresponde a los estados contables de la unidad de negocios (UN) de distribución o si por el contrario incluye en forma agregada todas las unidades de negocio del OR.

De los 32 OR listados en la Tabla 3.2, 24 entregaron información para el año 2000. De esta información se tiene:

- 15 OR entregaron información separada de la unidad de negocio (UN) de distribución. De éstas:
 - De la información de los OR 16, 18, 21, 24, 28, 35, 36, 37, 38, 41, 155, 225, 251, 252 y 259 es identificable la información de la Tabla 3.1.
 - La información del OR 24 presenta en su cuenta 51 un valor negativo y no se suministra el detalle de las subcuentas.
 - Los OR 18 y 35 suministran la información hasta auxiliares de donde se puede deducir la información de la UN de distribución para la cuenta 7, pero para la cuenta 5 solo se puede hacer una repartición de las subcuentas entre las diferentes unidades de negocio con base en la información de la cuenta 5899 que es un cierre contable donde se identifica la repartición de la totalidad de la cuenta 5 entre la totalidad de las unidades de negocios que posee el operador de red.
 - El OR 37 suministra la información hasta auxiliares de donde se puede deducir la información de la UN de distribución para la cuenta 7, pero no para la cuenta 5.
 - El OR 259 solo maneja la cuenta 5 en sus estados contables.
- 9 OR entregaron información agregada de todas las unidades de negocio de la Empresa. Estas empresas son: 5, 12, 17, 19, 23, 31, 40, 195 y 287.

² La información contable se presentará relacionada a cada OR por su código de identificación que utiliza internamente la CREG.

- 8 OR no entregaron información en respuesta de la circular, siendo estos: 7, 9, 10, 14, 20, 33, 193 (Entregó solo el PyG de los años 1999 y 2000) y 501.

Tabla 3.2 Información suministrada por los OR

Código Operador de Red	2000	1999	1998	1997	1996	Observación
5	X	X	X	X	X	Incluye todas las UN
7						
9						
10						
12	X	X	X	X	X	Incluye todas las UN. Años 2000 y 1999 presentan costos de Oym. Los otros años no
14						
16	X					
17	X	X	X	X		Incluye todas las UN
18	X				X	Incluye todas las UN UN de Distribución identificable por Auxiliares
19	X		X	X	X	Incluye todas las UN
20						
21	X	X				Año 2000 => Información de UN Distribución Años 1999 => Información agregada de todas las UN Año 1997 y 1996 => Información no corresponde a la solicitada
23	X	X	X	X	X	Año 2000 => Incluye todas las UN Años 1997 a 1999 => identificables costos de la UN de Distribución y Generales por Auxiliares Año 1996 => Incompleto (Sin cuentas 52 o 7)
24	X	X	X	X	X	Información de la UN de Distribución
28	X	X	X	X	X	Información de la UN de Distribución
31	X	X	X	X		Incluye todas las UN
33						
35	X	X	X	X	X	Incluye todas las UN UN de Distribución identificable por Auxiliares
36	X		X			Información de la UN de Distribución
37	X	X	X			Incluye todas las UN UN de Distribución identificable por Auxiliares
38	X	X	X	X		Información de la UN de Distribución
40	X	X		X	X	Incluye todas las UN
41	X	X	X	X		Información de la UN de Distribución Año 97 su vigencia es menor a 1 año
155	X	X	X	X		Información de la UN de Distribución
193						
195	X				X	Incluye todas las UN
225	X	X	X	X	X	Información de la UN de Distribución
251	X	X				Información de la UN de Distribución
252	X	X				Información de la UN de Distribución
259	X	X				Año 2000 => Información de UN de Distrib Año 1999 => Información Agregada de todas las UN
287	X	X	X	X	X	Incluye todas las UN
501						

X = información suministrada por OR en respuesta a la Circular 039 de 2001 de la CREG

La información faltante que los OR no suministraron (en medio magnético vía Internet) en respuesta a la Circular 039 de 2001, se obtuvo de la revisión de los estados financieros de los OR que estos han entregado en forma física a la CREG en años anteriores.

Dado que para el desarrollo del estudio se requiere información exclusivamente de la Unidad de Negocio de Distribución de los diferentes Operadores de Red, se requirió proceder a distribuir los valores agregados de las empresas que así lo reportaron (17 en total incluyendo los OR cuya información física fue la base para el estudio) por medio de la siguiente metodología:

- Repartición de los gastos de Administración (cuenta 51) de acuerdo con la forma como el OR desagregó sus costos entre las diferentes unidades de negocio que fueron reportados por el mismo a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y presentada en el SIVICO (año 2000). Esta metodología se aplica a los OR identificados por los siguientes códigos: 5, 17, 19, 23, 37, 40, 193 y 287.

Para los OR 12, 14, 20, 31, 33, 195 y 501 donde no puede aplicarse este criterio se empleo como porcentaje de repartición los promedios obtenidos de la información de los otros operadores, considerando aquellos con los que se cuenta información desagregada reportada a la CREG y con aquellos con información repartida en el SIVICO, de acuerdo con la Tabla 3.3.

- Repartición de los costos de operación y mantenimiento, costos de producción, gastos administrativos y otros gastos (ver subcuentas 7 de la Tabla 3.1) con base en la información del SIVICO (año 2000) en las actividades de generación, transformación, transporte, conexión, manejo recursos ambientales, ventas, atención al cliente y facturación. Se asignan a la Unidad de Negocio de Distribución aquellos costos por concepto de transformación y transporte.

La metodología anterior aplica a los OR identificados con los códigos: 5, 14, 17, 19, 31, 193 y 287.

Para los OR 12, 40, 195, 259 y 501 donde no puede aplicarse el criterio anterior, se empleo como porcentaje de repartición los promedios obtenidos de la información de los otros operadores, considerando aquellos con los que se cuenta información desagregada reportada a la CREG y con aquellos con información repartida en el SIVICO.

Tabla 3.3 Porcentajes de Repartición de las Cuentas 51 Correspondientes a la Unidad de Negocio de Distribución.

Código Operador de Red	Cuenta 51 Gastos Administrativos
5	61.357%
16	56.442%
17	37.034%
18	32.445%
19	43.299%
21	24.600%
23	43.330%
24	37.960%
28	45.109%
35	82.500%
36	34.117%
37	40.922%
38	33.860%
40	38.344%
41	25.013%
155	50.000%
193	14.969%
225	37.366%
251	37.598%
252	44.089%
259	19.039%
287	56.976%
Promedio	41.971%
	A partir de información reportada a la CREG en respuesta a la Circular 039 de 2001
	A partir de SIVICO 2000

**Tabla 3.4 Porcentajes de Repartición de las Cuentas de Costos (7)
Correspondientes a la Unidad de Negocio de Distribución.**

Código Operador de Red	Cuenta 7505	Cuenta 7537	Cuenta 7540	Cuenta 7545	Cuenta 7550	Cuenta 7510	Cuenta 7535	Cuenta 7542	Cuenta 7560	Cuenta 7565	Cuenta 7570
5	74.546%	0.000%	87.978%	91.741%	89.571%	63.458%	0.000%	24.260%	87.133%	14.621%	12.627%
14	90.651%	0.000%	98.544%	0.000%	0.000%	100.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%
16	61.000%	0.007%	55.033%	72.540%	33.184%	81.970%	0.254%	31.700%	13.973%	38.266%	91.401%
17	9.725%	9.725%	9.725%	9.725%	9.725%	9.725%	0.000%	0.000%	9.725%	0.000%	9.725%
18	17.730%	33.333%	85.443%	30.095%	59.497%	80.365%	5.561%	36.478%	22.471%	9.704%	3.935%
19	37.223%	0.000%	56.706%	82.279%	9.501%	2.027%	72.397%	96.429%	0.000%	5.235%	5.766%
21	30.270%	0.003%	46.494%	41.058%	29.047%	13.243%	0.101%	28.357%	41.106%	1.143%	1.495%
24	44.504%	0.000%	87.274%	24.695%	10.278%	29.658%	2.629%	3.742%	23.323%	5.426%	0.000%
28	48.407%	0.000%	82.357%	71.934%	67.982%	53.040%	17.319%	100.000%	55.800%	34.637%	22.782%
31	53.640%	0.000%	53.787%	66.935%	78.994%	18.134%	0.000%	0.000%	58.187%	80.621%	51.658%
35	69.360%	0.000%	0.000%	0.000%	0.310%	35.395%	65.825%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%
36	41.028%	0.000%	64.895%	22.576%	81.473%	30.276%	0.000%	83.662%	30.556%	18.538%	19.779%
37	50.648%	0.000%	91.474%	56.859%	90.554%	13.036%	0.015%	38.197%	27.570%	2.707%	26.018%
38	31.515%	0.000%	6.367%	2.418%	77.237%	16.036%	0.000%	0.000%	26.932%	1.005%	14.078%
41	60.346%	0.000%	99.595%	65.495%	25.508%	63.285%	90.604%	0.000%	0.000%	30.118%	28.232%
155	40.097%	0.000%	92.378%	7.717%	99.633%	57.816%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	12.683%
193	66.178%	0.000%	94.877%	70.393%	86.380%	0.842%	0.000%	26.065%	0.000%	1.544%	80.011%
225	26.009%	0.000%	16.876%	47.406%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%
251	70.686%	39.639%	91.963%	52.934%	89.185%	62.879%	31.800%	13.429%	89.226%	0.886%	35.761%
252	70.462%	13.015%	97.727%	50.742%	58.836%	65.098%	0.000%	9.522%	79.262%	2.533%	37.119%
287	46.797%	0.000%	86.246%	56.109%	74.651%	29.789%	0.000%	99.192%	67.128%	12.781%	6.727%
Promedio	48.732%	4.786%	65.543%	42.663%	49.258%	41.261%	14.325%	28.248%	31.620%	12.911%	18.989%
Desv. Estándar	20.572%	11.444%	33.584%	28.898%	35.911%	29.445%	28.124%	36.742%	31.029%	20.034%	22.432%
	A partir de información reportada a la CREG en respuesta a la Circular 039 de 2001										
	A partir de información del SIVICO										

Toda la información contable de los años 1996 a 2000 que fue suministrada por los OR en respuesta a la Circular 039 de 2001 a la CREG se ha almacenado en Base de Datos, donde a cada una de las subcuentas 5 y 7 se le asignan dos factores que representan el porcentaje que de esa subcuenta que le corresponde a la Unidad de Negocios de Distribución, tanto en administración como en operación y mantenimiento.

Para la asignación de estos factores se han tenido en cuenta los siguientes criterios:

- Se homologan los estados contables de todos los años con respecto al PUC del 2001 (de la SSPD) de acuerdo con las tablas de homologación presentadas en el [Anexo 7](#).
- Se asigna factor (de administración o de operación y mantenimiento) a la subcuenta de más bajo nivel. Por ejemplo, si la cuenta 750501 esta desagregada al nivel de auxiliares como 750501XX, se asigna factor a este último y no al primero. En caso de no estar desagregada al nivel de auxiliares el factor se asigna a la cuenta 750501.

- A las subcuentas 51 (según nivel de desagregación de la información) se les asigna factor de administración; mientras que a las subcuentas 75 (según nivel de desagregación y de acuerdo con la Tabla 3.1) se les asigna el factor de operación y mantenimiento.
- Si la información entregada por el OR corresponde a la UN de distribución, los factores de administración y de operación y mantenimiento serán iguales a 1.0.
- Si la información entregada por el OR corresponde a información agregada de todas sus unidades de negocio los factores asignados estarán de acuerdo con los criterios establecidos previamente y de acuerdo con la Tabla 3.3 y la Tabla 3.4.

A partir de la información anteriormente descrita y de los criterios de repartición explicados se conformó la Tabla 3.5, la cual presenta el total de gastos de administración y costos de operación y mantenimiento asociados a la unidad de negocios de distribución de cada uno de los OR.

La información contenida en la Base de Datos se complementó con la información de aquellos OR cuya información se extractó de la información física.

En cuanto a los 5 OR donde no aparece un valor total de costos de O&M en la Tabla 3.5, se tienen las siguientes explicaciones:

- Operador N° 7: de la información física disponible en la CREG solo se tienen resultados para la cuenta 51. El OR 7 no suministró información a la CREG en respuesta a la Circular 039 de 2001. Tampoco hay información disponible en el SIVICO de la SSPD.
- Operador N° 9: de la información física disponible en la CREG solo se tienen resultados para la cuenta 51. El OR 9 no suministró información a la CREG en respuesta a la Circular 039 de 2001. Tampoco hay información disponible en el SIVICO de la SSPD.
- Operador N° 20: de la información física disponible en la CREG solo se tienen resultados para la cuenta 51. El OR 20 no suministró información a la CREG en respuesta a la Circular 039 de 2001. La información de SIVICO está asignada en su totalidad a Comercialización (Facturación y Recaudo).
- Operador N° 259: El OR reportó solo la cuenta 5 a la CREG en respuesta a la Circular 039 de 2001.
- Operador N° 501: de la información física disponible en la CREG solo se tienen resultados para la cuenta 51. El OR 501 no suministró información a la CREG en

respuesta a la Circular 039 de 2001. La información contenida en el SIVICO en la tabla "ESTADO DE COSTOS Y GASTOS POR PROCESO DE APOYO Y/O PROCESO OPERATIVO A DICIEMBRE 31 DE 2000" son valores nulos. En la Tabla 3.2.1. ANEXO No. 1 DEL ESTADO DE RESULTADOS del SIVICO solo se reportan cuenta 51.

Tabla 3.5 Costos y Gastos de las UN de Distribución de los OR Año 2000

Código Operador de Red	Gastos Administrativos (Millones Col\$)	Total Costos de O&M (Millones Col \$)
5	2,324	4,514
7	268	
9	32	
10	632	
12	68	16
14	1,047	3,068
16	41,180	68,949
17	2,715	669
18	4,591	18,962
19	10,825	9,452
20	1,298	
21	8,337	13,963
23	6,767	5,179
24	9,979	15,664
28	8,410	25,081
31	600	1,683
33	615	882
35	4,656	3,523
36	1,120	13,961
37	3,479	7,609
38	3,437	5,105
40	568	1,406
41	20,970	73,782
155	78	86
193	16,873	49,876
195	5,380	11,524
225	52	40
251	18,554	42,889
252	16,470	51,407
259	83	
287	3,282	7,620
501	215	

3.3 CRITERIOS PARA EL REGISTRO CONTABLE DE INVERSIÓN Y MANTENIMIENTO

En esta sección se presentan los criterios básicos a tener en cuenta para el asiento contable de erogaciones que se hacen sobre un sistema eléctrico, es decir, los casos en los cuales se deben considerar como un costo de mantenimiento o como una inversión.

Se inicia con una serie de definiciones; a partir de ellas se plantean tres criterios para la inclusión en inventario físico y registro en los activos fijos, para la reposición y para el retiro del inventario físico. Finalmente se discute, el caso especial de una reparación masiva ("overhaul") que tiene impacto sobre la vida útil del activo.

3.3.1 Definiciones

Para efecto del manejo contable es necesario introducir las siguientes definiciones.

- **Unidad constructiva:** Es el conjunto de elementos que forman una unidad típica, definida por su función dentro del sistema. Por ejemplo, en un sistema eléctrico de distribución en el nivel de tensión 1 se identifican dos unidades constructivas, transformadores de distribución y red asociada a un transformador de distribución.
- **Elemento:** Es cada una de las piezas físicas que hacen parte de una unidad constructiva. Por ejemplo, en la unidad constructiva transformador de distribución se distinguen como elementos diferenciados el transformador, la protección y la estructura.
- **Componente:** Es un elemento que por su naturaleza, ya sea funcional o de valor, se considera como el más importante de todos los elementos dentro de una unidad constructiva. Por ejemplo, en la unidad constructiva transformador de distribución el elemento transformador es el componente.

La Tabla 3.6 presenta algunos ejemplos de las definiciones anteriores para diferentes unidades constructivas.

Tabla 3.6 Ejemplos Unidad Constructiva – Componente - Elemento

Unidad Constructiva	Componente	Elemento
Transformador de Distribución	Transformador	Protecciones
Módulo de Línea AT	Interruptor	CT's, PT's
Kilómetro de Línea	Conductor	Estructura y herrajes
Red de Baja tensión	Conductor	Postes y herajes

3.3.2 Criterios para el registro contable

Se plantean tres criterios para el asiento contable de una erogación que tienen que ver con ingreso y retiro del inventario físico.

- **Inversión nueva:** Se refiere a cuando se construye o se instala un activo no existente previamente. En este caso se debe ejecutar el proceso de activación, en el cual del concepto de inversión se debe trasladar al concepto activo fijo y registrar en la base de datos de inventario físico.

En la introducción al inventario físico al componente de la unidad constructiva se le debe asignar código y placa de manera separada. Se registra con todos sus atributos identificadores, entre ellos, el valor, vida útil y procedimiento de depreciación.

Los demás elementos de la unidad constructiva se les asigna código y placa de manera conjunta. Así se registra con atributos identificadores necesarios para el conjunto de los mismos.

En síntesis, cada unidad constructiva debe aparecer relacionada en el inventario físico tanto por los componentes como por el conjunto de los demás elementos.

- **Reposición:** Este caso resulta cuando es necesario reemplazar un activo existente por uno nuevo. Esto puede involucrar el proceso de dar de baja, esto es, descargar del inventario físico y retirar de los activos fijos.

En el caso que la reposición comprenda ya sea toda la unidad constructiva o el componente o el conjunto de demás elementos, se debe dar de baja a los activos antiguos y activar los nuevos activos.

En el caso que la reposición se refiera al cambio de elementos individuales diferentes al componente, la erogación se considera un costo de mantenimiento y como tal se tiene en cuenta para el estado de resultados.

- **El retiro del inventario físico:** Corresponde al proceso de dar de baja. Se puede dar de baja a la unidad constructiva, al componente o al conjunto de los demás componentes ya sea porque concluye su vida útil y no se requieren para la operación del sistema o porque se reponen.

Un elemento individual distinto al componente no se le da de baja, su reposición corresponde a un costo de mantenimiento sin impacto en el inventario físico.

Finalmente, se identifica un caso especial en el cual una reparación masiva ("overhaul") no se debe considerar como un costo de mantenimiento, pues la magnitud de la reparación tiene impacto sobre la vida útil del activo. En estas circunstancias la erogación se debe activar, es decir, llevar al activo fijo con un incremento del valor y modificar los atributos del inventario físico en términos de aumentar el valor a depreciar y la vida útil.

3.3.3 Asignación de Cuentas de Mantenimiento

Los criterios anteriores permiten asignar cuando una erogación es por mantenimiento o por inversión. Finalmente, es importante mencionar que cuando la erogación corresponde a mantenimiento, ésta deberá registrarse en las siguientes cuentas de acuerdo al PUC del año 2001:

- 754007: Mantenimiento redes, líneas y ductos
- 754014: Reparación redes, líneas y ductos
- 754090: Otros contratos de mantenimiento y reparaciones

En la actualidad la mayoría de los costos de la cuenta 7540 de los OR se contabilizan en las subcuentas mencionadas. Sin embargo, en algunos OR la mayoría de los costos de la cuenta 7540 están en la subcuenta 754002, 754008, 744010 y 754015.

3.4 DIFERENCIACIÓN DEL MANEJO CONTABLE Y DE LA FORMULACIÓN TARIFARIA

La sección anterior presentó las recomendaciones para el manejo contable de las erogaciones asociadas a inversión y mantenimiento. La importancia de estos dos tipos de erogaciones radica en la forma como el Ente Regulador plantea la formulación de la estructura tarifaria.

De acuerdo a la forma como el Ente Regulador plantee el reconocimiento de la inversión de los OR en la tarifa dependerá el tratamiento que en la estructura tarifaria se le dé a los costos de mantenimiento.

Cuando el reconocimiento tarifario asociado a la inversión se realiza reconociendo una vida útil promedio de los activos (o de cada uno de los tipos de activos, tales como las unidades constructivas) y con base en precios de reposición a nuevo, la tarifa reconoce la reposición del activo en ese período de tiempo cubriendo la reposición a nuevo y los mantenimientos correctivos que del activo se realicen.

De otra parte, el Ente Regulador reconoce unos gastos asociados a la operación y el mantenimiento del sistema del OR. Estos reconocimientos pueden formularse a partir de la información contable que el OR suministre al Ente Regulador.

Sin embargo, si el Ente Regulador reconoce la totalidad de los costos de operación y mantenimiento con base en la clasificación e identificación de cuentas (según lo presentado en la sección 3.2) puede llegar a reconocer la reposición de algunos de los activos doblemente, de una parte por el reconocimiento de la inversión y de otra por el mantenimiento correctivo (el cual debe consignarse en las cuentas 754007, 754014, 754090 según lo recomendado en la sección anterior).

En la actualidad (con base en estados del año 2000) la mayoría de los costos de la cuenta 7540 de los OR se contabilizan en las subcuentas 754007, 754014 y 754090. Sin embargo, en algunos OR la mayoría de los costos de la cuenta 7540 están en las subcuentas 754002, 754008, 744010 y 754015.

