MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

PROGRAMA NACIONES UNIDAS PARA EL DESARROLLO

1996

456

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA
- UPME -

PROGRAMA NACIONES UNIDAS PARA EL DESARROLLO
- PNUD -

PROYECTO BANCO MUNDIAL COL94/016

Perfil Región LA CALERA

Preparado Por: **NRECA INTERNATIONAL, LTD.**
Carrera 13 No. 106 - 70 (303/4) Santafé de Bogotá D. C.

Santafé de Bogotá, Mayo de 1996

PERFIL REGIÓN LA CALERA

I.- Resumen

Se estudió la viabilidad de formar una Empresa de Distribución de Energía Eléctrica con sede en el municipio de La Calera (Departamento de Cundinamarca) y con una cobertura regional hasta donde la lógica del sistema y de su operación lo aconsejen. La nueva empresa atendería los municipios de la Calera, Sopó y Guasca, prestando el servicio inicialmente a unos 9.000 usuarios y tendría ventas de 32,93 GWh anuales en el primer año de operación (escenario base) que sería 1997. Estas ventas podrían incrementarse significativamente con la posible captación de algunos Grandes Usuarios (Alpina, Ceramita), quienes inicialmente podrían sumar otros 37,2 GWh anuales, alternativa que vendría a fortalecer aún más a la empresa., pero que no forma parte central del análisis, ya que no hay seguridad que la nueva empresa pueda captar y mantener a estos usuarios. No se incluye en este estimativo a Cementos Samper, por cuanto es generador.

La tarifa promedio cobrada al usuario en 1995 fue de $ 60,75 kWh. Se estima que en pesos de 1997, esta tarifa alcanza a cubrir los costos de capital y de operación de la empresa, incluyendo pérdidas de energía del 10%. En estas condiciones, la tarifa de venta puede permanecer constante en términos reales durante el período de operación proyectado y aún así, los resultados de la empresa son financieramente favorables ya que solo registra pérdidas contables de $212 millones en el primer año de operación. Bajo el escenario base considerado en este perfil, el saldo de caja es positivo desde el primer año.

La inversión propia o patrimonio requerido para el primer año es de $150 millones, los cuales junto con el financiamiento necesario de $ 300 millones y los recursos de operación generados internamente por la empresa, serían invertidos en mejoras iniciales al sistema. Con esto se espera lograr niveles de pérdidas en distribución del 29 % en el segundo año de operación y del 10 % a partir del quinto año.

Para propósitos del perfil (e. gr., cálculo de depreciaciones), se usa el valor de $4.284 millones para el sistema (ver Anexo 3, numeral 4), incluyendo subestaciones, transformadores, líneas primarias y contadores de energía. El Valor Presente Neto del Flujo de Caja Operativo a 10 años con una tasa de descuento del 15% es de $3.536 millones. Al proyectar dicho Flujo a 20 años con la tasa de crecimiento promedio observada entre los años 5 y 10 de operación del sistema, dicho Valor Presente Neto resulta en $6.136 millones. Esta última cifra muestra las bondades del negocio, pero no toma en cuenta las posibles inversiones necesarias para atender a los usuarios proyectados a 20 años, ya que ni éstas ni el estado actual del sistema se conocen con la precisión requerida.

A causa de la prohibición de venta de activos que actualmente pesa sobre la Empresa de Energía de Bogotá, no se plantea ningún mecanismo de transferencia definitiva del sistema. Sin embargo, la EEB puede ceder dichos activos en concesión, comodato, contrato de gestión o cualquier otra figura permitida por las leyes vigentes.

Es la percepción de consenso del equipo de trabajo de campo que la actitud de los estamentos político, económico y comunitario locales podría motivarse para la conformación de la empresa propuesta, siempre y cuando se vinculen como líderes del proyecto los industriales y residentes representativos en la región. Se detectó que el liderazgo local podría ser ejercido por el Consejo Municipal, por los representantes de las principales actividades económicas o por vecinos prominentes, muchos de los cuales tienen una representación a nivel nacional, ya sea privada o de gobierno.

II.- Antecedentes

Este Perfil se realiza como parte de un contrato entre el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) y NRECA International Ltd., el cual tiene por objeto examinar varias regiones de Colombia, establecer en cuales de ellas sería factible desarrollar una Empresa de Distribución de Energía Eléctrica Autosostenible y, de ser así, llevar el estudio de una de estas posibles empresas a nivel de prefactibilidad. Este contrato surge a solicitud de la Unidad de Planeación Minero-Energética, la cual en respuesta al interés del Ministerio de Energía y Minas por resolver los problemas de distribución eléctrica en el país, se encuentra estudiando nuevos esquemas organizativos para el subsector eléctrico. El Banco Mundial, a través del proyecto Col. 94/016, se encuentra apoyando al Gobierno de Colombia y en especial al Ministerio de Minas y Energía, en este proceso.

El perfil marca un punto de "medio camino" entre el inicio y la conclusión del actual contrato entre el PNUD y NRECA International, Ltd. El contrato se inició con una amplia búsqueda de posibles alternativas en el altiplano cundiboyacense y los departamentos de Antioquia y el Valle del Cauca; luego se realizó un taller que permitió seleccionar seis (6) regiones en las cuales se desarrollarían los estudios a nivel de perfil; a partir del taller, se realizaron las investigaciones de campo necesarias para elaborar el presente informe. Con base en los perfiles de las seis empresas o regiones, se seleccionará una que será llevada a nivel de prefactibilidad y se definirá una estrategia para el seguimiento de las regiones no seleccionadas.

