

**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA**

**CONTRATO DE GESTION O CONCESION  
DE LOS ACTIVOS DE DISTRIBUCION DE  
ENERGIA ELECTRICA**

**2001**

333.79323  
E.384a.

00/002349

333.8  
E521rech  
2001

**ELECTRIFICADORA DEL CHOCÓ S.A. E.S.P**

**INFORME  
ANEXO TECNICO DEL  
CONTRATO DE GESTION O CONCESIÓN DE LOS ACTIVOS  
DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGIA ELÉCTRICA EN EL  
DEPARTAMENTO DEL CHOCÓ**

**Grupo técnico**

Bogotá, D. C., 16 de mayo de 2001

## TABLA DE CONTENIDO

1	Informe Técnico .....	1
1.1	Generalidades.....	1
1.2	Metodología .....	1
2	Situación actual.....	2
2.1	Mercado .....	2
2.2	Infraestructura .....	3
2.2.1	Topología .....	3
2.3	Operación y mantenimiento .....	6
2.3.1	Operación y Control .....	6
2.3.2	Mantenimiento .....	7
3	Activos eléctricos .....	7
4	Desempeño actual del sistema y necesidades .....	8
4.1	Regulación de Voltaje .....	8
4.2	Calidad del Servicio .....	9
4.3	Instalaciones domiciliarias y medición .....	13
4.4	Cobertura .....	16
4.5	Expansión .....	17
4.6	Demanda comercial e índice de pérdidas .....	18
5	Optimización del sistema .....	19
6	Estado estacionario.....	19
7	Indicadores.....	20
7.1	Definición .....	20
7.2	Indicadores de calidad del Servicio .....	21
7.3	Indicador de Medición .....	24
7.4	Indicador de Pérdidas .....	25
7.5	Indicador de Cobertura .....	26
7.6	Indicador de Regulación de Voltaje .....	27
8	Tarifas .....	29
9	Limitaciones .....	29
10	Inversiones .....	31
Anexos	.....	32

## RECOMENDACIONES

Se advierte a los destinatarios de la información contenida en este documento que aunque se haya puesto el mejor empeño en su elaboración, este contiene información en algunos casos estimada con base en la experiencia, conocimientos técnicos y apreciaciones subjetivas tanto de los asesores como de las diferentes fuentes consultadas, lo que no necesariamente evita incurrir en errores de apreciación o pronóstico.

Para el caso, los interesados deben evaluar a través de diseños definitivos, la información sobre el plan de inversiones aquí contenida y confirmarla de acuerdo con los métodos que adopten para tal efecto.

Los resultados que aparecen en el presente documento, se derivan del estudio de los documentos relevantes que fueron puestos a nuestra disposición e información directamente suministrada; así como las reuniones y entrevistas que mantuvimos con funcionarios de la Empresa al igual que el muestreo realizado en las visitas técnicas.

## RECOMENDACIONES

Se advierte a los destinatarios de la información contenida en este documento que aunque se haya puesto el mejor empeño en su elaboración, este contiene información en algunos casos estimada con base en la experiencia, conocimientos técnicos y apreciaciones subjetivas tanto de los asesores como de las diferentes fuentes consultadas, lo que no necesariamente evita incurrir en errores de apreciación o pronóstico.

Para el caso, los interesados deben evaluar a través de diseños definitivos, la información sobre el plan de inversiones aquí contenida y confirmarla de acuerdo con los métodos que adopten para tal efecto.

Los resultados que aparecen en el presente documento, se derivan del estudio de los documentos relevantes que fueron puestos a nuestra disposición e información directamente suministrada; así como las reuniones y entrevistas que mantuvimos con funcionarios de la Empresa al igual que el muestreo realizado en las visitas técnicas.

**CONTRATO DE ASESORIA PARA EL DISEÑO DEL ANEXO TECNICO  
DEL CONTRATO DE GESTION O CONCESION DE LOS ACTIVOS DE  
DISTRIBUCIÓN DE ENERGIA ELÉCTRICA EN EL DEPARTAMENTO DEL  
CHOCO**

**1 Informe Técnico**

**1.1 Generalidades**

El Ministerio de Minas y Energía está interesado en entregar los activos de la Electrificadora del Chocó a un operador que se encargue de la Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.

Este documento tiene como objetivo presentar el anexo técnico que servirá de soporte al contrato de gestión del operador, en el cual se definen las inversiones necesarias para garantizar la prestación del servicio cumpliendo con los estándares técnicos adecuados y el marco regulatorio vigente. Así mismo se establecen los indicadores; metas y la metodología para su seguimiento, con los cuales se pretende garantizar el control a las inversiones propuestas. Todo lo anterior, teniendo en cuenta las condiciones particulares de la electrificadora. Como resultado de este trabajo se presenta el **Anexo Técnico** – (ver anexo técnico)

**1.2 Metodología**

Las actividades desarrolladas para el cumplimiento de los objetivos propuestos comprendieron entre otros los siguientes aspectos:

**Recopilación de información.**

En Bogotá: Ministerio de Minas y Energía (MME); IPSE (antiguo ICEL); Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD); Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE); Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG); Unidad de Planeación Minero - Energética (UPME); Instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAC); así como los estudios sobre la empresa facilitados por Rotschild Group.

En Chocó: Sede administrativa de Electrochocó, Oficinas de la Corporación para el desarrollo del Chocó -Codechocó- y Gobernación del Chocó en la

ciudad de Quibdó. Se visitaron las poblaciones de Quibdó, Yuto, Lloró, La Vuelta, La Y, Cértegui, Bagadó, las Animas, Tadó, El Dos, Istmina y Andagoya.

#### **Visita técnica al sitio.**

Los objetivos de la visita fueron la valoración de la infraestructura eléctrica, su estado actual, la validación de la información existente e identificación de las necesidades actuales.

## **2 Situación actual**

La Electrificadora desarrolla sus actividades a través de los negocios de Distribución y comercialización. La oficina principal se encuentra ubicada en Quibdó y atiende a la denominada ZONA ATRATO y existe otra oficina regional que atiende la ZONA DE SAN JUAN. Presta el servicio en 14 municipios del Departamento del Chocó; los restantes son atendidos mediante generación de plantas Diesel y de una pequeña central hidroeléctrica en Bahía Solano correspondiendo a zonas no interconectadas que atiende el Instituto de Planificación y Soluciones Energéticas –IPSE–.

### **2.1 Mercado**

Los municipios interconectados y atendidos por la Electrificadora actualmente son: Quibdó, Río Quito, Atrato, Lloró, Bagadó, Cértegui, Unión Panamericana, Cantón de San Pablo, Río Iró, Tadó, Istmina, Medio San Juan, Nóvita y Medio Baudó, de los cuales el 24 % corresponde a zona Rural y el 90,8% a zona Urbana para un total de cobertura del 58,9 %, bastante baja comparada con empresas del sector.

A Diciembre de 2000, el número de suscriptores de la empresa era de 28.272, todos regulados. El servicio se presta en cabeceras municipales a 22.381 (78%) y en zona rural a 5.891 (21%) suscriptores. El fenómeno del desplazamiento conduce a que Electrochocó estime en 5.000 el número de familias que se han conectado ilegalmente de las cuales 3.000 están ubicadas en el área urbana y 2.000 en el área rural.



Del total de suscriptores facturados solo el 12% cuenta con medidor. En la zona urbana el 86% de suscriptores no tienen medición y en la zona rural el 98% suscriptores (ver anexo 2).

La distribución por clase de servicio se distribuye así: 97% residencial, de los cuales el 99% se encuentra concentrado en los estratos 1,2 y 3; el 7% del mercado es no residencial. La actividad no residencial es principalmente comercial, correspondiendo al 74% de los usuarios no residenciales.

El consumo de energía eléctrica en el año 2.000, de acuerdo a la facturación realizada por la empresa, fue de 76.251,4 MWh, de los cuales 63.659,7 MWh (83%) fueron vendidos al sector residencial y 12.591,7 MWh (17%) al sector no residencial.

En el sector residencial los principales consumos correspondieron al estrato 1 con 35.510,8 MWh (56%), el estrato 2 con 17.837,2 MWh (28%) y estrato 3 con 10.158,8 MWh (16%), solo 143 MWh correspondieron al estrato 4 siendo este valor menor al 1% del consumo del sector residencial.

En el sector no residencial los consumos correspondieron a la clase servicio oficial con 6.074,6 MWh (48%), al comercial con 5.350,2 MWh (42%) y al industrial con 1.267 MWh (10%).

Las compras de energía realizadas por Electrochocó para atender su demanda durante el año 2.000 fueron de 151.318,4 MWh (valor referido a 230 kV). Se puede establecer que las pérdidas de energía totales de la electrificadora son del 49.61%.<sup>1</sup>

## **2.2 Infraestructura**

### **2.2.1 Topología**

El sistema eléctrico se alimenta a través de la línea de 115 kV que une las subestaciones de Bolombolo, propiedad de EADE, en Antioquia y Quibdó en el Chocó. La empresa cuenta con las subestaciones de Quibdó, Cértegui e Istmina interconectadas por líneas de 115 kV y Medrano, conectada a Quibdó a 34.5 KV. Tal como se observa en el diagrama unifilar ver anexo 1.

<sup>1</sup> Utilizando la fórmula (Compras-Ventas)/Compras

La infraestructura eléctrica del sistema y sus características se presentan a continuación.

### Líneas de Subtransmisión

Desde	Hasta	No Circuitos	Voltaje kV	Km	Conductor MCM-AWG	Tipo Estructura
Bolombolo	El Siete	1	115	39,0	336,4	E. Metálica
El Siete	Quibdó	1	115	81,0	336,4	E. Metálica
Quibdó	Cértegui	1	115	45,0	266,8	P. Concreto
Cértegui	Istmina	1	115	30,0	266,8	P. Concreto
Quibdó	Medrano	1	34.5	4.0	2/0	P. Concreto

### Subestaciones

SUBESTACION	Relación de transformación	Cap.Traf. (MVA)	Nro. Trafos	TIPO S/E
Quibdó	115/ 13,2 kV	3 x 8.33	1	A
	115/34.5 kV	10	1	A
Cértegui	115/13,2 kV	8	1	A
Istmina	115/34,5/13,2 kV	8/3/5	1	A
	34.5/13.2 kV	2	1	
Medrano	34,5 / 13.2 kV	10	1	NA

### Líneas de Distribución Primaria

Voltaje kV	Longitud Km.	Conductor MCM o AWG	Tipo de Estructura	Localización (urbano/rural)
13,2	562	2	Poste Madera	U-R
13,2	218	2 y 1/0	Poste Madera	U-R

### Líneas de Distribución Secundarias

Zona	Longitud	Tipo Estructura	Conductor MCM-AWG
Urbanas	157	Poste Madera	Cable No 2 ACSR
Rurales	140	Poste Madera	Cable No 2 ACSR

En su mayor parte, la infraestructura entró en operación aproximadamente en el año 1982. Debido a las condiciones económicas de la empresa no se les ha dado el mantenimiento adecuado y varios de ellos presentan un alto deterioro lo cual amerita su reposición como es el caso de equipos de subestación. Con relación a las líneas de transmisión existentes se debe efectuar el mantenimiento adecuado y reemplazo de algunos elementos de las torres, así como cadena de aisladores, cambio de empalmes y tramos del conductor, retensionado del mismo, Grapas y otros herrajes como la revisión y/o instalación de puestas a tierra.

Con relación a las redes de distribución tanto urbanas como rurales, se requiere efectuar remodelaciones reemplazo del cable conductor, reemplazo de la postería y crucetas de madera, por postería en concreto y crucetas metálicas. Las deficiencias encontradas son confirmadas también por estudios anteriores tales como: (ver anexo documentos soporte)

- Proyecto de renovación sistema de transmisión del Chocó. Diagnóstico del estado de la línea Bolombolo - Quibdó 110 KV. Documento No. 2130-ICEL-CHOC-12.02. Mejía Villegas S. A. Itagüí, Noviembre de 1999.
- Reporte técnico efectuado por PB en 1999.
- Valoración de Activos del ICEL relacionados con -Chocó -AENE y Mejía Villegas (FEN-MHCP).1998.
- Informe de Electrificadora del Chocó a SSPD a 31 de Dic. / 2000
- Estudio realizado por la ELECTRIFICADORA el Chocó, Plan de Inversiones del cuatrienio 2000-2004.
- Ampliación de la transmisión del departamento del Chocó lado Cértegui. Dirección desarrollo del STE. Documento STE-2110-366. Medellín, Marzo 12 de 2001.
- Informe de operación de los sistemas de transmisión y distribución de Energía eléctrica. Quibdó, Marzo 30 de 2000. Electrificadora del Chocó S.A. E.S.P.

- Estudio de Modernización de Subestaciones Quibdó, Cértegui e Istmina. CIE LTDA Consultores. Medellín, Junio de 1995.
- Renovación Sistema de Transmisión Chocó 115 KV. Estudio de Coordinación de protecciones. Documento IEB-0867-00-01. Revisión No 2. Ingeniería Especializada S.A. Itagüí, Diciembre de 2000.
- Estudio de ampliación del suministro de energía eléctrica para el departamento del Chocó. Gerencia Expansión - Dirección evaluación integral de inversión. ISA.820-160. Medellín, Diciembre de 1998.

La topología y estado actual del sistema verificado en sitio, así como la documentación recopilada sirvieron de base para los análisis posteriores que definieron las inversiones requeridas para el mejoramiento de la prestación del servicio de la Electrificadora del Choco.

## **2.3 Operación y mantenimiento**

### **2.3.1 Operación y Control**

Del diagnostico del esquema de operación y de control que tiene disponible la Electrificadora se detectan las siguientes deficiencias:

La empresa no cuenta con un sistema de control y comunicación con el sistema Interconectado Nacional. En este aspecto, la empresa depende de la infraestructura de EADE en la subestación Bolombolo, quien realiza estas operaciones. Las comunicaciones se hacen solamente con un enlace de telecontrol con la subestación Bolombolo de EADE, pero normalmente está fuera de servicio.

La operación y control es coordinada vía telefónica y con un sistema de radio; a través de esta comunicación son atendidas las subestaciones. Actualmente el sistema de radiocomunicación es obsoleto y se encuentra dañado, utilizando la vía telefónica, lo que ocasiona problemas y demoras en la atención de los salidas de las líneas o del sistema.

### **2.3.2 Mantenimiento**

Se detectó que la empresa no dispone de un programa de mantenimiento, debido principalmente a la falta de recursos que hace imposible su contratación o la ejecución por parte de la empresa, la cual no cuenta con herramientas ni equipo adecuado. En general, el área de mantenimiento de la empresa es crítica. Los trabajos se ejecutan de acuerdo con la ocurrencia y la disponibilidad de recursos. Sólo se efectúan mantenimientos correctivos.

No cuentan con un stock de repuestos adecuados para las necesidades de la empresa, solo tienen algunos metros de cable y algunos transformadores de distribución pero en cantidades mínimas. Igualmente tampoco cuentan con herramientas y el equipo mínimo adecuado que garantice la seguridad en las labores de mantenimiento.

## **3 Activos eléctricos**

Se recopiló información relacionada con los activos de la Empresa y se validó mediante muestreo en terreno.

Es conveniente aclarar que la información utilizada en este estudio proviene de las fuentes relacionadas en el numeral anterior y la suministrada por la empresa, siendo necesario estimar algunas cifras, dado que la empresa no cuenta con un inventario actualizado de activos especialmente en lo relacionado con las redes de distribución.

Con la información anterior y mediante la metodología planteada en la resolución CREG 155 de 1997 se obtuvo como valor de reposición a nuevo de la infraestructura operativa de la Electrificadora del Chocó las siguientes cifras:

- \$69.7 Mil millones de pesos al año 2000, tomando como precios base los topes para las unidades constructivas establecidos por la resolución 155 de 1997 (Actualizados con el IPP), incluyendo únicamente la infraestructura actual. (ver anexo 4)

- \$74.7 Mil millones de pesos al año 2000, tomando como base los costos reales aproximados de las unidades constructivas, incluyendo únicamente la infraestructura actual. (ver anexo 5)
- \$90.3 Mil millones de pesos al año 2000, tomando como base los costos reales aproximados de las unidades constructivas, teniendo en cuenta las inversiones propuestas.(ver anexo 6)

Igualmente, se efectuó el cálculo de los cargos por uso de STR, obteniendo valores superiores a los aprobados para la Electrificadora mediante la resolución CREG 178 de 1997.

La empresa suministró un inventario efectuado en noviembre de 1999, sobre activos fijos, correspondiente a bienes muebles e inmuebles y repuestos. Esta información fue utilizada para la valoración como parte de los activos no eléctricos de la empresa.

#### **4 Desempeño actual del sistema y necesidades**

Se evaluó el desempeño del sistema mediante los siguientes parámetros: regulación de voltaje; indicadores DES y FES; índice de pérdidas; índice de cobertura e índice de medición. Se calcularon los indicadores actuales para dichos parámetros y se formularon las metas e inversiones requeridas para su cumplimiento.

##### **4.1 Regulación de Voltaje**

El análisis de las condiciones actuales de operación y su proyección muestra los problemas de regulación de voltaje del sistema. La solución propuesta tiene en cuenta las exigencias en condiciones de demanda máxima y la entrada de la alimentación por Cértegui en el tercer año. Lo anterior en razón de que los mayores problemas por regulación de voltaje se presentan bajo condiciones de demanda máxima. Los resultados coinciden con los obtenidos por los estudios realizados anteriormente y relacionados en el numeral 2.2.1.

Como solución al problema, se plantea la instalación de bancos de condensadores de aproximadamente 8 MVAR en el primer año, para

garantizar condiciones adecuadas de regulación de voltaje en el sistema eléctrico del Sistema. Lo ideal sería instalar 27 MVAR, pero desde el punto de vista económico no se justifica, ya que la mayor parte de los bancos entrarían en operación sólo cuando uno de los dos alimentadores (por Quibdó o Cértegui) a 115 kV salgan de operación.

**En reunión sostenida con representantes del comité técnico ( MME, DNP) el día 14 de Mayo de 2001, se decidió instalar la totalidad de la compensación propuesta únicamente en la subestación Istmina.**

Es importante anotar que actualmente existe un compromiso del gobierno nacional con recursos ya asignados por el Fondo Nacional de Regalías (Información obtenida de las entidades involucradas) y se da por hecho la construcción de una nueva línea de alimentación a través de Cértegui.

#### 4.2 Calidad del Servicio

Con base en las estadísticas disponibles se calcularon los indicadores DES y FES, comprobándose que la Empresa no cumple con la regulación vigente.

Los circuitos de la Electrificadora del Chocó se clasifican así:

	CIRCUITO	GRUPO
<b>Red Agregada 1 (6)</b>		
<b>S/E QUIBDO</b>	<b>C.115 kV</b>	<b>2</b>
	<b>C. No. 1</b>	<b>2</b>
	<b>C. No.2</b>	<b>2</b>
	<b>C. No 3</b>	<b>2</b>
	<b>C. No.4</b>	<b>2</b>
	<b>C.Medrano</b>	<b>2</b>
<b>Red Agregada 2 (3)</b>		
<b>S/E Cértegui</b>	<b>C.115 kV</b>	<b>3</b>
	<b>C. Tadó</b>	<b>3</b>
	<b>C Cértegui</b>	<b>3</b>
<b>Red Agregada 3 (5)</b>		
<b>S/E ISTMINA</b>	<b>C. 115 kV</b>	<b>3</b>
	<b>C. No. 1</b>	<b>3</b>
	<b>C. No. 2</b>	<b>3</b>
	<b>C. No. 3</b>	<b>3</b>
	<b>C. No.4</b>	<b>3</b>

Grupo 2 (Circuitos ubicados en Cabeceras municipales con una población mayor o igual a 50.000 habitantes e inferior a 100.000 habitantes, según último dato certificado por el DANE).

Grupo 3 (Circuitos ubicados en Cabeceras municipales con una población menor a 50.000 habitantes, según último dato certificado por el DANE).

La siguiente tabla resume el informe de índices del periodo Enero – Diciembre de 2000:

	CIRCUITO	DES	FES
<b>Red Agregada 1 (6)</b>			
S/E QUIBDO	C.115 kV	1.059,8	343
	C. No. 1	19,7	56
	C. No.2	117,8	167
	C. No 3	141,0	118
	C. No.4	211,3	215
	C.Medrano	489,6	160
<b>Red Agregada 2 (3)</b>			
S/E Cértegui	C.115 kV	1.868,2	301
	C. Tadó	121,1	111
	C Cértegui	92,7	137
<b>Red Agregada 3 (5)</b>			
S/E ISTMINA	C. 115 kV	1.670,6	354
	C. No. 1	58,5	93
	C. No. 2	44,8	230
	C. No. 3	112,9	188
	C. No.4	174,5	195

Los valores máximos por año y por grupo, son:

Grupo	Año 2000		Año 2001	
	Max. Anual	Max. Anual	Max. Anual	Max. Anual
	DESc	FESc	DESc	FESc
	Horas	Veces	Horas	Veces
2	60	100	29	58
3	96	150	39	68



De los dos cuadros anteriores se puede apreciar que la empresa tendría que compensar por incumplimiento en los índices DES y FES para la mayoría de sus circuitos.

Por subestación, se presenta el siguiente análisis:

S/E Quibdó : Compensar por todos los circuitos excepto por el circuito No.1.  
S/E Cértégui : Compensar por DES para el circuito Tadó.  
S/E Istmina : Compensar por FES para el circuito No.2. Compensar por los circuitos No. 3 y 4.

Los correctivos que se deben llevar a cabo, se pueden clasificar de acuerdo al nivel de tensión, así :

A -Nivel 115 kV.

Resolviendo los problemas que se presentan en la línea de 115 kV, podría reducirse significativamente los costos de compensación por DES y FES ocasionados por el mal estado de esta línea. Adicionalmente, acorde con el estudio realizado por ISA, documento No. 2130-ICEL-CHOC-12.02, las principales recomendaciones son :

- Estructuras de torres: Se deben reponer los elementos faltantes y cambiar aquellos dañados, haciendo un trabajo muy especial en la torre 147, que por estar cercana a un núcleo urbano está mas expuesta al vandalismo.
- Estructuras en postería de concreto: Debe repasarse el tensionado de los vientos evaluando que éstos queden a distancias prudentes de las partes energizadas.
- Estructuras en postería metálica: Debe estudiarse su cambio por torres convencionales. Para esto podría aprovecharse que la Electricadora posee varias torres armadas sobrantes de la construcción de una variante, las cuales podrían desmontarse e instalarse en los sitios redefinidos.
- Cadenas de aisladores: Como no todas las cadenas están en estado de cambio, se recomienda que durante el mantenimiento se realice una inspección física de tal forma que se cambien las cadenas más deterioradas y que las partes sobrantes servibles (aisladores y/o herrajes) de las cadenas reemplazadas, se utilicen en las cadenas con menos grado de deterioro.

- Vano y conductor: Teniendo en cuenta que el estado actual de los empalmes no es el más óptimo ni el más confiable, el conductor debe cambiarse en aquellos tramos donde se presenta gran cantidad de empalmes. Igualmente se deben cambiar aquellos empalmes que aún bajo el cambio de conductor queden existiendo. Paralelo a estos cambios se debe realizar un programa de retensionado para aquellos tramos que no resulten cubiertos con el cambio de empalmes y/o conductor.

- Apantallamiento: Aunque no es considerable el deterioro encontrado en las grapas y en el cable de guarda, se debe aprovechar el mantenimiento para efectuar cambios de tramos de cable y en caso de necesitarse cambiar las grapas de amarre y/o suspensión.

- Puesta a tierra: En aquellas estructuras donde se tenga duda de la puesta a tierra deberá hacerse una medida con el megger, y en los puntos donde sea evidente la falta o daño de alguno de los elementos, estos deberán reponerse.

Actualmente existe en ejecución un contrato para el desarrollo de las actividades del proyecto de renovación del sistema de subtransmisión del Chocó a 115 kV ( 2130-ICEL-CHOCO-05-011), el cual permitirá resolver los problemas de esta línea.

#### B -Nivel 13.2 kV

A nivel de distribución, para llevar los índices DES y FES a valores permitidos, las principales recomendaciones son:

- Llevar a cabo un programa de instalación de reclosers que permita la selectividad en los circuitos y poder seccionar la red.

- Mejorar los sistemas de protección de los transformadores de distribución.

- Revisión e instalación de la puesta a tierra de los transformadores

- Revisión y adecuación de las tierras de los transformadores de distribución.

De acuerdo con lo anterior, se puede establecer lo siguiente:

S/E QUIBDO :

Instalar 8 recloser.

S/E CERTEGUI :

Instalar 4 recloser.

S/E ISTMINA :

Instalar 7 reclosers.

Adicionalmente, se debe mejorar los sistemas de protección de los transformadores de distribución mediante la instalación de pararrayos, cortacircuitos, fusibles.

En éste análisis se consideró la ejecución de las obras del contrato para la corrección de los problemas de la línea de 115 kV.

De igual manera, considerando el nivel de deterioro del sistema a nivel de 13.2 KV, se hace necesario su remodelación mediante: cambio de conductor crucetería y postería.

### **4.3 Instalaciones domiciliarias y medición**

El estado de las acometidas y en general las instalaciones internas de los suscriptores es deficiente debido a la práctica común de los mismos de conectarse ilegalmente a la red de distribución y aunque se les suspenda, se vuelven a reconectar. Ante esta situación la Electricadora acude a matricularlos sin el cumplimiento de los requisitos técnicos ni la instalación del medidor.

Por otra parte, debido a la situación de violencia actual, existen alrededor de cinco mil viviendas de desplazados que se han conectado ilegalmente y que para hacerlo han tendido redes en cables de cualquier clase montadas sobre madera, encima de techos, etc.

La información de facturación de diciembre del 2000 presenta discriminados los suscriptores con y sin medición así como su localización tanto en área urbana como rural (ver anexo 7). A este número de suscriptores sin medidor se le adicionaron los usuarios ilegales los cuales se consideran del estrato 1 conforme lo apreciado en la visita técnica. (ver anexo 8.)

Este cálculo arroja un total de 33.272 instalaciones actuales, donde 10.906 presentan acometidas que no cumplen requerimientos técnicos causando tanto pérdidas técnicas como no técnicas y constituyendo un riesgo para la comunidad. De estas instalaciones inadecuadas, 3.000 corresponden a usuarios ilegales urbanos y 2000 a ilegales rurales.

Un 20% de las instalaciones urbanas sin medidor son inadecuadas, un 30% en el caso de las rurales sin medidor, un 10% en urbanas con medidor y un 20% en las rurales con medidor. Estos porcentajes se obtuvieron de la visita mediante muestreo, y fueron ajustados con el área técnica de la Electrificadora.

Con base en el listado de usuarios con acometidas monofásicas bifilares y trifilares por transformador y por circuito, llevado a cabo para tres de los circuitos de la subestación Quibdó (ver anexo 9.) se calculó el porcentaje de usuarios con acometidas monofásicas bifilares y trifilares, información que se corroboró con el área técnica de la electrificadora y cuyo resumen se presenta a continuación:

Usuarios con acometida monofásica	Circuito			Total	Porcentaje
	1	2	3		
<b>Bifilares</b>	2,823	2,988	3,025	8,836	79.6%
<b>Trifilares</b>	1,099	632	533	2,264	20.4%
<b>Total</b>	3,922	3,620	3,558	11,100	100.0%

En la visita se concluyó la necesidad de incluir el reemplazo del 10% de los medidores debido a que se encuentran en mal estado u obsoletos. Obteniéndose el número de inmuebles que requieren la instalación de medidor o el reemplazo del mismo.

Actualmente se presenta un comportamiento fraudulento que comprende la reconexión ilegal, el suministro de energía a otros inmuebles diferentes al

contratado y otra serie de acciones que hacen indispensable que tanto la instalación de medidores como el arreglo de acometidas se efectúe utilizando esquemas antifraude, el cual consideran la instalación de cajas portaborneras, cable aislado, tubería galvanizada y cajas herméticas de contador.