Dado lo anterior, el Ente debe evitar ese doble reconocimiento. Por tal razón, se propone desarrollar los análisis de eficiencia relativa de los costos de operación y mantenimiento (O&M) sin contar con un porcentaje del total de la cuenta 7540 que represente a las cuentas 754007, 754014 y 754090.

3.5 MARCO CONCEPTUAL DE MODELO DE COSTOS Y GASTOS DE AOM DE EFICIENCIA

Una característica importante de los servicios públicos regulados es que, en general, las empresas se encuentran obligadas a proveer todo el servicio a las tarifas prefijadas. Las empresas están obligadas a satisfacer la demanda, no pudiendo escoger el nivel de producto a ofertar. Dado que la cantidad de producto es exógena, la empresa debe maximizar los beneficios minimizando los costos de producir un nivel dado de producto.

La eficiencia productiva de una organización, que para el caso son los Operadores de Red, es la habilidad de dicha organización para producir un producto a un costo mínimo. Para alcanzar el mínimo costo la organización debe utilizar sus insumos de la manera más eficiente (eficiencia técnica) y, además, escoger la combinación de insumos correctamente, dado el precio relativo de los mismos (eficiencia en la asignación) [3, 4].

Una medida de la eficiencia es interpretable como la distancia observada en la práctica a una frontera de eficiencia. La tarea del regulador sería simplificada si dicha frontera se conociera. Infortunadamente, no se tiene el conocimiento de esta frontera y, por tanto, se requiere realizar una estimación de la misma.

Esta frontera de eficiencia puede construirse de dos maneras: i-) definiendo una función teórica basada en el conocimiento de ingeniería de los procesos involucrados en la industria de distribución de electricidad, ii-) construyendo una función empírica sobre estimados con base en datos observados.

Tal como Farrell lo explicó, en su documento pionero sobre medición de la productividad [3], es muy difícil especificar una función teórica de eficiencia. Más cuanto más complejo es el proceso industrial que sea analizado, puesto que menos adecuada será la función que se defina. Por tanto, es mejor comparar desempeños con las mejores prácticas alcanzadas que con algún nivel inalcanzable por las industrias.

De otra parte, los regímenes regulatorios modernos se enfocan en mejorar la eficiencia a través de mecanismos de incentivos, dentro de los cuales está la competencia por comparación. Este enfoque, propuesto por Shleifer en 1985, requiere la separación horizontal de algunas de las etapas de un monopolio natural para obtener la información comparativa sobre eficiencia relativa de los niveles de eficiencia de las organizaciones (que en el caso corresponde a los OR o distribuidores) [5]. Así, la regulación de actividades monopolísticas es determinada a través de la comparación de los costos y desempeños de empresas similares o empresas espejo o la comparación reducida de empresas heterogéneas [6].

El regulador debe tener presente que la eficiencia es medida contra la mejor práctica observada, siendo ésta una eficiencia relativa donde cada organización (OR) está siendo comparada con las otras organizaciones de la muestra. En consecuencia, ser 100% eficiente no implica que la organización (OR) no pueda mejorar su desempeño, solamente significa que ninguna otra organización en la muestra alcanza el desempeño de ésta.

Este enfoque ha sido empleado en la regulación de servicios públicos en diferentes países, como en la regulación del servicio de acueducto en Reino Unido, el establecimiento de tarifas de transporte en Costa Rica, la regulación de empresas de telecomunicaciones en Hungría. En el sector eléctrico se encuentra como ejemplo el caso de Noruega donde se ha estado implementando un esquema de tarifas con base en el análisis de eficiencia relativa de 200 empresas de distribución y 60 empresas de transmisión. Igualmente, los casos de Argentina y Holanda donde se ha introducido la competencia por comparación permitiendo tener un sistema con mayor productividad [7].

Un punto adicional en el análisis de la eficiencia es el tipo de función que se emplea para determinar las fronteras de eficiencia. Esta función puede ser del tipo de producción o del tipo de costos. Una función de producción relaciona las salidas como una función de las entradas que se utilizan, dando solo información sobre la eficiencia técnica de la organización; mientras que una función de costos muestra el costo total de producción como función del nivel de salidas y de entradas y permite la estimación de la eficiencia total de la organización.

Tal como se mencionó anteriormente, la eficiencia productiva de una organización, como son los Operadores de Red que están en la obligación de proveer el servicio a unas tarifas establecidas, es la habilidad de dicha organización para producir un producto a un costo mínimo sujetos a un nivel de demanda (salidas) que deben satisfacer. Dada la exogenidad de los niveles de salida (energía suministrada o demanda atendida), los OR deben minimizar el costo de producción para su nivel de salida. Bajo este argumento, es preferible especificar una función de costos (en forma análoga puede interpretarse como que la frontera de eficiencia debe especificarse como una función de costos).

La frontera de eficiencia puede estimarse en forma paramétrica o en forma no-paramétrica. En el primer caso es indispensable imponer una forma funcional a la frontera, mientras que en los métodos no paramétricas esto no es necesario. Los métodos paramétricos estiman la función de costos o de producción por medio de técnicas de econometría; mientras que los métodos no paramétricos utilizan técnicas de programación matemática lineal, tal como es el caso del método DEA (“Data Envelopment Analysis”).

La metodología DEA ha sido aplicada por numerosos entes reguladores, como la Asociación de Agua Urbana en Australia, la Unidad de Reforma de la Electricidad de Queensland, el IPART en New South Wales y varios reguladores de Inglaterra y Gales [8], así como en Holanda y Noruega.

El cálculo de los indicadores de eficiencia relativa por la metodología DEA permite obtener la combinación lineal de las entradas que una empresa ineficiente debería consumir para obtener las mismas salidas de los productos. De esta forma el ente regulador, CREG, contaría con la información de cuanto debería mejorar cada uno de los OR no eficientes en las diferentes entradas.

Con base en estos aspectos se tiene la siguiente metodología, recomendada a la CREG para la estimación de los factores de eficiencia a mejorar por los OR:

1. Identificar los OR a comparar
2. Construir el corazón teórico del modelo, lo cual envuelve la selección de la función de costos a emplear (o a estimar) y el conjunto de variables de entrada y salida (de acuerdo a las concepciones de la metodología DEA – sección 3.5.1)
3. Seleccionar las variables de entorno que potencialmente afectan el desempeño de los OR
4. Desarrollar un análisis de eficiencia relativa de los OR mediante la técnica DEA, para determinar los OR relativamente eficientes y los OR ineficientes.
5. Para los OR ineficientes establecer los requerimientos de las entradas para producir las mismas salidas. Es decir, establecer la combinación lineal de las entradas que ubicadas en la frontera obtienen los mismos productos del OR ineficiente.

3.5.1 Descripción de la Metodología DEA

La metodología DEA (“Data Envelopment análisis”), introducida por Charnes, Cooper y Rhodes [9], busca establecer las unidades (empresas) de la muestra que determinan una superficie envolvente o frontera eficiente o función de producción empírica. Las empresas que se encuentran sobre (determinan) la superficie son consideradas eficientes; mientras que las que se encuentran por debajo de la misma se consideran ineficientes y su distancia a la frontera provee una medida de su (in)eficiencia relativa (puede determinarse la reducción proporcional de los insumos o el aumento proporcional de los productos que llevarían a la empresa a ser eficiente).

De esta forma, puede interpretarse que los distribuidores, para el caso de estudio, que forman la frontera eficiente usan la mínima cantidad de entradas para producir la misma cantidad de salidas que empresas similares.

La metodología DEA emplea técnicas de programación lineal para la evaluación de la eficiencia relativa de las empresas. En esta metodología, una empresa es considerada eficiente si no hay una combinación lineal de otras empresas, las cuales produzcan más de por lo menos de una de las salidas (dadas las entradas) o use menos de por lo menos una de las entradas (dadas las salidas).

Definiendo la eficiencia de una empresa en función de múltiples entradas y múltiples salidas, se tiene:

$$Eficiencia_j = \frac{\sum_i u_i y_{ij}}{\sum_i v_i x_{ij}}$$

Donde:

$Eficiencia_j$ es la eficiencia de la empresa j .

u_i es el peso de la salida i .

y_{ij} es la cantidad de salida i para la empresa j .

v_i es el peso de la entrada i .

x_{ij} es la cantidad de entrada i para la empresa j .

El [Anexo 9](#) presenta una descripción detallada del planteamiento matemático para resolver el análisis DEA, en el cual se busca maximizar la función de eficiencia de cada una de las unidades de decisión.

Los siguientes aspectos son importantes a tener en cuenta en el planteamiento de un análisis de eficiencia relativa empleando la metodología DEA [10]:

- Las empresas u organizaciones bajo análisis se conocen con el nombre de DMU ("Decision Making Units").
- En general, si hay t salidas y m entradas involucradas en el análisis es posible tener tm unidades (empresas u organizaciones) eficientes, sugiriendo por lo tanto que el número de unidades comparadas debe ser mayor a tm .
- Una unidad puede aparecer eficiente simplemente debido a su patrón de entradas y salidas y no debido a una eficiencia inherente. Esto puede modificarse por asignación de restricciones a los pesos relativos de cada una de las entradas o salidas.
- Los recursos disponibles para las unidades son clasificados como entradas.
- Niveles de desempeño o de actividad son representados por las salidas.
- La metodología permite introducir variables del entorno en el modelo, bien sea como una entrada o una salida adicional.

3.5.2 Aplicación Internacional de la Metodología DEA en Sistemas de Distribución de Electricidad

Esta sección muestra algunos modelos aplicados en el análisis DEA de sistemas de distribución, en cuanto a Operación y Mantenimiento de los mismos. Se hace énfasis en presentar las entradas y salidas empleadas en dichos modelos.

En general, la metodología aplicada ha sido orientada por entradas, es decir manteniendo fijas las salidas y hallando la combinación de las entradas tal que se lleva una empresa ineficiente a la frontera de eficiencia.

3.5.2.1 Estudios de Weyman-Jones (Reino Unido)

En 1992, Weyman-Jones utilizó un modelo de DEA para medir la eficiencia técnica en una muestra de 12 empresas eléctricas del Reino Unido en el período 1970-1 a 1988-9. El propósito de este estudio fue examinar la posibilidad de establecer medidas de desempeño relativo para empresas no competitivas y así facilitar la competencia por comparación [11]. Weyman-Jones presenta dos modelos distintos, que se detallan a continuación:

- **Modelo 1**

<i>Entradas:</i>	<i>Salidas:</i>
1. Número de empleados (kWh)	1. Ventas residenciales
2. Tamaño de la red (km) (kWh)	2. Ventas comerciales
3. Capacidad de transformación (MVA) industriales (kWh)	3. Ventas
4. Demanda máxima (kW)	

- **Modelo 2**

<i>Entradas:</i>	<i>Salidas:</i>
1. Número de empleados	1. Número de clientes

Variables ambientales:

1. Tamaño de la red (km)
2. Capacidad de transformación (MVA)
3. Ventas totales (kWh)
4. Demanda máxima (kW)
5. Densidad de población
6. Ventas industriales/Ventas totales (%)

El papel de las variables ambientales es el de permitir una medición de la eficiencia productiva que explícitamente tenga en cuenta las diferencias en el ambiente en el que operan las empresas.

- **Modelo 3**

Weyman-Jones realizó en el 2000 un estudio de DEA para empresas de distribución de electricidad con base en el siguiente modelo [22]:

<i>Entradas:</i>	<i>Salidas:</i>
1. Costos de operación entregada (GWh)	1. Total energía
usuarios	2. Número total de
	3. Longitud de red (km)

El estudio únicamente utilizó empresas de distribución sometidas a las mismas reglas de operación y regulación tarifaria, es decir las de Inglaterra.

Una conclusión importante del estudio es que los resultados de eficiencia para operadores particulares no mejorará por el hecho de aumentar la muestra de empresas, puesto que as empresas eficientes continúan sin variación.

3.5.2.2 Estudios de Hjalmarsson y Veiderpass (Suecia)

Hjalmarsson y Veiderpass (1992) [H+V] examinan la eficiencia productiva en la distribución eléctrica en Suecia en el año 1985 [11]. Los autores estiman el siguiente modelo de DEA:

- **Modelo 1**

<i>Entradas:</i>	<i>Salidas:</i>
1. Trabajo (horas)	1. Productos en alta tensión (MWh)
2. Líneas de alta tensión (km)	2. Productos en baja tensión (MWh)
3. Líneas de baja tensión (km)	3. Número de clientes de alta tensión
4. Capacidad de transformación (kVA)	4. Número de clientes de baja tensión

Hjalmarsson y Veiderpass también estiman un segundo modelo en el que eliminan los productos 3 y 4 y un

tercero en el que eliminan los productos 1 y 2 (manteniendo 3 y 4).

3.5.2.3 Estudio DEA del Centro de Estudios Económicos de la Regulación aplicado a nivel sudamericano

El modelo inicial a estimar es similar a la formulación de Weyman-Jones (Modelo 2).

El modelo es el siguiente:

Salida:

1. Número de clientes

Entradas y variables ambientales:

1. Número de empleados

2. Ventas totales (MWh)

3. Estructura del mercado (%)

4. Kilómetros de red

5. Capacidad de transformación (kVA)

6. Área de servicio (km²)

7. Factor de carga (%)

8. PIB per cápita (dólares, 1995)

Las diferencias con el trabajo de Weyman-Jones de 1992 consisten en la utilización de factor de carga (Entrada 7) en lugar de demanda máxima y área en lugar de densidad. La variable PIB per cápita fue incluida para intentar captar las diferencias entre los países. Finalmente, la estructura del mercado es calculada como el porcentaje de clientes residenciales en lugar de ventas industriales.

3.5.2.4 Estudio internacional de DEA aplicado a distribución de electricidad

Michael Pollitt realizó en 1994 una investigación que constituye la primera aplicación del método DEA para evaluar la eficiencia relativa de empresas de distribución de electricidad de los Estados Unidos y de Reino Unido [12].

Esta comparación (tipo "benchmarking") se basó en el análisis de la función de producción caracterizada como el uso del capital, de la fuerza laboral y la electricidad suministrada en diferentes nodos del sistema para producir salidas diferenciadas por la cantidad de energía, localización, voltaje y perfil de carga.

De esta forma se planteó una caracterización y comparación con base en el siguiente conjunto de entradas y salidas:

Entradas:

1. Número de empleados

Salidas:

1. Número total de usuarios

- | | |
|-------------------------------|---|
| 2. Longitud de circuitos (km) | 2. Ventas a usuarios residenciales (kWh) |
| 3. Transformadores (kVA) | 3. Ventas a usuarios no residenciales (kWh) |
| | 4. Area de servicio (km ²) |
| | 5. Demanda Pico (MW) |

Las entradas 2 y 3 están fuertemente relacionadas con el capital, mientras que la entrada 1 corresponde a la fuerza laboral. En el lado de las salidas, el número total de usuarios captura el número de nodos que debe atender el distribuidor y junto con la salida 4 captura los efectos de densidad. La salida 5 captura el efecto del perfil de la carga; mientras que las salidas 2 y 3 capturan la cantidad de ventas de energía y distingue los efectos de voltaje.

Como la metodología de comparación planteada es exclusivamente funcional, el autor del modelo trabajó con el número de empleados obtenidos a partir de los gastos de operación y mantenimiento divididos en el salario promedio de cada estado (Estados Unidos y Reino Unido).

3.5.2.5 Modelo de London Economics aplicado en New South Wales (Australia)

Las características del modelo de evaluación de eficiencia relativa aplicado por London Economics en Australia [8] son:

<i>Entradas:</i>	<i>Salidas:</i>
1. Costos totales de O&M entregada (MWh)	1. Total energía
2. Kilómetros de red usuarios	2. Número total de usuarios
3. Capacidad de transformación (kVA) (MW)	3. Demanda pico

Estas entradas, según London Economics, son los insumos clave en el proceso de producción de las empresas de distribución de electricidad. Las salidas especificadas dan una buena descripción del proceso productivo. El número de puntos de conexión es representado por el número de usuarios. Al incorporar la energía entregada y la demanda pico se están reflejando los requerimientos al sistema de distribución.

Vale la pena resaltar algunos de las conclusiones de este estudio:

- El tamaño del negocio de distribución no afecta su eficiencia económica, siendo posible que un distribuidor pequeño alcance una eficiencia similar a uno grande.

- La densidad usuarios por km² mostró no ser una variable de significativa influencia en el análisis DEA.

3.5.2.6 Modelo Aplicado en Noruega

En Noruega se aplicó los conceptos de competencia por comparación para regular las actividades de distribución. El análisis empleó la técnica DEA, empleando las siguientes entradas y salidas [13, 14]:

<i>Entradas:</i>	<i>Salidas:</i>
1. Horas equivalentes laborales entregada (MWh)	1. Total energía
2. Pérdidas en la red usuarios	2. Número total de usuarios
3. Inversiones	3. Longitud de redes (km)

3.5.2.7 Modelo DEA base de la Regulación de Precios en Holanda

En Holanda se aplicó los conceptos de competencia por comparación para regular los precios máximos de la actividad de distribución de energía eléctrica vigentes para el período 2001-2003. El modelo utiliza la información del corte transversal de datos del año 2000 y solo de las 18 empresas de distribución a ser reguladas. El análisis empleó la técnica DEA, empleando las siguientes entradas y salidas [15]:

<i>Entradas:</i>	<i>Salidas:</i>
1. Costos de operación entregada (GWh)	1. Total energía
usuarios	2. Número total de usuarios
transformadores	3. Demanda Pico (MW)
	4. Longitud de red (km)
	5. Número de transformadores

El costo operacional se tomó de información contable. La medida de eficiencia que se obtiene de este modelo es un costo eficiente que mide como los OR operan en un ambiente regulado donde las salidas y los precios están fijados por aproximación. Tal como mencionan Cherchye y Post [15], la inclusión de la longitud de red y el número de transformadores como salidas es bastante debatible. Dichos autores señalan:

"One debatable issue is the inclusion of the network length and the number of transformers as outputs. In empirical production analysis, physical capital is typically treated as a substitute for controllable inputs and it typically enters

in short-run cost functions as fixed input rather than output. It is possible theoretically to include physical capital variables as output if these variables are complements rather than substitutes for the controllable inputs".

Finalmente, es de señalar que con este modelo los OR de Holanda tenían que reducir sus ineficiencias en el período de regulación.

3.6 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y METODOLOGÍA

La introducción de la competencia en la prestación de un servicio público permite mejorar la eficiencia con la que se presta dicho servicio. Sin embargo, por su naturaleza el negocio de distribución de energía eléctrica no es susceptible para la participación de múltiples empresas en la misma área, pues no tiene sentido económico el tendido de varias redes diferentes en una misma zona. En consecuencia, este tipo de negocio se convierte en un monopolio, el cual debe ser regulado para evitar el ejercicio de poder de mercado. La regulación de precio debe estar orientada a estimar el precio que resultaría en condiciones de libre competencia; dado que es complejo establecer dichas condiciones de antemano, se propone orientar el enfoque hacia el logro de la eficiencia a la luz del comportamiento relativo de las diferentes empresas. Para ello se recomienda la introducción de la competencia por comparación para la evaluación de la eficiencia relativa de los Operadores de Red en la administración, operación y mantenimiento de sus sistemas.

La competencia por comparación y evaluación de la eficiencia relativa de los operadores de red se realiza por medio de técnicas matemáticas conocidas como DEA "Data Envelopment Analysis".

Teniendo en cuenta que el análisis de la competencia por comparación debe realizarse entre empresas similares (no necesariamente iguales o semejantes en tamaño) y que se encuentran en condiciones semejantes de operación y competencia (bajo las mismas reglas regulatorias tanto en aspectos tarifarios como de prestación del servicio), se tiene que la eficiencia de los OR deberá ser comparada contra la mejor práctica existente en el medio, es decir, la mejor práctica entre los OR del sistema colombiano.

Por tanto, se plantea el problema de evaluar la eficiencia relativa de los diferentes OR del sistema para determinar los costos de eficiencia en los aspectos de administración, operación y mantenimiento (AOM) de las redes. Adicionalmente, los costos de eficiencia para cada OR deberán repartirse entre los diferentes niveles de tensión existentes en el sistema de distribución.

Como la información básica de los costos de AOM proviene de la información contable de los OR analizada anteriormente es importante tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Los gastos de administración en los que incurre el OR en la actividad de distribución son claramente identificables.
- No es clara la separación de los costos de producción entre operación y mantenimiento. Si bien el sistema de cuentas (PUC) permite asociar algunas de las subcuentas (hasta el 6 dígito) a cada una de estas actividades, también es cierto que existe una gran cantidad de ítems que no son asignables exclusivamente a uno de los dos sino a ambos (tal como se explicó en la sección 3.2.2)
- Igualmente, la información contable no permite hacer una identificación del nivel de tensión en la que se realizan los gastos y costos, es decir, que a partir de los estados contables no es identificable una repartición por niveles de tensión.

Considerando los puntos anteriores, es claro que un análisis de eficiencia relativa entre los OR del país puede hacerse separando la actividad de administración de las actividades de operación y mantenimiento; pero trabajando en forma agregada estas dos últimas. Un OR puede tener la “mejor práctica” en la administración pero no necesariamente en la operación y mantenimiento y viceversa.