El desarrollo futuro de las posibles empresas que surjan como resultado de la presente iniciativa será objeto de nuevos arreglos entre la UPME y al PNUD. Estas actividades pueden incluir el desarrollo e implementación de la empresa seleccionada, el seguimiento y la inclusión de áreas o regiones que no fueron incluidas en las seis (6) inicialmente seleccionadas pero que hayan mostrado interés o hayan sido identificadas como parte del trabajo de campo. NRECA estará disponible para seguir apoyando a la UPME y el PNUD en el seguimiento que deseen darle a estas iniciativas.

En caso de ser seleccionada para la fase de prefactibilidad la empresa objeto del presente perfil, será necesario continuar y completar el proceso de búsqueda de la información requerida, para lo cual se dependerá en gran medida del apoyo que puedan dar la Empresa de Energía de Bogotá, EEB y las demás entidades del subsector involucradas.

III. Introducción

Este perfil tiene por objeto mostrar hasta qué punto es viable desarrollar una Empresa de Distribución de Energía Eléctrica Autosostenible en la región de La Calera (Departamento de Cundinamarca, ver Anexo No. 1) para poder comparar la factibilidad de esta región con las otras cinco (5) que han sido estudiadas y así poder seleccionar la que será llevada a nivel de prefactibilidad. Aunque se ha tratado de cubrir las condicionantes de factibilidad con la mayor profundidad y detalle posibles, no se pretende describir completamente a la futura empresa sino simplemente generar suficiente información para realizar la comparación que es el objeto principal de esta etapa del proceso. Además de las limitaciones de tiempo normales en un estudio de esta naturaleza, se encontraron dificultades para obtener cierto tipo de información, a causa de factores como la deficiencia en algunas mediciones y estadísticas y por la inexistencia de datos desagregados teniendo en cuenta el modelo de integración con que actualmente opera la Empresa de Energía de Bogotá, EEB.

Cabe destacar que la región de la Calera posee características especiales en términos topológicos y eléctricos, por lo cual su análisis se dificulta, especialmente a nivel de pérdidas de energía y porque es un poco difícil definir dónde comienza el sistema y dónde termina.

No obstante lo anterior, el presente perfil permite formarse una idea bastante concreta de lo que sería una empresa autosostenible dedicada a la distribución de energía eléctrica en la región de La Calera. Por lo tanto, el presente servirá de punto de partida para estudios y desarrollos posteriores en este sentido. Asimismo, le permitirá a los usuarios, líderes comunitarios, trabajadores, autoridades e inversionistas locales formarse una primera idea de los que podría ser una empresa eléctrica que responda a las necesidades de la región y que ofrezca una importante oportunidad de participación accionaria local.

IV. La Empresa Propuesta

Se estudió la viabilidad de formar una empresa de distribución con sede en el municipio de La Calera y con una cobertura regional que abarque su área de influencia eléctrica en el departamento de Cundinamarca, hasta donde la lógica del sistema y de su operación lo aconsejen. En el presente caso, la lógica del sistema está dada por la forma en que la región está alimentada en 115 kV y por la forma en que los actuales circuitos de distribución primaria están instalados.

Adicionalmente, se tomó en cuenta la estructura del mercado eléctrico en el área de influencia de La Calera y la existencia de centros de consumo principales, cuyo desarrollo pueda ayudar a sustentar la nueva empresa.

La región de La Calera está localizada a 28 kilómetros de Bogotá al oriente del Departamento de Cundinamarca. La región contaba con una población aproximada de 36.773 habitantes en 1994. La Calera es una región que se caracteriza por tener un gran número de viviendas para recreación, cuyos propietarios viven en Bogotá. Lo mismo sucede con Guasca, aunque allí se desarrollan más la agricultura y la ganadería principales actividades de la región.

El sistema eléctrico es propiedad de la Empresa de Energía de Bogotá, EEB. Las operaciones son actualmente atendidas desde la ciudad de Bogotá, aún cuando en la región se tiene una pequeña oficina para atención de casos de emergencia técnica. La región de La Calera cuenta con una excelente vía de acceso desde Bogotá y con razonablemente buenas vías de comunicación interna.

1.- Municipios o Regiones que Cubriría

La Empresa Eléctrica de La Calera cubriría los siguientes municipios en el Departamento de Cundinamarca:

a) La Calera
b) Sopó
c) Guasca

2.- Número de Usuarios por Tipo

El Cuadro No.1 muestra una desagregación de los usuarios, por tipo; el consumo en kWh; y el ingreso por ventas de electricidad para 1995. Como puede verse, la empresa atendería inicialmente unos 9.000 usuarios.

3.- Consumo y Demanda Energética

Con base en los datos de 1995 y una tasa de crecimiento del 3,2% anual, la empresa tendría inicialmente ventas de 32,93 GWh anuales en el primer año de operación, que sería 1997. Las ventas de 1995, como puede verse en el Cuadro No.1 fueron de 30,91 GWh y representaron ingresos de $ 1.878 millones.

La composición del mercado de la Calera permite observar que el sector residencial representa el 92,57% del total de usuarios de la zona, el 53,18% de las ventas y 29,83% de los ingresos. El sector industrial representa el 3,4% del total de usuarios, el 31,04% de las ventas de energía y el 45,42% de los ingresos. El sector comercio representa el 2,82% del total de usuarios, el 2,57% de las ventas y el 4,94% de los ingresos. Finalmente, el sector oficial representa el 1,22% del total de usuarios, el 13,2% de las ventas y el 19,8% de los ingresos

Es importante anotar que de acuerdo con la EEB, del total de usuarios en la zona de la Calera, el 38,5% (3.260 usuarios) son directos; es decir no tienen contador y su cobro se estima por consumo promedio. De estas el 91,7% (2989 usuarios) corresponden a usuarios veredales mientras el 8,3% son usuarios urbanos.