De acuerdo al estudio realizado se determinan tres situaciones a corregir:

- Instalaciones en mal estado que cuentan con medidor pertenecientes a suscriptores residenciales de los estratos 1,2 y 3 e instalaciones en mal estado del resto de suscriptores con o sin medidor. El trabajo a realizar comprende la construcción o reemplazo de la acometida y su adecuación al sistema con caja portabornera, y se identifica como adecuación de acometida exclusivamente. (ver anexo 10)
- Instalaciones en mal estado que no cuentan con medidor pertenecientes a los usuarios ilegales o a los suscriptores residenciales de los estratos 1,2 y 3. El trabajo a realizar comprende la construcción o reemplazo de la acometida y la instalación del medidor y se identifica como suministro e instalación acometida y medidor.
- Instalaciones en buen estado sin medidor pertenecientes a los suscriptores residenciales de los estratos 1,2 y 3. El trabajo a realizar comprende la instalación del medidor, su caja, protección y puesta a tierra., así como su adecuación a la instalación en la portabornera y se identifica como suministro e instalación del medidor y caja exclusivamente.

Se considera que el costo del suministro de materiales y mano de obra en los trabajos correspondiente al reemplazo de la acometida para los suscriptores actuales no debe ser trasladado a los suscriptores, puesto que al haber sido matriculados, la Electricadora les aceptó en mal estado las mismas y no contaría con un soporte adecuado para exigirles el pago de estas obras. En consecuencia, la propiedad de estas obras queda en cabeza de la Electricadora, conforme el artículo 97 de la Ley 142 de 1994.

El costo del suministro de materiales y mano de obra en los trabajos de instalación del medidor se trasladan a los suscriptores residenciales del estrato 4 y los no residenciales, a estos usuarios se les debe requerir el suministro del medidor.

Debido a las condiciones económicas de los suscriptores residenciales de los estratos 1,2 y 3 y conforme a la ley 142/94, el costo de los medidores y demás elementos se puede financiar a un período no inferior a 36 meses. Sin embargo, la financiación mencionada más el incremento esperado en el valor de la facturación (por concepto del consumo real), fomentaría el rechazo de la población, por lo que es conveniente adoptar un esquema en el que tanto el medidor y la acometida sean de propiedad de la empresa distribuidora, evitando trasladar estos costos al suscriptor.

**En reunión sostenida con el comité técnico (Ministerio de Minas y Energía y el Departamento Nacional de Planeación) el 14 de mayo del 2001, se concluyó que el indicador adecuado para este ítem, corresponde al número de suscriptores beneficiados por cada uno de los subprogramas.**

#### **4.4 Cobertura**

De acuerdo a la población proyectada del DANE basada en el Censo de 1993 y el dato de suscriptores a diciembre del 2000, se encontró que a finales del año 2000 había una cobertura en los municipios atendidos por la electrificadora del 90.98% en la zona urbana y del 24.56% en la zona rural para una cobertura total del 58.19%.

Estos porcentajes se explican por la relativa facilidad que le representa a los usuarios conectarse en la zona urbana, como lo muestra el gran número de transformadores de distribución sobrecargados. En la zona rural, la extensión de redes no cubre las necesidades actuales y la carencia de recursos económicos imposibilita a esa clase de usuarios potenciales a acceder al servicio.

Para establecer los suscriptores potenciales, se tomó la proyección de población por municipio del Departamento del Chocó del documento DANE ISSBN-1012, que abarca hasta el año 2005. (ver anexo 11.). Se efectuó la proyección de los años 2006 al 2011 tomando la regresión lineal en logaritmos, método que arrojó las menores diferencias entre los datos reales y proyectados de los años 1995 a 2005 (ver anexo 12.). Se seleccionaron las series correspondientes únicamente a los municipios que atiende la empresa, cuyos valores se dividieron por el número de personas por hogar (ver anexo 13.), correspondiendo al número de hogares proyectados para el

período 2001 al 2011 y que se consideran suscriptores potenciales (ver anexo 14.).

Se estableció para el año 2008 un cubrimiento del 97% en la zona urbana y del 50% en la zona rural. De acuerdo con lo anterior, se proyectó el aumento de cobertura de los años 2002 al 2011 de manera lineal estableciendo como metas para los años 2002 y 2003 el cubrimiento del servicio a los usuarios ilegales existentes (ver anexo 15.).

El aumento de cobertura rural considera que la alternativa de llevar el servicio de energía eléctrica mediante interconexión a caseríos distantes, no es viable técnicamente o es más costosa que otras alternativas, como la generación y distribución con plantas Diesel, y en tal sentido, el porcentaje del 50% resultante de la consulta a la Electrificadora, es el adecuado como horizonte de este estudio

La obligación impuesta para la cobertura rural solo abarca los años 2002 y 2003, en el entendido de la obligación de electrificar los usuarios ilegales rurales actuales y que implícitamente muestra la posibilidad de interconexión. A partir del año 2004, las metas impuestas corresponden al cumplimiento de la cobertura urbana.

**En reunión sostenida con el comité técnico (Ministerio de Minas y Energía y el Departamento Nacional de Planeación) el 14 de mayo del 2001, se concluyó que para delimitar la responsabilidad del nuevo operador, el plan de cobertura solo abarca la legalización de los usuarios ilegales actuales.**

#### **4.5 Expansión.**

El IPSE tiene la responsabilidad de llevar el servicio de energía eléctrica a las zonas no interconectadas dentro de las cuales están comprendidos los municipios no atendidos por Electrochocó y aún cuando en el futuro, se contemple la interconexión de estos municipios, la cobertura actual de la electrificadora señala la necesidad de cubrir en primera instancia los usuarios ilegales actuales y posteriormente la expansión urbana en los municipios interconectados.

La interconexión eléctrica de las zonas rurales esta condicionada a la viabilidad técnico-económica, y en tal sentido no es consecuente establecer

una exigencia al operador más allá de la que actualmente tiene las empresas distribuidoras. (Ver Ley 142 de 1.994 artículos 2, 14, 96 y 124).

Para el caso del Chocó se observan dificultades como la falta de vías de penetración y asentamientos poblacionales bastante aislados, que constituyen impedimentos técnicos.

De acuerdo a las metas de cobertura impuestas en los años 2002 y 2003 consistentes exclusivamente en la legalización de usuarios, se formuló el plan de expansión.

El plan consiste en la electrificación de 3.000 usuarios ilegales urbanos y 2.000 rurales cuyas redes de distribución primarias y secundarias deben construirse, como se verificó en la visita técnica y en consulta con la electrificadora.

Para la elaboración del plan se asumió que el 60% de la distribución primaria se realiza con redes monofásicas y un 40% con redes trifásicas. Como resultado se determinaron las cantidades (ver anexo 16) y sus costos. (ver anexo 17)

Debido al volumen de trabajo involucrado, se estableció un período de dos años para su ejecución. En el primer año, se debe realizar la electrificación a 1500 usuarios del área urbana y a 900 del área rural; en el segundo año a 1500 del área urbana y 1100 del área rural.

#### **4.6 Demanda comercial e índice de pérdidas**

Con base en los datos de facturación, la proyección de cobertura y las metas de medición, se estableció el número de suscriptores con y sin medición por clase de servicio y estrato.

Asumiendo que el consumo de energía eléctrica promedio de los usuarios sin medición se aproxima al consumo promedio de los usuarios con medición (ver anexo 3), se calculó la demanda en kWh anuales por clase de servicio y estrato.

Tomando como base las compras del 2000 se estableció el índice de pérdidas totales de este año. (ver anexo 18.)



Se determinó como meta un índice de pérdidas del 23% para el año quinto y con base en este índice se calcularon los índices de los demás años.

**En reunión sostenida con el comité técnico (Ministerio de Minas y Energía y el Departamento Nacional de Planeación) el 14 de mayo del 2001, se concluyó que estos índices constituyen los máximos valores que se aceptarán.**

## **5 Optimización del sistema**

Las soluciones propuestas en el plan de inversiones, tuvieron en cuenta los criterios que redundan en beneficio de la optimización técnico económica del sistema, tales como: redistribución y cambio de transformadores, mejoramiento de subestaciones (equipos e instalaciones locativas) y compensación de reactivos,

## **6 Estado estacionario**

Con el fin de observar las tensiones en barras, la distribución de flujos de potencia a través de la red y las pérdidas del sistema, se simularon flujos de carga bajo condiciones normales de operación en demandas máxima, media y mínima con énfasis en demanda máxima, escenario bajo el cual se presentan las mayores exigencias en la red. (ver anexo 19)

Para el año 2001 y hasta el 2003 el área del Chocó presenta problemas de regulación de voltaje, para lo cual se plantea la instalación de compensación capacitiva. De este periodo en adelante, considerando la entrada de la nueva alimentación por Cértegui, el problema queda resuelto parcialmente, ya que en el evento de la salida de uno de los dos alimentadores (Bolombolo o Cértegui) se presenta nuevamente. Del año 2003 en adelante, el documento SYE-2110-336 de ISA, contiene las observaciones pertinentes.

El efecto de la instalación de compensación capacitiva y la nueva línea de alimentación inciden también en la reducción del índice de pérdidas.

## **7 Indicadores**

### **7.1 Definición**

Se puede definir un indicador como la relación entre variables cuantitativas o cualitativas, que permite observar la situación y las tendencias generadas en el objeto o fenómeno observado, respecto de objetivos y metas previstas e influencias esperadas. Pueden ser valores, unidades, índices, series estadísticas, etc. Son guías y apoyo para control, los indicadores no son fines, sino medios para ayudar a lograr fines.

Tienen las siguientes características: nombre; forma de cálculo; unidades y un glosario. Es necesario comparar el valor resultante del indicador, con la metas de referencia para que este cobre sentido.

El cumplimiento de las metas previstas para el desembolso de los recursos del plan de inversiones en cada periodo estipulado, debe ser revisado y aprobado por el ente de control que se designe.

Para el caso en particular se han definido como patrón conocido las metas establecidas para cumplir en un horizonte de 7 años, con el fin de que el operador en un tiempo real logre ajustarse a las condiciones de regulación exigidas actualmente.

Este requerimiento no los exime del cumplimiento de las exigencias por parte de los entes de regulación, vigilancia y control, así como también de los demás entes del Estado relacionados con el sector eléctrico.

Acorde con lo anterior, es posible definir los indicadores que permitan medir de manera aproximada los principales efectos generados por las inversiones propuestas, para lo cual, se describen a continuación los indicadores y los aspectos relacionados con los mismos.

Evaluación:

Si  $(DES \text{ real circuito } i \text{ trimestre } j - DES \text{ meta circuito } i \text{ trimestre } j) \leq 0$ , se asume 0, lo cual indica que ha cumplido la meta para este circuito.

En caso contrario:

$A = \text{Sumatoria } (DES \text{ real circuito } i \text{ trimestre } j - DES \text{ meta circuito } i \text{ trimestre } j) / \text{Sumatoria } (DES \text{ circuito } i \text{ trimestre } (j-1) - DES \text{ meta circuito } i \text{ trimestre } j)$

Donde A es el porcentaje (%) de la inversión del trimestre evaluado que debe ser descontada, en caso de incumplimiento.

DES real circuito i trimestre j = equivale a la medida real de este indicador para el circuito i donde i varía entre 1 y el número de circuitos totales en el trimestre j (Quibdó=4, Cértegui=2, Medrano=1, Istmina=4, Total = 11).

DES meta circuito i trimestre j = corresponde a la meta propuesta para el circuito i en el trimestre j.

DES circuito i trimestre (j-1) = corresponde a la medida de este indicador para el circuito i donde i varía entre 1 y el número de circuitos totales en el trimestre j-1, es decir del trimestre anterior. Cuando este indicador haya sido mejor que la meta, se tomará el valor de la meta de ese periodo.

Nota: A puede ser mayor al 100%, lo que indicaría que en ese periodo se deterioraron aún más los indicadores, por lo tanto el OR deberá devolver el monto en proporción a esta variable.

**Nombre del indicador: FESc**

Corresponde a los indicadores definidos por la resolución CREG 096 de 2000, artículos 2do. y 3ro. La forma de cálculo, variables a utilizar y demás definiciones se tomaron de acuerdo con estos artículos.

Este indicador permitirá medir la gestión realizada por el operador para mejorar la confiabilidad y calidad del servicio, mediante la ejecución del plan de inversiones propuesto para el efecto.

Periodicidad de control:

La periodicidad de este indicador es trimestral. Se tomará como fuente los reportes a que están obligados a enviar a la SSPD. Los ajustes aprobados

por la SSPD deberán ser tenidos en cuenta. Esta información se evaluará a más tardar 20 días después de cada trimestre.

Unidades: Horas y número de salidas

Glosario:

- La medición de estos dos indicadores debe hacerse por circuito. En el anexo técnico (DES y FES) se presentan las metas propuestas para estos dos indicadores.

- El indicador se evaluará sin tener en cuenta las salidas de la línea Bolombolo - Quibdó, restando por circuito, el número de horas y salidas que sean causadas por las salidas de la línea 115 kV.

- Con las inversiones se pretende alcanzar las metas establecidas en el marco regulatorio en un término de 5 años. Durante este periodo, considerado de transición, el operador deberá pagar por compensaciones a los usuarios los montos máximos estimados que se incluyen en el anexo técnico - cuadro resumen.

Evaluación:

Si  $(FES \text{ real circuito } i \text{ trimestre } j - FES \text{ meta circuito } i \text{ trimestre } j) \leq 0$ , se asume 0, lo cual indica que ha cumplido la meta para este circuito.

En caso contrario:

$A = \frac{\text{Sumatoria } (FES \text{ real circuito } i \text{ trimestre } j - FES \text{ meta circuito } i \text{ trimestre } j)}{\text{Sumatoria } (FES \text{ circuito } i \text{ trimestre } (j-1) - FES \text{ meta circuito } i \text{ trimestre } j)}$

Donde A es el porcentaje (%) de la inversión del trimestre evaluado que debe ser descontada, en caso de incumplimiento.

FES real circuito i trimestre j = equivale a la medida real de este indicador para el circuito i donde i varía entre 1 y el número de circuitos totales en el trimestre j (Quibdó=4, Cértegui=2, Medrano=1, Istmina=4, Total = 11).

FES meta circuito i trimestre j = corresponde a la meta propuesta para el circuito i en el trimestre j.

FES circuito  $i$  trimestre  $(j-1)$  = corresponde a la medida de este indicador para el circuito  $i$  donde  $i$  varía entre 1 y el número de circuitos totales en el trimestre  $j-1$ , es decir del trimestre anterior. Cuando este indicador haya sido mejor que la meta, se tomará el valor de la meta de ese periodo.

Nota: A puede ser mayor al 100%, lo que indicaría que en ese periodo se deterioraron aún más los indicadores, por lo tanto el OR deberá devolver el monto en proporción a esta variable.

### **7.3 Indicador de Medición**

**Nombre del indicador:** Indicador de medición de suscriptores

**Forma de cálculo:**

**Indicador =** Número de suscriptores beneficiados por subprograma

**Unidades:** Suscriptores

**Glosario:**

Es un indicador que nos permite ver la gestión de la empresa en la ejecución de los subprogramas de : a) instalación de medidor y adecuación de acometida, b) instalación de medidor y caja y c) adecuación de la acometida.

Las metas que deben ser exigidas al nuevo OR, corresponden a número de suscriptores beneficiados por subprograma según el detalle del Anexo indicador – Metas – Inversión.

**Periodicidad de control del indicador:**

La periodicidad de este indicador es anual, tomando como mes de partida, el mes siguiente a la entrada en operación del contrato de gestión. La fuente de esta información son los registros de facturación que incluya el consumo de los doce meses anteriores y la verificación de la obra ejecutada. Esta información se evaluará a más tardar al final del primer trimestre del año siguiente. Sin embargo se podrán efectuar auditorías semestrales.

#### **Evaluación:**

Si el OR obtiene la meta o la mejora, ha cumplido y se le dará el monto total de la inversión para ese periodo.

En caso contrario, se le pagará proporcionalmente al porcentaje de cumplimiento así:

$$B = (\text{Indicador real año } j / \text{Meta año } j) * 100$$

Donde B es el porcentaje (%) a reconocer de la inversión por subprograma para el periodo evaluado.

#### **7.4 Indicador de Pérdidas**

**Nombre del indicador: Índice de pérdidas totales**

Forma de cálculo:

$$(\text{Compras} - \text{Ventas}) / \text{Compras} * 100\%$$

Unidades : Porcentaje

Glosario:

Compras = Compras de energía en KWh (referida a nivel de 230 kV) que se facturó a la electrificadora según el registro del MEM (Mercado de Energía Mayorista), para el período de consumo del año en evaluación.

Ventas = Ventas de energía en KWh durante el año de evaluación, de acuerdo al dato de facturación obtenido efectuadas las correcciones.

Periodicidad de control:

La periodicidad de este indicador es anual, tomando como mes de partida, el mes siguiente a la entrada en operación del contrato de gestión. Esta información se evaluará a más tardar al final del primer trimestre del año siguiente.

Las metas establecidas para este indicador son las siguientes:

Año	1	2	3	4	5	6	7
Índice de pérdidas	43%	37%	32%	27%	23%	23%	23%

Evaluación:

Si el OR obtiene la meta o la mejora, ha cumplido y se le dará el monto total de la inversión para ese periodo.

En caso contrario, se le descontará proporcionalmente al porcentaje de incumplimiento así:

$$C = (\text{Indicador real año } j - \text{meta año } j) / (\text{Indicador año } j-1 - \text{Meta año } j)$$

Donde C es el porcentaje (%) a descontar de la inversión para el periodo evaluado.

Cuando el **Indicador año (j-1)** haya sido mejor que la meta, se tomará el valor de la meta de ese periodo.

## 7.5 Indicador de Cobertura

Nombre del indicador: Índice de cobertura

Forma de cálculo:

Indicador = Número de suscriptores beneficiados por área (Rural o Urbana)

Unidades: Suscriptores

Glosario:

Suscriptores (Urbanos o Rurales) = Número de suscriptores matriculados el último día del año de evaluación, según dato suministrado por facturación.

Las metas que deben ser exigidas al nuevo OR, corresponden a número de suscriptores beneficiados y discriminados por área rural y urbana.

**Periodicidad de control del indicador:**

La periodicidad de este indicador es anual, tomando como mes de partida, el mes siguiente a la entrada en operación del contrato de gestión. La fuente de esta información son los registros oficiales de facturación validados a más tardar al mes siguiente de finalizado el periodo de evaluación. Sin embargo se podrán efectuar auditorías semestrales.

**Evaluación:**

Si el OR obtiene la meta o la mejora, ha cumplido y se le dará el monto total de la inversión para ese periodo.

En caso contrario, se le pagará proporcionalmente al porcentaje de cumplimiento así:

$$D = (\text{Indicador real año } j / \text{Meta año } j) * 100$$

Donde D es el porcentaje (%) a reconocer de la inversión por subprograma para el periodo evaluado.

## **7.6 Indicador de Regulación de Voltaje**

En reunión sostenida con el comité técnico ( MME,DNP) el 14 de mayo de 2001, se decidió no incluir este indicador para efectos de evaluación de la gestión del nuevo operador. Sin embargo se mantiene el valor de la inversión que quedará sujeta a criterio del operador.

**Nombre del indicador:** Índice de Regulación

**Forma de cálculo:**



(Voltaje medido en S/E Bolombolo a 110 kV – Voltaje medido en S/E Istmina a 110 kV) / Voltaje medido en S/E Bolombolo a 110 kV \* 100%

Unidades: Porcentaje

Glosario:

Voltaje medido en S/E Bolombolo a 110 kV = Valor en kilovoltios obtenido a nivel de 110 kV en la S/E Bolombolo en hora pico y los circuitos en operación normal.

Voltaje medido en S/E Istmina a 110 kV = Valor en kilovoltios obtenido a nivel de 110 kV en la S/E Istmina en hora pico y los circuitos en operación normal.

Periodicidad de control:

La periodicidad de este indicador es anual, tomando como fecha de partida, la fecha de entrada en operación del contrato de gestión.

Las metas establecidas para este indicador son las siguientes:

Año	1	2	3	4	5	6	7
Índice de Regulación	16%	10%	10%	10%	10%	10%	10%

Evaluación:

Si el OR obtiene la meta en el segundo año o la mejora, ha cumplido y se le dará el monto total de la inversión para ese periodo.

En caso contrario, se le descontará proporcionalmente al porcentaje de incumplimiento así:

$$E = (\text{Indicador real año } j - \text{meta año } j) / (\text{Indicador año } j-1 - \text{Meta año } j)$$

Donde E es el porcentaje (%) a descontar de la inversión.

Cuando el **Indicador año (j-1)** haya sido mejor que la meta, se tomará el valor de la meta de ese periodo.

## 8 Tarifas

Se efectuó el cálculo de los cargos por uso de STR según la metodología referenciada en el numeral de Activos Eléctricos, obteniendo los siguientes valores para el nivel de tensión I:

- 86.53 \$/kWh, tomando como precios base los topes para las unidades constructivas establecidos por la resolución 155 de 1997 (Actualizados con el IPP), incluyendo únicamente la infraestructura actual.
- 93.78 \$/kWh, tomando como base los costos reales aproximados de las unidades constructivas, incluyendo únicamente la infraestructura actual.
- 110.99 \$/kWh, tomando como base los costos reales aproximados de las unidades constructivas, teniendo en cuenta las inversiones propuestas.

Valores que, comparados al aprobado por la resolución CREG 178 de 1997 y actualizado a Diciembre de 2000 (80.07 \$/kWh), son superiores.

## 9 Limitaciones

De acuerdo con la información recopilada, se evaluaron las posibles limitaciones que podrían afectar el desempeño del nuevo operador:

Plan de Desarrollo Territorial: Se obtuvo del documento elaborado por la Gobernación del Chocó (1998-2000) de la parte pertinente a Energía, en donde se observa el interés por el desarrollo de proyectos hidroeléctricos, para las zonas que no están cubiertas por la Electrificadora. Los proyectos con mas futuro son las mini centrales hidro-eléctricas del Siete I y Siete II los cuales han sido considerados en el documento Conpes No 2678 del 11 de noviembre de 1993, en las estrategias y acciones en Proyectos de Generación a realizarse en el periodo 2000 a 2004; el estudio de factibilidad fue realizado por la Agencia Japonesa de Corporación Internacional en el año 1986, por lo tanto en los próximos tres años deben acometerse los diseños de los mismos.

Igualmente se tiene estudios preliminares todos enfocados a proyectos de generación para el desarrollo de pequeñas Centrales Hidroeléctricas en las poblaciones de Acandí, Ungía, Jurado, Pizarro, Arusi, Jovi, Coquí, Panguí, Nuquí, Dubasa, Sipí, Sanadosito, Chopogorá Acandí; Puerto Echeverry, Puerto Córdoba, Patosito, Chigorodó, Pavarandosito, Cupica, y Santa Rita.

Por lo tanto, todos estos proyectos son orientados a la generación de energía en el departamento, los cuales no ocasionarían limitaciones para el nuevo operador.

Igualmente se describe necesidad de la construcción y entrada en operación de la línea Viterbo - Cértegui a 115 kV, que contribuirá a reforzar el sistema de la Electrificadora.

Licencias Ambientales: Solo a partir de la ley 99 de 1993, la construcción y modificación de líneas de distribución requieren autorización de las autoridades ambientales y en algunos eventos, por la magnitud del proyecto estos también requieren licencias ambientales.

Sobre este particular, se puede concluir lo siguiente: todas las líneas y subestaciones construidas antes de la entrada en operación de la ley 99 de 1993, no requieren para su operación, la existencia de permisos o licencias ambientales, que es el caso particular de la empresa.

Las remodelaciones o modificaciones que se efectúen con posterioridad, requieren de permiso de la autoridad competente a nivel de 110kV y 34,5 kV. Para niveles de tensión inferiores a 13,2 kV, solo se requiere presentar el proyecto a la autoridad competente donde normalmente se dan recomendaciones sobre tala de árboles y cruce de ríos. Se debe también cumplir con los requisitos de informar a las comunidades afectadas.

Por lo tanto no constituye limitante para el nuevo operador las licencias y/o permisos ambientales puesto que se catalogarían como remodelaciones, solamente debe informarse oportunamente a la autoridad ambiental competente.

El proyecto de la Línea Viterbo - Cértegui tiene licencia ambiental aprobada por la Corporación de Desarrollo del Choco - CODECHOCO.

## 10 Inversiones

En el estudio, el horizonte de tiempo a cubrir era de 7 años, sin embargo los planes de inversión se elaboraron para ejecutarlos en un horizonte de 5 años, dada la necesidad de cumplir las metas propuestas y teniendo en cuenta que este es un tiempo razonable en el cual un operador se puede ajustar al marco regulatorio.

Las metas también están planeadas a 5 años. Para los años 6 y 7, el operador deberá cumplir las metas establecidas en este estudio, o las que estén vigentes en la regulación.

Finalmente, como resultado del análisis y diagnóstico efectuado, y descrito en los numerales anteriores, se obtiene el siguiente plan de inversiones:

### **A- Plan de reducción de pérdidas - Plan de instalación de medidores a usuarios urbanos y rurales:**

Este plan comprende la instalación de medidores; instalación de acometidas a usuarios ilegales; adecuación de acometidas; suministro e instalación de cajas portaborneras.

Valor <sup>2</sup> (millones de pesos):	\$6,267
Periodo de ejecución (años):	2

### **B- Plan de reducción de pérdidas técnicas:**

Este plan incluye remodelación de redes secundarias monofásicas y trifásicas tanto urbanas como rurales.

Valor <sup>2</sup> (millones de pesos):	\$4,737
Periodo de ejecución (años):	4

<sup>2</sup> Incluye el valor del AIU, costos de diseño e interventoría.

### **C- Plan para el mejoramiento de la calidad. DES y FES.**

Incluye remodelación de redes primarias monofásicas y trifásicas tanto urbanas como rurales; plan general de reposición de postera y crucetería en áreas rurales y urbanas.

Valor<sup>2</sup> (millones de pesos): \$13,692  
Periodo de ejecución (años): 5

### **D- Plan de Mejoramiento de Subestaciones:**

Incluye la reposición de equipos, mantenimiento, reparación y adecuación de instalaciones locativas.

Valor<sup>2</sup> (millones de pesos): \$2,193  
Periodo de ejecución (años): 3

### **E- Plan de Expansión - Ampliación de cobertura.**

Incluye la construcción de redes primarias y secundarias para usuarios urbanos y rurales.

Valor<sup>2</sup> (millones de pesos): \$5,670  
Periodo de ejecución (años): 2

### **F- Regulación de voltaje.**

Instalación de bancos de condensadores y la construcción de los módulos respectivos.

Valor<sup>2</sup> (millones de pesos): \$2,232  
Periodo de ejecución (años): 1

El detalle de los planes de inversión se presenta en el anexo 20

## **Anexos**

**ANEXO TECNICO**

### Indicador - Metas - Inversión

#### Indice de pérdidas totales

Año	Total	0	1	2	3	4	5	6	7
Indicador		50%	43%	37%	32%	27%	23%	23%	23%
Inversión (Mil\$ dic/2000)	4,737,898			689,236	1,336,591	1,377,376	1,334,695		

Nota: Corresponde a los valores máximos de índices de pérdidas aceptados

#### Regulación de voltaje

Año	1
Inversión (Mil\$ dic/2000)	2,232,000

Nota: Inversión técnicamente requerida. Su ejecución queda sujeta a criterio del operador.

#### Indicadores DES y FES

Año	Total	1	2	3	4	5
Indicador DES	7,943,078	2,333,134	343,207	1,302,768	1,625,813	1,638,156
Indicador FES	7,943,078	2,333,134	343,207	1,302,768	1,525,913	1,235,037
Inversión total (Mil\$ dic/2000)	15,886,156	2,666,268	1,986,413	2,605,537	3,151,726	4,473,273

Nota: Las metas de los indicadores DES y FES se presenta en el cuadro adjunto.

