

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

PROYECCIONES FINANCIERAS DE LAS
ELECTRIFICADORAS CASO BASE

1991

333.8
I 125p
1991

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA

PROYECCIONES FINANCIERAS
DE LAS ELECTRIFICADORAS
CASO BASE

Junio de 1991

PROYECCIONES FINANCIERAS DE LAS ELECTRIFICADORAS
CASO BASE

INDICE

	Página
1. Introducción	1
2. Objeto	2
3. Bases de Proyección	2
4. Resultados de las Proyecciones	8
5. Conclusiones	9
Cuadros Resumen de Metas y Resultados	Cuadros 1 a 11B
Análisis Detallado por Empresa :	
BOYACA	
CAQUETA	
CEDELCA	
CEDENAR	
CELGAC	
CHEC	
CHOCO	
EADE	
HUILA	
META	
N. SANTANDER	
QUINDIO	
SANTANDER	
TOLIMA	

PROYECCIONES FINANCIERAS DE LAS ELECTRIFICADORAS

CASO BASE

1. Introducción

De acuerdo con los lineamientos generales trazados por el Gobierno Nacional para la reestructuración del Sector Eléctrico, el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica ICEL se encuentra en un proceso de reorganización institucional y financiero.

A nivel de sus electrificadoras filiales se busca la separación de las funciones de generación y distribución mediante la creación de empresas generadoras regionales y empresas distribuidoras en cada departamento.

El ICEL Central será reorganizado para atender territorios no interconectados y transitoriamente hacer el control de gestión de las electrificadoras y terminar la ejecución de los proyectos que siguen a su cargo.

Dentro de dicho proceso se elaboraron unas proyecciones financieras de las electrificadoras con los siguientes parámetros generales:

- Uniformidad de criterios de proyección para todas las empresas.
- Concertación y desarrollo conjunto del trabajo con las electrificadoras, para reflejar lo más fielmente posible la realidad actual de las empresas y que hacia el futuro permitan establecer en forma realista compromisos de mejora de eficiencia.
- Consulta con los distintos organismos del Gobierno.

Las proyecciones sirven de punto de partida para las simulaciones y sensibilidades que sean necesarias para mostrar las ventajas o dificultades financieras de la integración y regionalización de los mercados y otros estudios asociados con la reestructuración del ICEL, que le permitan al Gobierno la toma de decisiones políticas y financieras pertinentes.

Se puso especial énfasis en reflejar en las proyecciones la base histórica proveniente de los balances auditados de las empresas y en la definición de los criterios empleados en la fijación de los escenarios de proyección de las distintas variables involucradas.

Se decidió utilizar para efectos de la proyección el modelo SPMOD, también empleado por la FEN, dada su ventaja comparativa en lo referente a facilidad de manejo y conocimiento del mismo por parte de las entidades del sector.

2. Objeto

Esta fase del trabajo estuvo orientada a la determinación de los escenarios-base de las empresas, los cuales no incluyen cambios en el esquema institucional del sector eléctrico. No obstante, las proyecciones proveen fórmulas de solución parcial a la problemática estructural de las entidades y plantean opciones conducentes a aliviar la carga implícita en los pasivos de las electrificadoras.

La fase inmediata de trabajo contempla la corrida de sensibilidades que involucren diferentes alternativas de reorganización institucional y esquemas de comercialización de energía, las cuales servirán de base para la valoración de los beneficios resultantes de cada una de las opciones que se definan.

El presente documento muestra los resultados de las proyecciones-base de todas las filiales del Icel atendidas desde el sistema nacional interconectado (14 empresas).

3. Bases de proyección

3.1 Escenario Macroeconómico

Se utilizó en las proyecciones el último escenario suministrado por el Gobierno en el mes de Julio del presente año. La inflación, la devaluación y la tasa de cambio definen el comportamiento del Índice de Costos del Sector Eléctrico (ICSE). Esta última variable fué actualizada por ISA para efectos del cálculo de los Costos y Tarifas del sector y se involucró en las proyecciones.

3.2 Balance Energético

La fuente de información principal fueron las proyecciones de demanda realizadas por ISA. Sin embargo, se introdujeron ajustes en los balances individuales de las electrificadoras, para reflejar mejor algunas características específicas de cada mercado, tales como generación y consumo propios, compras de energía a sistemas eléctricos vecinos y compras de potencia y energía optimizable.

3.3 Pérdidas de Energía

Se tuvieron en cuenta las metas fijadas por el Comité Nacional de Pérdidas en concertación con el MME en el periodo 1991-2000. (Ver metas en el cuadro # 6 anexo).