4.- Valor Actual y Futuro de las Ventas

El valor de las ventas proyectado para 1997, primer año de operaciones, sería del orden de los $2.768 millones de pesos. Esta cifra fue proyectada sobre la base de ventas de $1.878 millones en 1995. Como se observa en el Cuadro No. 2, Estado de Pérdidas y Ganancia Proforma, la empresa en los años proyectados arroja unos resultados operacionales altamente favorables, ya que sus ingresos permiten cubrir el costo de generación estimado en $35/kWh, un valor agregado de distribución del orden de los $26,62 kWh y pérdidas de distribución del orden del 10%.

5.- Principales Características del Sistema

El sistema de La Calera se considera predominantemente suburbano y rural, con algunos usuarios grandes y algunas actividades económicas de importancia. El consumo promedio de electricidad fue de 303,95 kWh/usuario/mes, en 1995 . La empresa reportó un total de 21 usuarios importantes a nivel industrial, entre los cuales se destacan: Agregados de la Sabana, Manantial S. A., Pasteurizadora La Pradera, Alpina S. A., Fonandes, Cementos Samper y Ceramita.

Cuadro No.1

REGION: LA CALERA

DESAGREGACION DEL MERCADO POR TIPO DE USUARIO, CONSUMO Y VENTAS

AÑO 1995

TIPO USUARIO	USUARIOS		CONSUMO /1		VENTAS	
	(#.)	(%)	(kWh)	(%)	($)	(%)
RESIDENCIAL	7.846	92,57	16.439.987	53,18	560.209.996	29,83
INDUSTRIAL /2	288	3,40	9.598.698	31,05	853.307.993	45,43
COMERCIAL	239	2,82	796.479	2,58	92.800.510	4,94
OFICIAL	103	1,22	4.080.707	13,20	371.840.490	19,80
TOTAL	**8.476**	**100,00**	**30.915.871**	**100,00**	**1.878.158.989**	**100,00**

Fuente: División de Electrificación Rural de la EEB.

Notas:

/1 Incluye los consumos de los ciclos 50 (Industrial) y 60 (Oficial) y de los ciclos 70 a 99

/2 No se incluyen los Grandes Usuarios (no regulados):Samper, Alpina y Ceramita

Cuadro No.2

REGION :LA CALERA

ESTADO DE PERDIDAS Y GANANCIAS PROFORMA
Proyecciones 1997 - 2006
(Cifras en Col. $ millones- Pesos constantes de 1997)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
I. INGRESOS										
Ventas (GWh)	32,93	37,03	41,89	45,93	51,31	52,97	54,67	56,43	58,25	60,12
Tarifa Vigente ($/kWh)	84,08	84,08	84,08	84,08	84,08	84,08	84,08	84,08	84,08	84,08
Facturación	**2.768,98**	**3.113,72**	**3.521,78**	**3.862,12**	**4.314,42**	**4.453,34**	**4.596,74**	**4.744,75**	**4.897,64**	**5.055,24**
II. COMPRAS DE ENERGIA										
Compras (GWh)	50,67	52,30	53,98	55,72	57,51	59,37	61,28	63,25	65,29	67,39
Precio de Compra ($/kWh)	40,95	40,95	40,95	40,95	40,95	40,95	40,95	40,95	40,95	40,95
Compras de Energia	**2.074,76**	**2.141,86**	**2.210,82**	**2.281,70**	**2.355,17**	**2.431,01**	**2.509,29**	**2.590,09**	**2.673,49**	**2.759,57**
III. GASTOS DE DISTRIBUCION										
Gastos Operativos Distribución	314,29	314,29	314,29	314,29	314,29	314,29	314,29	314,29	314,29	314,29
Gastos Operativos Comercialización	263,59	263,59	263,59	263,59	263,59	263,59	263,59	263,59	263,59	263,59
UTILIDAD OPERACIONAL	***116,33***	***394,28***	***733,38***	***1.002,54***	***1.381,37***	***1.444,45***	***1.509,67***	***1.576,79***	***1.646,17***	***1.717,78***
IV. EGRESOS NO OPERACIONALES										
Depreciaciones	214,00	214,00	214,00	214,00	214,00	214,00	214,00	214,00	214,00	214,00
Seguros	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00
Cuotas	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00
Gastos no Operativos	264,00	264,00	264,00	264,00	264,00	264,00	264,00	264,00	264,00	264,00
UTILIDAD ANTES DE INTERESES E IMPUESTOS	***-147,67***	***130,28***	***469,38***	***738,54***	***1.117,37***	***1.180,45***	***1.245,67***	***1.312,79***	***1.382,17***	***1.453,78***
V. INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS										
Ingresos Financieros										
Gastos Financieros	64,80	57,60	50,40	43,20	36,00	28,80	21,60	14,40	7,20	0,00
Neto Costos Financieros	-64,80	-57,60	-50,40	-43,20	-36,00	-28,80	-21,60	-14,40	-7,20	0,00
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	***-212,47***	***72,68***	***418,98***	***695,34***	***1.081,37***	***1.151,65***	***1.223,97***	***1.298,39***	***1.374,97***	***1.453,78***
VI. IMPUESTOS		27,25	157,12	260,75	405,51	431,87	458,99	486,90	515,61	545,17
UTILIDAD NETA	***-212,47***	***45,42***	***261,86***	***434,59***	***675,85***	***719,78***	***764,98***	***811,49***	***859,36***	***908,61***
VI. FLUJO DE CAJA										
Disponibilidad	451,53	259,42	475,86	648,59	889,85	933,78	978,98	1.025,49	1.073,36	1.122,61
Egresos	428,00	230,00	210,00	180,00	130,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
Saldo de Caja	23,53	29,42	265,86	468,59	759,85	903,78	948,98	995,49	1.043,36	1.092,61
PERDIDAS TOTALES DE ENERGIA (%)	35,00	29,00	22,00	17,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
FUENTES Y USOS DE FONDOS										
Inversión propia	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00					
Financiamiento	300,00	0,00	0,00	0,00	0,00					
Utilidades	-212,47	45,42	261,86	434,59	675,85	719,78	764,98	811,49	859,36	908,61
Depreciaciones	214,00	214,00	214,00	214,00	214,00	214,00	214,00	214,00	214,00	214,00
Total Fuentes	451,53	259,42	475,86	648,59	889,85	933,78	978,98	1.025,49	1.073,36	1.122,61
Reparación del Sistema	398,00	200,00	180,00	150,00	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Pagos a Capital	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
Total Usos	428,00	230,00	210,00	180,00	130,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
Desembolsado	300,00	270,00	240,00	210,00	180,00	150,00	120,00	90,00	60,00	30,00
Pagado	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
Saldo	270,00	240,00	210,00	180,00	150,00	120,00	90,00	60,00	30,00	0,00