#### Cobertura

Año	0	1	2
Indicador área urbana (suscriptores)	23,131	24,631	26,131
Indicador área rural (suscriptores)	6,341	7,241	8,341

Inversión (Mil\$ dic/2000)	Total	1	2
	5,670,732	2,625,694	3,045,038

### Indicador - Metas - Inversión

Medición

	Total		2002		2003	
	Suscriptores	Inversion	Suscriptores	Inversion	Suscriptores	Inversion
<b>Plan: Suministro instalación medidor y acometida</b>	10,260	3,163,448			10,260	3,163,448
Urbano	6,573	1,926,788			6,573	1,926,788
Rural	3,687	1,236,660			3,687	1,236,660
<b>Plan: Suministro instalación medidor y caja</b>	18,229	2,997,941	14,545	2,389,375	3,684	608,566
Urbano	14,297	2,326,199	11,739	1,909,998	2,558	416,200
Rural	3,932	671,742	2,806	479,377	1,126	192,366
<b>Plan: Adecuación de la acometida \$ miles</b>	646	105,909			646	105,909
Urbano	579	92,785			579	92,785
Rural	67	13,124			67	13,124
<b>Total</b>		<b>6,267,298</b>		<b>2,389,375</b>		<b>3,877,923</b>





EMPRESA ELECTRIFICADORA DEL CHOCO S.A. - E.S.P.

RESUMEN - CALCULO DE INVERSIONES

	CANTIDADES Y PRECIOS	Tiempo	Costo total		AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	INDICADOR
		Años	Vlr Total	A.I.U.+Diseño e interventoria								
A	REDUCCION DE PERDIDAS NO TECNICAS PLAN DE MEDIDORES Instalación de medidores -Urbanos y Rurales Acometida e instalación de ILEGALES Urbanos y Rurales Adecuación de Acometidas Usuarios Urbanos y Rurales Suministro e instalación de Medidor y Caja Acometida en buen estado usuarios Urbanos y Rurales	2	5,697,544,125	6,267,298,538	2,389,375,450	3,877,923,088						Medición
B	REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS Incluye: - Remodelación de Redes Secundarias Urbanas y Rurales Monofasicas - Remodelación de Redes secundarias Urbanas y Rurales Trifasicas	6	3,948,247,301	4,737,896,761		689,235,767	1,336,590,638	1,377,375,718	1,334,694,637			Perdidas
C	MEJORAMIENTO DE CALIDAD DESc Y FESc Incluye: - Remodelación de Redes Primarias Rurales Monofasicas - Remodelación de Redes Primarias Urbanas y Rurales Trifasicas - Reposición General de Postera Area Rural y Urbana		11,410,624,050	13,692,748,860	2,164,308,164	1,175,257,364	2,825,253,250	3,051,857,260	4,476,072,822			Calidad DESc y FESc
D	SUBESTACIONES - QUIBDO - CERTEGUI - ISTMINA Incluye: Reposición Equipos- Mantenimiento y Reparación, Materiales, Montajes, Mano de Obra y otros	3	1,827,834,405	2,193,401,286	501,960,000	711,157,440	980,283,845					Calidad DESc y FESc
E	EXPANSION - AMPLIACION DE COBERTURA Incluye: Usuarios Urbanos y Rurales - 2 años	5	4,725,609,000	5,670,730,800	2,625,693,480	3,045,037,320						Cobertura
F	REGULACION DE VOLTAJE Incluye: Compensación Reactiva en las Subestaciones de QUIBDO Y ISTMINA	1	1,860,000,000	2,232,000,000	2,232,000,000							
	TOTAL INVERSIONES		29,469,858,880	34,794,076,244	9,913,337,094	9,498,610,980	5,142,127,733	4,429,232,978	5,810,767,459			
G	CAPITAL PARA COMPENSACION DESc y FESc -Periodo de Transición			1,642,000,000	646,000,000	484,000,000	321,000,000	156,000,000	35,000,000			
	GRAN TOTAL			36,436,076,244	10,559,337,094	9,982,610,980	5,463,127,733	4,585,232,978	5,845,767,459			
	NOTAS: La Periodicidad de los indicadores es Anual, a Excepción de Indicador DESc y FESc que es Trimestral											

## **1 Indicadores**

### **1.1 Definición**

Se puede definir un indicador como la relación entre variables cuantitativas o cualitativas, que permite observar la situación y las tendencias generadas en el objeto o fenómeno observado, respecto de objetivos y metas previstas e influencias esperadas. Pueden ser valores, unidades, índices, series estadísticas, etc. Son guías y apoyo para control, los indicadores no son fines, sino medios para ayudar a lograr fines.

Tienen las siguientes características: nombre; forma de cálculo; unidades y un glosario. Es necesario comparar el valor resultante del indicador, con la metas de referencia para que este cobre sentido.

El cumplimiento de las metas previstas para el desembolso de los recursos del plan de inversiones en cada periodo estipulado, debe ser revisado y aprobado por el ente de control que se designe.

Para el caso en particular se han definido como patrón conocido las metas establecidas para cumplir en un horizonte de 7 años, con el fin de que el operador en un tiempo real logre ajustarse a las condiciones de regulación exigidas actualmente.

Este requerimiento no los exime del cumplimiento de las exigencias por parte de los entes de regulación, vigilancia y control, así como también de los demás entes del Estado relacionados con el sector eléctrico.

Acorde con lo anterior, es posible definir los indicadores que permitan medir de manera aproximada los principales efectos generados por las inversiones propuestas, para lo cual, se describen a continuación los indicadores y los aspectos relacionados con los mismos.

## 1.2 Indicadores de calidad del Servicio.

**Nombre del indicador:** DESc

Corresponde a los indicadores definidos por la resolución CREG 096 de 2000, artículos 2do. y 3ro. La forma de cálculo, variables a utilizar y demás definiciones se tomaron de acuerdo con estos artículos.

Este indicador permitirá medir la gestión realizada por el operador para mejorar la confiabilidad y calidad del servicio, mediante la ejecución del plan de inversiones propuesto para el efecto.

**Periodicidad de control:**

La periodicidad de este indicador es trimestral. Se tomará como fuente los reportes a que están obligados a enviar a la SSPD. Los ajustes aprobados por la SSPD deberán ser tenidos en cuenta. Esta información se evaluará a más tardar 45 días después de cada trimestre, sin embargo se podrán efectuar auditorías eventualmente.

**Unidades:** Horas y número de salidas

**Glosario:**

- La medición de estos dos indicadores debe hacerse por circuito. En el anexo técnico (DES y FES) se presentan las metas propuestas para estos dos indicadores.

- El indicador se evaluará sin tener en cuenta las salidas de la línea Bolombolo - Quibdó, restando por circuito, el número de horas y salidas que sean causadas por las salidas de la línea 115 kV.

- Con las inversiones se pretende alcanzar las metas establecidas en el marco regulatorio en un término de 5 años. Durante este periodo, considerado de transición, el operador deberá pagar por compensaciones a los usuarios los montos máximos estimados que se incluyen en el anexo técnico - cuadro resumen.

Evaluación:

Si  $(DES \text{ real circuito } i \text{ trimestre } j - DES \text{ meta circuito } i \text{ trimestre } j) \leq 0$ , se asume 0, lo cual indica que ha cumplido la meta para este circuito.

En caso contrario:

$A = \text{Sumatoria } (DES \text{ real circuito } i \text{ trimestre } j - DES \text{ meta circuito } i \text{ trimestre } j) / \text{Sumatoria } (DES \text{ circuito } i \text{ trimestre } (j-1) - DES \text{ meta circuito } i \text{ trimestre } j)$

Donde A es el porcentaje (%) de la inversión del trimestre evaluado que debe ser descontada, en caso de incumplimiento.

DES real circuito i trimestre j = equivale a la medida real de este indicador para el circuito i donde i varía entre 1 y el número de circuitos totales en el trimestre j (Quibdó=4, Cértegui=2, Medrano=1, Istmina=4, Total = 11).

DES meta circuito i trimestre j = corresponde a la meta propuesta para el circuito i en el trimestre j.

DES circuito i trimestre (j-1) = corresponde a la medida de este indicador para el circuito i donde i varía entre 1 y el número de circuitos totales en el trimestre j-1, es decir del trimestre anterior. Cuando este indicador haya sido mejor que la meta, se tomará el valor de la meta de ese periodo.

Nota: A puede ser mayor al 100%, lo que indicaría que en ese periodo se deterioraron aún más los indicadores, por lo tanto el OR deberá devolver el monto en proporción a esta variable.

**Nombre del indicador: FESc**

Corresponde a los indicadores definidos por la resolución CREG 096 de 2000, artículos 2do. y 3ro. La forma de cálculo, variables a utilizar y demás definiciones se tomaron de acuerdo con estos artículos.

Este indicador permitirá medir la gestión realizada por el operador para mejorar la confiabilidad y calidad del servicio, mediante la ejecución del plan de inversiones propuesto para el efecto.

Periodicidad de control:

La periodicidad de este indicador es trimestral. Se tomará como fuente los reportes a que están obligados a enviar a la SSPD. Los ajustes aprobados

por la SSPD deberán ser tenidos en cuenta. Esta información se evaluará a más tardar 20 días después de cada trimestre.

Unidades: Horas y número de salidas

Glosario:

- La medición de estos dos indicadores debe hacerse por circuito. En el anexo técnico (DES y FES) se presentan las metas propuestas para estos dos indicadores.

- El indicador se evaluará sin tener en cuenta las salidas de la línea Bolombolo - Quibdó, restando por circuito, el número de horas y salidas que sean causadas por las salidas de la línea 115 kV.

- Con las inversiones se pretende alcanzar las metas establecidas en el marco regulatorio en un término de 5 años. Durante este periodo, considerado de transición, el operador deberá pagar por compensaciones a los usuarios los montos máximos estimados que se incluyen en el anexo técnico - cuadro resumen.

Evaluación:

Si  $(FES \text{ real circuito } i \text{ trimestre } j - FES \text{ meta circuito } i \text{ trimestre } j) \leq 0$ , se asume 0, lo cual indica que ha cumplido la meta para este circuito.

En caso contrario:

$A = \frac{\text{Sumatoria } (FES \text{ real circuito } i \text{ trimestre } j - FES \text{ meta circuito } i \text{ trimestre } j)}{\text{Sumatoria } (FES \text{ circuito } i \text{ trimestre } (j-1) - FES \text{ meta circuito } i \text{ trimestre } j)}$

Donde A es el porcentaje (%) de la inversión del trimestre evaluado que debe ser descontada, en caso de incumplimiento.

FES real circuito i trimestre j = equivale a la medida real de este indicador para el circuito i donde i varía entre 1 y el número de circuitos totales en el trimestre j (Quibdó=4, Cértegui=2, Medrano=1, Istmina=4, Total = 11).

FES meta circuito i trimestre j = corresponde a la meta propuesta para el circuito i en el trimestre j.

FES circuito  $i$  trimestre  $(j-1)$  = corresponde a la medida de este indicador para el circuito  $i$  donde  $i$  varía entre 1 y el número de circuitos totales en el trimestre  $j-1$ , es decir del trimestre anterior. Cuando este indicador haya sido mejor que la meta, se tomará el valor de la meta de ese periodo.

Nota: A puede ser mayor al 100%, lo que indicaría que en ese periodo se deterioraron aún más los indicadores, por lo tanto el OR deberá devolver el monto en proporción a esta variable.

### **1.3 Indicador de Medición**

**Nombre del indicador:** Indicador de medición de suscriptores

**Forma de cálculo:**

**Indicador =** Número de suscriptores beneficiados por subprograma

**Unidades:** Suscriptores

**Glosario:**

Es un indicador que nos permite ver la gestión de la empresa en la ejecución de los subprogramas de : a) instalación de medidor y adecuación de acometida, b) instalación de medidor y caja y c) adecuación de la acometida.

Las metas que deben ser exigidas al nuevo OR, corresponden a número de suscriptores beneficiados por subprograma según el detalle del Anexo indicador – Metas – Inversión.

**Periodicidad de control del indicador:**

La periodicidad de este indicador es anual, tomando como mes de partida, el mes siguiente a la entrada en operación del contrato de gestión. La fuente de esta información son los registros de facturación que incluya el consumo de los doce meses anteriores y la verificación de la obra ejecutada. Esta información se evaluará a más tardar al final del primer trimestre del año siguiente. Sin embargo se podrán efectuar auditorías semestrales.

**Evaluación:**

Si el OR obtiene la meta o la mejora, ha cumplido y se le dará el monto total de la inversión para ese periodo.

En caso contrario, se le pagará proporcionalmente al porcentaje de cumplimiento así:

$$B = (\text{Indicador real año } j / \text{Meta año } j) * 100$$

Donde B es el porcentaje (%) a reconocer de la inversión por subprograma para el periodo evaluado.

#### **1.4 Indicador de Pérdidas**

**Nombre del indicador: Índice de pérdidas totales**

Forma de cálculo:

$$(\text{Compras} - \text{Ventas}) / \text{Compras} * 100\%$$

Unidades : Porcentaje

Glosario:

Compras = Compras de energía en KWh (referida a nivel de 230 kV) que se facturó a la electrificadora según el registro del MEM (Mercado de Energía Mayorista), para el período de consumo del año en evaluación.

Ventas = Ventas de energía en KWh durante el año de evaluación, de acuerdo al dato de facturación obtenido efectuadas las correcciones.

Periodicidad de control:

La periodicidad de este indicador es anual, tomando como mes de partida, el mes siguiente a la entrada en operación del contrato de gestión. Esta información se evaluará a más tardar al final del primer trimestre del año siguiente.



Las metas establecidas para este indicador son las siguientes:

Año	1	2	3	4	5	6	7
Índice de pérdidas	43%	37%	32%	27%	23%	23%	23%

Evaluación:

Si el OR obtiene la meta o la mejora, ha cumplido y se le dará el monto total de la inversión para ese periodo.

En caso contrario, se le descontará proporcionalmente al porcentaje de incumplimiento así:

$$C = (\text{Indicador real año } j - \text{meta año } j) / (\text{Indicador año } j-1 - \text{Meta año } j)$$

Donde C es el porcentaje (%) a descontar de la inversión para el periodo evaluado.

Cuando el **Indicador año (j-1)** haya sido mejor que la meta, se tomará el valor de la meta de ese periodo.

## 1.5 Indicador de Cobertura

Nombre del indicador: Índice de cobertura

Forma de cálculo:

Indicador = Número de suscriptores beneficiados por área (Rural o Urbana)

Unidades: Suscriptores

Glosario:

**Suscriptores (Urbanos o Rurales)** = Número de suscriptores matriculados el último día del año de evaluación, según dato suministrado por facturación.

Las metas que deben ser exigidas al nuevo OR, corresponden a número de suscriptores beneficiados y discriminados por área rural y urbana.

**Periodicidad de control del indicador:**

La periodicidad de este indicador es anual, tomando como mes de partida, el mes siguiente a la entrada en operación del contrato de gestión. La fuente de esta información son los registros oficiales de facturación validados a mas tardar al mes siguiente de finalizado el periodo de evaluación. Sin embargo se podrán efectuar auditorías semestrales.

**Evaluación:**

Si el OR obtiene la meta o la mejora, ha cumplido y se le dará el monto total de la inversión para ese periodo.

En caso contrario, se le pagará proporcionalmente al porcentaje de cumplimiento así:

$$D = (\text{Indicador real año } j / \text{Meta año } j) * 100$$

Donde D es el porcentaje (%) a reconocer de la inversión por subprograma para el periodo evaluado.

## **1.6 Indicador de Regulación de Voltaje**

En reunión sostenida con el comité técnico ( MME,DNP) el 14 de mayo de 2001, se decidió no incluir este indicador para efectos de evaluación de la gestión del nuevo operador. Sin embargo se mantiene el valor de la inversión que quedará sujeta a criterio del operador.

**Nombre del indicador:** Índice de Regulación

Forma de cálculo:

(Voltaje medido en S/E Bolombolo a 110 kV– Voltaje medido en S/E Istmina a 110 kV) / Voltaje medido en S/E Bolombolo a 110 kV \* 100%

Unidades: Porcentaje

Glosario:

Voltaje medido en S/E Bolombolo a 110 kV = Valor en kilovoltios obtenido a nivel de 110 kV en la S/E Bolombolo en hora pico y los circuitos en operación normal.

Voltaje medido en S/E Istmina a 110 kV = Valor en kilovoltios obtenido a nivel de 110 kV en la S/E Istmina en hora pico y los circuitos en operación normal.

Periodicidad de control:

La periodicidad de este indicador es anual, tomando como fecha de partida, la fecha de entrada en operación del contrato de gestión.

Las metas establecidas para este indicador son las siguientes:

Año	1	2	3	4	5	6	7
Índice de Regulación	16%	10%	10%	10%	10%	10%	10%

Evaluación:

Si el OR obtiene la meta en el segundo año o la mejora, ha cumplido y se le dará el monto total de la inversión para ese periodo.

En caso contrario, se le descontará proporcionalmente al porcentaje de incumplimiento así:

$$E = (\text{Indicador real año } j - \text{meta año } j) / (\text{Indicador año } j-1 - \text{Meta año } j)$$

Donde E es el porcentaje (%) a descontar de la inversión.

Cuando el **Indicador año (j-1)** haya sido mejor que la meta, se tomará el valor de la meta de ese periodo.

## 2 Inversiones

En el estudio, el horizonte de tiempo a cubrir era de 7 años, sin embargo los planes de inversión se elaboraron para ejecutarlos en un horizonte de 5 años, dada la necesidad de cumplir las metas propuestas y teniendo en cuenta que este es un tiempo razonable en el cual un operador se puede ajustar al marco regulatorio.

Las metas también están planeadas a 5 años. Para los años 6 y 7, el operador deberá cumplir las metas establecidas en este estudio, o las que estén vigentes en la regulación.

Finalmente, como resultado del análisis y diagnóstico efectuado, y descrito en los numerales anteriores, se obtiene el siguiente plan de inversiones:

### **A- Plan de reducción de pérdidas - Plan de instalación de medidores a usuarios urbanos y rurales:**

Este plan comprende la instalación de medidores; instalación de acometidas a usuarios ilegales; adecuación de acometidas; suministro e instalación de cajas portaborneras.

Valor <sup>1</sup> (millones de pesos):	\$6,267
Periodo de ejecución (años):	2

### **B- Plan de reducción de pérdidas técnicas:**

Este plan incluye remodelación de redes secundarias monofásicas y trifásicas tanto urbanas como rurales.

Valor <sup>2</sup> (millones de pesos):	\$4,737
Periodo de ejecución (años):	4

---

<sup>1</sup> Incluye el valor del AIU, costos de diseño e interventoría.

### **C- Plan para el mejoramiento de la calidad. DES y FES.**

Incluye remodelación de redes primarias monofásicas y trifásicas tanto urbanas como rurales; plan general de reposición de postera y crucetería en áreas rurales y urbanas.

Valor<sup>2</sup> (millones de pesos): \$13,692  
Periodo de ejecución (años): 5

### **D- Plan de Mejoramiento de Subestaciones:**

Incluye la reposición de equipos, mantenimiento, reparación y adecuación de instalaciones locativas.

Valor<sup>2</sup> (millones de pesos): \$2,193  
Periodo de ejecución (años): 3

### **E- Plan de Expansión - Ampliación de cobertura.**

Incluye la construcción de redes primarias y secundarias para usuarios urbanos y rurales.

Valor<sup>2</sup> (millones de pesos): \$5,670  
Periodo de ejecución (años): 2

### **F- Regulación de voltaje.**

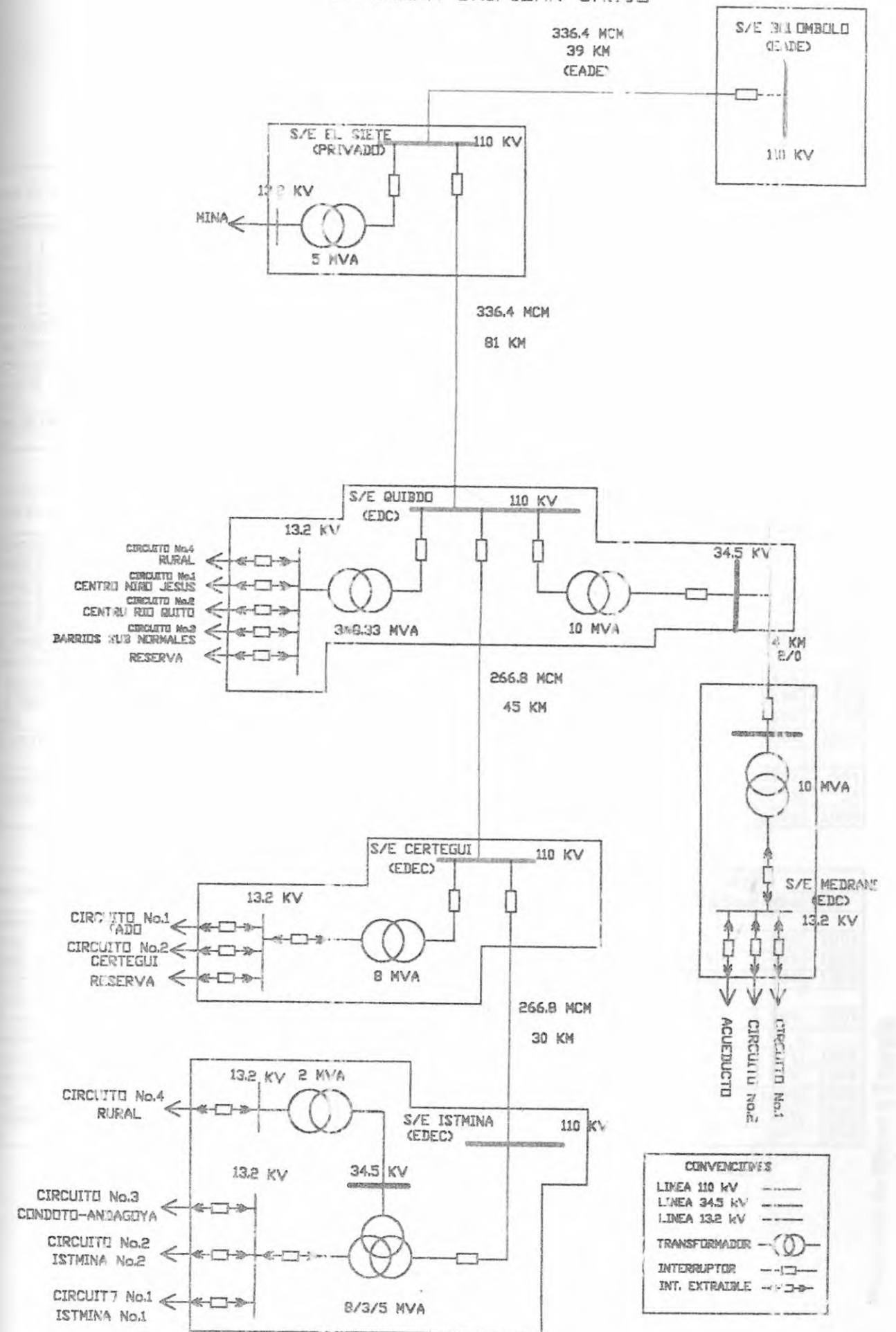
Instalación de bancos de condensadores y la construcción de los módulos respectivos.

Valor<sup>2</sup> (millones de pesos): \$2,232  
Periodo de ejecución (años): 1

**ANEXO 1. DIAGRAMA UNIFILAR**



# DIAGRAMA UNIFILAR CH000



**CONVENCIONES**

LINEA 110 KV	---
LINEA 34.5 KV	---
LINEA 13.2 KV	---
TRANSFORMADOR	⊗
INTERRUPTOR	⊞
INT. EXTRAIBLE	⊞

Anexo 2.

Número de suscriptores a diciembre del 2.000

Clase de servicio	Totales			Urbanos			Rurales		
	Con medida	Sin medida	Total	Con medida	Sin medida	Total	Con medida	Sin medida	Total
Residencial									
Estrato 1	549	16.353	16.902	437	10.811	11.248	112	5.542	5.654
Estrato 2	1.187	5.082	6.269	1.170	5.017	6.187	17	65	82
Estrato 3	1.086	2.054	3.140	1.084	2.042	3.126	2	12	14
Estrato 4	6	38	44	6	38	44			
Suma residencial	2.828	23.527	26.355	2.697	17.908	20.605	131	5.619	5.750
No residencial									
Comercial	472	950	1.422	464	897	1.361	8	53	61
Industrial	28	83	111	26	70	96	2	13	15
Oficial	47	337	384	47	272	319		65	65
Suma no residencial	547	1.370	1.917	537	1.239	1.776	10	131	141
Total	3.375	24.897	28.272	3.234	19.147	22.381	141	5.750	5.891

Porcentaje por clase de servicio

Clase de servicio	Totales			Urbanos			Rurales		
	Con medida	Sin medida	Total	Con medida	Sin medida	Total	Con medida	Sin medida	Total
Residencial									
Estrato 1	19%	70%	64%	16%	60%	55%	85%	99%	98%
Estrato 2	42%	22%	24%	43%	28%	30%	13%	1%	1%
Estrato 3	38%	9%	12%	40%	11%	15%	2%	0%	0%
Estrato 4	0%	0%	0%	0%	0%	0%			
Total residencial	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
No residencial									
Comercial	86%	69%	74%	86%	72%	77%	80%	40%	43%
Industrial	5%	6%	6%	5%	6%	5%	20%	10%	11%
Oficial	9%	25%	20%	9%	22%	18%		50%	46%
Total no residencial	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Residencial	84%	94%	93%	83%	94%	92%	93%	98%	98%
No residencial	16%	6%	7%	17%	6%	8%	7%	2%	2%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Porcentaje suscriptores con y sin medida a diciembre del 2.000

Clase de servicio	Totales			Urbanos			Rurales		
	Con medida	Sin medida	Total	Con medida	Sin medida	Total	Con medida	Sin medida	Total
Residencial									
Estrato 1	3%	97%	100%	4%	96%	100%	2%	98%	100%
Estrato 2	19%	81%	100%	19%	81%	100%	21%	79%	100%
Estrato 3	35%	65%	100%	35%	65%	100%	14%	86%	100%
Estrato 4	14%	86%	100%	14%	86%	100%			
Total residencial	11%	89%	100%	13%	87%	100%	2%	98%	100%
No residencial									
Comercial	33%	67%	100%	34%	66%	100%	13%	87%	100%
Industrial	25%	75%	100%	27%	73%	100%	13%	87%	100%
Oficial	12%	88%	100%	15%	85%	100%		100%	100%
No residencial	29%	71%	100%	30%	70%	100%	7%	93%	100%
Total	12%	88%	100%	14%	86%	100%	2%	98%	100%



Anexo 3.