Las proyecciones suponen cumplimiento de las metas acordadas e incluyen la recuperación de las ventas que conlleva el programa de reducción de pérdidas.

3.4 Recaudos por Ventas

Las electrificadoras presentan diferente grado de eficiencia en la reducción de la cartera vencida de los usuarios. Asimismo los niveles de recaudo por ventas corrientes registran cifras con desviaciones significativas de una empresa a otra. Como meta general se fijó alcanzar en 1995 un vencimiento máximo de la cartera total de 60 días. Las metas parciales varían de acuerdo al punto de partida individual de cada empresa en el año 1990.

3.5 Tarifas de Compra y Venta de Energía

3.5.1 Tarifas de Compra

La determinación del escenario de proyección de las tarifas de compra involucró:

- a) Proyección del CIPLP indexado con el ICSE. Este costo varía de acuerdo al nivel de tensión al que se realicen las compras.
- b) Determinación de metas tarifarias de compra según los porcentajes fijados por la JNT para el sistema interconectado. Para compras en bloque a niveles de tensión diferentes, se estableció la meta del 100% del CIPLP correspondiente, para el año 1994.
- c) Ponderación de la tarifa equivalente de acuerdo a los Gwh comprados a cada nivel de tensión.
- d) Desglose de la tarifa de venta de energía de ICEL, separando el componente de energía del componente de combustible. Tradicionalmente no se realiza esta discriminación, dificultándose la comparación entre la tarifa de compra a ICEL y el CIPLP correspondiente. En la proyección la tarifa de energía se manejó independientemente, cuantificándose el componente del costo de combustible en "Otros Gastos de Explotación".

3.5.2 Tarifas de Venta

Los supuestos de proyección de esta variable fueron:

- a) Composición de los mercados de cada empresa. Se tomó en cuenta la participación en el consumo total de los distintos sectores: Residencial, Comercial, Industrial, Oficial, Alumbrado Público y Bloque. El sector Residencial se trabajó

en forma desagregada por estratos socioeconómicos y niveles de consumo.

La composición se mantuvo constante para la mayoría de las empresas. Sin embargo en aquellos casos para los cuales se prevén cambios significativos en la participación sectorial, se realizaron las modificaciones correspondientes.

- b) Proyección del CIPLP con el ICSE. El CIPLP para cada empresa es diferente y depende del nivel de tensión de suministro. Se fijaron CIPLP para los distintos sectores de usuarios. El CIPLP equivalente por electrificadora se obtuvo de la ponderación de los CIPLP sectoriales, con respecto a los consumos registrados por cada sector.
- c) En el sector Residencial las tarifas de cada nivel de consumo y estrato se proyectaron bajo el supuesto de cumplimiento de metas en el año 1994. Los porcentajes del CIPLP alcanzados se muestran a continuación:

- Sector Residencial

kWh	0-200	200-400	400-600	600-1600	>1600
Estrato I	20%	70%	110%	125%	
Estrato II	30%	70%	110%	125%	
Estrato III	40%	80%	110%	125%	***
Estrato IV	50%	80%	110%	125%	
Estrato V	60%	90%	110%	125%	
Estrato VI	70%	90%	110%	125%	

*** Oscila entre el 125% y el 155% según la empresa

La liquidación de facturas se realiza diferencialmente por niveles consumidos.

- Sector Comercial	110%
- Sector Industrial	110%
- Sector Oficial	100%
- Alumbrado Público	100%
- Bloque	100%

- d) Se determinó para cada CIPLP una tarifa correspondiente. La tarifa media de cada empresa se obtiene en forma similar a la descrita para el CIPLP del punto b).

3.6 Gastos de explotación

El tratamiento dado a las empresas en lo referente a la fijación de metas de gastos de explotación, varía de acuerdo a la situación que actualmente presenta cada una de las filiales en esta materia. Pueden identificarse tres grupos de empresas así:

- Empresas con niveles moderados de gastos, comparables con los de empresas eficientes del sector : Antioquia, Caldas, Chocó, Meta, Norte de Santander y Quindío.
- Empresas con niveles altos de gastos : Boyacá, Cauca, Cundinamarca, Huila y Nariño.
- Empresas con niveles mayores de gastos : Caquetá, Santander y Tolima.

Para las empresas del primer grupo se adoptó el criterio de permitir un crecimiento promedio en el periodo 1990-2000 igual a la inflación más unos puntos (2 a 10), dependiendo del tamaño del mercado, grado de cubrimiento del servicio y necesidades de crecimiento de las empresas como es el caso de Quindío y Meta.

Para las empresas del segundo grupo se permitieron crecimientos muy cercanos a la inflación, que implican recortes de gastos especialmente al inicio del periodo.