6.- Principales Características Económicas

Entre las actividades económicas de mayor importancia en al región figuran la producción de cemento, lácteos, y algunas actividades agropecuarias. El total de la población bovina reportado para 1994 fue de 30.382 cabezas.

En el largo plazo, dada la calidad de la tierra, la cercanía a Bogotá y sus características de clima y paisaje, puede preverse un cada vez mayor desarrollo de fincas y condominios con un importante componente recreativo. En este sentido, cabe esperar que el embalse San Rafael de propiedad de la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá, EAAB, constituya un aporte para el desarrollo turístico de la región en el corto plazo.

En lo referente a infraestructura de servicios públicos, su perfil parece el típico de una zona rural. Hasta 1994, el sistema de acueducto cubría al 47,6% de los usuarios del servicio eléctrico. Así mismo, solamente el 26,5% de los usuarios eléctricos contaban con servicio telefónico.

7.- Correspondencia entre el sistema eléctrico y la economía de la región

En general, no se encontró una clara correspondencia razonable entre el sistema eléctrico y el sistema económico, ya que resulta un poco difícil delimitar eléctricamente el sistema.. Sin embargo, no se considera que el sistema tenga un desbalance en cuanto a que haya preponderancia de regiones de alto o bajo consumo, sino que más bien se considera un sistema suburbano-rural balanceado.

VI. Aspectos Técnicos

1.- Sistema Eléctrico

El sistema es alimentado con líneas de 115 kV del Sistema Interconectado Nacional, se transforma en la Subestación Samper a 34,5 kV y alimenta las subestaciones Calera y Sopó en donde se transforma a 11,4 kV.

- Subestaciones Samper

Recibe alimentación vía Subestación Torca o Subestación Circo, que pertenecen al anillo de 230 kV que opera la EEB. Tiene una capacidad de 30 MVA y entrega la energía en un barraje de 34,5 kV, que sirve a las subestaciones La Calera y Sopó.

- Subestación de La Calera

La Subestación la Calera tiene una capacidad de 6 MVA en dos transformadores (5MVA + 1 MVA) a una tensión de 34,5 kV y la entrega en un barraje de 11,4 kV. De este se derivan tres circuitos a 11,4 kV, cuyos componentes se desagregaban así (año 1994):.

No. De Circuito	Nombre	Longitud en kilómetros	No. De Transformadores
1	Patios	38,2	119
2	Calera	25	63
3	Mundo Nuevo	65,9	65

En total, los circuitos asociados sumaban 129,1 kilómetros de red primaria.

- Subestación Sopó

La Subestación Sopó tiene una capacidad de 7 MVA (34,5/11,4 kV) y de ésta se derivan cuatro circuitos que se detallan a continuación (según datos de 1994).

No. De Circuito	Nombre	Longitud en kilómetros	No. De Transformadores
1	Canavitá	23,8	112
2	Guasca	44	342
3	Sopo- Alpina	8,7	16
4	V. Marquez- La Pradera	52	248

En total, los circuitos asociados sumaban 128,5 kilómetros de red primaria.

- Subestaciones Industriales

Inicialmente se consideró utilizar la región cubierta por los circuitos de 11,4 kV. Sin embargo, se le puede dar más fuerza al mercado de la empresa propuesta si se incorporan al sistema las cargas industriales alimentadas en 34,5 kV. Para tal efecto, se sugiere estudiar la posibilidad de incorporar a los usuarios que se detallan a continuación. Cabe destacar sin embargo, el peso que tendrían Cementos Samper, Alpina y Ceramita, actualmente usuarios no-regulados atendidos por la EEB.

Se pueden incorporar al sistema de la región los siguientes usuarios:

Mantesa	2 MVA
Ladrillera Prisma	0,63 MVA
Packing Cartón	0,4 MVA
La Leona	2,0 MVA
Alpina	1,0 MVA
Tibitama	0,25 MVA
Pelpack	1,5 MVA
Ceramita I	2,0 MVA
Ceramita II	1,25 MVA
Briceño	5,0 MVA
Cementos Samper	30,0 MVA
Alpina	4,0 MVA

- Estado del sistema

De acuerdo con la EEB, de las condiciones operativas de esta región es importante señalar dos características eléctricas

De una parte, los datos de la energía entregada a la Subestación la Calera, y los consumos de los circuitos Termozipa Rurales y de la vereda el Hato (que es una cola del circuito Usaquén) no se conocen desagregadamente. Por consiguiente, para determinar con exactitud la cantidad de energía entregada al sistema, se requeriría conocer los consumos de la vereda el Hato y de la Subestación Alcalinos (Tocancipá).