De otra parte, la eficiencia relativa de los OR debe analizarse (compararse) en forma global de empresa y no por niveles de tensión. Esto se sustenta en los siguientes aspectos:

- Para un análisis de eficiencia relativa por niveles de tensión, se requiere de una repartición de los gastos y costos de AOM por niveles de tensión bajo cualquier criterio que no deja de ser discutible (aunque sea lógico y fundamentado). Lo cual estaría en forma externa afectando los valores de los OR que entrarían en el análisis comparativo. De modo que la repartición de los gastos y costos de AOM por niveles de tensión puede conducir a establecer una “mejor práctica” dentro del sistema que realmente no existe. Al realizar el análisis global de las empresas OR se garantiza que la mejor práctica realmente existe en el medio (en la muestra de OR analizados).
- Un OR debe buscar ser eficiente en sus prácticas de administración, operación y mantenimiento a nivel global de la empresa y con el conocimiento que cada OR tiene de su propia red.
- La repartición por niveles de tensión es más importante en la asignación de la parte de los costos de AOM que debe recuperarse en la facturación (cargos por

uso) en cada uno de esos niveles de tensión. Es decir, una vez establecidos los gastos de eficiencia en administración y operación y mantenimiento para cada uno de los OR estos serían asignados por niveles de tensión (en la sección 3.9 se presenta la metodología sugerida).

En resumen se plantean los siguientes problemas de análisis de eficiencia relativa, a saber:

1. Evaluación de eficiencia relativa de gastos de Administración.
2. Evaluación de eficiencia relativa de costos de Operación y Mantenimiento.

3.7 MODELO DEA DE COSTOS DE EFICIENCIA DE AOM

Esta sección presenta el desarrollo de los análisis de la eficiencia relativa de los Operadores de Red de sistemas de distribución con base en la metodología DEA. El análisis se realiza en forma independiente para los gastos de administración y para los costos de operación y mantenimiento (O&M).

El desarrollo de los modelos tiene en cuenta factores importantes asociados con la viabilidad de obtener por parte del regulador la información necesaria para dicho desarrollo y planteamiento.

Como fuente de la información de gastos de administración y costos de O&M se tiene la información contable recopilada en el estudio, de la cual la sección 3.2.3 hace una detallada presentación. La Tabla 3.5 (ver sección 3.2.3) resume los totales de costos y gastos de AOM asignados a las unidades de distribución de los diferentes Operadores de Red. Esta tabla constituye una de las fuentes de información para el desarrollo de los modelos DEA.

La información adicional corresponde a información técnica o indicativa del sistema operado por cada OR, la cual se presenta en la Tabla 3.7.

La Tabla 3.7 presenta la longitud de los alimentadores tal como se encuentra en la base de datos de la CREG y que corresponde a la información que los mismos OR han suministrado. La columna de "Usuarios Alimentadores" se calculó con base en esta misma fuente, en donde cada OR ha señalado el número de usuarios por alimentador.

Tabla 3.7 Información Técnica de los OR para el desarrollo de modelos DEA

Código Operador de Red	Longitud Alimentadores (km) (Nivel II a IV)	Capacidad Alimentadores (kVA)	Usuarios Alimentadores (AT, MT & BT)	Número de Transformadores MT/BT	Capacidad de Transformación kVA (MT/BT)	Usuarios Conectados a BT	Demanda Sistema (2000) (GWh/año)
5	2,536	26,492	124,781	6,821	194,830	128,059	389
7	229	5,107	11,477	746	37,840	15,208	50
9	-	-	-	-	-	-	-
10	254		2,819	113	1,650	296	9
12	3	490	241	28	1,838	252	2
14	241	22,798	42,581	751	51,380	29,585	126
16	4,984	670,206	910,895	46,472	2,383,871	934,405	5,499
17	436	59,018	109,496	4,279	307,436	103,596	512
18	2,219	99,263	283,010	12,896	906,738	-	930
19	13,558	90,850	471,796	34,518	2,818,357	408,764	1,252
20	1,651	22,324	37,399	2,252	79,698	33,188	100
21	10,106	106,742	325,027	15,533	649,487	307,534	1,141
23	2,068	167,213	534,153	24,339	1,711,377	-	550
24	7,571	198,120	346,347	21,243	901,246	356,969	3,500
28	9,910	334,593	423,909	19,404	799,768	420,487	1,397
31	1,638	15,181	40,209	1,833	66,117	42,514	119
33	798	6,549	33,428	909	50,275	25,488	75
35	1,161	167,559	141,285	1,208	130,664	198,432	487
36	8,009	138,322	362,590	16,509	856,552	357,422	1,200
37	5,422	84,308	164,988	10,714	381,769	182,503	531
38	2,539	63,184	194,137	7,062	295,817	207,449	612
40	121	32,305	40,971	1,466	90,720	43,559	95
41	17,307	1,387,163	1,843,563	54,188	6,773,833	1,862,559	9,260
155	227	2,670	12,271	278	10,050	6,134	7
193	2,194	643,281	429,348	16,200	2,307,009	448,637	1,435
195	1,437	87,649	274,227	9,404	474,211	266,023	1,020
225	42	320	1,418	42	1,325	698	1
251	9,910	420,730	609,426	29,938	1,845,268	585,421	3,573
252	6,073	715,963	674,302	46,278	3,223,085	735,549	5,079
259	181	2,423	8,987	432	18,168	13,214	17
287	4,334	73,889	206,761	8,985	394,688	210,576	554
501	84	1,570	6,888	155	8,755	6,610	15

Los OR realizan mensualmente el reporte de transformadores de distribución a la base de datos de la CREG, asociando a cada transformador su capacidad y el número de usuarios. De esta información, se extrae el número total de transformadores de distribución, la capacidad instalada en dichos transformadores y el número de usuarios conectados a BT en cada uno de los OR.

Finalmente, con base en la información solicitada por la CREG al MEM y con información de la misma CREG se presenta la demanda total de energía de cada OR para el año 2000.

Es importante aclarar que para los OR 18 y 23 fue necesario realizar un estimado del número de transformadores de distribución y el total de capacidad instalada en estos, con base en los promedios de los demás OR.

La Tabla 3.8 presenta la matriz de correlaciones entre variables técnicas que caracterizan los diferentes sistemas de distribución de los OR. Como puede apreciarse las correlaciones entre el número de transformadores, capacidad de transformación de MT/BT, número de usuarios y demanda de energía son altas. Lo anterior indica que en el desarrollo de los modelos, estas variables tendrán la misma significancia.

Tabla 3.8 Matriz de Correlaciones entre Variables Técnicas

	<i>Longitud</i>	<i>NT</i>	<i>kVA BT</i>	<i>Usuarios</i>	<i>Demanda</i>
Longitud	1				
NT	0.784944	1			
kVA BT	0.751794	0.902474	1		
Usuarios	0.767333	0.915085	0.959289	1	
Demanda	0.710788	0.898138	0.896647	0.943918	1
Longitud= longitud de alimentadores					
NT=número de transformadores MT/BT					
kVA BT= capacidad de transformación MT/BT					
Demanda= demanda energía					

3.7.1 Evaluación de Eficiencia Relativa de los OR en Gastos de Administración

Como entradas y salidas del modelo planteado (GA) para el análisis de la eficiencia relativa de los gastos de administración se tienen las siguientes variables:

Entradas:

Salidas:

- | | |
|--|------------------|
| 1. Costos totales de administración de energía (GWh/año) | 1. Demanda total |
| 2. Usuarios alimentadores | |

Los OR incurren (entrada) en unos costos de administración asociados a las actividades mencionadas en la sección 3.1.3. Estas actividades se realizan con el fin que la empresa pueda operar y mantener el sistema que atiende una demanda de energía particular a cada OR (salida). Naturalmente, el desarrollo de las actividades se ve relacionado con el tamaño de la empresa administrada, el cual puede ligarse con el número de usuarios atendidos (entrada). El número de usuarios constituye una variable de entorno puesto que ésta no está bajo el control del OR, es decir, no puede

por alguna decisión de la empresa ajustar el número de usuarios (entendiéndose como aquellos usuarios que están conectados a la red).

Tabla 3.9 Entradas y Salidas Modelo GA

Operador de Red	Datos						
	DMU	I1 (NC)	I2	I3	O1	O2	O3
5	1	128	0	2,324	0	389	0
7	2	15	0	268	0	50	0
12	3	0.3	0	68	0	2	0
14	4	43	0	1,047	0	126	0
16	5	934	0	41,180	0	5,499	0
17	6	104	0	2,715	0	512	0
18	7	283	0	4,591	0	930	0
19	8	472	0	10,825	0	1,252	0
20	9	37	0	1,298	0	100	0
21	10	325	0	8,337	0	1,141	0
23	11	534	0	6,767	0	550	0
24	12	357	0	9,979	0	3,500	0
28	13	420	0	8,410	0	1,397	0
31	14	43	0	600	0	119	0
33	15	33	0	615	0	75	0
35	16	198	0	4,656	0	487	0
36	17	357	0	1,120	0	1,200	0
37	18	183	0	3,479	0	531	0
38	19	207	0	3,437	0	612	0
40	20	44	0	568	0	95	0
41	21	1,863	0	20,970	0	9,260	0
155	22	12	0	78	0	7	0
193	23	429	0	16,873	0	1,435	0
195	24	266	0	5,380	0	1,020	0
225	25	1	0	52	0	1	0
251	26	585	0	18,554	0	3,573	0
252	27	736	0	16,470	0	5,079	0
259	28	13	0	83	0	17	0
287	29	211	0	3,282	0	554	0
501	30	7	0	215	0	15	0
Var. Auxiliar		1	0	1	0	1	1
Descripción de las Entradas y Salidas							
I1	Usuarios Alimentadores			Número			
I3	Costos de Administración			Millones de Col \$			
O2	Demanda Energía del OR			GWh/año			
NC = Variable no controlable							

La Tabla 3.9 presenta las entradas y salidas para 30 de los 32 OR. Debido a que la información de los OR números 9 y 10 está incompleta no se incluyeron estos OR en el análisis.

La Tabla 3.10 presenta los resultados de la eficiencia relativa de los OR en los gastos de administración. El indicador “Total CRS” señala la ineficiencia relativa total de la empresa, que se debe a la composición de una ineficiencia técnica (“Total VRS”) y a una ineficiencia por factor de escala de la empresa.

La ineficiencia por factor de escala se refiere a que el tamaño de la empresa (utilización de factores) no es la óptima dada la tecnología disponible. Esto se atribuye al hecho que el OR no está en capacidad de controlar sus salidas (la demanda de energía), pues está en la obligación legal de atender a todos los clientes del área de servicio; en consecuencia este tipo de ineficiencia está fuera del control de la administración. En cambio, la ineficiencia técnica se orienta a la utilización de recursos dado un tamaño de infraestructura y puede ser optimizado mediante acciones de la administración.

De la Tabla 3.10 se observa que los OR 24 y 36 son los eficientes relativamente y que de los demás OR, con excepción del 12, 41, 225 y el 252, sus ineficiencias son tanto técnicas como de escala de la empresa.

La técnica de análisis DEA de la eficiencia relativa permite calcular las entradas eficientes de aquellos OR ineficientes tal que se mantenga la salida. Para el caso, para un OR específico se determina cual debería ser la combinación de las entradas tal que se esté en la frontera de eficiencia para poder atender la salida. Sin embargo, en el modelo GA la entrada de Usuarios Alimentadores no es una variable discrecional o controlable por parte del OR. Con la metodología DEA efectivamente se puede determinar la combinación de las entradas que son discrecionales de la empresa (OR). Así, para este modelo se tiene que la única entrada discrecional es el total de gastos de administración. De esta forma se puede calcular el total de gastos de administración eficiente por OR.

La Tabla 3.11 compara los gastos de administración de los OR con respecto a los gastos eficientes de administración. Se incluye la información de energía con la cual puede construirse el indicador “Costo promedio de Administración por kWh” (I3/O2 en la Tabla 3.11). La Figura 3.1 presenta el promedio de este indicador y el histograma construido a partir de los datos de la Tabla 3.11.

El valor promedio del indicador de eficiencia relativa es 0.405, con una desviación estándar de 0.344. Para los OR 12, 24, 36, 41, 225 y 252 se tiene que sus indicadores de costo promedio de administración por kWh corresponden a los de eficiencia relativa, dado que estos son los OR obtenidos bajo el análisis de DEA - VRS.

La Tabla 3.12 muestra una relación entre los OR encontrados como eficientes y el conjunto de los OR sobre los que se tiene efecto en el indicador de costo eficiente de administración por kWh.

Se distinguen dos grupos de empresas, el primero formado por los OR 7, 12, 33, 40, 155, 225, 259 y 501, y el segundo grupo formado por las demás empresas. Es de notar que las empresas grandes y medianas están en el segundo grupo.

Finalmente, es de señalar que 21 de los OR tienen sus costos de administración por kWh de eficiencia entre Col-00\$ 0.93 y Col-00\$ 4.22³ y el costo promedio se ubica en Col-00\$ 4.21. Sin embargo, nótese que los OR 12 y 225 tienen unos costos de eficiencia bastante alejados de los demás. Excluyendo estos dos, el costo promedio de eficiencia en gastos de administración por kWh es de Col-00\$ 1.93. De mayor utilidad es el costo promedio ponderado de eficiencia, ponderándolo por la energía de cada sistema. Este costo promedio ponderado de eficiencia en gastos de administración por kWh es de Col-00\$ 2.12 (Tabla 3.13).

³ Pesos Colombianos de diciembre de 2000

Tabla 3.10 Resultados de Análisis DEA Modelo GA

Operador de Red	Eficiencias		
	Total CRS	Técnica VRS	Escala
5	0.4181	0.4325	0.9669
7	0.4617	0.6034	0.7652
12	0.7452	1.0000	0.7452
14	0.3320	0.3716	0.8935
16	0.6002	0.9084	0.6607
17	0.5284	0.5421	0.9747
18	0.4862	0.4912	0.9898
19	0.3119	0.3142	0.9927
20	0.2728	0.2745	0.9939
21	0.3813	0.3847	0.9911
23	0.1766	0.1803	0.9795
24	1.0000	1.0000	1.0000
28	0.4293	0.4317	0.9945
31	0.4522	0.5083	0.8896
33	0.3060	0.3682	0.8312
35	0.2841	0.2918	0.9736
36	1.0000	1.0000	1.0000
37	0.3885	0.3977	0.9769
38	0.4310	0.4393	0.9812
40	0.3679	0.4257	0.8642
41	0.9093	1.0000	0.9093
155	0.1344	0.7300	0.1842
193	0.3408	0.3408	0.9997
195	0.4919	0.4966	0.9904
225	0.1054	1.0000	0.1054
251	0.6224	0.6396	0.9732
252	0.8260	1.0000	0.8260
259	0.3089	0.7939	0.3891
287	0.3989	0.4076	0.9788
501	0.2264	0.4218	0.5368

Tabla 3.11 Gastos Eficientes de Administración Modelo GA (Pesos del 2000)

Operador de Red	Gastos Admon Calculados I3 (Millones Col\$)	Gastos Admon Eficientes I3 Efic (Millones Col\$)	I3 Efic/I3 (Eficiencia Relativa)	Energia GWh (O2)	I3/O2 (\$/kWh)	I3 Efic /O2 (\$/kWh)
5	2,324	397	0.17	389	5.98	1.02
7	268	102	0.38	50	5.36	2.03
12	68	68	1.00	2	36.70	36.70
14	1,047	163	0.16	126	8.29	1.29
16	41,180	13,387	0.33	5,499	7.49	2.43
17	2,715	1,000	0.37	512	5.30	1.95
18	4,591	880	0.19	930	4.94	0.95
19	10,825	1,248	0.12	1,252	8.65	1.00
20	1,298	140	0.11	100	12.98	1.40
21	8,337	1,217	0.15	1,141	7.31	1.07
23	6,767	542	0.08	550	12.29	0.98
24	9,979	9,979	1.00	3,500	2.85	2.85
28	8,410	1,606	0.19	1,397	6.02	1.15
31	600	157	0.26	119	5.02	1.32
33	615	118	0.19	75	8.21	1.57
35	4,656	485	0.10	487	9.56	1.00
36	1,120	1,120	1.00	1,200	0.93	0.93
37	3,479	525	0.15	531	6.55	0.99
38	3,437	597	0.17	612	5.61	0.97
40	568	136	0.24	95	5.98	1.43
41	20,970	20,970	1.00	9,260	2.26	2.26
155	78	57	0.73	7	11.29	8.24
193	16,873	1,699	0.10	1,435	11.76	1.18
195	5,380	1,339	0.25	1,020	5.27	1.31
225	52	52	1.00	1	35.60	35.60
251	18,554	8,563	0.46	3,573	5.19	2.40
252	16,470	16,470	1.00	5,079	3.24	3.24
259	83	66	0.79	17	4.88	3.87
287	3,282	545	0.17	554	5.93	0.98
501	215	64	0.30	15	14.04	4.22

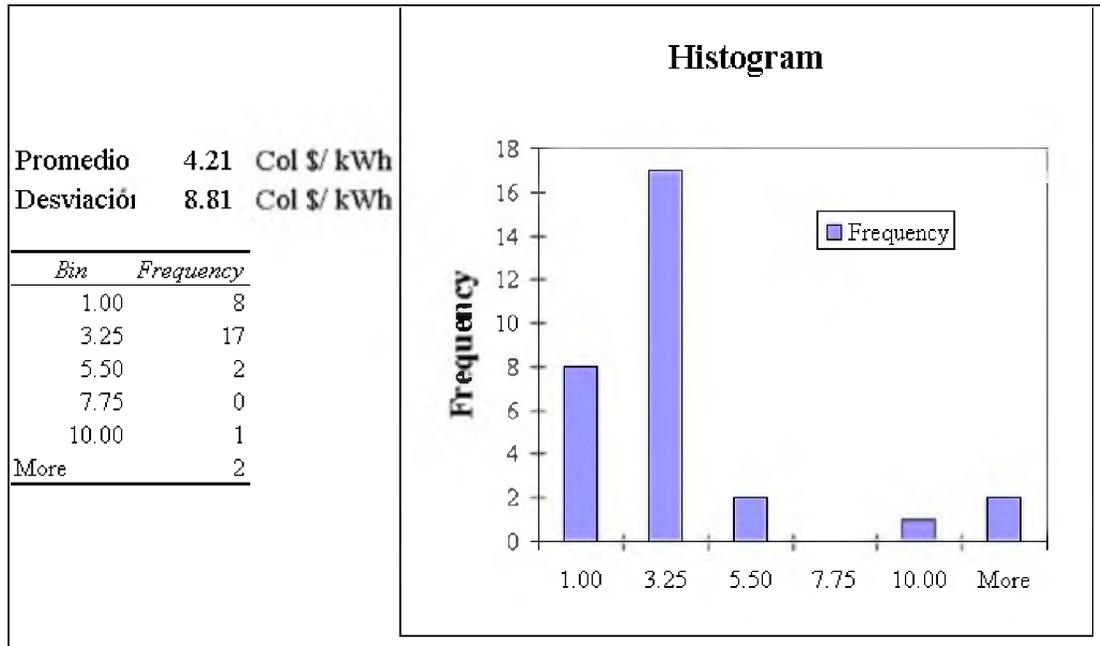


Figura 3.1 Histograma del Indicador "Costo Promedio de Administración por kWh" de Eficiencia - Modelo GA

Tabla 3.12 Efecto OR Eficientes sobre Ineficientes

OR Eficiente	OR Ineficientes (Efecto en el Indicador de Costo Promedio de Administración mayor al 5%)
12	12 (Baja el Indicador)
24	16, 24, 251
36	5, 14, 16, 17, 18, 19, 21, 23, 28, 31, 35, 36, 37, 38, 193, 195, 251, 287
41	16, 28, 41, 193, 251
225	5, 7, 14, 17, 18, 20, 23, 31, 33, 35, 37, 38, 40, 155, 195, 225, 259, 287, 501
252	252

Tabla 3.13 Costos Promedio de Eficiencia de Gastos de Administración

Indicador	Valor en Col \$ de 2000
Promedio Aritmético	4.21
Promedio Aritmético sin OR 12 y 225	1.93
Promedio Ponderado por Energía de los OR	2.12

3.7.2 Evaluación de Eficiencia Relativa de los OR en Costos de Operación y Mantenimiento

A continuación se presenta una descripción de los modelos empleados para el análisis de eficiencia relativa de los costos de O&M. En el [Anexo 10](#) se presentan los resultados en detalle.