Para las empresas del tercer grupo se requieren recortes drásticos de gastos al comienzo del periodo, especialmente en el caso del Tolima, que implican crecimientos promedio entre 1 y 4 puntos por debajo de la inflación.

Las metas de crecimiento se presentan en el cuadro No 5 anexo.

El criterio anterior se reflejó en términos de metas referidas a la proporción Gastos/Ventas Usuario Final. Los valores anuales de tales metas fueron fijados de común acuerdo con la Unidad de Gestión Empresarial del MME.

No se incluyeron dentro de esta meta los siguientes gastos: "Compra de energía", "Depreciación", "Combustibles" y "Otros Gastos de Explotación".

El resultado final de la aplicación del método descrito, se presenta en el cuadro No. 5.

3.7 Pagos por Compra de Energía

Se fijó como meta la cancelación del 100% de la energía comprada dentro de un plazo máximo de 60 días.

3.8 Depreciación

Para las electrificadoras de EADE, Boyacá, Chec, CELGAC y Tolima la depreciación se aplicó a los activos fijos en servicio revaluados. Para las otras empresas se hizo sobre activos no revaluados.

Paralelamente a estos trabajos el Icel está haciendo la revaluación de los activos de las electrificadoras de 1986 a 1990. Tan pronto se disponga de esta información se revisará la depreciación de estas empresas.

3.9 Balances Generales Históricos

Se tomaron las cifras de los balances auditados de las empresas correspondientes a los años 1988, 1989 y 1990.

3.10 Subsidios

El monto de los subsidios requeridos por las empresas es función de la debilidad de los mercados que sirven. El subsidio compensa el faltante ocasionado por la diferencia existente entre el CIPLP en que incurre una electrificadora en el suministro de energía y la tarifa media que alcanza su mercado.

Se desarrolló una formulación general para los subsidios que tiene los siguientes elementos:

- Un subsidio total al usuario final que compensa el desbalance entre el CIPLP para dicho usuario y la tarifa correspondiente.
- Deducción del subsidio que recibe la empresa por compras de energía en bloque al sistema nacional interconectado.
- Deducción del beneficio de la generación propia, teniendo en cuenta el tamaño y edad de las plantas en operación y todos los costos asociados con la operación y mantenimiento incluidos los mantenimientos mayores y el servicio de deuda pendiente.
- Consideración del subsidio implícito en las ventas en bloque entre electrificadores.
- Deducción de subsidios de combustibles.
- Se excluyen subsidios a ineficiencias de las empresas.

La suma algebraica de los cinco términos descritos, dá como resultado el subsidio faltante requerido.

Conviene observar que en el procedimiento anterior no se hizo distinción entre costos fijos y variables. Tan pronto se disponga de la información pertinente para los CIPLP, se refinará el cálculo de subsidios refiriéndolo únicamente a los costos fijos.

Los montos de los subsidios requeridos por cada empresa aparecen en los cuadros # 9, 10 y 10A anexos. Las electrificadoras de Antioquia, Tolima, CHEC, Boyacá y Santander no requerirían

subsidios durante los primeros años dada la fortaleza de sus mercados, que reciben importantes subsidios por compra en bloque o que la simulación supone que las empresas seguirían beneficiándose de la generación de sus propias plantas o de las cedidas en arriendo por ICEL, como es el caso de la planta de Prado en el Tolima.

En la medida en que se cumplan las metas tarifarias de compra de energía ya sea al sistema interconectado o en bloque a otra empresa, los términos b) y d) se vuelven cero. Del mismo modo el desmonte gradual de subsidios a combustibles previsto por Ecopetrol, conlleva la reducción paulatina del término e). Lo anterior se ilustra en las gráficas de variación de subsidios anexas para cada empresa. Se observa que los subsidios se incrementan aceleradamente a partir de 1994 cuando prácticamente quedan desmontados los subsidios en las ventas en bloque.

Aún no se han identificado las fuentes probables de los subsidios. Tales fuentes provendrían de: transferencias de otras empresas, cesión de mercados, cesión de proyectos del ICEL, integración de mercados, presupuesto nacional, etc. Una definición precisa en este sentido depende de las opciones planteadas en la estructura institucional del sector y de las soluciones que finalmente se adopten.

3.11 Plan de Inversiones

Se elaboró un plan de inversiones detallado para las electrificadoras en el período 1991-1995. Para el quinquenio restante considerado en la proyección (período 1996-2000), se realizó un estimativo aproximado tanto de los montos a invertir como de las posibles fuentes crediticias de financiación.