De otra, en la región existe superposición de ciclos de facturación. En efecto, el circuito Usaquén tiene algunos usuarios que viven en el perímetro de la Calera; ocurre lo mismo con el ciclo que cubre a Sopó, que incluye usuarios de la sabana, que no se encuentran en el perímetro de la región .

De la visita realizada, se pudo estimar que la potencia máxima de las subestaciones la Calera y Sopó fue de 5 MW en cada una, para 1995.

Dadas estas condiciones y analizando la configuración de las región, se sugiere instalar medidores de dos vías en los puntos de interconexión con otras alimentaciones.

La representación eléctrica del sistema de la Calera se puede observar en el diagrama unifilar, Anexo No. 2.

2.- Nivel de Pérdidas

Dada la inexistencia de mediciones en las subestaciones del sistema de la región de la Calera, se realizó un balance energético con base en la información disponible, que permitió estimar el nivel total de pérdidas en un 35%.

Globalmente, se estima que un nivel de pérdidas aceptable para un sistema como el propuesto para La Calera sería del orden del 10 % (7% técnicas y 3% no técnicas). Dicho nivel sería logrado en un plazo de cinco años.

3.- Configuración Propuesta

La nueva empresa mantendría la misma infraestructura física existente, comprando la energía a través de las subestaciones de La Calera y Sopó. Seguiría sirviendo a sus usuarios a través de los alimentadores existentes y de otros que en el futuro se construyan, partiendo de dichas subestaciones.

4.- Mejoras Necesarias

- Mejoras al Sistema de Distribución

a) Instalación de la conexión del neutro corrido
b) Compra de transformadores más eficientes
c) Cambio del sistema de medición en las subestaciones
d) Mejoras en la protección, seccionalización y coordinación del sistema

- Mejoras al Sistema de comercialización

a) Instalación de un sistema de facturación en La Calera
b) Instalación de medidores a todos los que no tengan
c) Implementar el control de la medición
d) Desarrollar un Departamento comercial
e) Mejorar las redes secundarias e instalar más transformadores de distribución

- Mejoras Generales al Sistema

a) Instalar una administración y gerencia técnica del sistema
b) Preparar un organigrama de la nueva empresa
c) Desarrollar la organización y capacitar al personal
Cambios de redes secundarias.

- Efectos esperados

a) Reducir las pérdidas a un 10% en cinco años
b) Mejorar la confiabilidad del servicio a nivel de distribución
c) Reducir el volumen de energía reactiva en el sistema
d) Mejorar el servicio y la atención al usuario

- Inversión requerida

Se estima que sería razonable invertir unos $1.028 millones anuales durante cinco años en un plan de inversiones prioritarias para mejorar el sistema. Estas inversiones se orientarían hacia el cambio de medidores y la reducción de pérdidas fundamentalmente. En razón a la alta generación interna de recursos operacionales, la empresa sería prácticamente autosuficiente en la generación de las fuentes para realizar dichas inversiones, ya que el nivel de endeudamiento es mínimo en proporción con el tamaño de la empresa.. En este orden de ideas, se plantean las siguientes prioridades:

a) Instalar medición a quien no la tenga
b) Reemplazar transformadores con capacidad insuficiente
c) Reemplazar postes dañados

Para llevar a efecto dicho plan de inversiones para mejorar el sistema, se propone el siguiente escenario durante los primeros cinco años:

Inversiones Requeridas para el Sistema de la Calera
(en millones de $ Col)

1997	*1998*	*1999*	*2000*	*2001*
398.0	200.0	180.0	150.0	100.0

VII. Aspectos Financieros

1. Tarifas Actuales y Futuras

La tarifa promedio cobrada al usuario en 1995 fue de $ 60,75 kWh. Se estima que en pesos de 1997, esta tarifa sería de $ 84,08 kWh y alcanza a cubrir los costos de capital y de operación de la empresa, incluyendo pérdidas de energía del 10%. En estas condiciones, la tarifa de venta puede permanecer constante, en términos reales, durante el período de operación proyectado y aún así los resultados de la empresa son financieramente favorables, ya que solo registra pérdidas contables de $212 millones en el primer año de operación. El saldo de caja es positivo a partir del primer año.

La meta tarifaria estimada en $78,9 kWh, se estableció utilizando los criterios de la CREG, cuya metodología permite un cargo de capital que refleje el valor de los activos a lo largo de su vida útil (en este caso 25 años), a un 10% de retorno al capital anual, más los costos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) tanto de distribución como de comercialización, más un nivel de pérdidas comparable al de empresas eficientes operando en áreas similares. No obstante, por las razones atrás mencionadas, esta tarifa meta no sería aplicable en la empresa propuesta tal como se observa en el Cuadro No. 2 Estado de Pérdidas y Ganancia Proforma. Por lo anterior, las proyecciones se realizaron con una tarifa constante en pesos de 1997 de $ 84,08 kWh.

La tarifa meta se integró así:

• Precio de compra de la energía	$40,95	por kWh
• Costos de AOM distribución y comercialización	$19,07	por kWh
• Cargo de capital ($4.284 millones en 25 años al 10%)	$14,33	por kWh
• Pérdidas en distribución del 10%	$ 4,55	por kWh
	$78,90	

2.- Estado de Pérdidas y Ganancias Proforma

Con base en las cifras generales en el inciso anterior y en los capítulos precedentes, ser desarrolló el Estado de Pérdidas y Ganancias Proforma que se presenta en el Cuadro No.2.