Es importante resaltar los siguientes aspectos en la evaluación de estos modelos:

- Para las empresas 20, 259 y 501 no se cuenta con la información de los costos de O&M. Por tanto, se tomó un valor lo suficientemente grande para que estas empresas no se ubicaran en la frontera de eficiencia. Así el método permite calcular sus costos de O&M de eficiencia y sin afectar a las demás empresas.
- Cada modelo se analiza con el total de los gastos de O&M de la cuenta 7540 y se hace un análisis de sensibilidad descontando un porcentaje de dicha cuenta, de acuerdo con lo planteado en la sección 3.4, con el fin de no incluir la doble remuneración de activos (por inversión y a la vez por reposición en el mantenimiento).
- En los modelos se incluye un indicador de calidad (IC) calculado de la siguiente manera:

$$DES_{\text{promedio ponderado}} = \frac{\sum_{i=1}^{NT} (DES_i \times Usuarios_i)}{\sum_{i=1}^{NT} (Usuarios_i)}$$

$$DES_{\text{Limite ponderado}} = \frac{\sum_{i=1}^{NT} (DES_{\text{Limite } i} \times Usuarios_i)}{\sum_{i=1}^{NT} (Usuarios_i)}$$

donde NT es el número de transformadores de MT/BT del Operador de Red, DES_i es el índice DES del transformador i , $Usuarios_i$ es el número de usuarios conectados al transformador i . El $DES_{\text{promedio ponderado}}$ representa el índice de calidad del sistema del OR⁴. Dado que para cada uno de los transformadores de distribución hay un límite

⁴ Conocido internacionalmente como SAIDI ("System Average Interruption Duration Index")

exigible de DES de acuerdo con su Grupo de ubicación⁵, el $DES_{promedio ponderado}$ representa el DES objetivo a nivel del sistema de distribución de cada OR.

Finalmente, el IC para emplear en el análisis DEA (el indicador debe reflejar que a mayor calidad mayor es el valor del indicador y a su vez que la calidad sea la exigida y sin excesos) se calcula como:

$$IC = \min \left(1, \frac{DES_{Limite ponderado}}{DES_{promedio ponderado}} \right)$$

De esta forma se tiene un indicador que refleje competencia en calidad y sujeto a los requerimientos regulatorios de la misma. Vale la pena anotar que este acotamiento tiene como objetivo limitar la búsqueda de unos índices de calidad por sí mismos, sin tener en cuenta los costos de lograrlo. De hecho, los usuarios no estarían interesados en pagar más allá de cierto nivel de calidad. En este punto, el Ente Regulador se convierte en intérprete del interés de los usuarios y en consecuencia fija el rango aceptable; por lo que no tendría sentido económico incurrir en costos para exceder el rango si no existe la disponibilidad para pagarlo. Sin embargo, el rango aceptable es dinámico y puede evolucionar en el tiempo y el Ente Regulador puede cambiarlo en uso de su potestad. En consecuencia, no se justifica reconocer unos costos por un nivel de calidad excesivo que los usuarios no están exigiendo.

El DES límite ponderado se calcula para cada OR con base en los límites de DES y FES vigentes⁶ con el fin de determinar el estado de la calidad del sistema. Como información se empleó la base de datos de la CREG del año 2001. Considerando que la información no está completa para todos los meses y todos los transformadores, se calculó el indicador promedio para los meses donde se reportó el dato. Este promedio mensual se extrapolaron para obtener el valor anual del indicador. La Tabla 3.14 presenta los resultados del cálculo del indicador IC.

⁵ De acuerdo a la definición de Grupos de la Resolución CREG 025 de 1999.

⁶ Resolución CREG 096 de 2000

Tabla 3.14 Indicador IC

Código OR	DES Promedio Ponderado	DES Limite Ponderado	IC del OR
5	28.70	22.05	0.77
7	27.54	29.25	1.00
12	2.68	39.00	1.00
14	11.38	22.91	1.00
16	2.46	14.92	1.00
17	20.60	17.70	0.86
19	33.29	32.85	0.99
20	64.22	31.34	0.49
21	34.11	28.32	0.83
23	7.76	27.55	1.00
24	6.36	26.30	1.00
28	32.09	21.99	0.69
31	71.10	24.48	0.34
36	33.84	24.24	0.72
37	30.29	29.08	0.96
38	24.92	25.03	1.00
40	6.41	14.06	1.00
41	9.30	13.49	1.00
155	49.96	32.68	0.65
193	8.89	12.53	1.00
195	8.30	21.10	1.00
225	14.23	35.19	1.00
259	7.57	32.31	1.00
287	18.96	25.60	1.00
10	6.45	39.00	1.00

3.7.2.1 Modelo 1 (COM1)

Como entradas y salidas del primer modelo planteado para el análisis de la eficiencia relativa de los costos de operación y mantenimiento se plantean las siguientes variables:

Entradas:

1. Costos totales de O&M (GWh/año)
2. Longitud de alimentadores
3. Capacidad de transformación

Salidas:

1. Demanda total de energía
2. Usuarios Alimentadores
3. Calidad (IC)

Los OR incurren (entrada) en unos costos de operación y mantenimiento asociados a las actividades mencionadas en la sección 3.1.3. El Operador está en la obligación de operar y mantener su sistema de tal forma que el suministro de la energía (salida) se logre hacer en todos los puntos de conexión del sistema (salida). Estos puntos de conexión están estrechamente relacionados con el número de usuarios (salida).

Para poder prestar su servicio los OR utilizan una red, representada por la longitud de los alimentadores y la capacidad de transformación. Estos elementos representan las diferentes características a las que los OR se encuentran sometidas para atender el servicio, tales como el efecto geográfico (asociado a la longitud de alimentadores) y a la densidad de la carga (asociado a la capacidad). Estos dos elementos en conjunto modelan las características de concentración o dispersión de la carga en el área de influencia.

El [Anexo 10.1](#) presenta los resultados del análisis con este modelo. Se incluye tabla de datos básicos (Tabla A10.1) para aplicar el método, resultado de indicadores de eficiencia relativa por OR (Tabla A10.2) y comparación de los costos de eficiencia calculados con respecto a los costos registrados por los OR (Tabla A10.3).

3.7.2.2 Modelo 2 (COM2)

El modelo COM1 es una variante del modelo utilizado en diferentes estudios tal como se señaló en la sección 3.5.2.

Este modelo ha sido criticado por distribuidores de Noruega, los cuales formulan un modelo alternativo que ha servido de base para la formulación regulatoria y tarifaria de la distribución eléctrica en Noruega. Un modelo similar al planteado en Noruega fue desarrollado en Holanda que sirvió de base regulatoria para el negocio de distribución en dicho país.

El modelo se basa en el hecho que el OR no produce electricidad sino que produce, opera y mantiene una red eléctrica. Un usuario demanda electricidad y no red, pero para el distribuidor esto significa proveer la infraestructura capaz de entregar esa electricidad demandada. Para el operador del sistema la infraestructura es la principal salida para entregar energía eficientemente a sus usuarios al menor costo.

Al emplear la longitud de red como salida se captura el tamaño del sistema operado por el OR y se asegura que un distribuidor rural no sea penalizado en la medida comparativa de eficiencia frente a un distribuidor principalmente urbano [13].

Dada la información disponible, el segundo modelo emplea como entradas y salidas para el análisis de la eficiencia relativa de los costos de operación y mantenimiento las siguientes variables:

<i>Entradas:</i>	<i>Salidas:</i>
1. Costos totales de O&M (GWh/año)	1. Demanda total de energía
	2. Usuarios alimentadores
	3. Calidad (IC)
	4. Longitud de alimentadores
	5. Capacidad de transformación

Al igual que para el modelo COM1, los OR incurren (entrada) en unos costos de operación y mantenimiento asociados a las actividades mencionadas en la sección 3.1.3. El Operador está en la obligación de operar y mantener su sistema de tal forma que el suministro de la energía (salida) se logre hacer en todos los puntos de conexión del sistema (salida) y a una calidad dada (salida). Los puntos de conexión están estrechamente relacionados con el número de usuarios (salida).

Sin embargo, a diferencia del modelo COM1, en este modelo los Operadores de Red deben proveer la infraestructura o red necesaria para suministrar el servicio (salida), en el lugar donde el usuario lo requiera. De otra parte, el OR no puede sustituir (o disminuir) costos de operación y mantenimiento haciendo cambios en la cantidad de la red (en la cantidad, no en el tipo de red). Por el contrario, el Operador se verá obligado a incurrir en mayores costos de O&M cuanto mayor sea su sistema (representado por la longitud de red y el número de transformadores).

De otra parte, la eficiencia técnica de las labores de los Operadores de Red en sus actividades de operación y mantenimiento generalmente es medida en rendimientos de utilización de recursos para realizar la labor por unidad de obra (ejemplo, hombres-día / km).

Las razones anteriores conducen a concluir que el modelo COM2 es de mayor utilidad y presenta un reflejo del desarrollo de las actividades de operación y mantenimiento en el negocio de distribución de electricidad.

Con base en los análisis de sensibilidad desarrollados con las variables de salida y teniendo en cuenta los resultados de correlación entre variables, presentados en la Tabla 3.8, se determinó que el impacto de utilizar la demanda total de energía (salida

1), número de usuarios (salida 2) y capacidad de transformación (salida 5) se logra con una sola de estas tres variables. Por tanto, se decidió mantener la energía como salida, teniéndose para el modelo de análisis el siguiente conjunto de variables de entrada y salida:

Entradas:

1. Costos totales de O&M (GWh/año)

Salidas:

1. Demanda total de energía
2. Longitud de alimentadores
3. Calidad (IC)

La Tabla 3.15 presenta las entradas y salidas para 30 de los 32 OR. Debido a que la información de los OR número 9 y 10 está incompleta no se incluyeron en el análisis.

La Tabla 3.16 presenta los resultados de la eficiencia relativa de los OR en los costos de operación y mantenimiento. El indicador "Total CRS" señala la ineficiencia relativa total de la empresa que se debe a la composición de una ineficiencia técnica ("Total VRS") y a una ineficiencia por factor de escala de la empresa.

La ineficiencia por factor de escala se refiere a que el tamaño de la empresa (utilización de factores) no es la óptima dada la tecnología disponible. Esto se atribuye al hecho que el OR no está en capacidad de controlar sus salidas (la demanda de energía) pues está en la obligación legal de atender a todos los clientes del área de servicio; en consecuencia este tipo de ineficiencia está fuera del control de la operación y del mantenimiento de la red. En cambio, la ineficiencia técnica se orienta a la utilización de recursos dado un tamaño de infraestructura y puede ser optimizado.

El [Anexo 10.2](#) presenta los resultados en detalle del análisis de la eficiencia relativa de 30 Operadores de Red del sistema colombiano con este modelo. Se incluye tabla de datos básicos (Tabla A10.4) para aplicar el método, resultado de indicadores de eficiencia relativa por OR (Tabla A10.5) y comparación de los costos de eficiencia calculados con respecto a los costos registrados por los OR (Tabla A10.6).

De la Tabla 3.16 se observa que los OR 12, 17, 19, 24, 41, 155, 225 y 287 son los más eficientes relativamente y que de los demás OR sus ineficiencias son tanto técnicas como de escala de la empresa.

La técnica de análisis DEA de la eficiencia relativa permite calcular las entradas eficientes de aquellos OR ineficientes tal que se mantenga la salida. Para el caso, para un OR específico se determina cual debería ser la combinación de las entradas tal que se esté en la frontera de eficiencia para poder atender la salida.

La Tabla 3.17 compara los costos de operación y mantenimiento (O&M) de los OR con respecto a los costos eficientes de O&M. Se incluye la información de energía con la cual puede construirse el indicador “Costo promedio de Operación y Mantenimiento por kWh” (I3/O2 en la Tabla 3.17). La Figura 3.2 presenta el promedio de este indicador y el histograma construido a partir de los datos de la Tabla 3.17.

El valor promedio del indicador de eficiencia relativa es 0.6248, con una desviación estándar de 0.3062. Para los OR 12, 17, 19, 24, 41, 155, 225 y 287 se tiene que sus indicadores de costo promedio de operación y mantenimiento por kWh corresponden a los de eficiencia relativa, dado que estos son los OR obtenidos bajo el análisis de DEA - VRS.

La Tabla 3.18 muestra una relación entre los OR encontrados como eficientes y el conjunto de los OR sobre los que se tiene efecto en el indicador de costo eficiente de operación y mantenimiento por kWh. Se observa que los OR pequeños y eficientes (OR 12, 155 y 225) no tienen efecto directo sobre los OR grandes y medianos⁷.

Se observa, igualmente, que OR con características rurales están principalmente asociados a los OR eficientes con características similares (19 y 24). Igualmente, los grandes OR con gran participación urbana (no exclusivamente) (OR 16, 251 y 252) están relacionados con OR eficientes de características similares (OR 41, 24).

Finalmente, es de señalar que 27 de los OR tienen sus costos de operación y mantenimiento por kWh de eficiencia entre Col-00\$ 1.31 y Col-00\$ 13.76⁸ y el costo promedio se ubica en Col-00\$ 7.50. De mayor utilidad es el costo promedio ponderado de eficiencia, ponderándolo por la energía de cada sistema. Este costo promedio ponderado de eficiencia en costos de operación y mantenimiento por kWh es de Col-00\$ 6.36 (Tabla 3.19).

⁷ Tamaño asociado al conjunto red-usuarios

⁸ Pesos Colombianos de diciembre de 2000

Tabla 3.15 Entradas y Salidas Modelo COM2

Operador de Red	Datos						
	DMU	O4	O5	I3	O1	O2	O3
5	1	2,536	0	4,514	0	389	0.769
7	2	229	0		0	50	1.000
12	3	3	0	16	0	2	1.000
14	4	241	0	3,068	0	126	1.000
16	5	4,984	0	68,949	0	5,499	1.000
17	6	436	0	669	0	512	0.859
18	7	2,219	0	18,962	0	930	
19	8	13,558	0	9,452	0	1,252	0.987
20	9	1,651	0		0	100	0.488
21	10	10,106	0	13,963	0	1,141	0.830
23	11	2,068	0	5,179	0	550	1.000
24	12	7,571	0	15,664	0	3,500	1.000
28	13	9,910	0	25,081	0	1,397	0.685
31	14	1,638	0	1,683	0	119	0.344
33	15	798	0	882	0	75	
35	16	1,161	0	3,523	0	487	
36	17	8,009	0	13,961	0	1,200	0.716
37	18	5,422	0	7,609	0	531	0.960
38	19	2,539	0	5,105	0	612	1.000
40	20	121	0	1,406	0	95	1.000
41	21	17,307	0	73,782	0	9,260	1.000
155	22	227	0	86	0	7	0.654
193	23	2,194	0	49,876	0	1,435	1.000
195	24	1,437	0	11,524	0	1,020	1.000
225	25	42	0	40	0	1	1.000
251	26	9,910	0	42,889	0	3,573	
252	27	6,073	0	51,407	0	5,079	
259	28	181	0		0	17	1.000
287	29	4,334	0	7,620	0	554	1.000
501	30	84	0		0	15	
Var. Auxiliar		1	0	1	0	1	1
Descripción de las Entradas y Salidas							
O4	Longitud Alimentadores			km			
I3	Costos de O&M			Millones \$			
O2	Demanda Energía del OR			GWh/año			
O3	Calidad			Sin unidad			

Tabla 3.16 Resultados de Análisis DEA Modelo COM2

Operador de Red	Eficiencias		
	Total (CRS)	Técnica (VRS)	Escala
5	0.2813	0.4114	0.6839
7			
12	1.0000	1.0000	1.0000
14	0.0705	0.1865	0.3779
16	0.1057	0.5198	0.2034
17	1.0000	1.0000	1.0000
18	0.0901	0.1643	0.5482
19	0.6299	1.0000	0.6299
20			
21	0.3329	0.5352	0.6220
23	0.2456	0.7498	0.3275
24	0.3932	1.0000	0.3932
28	0.1930	0.3348	0.5764
31	0.4082	0.6397	0.6381
33	0.3988	0.5667	0.7038
35	0.2538	0.3108	0.8166
36	0.2853	0.4848	0.5885
37	0.3171	0.5001	0.6340
38	0.2933	0.9239	0.3175
40	0.1047	0.3075	0.3403
41	0.2081	1.0000	0.2081
155	1.0000	1.0000	1.0000
193	0.0443	0.1288	0.3441
195	0.1327	0.3966	0.3345
225	0.7090	1.0000	0.7090
251	0.1642	0.4693	0.3498
252	0.1408	0.6146	0.2291
259			
287	0.2702	1.0000	0.2702
501			

Tabla 3.17 Costos Eficientes de O&M Modelo COM2 (Pesos del 2000)

Operador de Red	Costos O&M Calculados I3 (Millones Col\$)	Costos O&M Eficiencia I3 Efic (Millones Col\$)	I3 Efic/I3 (Eficiencia Relativa)	Energia GWh (O2)	I3/O2 (\$/kWh)	I3 Efic /O2 (\$/kWh)
5	4,514	1,857	0.41	389	11.62	4.78
7		393		50		7.86
12	16	16	1.00	2	8.52	8.52
14	3,068	572	0.19	126	24.30	4.53
16	68,949	35,836	0.52	5,499	12.54	6.52
17	669	669	1.00	512	1.31	1.31
18	18,962	3,116	0.16	930	20.40	3.35
19	9,452	9,452	1.00	1,252	7.55	7.55
20		1,086	0.03	100		10.85
21	13,963	7,473	0.54	1,141	12.24	6.55
23	5,179	3,883	0.75	550	9.41	7.05
24	15,664	15,664	1.00	3,500	4.47	4.47
28	25,081	8,397	0.33	1,397	17.95	6.01
31	1,683	1,077	0.64	119	14.11	9.02
33	882	500	0.57	75	11.77	6.67
35	3,523	1,095	0.31	487	7.23	2.25
36	13,961	6,769	0.48	1,200	11.64	5.64
37	7,609	3,805	0.50	531	14.32	7.16
38	5,105	4,717	0.92	612	8.34	7.70
40	1,406	432	0.31	95	14.80	4.55
41	73,782	73,782	1.00	9,260	7.97	7.97
155	86	86	1.00	7	12.37	12.37
193	49,876	6,424	0.13	1,435	34.77	4.48
195	11,524	4,570	0.40	1,020	11.30	4.48
225	40	40	1.00	1	27.63	27.63
251	42,889	20,128	0.47	3,573	12.00	5.63
252	51,407	31,596	0.61	5,079	10.12	6.22
259		286		17		16.77
287	7,620	7,620	1.00	554	13.76	13.76
501		53		15		3.46

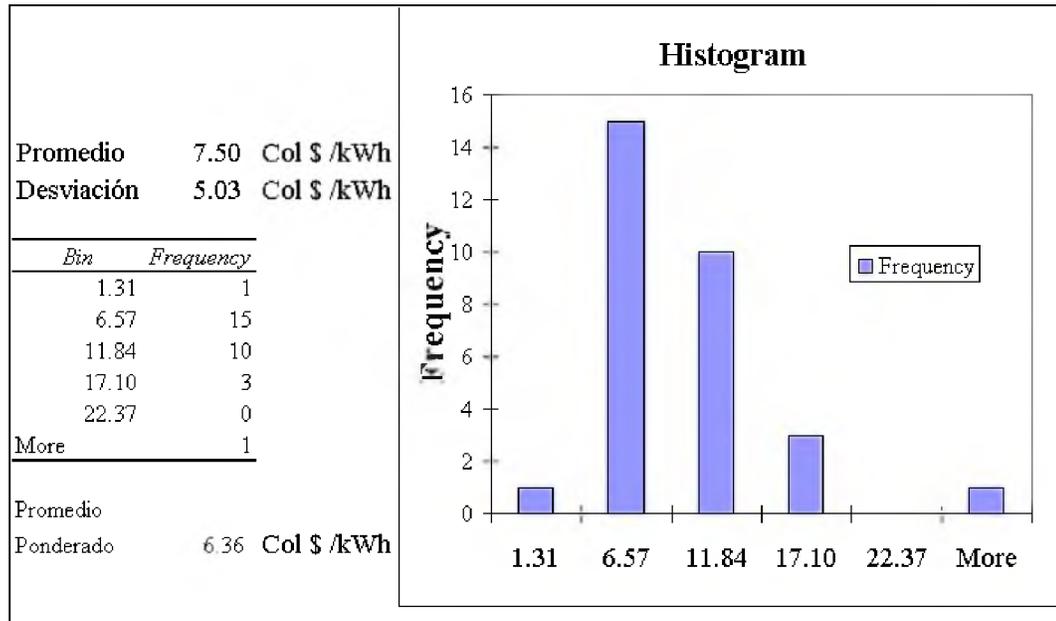


Figura 3.2 Histograma del Indicador "Costo Promedio de Operación y Mantenimiento por kWh" de Eficiencia - Modelo COM2

Tabla 3.18 Efecto OR Eficientes sobre Ineficientes (Modelo COM2)

OR Eficiente	OR Ineficientes (Efecto en el Indicador de Costo Promedio de O&M mayor al 5%)
12	14, 40, 501
17	5, 18, 21, 28, 33, 35, 36, 501
19	5, 18, 20, 21, 28, 31, 33, 35, 36, 37, 251, 252
24	14, 16, 18, 23, 28, 36, 38, 40, 193, 195, 251, 252
41	16, 251, 252
155	20, 31, 33, 501
225	7, 259
287	7, 23, 38, 259

Tabla 3.19 Costos Promedio de Eficiencia de Costos de O&M (Modelo COM2)

Indicador	Valor en Col \$ de 2000
Promedio Aritmético	7.50
Promedio Ponderado por Energía de los OR	6.36

3.7.2.3 Evaluación de Eficiencia Relativa de los OR en Costos de Mantenimiento con ajuste de la Cuenta 7540

Tal como se señaló en la sección 3.4, si el Ente Regulador reconoce la totalidad de los costos de operación y mantenimiento con base en la clasificación e identificación de cuentas (según lo presentado en la sección 3.2) puede llegar a reconocer la reposición de algunos de los activos doblemente, de una parte por el reconocimiento de la inversión y de otra por el mantenimiento correctivo (el cual debe consignarse en las cuentas 754007, 754014, 754090 según lo recomendado en la sección 3.3.3).