El plan responde a las inversiones mínimas que debe efectuar una electrificadora a fin de mantener un suministro normal de energía y un funcionamiento aceptable. Las obras a ejecutar se evaluaron como necesarias, incluyéndose o excluyéndose del programa de acuerdo con los siguientes criterios:

- a) La ejecución de la obra presenta una relación Beneficio-Costo que garantiza la consecución de fuentes de crédito para la inversión.
- b) La no ejecución de la obra implica racionamientos en la prestación del servicio.
- c) La obra es de realización forzosa de acuerdo al mandato de la Ley 56, tiene recursos PNR, etc.
- d) La inversión total de la obra ya ha sido parcialmente ejecutada, por lo que se requiere su conclusión.

- e) La obra será financiada en gran medida con aportes provenientes de los usuarios futuros del proyecto.
- f) La ejecución de la obra se considera impostergable, dadas ciertas condiciones sociales y de orden público imperantes en algunas zonas.
- g) Inversiones necesarias para mantener la calidad y confiabilidad del servicio, especialmente lo relacionado con recuperación de pérdidas.

Adicionalmente a la aplicación de los anteriores criterios, en algunos casos se hicieron ajustes adicionales (concertados con las empresas) al plan de inversiones originalmente discutido, cuando los análisis financieros indicaron sobreendeudamiento o insuficiencia de recursos para la ejecución de la totalidad de los proyectos previamente identificados.

Finalmente, se calculó la relación entre el valor presente de las inversiones (en adición a los gastos de operación y mantenimiento) y los kWh totales vendidos durante el período 1991-2000. Este indicador permite comparar entre sí los niveles de inversión de las electrificadoras. Conviene anotar que buena parte las inversiones consideradas en el período, corresponden a reparaciones de plantas, remodelación de redes y algunas líneas de transmisión de 230 kV y 115 kV. En el cuadro No. 11A se presenta la información mencionada. En el cuadro No. 11B, se presenta la misma relación en forma gráfica.

3.12 Refinanciaciones y Capitalizaciones

De acuerdo con los resultados obtenidos del ejercicio desarrollado en los numerales 3.1 a 3.11, se evaluaron las posibilidades reales de cada empresa de responder al servicio de deuda generado por los pasivos por concepto de compra de energía. Según las holguras o limitaciones resultantes en los flujos financieros, se optó por la refinanciación de la deuda y su pago en condiciones blandas, o su futura capitalización llevando el monto total de la deuda y los respectivos intereses atrasados, al ítem del flujo denominado "Depósito para futura suscripción de acciones". Más adelante, se señalan en forma separada para cada empresa las medidas específicas recomendadas para sanear su situación financiera.

4. RESULTADOS DE LAS PROYECCIONES

Los escenarios y metas de las proyecciones y los resultados para todas las empresas se pueden apreciar de los cuadros No. 1 a No. 11B que se incluyen a continuación. Igualmente, se presentan los comentarios particulares para cada empresa en forma individual junto con sus proyecciones detalladas y los cuadros y gráficas de soporte correspondientes.

5. CONCLUSIONES

Dentro del escenario simulado se ha supuesto que las reglas de comercialización vigentes entre ICEL y sus filiales se mantienen, así como la actual estructura institucional del Grupo.

En consecuencia, las conclusiones referentes a subsidios y capitalizaciones que aquí se presentan podrían modificarse para algunas empresas, como resultado de los procesos de reorganización que se llevarán a cabo.

- a. La mayoría de las empresas muestran debilidad estructural proveniente de una alta concentración de ventas en los estratos medio y bajo del sector residencial. Esta situación ha llevado a que las tarifas medias representen hoy, en promedio, un 60% del costo incremental. Se exceptúan de esta situación los casos en que el sector industrial es relativamente importante, (más del 40% del total), como es el caso de Boyacá y Cundinamarca. Para estas empresas las tarifas de venta representan un 78% del costo incremental de largo plazo en el año 1990. La provisión de un sustituto a la electricidad debe ser analizada a fin de medir el impacto sobre la debilidad estructural ya anotada.
- b. El exceso de gastos administrativos que se manifiesta en forma desigual en las empresas, también ha contribuido al pobre desempeño financiero y a la reducida generación de ahorro. Por eso, se han fijado metas específicas de gastos administrativos y operativos que implican reducciones de personal y estrictos controles en los diferentes rubros de gastos.
- c. Buena parte de la debilidad estructural citada se ha compensado históricamente, por una parte, con subsidios implícitos provenientes fundamentalmente de tarifas de venta en bloque inferiores entre un 40 y un 50% de su costo incremental y, por otra parte, con acumulación de cartera por compra de energía. El subsidio otorgado a través de tarifas en bloque ha representado más de un 60% del total requerido.
- d. Como consecuencia de los puntos anteriores se ha detectado la necesidad de otorgar subsidios explícitos. El monto global de estos subsidios explícitos, a precios constantes de 1990, es de \$1,341 millones para 1991 y de \$39,660 millones en el año 2000. El aumento en este monto se debe fundamentalmente a la sustitución gradual del subsidio implícito representado en las tarifas de venta en bloque por un subsidio explícito.

obedeció a la aplicación de criterios de orden técnico y financiero, buscando con ello compatibilizar los requerimientos de inversión de cada filial, con la disponibilidad de recursos asignables a este rubro.