De este se observa que la inversión propia o patrimonio requerido sería de $150 millones que serían invertidos durante el primer año, junto con un financiamiento de $300 millones. Dado que el saldo de caja es positivo desde el primer año, se pueden cubrir las inversiones para mejoramiento del sistema.. Con estas acciones, se espera lograr niveles de pérdidas en distribución del 29 % en el segundo año y del 10% a partir del quinto año.

3.- Valor Estimado del Sistema

Para propósitos del perfil (e. gr., cálculo de depreciaciones), se usa el valor de $4.284 millones para el sistema, incluyendo subestaciones, transformadores, líneas primarias y contadores de energía (ver Anexo 3, numeral 4). El valor presente neto del Flujo de Caja Operativo a 10 años con una tasa de descuento del 15% es de $3.536 millones en 10 años. Al proyectar dicho Flujo

de Caja Operativo a 20 años con la tasa de crecimiento entre los años 5 y 10 de operación del sistema, dicho valor Presente Neto resulta en $6.136 millones. Esta última cifra muestra las bondades financieras del sistema, pero no toma en cuenta posibles inversiones necesarias para sostener el sistema durante los 20 años, las cuales, al igual que el estado exacto del sistema, se desconocen con la exactitud requerida.

A causa de la prohibición de venta de activos que actualmente pesa sobre la Empresa de Energía de Bogotá, no se plantea ningún mecanismo de transferencia definitiva del sistema. Sin embargo, la EEB puede ceder dichos activos en concesión, comodato, contrato de gestión o cualquier otra figura permitida por las leyes vigentes.

VIII. Aspectos Participativos

Se examina la actitud de las fuerzas vivas de la región de La Calera en torno a la posibilidad de desarrollar una empresa de Distribución de Energía Eléctrica Autosostenible y participativa en esa zona. Las apreciaciones que se presentan fueron desarrolladas durante una visita de dos (2) días por parte del equipo de trabajo de campo, por lo que no pueden considerarse exhaustivas sino que solamente indicativas. Aún así, las entrevistas realizadas muestran una disposición favorable por parte de la comunidad de La Calera en torno a la implementación de esta empresa de distribución.

1.- Nivel Político

En opinión de Pedro Cortés, primer alcalde popular de Guasca, la empresa propuesta tendría futuro si está conformada por industriales y un número reducido de accionistas, de los tres municipios, en conjunto con las alcaldías locales para formar una empresa de economía mixta.

2.- Liderazgo Local

Varios líderes tanto del sector público como privado, que viven en La Calera y trabajan en Bogotá, han manifestado interés por participar en el proceso de desarrollo de la empresa, pero haría falta consolidar y complementar éste con un liderazgo a nivel de los tres municipios principales.

3.- Actitud de la Comunidad

El conjunto de los usuarios de estratos socioeconómicos bajos ha presentado resistencia a participar directamente de la conformación y/o administración de una empresa de este tipo y es propensa al esquema del estado paternalista. Es decir, que existe una inercia cultural para participar en proyectos de este tipo, aunque no se oponen a la privatización de los servicios públicos. Este aspecto deberá trabajarse más a fondo, conjuntamente con la consolidación del liderazgo local.

IX: Aspectos Legales

El Consejo de Bogotá emitió recientemente una resolución prohibiendo la venta de los activos de la Empresa de Energía de Bogotá. Mientras esta resolución esté vigente, deberá pensarse en que el sistema sea dado en concesión, comodato, arrendamiento o alguna otra de las figuras permitidas por las leyes 142 y 143 de 1994.

X. Otros Aspectos

Existe una asociación de municipios del alto Guavio, compuesta por los siguientes municipios: La Calera, Guasca, Sopó, Gachancipá, Tocancipá, Sesquilé, Guatavita y Suesca. El principal objetivo de esta asociación es el de ejecutar proyectos de infraestructura y obras públicas.

Es importante resaltar que los municipios de Guasca, Sopó y la Calera tienen gran una identidad que les facilita propender por objetivos comunes, que beneficien a la región.

Existe una experiencia de privatización en el municipio de Guasca. En efecto, en el año 1995 la Empresa Nacional de Telecomunicaciones TELECOM, cedió la administración de su servicio a la empresa Arévalo y Cía., con buenos resultados hasta ahora.

Zona relativamente tranquila con problemas de guerrilla en Guasca, alto nivel socioeconómico de los usuarios residenciales y con tendencia al crecimiento dada su condición de suburbio por la cercanía a Bogotá y su facilidad de acceso. Sector industrial y agroindustrial con alto crecimiento.