Consumo mensual promedio por suscriptor en el año 2.000 (kWh)

Clase de servicio	Promedio urbano y rural			Urbano			Rural		
	Con medida	Sin medida	Total	Con medida	Sin medida	Total	Con medida	Sin medida	Total
Residencial									
Estrato 1	125	178	152	122	200	161	129	157	143
Estrato 2	192	248	220	177	259	218	208	237	222
Estrato 3	181	266	224	229	295	262	134	237	185
Estrato 4	116	149	132	232	298	265			
Promedio residencial	154	210	182	190	263	226	117	158	138
No residencial									
Comercial	260	259	259	360	297	329	160	221	190
Industrial	1.860	423	1.141	2.577	534	1.555	1.144	311	727
Oficial	979	1.167	1.073	1.957	1.245	1.601		1.089	544
Promedio no residencia	1.033	616	825	1.631	692	1.162	435	540	487
Promedio total	593	413	503	911	477	694	276	349	312

Ventas de energía en el año 2.000 (MWh)

Clase de servicio	Total			Distribución por clase de servicio			Distribución entre energía vendida con y sin medición		
	Con medida	Sin medida	Total	Con medida	Sin medida	Total	Con medida	Sin medida	Total
Residencial									
Estrato 1	800,3	34.710,5	35.510,8	12%	61%	56%	2%	98%	100%
Estrato 2	2.596,9	15.240,3	17.837,2	40%	27%	28%	15%	85%	100%
Estrato 3	3.062,7	7.096,1	10.158,8	47%	12%	16%	30%	70%	100%
Estrato 4	18,6	134,4	153,0	0%	0%	0%	12%	88%	100%
Suma residencial	6.478,4	57.181,3	63.659,7	100%	100%	100%	10%	90%	100%
No residencial									
Comercial	2.101,2	3.148,9	5.250,2	52%	37%	42%	40%	60%	100%
Industrial	789,7	477,2	1.267,0	19%	6%	10%	62%	38%	100%
Oficial	1.167,1	4.907,5	6.074,6	29%	58%	48%	19%	81%	100%
Suma no residencial	4.058,0	8.533,7	12.591,7	100%	100%	100%	32%	68%	100%
Residencial	6.478,4	57.181,3	63.659,7	61%	87%	83%	10%	90%	100%
No residencial	4.058,0	8.533,7	12.591,7	39%	13%	17%	32%	68%	100%
Total	10.536,4	65.715,0	76.251,4	100%	100%	100%	14%	86%	100%

**ANEXO 4. VALORACIÓN DE ACTIVOS TOPES  
DE RESOLUCIÓN**

EMPRESA ELECTRIFICADORA DEL CHOCO S.A E. S. P.  
 ACTIVOS ELECTRICOS - Resolución

NIVEL: I

CUADRO1: REDES DE DISTRIBUCION SECUNDARIA

TOTAL COSTO (\$ Dic/2000):

4.549,20

DESCRIPCION	VALOR/km (Mill \$-dic/00)	CANT. (km)	VALOR (Mill \$ dic/00)
<b>1. DISTRIBUCION SECUNDARIA</b>			
<b>URBANA 220/110 VOLTIOS</b>		<b>156,0</b>	<b>1.958,40</b>
<b>Monofasica</b>			
1.1 cable aislado 1/0	20,40	9,0	183,60
1.2 Red abierta Conductor No 2.	20,40	87,0	1.774,80
<b>Trifasica</b>			
1.1 cable aislado 1/0	20,40	11,0	31,40
1.2 Red abierta Conductor No 2.	30,43	50,0	80,43
<b>2. DISTRIBUCION SECUNDARIA</b>		<b>140</b>	<b>2.590,80</b>
<b>RURAL 220/110 VOLTIOS</b>			
<b>Monofasica</b>			
1.1 cable aislado 1/0		0	
1.2 Red abierta Conductor No 2.	20,40	127	2.590,80
<b>Trifasica</b>			
1.1 cable aislado 1/0		0	
1.2 Red abierta Conductor No 2.	20,40	13	265,20
<b>TOTAL</b>		<b>296,00</b>	<b>4.549,20</b>

**EMPRESAS ELECTRIFICADORA DEL CHOCO**  
**ACTIVOS ELECTRICOS - Resolución**

NIVEL: I

CUADRO 2: TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

TOTAL COSTO (\$ Dic/00):

**3.498,37**

DESCRIPCION	VALOR/trafo (Mill \$ Dic/00)	CANT. (Und)	VALOR (Mill \$ Dic/00)
<b>1. TRANSFORMADORES</b>			
<b>URBANOS.</b>		<b>412</b>	<b>1.268,15</b>
<b>1.1. Monofasicos</b>		<b>160</b>	<b>338,46</b>
1.1.1. De 100 kVA 13.2kV-220/110 V	3,33	6	20,00
1.1.2. De 75 kVA 13.2kV-220/110 V	2,71	33	89,55
1.1.3. De 50 kVA 13.2kV-220/110 V.	2,12	63	133,77
1.1.4. De 45 kVA 13.2kV-220/110 V.	1,87	0	0,00
1.1.5 De 37.5 kVA 13.2kV-220/110 V.	1,82	35	63,78
1.1.6 De 30 kVA 13.2kV-220/110 V.	1,70	0	0,00
1.1.7 De 25 kVA 13.2kV-220/110 V.	1,40	18	25,28
1.1.8 De 15 kVA 13.2kV-220/110 V.	1,21	5	6,07
<b>1.2. Trifasicos</b>		<b>252</b>	<b>929,70</b>
1.2.1. De 160 kVA 13.2kV-220/110 V	7,65	1	7,65
1.2.2. De 150 kVA 13.2kV-220/110 V	7,31	2	14,62
1.2.3. De 113 kVA 13.2kV-220/110 V	5,10	22	112,20
1.2.4. De 100 kVA 13.2kV-220/110 V	4,76	3	14,28
1.2.5. De 75 kVA 13.2kV-220/110 V	3,69	165	608,69
1.2.6. De 50 kVA 13.2kV-220/110 V.	3,40	1	3,40
1.2.7. De 45 kVA 13.2kV-220/110 V.	2,96	52	153,82
1.2.8 De 37.5 kVA 13.2kV-220/110 V.	2,72	1	2,72
1.2.9 De 30 kVA 13.2kV-220/110 V.	2,47	5	12,33
1.2.10. De 25 kVA 13.2kV-220/110 V.	2,21	0	0,00
1.2.11. De 15 kVA 13.2kV-220/110 V.	2,18	0	0,00
1.2.12. De 10 kVA 13.2kV-220/110 V.	1,96	0	0,00
<b>2. TRANSFORMADORES</b>			
<b>RURALES</b>		<b>315</b>	<b>563,16</b>
<b>2.1. Monofasicos</b>		<b>286</b>	<b>478,70</b>
1.1.1. De 75 kVA 13.2kV-220/110 V.	2,71	0	0,00
1.1.2. De 50 kVA 13.2kV-220/110 V.	2,12	60	127,21
1.1.3 De 37.5 kVA 13.2kV-220/110 V.	1,82	87	158,62
1.1.4. De 25 kVA 13.2kV-220/110 V.	1,40	127	178,38
1.1.5. De 15 kVA 13.2kV-220/110 V.	1,21	11	13,36
1.1.6. De 10 kVA 13.2kV-220/110 V.	1,13	1	1,13
<b>2.2. Trifasicos</b>		<b>29</b>	<b>84,46</b>
2.2.1. De 45 kVA 13.2kV-220/110 V	2,96	26	77,02
2.2.2. De 30 kVA 13.2kV-220/110 V.	2,48	3	7,45
<b>TOTAL TRAFOS</b>		<b>727</b>	<b>1.831,32</b>
<b>3. EQUIPO DE MANIOBRA</b>		<b>3.470</b>	<b>1.667,05</b>
<b>Y PROTECCION</b>			
Cortacircuitos Monofasicos	0,306	892,00	272,95
Pararrayos Monofasicos	0,374	892,00	333,61
Cortacircuitos Trifasicos	0,544	843,00	458,59
Pararrayos Trifasicos	0,714	843,00	601,90
<b>TOTAL</b>			<b>3.498,37</b>

EMPRESA ELECTRIFICADORA DEL CHOCO S.A. E.S.P  
 ACTIVOS ELECTRICOS - Resolución

NIVEL: II

CUADRO 3: REDES DE DISTRIBUCION PRIMARIA

TOTAL COSTO (\$ Dic/00):

19.938,81

DESCRIPCION	VALOR/km (Mill \$ Dic/00)	CANT. (km)	VALOR (Mill \$ Dic/00)
<b>1. DISTRIBUCION PRIMARIA TRIFASICA 13.2 kv.</b>		<b>659,00</b>	<b>16.905,48</b>
1.1. ZONA URBANA		<b>55,00</b>	<b>887,40</b>
1.1.2 Conductor No 2	19,7	45,00	887,40
1.1.3 Conductor 1/0	45,9	10,00	55,90
1.2. ZONA RURAL		<b>604</b>	<b>16.018,08</b>
1.2.1. Conductor 1/0 Acsr	26,52	464,00	12.305,28
1.2.2 Conductor No 2	26,52	140	3.712,80
<b>2. DISTRIBUCION PRIMARIA MONOFASICA 13,2kv.</b>		<b>121,00</b>	<b>2.386,12</b>
2.1 Zona Urbana		<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
Conductor 1/0 ACSR	19,72	0,00	0,00
Conductor No 2	19,72	0,00	0,00
2.2 Zona Rural		<b>121,00</b>	<b>2.386,12</b>
conductor 1/0 Acsr.	19,72	40,00	788,80
Conductor No 2	19,72	81,00	1.597,32
<b>TOTAL REDES</b>		<b>780,00</b>	<b>19.291,60</b>
<b>3.EQUIPO DE MANIOBRA Y PROTECCION (2)</b>		<b>15,00</b>	<b>647,21</b>
3.1 Regulador de 13,2 kv	49,11	1,00	49,11
3.2 Celdas interrupt.vacio	78,29	6,00	469,71
3.2 Celdas interrpt. aceite.	16,05	8,00	128,38
<b>GRAN TOTAL.</b>			<b>19.938,81</b>

**EMPRESA ELECTRIFICADORA DEL CHOCO S.A. E.S.P.  
ACTIVOS ELECTRICOS - Resolución**

NIVEL: II

CUADRO 4: REDES DE DISTRIBUCION PRIMARIA

TOTAL COSTO (\$ Dic/00): **19.203,20**

**LINEAS DE SUBTRANSMISION DEL NIVEL II: 13,2 kV**

Nodo 1	Nodo 2	Nro Cto	Voltaje kV	Longitud km	Conductor MCM o AWG	Tipo de estructura	Localización (urbano/rural)	Observaciones	Costo (Millones de \$ Dic2000)	
									Unitario	Total
		1	13,2	562	2	poste concreto	U-R		26,52	14.904
		1	13,2	218	1/0	poste concreto	R		19,72	4.299
<b>TOTAL EMPRESA</b>									(km.)	<b>19.203,2</b>

**LINEAS DE SUBTRANSMISION DEL NIVEL III: 34,5 kV**

Quibdo	Medrano	1	34,5	4,0	2/0	Poste concreto	Rural		47,1	188,4
<b>TOTAL</b>										
		1	34,5	4,0	2/0	P. Concreto	Rural		47,1	188,4

**LINEAS DE TRANSMISION DEL NIVEL IV: 115 kV**

Bolombolo	El Siete	1	115	39,0	336,4	E. Metalica	Rural		125,5	4.892,9
El Siete	Quibdo	1	115	81,0	336,4	E. Metalica	Rural		125,5	10.162,3
Quibdo	Cerlegui	1	115	45,0	266,8	P. Concreto	Rural		125,5	5.645,7
Certegui	Istmina	1	115	30,0	266,8	P. Concreto	Rural		125,5	3.763,8
<b>TOTAL</b>										
				195,0						24.464,7

**EMPRESA ELECRIFICADORA DEL CHOCO S.A E.S.P.  
ACTIVOS ELECTRICOS - Resolución**

NIVEL : TODOS  
 CUADRO : RESUMEN  
 TOTAL COSTO (\$ Dic/00)

**69.684,46**

CUADRO No.	NIVEL DE TENSION	DESCRIPCION	COSTO (Millones \$)
1	I	REDES DE DISTRIBUCION SECUNDARIA	4.549
2	I	TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION	3.498
3	II	REDES DE DISTRIBUCION PRIMARIA	19.939
4	III	LÍNEAS DE SUBTRANSMISION	188
4	IV	LÍNEA DE TRANSMISION	24.465
5	II, III, IV	TRANSFORMADORES Y EQUIPOS DE DISTRIBUCION	17.045
<b>TOTAL</b>			<b>69.684</b>
Activos no Eléctricos			4.649
<b>Total Activos</b>			<b>74.334</b>

**ANEXO 5. VALORACIÓN DE ACTIVOS COSTOS  
COMERCIALES**



EMPRESA ELECTRIFICADORA DEL CHOCO S.A E. S. P.  
 ACTIVOS ELECTRICOS

NIVEL: I

CUADRO 1: REDES DE DISTRIBUCION SECUNDARIA

TOTAL COSTO (\$ Dic/2000):

4.866

DESCRIPCION	VALOR/km (Mill \$-dic/00)	CANT. (km)	VALOR (Mill \$ dic/00)
<b>1. DISTRIBUCION SECUNDARIA URBANA 220/110 VOLTIOS</b>		<b>157</b>	<b>2.612</b>
<b>Monofasica</b>			
1.1 Red aislada en conductor 1/0	19,66	9	177
1.2 Red abierta Conductor No 2.	14,68	87	1.274
<b>Trifasica</b>			
1.1 cable aislado 1/0	27,03	11	297
1.2 Red abierta Conductor No 2.	17,35	50	864
<b>2. DISTRIBUCION SECUNDARIA RURAL 220/110 VOLTIOS</b>		<b>140</b>	<b>2.254</b>
<b>Monofasica</b>			
1.1 cable aislado 1/0		0	0
1.2 Red abierta Conductor No 2.	15,88	127	2.014
<b>Trifasica</b>			
1.1 cable aislado 1/0		0	0
1.2 Red abierta Conductor No 2.	18,69	13	240
<b>TOTAL</b>		<b>296</b>	<b>4.866</b>

EMPRESA ELECTRIFICADORA DEL CHOCO S.A E. S. P.  
ACTIVOS ELECTRICOS

NIVEL: I

CUADRO 2: TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

TOTAL COSTO (\$ Dic/00):

4.933

DESCRIPCION	VALOR / Unit. (*Mill \$-Dic/00)	CANT. (Und)	VALOR (Mill \$ Dic/00)
<b>1. TRANSFORMADORES</b>			
<b>URBANOS.</b>		<b>412</b>	<b>2.623</b>
<b>1.1. Monofasicos</b>		<b>160</b>	<b>766</b>
1.1.1. De 100 kVA 13.2kV-220/110 V	7,25	6	43
1.1.2. De 75 kVA 13.2kV-220/110 V	6,02	33	199
1.1.3. De 50 kVA 13.2kV-220/110 V.	4,80	63	303
1.1.4. De 45 kVA 13.2kV-220/110 V.	4,80	0	0
1.1.5 De 37.5 kVA 13.2kV-220/110 V.	3,86	35	135
1.1.6 De 30 kVA 13.2kV-220/110 V.	3,86	0	0
1.1.7 De 25 kVA 13.2kV-220/110 V.	3,86	18	70
1.1.8 De 15 kVA 13.2kV-220/110 V.	3,22	5	16
<b>1.2. Trifasicos</b>		<b>252</b>	<b>1.857</b>
1.2.1. De 160 kVA 13.2kV-220/110 V	12,52	1	13
1.2.2. De 150 kVA 13.2kV-220/110 V	12,52	2	25
1.2.3. De 112,5 kVA 13.2kV-220/110 V	11,26	22	248
1.2.4. De 100 kVA 13.2kV-220/110 V	9,99	3	30
1.2.5. De 75 kVA 13.2kV-220/110 V	7,66	165	1.264
1.2.6. De 50 kVA 13.2kV-220/110 V.	4,80	1	5
1.2.7. De 45 kVA 13.2kV-220/110 V.	4,80	52	250
1.2.8 De 37.5 kVA 13.2kV-220/110 V.	4,18	1	4
1.2.9 De 30 kVA 13.2kV-220/110 V.	3,86	5	19
1.2.10. De 25 kVA 13.2kV-220/110 V.	3,86	0	0
1.2.11. De 15 kVA 13.2kV-220/110 V.	3,22	0	0
1.2.12. De 10 kVA 13.2kV-220/110 V.	3,22	0	0
<b>2. TRANSFORMADORES</b>			
<b>RURALES</b>		<b>315</b>	<b>1.355</b>
<b>2.1. Monofasicos</b>		<b>286</b>	<b>1.211</b>
2.1.1. De 75 kVA 13.2kV-220/110 V.	6,33	0	0
2.1.2. De 50 kVA 13.2kV-220/110 V.	5,04	60	303
2.1.3 De 37.5 kVA 13.2kV-220/110 V.	4,06	87	353
2.1.4. De 25 kVA 13.2kV-220/110 V.	4,06	127	515
2.1.5. De 15 kVA 13.2kV-220/110 V.	3,38	11	37
2.1.6. De 10 kVA 13.2kV-220/110 V.	3,38	1	3
<b>2..2. Trifasicos</b>		<b>29</b>	<b>143</b>
2..2.1. De 45 kVA 13.2kV-220/110 V	5,04	26	131
2..2.2. De 30 kVA 13.2kV-220/110 V.	4,06	3	12
<b>TOTAL TRAFOS</b>		<b>727</b>	<b>3.978</b>
<b>3. EQUIPO DE MANIOBRA</b>		<b>3.470</b>	<b>955</b>
<b>Y PROTECCION</b>			
Cortacircuitos Monofasicos	0,234	892,00	209
Pararrayos Monofasicos	0,209	892,00	186
Cortacircuitos Trifasicos	0,351	843,00	296
Pararrayos Trifasicos	0,314	843,00	264
<b>TOTAL</b>			<b>4.933</b>

EMPRESA ELECTRIFICADORA DEL CHOCO S.A. E.S.P  
 ACTIVOS ELECTRICOS

NIVEL: II

CUADRO 3: REDES DE DISTRIBUCION PRIMARIA

TOTAL COSTO (\$ DE Dic/00):

22.610

DÉSCRIPCION	VALOR/km (Mill \$-Dic/00)	CANT. (km)	VALOR (Mill \$ Dic/00)
<b>1. DISTRIBUCION PRIMARIA TRIFÁSICA 13.2 kV.</b>		<b>659</b>	<b>19.723</b>
1.1. ZONA URBANA		55	1.286
1.1.1 Red Conductor No 2	21,62	45	973
1.1.2 Red Conductor 1/0	31,30	10	313
1.2. ZONA RURAL		604	18.437
1.2.1 Red Conductor No 2	22,70	140	3.174
1.2.2 Red Conductor 1/0	32,87	464	15.263
<b>2. DISTRIBUCION PRIMARIA MONOFASICA 13,2kV.</b>		<b>121</b>	<b>2.888</b>
2.1 ZONA URBANA		0	0
2.1.1 Red Conductor No 2		0	0
2.1.2 Red Conductor 1/0		0	0
2.2 ZONA RURAL		121	2.888
2.2.1 Red Conductor No 2	20,44	40	818
2.2.2 Red Conductor 1/0	25,67	81	2.070
<b>TOTAL REDES</b>		<b>780</b>	<b>22.610</b>
<b>3. EQUIPO DE MANIOBRA Y PROTECCIONES</b>			<b>0</b>
<b>GRAN TOTAL</b>			<b>22.610</b>

**EMPRESA ELECTRIFICADORA DEL CHOCO S.A. E.S.P.**

**ACTIVOS ELECTRICOS**

**NIVEL: III y IV**

**CUADRO 4: REDES DE DISTRIBUCION PRIMARIA**

**TOTAL COSTO (\$ Dic/00) NIVEL III 217**

**TOTAL COSTO (\$ Dic/00) NIVEL IV 25.487**

**LINEAS DE SUBTRANSMISION DEL NIVEL III: 34,5 kV**

Nodo 1	Nodo 2	Nro Cto	Voltaje kV	Longitud km	Conductor MCM o AWG	Tipo de estructura	Localización (urbano/rural)	Observaciones	Costo (Millones de \$ Dic2000)	
									Unitario	Total
Quibdo	Medrano	1	34,5	4,0	2/0	Poste concreto	Rural		54,2	217
<b>TOTAL</b>										
		1	34,5	4,0	2/0	P. Concreto	Rural		54,2	217

**LINEAS DE TRANSMISION DEL NIVEL IV: 115 kV**

Nodo 1	Nodo 2	Nro Cto	Voltaje kV	Longitud km	Conductor MCM o AWG	Tipo de estructura	Localización (urbano/rural)	Observaciones	Costo (Millones de \$ Dic2000)	
									Unitario	Total
Bolombolo	El Siete	1	115	39,0	336,4	E. Metalica	Rural		134,0	5.225
El Siete	Quibdo	1	115	81,0	336,4	E. Metalica	Rural		134,0	10.852
Quibdo	Certegui	1	115	45,0	266,8	P. Concreto	Rural		125,5	5.646
Certegui	Istmina	1	115	30,0	266,8	P. Concreto	Rural		125,5	3.764
<b>TOTAL</b>										
				195,0						25.487

**EMPRESA ELECRIFICADORA DEL CHOCO S.A E.S.P.**  
**ACTIVOS ELECTRICOS**

NIVEL : TODOS  
CUADRO : RESUMEN  
TOTAL COSTO (\$ Dic/00)

74.658

CUADRO No.	NIVEL DE TENSION	DESCRIPCION	COSTO (Millones \$)
1	I	REDES DE DISTRIBUCION SECUNDARIA	4.866
2	I	TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION	4.933
3	II	REDES DE DISTRIBUCION PRIMARIA	22.610
4	III	LÍNEAS DE SUBTRANSMISION	217
4	IV	LÍNEA DE TRANSMISION	25.487
5	II, III, IV	S/E (s) -TRAFOS Y EQUIPOS DE DISTRIBUCION	16.544
<b>TOTAL</b>			<b>74.658</b>
Activos no Eléctricos			4.649
<b>Total Activos</b>			<b>79.307</b>

**ANEXO 6. VALORACIÓN DE ACTIVOS CON  
INVERSIONES**

EMPRESA ELECTRIFICADORA DEL CHOCO S.A E. S. P.  
 ACTIVOS ELECTRICOS - Inversiones

NIVEL: I

CUADRO1: REDES DE DISTRIBUCION SECUNDARIA

TOTAL COSTO (\$ Dic/2000):

10.275

DESCRIPCION	VALOR/km (Mill \$-dic/00)	CANT. (km)	VALOR (Mill \$ dic/00)
<b>1. DISTRIBUCION SECUNDARIA</b>			
<b>URBANA 220/110 VOLTIOS</b>		<b>307</b>	<b>6.646</b>
<b>Monofasica</b>			
1.1 Red aislada en conductor 1/0	19,66	157	3.087
1.2 Red abierta Conductor No 2.	14,68	29	422
<b>Trifasica</b>			
1.1 cable aislado 1/0	27,03	107	2.906
1.2 Red abierta Conductor No 2.	17,35	13	231
<b>2. DISTRIBUCION SECUNDARIA</b>		<b>190</b>	<b>3.630</b>
<b>RURAL 220/110 VOLTIOS</b>			
<b>Monofasica</b>			
1.1 cable aislado 1/0	21,11	55	1.168
1.2 Red abierta Conductor No 2.	15,88	101	1.611
<b>Trifasica</b>			
1.1 cable aislado 1/0	28,85	23	670
1.2 Red abierta Conductor No 2.	18,69	10	180
<b>TOTAL</b>		<b>496</b>	<b>10.275</b>

EMPRESA ELECTRIFICADORA DEL CHOCO S.A E. S. P.  
 ACTIVOS ELECTRICOS - Inversiones

NIVEL: I

CUADRO 2: TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

TOTAL COSTO (\$ Dic/00):

6.423

DESCRIPCION	VALOR / Unit. (*Mill \$-Dic/00)	CANT. (Und)	VALOR (Mill \$ Dic/00)
<b>1. TRANSFORMADORES</b>			
<b>URBANOS.</b>		<b>464</b>	<b>2.915</b>
<b>1.1. Monofasicos</b>		<b>192</b>	<b>924</b>
1.1.1. De 100 kVA 13.2kV-220/110 V	7	6	43
1.1.2. De 75 kVA 13.2kV-220/110 V	6,02	41	244
1.1.3. De 50 kVA 13.2kV-220/110 V.	4,80	83	399
1.1.4. De 45 kVA 13.2kV-220/110 V.	4,80	0	0
1.1.5 De 37.5 kVA 13.2kV-220/110 V.	3,86	39	152
1.1.6 De 30 kVA 13.2kV-220/110 V.	3,86	0	0
1.1.7 De 25 kVA 13.2kV-220/110 V.	3,86	18	70
1.1.8 De 15 kVA 13.2kV-220/110 V.	3,22	5	16
<b>1.2. Trifasicos</b>		<b>272</b>	<b>1.991</b>
1.2.1. De 160 kVA 13.2kV-220/110 V	12,52	1	13
1.2.2. De 150 kVA 13.2kV-220/110 V	12,52	2	25
1.2.3. De 112,5 kVA 13.2kV-220/110 V	11,26	22	248
1.2.4. De 100 kVA 13.2kV-220/110 V	9,99	3	30
1.2.5. De 75 kVA 13.2kV-220/110 V	7,66	178	1.361
1.2.6. De 50 kVA 13.2kV-220/110 V.	4,80	1	5
1.2.7. De 45 kVA 13.2kV-220/110 V.	4,80	60	286
1.2.8 De 37.5 kVA 13.2kV-220/110 V.	4,18	1	4
1.2.9 De 30 kVA 13.2kV-220/110 V.	3,86	5	19
1.2.10. De 25 kVA 13.2kV-220/110 V.	3,86	0	0
1.2.11. De 15 kVA 13.2kV-220/110 V.	3,22	0	0
1.2.12. De 10 kVA 13.2kV-220/110 V.	3,22	0	0
<b>2. TRANSFORMADORES</b>			
<b>RURALES</b>		<b>355</b>	<b>1.525</b>
<b>2.1. Monofasicos</b>		<b>322</b>	<b>1.363</b>
2.1.1. De 75 kVA 13.2kV-220/110 V.	6,33	0	0
2.1.2. De 50 kVA 13.2kV-220/110 V.	5,04	65	327
2.1.3 De 37.5 kVA 13.2kV-220/110 V.	4,06	96	388
2.1.4. De 25 kVA 13.2kV-220/110 V.	4,06	150	608
2.1.5. De 15 kVA 13.2kV-220/110 V.	3,38	11	37
2.1.6. De 10 kVA 13.2kV-220/110 V.	3,38	1	3
<b>2.2. Trifasicos</b>		<b>33</b>	<b>162</b>
2.2.1. De 45 kVA 13.2kV-220/110 V	5,04	30	150
2.2.2. De 30 kVA 13.2kV-220/110 V.	4,06	3	12
<b>TOTAL TRAFOS</b>		<b>819</b>	<b>4.440</b>
<b>3. EQUIPO DE MANIOBRA Y PROTECCION</b>			<b>1.983</b>
Cortacircuitos Monofasicos	0,401	1.028,31	412
Pararrayos Monofasicos	0,358	1.028,31	368
Cortacircuitos Trifasicos	0,602	914,83	550
Pararrayos Trifasicos	0,537	914,83	491
Puestas a tierra	0,190	727,00	138
Adecuación de tierras	0,076	300,00	23
<b>TOTAL</b>			<b>6.423</b>



EMPRESA ELECTRIFICADORA DEL CHOCO S.A. E.S.P  
 ACTIVOS ELECTRICOS - Inversiones

NIVEL: II

CUADRO 3: REDES DE DISTRIBUCION PRIMARIA

TOTAL COSTO (\$ Dic/00):

31.321

DESCRIPCION	VALOR/km (Mill \$ Dic/00)	CANT. (km)	VALOR (Mill \$ Dic/00)
<b>1. DISTRIBUCION PRIMARIA TRIFASICA 13.2 kV.</b>		<b>829</b>	<b>26.931</b>
<b>1.1. ZONA URBANA</b>		<b>205</b>	<b>6.417</b>
1.1.1 Red Conductor No 2	21,62	0	0
1.1.2 Red Conductor 1/0	31,30	205	6.417
<b>1.2. ZONA RURAL</b>		<b>624</b>	<b>20.515</b>
1.2.1 Red Conductor No 2	22,70	0	0
1.2.2 Red Conductor 1/0	32,87	624	20.515
<b>2. DISTRIBUCION PRIMARIA MONOFASICA 13,2kV.</b>		<b>151</b>	<b>3.867</b>
<b>2.1 ZONA URBANA</b>		<b>0</b>	<b>0</b>
2.1.1 Red Conductor No 2		0	0
2.1.2 Red Conductor 1/0		0	0
<b>2.2 ZONA RURAL</b>		<b>151</b>	<b>3.867</b>
2.2.1 Red Conductor No 2	20,44	0	0
2.2.2 Red Conductor 1/0	25,67	151	3.867
<b>TOTAL REDES</b>		<b>980</b>	<b>30.798</b>
<b>3. EQUIPO DE MANIOBRA Y PROTECCIONES</b>	<b>28</b>	<b>19</b>	<b>523</b>
<b>GRAN TOTAL</b>			<b>31.321</b>

EMPRESA ELECTRIFICADORA DEL CHOCO S.A. E.S.P.