En la actualidad la mayoría de los costos de la cuenta 7540 de los OR se contabilizan en las subcuentas 754007, 754014 y 754090. Sin embargo, en algunos OR la mayoría de los costos de la cuenta 7540 están en las subcuentas 754002, 754008, 754010 y 754015. Estos costos están asociados a:

- Mantenimiento y reparación de líneas y redes (754007, 754014)
- Mantenimiento y reparación de equipos (754002, 754010)
- Mantenimiento y reparación de plantas (754008, 754015)

En el caso de mantenimiento y reparación de plantas de empresas de distribución, que no poseen generación, dan a entender que utilizan el concepto de planta asociado a la red de distribución. En algunos casos se incluye a nivel de auxiliares, mantenimiento de subestaciones dentro del mantenimiento de plantas.

Por comparación de las proporciones de los costos de las cuentas de mantenimiento de redes y líneas o plantas con respecto al total de la cuenta 7540, se puede observar que otros OR han registrado contablemente estos rubros en mantenimiento de equipos.

Como se mencionó anteriormente, el Ente Regulador debe evitar doble reconocimiento de los activos, vía reconocimiento de la inversión y vía mantenimiento (correctivo). Por tal razón, se propone desarrollar los análisis de eficiencia relativa de los costos de operación y mantenimiento (O&M) sin contar con un porcentaje del total de la cuenta 7540 que represente a las cuentas 754007, 754014 y 754090 (o equivalentes según el manejo actual deducido).

La Tabla 3.20 presenta para cada OR el total de costos de O&M, el total de la cuenta 7540 y el porcentaje de esta cuenta que corresponde a las cuentas de mantenimiento y reparación de redes, líneas o equivalentes en el uso actual que hacen los OR. El promedio ponderado (por energía) de estas subcuentas con respecto al total de la cuenta 7540 es 92%, el cual se toma como factor de reducción de la cuenta 7540 para obtener el total de costos de O&M ajustado.

**Tabla 3.20 Ajuste Costos de O&M por Cuenta 7540
(Año 2000 - Millones de Col\$)**

Código Operador de Red	Total Costos de O&M (Millones Col \$)	Cuenta 7540	Total Costos de O&M Ajustando Cuenta 7540 (Millones Col \$)	Porcentaje Cuentas 754007, 14, 90 o equivalentes	Porcentaje de Cuenta 7540 en el Total de Costos O&M
5	4,514	525	4,031	77%	12%
7					
9					
10					
12	16		16		
14	3,068	619	2,499		
16	68,949	4,908	64,434	86%	7%
17	669	26	645	79%	4%
18	18,962	3,161	16,054	86%	17%
19	9,452	546	8,950	78%	6%
20					
21	13,963	1,111	12,941	93%	8%
23	5,179	331	4,874	54%	6%
24	15,664	1,675	14,123	54%	11%
28	25,081	6,316	19,272	93%	25%
31	1,683		1,683		
33	882		882		
35	3,523		3,523		
36	13,961	2,216	11,923	96%	16%
37	7,609	1,751	5,998	96%	23%
38	5,105	6	5,100		0%
40	1,406	599	855	71%	43%
41	73,782	27,274	48,694	99%	37%
155	86	7	79		8%
193	49,876	143	49,745		
195	11,524	3,459	8,343	90%	30%
225	40	5	35	100%	13%
251	42,889	851	42,106	69%	2%
252	51,407	3,112	48,545	85%	6%
259					
287	7,620	1,133	6,578	80%	15%
501					

El ajuste de los costos de O&M se emplea en el análisis del modelo COM2 (sección 3.7.2.2). De esta forma se tiene el siguiente modelo para análisis DEA (Modelo COM2a):

Entradas:

Salidas:

1. Costos totales de O&M ajustados
energía (GWh/año)

1. Demanda total de

2. Longitud de alimentadores

3. Calidad (IC)

La Tabla 3.21 presenta las entradas y salidas para 30 OR. La Tabla 3.22 presenta los resultados de la eficiencia relativa de los OR en los costos de operación y mantenimiento. El indicador “Total CRS” señala la ineficiencia relativa total de la empresa, que se debe a la composición de una ineficiencia técnica (“Total VRS”) y a una ineficiencia por factor de escala de la empresa.

El [Anexo 10.3](#) presenta los resultados en detalle del análisis de la eficiencia relativa de 30 Operadores de Red del sistema colombiano con este modelo. Se incluye tabla de datos básicos (Tabla A10.7) para aplicar el método, resultado de indicadores de eficiencia relativa por OR (Tabla A10.8) y comparación de los costos de eficiencia calculados con respecto a los costos registrados por los OR (Tabla A10.9)

De la Tabla 3.22 se observa que los OR 12, 17, 19, 24, 41, 155, 225 y 287 son los eficientes relativamente y que de los demás OR sus ineficiencias son tanto técnicas como de escala de la empresa. Nótese que no hay cambio con respecto a los OR eficientes obtenidos en el modelo COM2.

La Tabla 3.23 compara los costos de operación y mantenimiento (O&M) de los OR con respecto a los costos eficientes de O&M. Se incluye la información de energía con la cual puede construirse el indicador “Costo promedio de Operación y Mantenimiento por kWh” (I3/O2 en la Tabla 3.23). La Figura 3.3 presenta el promedio de este indicador y el histograma construido a partir de los datos de la Tabla 3.23.

El valor promedio del indicador de eficiencia relativa es 0.6234 (diferencia menor al 0.22% con el modelo COM2), con una desviación estándar de 0.2953. Para los OR 12, 17, 19, 24, 41, 155, 225 y 287 se tiene que sus indicadores de costo promedio de operación y mantenimiento por kWh corresponden a los de eficiencia relativa.

Tabla 3.21 Entradas y Salidas Modelo COM2a

Operador de Red	Datos						
	DMU	O4	O5	I3	O1	O2	O3
5	1	2,536	0	4,031	0	389	0.769
7	2	229	0	20,000	0	50	1.000
12	3	3	0	16	0	2	1.000
14	4	241	0	2,499	0	126	1.000
16	5	4,984	0	64,434	0	5,499	1.000
17	6	436	0	645	0	512	0.859
18	7	2,219	0	16,054	0	930	0.010
19	8	13,558	0	8,950	0	1,252	0.987
20	9	1,651	0		0	100	0.488
21	10	10,106	0	12,941	0	1,141	0.830
23	11	2,068	0	4,874	0	550	1.000
24	12	7,571	0	14,123	0	3,500	1.000
28	13	9,910	0	19,272	0	1,397	0.685
31	14	1,638	0	1,683	0	119	0.344
33	15	798	0	882	0	75	0.010
35	16	1,161	0	3,523	0	487	0.010
36	17	8,009	0	11,923	0	1,200	0.716
37	18	5,422	0	5,998	0	531	0.960
38	19	2,539	0	5,100	0	612	1.000
40	20	121	0	855	0	95	1.000
41	21	17,307	0	48,694	0	9,260	1.000
155	22	227	0	79	0	7	0.654
193	23	2,194	0	49,745	0	1,435	1.000
195	24	1,437	0	8,343	0	1,020	1.000
225	25	42	0	35	0	1	1.000
251	26	9,910	0	42,106	0	3,573	0.010
252	27	6,073	0	48,545	0	5,079	0.010
259	28	181	0		0	17	1.000
287	29	4,334	0	6,578	0	554	1.000
501	30	84	0		0	15	0.010
Var. Auxiliar		1	0	1	0	1	1
Descripción de las Entradas y Salidas							
O4	Longitud Alimentadores	km					
I3	Costos de O&M	Millones \$					
O2	Demanda Energía del OR	GWh/año					
O3	Calidad	Sin unidad					

Tabla 3.22 Resultados de Análisis DEA Modelo COM2a

Operador de Red	Eficiencias		
	Total (CRS)	Técnica (VRS)	Escala
5	0.2957	0.4370	0.6767
7			
12	1.0000	1.0000	1.0000
14	0.0828	0.2071	0.3996
16	0.1090	0.4054	0.2688
17	1.0000	1.0000	1.0000
18	0.1013	0.1789	0.5659
19	0.6209	1.0000	0.6209
20			
21	0.3360	0.5453	0.6161
23	0.2467	0.7018	0.3516
24	0.4157	1.0000	0.4157
28	0.2355	0.4077	0.5775
31	0.3802	0.6048	0.6286
33	0.3723	0.5351	0.6957
35	0.2416	0.2968	0.8138
36	0.3135	0.5319	0.5893
37	0.3756	0.6007	0.6253
38	0.2772	0.8119	0.3415
40	0.1657	0.4576	0.3621
41	0.3011	1.0000	0.3011
155	1.0000	1.0000	1.0000
193	0.0425	0.1165	0.3653
195	0.1757	0.4941	0.3556
225	0.7784	1.0000	0.7784
251	0.1588	0.3905	0.4067
252	0.1432	0.4861	0.2946
259			
287	0.2931	1.0000	0.2931
501			

Tabla 3.23 Costos Eficientes de O&M Modelo COM2a (Pesos del 2000)

Operador de Red	Costos O&M Registrados I3 (Millones Col\$)	Costos O&M Eficiencia I3 Efic (Millones Col\$)	I3 Efic/I3 (Eficiencia Relativa)	Energía GWh (O2)	I3/O2 (\$/kWh)	I3 Efic /O2 (\$/kWh)
5	4,031	1,761	0.44	389	10.37	4.53
7		346		50		6.91
12	16	16	1.00	2	8.52	8.52
14	2,499	517	0.21	126	19.79	4.10
16	64,434	26,123	0.41	5,499	11.72	4.75
17	645	645	1.00	512	1.26	1.26
18	16,054	2,873	0.18	930	17.27	3.09
19	8,950	8,950	1.00	1,252	7.15	7.15
20		1,027		100		10.26
21	12,941	7,056	0.55	1,141	11.34	6.18
23	4,874	3,421	0.70	550	8.86	6.21
24	14,123	14,123	1.00	3,500	4.03	4.03
28	19,272	7,857	0.41	1,397	13.80	5.62
31	1,683	1,018	0.60	119	14.11	8.53
33	882	472	0.54	75	11.77	6.30
35	3,523	1,046	0.30	487	7.23	2.15
36	11,923	6,342	0.53	1,200	9.94	5.29
37	5,998	3,603	0.60	531	11.29	6.78
38	5,100	4,140	0.81	612	8.33	6.76
40	855	391	0.46	95	9.00	4.12
41	48,694	48,694	1.00	9,260	5.26	5.26
155	79	79	1.00	7	11.46	11.46
193	49,745	5,793	0.12	1,435	34.68	4.04
195	8,343	4,122	0.49	1,020	8.18	4.04
225	35	35	1.00	1	24.21	24.21
251	42,106	16,444	0.39	3,573	11.78	4.60
252	48,545	23,600	0.49	5,079	9.56	4.65
259		247		17		14.50
287	6,578	6,578	1.00	554	11.88	11.88
501		50		15		3.30

La Tabla 3.24 presenta la relación entre los OR encontrados como eficientes y el conjunto de los OR sobre los que se tiene efecto en el indicador de costo eficiente de operación y mantenimiento por kWh. Se observa que los OR pequeños y eficientes (OR 12, 155 y 225) no tienen efecto directo sobre los OR grandes y medianos⁹.

Se observa, igualmente, que OR con características rurales están principalmente asociados a los OR eficientes con características similares (19 y 24). Igualmente, los

⁹ Tamaño asociado al conjunto red-usuarios

grandes OR con gran participación urbana (no exclusivamente) (OR 16, 251 y 252) están relacionados con OR eficientes de características similares (OR 41, 24). Estos resultados son similares a los obtenidos por el modelo COM2.

Finalmente, es de señalar que 27 de los OR tienen sus costos de operación y mantenimiento por kWh de eficiencia entre Col-00\$ 1.31 y Col-00\$ 13.76¹⁰ y el costo promedio se ubica en Col-00\$ 6.68 (en el modelo COM2 el promedio es de Col-00\$ 7.50). El costo de eficiencia promedio ponderado por energía en costos de operación y mantenimiento por kWh es de Col-00\$ 4.99 (en el modelo COM2 es de Col-00\$ 6.36) (Tabla 3.25).

La Tabla 3.26 presenta la diferencia de los costos de eficiencia en operación y mantenimiento calculados a partir de los modelos COM2 (sin ajuste) y COM2a (ajuste por reducción cuenta 7540).

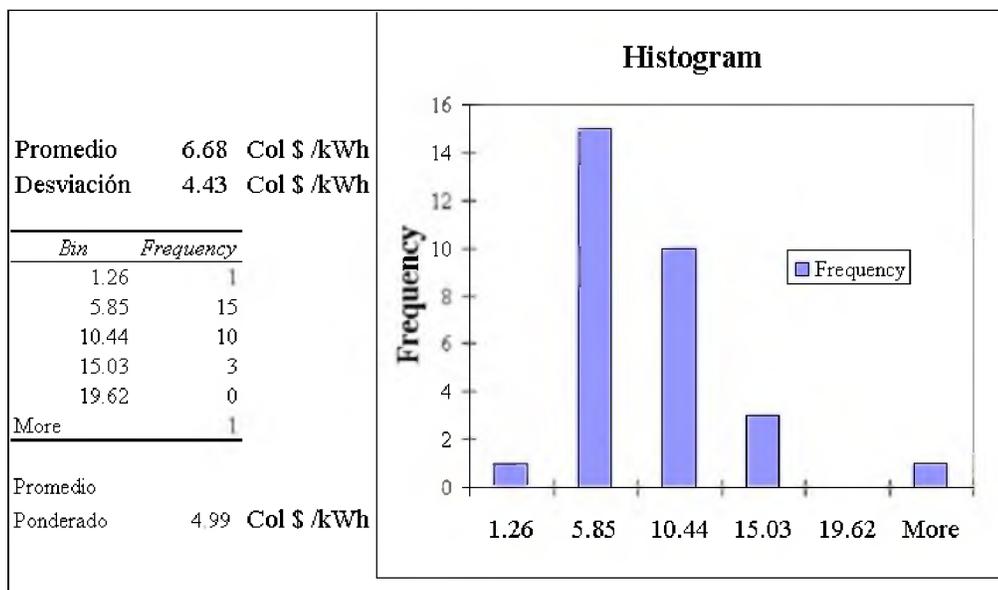


Figura 3.3 Histograma del Indicador "Costo Promedio de Operación y Mantenimiento por kWh" de Eficiencia - Modelo COM2a

¹⁰ Pesos Colombianos de diciembre de 2000

Tabla 3.24 Efecto OR Eficientes sobre Ineficientes (Modelo COM2a)

OR Eficiente	OR Ineficientes (Efecto en el Indicador de Costo Promedio de O&M mayor al 5%)
12	14, 40, 501
17	5, 18, 21, 28, 33, 35, 36, 501
19	5, 18, 20, 21, 28, 31, 33, 35, 36, 37, 251, 252
24	14, 16, 18, 23, 28, 36, 38, 40, 193, 195, 251, 252
41	16, 251, 252
155	20, 31, 33, 501
225	7, 259
287	7, 23, 38, 259

Tabla 3.25 Costos Promedio de Eficiencia de Costos de O&M (Modelo COM2a)

Indicador	Valor en Col \$ de 2000
Promedio Aritmético	6.68
Promedio Ponderado por Energía de los OR	4.99

Tabla 3.26 Diferencias en Costos de eficiencia de O&M entre modelos COM2 y COM2a

Operador de Red	Costos de Eficiencia de O&M por kWh		Diferencia (%) (A-B)/B
	Modelo COM2a (A)	Modelo COM2 (B)	
	5	4.53	4.78
7	6.91	7.86	-12.07%
12	8.52	8.52	0.00%
14	4.10	4.53	-9.58%
16	4.75	6.52	-27.11%
17	1.26	1.31	-3.60%
18	3.09	3.35	-7.81%
19	7.15	7.55	-5.31%
20	10.26	10.85	-5.46%
21	6.18	6.55	-5.58%
23	6.21	7.05	-11.91%
24	4.03	4.47	-9.84%
28	5.62	6.01	-6.43%
31	8.53	9.02	-5.46%
33	6.30	6.67	-5.57%
35	2.15	2.25	-4.49%
36	5.29	5.64	-6.31%
37	6.78	7.16	-5.32%
38	6.76	7.70	-12.21%
40	4.12	4.55	-9.49%
41	5.26	7.97	-34.00%
155	11.46	12.37	-7.39%
193	4.04	4.48	-9.82%
195	4.04	4.48	-9.81%
225	24.21	27.63	-12.38%
251	4.60	5.63	-18.30%
252	4.65	6.22	-25.31%
259	14.50	16.77	-13.50%
287	11.88	13.76	-13.68%
501	3.30	3.46	-4.83%

3.7.3 Modelo Conjunto AOM

Un análisis adicional de cálculo, realizado por sugerencia de la CREG, de costos de eficiencia asume el agregado de los gastos de administración y los costos de operación y mantenimiento.

El enfoque de incluir los costos y gastos de operación, mantenimiento y administración en su agregado tiene sentido según el grado de sustituibilidad que existe en los factores. Sin embargo, este hecho no es necesariamente tan evidente en el negocio de distribución de energía. Para analizarlo vale la pena revisar la naturaleza de las actividades y su engranaje con la magnitud del negocio.

La operación y el mantenimiento se refieren a las actividades que se realizan para garantizar la prestación y continuidad del servicio, es decir, están directamente relacionados con la naturaleza del negocio y sin ellos no se podría cumplir el objetivo del negocio. Por su lado, la administración provee una infraestructura logística sobre la cual la operación y el mantenimiento desarrollan sus funciones; la característica de sus trabajos es genérica, independiente de los objetivos del negocio, si bien la administración provee el sustrato no es el ingrediente clave que garantiza la prestación del servicio directamente.

Un aspecto que se deduce de lo expresado en el párrafo anterior es la especialización, las actividades de O&M son propias del negocio y están relacionadas con sus características técnicas y requieren un entrenamiento orientado a tal fin; de modo que sus particularidades no pueden ser transferidas a otro tipo de negocio o importadas de otro negocio directamente. Mientras que las actividades de administración al ser genéricas se pueden desplazar con algunas adaptaciones entre negocios diferentes.

Otras diferencias tienen que ver con la magnitud de las actividades con relación al tamaño del negocio y su evolución en el tiempo. O&M normalmente es proporcional en relación directa a la extensión y tamaño del negocio y evoluciona en concordancia, es decir, si crece el negocio crece O&M y viceversa. Para administración esta relación no es biunívoca, si bien cabe esperarse que un negocio grande tenga una administración grande pero no en la misma proporción a los tamaños de los negocios. De hecho un negocio pequeño puede tener una administración relativamente grande, pero al crecer la administración puede mantenerse constante hasta que se requiera un salto. Este crecimiento puntual y en momentos precisos de la administración contrasta con el crecimiento sostenido de O&M paralelo al crecimiento del negocio.

En síntesis, el argumento de sustituibilidad entre administración y O&M no es sustentable. Primero por la especialización, no sería posible un paso de factores de administración a O&M puesto que los requerimientos son diferentes. En segundo lugar la proporción entre las magnitudes de administración y O&M no es constante

con relación al tamaño del negocio, en negocios pequeños cabría esperarse una administración relativamente más grande que en negocios más grandes. Finalmente, la dinámica de la evolución temporal es diferente, la administración tiende a crecer manera discreta mediante saltos mientras que O&M tiende a tener una progresión regular paralela al crecimiento del negocio.

Con base en los argumentos anteriores, el consultor considera conveniente analizar separadamente los gastos de administración de los costos de O&M, pues dados los diferentes tamaños de los operadores, las proporciones entre administración y O&M son diferentes pues los operadores están en etapas distintas de su función de producción, de modo que así se pueda garantizar que los resultados comparativos del conjunto de operadores sean válidos y representen los rangos hacia los cuales deban converger en condiciones de eficiencia.

Sin embargo, en esta sección se incluye el modelo agregado de análisis de gastos de AOM para efectos de comparación. Como entradas y salidas del modelo planteado (**AOM**) para el análisis conjunto de la eficiencia relativa de gastos y costos de AOM se tienen las siguientes variables:

Entradas:

1. Costos totales de AOM (GWh/año)

Salidas:

1. Demanda total de energía
2. Longitud de alimentadores
3. Usuarios
4. Calidad (IC)

La Tabla 3.27 presenta las entradas y salidas para 30 de los 32 OR. Debido a que la información de los OR número 9 y 10 está incompleta no se incluyeron en el análisis.

La Tabla 3.28 presenta los resultados de la eficiencia relativa de los OR en los costos de operación y mantenimiento. El indicador “Total CRS” señala la ineficiencia relativa total de la empresa que se debe a la composición de una ineficiencia técnica (“Total VRS”) y a una ineficiencia por factor de escala de la empresa.