XI. Anexos.

Anexo No.1: Mapa de la región

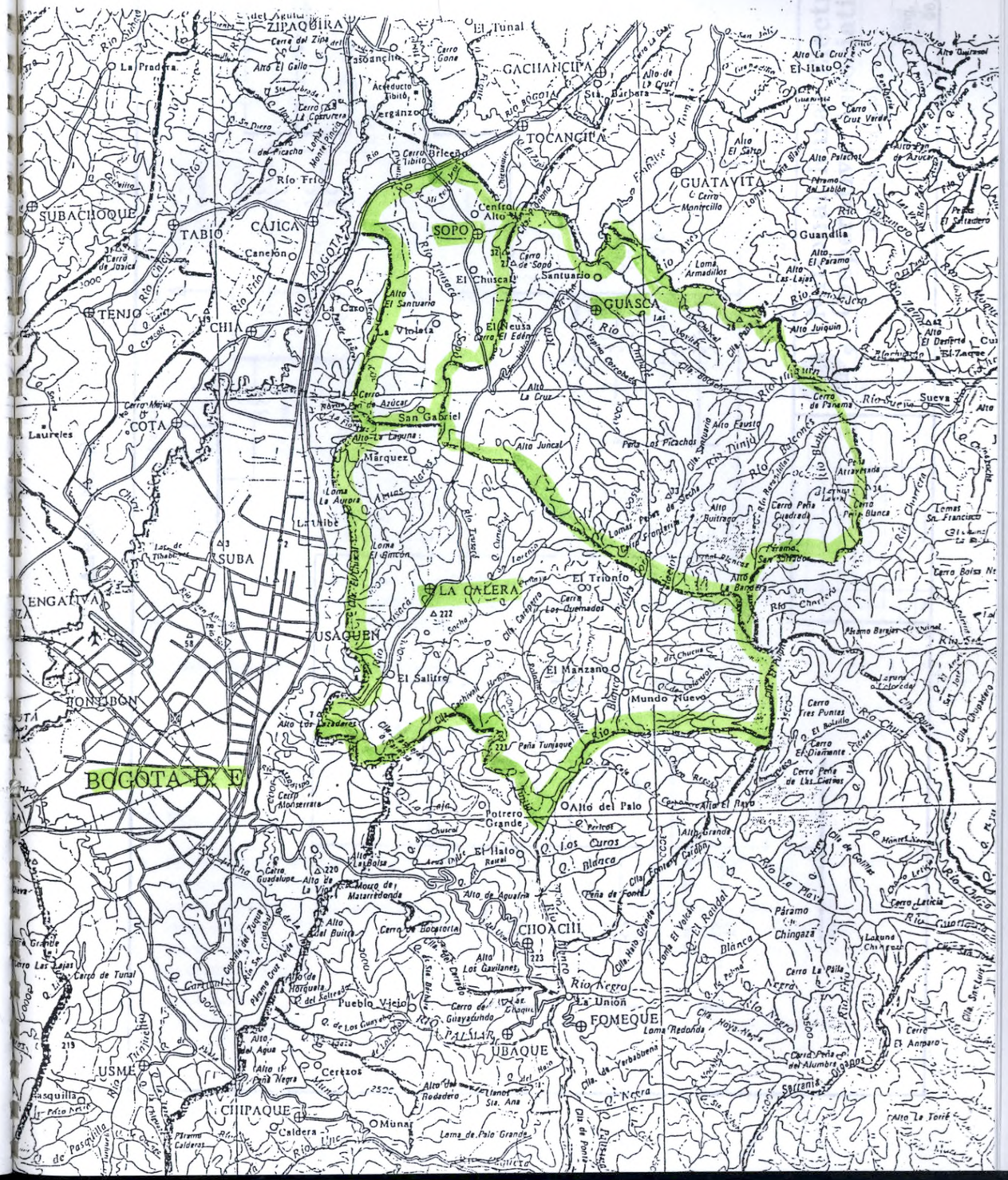
Anexo No.2: Mapa unifilar de la configuración del sistema de distribución en la región de La Calera