ACTIVOS ELECTRICOS - Inversiones

NIVEL: III y IV

CUADRO 4: REDES DISTRIBUCION PRIMARIA

TOTAL COSTO (\$ Dic/00) NIVEL III 217

TOTAL COSTO (\$ Dic/00) NIVEL IV 25.487

LINEAS SUBTRANSMISION DEL NIVEL III: 34,5 kV

Nodo 1	Nodo 2	Nro Cto	Voltaje kV	Longitud km	Conductor MCM o AWG	Tipo de estructura	Localización (urbano/rural)	Observaciones	Costo (Millones \$ Dic2000)	
									Unitario	Total
Quibdo	Medrano	1	34,5	4,0	2/0	Poste concreto	Rural		54,2	217
TOTAL										
		1	34,5	4,0	2/0	P. Concreto	Rural		54,2	217

LINEAS TRANSMISION DEL NIVEL IV: 115 kV

Nodo 1	Nodo 2	Nro Cto	Voltaje kV	Longitud km	Conductor MCM o AWG	Tipo de estructura	Localización (urbano/rural)	Observaciones	Costo (Millones \$ Dic2000)	
									Unitario	Total
Bolombolo	El Siete	1	115	39,0	336,4	E. Metalica	Rural		134,0	5.225
El Siete	Quibdo	1	115	81,0	336,4	E. Metalica	Rural		134,0	10.852
Quibdo	Certegui	1	115	45,0	266,8	P. Concreto	Rural		125,5	5.646
Certegui	Istmina	1	115	30,0	266,8	P. Concreto	Rural		125,5	3.764
TOTAL										
				195,0						25.487

**EMPRESA ELECRIFICADORA DEL CHOCO S.A E.S.P.**  
**ACTIVOS ELECTRICOS - Inversiones**

NIVEL : TODOS  
 CUADRO : RESUMEN  
 TOTAL COSTO (\$ Dic/00)

90.267

CUADRO No.	NIVEL DE TENSION	DESCRIPCION	COSTO (Millones)
1	I	REDES DISTRIBUCION SECUNDARIA	10.275
2	I	TRANSFORMADORES DISTRIBUCION	6.423
3	II	REDES DISTRIBUCION PRIMARIA	31.321
4	III	LÍNEAS SUBTRANSMISION	217
4	IV	LINEA TRANSMISION	25.487
5	II, III, IV	S/E (s) -TRAFOS Y EQUIPOS DISTRIBUCION	16.544
<b>TOTAL</b>			<b>90.267</b>
Activos no Eléctricos			4.649
<b>Total Activos</b>			<b>94.916</b>

Anexo 7. Datos de facturación correspondiente al consumo de diciembre de 2.000

Numero de suscriptores por municipio, por zona, por clase de servicio y por estrato según facturación mes de consumo diciembre del 2.000

Clase de servicio, sector y medición	Total	Atrato	Bagadó	Bajo Baudó	Cantón de San Pablo	Condoto	Itsmina	Lloró	Novita	Quibdo	Rio Quito	Tadó
Residencial estrato 1 urbano con medición	437	11				267	53		2	95		9
Residencial estrato 1 urbano sin medición	10.811	329	256		220	799	1.278	304	248	6.415		962
Residencial estrato 1 rural con medición	112					58	7			1		40
Residencial estrato 1 rural sin medición	5.542	450	101	169	255	491	1.389	428	186	795	25	1.253
Residencial estrato 2 urbano con medición	1.170					165	243			672		9
Residencial estrato 2 urbano sin medición	5.017	1			5	150	636	2	8	3.880		335
Residencial estrato 2 rural con medición	17					12	3					2
Residencial estrato 2 rural sin medición	65	3		1		19	18		1	1		22
Residencial estrato 3 urbano con medición	1.084					33	151			896		4
Residencial estrato 3 urbano sin medición	2.042				1	7	124			1.900		10
Residencial estrato 3 rural con medición	2						1					1
Residencial estrato 3 rural sin medición	12					2	6					4
Residencial estrato 4 urbano con medición	6									6		
Residencial estrato 4 urbano sin medición	38									38		
Residencial estrato 4 rural con medición												
Residencial estrato 4 rural sin medición												
Comercial urbano con medición	464	1				27	52		1	375		8
Comercial urbano sin medición	897	13	2		2	30	133	5	2	666		44
Comercial rural con medición	8	1				1	3			1		2
Comercial rural sin medición	53	3	1		2	1	13			10		23
Industrial urbano con medición	26					2	4			19		1
Industrial urbano sin medición	70					3	11			52		4
Industrial rural con medición	2						1					1
Industrial rural sin medición	13						1			7		3
Oficial urbano con medición	47					7	5			34		1
Oficial urbano sin medición	272	10	8		2	21	34	7	13	159		18
Oficial rural con medición												
Oficial rural sin medición	65	6	2		2	9	18	2		7		19
Total urbano con medición	3.234	12				501	508		3	2.097		113
Total urbano sin medición	19.147	353	266		230	1.010	2.216	318	271	13.110		1.373
Total urbano	22.381	365	266		230	1.511	2.724	318	274	15.207		1.486
Total rural con medición	141	1				71	15			2	1	51
Total rural sin medición	5.750	462	104	170	259	522	1.445	430	187	820	27	1.324
Total rural	5.891	463	104	170	259	593	1.460	430	187	822	28	1.375
Total	28.272	828	370	170	489	2.104	4.184	748	461	16.029	28	2.861

Consumo en kWh anual por municipio, por zona, por clase de servicio y por estrato según facturación mes de consumo diciembre del 2.000

Clase de servicio, sector y medición	Total	Atrato	Bagadó	Bajo Baudó	Cantón de San Pablo	Condoto	Itsmina	Lloró	Novita	Quibdo	Rio Quito	Tadó
Residencial estrato 1 urbano con medición	45.431	854				22.002	6.469		111	15.240		755
Residencial estrato 1 urbano sin medición	1.785.972	40.214	20.987		30.895	127.112	205.187	34.440	42.556	1.121.976		162.605
Residencial estrato 1 rural con medición	12.328					5.931	799			7		5.591
Residencial estrato 1 rural sin medición	717.408	45.404	5.150	16.908	33.542	73.954	196.199	24.333	24.272	96.283	4.550	196.813
Residencial estrato 2 urbano con medición	173.942					20.833	32.883			108.851		11.375
Residencial estrato 2 urbano sin medición	1.102.868	174			847	31.832	132.112	278	1.708	866.367		69.550
Residencial estrato 2 rural con medición	2.969					2.215	501					253
Residencial estrato 2 rural sin medición	13.063	500		139		3.753	3.663		139	182		4.685
Residencial estrato 3 urbano con medición	217.438					4.259	22.651			190.036		492
Residencial estrato 3 urbano sin medición	555.003				139	1.644	29.498			521.282		2.440
Residencial estrato 3 rural con medición	234						142					92
Residencial estrato 3 rural sin medición	2.620					488	1.156					976
Residencial estrato 4 urbano con medición	1.119									1.119		
Residencial estrato 4 urbano sin medición	10.679									10.679		
Residencial estrato 4 rural con medición												
Residencial estrato 4 rural sin medición												
Comercial urbano con medición	158.737	293				5.278	9.605		31	142.512		1.018
Comercial urbano sin medición	237.522	2.803	240		209	5.515	27.390	703	313	193.148		7.201
Comercial rural con medición	1.219	347				55	108			492		217
Comercial rural sin medición	10.418	1.251	50		209	174	2.162			3.010		3.562
Industrial urbano con medición	60.117					318	5.597			50.784		3.418
Industrial urbano sin medición	30.983					2.558	2.915			24.634		876
Industrial rural con medición	2.052						132				1.920	
Industrial rural sin medición	3.356						354			1.877	582	543
Oficial urbano con medición	96.660					1.250	1.154			94.100		156
Oficial urbano sin medición	315.871	2.038	760		278	8.572	21.523	1.426	2.345	272.883		6.046
Oficial rural con medición												
Oficial rural sin medición	66.019	1.260	625		264	1.591	3.588	449		55.132		3.110
Total urbano con medición	753.444	1.147				53.940	78.359		142	602.642		17.214
Total urbano sin medición	4.038.898	45.229	21.987		32.368	177.233	418.625	36.847	46.922	3.010.969		248.718
Total rural con medición	18.802	347				8.201	1.682			499	1.920	6.153
Total rural sin medición	812.886	48.415	5.825	17.047	34.015	79.960	207.122	24.782	24.411	156.484	5.132	209.693
Total	5.624.030	95.138	27.812	17.047	66.383	319.334	705.788	61.629	71.475	3.770.594	7.052	481.778

Anexo 8. Programa de arreglo de acometidas e instalación de medidores

Clase de servicio	Instalaciones actuales			Instalaciones en mal estado			Medidores por reemplazar		
	Urbano	Rural	Total	Urbano	Rural	Total	Urbano	Rural	Total
Usuarios ilegales estrato 1	3.000	2.000	5.000	3.000	2.000	5.000	3.000	2.000	5.000
Residencial estrato 1 sin medición	10.811	5.542	16.353	2.162	1.663	3.825	10.811	5.542	16.353
Residencial estrato 2 sin medición	5.017	65	5.082	1.003	20	1.023	5.017	65	5.082
Residencial estrato 3 sin medición	2.042	12	2.054	408	4	412	2.042	12	2.054
Residencial estratos 1,2,3	17.870	5.619	23.489	3.573	1.687	5.260	17.870	5.619	23.489
Residencial estrato 4 sin medición	38	0	38	8	0	8			0
Comercial sin medición	897	53	950	179	16	195			0
Industrial sin medición	70	13	83	14	4	18			0
Mixta sin medición	272	65	337	54	20	74			0
Residencial estrato 1 con medición	437	112	549	44	22	66	44	22	66
Residencial estrato 2 con medición	1.170	17	1.187	117	3	120	117	3	120
Residencial estrato 3 con medición	1.084	2	1.086	108	0	108	108	0	108
Total residencial estratos 1,2,3	2.691	131	2.822	269	25	294	269	26	295
Residencial estrato 4 con medición	6	0	6	1	0	1			0
Comercial con medición	464	8	472	46	2	48			0
Industrial con medición	26	2	28	3	0	3			0
Mixta con medición	47	0	47	5	0	5			0
<b>Total</b>	<b>25.381</b>	<b>7.891</b>	<b>33.272</b>	<b>7.152</b>	<b>3.754</b>	<b>10.906</b>	<b>21.139</b>	<b>7.645</b>	<b>28.784</b>

Criterios de acuerdo a visita técnica	Urbana	Rural	Datos suministrados por área técnica Electrochocó	
de instalaciones a arreglar sin medición	20%	30%	Número estimado de usuarios ilegales	5.000
de instalaciones a arreglar con medición	10%	20%	Número estimado usuarios ilegales urbanos	3.000
de medidores obsoletos en mal estado	10%	20%	Número estimado usuarios ilegales rurales	2.000

Clase de servicio	Suministro instalación medidor y acometida			Suministro instalación medidor y caja			Adecuación de la acometida		
	Urbano	Rural	Total	Urbano	Rural	Total	Urbano	Rural	Total
Usuarios ilegales estrato 1	3.000	2.000	5.000	0	0	0			0
Residencial estrato 1 sin medición	2.162	1.663	3.825	8.649	3.879	12.528	0	0	0
Residencial estrato 2 sin medición	1.003	20	1.023	4.014	45	4.059	0	0	0
Residencial estrato 3 sin medición	408	4	412	1.634	8	1.642	0	0	0
Residencial estratos 1,2,3	3.573	1.687	5.260	14.297	3.932	18.229	0	0	0
Residencial estrato 4 sin medición	0	0	0			0	8	0	8
Comercial sin medición	0	0	0			0	179	16	195
Industrial sin medición	0	0	0			0	14	4	18
Mixta sin medición	0	0	0			0	54	20	74
Residencial estrato 1 con medición	44	0	44			0	0	22	22
Residencial estrato 2 con medición	0	0	0			0	117	3	120
Residencial estrato 3 con medición	0	0	0			0	108	0	108
Total residencial estratos 1,2,3	0	0	0			0	269	25	294
Residencial estrato 4 con medición			0			0	1	0	1
Comercial con medición			0			0	46	2	48
Industrial con medición			0			0	3	0	3
Mixta con medición			0			0	5	0	5
<b>Total suscriptores</b>	<b>3.573</b>	<b>1.687</b>	<b>5.260</b>	<b>14.297</b>	<b>3.932</b>	<b>18.229</b>	<b>579</b>	<b>67</b>	<b>646</b>
Valor unitario del trabajo. Mil\$	266,488	304,919	1.466.560	147,914	155,309	2.725.401	145,682	178,072	96.281
Valor total suscriptores. Mil\$	952.162	514.398	1.466.560	2.114.726	610.675	2.725.401	84.350	11.931	96.281
Valor total usuarios ilegales. Mil\$	799.464	609.838	1.409.302	0	0	0	0	0	0
<b>Subtotal Mil \$</b>	<b>1.751.626</b>	<b>1.124.236</b>	<b>2.875.862</b>	<b>2.114.726</b>	<b>610.675</b>	<b>2.725.401</b>	<b>84.350</b>	<b>11.931</b>	<b>96.281</b>

Programa	Valor en miles de \$ del 2000			# suscriptores beneficiados		
	Total	2002	2003	Total	2002	2003
Suministro instalación medidor y acometida	2.875.862	0	2.875.862	10.260	0	10.260
Urbana	1.751.626	0	1.751.626	6.573		6.573
Rural	1.124.236	0	1.124.236	3.687		3.687
Suministro instalación medidor y caja	2.725.401	2.172.160	553.242	18.229	14.545	3.684
Urbana	2.114.726	1.736.362	378.364	14.297	11.739	2.558
Rural	610.675	435.797	174.878	3.932	2.806	1.126
Adecuación de la acometida	96.281	0	96.281	646	0	646
Urbana	84.350	0	84.350	579		579
Rural	11.931	0	11.931	67		67
<b>Total</b>	<b>5.697.544</b>	<b>2.172.160</b>	<b>3.525.385</b>	<b>29.135</b>	<b>14.545</b>	<b>14.590</b>
<b>Total incluyendo AIU</b>	<b>6.267.299</b>	<b>2.389.375</b>	<b>3.877.923</b>			

Nota: Los 28.874 medidores a instalar son 22.913 (79.6%) bifilares y 5.871(20.4%) trifilares

**ANEXO 9. LISTADO DE INSTALACIONES  
BIFILARES Y TRIFILARES POR  
TRANSFORMADOR**

Transformadores con parrayos y cortacircuitos en mal estado y usuarios monofásicos bifilares y trifilares

Ckto	KVA	Fases	Propiedad	Bifilares	Trifilares	Pararayos	Cortacircuitos
2	150	3	Privado				
2	75	2	Empresa	34	17	1	1
2	45	3	Empresa	40	7	2	1
2	45	3	Privado				
2	45	3	Empresa	29	11		
2	150	3	Privado				
2	75	3	Empresa	37	20	2	1
2	45	3	Empresa	11	10	2	
2	112,5	3	Empresa	90	9		
2	15	2	Privado				
2	30	3	Privado				
2	45	3	Privado				
2	45	3	Empresa	21	10	1	1
2	112,5	3	Empresa	28	16	2	1
2	112,5	3	Empresa	37	30		
2	75	3	Empresa	45	13	2	
2	75	3	Empresa	20	14	1	1
2	45	3	Empresa	15	14	1	1
2	45	3	Empresa	39	5	2	
2	45	3	Empresa	19	8		2
2	30	3	Privado				
2	45	3	Empresa	16	15	1	
2	50	2	Privado				
2	112,5	3	Privado	36	16		
2	75	3	Empresa	38	18	1	
2	75	3	Empresa	70	15	2	
2	45	3	Empresa	25	14	1	
2	30	3	Empresa	16	4		
2	45	3	Empresa	43	6		
2	45	3	Empresa	26	10	2	
2	45	3	Privado				
2	25	2	Empresa	35	8		
2	25	2	Empresa				
2	75	3	Empresa	87	12	2	
2	50	2	Empresa	48	9		1
2	75	3	Empresa	54	5		3
2	75	2	Empresa	74	7		1
2	75	3	Empresa	67	14		
2	112,5	3	Privado				
2	75	3	Empresa	35	13		
2	25	2	Empresa	9	5		1
2	45	3	Empresa	38	8	1	1
2	75	3	Empresa	41	13		
2	50	2	Empresa	43	10	1	2
2	50	2	Empresa	33	5	2	
2	75	3	Empresa	36	3		1
2	45	3	Empresa	28	2		1
2	250	3	Privado	29	4		
2	75	3	Empresa	71	8		1
2	75	3	Empresa	84	9	2	1
2	37,5	2	Empresa	47	6		2
2	25	2	Empresa	40	14		
2	25	2	Empresa				
2	45	3	Empresa	40	7	1	
2	75	3	Privado				
2	150	3	Privado				
2	50	2	Empresa	29	4		
2	25	2	Empresa	14	3		
2	50	2	Empresa	70	7		1
2	25	2	Privado				
2	112,5	3	Privado				
2	112,5	3	Empresa	82	17		
2	50	2	Empresa	75	5		
2	30	3	Empresa	25	2		
2	75	3	Empresa	59	10		1
3	75	3	Empresa	92	7		2
3	75	3	Empresa	56	4	1	2
3	75	3	Empresa	67	12		1
3	45	3	Empresa	38	5		1
3	45	3	Empresa	19	5		
3	45	3	Empresa	16	8		1
3	37,5	2	Empresa	53	3	1	1
3	50	2	Empresa	74	9	1	

Ckto	KVA	Fases	Propiedad	Bifilares	Trifilares	Pararayos	Cortacircuitos
3	45	3	Empresa	49	6		
3	75	3	Empresa	44	15		2
3	75	3	Empresa	24	4		2
3	37,5	2	Empresa	44	4	1	1
3	37,5	2	Empresa				
3	50	3	Privado				
3	37,5	2	Empresa	48	8		1
3	75	3	Empresa	34	7		1
3	45	3	Empresa	23	5		
3	75	3	Empresa	34	7		
3	112,5	3	Empresa	66	7		1
3	25	2	Empresa	20	2		
3	37,5	2	Empresa	29		1	1
3	25	2	Empresa	33	1		
3	50	3	Privado				
3	50	2	Empresa	69	4	1	
3	37,5	2	Empresa	56	7		2
3	37,5	2	Empresa	69	4		
3	37,5	2	Empresa				
3	50	2	Empresa	26	7		
3	37,5	2	Empresa	35	2		
3	50	2	Empresa	35		2	1
3	45	3	Empresa	33	6	3	
3	75	3	Empresa	59	12	1	
3	50	2	Empresa	52	7		1
3	112,5	3	Empresa	112	8	2	
3	75	3	Empresa	60	11	3	
3	112,5	3	Empresa	67	8	1	
3	45	3	Empresa	26	9	1	
3	75	3	Empresa	17	40	1	1
3	75	3	Empresa	6	50		
3	75	3	Empresa	53	8		1
3	25	2	Privado				
3	30	3	Empresa	37	7		3
3	25	2	Empresa	31		2	1
3	45	3	Empresa		6		
3	45	3	Empresa	45	12	1	
3	150	3	Empresa	88	9	1	1
3	25	2	Empresa	43	7		1
3	25	2	Empresa				
3	112,5	3	Empresa	70	18		1
3	45	3	Empresa	45	4		
3	45	3	Empresa	32	4	2	
3	37,5	2	Empresa	67	2	1	
3	50	2	Empresa	30	4		
3	75	3	Empresa	96	15	1	1
3	75	3	Empresa	35	10		
3	50	2	Empresa	56	15		1
3	75	3	Empresa	55	9	3	
3	45	3	Empresa	27	9	2	
3	30	3	Empresa	23	5		
3	45	3	Empresa	38			
3	45	3	Empresa	39	9		
3	45	3	Empresa	39	4		
3	45	3	Privado				
3	25	2	Empresa	28	11		
3	50	2	Empresa	53	9		
3	37,5	2	Empresa	36	4		
3	37,5	2	Empresa	19	9		
3	50	2	Empresa	54	12		
3	75	3	Empresa	45	9	1	1
3	25	2	Privado				
3	75	3	Privado				
3	112,5	3	Privado				
3	75	2	Empresa	67	12	1	
3	45	3	Privado				
3	25	2	Empresa				2
3	75	3	Privado				
3	25	2	Empresa				
3	50	2	Empresa	96	4		
3	45	3	Empresa	31	8	1	1
3	50	2	Empresa	62	4		1

Transformadores con parrayos y cortacircuitos dañados y usuarios con acometidas monofásicos bifilares y trifilares

Ckto	KVA	Fases	Propiedad	Bifilares	Trifilares	Pararayos	Cortacktos
1	50	2	Empresa	49	5	2	
1	50	2	Empresa	28	5	1	
1	45	3	Empresa	44	7		1
1	45	3	Empresa	37	1		1
1	37,5	2	Empresa	18	3		
1	50	2	Empresa	34	4		2
1	50	2	Empresa	71		1	2
1	37,5	2	Empresa	74			1
1	25	2	Empresa	41			1
1	25	2	Empresa				
1	75	3	Empresa				
1	15	2	Empresa				
1	75	3	Empresa	58	13		
1	50	2	Empresa	55	8		
1	75	3	Empresa	28	18	1	
1	50	2	Empresa	39	18	1	
1	75	3	Empresa	40	24	2	
1	75	3	Empresa	16	6		3
1	75	3	Empresa	25	17		
1	75	3	Empresa	15	13		
1	75	3	Empresa	43	22		
1	25	2	Privado				
1	37,5	2	Empresa	21	12		
1	25	2	Empresa	15	5		
1	75	3	Privado				
1	75	3	Privado				
1	30	3	Empresa	5	7		
1	150	3	Privado				
1	225	3	Privado				
1	75	3	Empresa	18	17	2	
1	50	2	Empresa	25	15		
1	112,5	3	Empresa	59	23	1	
1	30	3	Empresa	10	12		
1	112,5	3	Privado				
1	112,5	3	Privado				
1	45	3	Empresa	25	14		
1	45	3	Empresa	23	12	1	
1	30	3	Empresa	16	1		
1	112,5	3	Empresa	40	14		
1	75	3	Empresa	26	16	2	
1	25	2	Privado				
1	45	3	Privado				
1	75	3	Empresa	14	20	1	
1	75	3	Privado				
1	75	3	Privado				
1	75	3	Empresa	28	11	1	
1	45	3	Empresa	12	20		
1	15	2	Privado				
1	112,5	3	Privado				
1	45	3	Empresa	14	15		
1	30	3	Privado				
1	45	3	Privado				
1	75	3	Empresa	49	13	2	
1	25	2	Empresa	7	11		
1	112,5	3	Empresa	27	33	1	
1	25	2	Empresa	27	17		
1	25	2	Empresa				
1	75	3	Empresa	25	21	1	
1	500	3	Privado				
1	300	3	Privado				
1	75	3	Empresa	14	11	1	
1	75	2	Empresa		57	1	
1	15	2	Empresa				
1	620	3	Privado				
1	45	3	Privado				
1	37,5	2	Empresa		9		
1	75	3	Empresa	22	20		
1	75	3	Empresa	49	36		
1	112,5	3	Empresa	26	9		1
1	75	3	Empresa	30	23	1	1
1	75	3	Empresa	31	23	1	
1	45	3	Empresa	37	6		1
1	50	2	Empresa	49	14		
1	150	3	Empresa	81	13		

Ckto	KVA	Fases	Propiedad	Bifilares	Trifilares	Pararayos	Cortacktos
1	37,5	2	Empresa	9	5		
1	250	3	Privado				
1	250	3	Privado				
1	75	3	Privado				
1	30	3	Empresa		4		
1	100	2	Empresa	37	11		
1	75	3	Empresa	30	22	2	
1	75	3	Empresa		10		
1	75	3	Empresa	12	17		
1	30	3	Privado				
1	50	2	Empresa	5	4		
1	75	3	Empresa	64	19	1	
1	75	3	Empresa	40	5	1	
1	75	2	Empresa	3	46	1	
1	30	3	Privado				
1	250	3	Privado				
1	500	3	Privado				
1	25	2	Empresa				
1	15	2	Privado				
1	45	3	Empresa	21	8		2
1	37,5	2	Empresa	35	10	1	
1	37,5	2	Empresa				1
1	37,5	2	Empresa	20	6		
1	37,5	2	Empresa	23	1		
1	75	3	Empresa	62	8	1	1
1	75	3	Empresa	48	6	1	1
1	50	2	Empresa	29	16		
1	75	3	Empresa	66	12		1
1	50	2	Empresa	49	4		
1	75	3	Empresa	49	3		
1	75	3	Empresa	63	2		
1	15	2	Privado				
1	75	3	Empresa	54	16		1
1	75	3	Empresa	78	6	1	
1	75	3	Empresa	53	4	1	1
1	75	3	Empresa	29	14	1	
1	45	3	Empresa	22	15	2	1
1	75	3	Empresa	72	5		1
1	50	2	Privado				
1	50	2	Empresa				
1	75	3	Empresa	19	18	2	1
1	75	3	Empresa	37	28	3	
1	75	3	Empresa	15	12	3	
1	75	3	Empresa	32	7	1	1
1	45	3	Empresa	40	14		
1	30	3	Empresa	15	10		
1	75	3	Empresa	72	6		
1	45	3	Empresa				
1	45	3	Empresa	37	17	1	
1	45	3	Empresa	43	14	1	
1	45	3	Empresa				
2	75	3	Empresa	32	6		2
2	37,5	2	Empresa	20	6		
2	50	2	Empresa	55	6		
2	150	3	Privado				
2	45	3	Empresa	17	9	1	
2	250	3	Privado				
2	45	3	Empresa	27	12		2
2	75	3	Empresa	36	11	2	2
2	75	3	Empresa	72	6		2
2	45	3	Empresa	69	5	1	2
2	50	2	Empresa	49	10	3	1
2	150	3	Empresa	68	18		
2	75	3	Empresa	103	5	2	2
2	75	3	Privado				
2	75	3	Empresa	87	10	2	1
2	75	3	Empresa	81	8	1	2
2	30	3	Empresa				
2	75	3	Empresa	136	7	2	2
2	150	3	Privado				
2	75	3	Empresa	44	2	1	1
2	45	3	Empresa	47	7		
2	45	3	Empresa	17	12	1	1
2	45	3	Privado				