Se fijaron partidas para inversión consistentes con la mejora en la generación interna neta de recursos, resultante de los subsidios otorgados y del ajuste de la empresa a parámetros de eficiencia (gastos, cartera y pérdidas).

Es importante desarrollar criterios de inversión que involucren cubrimiento de la demanda incremental y eficiencia en la prestación del servicio, entre otros parámetros. Igualmente establecer relaciones directas entre los costos y dichos programas de inversiones.

- f. La convergencia de las proyecciones financieras exige también capitalizaciones de parte de la deuda vigente por concepto de energía en el caso de Cauca, Nariño y Tolima y refinanciamientos de deuda en los casos particulares de Cauca, Huila, Meta, Norte de Santander, Quindío y Tolima.
- g. Se considera necesario revisar los costos incrementales de largo plazo de las empresas del Grupo y en especial los de EADE y Chocó que comparados con regiones de desarrollo eléctrico similar resultan demasiado bajos. En la medida en que sea posible, deberían calcularse costos individuales para cada empresa.
- h. Dado el enfoque y el trabajo concertado de estas proyecciones, se considera que las metas y cifras aquí consignadas, facilitarán la suscripción de convenios de gestión entre las electrificadoras y el Gobierno Nacional.
- i. Las electrificadoras deberán desarrollar planes detallados que les permitan cumplir con las metas fijadas y que identifiquen claramente sus limitaciones y áreas en que requieren el apoyo del Gobierno Nacional.

CARACTERISTICAS DE LOS MERCADOS SECTORES DE CONSUMO DOMINANTES

EMPRESAS	Sector	% Consumo	Estrato *	% Consumo
ANTIOQUIA	Residencial	75%	III	53%
BOYACA	Industrial	50%	II	42%
CALDAS	Residencial	61%	II	44%
CAUCA	Residencial	71%	II	40%
CAQUETA	Residencial	50%	III	58%
C/MARCA	Industrial	42%	II	54%
CHOCO	Residencial	75%	II	66%
HUILA	Residencial	55%	II	38%
META	Residencial	48%	III	61%
NARIÑO	Residencial	72%	II	38%
N.SANT.	Residencial	53%	II	43%
QUINDIO	Residencial	64%	III	41%
SANTANDER	Residencial	44%	III	37%
TOLIMA	Residencial	40%	II	42%

* Dominante en el Sector Residencial

CUADRO No. 1

CARACTERISTICAS DE LOS MERCADOS TARIFAS MEDIAS/CIPLP

EMPRESAS	1990	1995	2000
ANTIOQUIA	49%	82%	86%
BOYACA	80%	82%	82%
CALDAS	54%	84%	84%
CAUCA	52%	66%	66%
CAQUETA	71%	85%	85%
C/MARCA	75%	92%	92%
CHOCO	49%	63%	63%
HUILA	71%	82%	82%
META	66%	82%	82%
NARIÑO	51%	70%	70%
N.SANT.	63%	82%	82%
QUINDIO	53%	79%	79%
SANTANDER	69%	86%	86%
TOLIMA	70%	86%	86%

CUADRO No. 2

COMPRAS Y VENTAS DE ENERGIA

RELACION COMPRA/VENTA %

EMPRESAS	1990	1995	2000
ANTIOQUIA	118.2	114.8	114.5
BOYACA	36.3	46.5	61.7
CALDAS	74.6	84.1	89.7
CAUCA	95.2	103.7	102.7
CAQUETA	112.0	118.9	119.5
C/MARCA	108.9	114.3	114.3
CHOCO	123.2	118.9	118.9
HUILA	119.1	115.7	116.0
META	123.8	124.7	122.3
NARIÑO	104.2	107.5	107.3
N.SANT.	119.4	116.3	116.2
QUINDIO	139.6	133.7	128.8
SANTANDER	92.4	87.1	72.0
TOLIMA	93.5	93.3	100.3