La ineficiencia por factor de escala se refiere a que el tamaño de la empresa (utilización de factores) no es la óptima dada la tecnología disponible. Esto se atribuye al hecho que el OR no está en capacidad de controlar sus salidas (la demanda de energía) pues está en la obligación legal de atender a todos los clientes del área de servicio; en consecuencia este tipo de ineficiencia está fuera del control de la operación y del mantenimiento de la red. En cambio, la ineficiencia técnica se orienta a la utilización de recursos dado un tamaño de infraestructura y puede ser optimizado.

El [Anexo 10.4](#) presenta los resultados en detalle del análisis de la eficiencia relativa de 30 Operadores de Red del sistema colombiano con este modelo. Se incluye tabla de datos básicos (Tabla A10.10) para aplicar el método, resultado de indicadores de eficiencia relativa por OR (Tabla A10.11) y comparación de los costos de eficiencia calculados con respecto a los costos registrados por los OR (Tabla A10.12).

De la Tabla 3.28 se observa que los OR 12, 17, 24, 155 y 225 son los más eficientes relativamente y que de los demás OR sus ineficiencias son tanto técnicas como de escala de la empresa.

La técnica de análisis DEA de la eficiencia relativa permite calcular las entradas eficientes de aquellos OR ineficientes tal que se mantenga la salida. Para el caso, para un OR específico se determina cual debería ser la combinación de las entradas tal que se esté en la frontera de eficiencia para poder atender la salida.

La Tabla 3.29 compara los costos de AOM de los OR con respecto a los costos eficientes de AOM. Se incluye la información de energía con la cual puede construirse el indicador “Costo promedio de AOM por kWh” (I3/O2 en la Tabla 3.29). La Figura 3.4 presenta el promedio de este indicador y el histograma construido a partir de los datos de la Tabla 3.29.

El valor promedio del indicador de eficiencia relativa es 0.7686, con una desviación estándar de 0.2451. Para los OR 12, 17, 19, 23, 24, 31, 36, 41, 155, 225 y 287 se tiene que sus indicadores de costo promedio de AOM por kWh corresponden a los de eficiencia relativa, dado que estos son los OR obtenidos bajo el análisis de DEA - VRS.

La Tabla 3.30 muestra una relación entre los OR encontrados como eficientes y el conjunto de los OR sobre los que se tiene efecto en el indicador de costo eficiente de AOM por kWh. Se observa que los OR pequeños y eficientes (OR 12, 155 y 225) no tienen efecto directo sobre los OR grandes y medianos (Tamaño asociado al conjunto red-usuarios).

Se observa, igualmente, que OR con características rurales están principalmente asociados a los OR eficientes con características similares (19 y 24). Igualmente, los grandes OR con gran participación urbana (no exclusivamente) (OR 16, 251 y 252) están relacionados con OR eficientes de características similares (OR 41, 24).

Finalmente, es de señalar que 27 de los OR tienen sus costos agregados de administración, operación y mantenimiento por kWh de eficiencia entre Col-00\$ 6.61 y Col-00\$ 23.66 y el costo promedio se ubica en Col-00\$ 7.50. De mayor utilidad es el costo promedio ponderado de eficiencia, ponderándolo por la energía de cada

sistema. Este costo promedio ponderado de eficiencia en costos de administración, operación y mantenimiento por kWh es de Col-00\$ 10.53 (Tabla 3.31).

Tabla 3.27 Entradas y Salidas Modelo AOM

Operador de Red	Datos						
	DMU	O4	O5	I3	O1	O2	O3
5	1	2,536	0	6,838	128	389	0.769
7	2	229	0		15	50	1.000
12	3	3	0	83	0	2	1.000
14	4	241	0	4,116	43	126	1.000
16	5	4,984	0	110,129	934	5,499	1.000
17	6	436	0	3,384	104	512	0.859
18	7	2,219	0	23,553	283	930	
19	8	13,558	0	20,277	472	1,252	0.987
20	9	1,651	0		37	100	0.488
21	10	10,106	0	22,300	325	1,141	0.830
23	11	2,068	0	11,946	534	550	1.000
24	12	7,571	0	25,642	357	3,500	1.000
28	13	9,910	0	33,491	420	1,397	0.685
31	14	1,638	0	2,283	43	119	0.344
33	15	798	0	1,497	33	75	
35	16	1,161	0	8,179	198	487	
36	17	8,009	0	15,082	357	1,200	0.716
37	18	5,422	0	11,087	183	531	0.960
38	19	2,539	0	8,542	207	612	1.000
40	20	121	0	1,974	44	95	1.000
41	21	17,307	0	94,752	1,863	9,260	1.000
155	22	227	0	164	12	7	0.654
193	23	2,194	0	66,749	429	1,435	1.000
195	24	1,437	0	16,904	266	1,020	1.000
225	25	42	0	93	1	1	1.000
251	26	9,910	0	61,443	585	3,573	
252	27	6,073	0	67,877	736	5,079	
259	28	181	0		13	17	1.000
287	29	4,334	0	10,902	211	554	1.000
501	30	84	0		7	15	
Var. Auxiliar		1	0	1	1	1	1
Descripción de las Entradas y Salidas							
O4	Longitud Alimentadores			km			
I3	Costos de AOM			Millones \$			
O1	Usuarios Alimentadores			Miles			
O2	Demanda Energía del OR			GWh/año			
O3	Calidad			Sin unidad			

Tabla 3.28 Resultados de Análisis DEA Modelo AOM

Operador de Red	Eficiencias		
	Total (CRS)	Técnica (VRS)	Escala
5	0.5474	0.6974	0.7849
7			
12	1.0000	1.0000	1.0000
14	0.2477	0.3578	0.6924
16	0.3315	0.4621	0.7175
17	1.0000	1.0000	1.0000
18	0.3047	0.4002	0.7612
19	0.7362	1.0000	0.7362
20			
21	0.5564	0.7244	0.7681
23	0.6888	1.0000	0.6888
24	0.9977	1.0000	0.9977
28	0.4144	0.5410	0.7660
31	0.7041	1.0000	0.7041
33	0.5921	0.7390	0.8012
35	0.5262	0.6605	0.7966
36	0.7726	0.9999	0.7727
37	0.5556	0.7466	0.7442
38	0.5996	0.9735	0.6159
40	0.4519	0.6649	0.6798
41	0.6995	1.0000	0.6995
155	1.0000	1.0000	1.0000
193	0.1794	0.2277	0.7880
195	0.4372	0.6023	0.7259
225	1.0000	1.0000	1.0000
251	0.4447	0.5302	0.8388
252	0.5083	0.6569	0.7739
259			
287	0.5244	1.0000	0.5244
501			

Tabla 3.29 Costos Eficientes de AOM Modelo AOM (Pesos del 2000)

Operador de Red	Costos AOM Calculados I3 (Millones Col\$)	Costos AOM Eficiencia I3 Efic (Millones Col\$)	I3 Efic/I3 (Eficiencia Relativa)	Energia GWh (O2)	I3/O2 (\$/kWh)	I3 Efic /O2 (\$/kWh)
5	6,838	4,769	0.70	389	17.60	12.27
7		693		50		13.86
12	83	83	1.00	2	45.23	45.23
14	4,116	1,473	0.36	126	32.59	11.66
16	110,129	50,885	0.46	5,499	20.03	9.25
17	3,384	3,384	1.00	512	6.61	6.61
18	23,553	9,427	0.40	930	25.33	10.14
19	20,277	20,277	1.00	1,252	16.20	16.20
20		2,306	0.06	100		23.05
21	22,300	16,155	0.72	1,141	19.54	14.16
23	11,946	11,946	1.00	550	21.70	21.70
24	25,642	25,642	1.00	3,500	7.33	7.33
28	33,491	18,120	0.54	1,397	23.97	12.97
31	2,283	2,283	1.00	119	19.13	19.13
33	1,497	1,106	0.74	75	19.98	14.77
35	8,179	5,402	0.66	487	16.79	11.09
36	15,082	15,080	1.00	1,200	12.57	12.57
37	11,087	8,278	0.75	531	20.86	15.58
38	8,542	8,316	0.97	612	13.95	13.58
40	1,974	1,313	0.66	95	20.78	13.81
41	94,752	94,752	1.00	9,260	10.23	10.23
155	164	164	1.00	7	23.66	23.66
193	66,749	15,201	0.23	1,435	46.53	10.60
195	16,904	10,181	0.60	1,020	16.57	9.98
225	93	93	1.00	1	63.24	63.24
251	61,443	32,577	0.53	3,573	17.20	9.12
252	67,877	44,588	0.66	5,079	13.36	8.78
259		521		17		30.54
287	10,902	10,902	1.00	554	19.69	19.69
501		187		15		12.25

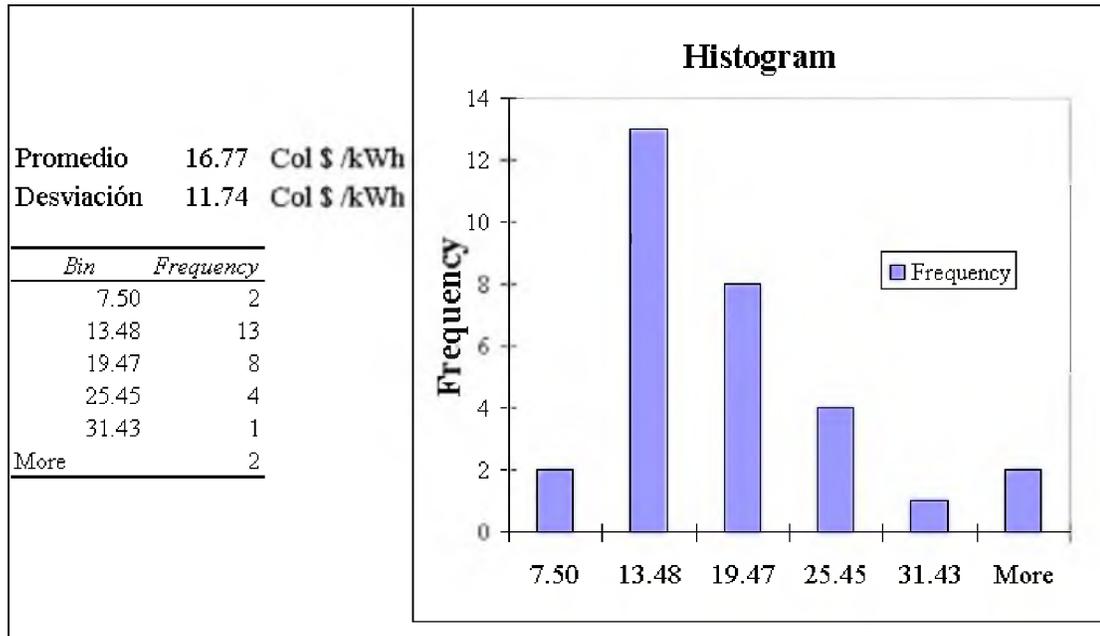


Figura 3.4 Histograma del Indicador "Costo Promedio de Administración, Operación y Mantenimiento por kWh" de Eficiencia - Modelo COM2

Tabla 3.30 Efecto OR Eficientes sobre Ineficientes (Modelo AOM)

OR Eficiente	OR Ineficientes (Efecto en el Indicador de Costo Promedio de AOM mayor al 5%)
12	14, 501
17	5, 17, 18, 28, 35, 36, 501
19	5, 18, 19, 20, 21, 28, 31, 33, 35, 36, 37, 251
23	14, 16, 18, 23, 28, 35, 36, 38, 193, 195, 251
24	16, 18, 21, 24, 28, 36, 38, 193, 195, 251, 252
41	16, 41, 251, 252
155	5, 20, 21, 33, 35, 37, 155, 501
225	7, 14, 37, 38, 40, 193, 195, 225, 259
287	38, 259, 287

Tabla 3.31 Costos Promedio de Eficiencia de Costos de AOM (Modelo AOM)

Indicador	Valor en Col \$ de 2000
Promedio Aritmético	16.77
Promedio Ponderado por Energía de los OR	10.53

3.8 ANÁLISIS HISTÓRICOS DE COSTOS Y GASTOS DE AOM

Tal como se señaló en la sección 3.2.3, no todos los Operadores de Red suministraron la información contable solicitada para el período 1996-2000. De la información suministrada se observan los siguientes casos y características de las mismas:

- Algunos OR reportaron la información de la unidad de negocio de distribución para el período 1996-2000.
- Otros OR suministraron la información agregada de todas las unidades de negocio de la empresa, incluyendo distribución.
- Algunos OR entregaron solo información para los años 1996 y 2000.

Como puede observarse no existe uniformidad en la información entregada en cuanto al período y a la correspondencia de los estados contables de la UN de distribución.

El análisis de los estados contables de los OR para los diferentes años del período ha permitido determinar las siguientes características:

- Pocos OR utilizaron el PUC de la SSPD para llevar sus estados contables de los años 1996 y 1997. En su lugar se guiaban por el plan de cuentas comercial vigente para la fecha. Tal como lo presenta el [Anexo 7](#) de homologación de los PUC de la SSPD y del plan de cuentas comercial de 1996, la cuenta 52 de este último se asocia a algunas de las cuentas del PUC de la SSPD del año 2001.
- Los planes de cuenta de la SSPD claramente identifican la separación de cuentas de gastos de administración y de costos de producción en especial en el manejo de los costos de personal. En cambio en el plan de cuentas comercial de 1996 y de su proceso de homologación con el PUC de la SSPD del 2001, se observa gran dificultad en identificar si los costos de personal son por administración o por producción (más asociado a ventas en el plan comercial). Una vez realizado el proceso de homologación y el cómputo de los gastos de administración y costos de O&M, se detecta que en la gran mayoría de los OR la mayor parte de los costos y gastos quedan asignados a administración y muy poco a la operación y mantenimiento. Tal es el caso que en algunos de los OR, se llega a no tener costo asignado a O&M.
- Para los años 1998 a 2000, la mayor parte de OR manejan sus estados contables guiados por las reglas generales del PUC de la SSPD. Sin embargo, no implica que estén o hallan estado utilizando el PUC de la SSPD para el correspondiente año. Por ejemplo, existen casos donde aún en el año 2000, los OR se guían con el PUC

de la SSPD de 1997. Algunos otros OR (tal como el OR 16) aún a 1999 manejan sus cuentas en forma diferente a lo especificado por el PUC de la SSPD.

De otra parte, en la sección 3.2.3 se presentó una metodología para asignar factores que permitan estimar los costos y gastos correspondientes a la unidad de negocios de distribución a partir de los consolidados o agregados (a nivel de cuentas hasta el 6° dígito) de la empresa, cuando ésta haya suministrado los datos de esta forma. Dicha metodología se basa en la información que los mismos OR reportan a la SSPD por medio del SIVICO. Esta metodología es aplicable en el año 2000 dadas las características de solicitud de información que la SSPD realizó para ese año. Sin embargo, para los años anteriores los reportes de SIVICO no permiten obtener los factores anteriormente descritos. Por tal razón, para los años 1996-1999 se han asignado los mismos factores de repartición que en el 2000, para aquellos OR que entregaron los estados contables agregados de todas sus unidades de negocio.

Sin embargo, se han analizado caso a caso, ya que hay en OR que aunque se suministró la información agregada, se puede deducir cuales cuentas corresponden a la UN de distribución (tal es el caso de los OR 18, 35, 36 y 37).

Para aquellos OR que entregaron los estados contables de la UN de distribución (OR 41, 17) los factores son 1.0.

Como se mencionó anteriormente, del cómputo de los totales de gastos de administración y costos de operación y mantenimiento se tiene:

- Para los años 1996 y 1997 no es conveniente analizarlos en forma independiente sino en forma consolidada, es decir analizar el comportamiento del agregado de AOM.
- Para los años 1998 a 2000 es viable analizar el comportamiento independiente de gastos de administración de los costos de O&M.

Por tal razón, las secciones siguientes presentan un análisis de la evolución de los costos de O&M para el período 1998-2000, gastos de administración para el período 1998-2000 y total de AOM para el período 1996-2000.

3.8.1 Análisis de Costos de O&M 1998-2000

La Tabla 3.32 resume los costos de O&M de los OR en millones de pesos tanto en moneda corriente, como en pesos constantes del año 2000. La Tabla 3.33 presenta para cada uno de los OR (con información de por lo menos dos años) la relación de los costos de O&M de los años 1999 y 1998 con respecto a los del año 2000, calculados a partir de los costos referidos en moneda constante del año 2000.

Tabla 3.32 Costos de O&M de los OR 1998-2000

Operador de Red	Costos de O&M (Millones Col \$) (1)			Costos de O&M (Millones Col-00 \$) (2)		
	2000	1999	1998	2000	1999	1998
5	4,514	6,429	5,149	4,514	7,023	6,564
7				-	-	-
12	16	26		16	29	-
14	3,068			3,068	-	-
16	68,949			68,949	-	-
17	669	562	609	669	614	776
18	18,962			18,962	-	-
19	9,452			9,452	-	-
20				-	-	-
21	13,963	6,195		13,963	6,767	-
23	5,179	9,666	6,181	5,179	10,558	7,879
24	15,664			15,664	-	-
28	25,081	20,702	15,752	25,081	22,613	20,080
31	1,683	1,166	2,950	1,683	1,273	3,761
33	882			882	-	-
35	3,523	2,754	4,475	3,523	3,009	5,704
36	13,961		13,038	13,961	-	16,620
37	7,609	8,250	8,290	7,609	9,011	10,567
38	5,105	4,755	4,140	5,105	5,194	5,277
40	1,406	1,268		1,406	1,385	-
41	73,782	98,497	112,774	73,782	107,588	143,755
155	86	123	43	86	135	55
193	49,876			49,876	-	-
195	11,524			11,524	-	-
225	40	34	36	40	37	46
251	42,889	28,474		42,889	31,102	-
252	51,407	43,092		51,407	47,069	-
259		-		-	-	-
287	7,620	7,029	6,846	7,620	7,677	8,727
501				-	-	-

(1) Pesos Corrientes; (2) Pesos Constantes del Año 2000

Tabla 3.33 Relación de Costos de O&M Relativos al Año 2000

OR	2000	1999	1998
12	1.00	1.84	-
17	1.00	0.92	1.16
21	1.00	0.48	-
23	1.00	2.04	1.52
28	1.00	0.90	0.80
31	1.00	0.76	2.23
35	1.00	0.85	1.62
36	1.00	-	1.19
37	1.00	1.18	1.39
38	1.00	1.02	1.03
40	1.00	0.99	-
41	1.00	1.46	1.95
155	1.00	1.57	0.65
225	1.00	0.91	1.13
251	1.00	0.73	-
252	1.00	0.92	-
287	1.00	1.01	1.15

De la Tabla 3.33 puede observarse las siguientes características de comportamiento:

- Los OR 12, 23, 36, 37, 38, 41 y 287 presentan un descenso del total de los costos de O&M durante el período 1998-2000. Merece especial atención el OR 41 que en el lapso de 3 años ha reducido sus costos de O&M en un 50 % (en términos de pesos constantes), pasando de Col-00 \$ 143,755 millones de pesos a Col-00 \$ 73,782. En casos como este último y considerando el hecho que durante el período comprendido el tamaño de la red del sistema de distribución del OR no se reduce y que puede decirse que mantiene la demanda de energía, se puede afirmar que está fuerte reducción en costos de O&M se traduce como un mejoramiento de la eficiencia del OR. Adicionalmente, es de señalar que en los análisis de eficiencia relativa de los costos de O&M, el OR 41 es uno de los que se ubica en la frontera de eficiencia dentro del ámbito local.

Los OR 12 y 287 que presentan igualmente el descenso continuo en costos de O&M, también se han ubicado en la frontera de eficiencia relativa de costos de O&M.

El OR 23 presenta una fuerte reducción de costos aunque en comportamiento diferente a los otros OR señalados en este numeral. Previo a la reducción del año 2000, se observa un fuerte incremento durante el año 1999 con respecto a 1998.

- El OR 28 presenta incremento en costos de O&M durante los 3 años; mientras que los OR 17, 21, 28, 31, 35, 225, 251 y 252 muestran un incremento en costos de O&M del año 1999 al año 2000, que en casos como el OR 21 representa duplicar dichos costos.

Es de señalar que dado que el OR 17 está en la frontera de eficiencia encontrada por medio del análisis DEA (Modelos COM2 y COM2a) y que sus costos en el año 1999 fueron inferiores, se puede inferir que la eficiencia absoluta de este OR puede mejorar. Igualmente, obsérvese que este OR redujo sus costos de O&M del año 1998 al año 2000, en forma importante.

- Los OR 31, 35 y 225 muestran fuertes oscilaciones en los costos de O&M durante el período 1998-2000. Sin embargo, en los tres casos los costos en el año 1999 son mucho menores a los del año 2000. Comparando el efecto total (98-00) en los dos primeros OR se observa una reducción apreciable de los costos de O&M de ordenes similares a los registrados por los OR 12 y 41 de los cuales se comentó anteriormente.