## Anexo 10. Costo de adecuación de acometidas e instalación medidor

	Cantidad	Valor Unitario	Valor Total
<b>Suministro y montaje de caja de barrajes</b>			
<b>Insumos</b>			
Caja portabornera x 8	1	104.400	104.400
Amarre plástico para cable trenzado	2	6.174	12.347
Tensor de acometidas	4	5.865	23.460
Hebilla de acero inoxidable 5/8"	2	864	1.728
Metros de cinta de acero inoxidable 5/8"	2	1.594	3.188
Metros de cable de cobre trenzado para derivaciones 2x2+1x4 AWG	2	18.560	37.120
Percha porta aislador de un puesto 5/8"	2	2.613	5.227
Conector tornillo chaqueta aislante tip 2	4	2.320	9.280
Valor de los insumos			196.750
Mano de Obra HrCuadrillaOf + Ay Electr	2	10.056	20.112
Valor del suministro y montaje caja portabornera			216.862
<b>Valor del suministro y montaje caja portabornera x suscriptor urbano</b>			
Mano de obra x suscriptor	1/8		27.108
Insumos x suscriptor	1/8	20.112	2.514
Valor del suministro y montaje caja portabornera x suscriptor rural	1/8	196.750	24.594
Mano de obra x suscriptor + 5%	1/8		28.463
Insumos x suscriptor + 5%	1/8	21.118	2.640
	1/8	206.587	25.823
<b>Adecuación acometida urbana exclusivamente</b>			
Cable cobre THW # 8 AWG (10 m x 2 cond (79.6%) y 3 cond (20.4%)) pond	22,04	2.075,00	45.733,00
Tubo Conduit Galvanizado 1 1/2"	1,00	10.558,00	10.558,00
Ad. Terminal conduit 1 1/2"	0,33	550,77	181,75
Curva Conduit Gris 1 1/2"	1,00	3.812,00	3.812,00
Varilla Copper Weld 5/8" x 1.8 m	1,00	15.000,00	15.000,00
Suministro insumos para caja portabornera	1/8	196.749,92	24.593,74
M.O. Cable cobre THW # 8 AWG Hr CuadOf + Ayu Elect	2,64	10.056,00	26.596,11
M.O. Tubo CN "" In crust. Hr Cuad Of + Ayu Elect	1,00	10.056,00	10.056,00
M.O. Curva conduit gris	1,00	3.318,48	3.318,48
M.O. Varilla Copper Weld 5/8" x 1.8 m	0,33	10.056,00	3.318,48
M.O. Montaje de caja de barrajes	1/8	20.112,00	2.514,00
Valor adecuación acometida urbana			145.681,56
<b>Adecuación acometida rural exclusivamente</b>			
Cable cobre THW # 8 AWG (14 m x 2 cond (79.6%) y 3 cond (20.4%)) pond	30,86	2.075,00	64.034,50
Tubo Conduit Galvanizado 1 1/2"	1,00	10.558,00	10.558,00
Ad. Terminal conduit 1 1/2"	0,33	550,77	181,75
Curva Conduit Gris 1 1/2"	1,00	3.812,00	3.812,00
Varilla Copper Weld 5/8" x 1.8 m / Tuerca (en frio Galv)	1,00	16.000,00	16.000,00
Suministro insumos para caja portabornera	1/8	196.749,92	24.593,74
M.O. Cable cobre THW # 8 AWG Hr CuadOf + Ayu Elect	3,70	10.056,00	37.239,38
M.O. Tubo PVC 1"" In crust. Hr Cuad Of + Ayu Elect	0,33	10.056,00	3.318,48
M.O. Capacete	1,00	4.022,40	4.022,40
M.O. Varilla Copper Weld 5/8" x 1.8 m	0,33	10.056,00	3.318,48
M.O. Montaje de caja de barrajes	1/8	20.112,00	2.514,00
Incremento mano de obra	5%	50.412,74	2.520,64
Gastos de transporte, traslado y otros % sobre insumo	5%	119.179,99	5.959,00
Valor adecuación acometida rural			178.072,37
<b>Suministro, instalación medidor y caja urbana exclusivamente</b>			
Caja para medidor 60 x 60 x 12 cms	1,00	21.585,00	21.585,00
Medidor monofásico bifilar (79.6%) y trifilar (20.4%) Vlr ponderado	1,00	80.165,00	80.165,00
Breaker unipolar	1,00	7.000,00	7.000,00
Elementos accesorios	1,00	2.000,00	2.000,00
M.O. Mano de obra instalación medidor	1,00	10.056,00	10.056,00
Valor suministro, instalación medidor y caja urbana sin portabornera			120.806,00
Valor suministro, instalación medidor y caja urbana con portabornera			147.913,74
<b>Suministro, instalación medidor y caja rural exclusivamente</b>			
Valor Suministro, instalación medidor y caja urbana			120.806,00
Incremento mano de obra	5%	10.056,00	502,80
Gastos de transporte, traslado y otros % sobre insumo	5%	110.750,00	5.537,50
Valor suministro, instalación medidor y caja rural sin portabornera			126.846,30
Valor suministro, instalación medidor y caja rural con portabornera			155.309,43
<b>Suministro, instalación medidor y adecuación acometida urbana</b>			
Valor Suministro, instalación medidor y caja urbana sin portabornera			120.806,00
Valor adecuación acometida urbana			145.681,56
Valor suministro, instalación medidor y adecuación acometida			266.487,56
<b>Suministro, instalación medidor y adecuación acometida rural</b>			
Valor Suministro, instalación medidor y caja rural sin portabornera			126.846,30
Valor adecuación acometida rural			178.072,37
Valor suministro, instalación medidor y adecuación acometida			304.918,67

	Total	Urbano	Rural	Total	Urbano	Rural	Total	Urbano	Rural	Total	Urbano	Rural	Total	Urbano	Rural	Total	Urbano	Rural
Quibdó	121.144	73.642	47.502	121.311	74.016	47.295	113.851	73.338	40.513	114.062	73.481	40.581	114.318	73.653	40.665	114.593	73.838	40.755
Acandí	11.763	4.706	7.057	11.703	4.717	6.986	11.645	4.729	6.916	11.589	4.742	6.847	11.538	4.756	6.782	11.488	4.771	6.717
Alto Baudó	21.956	2.009	19.947	22.142	2.120	20.022	22.332	2.233	20.099	22.530	2.348	20.182	22.738	2.466	20.272	22.951	2.586	20.365
Atrato							7.645	2.462	5.183	7.659	2.594	5.065	7.676	2.625	5.051	7.695	2.657	5.038
Bagadó	15.417	3.540	11.877	15.568	3.632	11.936	15.721	3.726	11.995	15.881	3.823	12.058	16.048	3.922	12.126	16.219	4.024	12.195
Bahía Solano	8.410	2.934	5.476	8.370	2.947	5.423	8.332	2.960	5.372	8.296	2.975	5.321	8.263	2.990	5.273	8.231	3.005	5.226
Bajo Baudó	23.746	5.477	18.269	23.657	5.544	18.113	23.570	5.610	17.960	23.491	5.678	17.813	23.420	5.748	17.672	23.352	5.818	17.534
Bojayá	10.893	866	10.027	10.925	915	10.010	10.959	965	9.994	10.997	1.015	9.982	11.039	1.068	9.973	11.084	1.118	9.966
Canton de San Pablo	8.856	2.892	5.964	8.872	2.927	5.945	8.889	2.962	5.927	8.909	2.999	5.910	8.933	3.036	5.897	8.958	3.075	5.883
Condoto	19.674	9.251	10.423	19.678	9.308	10.370	19.685	9.366	10.319	19.698	9.427	10.271	19.720	9.491	10.229	19.744	9.558	10.186
El Carmen	7.684	2.110	5.574	7.638	2.125	5.513	7.593	2.139	5.454	7.551	2.154	5.397	7.511	2.169	5.342	7.472	2.184	5.288
Litoral de San Juan	9.259	1.018	8.241	9.275	1.059	8.216	9.293	1.099	8.194	9.314	1.141	8.173	9.339	1.182	8.157	9.365	1.225	8.140
Itsmína	27.773	13.165	14.608	27.822	13.216	14.606	27.876	13.269	14.607	27.938	13.327	14.611	28.012	13.390	14.622	28.091	13.455	14.636
Jurado	4.989	2.072	2.917	5.014	2.097	2.917	5.039	2.123	2.916	5.067	2.150	2.917	5.096	2.178	2.918	5.127	2.206	2.921
Lloró	11.604	1.914	9.690	11.725	1.980	9.745	11.849	2.048	9.801	11.977	2.117	9.860	12.111	2.189	9.922	12.247	2.262	9.985
Nóvita	9.227	1.594	7.633	9.192	1.624	7.568	9.158	1.654	7.504	9.126	1.684	7.442	9.098	1.714	7.384	9.070	1.745	7.325
Nuquí	5.725	2.812	2.913	5.678	2.804	2.874	5.631	2.796	2.835	5.586	2.789	2.797	5.543	2.782	2.761	5.500	2.776	2.724
Riosucio	35.112	5.581	29.531	35.170	5.730	29.440	35.232	5.880	29.352	35.306	6.033	29.273	35.394	6.188	29.206	35.489	6.346	29.143
San José del Palmar	7.256	2.247	5.009	7.221	2.261	4.960	7.187	2.274	4.913	7.155	2.289	4.866	7.126	2.303	4.823	7.098	2.318	4.780
Sipi	2.618	231	2.387	2.607	241	2.366	2.596	251	2.345	2.586	261	2.325	2.577	271	2.306	2.568	281	2.287
Tadó	25.452	8.249	17.203	25.702	8.416	17.286	25.957	8.587	17.370	26.222	8.762	17.460	26.499	8.943	17.556	26.781	9.127	17.654
Unguía	13.970	3.565	10.405	13.996	3.622	10.374	14.023	3.679	10.344	14.055	3.738	10.317	14.092	3.799	10.293	14.132	3.860	10.272
Total	402.528	149.875	252.653	403.266	151.301	251.965	404.063	154.150	249.913	404.995	155.527	249.468	406.091	156.361	249.730	407.255	158.235	249.020

Población	2.001			2.002			2.003			2.004			2.005		
	Total	Urbano	Rural	Total	Urbano	Rural	Total	Urbano	Rural	Total	Urbano	Rural	Total	Urbano	Rural
Quibdó	114.908	74.048	40.860	115.292	74.303	40.989	115.724	74.588	41.136	116.250	74.935	41.315	116.872	75.344	41.528
Acandí	11.442	4.786	6.656	11.402	4.804	6.598	11.366	4.824	6.542	11.338	4.847	6.491	11.319	4.873	6.446
Alto Baudó	23.173	2.709	20.464	23.410	2.836	20.574	23.659	2.966	20.693	23.928	3.101	20.827	24.219	3.241	20.978
Atrato	7.716	2.690	5.026	7.742	2.725	5.017	7.771	2.761	5.010	7.806	2.799	5.007	7.848	2.840	5.008
Bagadó	16.396	4.129	12.267	16.584	4.237	12.347	16.780	4.350	12.430	16.992	4.467	12.525	17.219	4.591	12.628
Bahía Solano	8.202	3.021	5.181	8.177	3.038	5.139	8.155	3.056	5.099	8.139	3.077	5.062	8.129	3.099	5.030
Bajo Baudó	23.292	5.889	17.403	23.245	5.963	17.282	23.207	6.039	17.168	23.186	6.119	17.067	23.183	6.204	16.979
Bojayá	11.132	1.171	9.961	11.187	1.224	9.963	11.247	1.279	9.968	11.316	1.335	9.981	11.395	1.393	10.002
Canton de San Pablo	8.986	3.114	5.872	9.020	3.156	5.864	9.057	3.199	5.858	9.102	3.245	5.857	9.154	3.294	5.860
Condoto	19.775	9.628	10.147	19.817	9.704	10.113	19.868	9.784	10.084	19.934	9.872	10.062	20.017	9.968	10.049
El Carmen	7.435	2.199	5.236	7.402	2.216	5.186	7.372	2.233	5.139	7.347	2.251	5.096	7.328	2.271	5.057
Litoral de San Juan	9.394	1.268	8.126	9.430	1.312	8.118	9.469	1.356	8.113	9.515	1.403	8.112	9.570	1.451	8.119
Itsmína	28.179	13.525	14.654	28.285	13.603	14.682	28.402	13.688	14.714	28.542	13.784	14.758	28.707	13.891	14.816
Jurado	5.159	2.235	2.924	5.195	2.266	2.929	5.232	2.298	2.934	5.275	2.333	2.942	5.322	2.369	2.953
Lloró	12.388	2.337	10.051	12.538	2.414	10.124	12.694	2.495	10.199	12.862	2.578	10.284	13.042	2.666	10.376
Nóvita	9.046	1.775	7.271	9.027	1.807	7.220	9.011	1.839	7.172	9.002	1.873	7.129	8.999	1.907	7.092
Nuquí	5.459	2.770	2.689	5.421	2.765	2.656	5.385	2.761	2.624	5.353	2.759	2.594	5.324	2.759	2.565
Riosucio	35.595	6.506	29.089	35.723	6.671	29.052	35.866	6.841	29.025	36.038	7.017	29.021	36.240	7.200	29.040
San José del Palmar	7.072	2.334	4.738	7.049	2.350	4.699	7.030	2.368	4.662	7.015	2.387	4.628	7.007	2.407	4.600
Sipi	2.561	291	2.270	2.554	301	2.253	2.549	311	2.238	2.545	322	2.223	2.544	332	2.212
Tadó	27.074	9.318	17.756	27.386	9.516	17.870	27.711	9.722	17.989	28.060	9.938	18.122	28.436	10.166	18.270
Unguía	14.176	3.924	10.252	14.230	3.990	10.240	14.289	4.058	10.231	14.360	4.130	10.230	14.444	4.205	10.239
Total	408.560	159.667	248.893	410.116	161.201	248.915	411.844	162.816	249.028	413.905	164.572	249.333	416.318	166.471	249.847

### Anexo 12. Proyección de población

Población	2.006			2.007			2.008			2.009			2.010			2.011		
	Total	Urbano	Rural	Total	Urbano	Rural	Total	Urbano	Rural	Total	Urbano	Rural	Total	Urbano	Rural	Total	Urbano	Rural
Quibdó	116.796	75.877	40.919	117.130	76.253	40.877	117.467	76.631	40.836	117.805	77.010	40.795	118.145	77.391	40.754	118.486	77.774	40.712
Acandí	11.245	4.876	6.369	11.204	4.893	6.311	11.163	4.910	6.253	11.122	4.926	6.196	11.083	4.943	6.140	11.044	4.960	6.084
Alto Baudó	24.437	3.422	21.015	24.708	3.589	21.119	24.988	3.764	21.224	25.278	3.948	21.330	25.576	4.140	21.436	25.884	4.342	21.542
Atrato	7.860	2.896	4.964	7.891	2.942	4.949	7.920	2.987	4.933	7.951	3.034	4.917	7.982	3.081	4.901	8.015	3.129	4.886
Bagadó	17.370	4.704	12.666	17.569	4.827	12.742	17.774	4.954	12.820	17.982	5.084	12.898	18.193	5.217	12.976	18.408	5.354	13.054
Bahía Solano	8.080	3.108	4.972	8.054	3.125	4.929	8.029	3.142	4.887	8.005	3.159	4.846	7.980	3.176	4.804	7.956	3.193	4.763
Bajo Baudó	23.071	6.271	16.800	23.025	6.349	16.676	22.981	6.428	16.553	22.939	6.508	16.431	22.899	6.589	16.310	22.860	6.671	16.189
Bojaya	11.438	1.474	9.964	11.507	1.546	9.961	11.577	1.620	9.957	11.653	1.699	9.954	11.732	1.781	9.951	11.814	1.867	9.947
Canton de San Pablo	9.156	3.327	5.829	9.190	3.371	5.819	9.223	3.415	5.808	9.256	3.459	5.797	9.291	3.504	5.787	9.326	3.550	5.776
Condoto	19.987	10.009	9.978	20.023	10.083	9.940	20.061	10.158	9.903	20.099	10.233	9.866	20.138	10.309	9.829	20.178	10.385	9.793
El Carmen	7.276	2.293	4.993	7.244	2.300	4.944	7.212	2.316	4.896	7.181	2.333	4.848	7.151	2.350	4.801	7.121	2.367	4.754
Litoral de San Juan	9.588	1.509	8.079	9.629	1.563	8.066	9.672	1.619	8.053	9.718	1.677	8.041	9.765	1.737	8.028	9.815	1.799	8.016
Itsmína	28.697	13.915	14.782	28.791	13.989	14.802	28.884	14.063	14.821	28.978	14.137	14.841	29.073	14.212	14.861	29.168	14.288	14.880
Jurado	5.339	2.393	2.946	5.374	2.425	2.949	5.411	2.458	2.953	5.447	2.491	2.956	5.483	2.524	2.959	5.521	2.558	2.963
Lloró	13.170	2.756	10.414	13.333	2.848	10.485	13.500	2.944	10.556	13.670	3.043	10.627	13.844	3.145	10.699	14.023	3.251	10.772
Nóvita	8.959	1.941	7.018	8.942	1.976	6.966	8.926	2.012	6.914	8.911	2.048	6.863	8.897	2.085	6.812	8.883	2.122	6.761
Nuquí	5.272	2.746	2.526	5.235	2.741	2.494	5.197	2.735	2.462	5.161	2.730	2.431	5.124	2.724	2.400	5.089	2.719	2.370
Riosucio	36.275	7.385	28.890	36.414	7.575	28.839	36.557	7.769	28.788	36.706	7.969	28.737	36.860	8.173	28.687	37.019	8.383	28.636
San Jose del Palmar	6.964	2.418	4.546	6.941	2.434	4.507	6.919	2.451	4.468	6.898	2.468	4.430	6.876	2.484	4.392	6.855	2.501	4.354
Sipi	2.535	347	2.188	2.531	360	2.171	2.527	373	2.154	2.525	387	2.138	2.522	401	2.121	2.521	416	2.105
Tadó	28.677	10.354	18.323	29.003	10.571	18.432	29.335	10.794	18.541	29.672	11.020	18.652	30.015	11.252	18.763	30.363	11.489	18.874
Unguía	14.450	4.265	10.185	14.504	4.336	10.168	14.559	4.408	10.151	14.614	4.481	10.133	14.671	4.555	10.116	14.729	4.630	10.099
<b>Total</b>	<b>416.642</b>	<b>168.276</b>	<b>248.366</b>	<b>418.242</b>	<b>170.096</b>	<b>248.146</b>	<b>419.882</b>	<b>171.951</b>	<b>247.931</b>	<b>421.571</b>	<b>173.844</b>	<b>247.727</b>	<b>423.300</b>	<b>175.773</b>	<b>247.527</b>	<b>425.078</b>	<b>177.748</b>	<b>247.330</b>

Anexo 13. Datos Censo DANE 1993 (Proyección habitantes por hogar)

Población	Hogares			Habitantes censados			Habitantes x hogar		
	Total	Urbano	Rural	Total	Urbano	Rural	Total	Urbano	Rural
Quibdo	19.825	13.205	6.620	102.003	65.904	36.099	5,1452	4,9908	5,4530
Acandí	2.166	928	1.238	10.056	4.196	5.860	4,6427	4,5216	4,7334
Alto Baudó	1.375	259	1.616	17.394	1.578	15.816	9,2768	6,0927	9,7871
Atrato*							5,8824	5,3400	6,2823
Bagadó	1.619	455	1.164	13.596	3.255	10.341	8,3978	7,1538	8,8840
Bahía Solano	1.410	572	838	7.505	2.735	4.770	5,3227	4,7815	5,6921
Bajo Baudó	3.198	872	2.326	20.862	5.017	15.845	6,5235	5,7534	6,8121
Bojaya	1.424	134	1.290	9.173	712	8.461	6,4417	5,3134	6,5589
Cantón de San Pablo*							5,8824	5,3400	6,2823
Condoto*				15.914	7.779	8.135	5,8824	5,3400	6,2823
El Carmen	1.314	472	842	6.725	1.930	4.795	5,1180	4,0890	5,6948
Litoral de San Juan	787	143	644	7.667	850	6.817	9,7421	5,9441	10,3854
Itsmína	6.158	2.414	3.744	31.011	11.800	19.211	5,0359	4,8882	5,1311
Juradó	579	355	224	4.280	1.853	2.427	7,3921	5,2197	10,8348
Lloró	1.378	273	1.105	9.489	1.616	7.873	6,8861	5,9194	7,1249
Novita	1.787	322	1.465	8.150	1.456	6.694	4,5607	4,5217	4,5693
Nuquí	1.015	534	481	5.176	2.640	2.536	5,0995	4,9438	5,2723
Riosucio	5.066	887	4.179	28.635	4.692	23.943	5,6524	5,2897	5,7294
San José del Palmar	1.233	441	792	6.244	2.021	4.223	5,0641	4,5828	5,3321
Sipi	433	52	381	2.063	180	1.883	4,7644	3,4615	4,9423
Tadó	3.988	1.408	2.580	20.551	6.963	13.588	5,1532	4,9453	5,2667
Unguía	2.232	672	1.560	11.666	3.108	8.558	5,2267	4,6250	5,4859
<b>Total</b>	<b>57.487</b>	<b>24.398</b>	<b>33.089</b>	<b>338.160</b>	<b>130.285</b>	<b>207.875</b>	<b>5,8824</b>	<b>5,3400</b>	<b>6,2823</b>

\*) Se tomó el promedio Total: 5,8824 Urbano: 5,3400 Rural: 6,2823

Anexo 14. Suscriptores potenciales por municipio por año por sector

Municipio	2.000			2.001			2.002			2.003		
	Total	Urbano	Rural	Total	Urbano	Rural	Total	Urbano	Rural	Total	Urbano	Rural
Atrato	1.300	498	802	1.304	504	800	1.309	510	799	1.314	517	797
Bagadó	1.935	562	1.373	1.958	577	1.381	1.982	592	1.390	2.007	608	1.399
Bajo Baudó	3.585	1.011	2.574	3.579	1.024	2.555	3.573	1.036	2.537	3.570	1.050	2.520
Canton de San Pablo	1.512	576	936	1.518	583	935	1.524	591	933	1.531	599	932
Condoto	3.411	1.790	1.621	3.418	1.803	1.615	3.427	1.817	1.610	3.437	1.832	1.605
Itsmína	5.605	2.753	2.852	5.623	2.767	2.856	5.644	2.783	2.861	5.668	2.800	2.868
Lloró	1.783	382	1.401	1.806	395	1.411	1.829	408	1.421	1.852	421	1.431
Nóvita	1.989	386	1.603	1.984	393	1.591	1.980	400	1.580	1.977	407	1.570
Quibdó	22.269	14.795	7.474	24.830	16.337	8.493	24.905	16.388	8.517	24.999	16.451	8.548
Tadó	5.198	1.846	3.352	5.255	1.884	3.371	5.317	1.924	3.393	5.382	1.966	3.416
Total	48.587	24.599	23.988	51.275	26.267	25.008	51.490	26.449	25.041	51.737	26.651	25.086

Municipio	2.004			2.005			2.006			2.007		
	Total	Urbano	Rural	Total	Urbano	Rural	Total	Urbano	Rural	Total	Urbano	Rural
Atrato	1.321	524	797	1.329	532	797	1.332	542	790	1.339	551	788
Bagadó	2.034	624	1.410	2.063	642	1.421	2.084	658	1.426	2.109	675	1.434
Bajo Baudó	3.569	1.064	2.505	3.570	1.078	2.492	3.556	1.090	2.466	3.552	1.104	2.448
Canton de San Pablo	1.540	608	932	1.550	617	933	1.551	623	928	1.557	631	926
Condoto	3.451	1.849	1.602	3.467	1.867	1.600	3.462	1.874	1.588	3.470	1.888	1.582
Itsmína	5.696	2.820	2.876	5.729	2.842	2.887	5.728	2.847	2.881	5.747	2.862	2.885
Lloró	1.879	436	1.443	1.906	450	1.456	1.928	466	1.462	1.953	481	1.472
Nóvita	1.974	414	1.560	1.974	422	1.552	1.965	429	1.536	1.962	437	1.525
Quibdó	25.113	16.528	8.585	25.246	16.617	8.629	25.237	16.735	8.502	25.312	16.819	8.493
Tadó	5.451	2.010	3.441	5.525	2.056	3.469	5.573	2.094	3.479	5.638	2.138	3.500
Total	52.028	26.877	25.151	52.359	27.123	25.236	52.416	27.358	25.058	52.639	27.586	25.053

Municipio	2.008			2.009			2.010			2.011		
	Total	Urbano	Rural	Total	Urbano	Rural	Total	Urbano	Rural	Total	Urbano	Rural
Atrato	1.344	559	785	1.351	568	783	1.357	577	780	1.364	586	778
Bagadó	2.135	692	1.443	2.163	711	1.452	2.190	729	1.461	2.217	748	1.469
Bajo Baudó	3.547	1.117	2.430	3.543	1.131	2.412	3.539	1.145	2.394	3.535	1.159	2.376
Canton de San Pablo	1.565	640	925	1.571	648	923	1.577	656	921	1.584	665	919
Condoto	3.478	1.902	1.576	3.486	1.916	1.570	3.496	1.931	1.565	3.504	1.945	1.559
Itsmína	5.765	2.877	2.888	5.784	2.892	2.892	5.803	2.907	2.896	5.823	2.923	2.900
Lloró	1.979	497	1.482	2.006	514	1.492	2.033	531	1.502	2.061	549	1.512
Nóvita	1.958	445	1.513	1.955	453	1.502	1.952	461	1.491	1.949	469	1.480
Quibdó	25.387	16.902	8.485	25.462	16.986	8.476	25.539	17.071	8.468	25.614	17.155	8.459
Tadó	5.703	2.183	3.520	5.770	2.228	3.542	5.838	2.275	3.563	5.907	2.323	3.584
Total	52.861	27.814	25.047	53.091	28.047	25.044	53.324	28.283	25.041	53.558	28.522	25.036

Nota:

Actualmente hay 14 municipios dentro de la zona de atención de la electrificadora. Los 5 municipios adicionales fueron creados los años anteriores a partir de la independización de inspecciones y cascos urbanos de los 9 municipios aquí listados, en consecuencia, los suscriptores potenciales aquí calculados corresponden a la población de los ahora 14 municipios.