CUADRO No. 3

INDICADORES DE EFICIENCIA PERSONAL

EMPRESAS	Suscript/Trabajadores	Suscript/Pers.Admon
ANTIOQUIA	221,0	947,0
BOYACA	185,0	753,0
CALDAS	147,0	1002,0
CAUCA	164,0	758,0
CAQUETA	160,0	546,0
C/MARCA	168,0	684,0
CHOCO	151,0	508,0
HUILA	208,0	1797,0
META	278,0	1268,0
NARIÑO	229,0	1184,0
N.SANT.	238,0	827,0
QUINDIO	305,0	1710,0
SANTANDER	196,0	651,0
TOLIMA	166,0	782,0
PROMEDIO EMPRESA	201,1	958,4

CUADRO No. 4

METAS EN GASTOS

TASA DE CRECIMIENTO PROMEDIO Y % RESPECTO A VENTAS

EMPRESAS	Tasa de Crecimiento Media Anual	1990	1995	2000
ANTIOQUIA	22%	30.6	25.0	23.0
BOYACA	17%	34.0	22.0	20.0
CALDAS	19%	47.8	23.0	22.0
CAUCA	18%	61.8	27.0	25.0
CAQUETA	16%	38.9	25.0	22.0
C/MARCA	17%	37.7	22.0	21.0
CHOCO	20%	38.2	25.0	22.0
HUILA	18%	34.6	23.0	20.0
META	25%	23.7	23.0	21.5
NARIÑO	17%	55.4	25.0	22.0
N.SANT.	22%	31.1	25.0	23.5
QUINDIO	27%	20.6	24.0	22.0
SANTANDER	15%	50.3	25.0	23.5
TOLIMA	13%	61.4	25.0	23.5

CUADRO No. 5

METAS EN PERDIDAS

INDICES EN %

EMPRESAS	1990	1995	2000
ANTIOQUIA	19.2	17.2	15.6
BOYACA	9.4	9.4	9.4
CALDAS	23.0	16.2	14.2
CAUCA	25.1	21.9	16.9
CAQUETA	13.7	14.0	14.0
C/MARCA	18.7	16.9	16.0
CHOCO	15.9	15.9	15.9
HUILA	18.5	18.4	16.8
META	18.6	17.8	15.9
NARIÑO	32.0	23.6	19.1
N.SANT.	14.0	13.6	13.0
QUINDIO	23.4	23.2	19.8
SANTANDER	17.0	16.0	14.0
TOLIMA	18.7	15.7	15.7

CUADRO No. 6

METAS COBRO ENERGIA A USUARIOS CARTERA EN %

EMPRESAS	1990	1995	2000
ANTIOQUIA	19	17	17
BOYACA	24	17	17
CALDAS	30	17	17
CAUCA	56	17	17
CAQUETA	28	17	17
C/MARCA	26	17	17
CHOCO	37	17	17
HUILA	26	17	17
META	35	17	17
NARIÑO	60	17	17
N.SANT.	26	17	17
QUINDIO	24	17	17
SANTANDER	18	17	17
TOLIMA	52	17	17

CUADRO No. 7

CAPITALIZACIONES Y REFINANCIACIONES

MILLONES DE PESOS DE 1990

EMPRESAS	Capitalización	Refinanciación
CAUCA	5.006	2.974
HUILA	0	3.047
META	0	2.663
NARIÑO	10.174	0
N.SANT.	0	3.150
QUINDIO	0	2.331
TOLIMA	7.463	7.463
TOTAL	22.643	21.628

CUADRO No. 8

SUBSIDIOS 1991 - 1995

MILES DE MILLONES DE PESOS

EMPRESAS	1991	1992	1993	1994	1995
ANTIOQUIA	-	-	-	-	1.8
BOYACA	-	-	-	-	-
CALDAS	-	-	-	-	-
CAUCA	0.3	0.5	2.2	3.4	5.9
CAQUETA	-	-	0.2	0.3	0.6
C/ MARCA	-	-	0.02	0.5	2.8
CHOCO	-	0.02	0.6	1.2	2.3
HUILA	-	0.8	2.0	2.5	4.7
META	-	0.2	1.2	1.8	3.5
NARIÑO	-	0.3	2.9	3.6	6.6
N.SANT.	1.0	2.1	3.8	4.7	8.0
QUINDIO	0.3	1.2	2.2	2.6	4.7
SANTANDER	-	-	-	-	-
TOLIMA	-	-	-	-	0.6
TOTAL	<u>1.6</u>	<u>5.1</u>	<u>15.1</u>	<u>20.6</u>	<u>41.5</u>