Los comentarios y observaciones anteriores permiten concluir que en general ha habido una reducción en los costos de operación y mantenimiento incurridos por los OR. Esto a su vez muestra que a partir del análisis anterior no es evidente señalar atipicidad en los costos de O&M asumidos en el año 2000 por los OR. Adicionalmente, se ha observado que 4 de los OR (12, 17, 41 y 287) que se ubicaron en la frontera de eficiencia (del análisis del año 2000) reflejan un mejoramiento en la eficiencia en sus costos de O&M durante el período 1998-2000. De los otros OR ubicados en la frontera de eficiencia (por los modelos COM2 y COM2a) no se cuenta con información contable completa para los años 1998 y 1999.

3.8.2 Análisis de Gastos de Administración 1998-2000

La Tabla 3.34 muestra los gastos de administración de los OR para el período 1998-2000 tanto en millones de pesos corrientes como en pesos constantes del año 2000. La Tabla 3.35 presenta para cada uno de los OR (con información de por lo menos dos años) la relación de los costos de administración de los años 1999 y 1998 con respecto a los del año 2000, calculados a partir de los costos referidos en moneda constante del año 2000.

Tabla 3.34 Gastos de Administración de los OR 1998-2000

Operador de Red	Gastos de Admon (Millones Col \$) (1)			Gastos de Admon. (Millones Col-00 \$) (2)		
	2000	1999	1998	2000	1999	1998
5	2,324	1,764	2,158	2,324	1,927	2,750
7	268			268	-	-
12	68	68		68	74	-
14	1,047			1,047	-	-
16	41,180			41,180	-	-
17	2,715	4,078	3,264	2,715	4,455	4,161
18	4,591			4,591	-	-
19	10,825			10,825	-	-
20	1,298			1,298	-	-
21	8,337	5,340		8,337	5,833	-
23	6,767	8,199	9,211	6,767	8,956	11,742
24	9,979			9,979	-	-
28	8,410	7,073	8,426	8,410	7,726	10,741
31	600	502	298	600	548	380
33	615			615	-	-
35	4,656	3,682	5,488	4,656	4,022	6,996
36	1,120		1,870	1,120	-	2,383
37	3,479	2,986	1,669	3,479	3,261	2,128
38	3,437	2,227	1,867	3,437	2,433	2,380
40	568	409		568	447	-
41	20,970	29,907	54,572	20,970	32,668	69,563
155	78	39	28	78	42	35
193	16,873			16,873	-	-
195	5,380			5,380	-	-
225	52	29	28	52	31	35
251	18,554	33,957		18,554	37,092	-
252	16,470	28,146		16,470	30,744	-
259	83	196		83	214	-
287	3,282	2,741	2,147	3,282	2,994	2,737
501	215			215	-	-

(1) Pesos Corrientes; (2) Pesos Constantes del Año 2000

Tabla 3.35 Relación de Gastos de Administración Relativos al Año 2000

OR	2000	1999	1998
12	1.00	1.09	-
17	1.00	1.64	1.53
21	1.00	0.70	-
23	1.00	1.32	1.74
28	1.00	0.92	1.28
31	1.00	0.91	0.63
35	1.00	0.86	1.50
36	1.00	-	2.13
37	1.00	0.94	0.61
38	1.00	0.71	0.69
40	1.00	0.79	-
41	1.00	1.56	3.32
155	1.00	0.54	0.45
225	1.00	0.60	0.67
251	1.00	2.00	-
252	1.00	1.87	-
259	1.00	2.57	-
287	1.00	0.91	0.83

De la Tabla 3.35 puede observarse las siguientes características de comportamiento:

- Los OR 12, 17, 23, 28 y 35 (al observar el período completo), 36, 41, 251, 252 y 259 presentan un descenso del total de los gastos de administración durante el período 1998-2000. Merece especial atención el OR 41 que en el lapso de 3 años ha reducido sus gastos de administración en un 70 % (en términos de pesos constantes), pasando de Col-00 \$ 69,563 millones de pesos a Col-00 \$ 20,970. Dada la forma escalonada como se ha efectuado dicha reducción en dicho período se puede concluir que el fuerte descenso se debe a una acción de mejoramiento en la eficiencia administrativa de la empresa. Adicionalmente, es de señalar que en los análisis de eficiencia relativa de los gastos de administración, el OR 41 es uno de los que se ubica en la frontera de eficiencia dentro del ámbito local.

Los otros OR presentan también una fuerte reducción de gastos de administración (alrededor del 50%) aunque en menor grado con respecto al OR 41.

- Los OR 21, 31, 37, 38, 40, 155, 225 y 287 muestran un incremento en gastos de administración durante el período analizado, que en casos como el OR 38 representa duplicar dichos costos.

Los comentarios y observaciones anteriores permiten concluir que hay dos grupos de OR, uno donde se evidencia un mejoramiento de la eficiencia en los gastos de administración. El otro grupo está formado por empresas donde conservan sus gastos de administración y otros donde se han incrementado apreciablemente.

3.8.3 Análisis de AOM 1996-2000

La Tabla 3.36 presenta el consolidado de gastos y costos de AOM para el período 1996-2000, tanto en pesos corrientes como en pesos constantes del año 2000. La Tabla 3.37 presenta para cada uno de los OR la relación de los costos de AOM de los años 1996 a 1999 con respecto a los del año 2000, calculados a partir de los costos referidos en moneda constante del año 2000.

Tabla 3.36 Consolidado de Costos de AOM de los OR 1996 - 2000

Operador de Red	Costos de AOM (Millones Col \$)				
	2000	1999	1998	1997	1996
5	6,838	8,193	7,307	6,030	4,607
7	268				
12	83	94	86	51	24
14	4,116				
16	110,129				
17	3,384	4,641	3,873		
18	23,553				6,360
19	20,277		20,629	17,338	14,772
20	1,298				
21	22,300	11,535			
23	11,946	17,865	15,393	10,944	6,332
24	25,642				
28	33,491	27,775	24,179	18,427	18,074
31	2,283	1,668	3,249	1,338	
33	1,497				
35	8,179	6,436	9,963	5,622	4,482
36	15,082		14,908		
37	11,087	11,235	9,959		
38	8,542	6,983	6,007	5,198	
40	1,974	1,677		1,340	676
41	94,752	128,404	167,346		
155	164	162	71	157	
193	66,749				
195	16,904				8,618
225	93	62	64	235	146
251	61,443	62,432			
252	67,877	71,238			
259	83	196			
287	10,902	9,770	8,994	6,911	5,852
501	215				
OR con información agregada de AOM					

**Tabla 3.36 Consolidado de Costos de AOM de los OR 1996 - 2000
(Continuación)**

Operador de Red	Costos de AOM (Millones Col \$) - Pesos Constantes del año 2000 -				
	2000	1999	1998	1997	1996
5	6,838	8,949	9,314	9,045	8,405
7	268	-	-	-	-
12	83	103	110	77	44
14	4,116	-	-	-	-
16	110,129	-	-	-	-
17	3,384	5,069	4,937	-	-
18	23,553	-	-	-	11,604
19	20,277	-	26,296	26,008	26,953
20	1,298	-	-	-	-
21	22,300	12,600	-	-	-
23	11,946	19,514	19,621	16,417	11,553
24	25,642	-	-	-	-
28	33,491	30,339	30,821	27,642	32,978
31	2,283	1,822	4,141	2,007	-
33	1,497	-	-	-	-
35	8,179	7,031	12,700	8,433	8,177
36	15,082	-	19,003	-	-
37	11,087	12,272	12,695	-	-
38	8,542	7,627	7,657	7,798	-
40	1,974	1,832	-	2,011	1,234
41	94,752	140,256	213,318	-	-
155	164	177	91	235	-
193	66,749	-	-	-	-
195	16,904	-	-	-	15,724
225	93	68	81	353	267
251	61,443	68,194	-	-	-
252	67,877	77,813	-	-	-
259	83	214	-	-	-
287	10,902	10,671	11,464	10,367	10,677
501	215	-	-	-	-

Tabla 3.37 Relación de Costos de AOM Relativos al Año 2000

OR	2000	1999	1998	1997	1996
12	1.00	1.23	1.32	0.92	0.53
17	1.00	1.50	1.46	-	-
19	1.00	-	1.30	1.28	1.33
21	1.00	0.57	-	-	-
23	1.00	1.63	1.64	1.37	0.97
28	1.00	0.91	0.92	0.83	0.98
31	1.00	0.80	1.81	0.88	-
35	1.00	0.86	1.55	1.03	1.00
36	1.00	-	1.26	-	-
37	1.00	1.11	1.15	-	-
38	1.00	0.89	0.90	0.91	-
40	1.00	0.93	-	1.02	0.62
41	1.00	1.48	2.25	-	-
155	1.00	1.08	0.55	1.43	-
225	1.00	0.74	0.87	3.81	2.88
251	1.00	1.11	-	-	-
252	1.00	1.15	-	-	-
259	1.00	2.57	-	-	-
287	1.00	0.98	1.05	0.95	0.98

3.9 METODOLOGÍA DE DISTRIBUCIÓN DE COSTOS Y GASTOS POR NIVELES DE TENSIÓN

Tal como se mencionó en la sección 3.6, la distribución de los costos y gastos asociados a la administración, operación y mantenimiento (AOM) por niveles de tensión tiene su efecto en la estructura tarifaria. En esta sección se plantea una forma (Alternativa 1) de distribuir los costos totales de AOM por niveles de tensión y con base en la energía útil de cada nivel se obtiene el costo promedio por kWh.

La dificultad de aplicación de la Alternativa 1, en la distribución de costos de O&M, radica en la necesidad de contar con el total estimado de longitud de redes de cada nivel de tensión por parte de los OR, lo cual puede generar problemas de aplicación en el Nivel de Tensión I.

Para subsanar este posible inconveniente, se plantea la Alternativa 2, la cual difiere de la Alternativa 1 en la forma como se obtiene la información relativa a la longitud de

la red de nivel 1 de cada OR. En lugar de ser éste un dato suministrado de un inventario del OR, éste será un valor estimado.

Una tercera alternativa se plantea para aplicar el costo de AOM consistente con los costos de eficiencia calculados con la metodología DEA, que se basa en un cargo tipo estampilla por cada kWh suministrado.

3.9.1 Alternativa 1

3.9.1.1 Administración

La distribución del rubro de administración (A) puede realizarse equitativamente entre los diferentes niveles de tensión existentes en el sistema de distribución de un OR (generalmente 3 o 4 niveles), considerando que la administración participa con su gestión y apoyo en los procesos de compra, contratación y manejo de recursos humanos de una forma aproximadamente igual para los diferentes niveles de tensión. Incluso los pliegos para la compra, la interventoría de los elementos de las redes son los mismos y lógicamente los trámites para el pago también son iguales por tanto se puede utilizar el mismo criterio de distribución por partes iguales.

Teniendo en cuenta lo anterior se tiene que:

$$CA_I = 0.25 CA_T$$

$$CA_{II} = 0.25 CA_T$$

$$CA_{III} = 0.25 CA_T$$

$$CA_{IV} = 0.25 CA_T$$

donde CA_T es el costo total de administración del Operador de Red; mientras que CA_I , CA_{II} , CA_{III} y CA_{IV} son los costos de administración asignados a cada uno de los niveles de tensión existentes en el sistema de distribución del OR. En la distribución anterior se ha asumido la existencia de los 4 niveles para propósitos de generalización, en caso de solo existir 3 niveles el coeficiente de repartición será 0.33.

Para cada OR se cuenta con un balance de energía de donde se obtiene la energía útil de cada uno de los niveles de tensión (EU_I , EU_{II} , EU_{III} y EU_{IV}), de tal forma que pueda calcularse el costo medio de administración (CMA) por cada nivel como:

$$CMA_I = CMA_{II} + \frac{CA_I}{EU_I}$$

$$CMA_{II} = CMA_{III} + \frac{CA_{II}}{EU_{II}}$$

$$CMA_{III} = CMA_{IV} + \frac{CA_{III}}{EU_{III}}$$

$$CMA_{IV} = \frac{CA_{IV}}{EU_{IV}}$$

3.9.1.2 Operación y Mantenimiento

Como se ha mencionado anteriormente, los gastos de operación y mantenimiento (O&M) son de difícil separación a partir de las subcuentas contables de la Cuenta 7. Tal como se señaló en la sección 3.2.2, existen subcuentas claramente identificables o bien como de actividades de operación o bien de mantenimiento. Sin embargo, la mayoría de las subcuentas no son identificables y son clasificadas como de O&M. Dado lo anterior, la repartición por niveles de tensión de los gastos de O&M se hace en forma conjunta.

Para esta repartición por niveles de tensión es perfectamente viable vincular la proporcionalidad de los reconocimientos de los mantenimientos a la longitud de las redes en cada uno de los niveles de tensión, dato conocido en cada uno de los OR, ya que es claro que se emplean unos recursos de mano de obra y equipos con unos rendimientos conocidos en la práctica para los trabajos requeridos.

Así mismo se requiere considerar las eficiencias (o rendimientos) de los trabajos de mantenimiento, puesto que estos pueden variar en función del nivel de tensión. Las eficiencias (o rendimientos) se deben expresar en kilómetro/hombre-día.

Con base en estos dos parámetros que deberán reportar los OR para cada nivel de tensión, se propone una repartición del total de costos de O&M (COM_T) de la siguiente manera:

$$COM_I = \frac{\omega_1 L_1}{\sum_{i=1}^4 \omega_i L_i} \times COM_T$$

$$COM_{II} = \frac{\omega_2 L_2}{\sum_{i=1}^4 \omega_i L_i} \times COM_T$$

$$COM_{III} = \frac{\omega_3 L_3}{\sum_{i=1}^4 \omega_i L_i} \times COM_T$$

$$COM_{IV} = \frac{\omega_4 L_4}{\sum_{i=1}^4 \omega_i L_i} \times COM_T$$

donde COM_I , COM_{II} , COM_{III} y COM_{IV} son los costos de O&M asignados al OR en cada uno de los niveles de tensión, L_i es la longitud de red del nivel de tensión i , ω_i son los inversos de las eficiencias (o rendimientos) de los mantenimientos promedio por unidad de longitud expresadas en km/hombre-día.

De esta forma se está haciendo una ponderación con base en una estimación aproximada de la utilización de recursos por parte del OR en cada uno de los niveles de tensión.

De otra parte, para cada OR se cuenta con un balance de energía de donde se obtiene la energía útil de cada uno de los niveles de tensión (EU_I , EU_{II} , EU_{III} y EU_{IV}), de tal forma que pueda calcularse el costo medio de O&M ($CMOyM$) por cada nivel como:

$$CMOyM_I = CMOyM_{II} + \frac{COM_I}{EU_I}$$

$$CMOyM_{II} = CMOyM_{III} + \frac{COM_{II}}{EU_{II}}$$

$$CMOyM_{III} = CMOyM_{IV} + \frac{COM_{III}}{EU_{III}}$$

$$CMOyM_{IV} = \frac{COM_{IV}}{EU_{IV}}$$

3.9.2 Alternativa 2

La Alternativa 2 no difiere de la Alternativa 1 en su forma de aplicación. La Alternativa 2 propone que se emplee un estimado para cada OR de la longitud de red de nivel 1 de tensión (L_1).

Esta estimación la podrá realizar tanto cada OR como la CREG con base en la siguiente información que disponen ambos agentes:

- Número de transformadores (n_i) de distribución para cada sistema tipo (i) de baja tensión de acuerdo con la tipificación realizada en este estudio (Tabla 2.24 y Tabla 2.25), teniendo en cuenta las características de número de fases, capacidad y localización (urbana o rural).
- Porcentaje de transformadores con red secundaria (p)

Para cada tipo de sistema de baja tensión asociado al transformador con red secundaria se aplican los modelos de redes típicas halladas en este estudio (Tabla 2.24 y Tabla 2.25) que, junto con el número de transformadores por tipo, permitirán estimar la longitud de red secundaria o de nivel de tensión 1, así:

$$L_1 = \sum p n_i r_i l_i$$

donde:

n_i es el número de transformadores del tipo I (los tipos son todos aquellos incluidos en la Tabla 2.24 y la Tabla 2.25, por ejemplo 15_U_B)

r_i es el número de ramales para el tipo I de transformación (para el transformador 15_U_B es 2)

l_i es la longitud del ramal asociado Al tipo I de transformación (para el transformador 15_U_B es 204 m)

p es el porcentaje de transformadores que poseen red secundaria en el sistema del OR.

3.9.3 Alternativa 3

Esta alternativa no busca distribuir los gastos de AOM por niveles de tensión, sino se basa en aplicar a cada kWh un cargo tipo estampilla que representa el costo de AOM de eficiencia calculado con la metodología DEA para cada OR. Es decir, el cargo por AOM por kWh será:

$$CMA + CMOyM = \frac{CA_T + COM_T}{EU}$$

donde CA_T es el costo total de administración del Operador de Red, COM_T es el total de costos de O&M y EU es el total de energía útil de entrada al sistema. El resultado (estampilla) representa la suma de los costos de eficiencia calculados.

3.10 EXPERIENCIA INTERNACIONAL EN LA REGULACIÓN DE AOM EN DISTRIBUCIÓN

Esta sección tiene por objeto presentar el estado de la regulación en otros países en materia de regulación de la componente de administración, operación y mantenimiento (AOM) en los cargos por uso de la red de distribución. En Australia, Reino Unido, Noruega y Holanda se han realizado estudios para evaluar la competencia por técnicas de comparación. Con la excepción de Reino Unido, en los otros tres países los entes reguladores han empleado como técnica de análisis el DEA y han establecido prácticas regulatorias con base en los resultados de estos estudios.

3.10.1 New South Wales (Australia)

El cálculo de los cargos por uso de la red de distribución (DUoS) en Gales del Sur (Australia) se base en un cálculo de los ingresos requeridos por los conceptos de: retorno de capital y costos de operación y mantenimiento.

Los costos de O&M se calculan a partir del año base (1997/98) por medio del ajuste por inflación más 0.5% anual menos el objetivo anual de eficiencia establecido para cada operador bajo un análisis de eficiencia relativa DEA.

La metodología DEA se empleó para determinar los costos de eficiencia relativa de O&M. Estos costos se definen como los costos objetivo, y a partir de estos y de los costos de O&M del año base, se determinó el porcentaje de costos de O&M a reducir en el período tarifario (5 años) y se estableció una transición de los costos actuales de O&M a los costos esperados u objetivo [16].

Se incluye un ajuste de 0.5 % asociado al crecimiento anual en ventas de energía.

Con la aplicación de la metodología DEA, se promueve por parte del ente regulador (IPART) la aplicación de prácticas eficientes de operación y mantenimiento de los distribuidores de electricidad.

La Tabla 3.38 presenta un ejemplo para un distribuidor (Energy Australia) que atiende más de 1.3 millones de usuarios. Los costos de eficiencia de O&M fueron calculados con la metodología DEA y a partir de estos y de los costos del año base

(1997/1998) se establecieron los costos de eficiencia que se deberían tener en cada año (ajustándolos con la inflación).

Para el primer año del período tarifario los costos de O&M (a reconocer) corresponden al 5.36% del valor de los activos eléctricos regulables. Este porcentaje se mantiene aproximadamente constante, reduciéndose ligeramente para el último año del período a un 5.32%. La Figura 3.5 presenta la proyección de los costos de eficiencia de O&M por usuario y por kWh, para este distribuidor.

Tabla 3.38 Ejemplo Proyección Costos de O&M Energy Australia (Doláres Australianos Corrientes)

EnergyAustralia Core Assumptions	1999/00	2000/01	2001/02	2002/03	2003/04
Regulatory Asset Base ¹ (\$000)	3,837,028	3,913,611	3,992,069	4,080,644	4,183,937
Operating Costs (\$000)	205,662	209,673	213,866	218,144	222,607
Capital Expenditure per Worley review (\$000)	147,745	166,492	163,408	189,135	206,358
Depreciation (\$000)	174,399	182,496	190,906	199,810	209,332
Network Sales (GWh)	23,438	23,907	24,385	24,873	25,370
Sales Growth (%)	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%

¹ Includes transmission assets

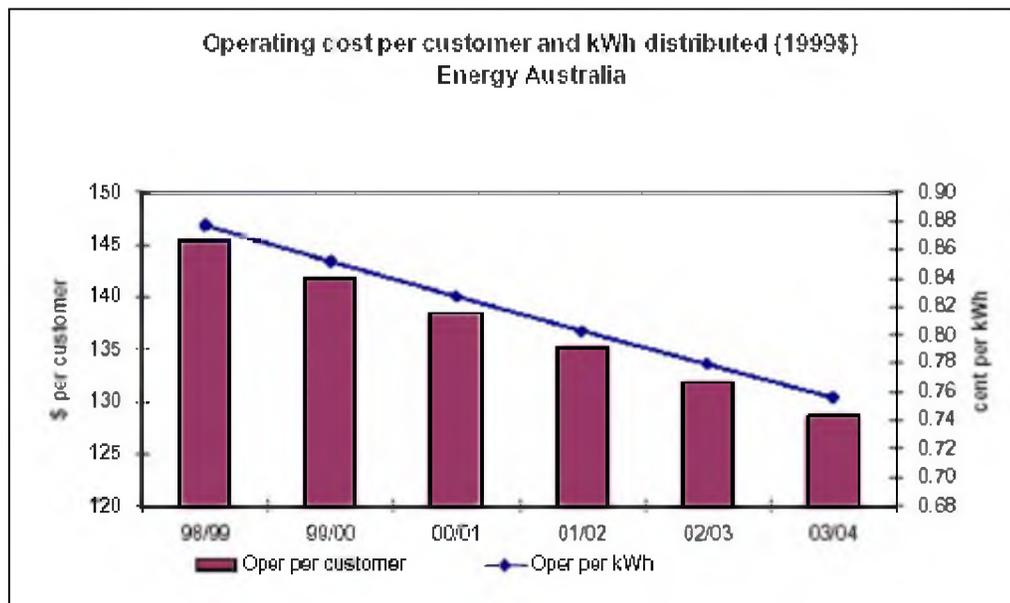


Figura 3.5 Proyección Costos Eficientes de O&M Energy Australia (Doláres Australianos)

La relación de costos de eficiencia de O&M con respecto al valor de activos es diferente para cada uno de los distribuidores.