### Anexo 15. Establecimiento de las metas de cobertura

Año	Suscriptores Electrificadora			Suscriptores potenciales			% de Cobertura		
	Total	Urbano	Rural	Total	Urbano	Rural	Total	Urbano	Rural
2.000	28.272	22.381	5.891	48.587	24.599	23.988	58,19%	90,98%	24,56%
2.001	29.472	23.131	6.341	51.275	26.267	25.008	57,48%	88,06%	25,36%
2.002	30.672	23.881	6.791	51.490	26.449	25.041	59,57%	90,29%	27,12%
2.003	33.272	25.381	7.891	51.737	26.651	25.086	64,31%	95,23%	31,46%
2.004	34.519	25.701	8.818	52.028	26.877	25.151	66,35%	95,62%	35,06%
2.005	35.766	26.021	9.745	52.359	27.123	25.236	68,31%	95,94%	38,62%
2.006	37.013	26.341	10.672	52.416	27.358	25.058	70,61%	96,28%	42,59%
2.007	38.260	26.661	11.599	52.639	27.586	25.053	72,68%	96,65%	46,30%
2.008	39.507	26.981	12.526	52.861	27.814	25.047	74,74%	97,01%	50,01%
2.009	40.754	27.301	13.453	53.091	28.047	25.044	76,76%	97,34%	53,72%
2.010	42.001	27.621	14.380	53.324	28.283	25.041	78,77%	97,66%	57,43%
2.011	43.248	27.941	15.307	53.558	28.522	25.036	80,75%	97,96%	61,14%

#### Parametros

Años previsto para obtener cobertura urbana	97,00%	2.008
Años previsto para obtener cobertura rural	50,00%	2.008
Usuarios urbanos en ese año	26.980	rurales 12.524
Incremento anual urbanos	320	rurales 927

**Nota:** El plan implica que el aumento de cobertura durante el año 2001 y 2002 debe cubrir la legalización de usuarios que son : 3.000 urbanos y 2.000 rurales

Anexo 16. Cálculo cantidades - Plan de expansión

Datos del plan de expansión	Urbano	Rural
Suscriptores	3.000	2.000
Distancia entre usuarios	10	50
Distancia a cubrir para el total de suscriptores	30.000	100.000
Distancia entre postes de 8m	35	50
Distancia entre postes de 12m	100	125
Número de postes 8 m para distancia a cubrir	858	2.001
Número de postes 12 m para distancia a cubrir	301	801
Suscriptores entre trayecto de postes de 8m	4	1
Suscriptores entre trayecto de postes de 12m	10	3
Suscriptores x transformador de 25 monofásicos		23
Suscriptores x transformador de 45 trifásicos	41	

Cantidades	Urbano	Rural
Transformadores de 25 monofásicos requeridos		87
Transformadores de 45 trifásicos requeridos	74	
Postes de 12 con montaje transformador	74	87
Postes de 12m con cruceta	26	714
Distribución primaria cable #1/0 3 conductores	90.000	300.000
Incremento por trayecto y vanos 2%	1.801	6.001
Total	91.801	306.001
Distribución secundaria cable #1/0 3 conductores (60%)	54.000	180.000
Incremento por trayecto y vanos 5%	2.701	9.001
Total	56.701	189.001
Distribución secundaria cable #1/0 2 conductores (40%)	24.000	80.000
Incremento por trayecto y vanos 5%	1.201	4.001
Total	25.201	84.001
Distribución secundaria cable #1/0 total	78.000	260.000
Incremento por trayecto y vanos 25%	3.902	13.002
Total	81.902	273.002
Postes de 8m con perchas de 3 puestos (60%)	515	1201
Postes de 8m con perchas de 2 puestos (40%)	343	800

### Anexo 17. Cálculo costos - Plan de expansión

#### Descripción del insumo

Zona urbana	Cantidad	Valor Unitario	Total
Postes de 12m incluye bxe montaje y 1 cruceta	74	976.154	72.235.385
Postes de 12m incluye bxe montaje y silla	26	1.114.615	28.980.000
Postes de 8m incluye suministro Tt Mont,Perchas 3P)y otros	515	548.000	282.220.000
Postes de 8m incluye suministro Tt Mont,Perchas (2) y otros	343	544.000	186.592.000
Transformadores de 45 trifásicos suministro transporte y protc.	74	4.803.378	355.449.935
Total cable # 1/0 ACSR desnudo	91.801	1.608	147.589.233
Total cable # 1/0 ACSR aislado	81.902	1.929	158.009.434
<b>Total urbano</b>			<b>1.231.075.986</b>
<b>Total urbano incluye AIU</b>			<b>1.477.291.183</b>

Zona rural	Cantidad	Valor Unitario	Total
Postes de 12m incluye bxe montaje y 1 cruceta	87	1.069.154	93.016.385
Postes de 12m incluye bxe montaje y silla	714	1.115.308	796.329.692
Postes de 8m incluye suministro Tt Mont,Perchas 3P)y otros	1201	601.000	721.801.000
Postes de 8m incluye suministro Tt Mont,Perchas (2) y otros	800	597.000	477.600.000
Transformadores de 25 monofásicos suministro transporte y protc.	87	3.864.403	336.203.018
Total cable # 1/0 ACSR desnudo	306.001	1.688	516.558.376
Total cable # 1/0 ACSR aislado	273.002	2.026	553.023.564
<b>Total rural</b>			<b>3.494.532.034</b>
<b>Total rural incluye AIU</b>			<b>4.193.438.441</b>

<b>Total</b>	<b>4.725.608.020</b>
<b>Total incluye AIU</b>	<b>5.670.729.624</b>



Anexo 18. Proyección Demanda comercial (kWh) e índice de pérdidas totales

Año	Residencial					Comercial	Industrial	Oficial	Total	Índice de	Compras (kWh)
	estrato 1	estrato 2	estrato 3	estrato 4	Total						
2.000	35.510.786	17.837.155	10.158.757	153.013	63.659.711	5.250.187	1.266.966	6.074.576	76.251.440	49,61%	151.318.426
2.001	37.815.558	18.514.622	10.388.580	155.290	66.874.051	5.463.815	1.403.968	6.156.819	79.898.654	49,61%	158.556.200
2.002	36.379.172	17.152.426	10.133.685	143.107	63.808.390	5.999.397	2.388.673	6.644.800	78.841.260	42,95%	138.202.852
2.003	32.680.516	15.534.345	9.825.296	137.283	58.177.440	6.600.200	3.415.338	7.714.420	75.907.399	36,96%	120.415.317
2.004	31.615.956	15.514.695	9.939.613	143.643	57.213.907	6.833.288	3.595.636	8.500.569	76.143.400	31,64%	111.381.200
2.005	33.013.571	15.631.124	10.022.582	142.855	58.810.131	6.952.700	3.713.036	8.632.746	78.108.614	26,98%	106.965.627
2.006	34.632.325	15.854.287	10.147.504	145.640	60.779.756	7.053.951	3.806.068	8.726.691	80.366.467	22,98%	104.350.582
2.007	36.250.222	16.074.958	10.277.226	145.640	62.748.046	7.159.519	3.864.439	8.848.638	82.620.643	19,66%	102.833.764
2.008	37.868.205	16.295.016	10.404.896	148.426	64.716.542	7.265.063	3.922.810	8.966.069	84.870.486	16,99%	102.245.797
2.009	39.485.764	16.516.404	10.529.818	151.212	66.683.197	7.364.392	4.012.107	9.060.015	87.119.711	15,00%	102.489.960
2.010	41.100.658	16.739.567	10.657.488	151.212	68.648.924	7.467.287	4.084.201	9.177.447	89.377.859	13,67%	103.525.212
2.011	42.717.954	16.962.730	10.785.158	153.997	70.619.839	7.568.539	4.142.572	9.271.392	91.602.341	13,00%	105.290.048

Incrementos anuales % (kWh)

Año	Residencial					Comercial	Industrial	Oficial	Total	Índice de	Compras (kWh)
	estrato 1	estrato 2	estrato 3	estrato 4	Total						
2.001	6,4903%	3,7981%	2,2623%	1,4882%	5,0493%	4,0690%	10,8134%	1,3539%	4,7831%		4,7831%
2.002	-3,7984%	-7,3574%	-2,4536%	-7,8452%	-4,5842%	9,8023%	70,1373%	7,9259%	-1,3234%	-6,7%	-12,8367%
2.003	-10,1670%	-9,4335%	-3,0432%	-4,0695%	-8,8248%	10,0144%	42,9806%	16,0971%	-3,7212%	-6,0%	-12,8706%
2.004	-3,2575%	-0,1265%	1,1635%	4,6321%	-1,6562%	3,5315%	5,2791%	10,1906%	0,3109%	-5,3%	-7,5025%
2.005	4,4206%	0,7504%	0,8347%	-0,5485%	2,7899%	1,7475%	3,2651%	1,5549%	2,5809%	-4,7%	-3,9644%
2.006	4,9033%	1,4277%	1,2464%	1,9500%	3,3491%	1,4563%	2,5055%	1,0882%	2,8907%	-4,0%	-2,4448%
2.007	4,6716%	1,3919%	1,2784%		3,2384%	1,4966%	1,5336%	1,3974%	2,8049%	-3,3%	-1,4536%
2.008	4,4634%	1,3689%	1,2423%	1,9127%	3,1371%	1,4742%	1,5105%	1,3271%	2,7231%	-2,7%	-0,5718%
2.009	4,2715%	1,3586%	1,2006%	1,8768%	3,0389%	1,3672%	2,2763%	1,0478%	2,6502%	-2,0%	0,2388%
2.010	4,0898%	1,3512%	1,2125%		2,9479%	1,3972%	1,7969%	1,2962%	2,5920%	-1,3%	1,0101%
2.011	3,9350%	1,3331%	1,1979%	1,8422%	2,8710%	1,3559%	1,4292%	1,0237%	2,4889%	-0,7%	1,7047%

**ANEXO 19. FLUJOS DE CARGA**

**Electrificadora del Choco**  
**Escenario 1**  
**Sin compensacion capacitiva**  
**Ano 2001**

Area	1 - 1		
Number of Buses	12		
Total Load	30.4 MW	8.9 MVAR	
Total Generation	33.3 MW	11.6 MVAR	
Losses	2.9 MW	2.7 MVAR	
Unserved Load	0.0 MW		
Interchange Error	0.00		

Bus Information for Area 1 - 1

Number	Name	Area	kV Level	LoadMW	LoadMVR	GenMW	GenMVR	Volt	Angle	Shunt
1	Bolombol	1	115	0	0	33	12	0.96	-0.0	0
2	El Siete	1	115	0	0	0	0	0.92	-2.7	0
3	Mina	1	13	1	0	0	0	0.95	-3.9	0
4	Quibdo	1	115	0	0	0	0	0.84	-8.7	0
5	Quib13.2	1	13	15	4	0	0	0.90	-12.9	0
6	Certegui	1	115	0	0	0	0	0.83	-9.8	0
7	Cert13.2	1	13	3	1	0	0	0.86	-10.1	0
8	Quib34.5	1	35	0	0	0	0	0.82	-12.1	0
9	Medrano	1	35	0	0	0	0	0.80	-12.6	0
10	Medr13.2	1	13	5	1	0	0	0.78	-16.3	0
11	Istmina	1	115	0	0	0	0	0.82	-10.3	0
12	Istm13.2	1	13	6	2	0	0	0.83	-15.3	0

Load Information for Area 1 - 1

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
3	1	1	1	1	0
5	4	1	1	15	4
7	1	1	1	3	1
10	1	1	1	5	1
12	1	1	1	6	2

Generator Information for Area 1 - 1

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1	1	1	1	33	12

Switched Shunt Information for Area 1 - 1

Bus	Reg.	Area	Zone	MVR
-----	------	------	------	-----

Transmission Line Information for Area 1 - 1

From	To	ID	MVA	% Loaded	Loss-MW	Loss-MVR	Amps	Tap
1	2	1	35.2	35.2	0.83	0.52	185.0	
2	3	1	1.1	22.7	0.00	0.03	6.2	0.95652
2	4	1	33.2	0.3	1.68	1.35	181.4	
4	5	1	16.2	64.9	0.04	1.26	96.9	0.90922
4	6	1	9.4	0.1	0.11	-1.12	56.0	
4	8	1	5.7	57.3	0.02	0.37	34.2	1.00000
6	7	1	3.2	39.7	0.01	0.02	19.3	0.95995
6	11	1	6.3	0.1	0.04	-0.80	38.4	
8	9	1	5.6	0.1	0.08	0.07	114.2	
9	10	1	5.5	54.7	0.02	0.37	114.2	1.00000
11	12	1	6.5	130.5	0.05	0.60	40.0	0.95498

BUS	1 Bolombol	115.0	MW	MVAR	MVA	%	0.9565	0.00	1	1
GENERATOR	1				35.2					
TO	2 El Siete	1	33.29	11.57	35.2					
BUS	2 El Siete	115.0	MW	MVAR	MVA	%	0.9178	-2.69	1	1
TO	1 Bolombol	1	-32.46	-11.05	34.3					
TO	3 Mina	1	1.00	0.53	1.1		0.9565TA		0.0	
TO	4 Quibdo	1	31.46	10.52	33.2					
BUS	3 Mina	13.2	MW	MVAR	MVA	%	0.9465	-3.94	1	1
LOAD	1				1.1					
TO	2 El Siete	1	-1.00	-0.50	1.1		0.9565NT		0.0	
BUS	4 Quibdo	115.0	MW	MVAR	MVA	%	0.8401	-8.68	1	1
TO	2 El Siete	1	-29.78	-9.17	31.2					
TO	5 Quib13.2	1	15.27	5.46	16.2		0.9092TA		0.0	
TO	6 Certegui	1	9.27	1.40	9.4					
TO	8 Quib34.5	1	5.24	2.31	5.7		1.0000TA		0.0	
BUS	5 Quib13.2	13.2	MW	MVAR	MVA	%	0.9001	-12.92	1	1
LOAD	4				15.8					
TO	4 Quibdo	1	-15.23	-4.20	15.8		0.9092NT		0.0	
BUS	6 Certegui	115.0	MW	MVAR	MVA	%	0.8264	-9.84	1	1
TO	4 Quibdo	1	-9.15	-2.52	9.5					
TO	7 Cert13.2	1	3.01	1.02	3.2		0.9599TA		0.0	
TO	11 Istmina	1	6.14	1.50	6.3					
BUS	7 Cert13.2	13.2	MW	MVAR	MVA	%	0.8566	-10.07	1	1
LOAD	1				3.2					
TO	6 Certegui	1	-3.00	-1.00	3.2		0.9599NT		0.0	
BUS	8 Quib34.5	34.5	MW	MVAR	MVA	%	0.8165	-12.09	1	1
TO	4 Quibdo	1	-5.22	-1.94	5.6		1.0000NT		0.0	
TO	9 Medrano	1	5.22	1.94	5.6					
BUS	9 Medrano	34.5	MW	MVAR	MVA	%	0.8016	-12.58	1	1
TO	8 Quib34.5	1	-5.14	-1.87	5.5					
TO	10 Medr13.2	1	5.14	1.87	5.5		1.0000TA		0.0	
BUS	10 Medr13.2	13.2	MW	MVAR	MVA	%	0.7815	-16.26	1	1
LOAD	1				5.3					
TO	9 Medrano	1	-5.12	-1.50	5.3		1.0000NT		0.0	
BUS	11 Istmina	115.0	MW	MVAR	MVA	%	0.8194	-10.34	1	1
TO	6 Certegui	1	-6.11	-2.30	6.5					
TO	12 Istml3.2	1	6.11	2.30	6.5		0.9550TA		0.0	
BUS	12 Istml3.2	13.2	MW	MVAR	MVA	%	0.8275	-15.31	1	1
LOAD	1				6.3					
TO	11 Istmina	1	-6.06	-1.70	6.3		0.9550NT		0.0	

Electrificadora del Choco  
 Escenario 1  
 Sin compensacion capacitiva  
 Ano 2002

Area	1 - 1		
Number of Buses	12		
Total Load	31.2 MW	7.8 MVAR	
Total Generation	34.1 MW	10.5 MVAR	
Losses	2.9 MW	2.8 MVAR	
Unserved Load	0.0 MW		
Interchange Error	0.00		

Bus Information for Area 1 - 1

Number	Name	Area	kV Level	LoadMW	LoadMVR	GenMW	GenMVR	Volt	Angle	Shunt
1	Bolombol	1	115	0	0	34	11	0.96	0.0	0
2	El Siete	1	115	0	0	0	0	0.92	-2.8	0
3	Mina	1	13	1	0	0	0	0.95	-4.1	0
4	Quibdo	1	115	0	0	0	0	0.84	-9.0	0
5	Quib13.2	1	13	16	4	0	0	0.91	-13.3	0
6	Certegui	1	115	0	0	0	0	0.83	-10.2	0
7	Cert13.2	1	13	3	1	0	0	0.86	-10.5	0
8	Quib34.5	1	35	0	0	0	0	0.82	-12.5	0
9	Medrano	1	35	0	0	0	0	0.81	-13.0	0
10	Medr13.2	1	13	5	1	0	0	0.79	-16.7	0
11	Istmina	1	115	0	0	0	0	0.82	-10.7	0
12	Istm13.2	1	13	6	2	0	0	0.83	-15.6	0

Load Information for Area 1 - 1

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
3	1	1	1	1	0
5	4	1	1	16	4
7	1	1	1	3	1
7	1	1	1	3	1
7	1	1	1	3	1
10	1	1	1	5	1
12	1	1	1	6	2

Generator Information for Area 1 - 1

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1	1	1	1	34	11

Switched Shunt Information for Area 1 - 1

Bus	Reg.	Area	Zone	MVR
-----	------	------	------	-----

Transmission Line Information for Area 1 - 1

From	To	ID	MVA	% Loaded	Loss-MW	Loss-MVR	Amps	Tap
1	2	1	35.7	35.7	0.85	0.56	187.2	
2	3	1	1.1	22.2	0.00	0.03	6.1	0.95652
2	4	1	33.6	0.3	1.71	1.42	183.6	
4	5	1	16.4	65.5	0.04	1.27	97.4	0.90922
4	6	1	9.6	0.1	0.11	-1.12	57.0	
4	8	1	5.8	57.7	0.02	0.37	34.3	1.00000
6	7	1	3.4	42.7	0.01	0.02	20.6	0.95995
6	11	1	6.3	0.1	0.03	-0.81	37.8	
8	9	1	5.6	0.1	0.08	0.07	114.3	
9	10	1	5.5	55.2	0.02	0.37	114.4	1.00000
11	12	1	6.4	128.9	0.05	0.58	39.3	0.95498

BUS	1	Bolombol	115.0	MW	MVAR	MVA	%	0.9565	0.00	1	1
GENERATOR 1				34.09	10.50R	35.7					
TO	2	El Siete	1	34.09	10.50	35.7	36				
BUS	2	El Siete	115.0	MW	MVAR	MVA	%	0.9190	-2.80	1	1
TO	1	Bolombol	1	-33.25	-9.94	34.7	35				
TO	3	Mina	1	1.00	0.48	1.1	22	0.9565TA	0.0		
TO	4	Quibdo	1	32.24	9.46	33.6	0				
BUS	3	Mina	13.2	MW	MVAR	MVA	%	0.9489	-4.06	1	1
LOAD 1				1.00	0.45	1.1					
TO	2	El Siete	1	-1.00	-0.45	1.1	22	0.9565NT	0.0		
BUS	4	Quibdo	115.0	MW	MVAR	MVA	%	0.8442	-9.03	1	1
TO	2	El Siete	1	-30.53	-8.04	31.6	0				
TO	5	Quib13.2	1	15.64	4.87	16.4	66	0.9092TA	0.0		
TO	6	Certegui	1	9.53	1.06	9.6	0				
TO	8	Quib34.5	1	5.36	2.11	5.8	58	1.0000TA	0.0		
BUS	5	Quib13.2	13.2	MW	MVAR	MVA	%	0.9073	-13.33	1	1
LOAD 4				15.60	3.60	16.0					
TO	4	Quibdo	1	-15.60	-3.60	16.0	64	0.9092NT	0.0		
BUS	6	Certegui	115.0	MW	MVAR	MVA	%	0.8310	-10.24	1	1
TO	4	Quibdo	1	-9.41	-2.18	9.7	0				
TO	7	Cert13.2	1	3.31	0.82	3.4	43	0.9599TA	0.0		
TO	11	Istmina	1	6.10	1.37	6.3	0				
BUS	7	Cert13.2	13.2	MW	MVAR	MVA	%	0.8614	-10.51	1	1
LOAD 1				3.30	0.80	3.4					
LOAD 2				0.00	0.00	0.0					
LOAD 3				0.00	0.00	0.0					
TO	6	Certegui	1	-3.30	-0.80	3.4	42	0.9599NT	0.0		
BUS	8	Quib34.5	34.5	MW	MVAR	MVA	%	0.8226	-12.49	1	1
TO	4	Quibdo	1	-5.34	-1.74	5.6	56	1.0000NT	0.0		
TO	9	Medrano	1	5.34	1.74	5.6	0				
BUS	9	Medrano	34.5	MW	MVAR	MVA	%	0.8080	-13.02	1	1
TO	8	Quib34.5	1	-5.26	-1.67	5.5	0				
TO	10	Medr13.2	1	5.26	1.67	5.5	55	1.0000TA	0.0		
BUS	10	Medr13.2	13.2	MW	MVAR	MVA	%	0.7900	-16.72	1	1
LOAD 1				5.24	1.30	5.4					
TO	9	Medrano	1	-5.24	-1.30	5.4	54	1.0000NT	0.0		
BUS	11	Istmina	115.0	MW	MVAR	MVA	%	0.8243	-10.74	1	1
TO	6	Certegui	1	-6.07	-2.18	6.4	0				
TO	12	Istml3.2	1	6.07	2.18	6.4	129	0.9550TA	0.0		
BUS	12	Istml3.2	13.2	MW	MVAR	MVA	%	0.8342	-15.61	1	1
LOAD 1				6.02	1.60	6.2					
TO	11	Istmina	1	-6.02	-1.60	6.2	125	0.9550NT	0.0		

Electrificadora del Choco  
 Escenario 1  
 Sin compensacion capacitiva  
 Ano 2003

Area 1 - 1			
Number of Buses	12		
Total Load	29.8 MW	14.3 MVAR	
Total Generation	33.3 MW	19.5 MVAR	
Losses	3.5 MW	5.2 MVAR	
Unserved Load	0.0 MW		
Interchange Error	0.00		

Bus Information for Area 1 - 1

Number	Name	Area	kV Level	LoadMW	LoadMVR	GenMW	GenMVR	Volt	Angle	Shunt
1	Bolombol	1	115	0	0	33	19	0.96	0.0	0
2	El Siete	1	115	0	0	0	0	0.91	-2.4	0
3	Mina	1	13	1	0	0	0	0.93	-3.7	0
4	Quibdo	1	115	0	0	0	0	0.80	-8.0	0
5	Quib13.2	1	13	15	7	0	0	0.84	-12.7	0
6	Certegui	1	115	0	0	0	0	0.78	-9.1	0
7	Cert13.2	1	13	3	1	0	0	0.81	-9.4	0
8	Quib34.5	1	35	0	0	0	0	0.77	-11.7	0
9	Medrano	1	35	0	0	0	0	0.75	-12.1	0
10	Medr13.2	1	13	5	2	0	0	0.71	-16.3	0
11	Istmina	1	115	0	0	0	0	0.77	-9.6	0
12	Istm13.2	1	13	6	3	0	0	0.76	-15.0	0

Load Information for Area 1 - 1

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
3	1	1	1	1	0
5	4	1	1	15	7
7	1	1	1	3	1
10	1	1	1	5	2
12	1	1	1	6	3

Generator Information for Area 1 - 1

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1	1	1	1	33	19

Switched Shunt Information for Area 1 - 1

Bus	Reg.	Area	Zone	MVR
-----	------	------	------	-----

Transmission Line Information for Area 1 - 1

From	To	ID	MVA	% Loaded	Loss-MW	Loss-MVR	Amps	Tap
1	2	1	38.6	38.6	1.00	0.96	202.7	
2	3	1	1.1	22.7	0.00	0.03	6.3	0.95652
2	4	1	36.1	0.4	2.07	2.45	200.4	
4	5	1	17.3	69.4	0.05	1.58	108.7	0.90922
4	6	1	9.7	0.1	0.13	-0.94	61.0	
4	8	1	6.2	62.2	0.03	0.48	39.0	1.00000
6	7	1	3.5	43.3	0.01	-0.02	22.2	0.95995
6	11	1	6.5	0.1	0.04	-0.69	41.7	
8	9	1	5.9	0.1	0.10	0.09	129.9	
9	10	1	5.8	58.0	0.03	0.48	130.0	1.00000
11	12	1	6.8	135.7	0.06	0.73	44.0	0.95498

BUS	1	Bolombol	115.0	MW	MVAR	MVA	%	0.9565	0.00	1	1
GENERATOR 1			33.34		19.49R	38.6					
TO	2	El Siete	1	33.34	19.49	38.6	39				
BUS	2	El Siete	115.0	MW	MVAR	MVA	%	0.9055	-2.42	1	1
TO	1	Bolombol	1	-32.34	-18.53	37.3	37				
TO	3	Mina	1	1.00	0.53	1.1	23	0.9565TA	0.0		
TO	4	Quibdo	1	31.34	18.00	36.1	0				
BUS	3	Mina	13.2	MW	MVAR	MVA	%	0.9335	-3.70	1	1
LOAD 1			1.00		0.50	1.1					
TO	2	El Siete	1	-1.00	-0.50	1.1	22	0.9565NT	0.0		
BUS	4	Quibdo	115.0	MW	MVAR	MVA	%	0.8011	-8.02	1	1
TO	2	El Siete	1	-29.27	-15.55	33.1	0				
TO	5	Quib13.2	1	14.95	8.78	17.3	69	0.9092TA	0.0		
TO	6	Certegui	1	9.15	3.31	2.7	0				
TO	8	Quib34.5	1	5.17	3.46	6.2	62	1.0000TA	0.0		
BUS	5	Quib13.2	13.2	MW	MVAR	MVA	%	0.8409	-12.65	1	1
LOAD 4			14.90		7.20	16.5					
TO	4	Quibdo	1	-14.90	-7.20	16.5	66	0.9092NT	0.0		
BUS	6	Certegui	115.0	MW	MVAR	MVA	%	0.7829	-9.14	1	1
TO	4	Quibdo	1	-9.01	-4.25	10.0	0				
TO	7	Cert13.2	1	3.11	1.52	3.5	43	0.9599TA	0.0		
TO	11	Istmina	1	5.90	2.73	6.5	0				
BUS	7	Cert13.2	13.2	MW	MVAR	MVA	%	0.8101	-9.37	1	1
LOAD 1			3.10		1.50	3.4					
TO	6	Certegui	1	-3.10	-1.50	3.4	43	0.9599NT	0.0		
BUS	8	Quib34.5	34.5	MW	MVAR	MVA	%	0.7651	-11.73	1	1
TO	4	Quibdo	1	-5.14	-2.97	5.9	59	1.0000NT	0.0		
TO	9	Medrano	1	5.14	2.97	5.9	0				
BUS	9	Medrano	34.5	MW	MVAR	MVA	%	0.7470	-12.11	1	1
TO	8	Quib34.5	1	-5.04	-2.88	5.8	0				
TO	10	Medr13.2	1	5.04	2.88	5.8	58	1.0000TA	0.0		
BUS	10	Medr13.2	13.2	MW	MVAR	MVA	%	0.7149	-16.28	1	1
LOAD 1			5.01		2.40	5.6					
TO	9	Medrano	1	-5.01	-2.40	5.6	56	1.0000NT	0.0		
BUS	11	Istmina	115.0	MW	MVAR	MVA	%	0.7740	-9.61	1	1
TO	6	Certegui	1	-5.86	-3.43	6.8	0				
TO	12	Istm13.2	1	5.86	3.43	6.8	136	0.9550TA	0.0		
BUS	12	Istm13.2	13.2	MW	MVAR	MVA	%	0.7640	-14.98	1	1
LOAD 1			5.80		2.70	6.4					
TO	11	Istmina	1	-5.80	-2.70	6.4	128	0.9550NT	0.0		



**Electrificadora del Choco**  
**Escenario 2**  
**Con compensación capacitiva 8 MVAR**  
**Año 2001**

Area 1 - 1			
Number of Buses	12		
Total Load	30.4 MW	8.9 MVAR	
Total Generation	32.9 MW	3.9 MVAR	
Losses	2.5 MW	1.1 MVAR	
Unserviced Load	0.0 MW		
Interchange Error	0.00		

Bus Information for Area 1 - 1

Number	Name	Area	kV Level	LoadMW	LoadMVR	GenMW	GenMVR	Volt	Angle	Shunt
1	Bolombo1	1	115	0	0	33	4	0.96	0.0	0
2	El Siete	1	115	0	0	0	0	0.93	-2.9	0
3	Mina	1	13	1	0	0	0	0.96	-4.1	0
4	Quibdo	1	115	0	0	0	0	0.88	-9.2	3
5	Quib13.2	1	13	15	4	0	0	0.94	-13.0	0
6	Certegui	1	115	0	0	0	0	0.87	-10.4	0
7	Cert13.2	1	13	3	1	0	0	0.90	-10.6	0
8	Quib34.5	1	35	0	0	0	0	0.86	-12.3	0
9	Medrano	1	35	0	0	0	0	0.84	-12.7	0
10	Medr13.2	1	13	5	1	0	0	0.82	-16.0	0
11	Istmina	1	115	0	0	0	0	0.87	-11.0	3
12	Istm13.2	1	13	6	2	0	0	0.88	-15.4	0

Load Information for Area 1 - 1

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
3	1	1	1	1	0
5	4	1	1	15	4
7	1	1	1	3	1
10	1	1	1	5	1
12	1	1	1	6	2