CUADRO No. 9

SUBSIDIOS 1996- 2000

MILES DE MILLONES DE PESOS

EMPRESAS	1996	1997	1998	1999	2000
ANTIOQUIA	2.8	6.7	12.0	19.9	30.3
BOYACA	2.1	1.8	1.9	-	6.8
CALDAS	-	-	-	-	-
CAUCA	7.4	9.3	11.7	14.5	18.1
CAQUETA	0.8	0.9	1.1	1.3	1.6
C/ MARCA	3.6	4.6	5.7	7.1	8.8
CHOCO	2.9	3.5	4.3	5.4	6.6
HUILA	5.9	7.3	8.9	11.0	13.6
META	4.3	5.3	6.6	8.1	10.0
NARIÑO	8.5	10.7	13.5	17.0	21.5
N.SANT.	9.9	12.2	15.1	18.6	22.8
QUINDIO	5.8	7.1	8.7	10.5	12.7
SANTANDER	-	-	1.7	3.8	6.5
TOLIMA	1.3	2.1	3.2	4.6	6.4
TOTAL	55.3	71.5	94.4	121.8	165.7

CUADRO No. 10

CUADRO 10 A

CALCULO DE SUBSIDIOS

SUBSIDIOS POR ELECTRIFICADORA

		1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Antioquia	\$/kWh	0.0	0.0	0.0	0.0	1.3	1.9	4.3	7.3	11.5	16.7
	Mill \$	0	0	0	0	1815	2834	6713	11976	19904	30330
Boyacá	\$/kWh	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	1.6	1.6	0.0	5.2
	Mill \$	0	0	0	0	0	2127	1801	1922	0	6792
Caldas	\$/kWh	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Mill \$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Caquetá	\$/kWh	0.0	0.0	3.4	4.5	9.0	10.5	12.2	14.2	16.5	19.2
	Mill \$	0	0	213	295	620	752	911	1101	1331	1609
Cauca	\$/kWh	1.0	1.5	5.7	8.4	13.8	16.6	19.7	23.3	27.5	32.4
	Mill \$	336	501	2162	3368	5853	7425	9290	11656	14577	18145
Chocó	\$/kWh	0.0	0.3	6.6	13.2	23.3	26.8	30.9	35.5	40.9	47.1
	Mill \$	0	24	588	1224	2290	2856	3512	4300	5359	6551
Cundinamarca	\$/kWh	0.0	0.0	0.0	0.9	4.6	5.5	6.5	7.6	9.0	10.6
	Mill \$	0	0	22	498	2781	3605	4528	5663	7066	8826
Huila	\$/kWh	0.0	2.0	5.0	6.0	10.5	12.2	14.1	16.3	18.9	21.9
	Mill \$	0	744	1964	2538	4727	5851	7235	8939	11023	13562
Meta	\$/kWh	0.0	0.9	4.4	6.1	10.9	12.6	14.6	17.0	19.7	22.9
	Mill \$	0	236	1230	1813	3470	4301	5314	6574	8113	10026
Nariño	\$/kWh	0.0	0.7	6.1	7.1	12.3	14.8	17.6	20.9	24.7	29.2
	Mill \$	0	330	2923	3598	6641	8515	10732	13529	17010	21514
Norte	\$/kWh	1.6	3.1	5.1	6.0	9.7	11.4	13.3	15.5	18.0	21.0
	Mill \$	1015	2120	3785	4655	7991	9886	12231	15049	18552	22805
Santander	\$/kWh	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	3.0	4.9
	Mill \$	0	0	0	0	0	0	0	1724	3756	6484
Tolima	\$/kWh	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	1.6	2.4	3.5	4.7	6.3
	Mill \$	0	0	0	0	613	1306	2100	3220	4566	6391
Quindío	\$/kWh	4.1	1.1	4.0	7.4	8.1	13.8	16.0	18.5	21.4	24.7
	Mill \$	285	1148	2250	2623	4723	5828	7136	8708	10517	12688
TOTAL	Mill \$ Corrientes	1.636	5.103	15.137	20.612	41.525	55.287	71.502	94.362	121.774	165.724
	Mill \$ Constantes \$ de 1990	1.341	3.545	9.065	10.827	19.134	22.346	25.351	29.348	33.222	39.660

INVERSIONES

MILES DE MILLONES DE PESOS

EMPRESAS	1991	1995	2000
ANTIOQUIA	10.1	16.1	34.4
BOYACA	9.8	20.4	24.3
CALDAS	5.5	37.8	15.4
CAUCA	1.4	5.1	10.8
CAQUETA	0.6	0.5	1.1
C/ MARCA	1.9	3.6	10.5
CHOCO	0.3	0.6	2.0
HUILA	1.0	9.4	6.8
META	0.3	1.2	3.7
NARIÑO	0.4	5.7	13.4
N.SANT.	2.6	5.6	8.2
QUINDIO	0.2	3.6	5.2
SANTANDER	11.7	14.0	33.2
TOLIMA	2.2	5.6	9.1
TOTAL	48.0	129.2	178.1