Tabla 3.39 Objetivo de Relación Costos O&M Eficiencia / Valor Activos (a Nuevo) –Gales del Sur, Australia- Año 5° del período tarifario Error! Marcador no definido.

Distribuidor	Usuarios (en 1998)	Costos de O&M Eficiencia / Valor Activos (a Nuevo) – Base Regulatoria- [%]
Energy Australia	1'370.000	5.32 %
Integral Energy	739.322	8.86%
North Power	350.798	6.78%
Great Southern Energy	225.841	7.87%
Australia Inland Energy	19.046	12.38%
Advance Energy	117.613	11.63%

3.10.2 Gran Bretaña

A Diciembre de 2000, Gran Bretaña contaba 14 distribuidores de red licenciados, quienes operan sus sistemas en las áreas de aprobación. Existen diferencias significativas en el nivel y en la estructura de los cargos entre los diferentes distribuidores [17] y cada empresa construye sus redes cumpliendo ciertos mínimos estándares. Las características técnicas y demográficas afectan los costos de suministro, operación y mantenimiento de los sistemas de distribución.

La Condición 8 de la Licencia de Suministro de Electricidad Pública (Public Electricity Suply License PES) trata con los cargos por uso del sistema de distribución (DUoS). Bajo esta condición los distribuidores publican los cargos por uso, conexión y medida del servicio. Algunos de estos servicios son sujetos a control de precios por parte del OFGEM. Sin embargo, aquellos que no son controlados son sometidos a la competencia. Entre los cargos no controlados pero sometidos a competencia están los cargos de conexión.

Los DUoS comprenden cargos fijos y variables y son calculados con base en la metodología de costo incremental de largo plazo. Los elementos fijos de los cargos, incluyen aquellos cargos que reflejan los costos de proveer el servicio y que están relacionados con el usuarios, tales como costos de O&M de la conexión y los activos de medición.

Las empresas de distribución de electricidad manejan diferentes políticas con respecto a los costos de O&M, así por ejemplo:

- Eastern Electricity. Los costos de O&M son tratados como cargo de los activos (porcentaje de los activos eléctricos) e incluido en la metodología de evaluación del costo incremental de largo plazo y usando una tasa de descuento del 6.5%.
- London Electricity. El costo total de las actividades de control de operación, mantenimiento programado, mantenimiento no programado y reparaciones es evaluado. Luego se cuantifica este costo como un porcentaje del costo de los activos. Ambos costos son incluidos como un costo de capital anualizado, generalmente calculado con una tasa de descuento del 6.5% y con una vida útil de 40 años.
- Midlands Electricity. Las actividades asociadas a O&M están relacionadas con las reparaciones y operación de los activos eléctricos. Además, se incluyen los costos asociados al control de operación y administración de información. Con base en un modelo de refuerzo del sistema de distribución (una red muestra para 500 MW), se determinan los nuevos activos y el costo de mantenerlos. El resultado de la relación de costos de O&M con respecto a los activos del modelo de refuerzo del sistema de distribución se aplica a todos los activos de la empresa. El costo total de O&M es 22% del valor inicial de los activos (es decir 2% anual) con vida útil de 20 años y es del 27% (es decir 1.91% anual) para activos con vida útil de 40 años.
- Northern Electric. Con base en un modelo de sistema (sistema de comparación de 500 MW) se evalúa el valor de los activos requeridos para atender la demanda incremental y se anualiza. El costo de O&M se representan como un porcentaje del valor de los activos regulados. El costo de O&M es el 0.98% por año del valor inicial de los activos.
- NorWeb. Utiliza un modelo de costo incremental de largo plazo con base en un sistema de comparación de 500 MW. Los costos de O&M incluidos en el modelo reflejan los costos anuales como un porcentaje del valor de los activos.

Los distribuidores, en general, señalan que los costos anuales de O&M considerados en el cargo por uso del sistema de distribución están entre el 0.98% y el 2.25% (South Western Electricity) del valor de los activos.

En la actualidad, el OFGEM (Ente Regulador) está estudiando las alternativas de promover la competencia como ambiente regulatorio y no limitar éste solo a un control de precios [18].

3.10.3 Noruega

En Noruega la regulación establecida por el NVE (“Norwegian Water Resources and Energy Directorate”) en cuanto a tarifas establece el cálculo de los ingresos de las empresas de energía eléctrica incluyendo el retorno de capital sobre el total de las inversiones incluyendo los costos de operación y mantenimiento de las redes [19].

Al inicio de cada período regulatorio el NVE revisa los valores de entrada requeridos para el cálculo anual de los ingresos de las empresas, estableciendo a su vez los requerimientos de eficiencia que aplicaran en el cálculo anual de ingresos permitidos. Los requerimientos de eficiencia consisten de los siguientes componentes:

- Un requerimiento general de eficiencia del 1.5% aplicable a todas las empresas
- Un requerimiento individual por empresa que se diferencia entre los diferentes operadores de red con base en un análisis de eficiencia comparativa.

Para el análisis del requerimiento individual de eficiencia en las redes de distribución y transmisión regional se emplea la metodología DEA-VRS para dicho análisis [20]. Con esta metodología se determinó que el requerimiento individual de eficiencia varía entre 0% y 3% anual en función del operador de red para el período regulatorio 1997-2001 y calculado con información del año 1994/95 y máximo de 1.1% para el período regulatorio 2002-2006, calculado con información de los años 1996 a 1999.

3.10.4 Holanda

El DTE (Oficina para la Regulación de Energía) [21] señala que el propósito regulatorio en cuanto a las tarifas de distribución de electricidad es promover la eficiencia por comparación. De esta forma, se espera que las empresas ineficientes se muevan a la frontera de eficiencia en un período de transición. El análisis de comparación se realiza por técnicas de benchmarking tipo DEA-VRS, seleccionando esta técnica por las características y limitaciones en la información existente. La técnica se emplea para determinar los costos de eficiencia de O&M para cada una de las empresas.

Con base en lo anterior el DTE estableció para dos compañías de distribución que los costos de operación y mantenimiento controlables con respecto al total del ingreso permitido es de 24.5 % para Netbeheerder Centraal Overijssel y de 31.6 % para ONS Netbeheer [23].

3.11 RESULTADOS Y RECOMENDACIONES

Este capítulo ha presentado las metodologías, análisis de información y resultados obtenidos del estudio sobre las actividades de administración, operación y mantenimiento en todos los niveles de tensión desarrollado por Consultoría Colombiana s.a. bajo el contrato No. 28 de 2001.

Esta sección resume los principales resultados obtenidos en desarrollo del estudio y presenta las recomendaciones finales del consultor.

3.11.1 Resultados

En el desarrollo del presente estudio se obtuvieron los siguientes resultados en cuanto a los siguientes aspectos:

- Análisis de la información contable de los OR
- Aplicación del análisis de eficiencia relativa de gastos de administración y costos de operación y mantenimiento

Adicionalmente como soporte para la CREG, se ha entregado a ésta una base de datos con la información contable.

3.11.1.1 Análisis Información Contable

El proceso de suministro de la información contable por parte de los OR en respuesta a la Circular 039 de 2001 tomó varios meses, siendo decisión de la CREG esperar hasta el 30 de marzo para recibir información a emplear en este estudio.

De los análisis de la información recibida se ha encontrado lo siguiente con respecto a la forma como los OR han manejado la información durante el período 1996-2000:

- Algunos OR llevan sus cuentas contables con base en Planes de Cuentas de años anteriores sin haber realizado las actualizaciones correspondientes, encontrándose casos en los que aún se maneja el Plan de Cuentas Comercial de 1996 para el manejo de la contabilidad del 2000 y otros donde han usado el mismo PUC de la SSPD desde 1997.
- Se han encontrado casos OR donde se han creado cuentas que no están definidas por la SSPD en el PUC del respectivo año.
- Otros casos donde se encuentra que la codificación de las cuentas que emplea el OR no corresponde a la forma definida en el PUC, llegándose a encontrar que en

la cuenta 5 se manejan las cuentas de ingreso, las cuales originalmente están clasificadas en el PUC de la SSPD como cuenta 4.

- Igualmente, se encuentran algunas empresas que han empleado el PUC respectivo de cada año.
- Un aspecto crítico es que varios OR reportan sus estados contables a nivel agregado de todas las unidades de negocio que conforman la empresa (Integración Vertical). Además, el reporte de suministro de la información realizado por Internet a la CREG es tal que la información de la empresa agregada ha sido cargada tanto en distribución como en comercialización.

Se tienen casos donde se suministra la cuenta 5 en forma agregada para la empresa, mientras que las cuentas 6 y 7 si están reportadas para la Unidad de Negocios de Distribución.

Dados los aspectos anteriores, el consultor desarrolló varios procesos explicados en este capítulo con el fin de obtener la información contable útil y aplicable al estudio. De ello se obtuvieron los siguientes resultados:

- Definición de criterios de clasificación de gastos de AOM, identificando los componentes de los costos operativos, costos de mantenimiento, gastos administrativos.
- Identificación de costos de O&M y gastos de administración de estados contables con base en el Plan Único de Cuentas, incluyendo un proceso de homologación de los PUC del período 1996 a 2000.
- Factores de repartición de costos y gastos aplicables para la estimación de estos ítems asociados a las unidades de distribución de energía eléctrica de aquellos Operadores de Red cuya información contable se encuentra agregada para todas sus unidades de negocio.

3.11.1.2 Aplicación Análisis de Eficiencia Relativa

El consultor ha realizado en este capítulo la descripción de la metodología DEA para el análisis de la eficiencia relativa, presentando la experiencia internacional en la aplicación de dicha metodología en el análisis de la distribución de energía eléctrica.

Del desarrollo de los modelos, análisis de las variables involucradas y de su aplicabilidad en el caso colombiano, se obtuvieron los siguientes resultados:

- Se desarrolló 1 modelo para análisis de la eficiencia relativa de la actividad de administración.
- Se desarrollaron 2 modelos para análisis de la eficiencia relativa de las actividades de operación y mantenimiento
- Se desarrolló 1 modelo para el análisis agregado de la eficiencia relativa de las actividades de administración, operación y mantenimiento.

La Tabla 3.40 presenta una comparación del cálculo de los costos de eficiencia usando los modelos separados para análisis de gastos de administración (GA) y costos de O&M (COM2), con respecto al modelo agregado de análisis de AOM. Igualmente, la Tabla 3.40 incluye una comparación de los costos totales reportados por los OR y estimados a partir de la información contable que estos suministraron a la CREG.

Las diferencias entre el modelo GA+COM2 en comparación con el modelo AOM, se deben a la argumentación presentada en la sección 3.7.3 acerca de la no sustituibilidad entre gastos de administración y costos de operación y mantenimiento. Así, el consultor recomienda utilizar los modelos GA y COM2 para el análisis independiente de las actividades de administración y de O&M.

Tabla 3.40 Comparación Modelos Agregados y Desagregados para Cálculo de Costos de Eficiencia en AOM

Costos y Gastos de Eficiencia de AOM (Col\$ de Dic de 2000)								
OR	Modelo GA	Modelo COM2	Total G+COM2	Modelo AOM	Diferencia (%) (1)	Total AOM Reportado	Diferencia Reportado vs. G+COM2	Diferencia Reportado vs. AOM
5	1.02	4.78	5.80	12.27	111.5%	17.60	11.80	5.33
7	2.03	7.86	9.89	13.86	40.1%			
12	36.70	8.52	45.23	45.23	0.0%	45.23	0.00	0.00
14	1.29	4.53	5.83	11.66	100.1%	32.59	26.76	20.93
16	2.43	6.52	8.95	9.25	3.4%	20.03	11.07	10.77
17	1.95	1.31	3.26	6.61	102.8%	6.61	3.35	0.00
18	0.95	3.35	4.30	10.14	135.9%	25.33	21.04	15.19
19	1.00	7.55	8.55	16.20	89.5%	16.20	7.65	0.00
20	1.40	10.85	12.25	23.05	88.1%			
21	1.07	6.55	7.62	14.16	85.9%	19.54	11.93	5.39
23	0.98	7.05	8.04	21.70	170.0%	21.70	13.66	0.00
24	2.85	4.47	7.33	7.33	0.0%	7.33	0.00	0.00
28	1.15	6.01	7.16	12.97	81.1%	23.97	16.81	11.00
31	1.32	9.02	10.34	19.13	85.0%	19.13	8.79	0.00
33	1.57	6.67	8.24	14.77	79.2%	19.98	11.74	5.21
35	1.00	2.25	3.24	11.09	241.9%	16.79	13.55	5.70
36	0.93	5.64	6.58	12.57	91.1%	12.57	5.99	0.00
37	0.99	7.16	8.15	15.58	91.2%	20.86	12.71	5.29
38	0.97	7.70	8.68	13.58	56.5%	13.95	5.27	0.37
40	1.43	4.55	5.98	13.81	131.1%	20.78	14.80	6.96
41	2.26	7.97	10.23	10.23	0.0%	10.23	0.00	0.00
155	8.24	12.37	20.61	23.66	14.8%	23.66	3.05	0.00
193	1.18	4.48	5.66	10.60	87.1%	46.53	40.87	35.93
195	1.31	4.48	5.79	9.98	72.3%	16.57	10.78	6.59
225	35.60	27.63	63.24	63.24	0.0%	63.24	0.00	0.00
251	2.40	5.63	8.03	9.12	13.5%	17.20	9.17	8.08
252	3.24	6.22	9.46	8.78	-7.2%	13.36	3.90	4.59
259	3.87	16.77	20.64	30.54	48.0%			
287	0.98	13.76	14.74	19.69	33.5%	19.69	4.94	0.00
501	4.22	3.46	7.68	12.25	59.4%			

Notas: (1) Tomando como modelo de referencia (GA+COM2)

3.11.1.3 Base de Datos

Consultoría Colombiana s.a. ha entregado a la CREG una base de datos para cuyo diseño se consideró indispensable el conocimiento de la forma como los Operadores de Red suministran la información contable.

Todos los Operadores de Red deben seguir el Plan Único de Cuentas de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y tener en cuentas sus dinámicas. Dado lo anterior se realizó como primer paso para la conformación de la base de datos y la depuración de la información el desarrollo de las tablas de homologación de información contable del PUC 1996 a 2000 con respecto al 2001 (Anexo 7).

Sin embargo, dadas las diferencias en la forma de suministro de la información (ver sección 3.11.1.1), el proceso de homologación no se realizó en una forma automática, siendo necesario recurrir a una homologación empresa por empresa y año por año.

Para el desarrollo de los modelos para el análisis de eficiencia de gastos de AOM se estableció la información requerida. Tal como se explicó en la sección 3.2.3 se asignó a cada subcuenta de la Unidad de Distribución de los OR el factor de asignación para gastos de administración y costos de operación y mantenimiento. Esta información se cargó en la base de datos.

3.11.2 Recomendaciones Finales

Dadas las características de la información base para el estudio, así como de los resultados obtenidos, el consultor presenta las siguientes recomendaciones:

- Dar señales a los OR del manejo contable de tal forma que se diferencien los registros contables de mantenimiento de los que corresponden a manejo de activos. La recomendación realizada en la sección 3.3, se basa en la definición de unidad constructiva, componentes y elementos que conforman los activos eléctricos.
- Aplicar la metodología de competencia por comparación, utilizando herramientas como el DEA, para el análisis de la eficiencia relativa de los OR de distribución de energía eléctrica en Colombia. Esta metodología permite determinar las condiciones de eficiencia del medio local, seleccionando las mejores prácticas del medio entre un conjunto de OR que se encuentran bajo condiciones legales, regulatorias y tarifarias similares. En resumen, esta metodología permite determinar las mejores prácticas en un entorno de competencia por comparación.

- Teniendo en cuenta que el análisis de la competencia por comparación debe realizarse entre empresas similares (no necesariamente iguales o semejantes en tamaño) y que se encuentran en condiciones semejantes de operación y competencia (bajo las mismas reglas regulatorias tanto en aspectos tarifarios como de prestación del servicio), se tiene que la eficiencia de los OR deberá ser comparada contra la mejor práctica existente en el medio, es decir, la mejor práctica entre los OR del sistema colombiano, sin involucrar OR de otros países.
- Se recomienda la aplicación de modelos separados para el análisis de la eficiencia relativa en administración y en operación y mantenimiento. Por tanto, se recomienda la aplicación del modelo GA y del modelo COM2.
- Se recomienda aplicar un período de transición consistente en establecer los costos de eficiencia de AOM por kWh para cada año, partiendo del estado registrado en el año 2000 y planteando alcanzar la meta de eficiencia en el último año del próximo período tarifario.
- Se recomienda la aplicación de la alternativa 2 para distribuir los costos y gastos de AOM por niveles de tensión, o en su defecto la aplicación de la alternativa 3.

4. REFERENCIAS

- [1] Resoluciones de la SSPD número 1416 y 1417 de 1997, 4493 de 1999, 4640 de 2000 y 6572 de 2001.
- [2] Resoluciones de la Contaduría General de la Nación número 4444 de 1995 y 377 de 1999.
- [3] Pardina M., Rossi M., Ruzzier C., "Fronteras de eficiencia en el sector de distribución de energía eléctrica: la experiencia sudamericana", Centro de Estudios Económicos de la Regulación, Instituto de Economía, Universidad Argentina de la Empresa, Diciembre de 1999.
- [4] Farrell, M., "The Measurement of Productive Efficiency", Journal of the Royal Statistical Society, Series A, Part II, Vol. 120, pp. 253-281.
- [5] Rossi, M., Ruzzier C., "On the Regulatory Application on Efficiency Measures", Centro de Estudios Económicos de la Regulación, Argentina, 2000.
- [6] Rudnick H., Raineri, R., "Chilean Distribution Tariffs: Incentive Regulation", chapter in book (De) Regulation and Competition: The Electric Industry in Chile. Ilades-Georgetown University, Felipe Morande & Ricardo Raineri, Editors, 1997, 99223-257
- [7] Legisa J., "Los problemas de la segunda generación en la regulación del sector eléctrico en Argentina", ENRE, 18th World Energy Congress, Argentina, Octubre 2001.
- [8] London Economics, "Efficiency and benchmarking study of the NSW distribution bussiness", Febrero 1999.
- [9] Charnes A., Cooper W., Y Rhodes E., "Measuring the efficiency of decision making units", European Journal of Operational Research, Vol 2, No. 6, 1978.
- [10] Ali Emrouznejad, "DEA Tutorial", University of Warwick
- [11] Rodríguez M, Rossi M, Ruzzier C., "Fronteras de eficiencia en el sector de distribución de energía eléctrica: la experiencia sudamericana", Centro de Estudios Económicos de la Regulación, Instituto de Economía, Universidad Argentina de la Empresa, Diciembre 1999.
- [12] Pollitt M., "Productive Efficiency in Electricity and Distribution Systems", Brasenose College, Oxford, Septiembre 1994

- [13] Gómez, T., "Regulación de la distribución de energía eléctrica en un marco de competencia. Esquemas basados en incentivos", 6as Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica, Lisboa, Portugal, 1999.
- [14] Agrell P.J., Bogetoft P., Tind, J., "Multi-period DEA incentive Regulation in Electricity Distribution", Department of Economics, Royal and Agricultural University of Copenhagen, Septiembre 2000.
- [15] Cherchye, L., Post, T., "Methodological Advances in DEA: A Survey and an application for the Dutch Electricity Sector", Erasmus Research Institute of Management, Report Series, Septiembre 2001.
- [16] IPART, "Regulation of New South Wales Electricity Distribution Networks, Determination and Rules Under the National Electricity Code", December 1999.
- [17] OFGEM Consultation Paper, "The Structure of Electricity Distribution Charges", December 2000
- [18] OFGEM, "Review of Domestic Gas and Electricity Competition and Supply Price Regulation – Conclusions and Final Propositions", February 2002
- [19] NVE "Regulations concerning financial and technical reporting, permitted income for network operations and transmission tariffs", 1999
- [20] NVE, "Economic Regulation of Electricity Monopolies", April 2002.
- [21] DTE Netherlands Electricity Regulatory Service, "Guidelines for price cap regulation of the Dutch electricity sector – In the period 2000-2003", Febrero de 2000.
- [22] Weyman-Jones, Thomas., "Stochastic Non-Parametric Efficiency Measurement and Yardsitck Competition in Electricity Regulation", 2000
- [23] Nielsen, P., Telling, J. "Benchmarkin Distribution Companies", EPRM Electricity, Marzo 2001.