Anexo No.3: Supuestos del Cuadro No.2, Estado de Pérdidas y Ganancias Proforma

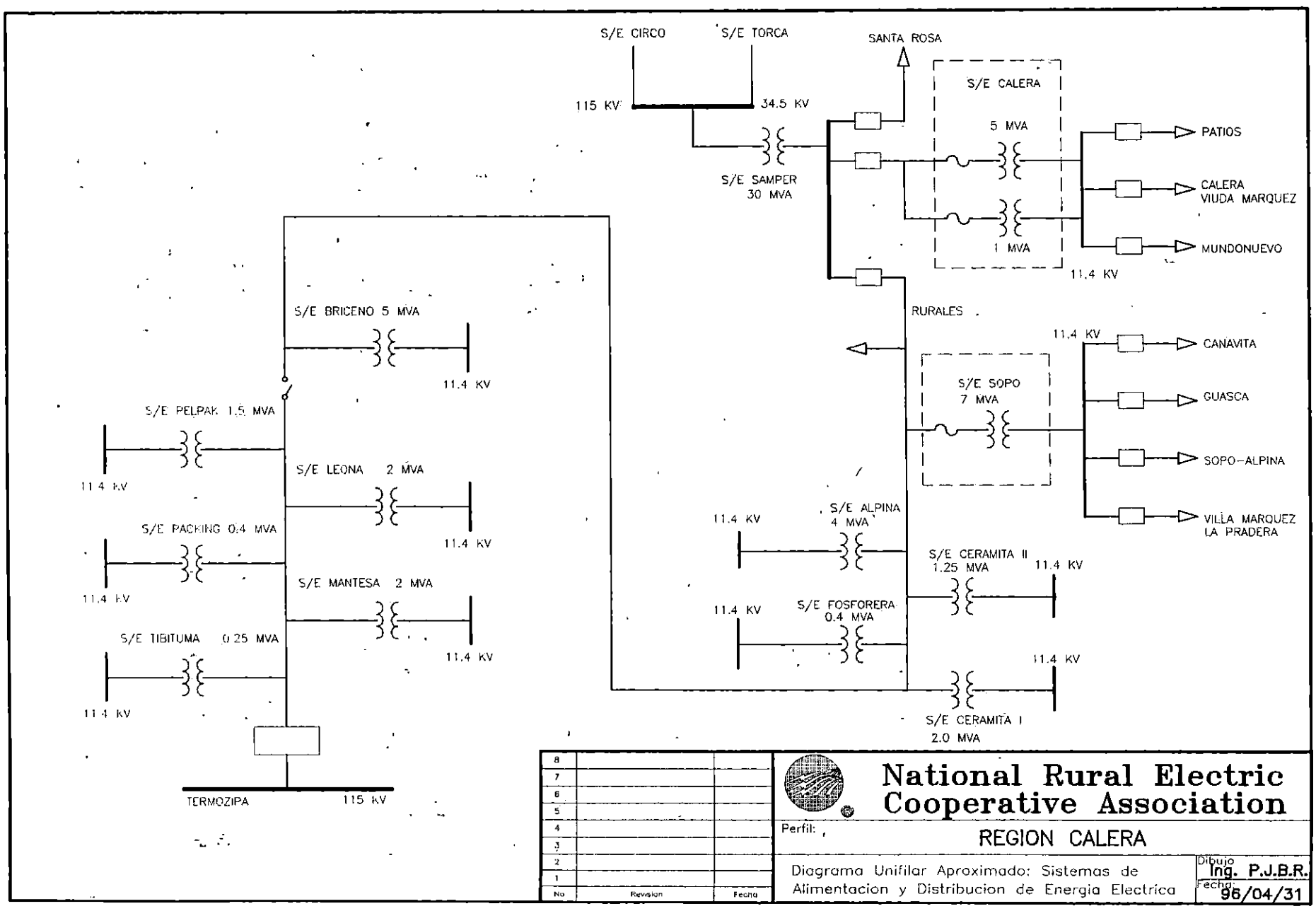
ANEXOS

Anexo No. 1

MAPA REGION LA CALERA



Anexo No 2


S/E CIRCO
S/E TORCA
SANTA ROSA
115 KV
34.5 KV
S/E CALERA
5 MVA
1 MVA
11.4 KV
PATIOS
CALERA VIUDA MARQUEZ
MUNDONUEVO
S/E SAMPER 30 MVA
RURALES
11.4 KV
CANAVITA
S/E SOPO 7 MVA
GUASCA
SOPO-ALPINA
VILLA MARQUEZ LA PRADERA
S/E ALPINA 4 MVA
S/E CERAMITA II 1.25 MVA
S/E FOSFORERA 0.4 MVA
S/E CERAMITA I 2.0 MVA
S/E BRICENO 5 MVA
S/E PELPAK 1.5 MVA
S/E LEONA 2 MVA
S/E PACKING 0.4 MVA
S/E MANTESA 2 MVA
S/E TIBITUMA 0.25 MVA
TERMOZIPA
No
Revision
Fecha
National Rural Electric Cooperative Association
Perfil:
REGION CALERA
Diagrama Unifilar Aproximado: Sistemas de Alimentacion y Distribucion de Energia Electrica
Dibujo
Ing. P.J.B.R.
Fecha
96/04/31

Anexo No. 3

SUPUESTOS DEL CUADRO No. 2

ESTADO DE PERDIDAS Y GANANCIAS PROFORMA

REGION LA CALERA

1.- Ingresos:

- Tasa de crecimiento de las ventas en GWh se estimó en 3,22% anual, con base en la tasa promedio de crecimiento proyectada por la EEB para la Subestación La Calera en el período 1994 - 2004.[1]

  A partir de1998, segundo año de operación de la empresa, las ventas en GWh crecen a la tasa del 3,22% anual, más el efecto de la recuperación en el porcentaje de pérdidas proyectadas.

- La tarifa promedio de venta de energía en $/kWh para 1995, se ajustó de acuerdo con los índices de inflación registrados en 1995 (19,6%) y proyectados por el DNP para los años de 1996 y 1997 de 17% para cada año.

2.- Compras de Energía:

Las compras de energía del año de 1997 fueron estimadas en función del nivel pérdidas de la empresa estimadas con base en el balance energético de 1995. A partir del segundo año de operación, se incrementan con el porcentaje estimado para la demanda del 3,22%.

El precio de compra de energía a nivel de 115 kV fue reportado por la EEB para 1996 en $35 kWh. Dicho precio se ajustó con el índice de inflación proyectado por el DNP para 1997. Se consideró constante para todo el escenario proyectado.

3.- Gastos Operativos de Distribución y Comercialización:

- Con base en los parámetros básicos de kilómetros de línea primaria, número de usuarios y GWh vendidos por la empresa, se estimaron unos estándares de gastos totales operativos, los cuales se desagregaron entre distribución y comercialización. Dichos estándares fueron convalidados con los estándares obtenidos por NRECA para empresas eficientes del sector eléctrico.

4.- Egresos no Operacionales:

- El valor total de activos del sistema, se estimó con base en el inventario de KVAs de transformación, kilómetros de líneas de distribución, número de medidores y acometidas, cuyos costos unitarios fueron estimados teniendo en cuenta los estándares a precios de mercado manejados por NRECA y castigando este valor para llevarlo a un nivel que reflejase los años de uso de tales activos. Con base en dicho valor total de Activos, la depreciación se calculó tomando en cuenta un período de vida útil de 20 años.

---

[1] *EEB, Subgerencia de Distribución, Departamento de Planeamiento: Revisión del Plan de Expansión 1995 - 2004 -, 31/12/95, pg. 3-17*

- Los seguros y cuotas de afiliación se estimaron tomando como base los cálculos efectuados para NRECA en el caso de San Andrés, ajustando en el caso de los seguros al nivel de activos estimado para la empresa.

5.- Nivel de Pérdidas:

- Las pérdidas estimadas para el primer año de operación parten del balance energético realizado para la empresa para el año de 1995. Para los años siguientes se proyecta una disminución a consecuencia de las inversiones realizadas en el sistema hasta llegar a un nivel de eficiencia en el quinto año.

6.- Reparación del Sistema:

- Se estimó que el nivel de eficiencia de la empresa se lograría sustituyendo en un período de cinco años el 20% de los medidores y sus respectivas acometidas, el 20% de los transformadores de distribución, y una inversión en equipos de computación (a efectuarse en el primer año) para mejorar el sistema de comercialización y seguimiento de la medición.