Generator Information for Area 1 - 1

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1	1	1	1	33	4

Switched Shunt Information for Area 1 - 1

Bus	Reg.	Area	Zone	MVR
4	4	1	1	3
11	11	1	1	3

Transmission Line Information for Area 1 - 1

From	To	ID	MVA	% Loaded	Loss-MW	Loss-MVR	Amps	Tap
1	2	1	33.1	33.1	0.72	0.25	173.9	
2	3	1	1.1	22.7	0.00	0.03	6.1	0.95652
2	4	1	31.3	0.3	1.43	0.59	169.1	
4	5	1	16.2	64.7	0.04	1.14	92.5	0.90922
4	6	1	9.4	0.1	0.10	-1.28	54.0	
4	8	1	5.7	56.9	0.02	0.33	32.5	1.00000
6	7	1	3.2	39.7	0.01	0.02	18.3	0.95995
6	11	1	6.4	0.1	0.03	-0.91	36.7	
8	9	1	5.5	0.1	0.07	0.06	108.3	
9	10	1	5.5	54.6	0.02	0.34	108.4	1.00000
11	12	1	6.5	129.9	0.04	0.53	37.5	0.95498

BUS	1	Bolombol	115.0	MW	MVAR	MVA	%	0.9565	0.00	1	1
GENERATOR	1		32.89		3.88R	33.1					
TO	2	El Siete	1	32.89	3.88	33.1	33				
BUS	2	El Siete	115.0	MW	MVAR	MVA	%	0.9300	-2.91	1	1
TO	1	Bolombol	1	-32.17	-3.63	32.4	32				
TO	3	Mina	1	1.00	0.53	1.1	23	0.9565TA	0.0		
TO	4	Quibdo	1	31.17	3.11	31.3	0				
BUS	3	Mina	13.2	MW	MVAR	MVA	%	0.9594	-4.13	1	1
LOAD 1			1.00		0.50	1.1					
TO	2	El Siete	1	-1.00	-0.50	1.1	22	0.9565NT	0.0		
BUS	4	Quibdo	115.0	MW	MVAR	MVA	%	0.8783	-9.15	1	1
SWITCHED SHUNT			0.00		3.09	3.1					
TO	2	El Siete	1	-29.74	-2.51	29.8	0				
TO	5	Quib13.2	1	15.27	5.34	16.2	65	0.9092TA	0.0		
TO	6	Certegui	1	9.24	-1.97	2.4	0				
TO	8	Quib34.5	1	5.23	2.23	5.7	57	1.0000TA	0.0		
BUS	5	Quib13.2	13.2	MW	MVAR	MVA	%	0.9435	-13.03	1	1
LOAD 4			15.23		4.20	15.8					
TO	4	Quibdo	1	-15.23	-4.20	15.8	63	0.9092NT	0.0		
BUS	6	Certegui	115.0	MW	MVAR	MVA	%	0.8718	-10.42	1	1
TO	4	Quibdo	1	-9.14	0.69	9.2	0				
TO	7	Cert13.2	1	3.01	1.02	3.2	40	0.9599TA	0.0		
TO	11	Istmina	1	6.13	-1.71	6.4	0				
BUS	7	Cert13.2	13.2	MW	MVAR	MVA	%	0.9041	-10.62	1	1
LOAD 1			3.00		1.00	3.2					
TO	6	Certegui	1	-3.00	-1.00	3.2	40	0.9599NT	0.0		
BUS	8	Quib34.5	34.5	MW	MVAR	MVA	%	0.8565	-12.26	1	1
TO	4	Quibdo	1	-5.21	-1.89	5.5	55	1.0000NT	0.0		
TO	9	Medrano	1	5.21	1.89	5.5	0				
BUS	9	Medrano	34.5	MW	MVAR	MVA	%	0.8423	-12.71	1	1
TO	8	Quib34.5	1	-5.14	-1.84	5.5	0				
TO	10	Medr13.2	1	5.14	1.84	5.5	55	1.0000TA	0.0		
BUS	10	Medr13.2	13.2	MW	MVAR	MVA	%	0.8234	-16.03	1	1
LOAD 1			5.12		1.50	5.3					
TO	9	Medrano	1	-5.12	-1.50	5.3	53	1.0000NT	0.0		
BUS	11	Istmina	115.0	MW	MVAR	MVA	%	0.8694	-11.00	1	1
SWITCHED SHUNT			0.00		3.02	3.0					
TO	6	Certegui	1	-6.10	0.80	6.2	0				
TO	12	Istm13.2	1	6.10	2.23	6.5	130	0.9550TA	0.0		
BUS	12	Istm13.2	13.2	MW	MVAR	MVA	%	0.8820	-15.39	1	1
LOAD 1			6.06		1.70	6.3					
TO	11	Istmina	1	-6.06	-1.70	6.3	126	0.9550NT	0.0		

**Electrificadora del Choco**  
**Escenario 2**  
**Con compensacion capacitiva 8 MVAR**  
**Año 2002**

Area 1 - 1			
Number of Buses	12		
Total Load	31.2 MW	7.8 MVAR	
Total Generation	33.7 MW	2.9 MVAR	
Losses	2.6 MW	1.3 MVAR	
Unserviced Load	0.0 MW		
Interchange Error	0.00		

Bus Information for Area 1 - 1											
Number	Name	Area	kV Level	LoadMW	LoadMVR	GenMW	GenMVR	Volt	Angle	Shunt	
1	Bolombol	1	115	0	0	34	3	0.96	0.0	0	
2	El Siete	1	115	0	0	0	0	0.93	-3.0	0	
3	Mina	1	13	1	0	0	0	0.96	-4.3	0	
4	Quibdo	1	115	0	0	0	0	0.88	-9.5	3	
5	Quib13.2	1	13	16	4	0	0	0.95	-13.4	0	
6	Certegui	1	115	0	0	0	0	0.88	-10.8	0	
7	Cert13.2	1	13	3	1	0	0	0.91	-11.0	0	
8	Quib34.5	1	35	0	0	0	0	0.86	-12.6	0	
9	Medrano	1	35	0	0	0	0	0.85	-13.1	0	
10	Medr13.2	1	13	5	1	0	0	0.83	-16.5	0	
11	Istmina	1	115	0	0	0	0	0.87	-11.4	3	
12	Istm13.2	1	13	6	2	0	0	0.89	-15.7	0	

Load Information for Area 1 - 1						
Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR	
3	1	1	1	1	0	
5	4	1	1	16	4	
7	1	1	1	3	1	
7	1	1	1	3	1	
7	1	1	1	3	1	
10	1	1	1	5	1	
12	1	1	1	6	2	

Generator Information for Area 1 - 1						
Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR	
1	1	1	1	34	3	

Switched Shunt Information for Area 1 - 1					
Bus	Reg.	Area	Zone	MVR	
4	4	1	1	3	
11	11	1	1	3	

Transmission Line Information for Area 1 - 1									
From	To	ID	MVA	% Loaded	Loss-MW	Loss-MVR	Amps	Tap	
1	2	1	33.9	33.9	0.75	0.33	177.7		
2	3	1	1.1	22.2	0.00	0.03	6.0	0.95652	
2	4	1	32.0	0.3	1.49	0.72	172.8		
4	5	1	16.3	65.4	0.04	1.16	93.0	0.90922	
4	6	1	9.8	0.1	0.10	-1.28	55.7		
4	8	1	5.7	57.2	0.02	0.34	32.6	1.00000	
6	7	1	3.4	42.6	0.01	0.02	19.5	0.95995	
6	11	1	6.4	0.1	0.03	-0.92	36.5		
8	9	1	5.6	0.1	0.07	0.06	108.6		
9	10	1	5.5	55.1	0.02	0.34	108.7	1.00000	
11	12	1	6.4	128.3	0.04	0.51	36.9	0.95498	

Pout Records

BUS	1	Bolombol	115.0	MW	MVAR	MVA	%	0.9565	0.00	1	1
GENERATOR	1		33.74		2.86R	33.9					
TO	2	El Siete	1	33.74	2.86	33.9				34	
BUS	2	El Siete	115.0	MW	MVAR	MVA	%	0.9311	-3.03	1	1
TO	1	Bolombol	1	-32.99	-2.54	33.1				33	
TO	3	Mina	1	1.00	0.48	1.1			22	0.9565TA	0.0
TO	4	Quibdo	1	31.98	2.06	32.0				0	
BUS	3	Mina	13.2	MW	MVAR	MVA	%	0.9617	-4.25	1	1
LOAD	1		1.00		0.45	1.1					
TO	2	El Siete	1	-1.00	-0.45	1.1			22	0.9565NT	0.0
BUS	4	Quibdo	115.0	MW	MVAR	MVA	%	0.8822	-9.50	1	1
SWITCHED SHUNT			0.00			3.11				3.1	
TO	2	El Siete	1	-30.50	-1.34	30.5				0	
TO	5	Quib13.2	1	15.64	4.76	16.3			65	0.9092TA	0.0
TO	6	Certegui	1	9.51	-2.34	9.8				0	
TO	8	Quib34.5	1	5.35	2.03	5.7			57	1.0000TA	0.0
BUS	5	Quib13.2	13.2	MW	MVAR	MVA	%	0.9504	-13.42	1	1
LOAD	4		15.60		3.60	16.0					
TO	4	Quibdo	1	-15.60	-3.60	16.0			64	0.9092NT	0.0
BUS	6	Certegui	115.0	MW	MVAR	MVA	%	0.8762	-10.81	1	1
TO	4	Quibdo	1	-9.40	1.05	9.5				0	
TO	7	Cert13.2	1	3.31	0.82	3.4			43	0.9599TA	0.0
TO	11	Istmina	1	6.09	-1.87	6.4				0	
BUS	7	Cert13.2	13.2	MW	MVAR	MVA	%	0.9087	-11.05	1	1
LOAD	1		3.30		0.80	3.4					
LOAD	2		0.00		0.00	0.0					
LOAD	3		0.00		0.00	0.0					
TO	6	Certegui	1	-3.30	-0.80	3.4			42	0.9599NT	0.0
BUS	8	Quib34.5	34.5	MW	MVAR	MVA	%	0.8623	-12.65	1	1
TO	4	Quibdo	1	-5.33	-1.70	5.6			56	1.0000NT	0.0
TO	9	Medrano	1	5.33	1.70	5.6				0	
BUS	9	Medrano	34.5	MW	MVAR	MVA	%	0.8483	-13.14	1	1
TO	8	Quib34.5	1	-5.26	-1.64	5.5				0	
TO	10	Medr13.2	1	5.26	1.64	5.5			55	1.0000TA	0.0
BUS	10	Medr13.2	13.2	MW	MVAR	MVA	%	0.8314	-16.49	1	1
LOAD	1		5.24		1.30	5.4					
TO	9	Medrano	1	-5.24	-1.30	5.4			54	1.0000NT	0.0
BUS	11	Istmina	115.0	MW	MVAR	MVA	%	0.8740	-11.39	1	1
SWITCHED SHUNT			0.00		3.06	3.1					
TO	6	Certegui	1	-6.06	0.95	6.1				0	
TO	12	Istm13.2	1	6.06	2.11	6.4			128	0.9550TA	0.0
BUS	12	Istm13.2	13.2	MW	MVAR	MVA	%	0.8883	-15.70	1	1
LOAD	1		6.02		1.60	6.2					
TO	11	Istmina	1	-6.02	-1.60	6.2			125	0.9550NT	0.0

**Electrificadora del Choco**  
**Escenario 2**  
**Con compensacion capacitiva 8 MVAR**  
**Ano 2003**

Area	1 - 1		
Number of Buses		12	
Total Load		29.8 MW	14.3 MVAR
Total Generation		32.6 MW	11.4 MVAR
Losses		2.8 MW	2.7 MVAR
Unserved Load		0.0 MW	
Interchange Error		0.00	

Bus Information for Area 1 - 1

Number	Name	Area	kV Level	LoadMW	LoadMVR	GenMW	GenMVR	Volt	Angle	Shunt
1	Bolombol	1	115	0	0	33	11	0.96	0.0	0
2	El Siete	1	115	0	0	0	0	0.92	-7.6	0
3	Mina	1	13	1	0	0	0	0.95	-3.9	0
4	Quibdo	1	115	0	0	0	0	0.84	-8.5	3
5	Quib13.2	1	13	15	7	0	0	0.89	-12.6	0
6	Certegui	1	115	0	0	0	0	0.83	-9.7	0
7	Cert13.2	1	13	3	1	0	0	0.86	-9.9	0
8	Quib34.5	1	35	0	0	0	0	0.81	-11.8	0
9	Medrano	1	35	0	0	0	0	0.79	-11.1	0
10	Medr13.2	1	13	5	2	0	0	0.76	-15.8	0
11	Istmina	1	115	0	0	0	0	0.83	-10.2	3
12	Istm13.2	1	13	6	3	0	0	0.82	-14.9	0

Load Information for Area 1 - 1

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
3	1	1	1	1	0
5	4	1	1	15	7
7	1	1	1	3	1
10	1	1	1	5	2
12	1	1	1	6	3

Generator Information for Area 1 - 1

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1	1	1	1	33	11

Switched Shunt Information for Area 1 - 1

Bus	Req.	Area	Zone	MVR
4	4	1	1	3
11	11	1	1	3

Transmission Line Information for Area 1 - 1

From	To	ID	MVA	% Loaded	Loss-MW	Loss-MVR	Angs	Tap
1	2	1	34.5	34.5	0.79	0.44	181.3	
2	3	1	1.1	22.7	0.00	0.03	6.2	0.95652
2	4	1	32.5	0.3	1.61	1.19	177.8	
4	5	1	17.3	69.0	0.05	1.42	102.9	0.90922
4	6	1	9.1	0.1	0.10	-1.14	54.3	
4	8	1	6.1	61.3	0.03	0.42	36.6	1.00000
6	7	1	3.5	43.3	0.01	0.02	20.9	0.95995
6	11	1	5.9	0.1	0.03	-0.82	35.6	
8	9	1	5.9	0.1	0.09	0.08	122.0	
9	10	1	5.8	57.7	0.03	0.42	122.1	1.00000
11	12	1	6.7	134.6	0.05	0.63	40.9	0.95498

BUS	1	Bolombol	115.0	MW	MVAR	MVA	%	0.9565	0.00	1	1
GENERATOR	1			32.60	11.41R	34.5					
TO	2	El Siete	1	32.60	11.41	44.5	35				
BUS	2	El Siete	115.0	MW	MVAR	MVA	%	0.9184	-2.63	1	1
TO	1	Bolombol	1	-31.81	-10.97	33.6	34				
TO	3	Mina	1	1.00	0.53	1.1	23	0.9565TA	0.0		
TO	4	Quibdo	1	30.80	10.45	32.5	0				
BUS	3	Mina	13.2	MW	MVAR	MVA	%	0.9472	-3.88	1	1
LOAD	1			1.00	0.50	1.1					
TO	2	El Siete	1	-1.00	-0.50	1.1	22	0.9565NT	0.0		
BUS	4	Quibdo	115.0	MW	MVAR	MVA	%	0.8416	-8.46	1	1
SWITCHED	SHUNT			0.00	2.83	2.8					
TO	2	El Siete	1	-29.19	-9.26	30.6	0				
TO	5	Quib13.2	1	14.95	8.62	17.3	69	0.9092TA	0.0		
TO	6	Certegui	1	9.09	0.15	9.1	0				
TO	8	Quib34.5	1	5.15	3.33	6.1	61	1.0000TA	0.0		
BUS	5	Quib13.2	13.2	MW	MVAR	MVA	%	0.8879	-12.63	1	1
LOAD	4			14.90	7.20	16.5					
TO	4	Quibdo	1	-14.90	-7.20	16.5	66	0.9092NT	0.0		
BUS	6	Certegui	115.0	MW	MVAR	MVA	%	0.8307	-9.68	1	1
TO	4	Quibdo	1	-8.99	-1.29	9.1	0				
TO	7	Cert13.2	1	3.11	1.52	3.5	43	0.9599TA	0.0		
TO	11	Istmina	1	5.88	-0.23	5.9	0				
BUS	7	Cert13.2	13.2	MW	MVAR	MVA	%	0.8603	-9.88	1	1
LOAD	1			3.10	1.50	3.4					
TO	6	Certegui	1	-3.10	-1.50	3.4	43	0.9599NT	0.0		
BUS	8	Quib34.5	34.5	MW	MVAR	MVA	%	0.8085	-11.80	1	1
TO	4	Quibdo	1	-5.13	-2.90	5.9	59	1.0000NT	0.0		
TO	9	Medrano	1	5.13	2.90	5.9	0				
BUS	9	Medrano	34.5	MW	MVAR	MVA	%	0.7915	-12.14	1	1
TO	8	Quib34.5	1	-5.04	-2.82	5.8	0				
TO	10	Medr13.2	1	5.04	2.82	5.8	58	1.0000TA	0.0		
BUS	10	Medr13.2	13.2	MW	MVAR	MVA	%	0.7616	-15.84	1	1
LOAD	1			5.01	2.40	5.6					
TO	9	Medrano	1	-5.01	-2.40	5.6	56	1.0000NT	0.0		
BUS	11	Istmina	115.0	MW	MVAR	MVA	%	0.8263	-10.23	1	1
SWITCHED	SHUNT			0.00	2.73	2.7					
TO	6	Certegui	1	-5.85	-0.60	5.9	0				
TO	12	Istm13.2	1	5.85	3.33	6.7	135	0.9550TA	0.0		
BUS	12	Istm13.2	13.2	MW	MVAR	MVA	%	0.8226	-14.90	1	1
LOAD	1			5.80	2.70	6.4					
TO	11	Istmina	1	-5.80	-2.70	6.4	128	0.9550NT	0.0		

**ANEXO 20. PLAN DE INVERSIONES  
DETALLADO**

CANTIDADES Y PRECIOS		Calculo abril de 2001					Costo total	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7
	Tiempo Años	Unid.	Carx	Vlr Unit	Vlr Total	ALU+Diseño e Interventoria 1,20								
<b>A REDUCCION DE PERDIDAS NO TECNICAS</b>														
<b>A.1 Suministro e Instalacion de Medidores en Cabeceras Municipales: - URBANOS</b>														
1	1	u	3.573	266.488	952.161.624	1.047.377.786		1.047.377.786						
<b>A.2 Suministro e Instalacion de Medidores en -RURAL</b>														
1	1	u	1.687	304.919	514.398.353	565.838.188		565.838.188						
<b>Subtotal Plan de Instalacion de Medidores</b>														
					subtotal	1.466.559.977	1.613.215.975		1.613.215.975					
<b>A.3 Acometidas e instalacion de ilegales</b>														
1	1	u	3.000	266.488	799.464.000	879.410.400		879.410.400						
2	1	u	2.000	304.919	609.838.000	670.821.800		670.821.800						
<b>Subtotal acometidas e instalacion de ilegales</b>														
					subtotal	1.409.302.000	1.550.232.200		1.550.232.200					
<b>A.4 Adecuaciones de instalaciones de usuarios</b>														
1	1	u	579	145.682	84.349.878	92.784.866		92.784.866						
2	1	u	67	178.072	11.930.824	13.123.906		13.123.906						
<b>Subtotal acometidas e instalacion de Usuarios con medidor</b>														
					subtotal	96.280.702	105.908.772		105.908.772					
<b>A.5 Suministro de medidor y caja, a suscriptores que cuenta con acometida en buen estado</b>														
1	2	u	14.297	147.914	2.114.726.458	2.326.199.104	1.309.998.691	416.200.413						
2	2	u	3.932	155.309	610.674.988	671.742.487	479.376.759	192.365.727						
<b>Subtotal Instalacion medidor y caja</b>														
					subtotal	2.725.401.446	2.997.941.591	2.389.375.450	608.566.141					
					Total	5.697.544.125	6.267.298.538	2.389.375.450	3.877.923.088					
<b>B REDUCCION DE PERDIDAS TECNICAS</b>														
<b>B.1 Remodelacion de Redes de distribucion Urbanas Monofasica</b>														
1	4	km	58	700.000	40.635.834	48.763.001		6.966.143	13.932.286	13.932.286	13.932.286			
2	4	km	58	9.390.020	545.101.846	654.122.216		81.765.277	190.785.646	190.785.646	190.785.646			
3	4	u	1.659	530.000	879.060.895	1.054.873.074		150.696.153	301.392.307	301.392.307	301.392.307			
4	4	u	20	5.166.243	103.506.772	124.208.126		20.701.354	34.502.257	34.502.257	34.502.257			
5	4	u	4	4.227.268	18.316.221	21.979.466		10.989.733	10.989.733					
6	4	u	8	8.022.843	60.624.880	72.749.856		9.093.732	9.093.732	36.374.928	18.187.464			
7	4	u	8	8.022.843	60.624.880	72.749.856		9.093.732	9.093.732	36.374.928	18.187.464			
<b>Subtotal redes urbanas monofasicas</b>														
					subtotal	1.647.246.449	1.976.695.739	280.212.393	360.695.961	576.987.424	558.799.960			
<b>B.2 Remodelacion de Redes de distribucion Urbanas Trifasica</b>														
1	4	km	36	1.200.000	43.782.338	52.538.806		7.505.644	15.011.087	15.011.087	15.011.087			
2	4	km	36	16.095.030	579.421.080	695.305.296		94.329.328	198.658.656	198.658.656	198.658.656			
3	4	u	1.042	530.000	552.491.413	662.989.695		94.712.814	189.425.627	189.425.627	189.425.627			
4	4	u	13	8.022.843	102.056.738	122.468.085		24.493.617	24.493.617	48.987.234	24.493.617			
5	4	u	8	5.166.243	38.399.091	46.798.309		11.699.727	11.699.727	11.699.727	11.699.727			
<b>Subtotal redes urbanas trifasicas</b>														
					subtotal	1.316.750.660	1.580.100.792	237.741.030	439.288.715	463.782.332	439.288.715			
<b>B.3 Remodelacion de Redes de Distribucion Rurales Monofasicas</b>														
1	4	km	25	805.000	20.416.682	24.500.019		3.500.003	7.000.005	7.000.005	7.000.005			
2	4	km	25	9.859.521	250.060.508	300.072.609		42.867.316	85.735.031	85.735.031	85.735.031			
3	4	u	725	583.000	422.464.094	506.956.712		72.422.115	144.844.832	144.844.832	144.844.832			
4	4	u	23	4.227.268	96.121.204	115.345.444		16.477.921	32.955.841	32.955.841	32.955.841			
5	4	u	5	5.166.243	25.404.838	30.485.806		4.355.115	8.710.230	8.710.230	8.710.230			
6	4	u	9	4.420.488	37.910.394	45.492.473		6.498.925	12.997.850	12.997.850	12.997.850			
<b>Subtotal redes rurales monofasicas</b>														
					subtotal	852.377.720	1.022.853.264	146.121.895	292.243.790	292.243.790	292.243.790			
<b>B.4 Remodelacion de Redes de Distribucion Rurales Trifasicas</b>														
1	4	km	3	1.200.000	3.687.302	4.640.643		662.949	1.325.898	1.325.898	1.325.898			
2	4	km	3	16.899.782	54.462.394	65.254.872		9.336.410	18.672.821	18.672.821	18.672.821			
3	4	u	32	583.000	53.680.450	64.416.340		3.202.363	18.404.726	18.404.726	18.404.726			
4	4	u	4	5.406.411	19.862.427	23.834.912		5.958.728	5.958.728	5.958.728	5.958.728			
<b>Subtotal redes rural trifasicas</b>														
					subtotal	131.872.472	158.246.967	25.160.450	44.362.172	44.362.172	44.362.172			
					Total	3.948.247.301	4.737.896.761	689.235.767	1.336.590.638	1.377.375.718	1.334.694.637			
<b>C MEJORAMIENTO EN CALIDAD DEL SERVICIO DES y FESc</b>														
<b>C.1 Remodelacion de Redes Primarias a 13.2 KV</b>														
<b>C.1 Remodelacion de Redes Primarias Rural Monofasica</b>														
1	5	km	40	700.000	28.000.000	33.600.000	4.200.000	4.200.000	4.200.000	4.200.000	4.200.000			
2	5	km	40	9.859.521	394.380.840	473.257.008	59.137.126	59.137.126	118.314.252	118.314.252	118.314.252			





**EMPRESA ELECTRIFICADORA DEL CHOCO S.A.- E.S.P.**  
**CALCULO DE INVERSIONES**

CANTIDADES Y PRECIOS		Calculo abril de 2001				Costo total	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7
	Tiempo Años	Unid.	Cant	Vir Unit	Vir Total	A.L.U.+Diseño e interconectora							
<b>Reposicion de equipos</b>													
1		u	1	18.000.000	18.000.000	31.600.000			11.600.000				
2		u	1	57.000.000	57.000.000	88.400.000			88.400.000				
3		u	2	45.700.000	91.400.000	109.680.000			109.680.000				
				Subtotal	166.400.000	199.680.000			199.680.000				
<b>Reparaciones y Mantenimiento</b>													
4	1	pl	1	23.000.000	23.000.000	27.600.000	27.600.000						
5		u	2	12.500.000	25.000.000	30.000.000	30.000.000						
6		pl	1	11.500.000	11.500.000	13.800.000	13.800.000						
7		pl	1	30.000.000	30.000.000	36.000.000	36.000.000						
8		pl	1	29.700.000	29.700.000	35.640.000	35.640.000						
				Subtotal	119.200.000	143.040.000	143.040.000						
<b>Materiales y Obras Civiles</b>													
9	1	pl	1	33.280.000	33.280.000	39.336.000			39.336.000				
				Subtotal	33.280.000	39.336.000			39.336.000				
				Total	318.880.000	382.656.000	143.040.000		239.616.000				
<b>E.3 Subestación Istmina</b>													
<b>Reposicion de Equipos</b>													
1	1	u	1	18.000.000	18.000.000	31.600.000		31.600.000					
2		u	1	57.000.000	57.000.000	88.400.000		88.400.000					
3		u	2	45.700.000	91.400.000	109.680.000		109.680.000					
4		u	1	57.000.000	57.000.000	88.400.000		88.400.000					
				Subtotal	269.100.000	322.920.000		322.920.000					
<b>Reparaciones y Mantenimiento</b>													
5	1	pl	1	23.000.000	23.000.000	27.600.000	27.600.000						
6		u	2	11.500.000	23.000.000	27.600.000	27.600.000						
7		pl	1	25.000.000	25.000.000	30.000.000	30.000.000						
				Subtotal	71.000.000	85.200.000	85.200.000						
<b>Mano de Obra (20%) Valor equipos</b>													
8	1	pl	1	53.820.000	53.820.000	64.584.000		64.584.000					
				Subtotal	53.820.000	64.584.000	85.200.000	387.504.000					
				Total	393.920.000	472.704.000	85.200.000	387.504.000					
				Total	1.827.834.405	2.193.401.286	501.960.000	711.157.440	980.283.845				
<b>F. EXPANSION -AMPLIACION DE COBERTURA</b>													
1	2	u	3.000	413.259	1.239.777.000	1.477.292.400	738.646.200	738.646.200					
2		u	1.000	1.747.266	1.747.266.000	4.193.438.400	1.387.047.200	2.006.391.100					
				Total	4.225.609.000	5.670.730.800	2.625.693.480	3.045.037.300					
<b>G. COMPENSACION CAPACITIVA EN QUIBDO Y EN ISTMINA</b>													
1	1	u	3	10.000.000	30.000.000	480.000.000	480.000.000						
2		u	2	730.000.000	1.460.000.000	1.752.000.000	1.752.000.000						
				Total	1.860.000.000	2.232.000.000	2.232.000.000	2.232.000.000					
				Total	29.469.858.880	34.794.076.244	9.913.337.094	9.498.610.980	5.142.127.733	4.429.232.978	5.810.767.459		
4						1.642.000.000	846.000.000	484.000.000	321.000.000	156.000.000	35.000.000		
						36.436.076.244	10.559.337.094	9.982.610.980	5.463.127.733	4.585.232.978	5.845.767.459		

Anexo técnico del contrato de gestión o  
concesión de los activos de distribución de  
energía eléctrica en el Departamento del  
Chocó grupo técnico Electrificadora del Chocó  
S.A

333.79323 E384a Ej.1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA  
PEDIDO

PRESTADO A

FECHA  
DEVUELTO