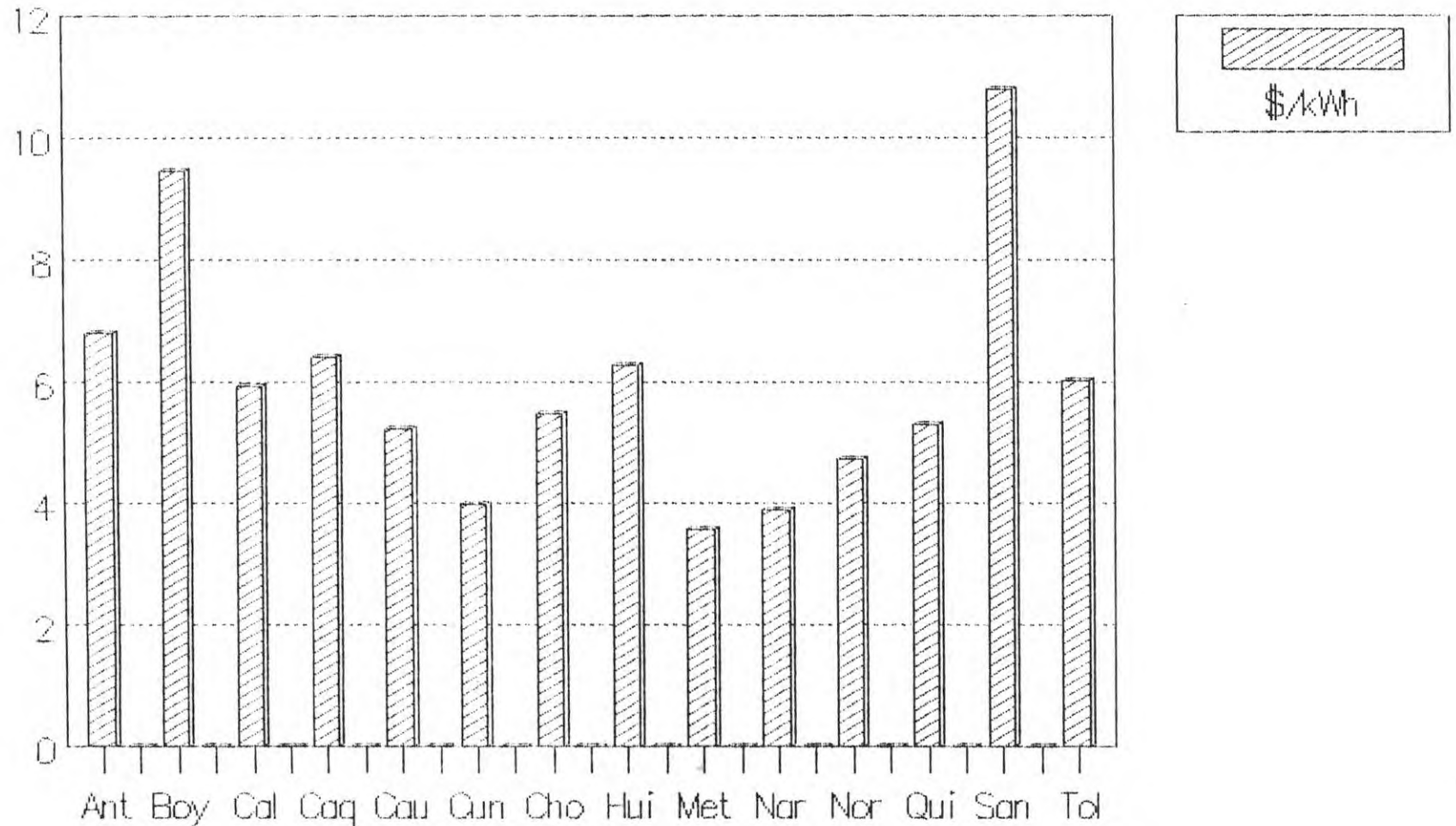
CUADRO No. 11

CUADRO 11.A

EMPRESA	Inversiones & Gastos / kWh Vendidos
ANTIOQUIA	6.80
BOYACA	9.45
CALDAS	5.94
CAQUETA	6.41
CAUCA	5.23
CUNDINAMARCA	3.98
CHOCO	5.47
HUILA	6.28
META	3.57
NARINO	3.89
NORTE	4.72
QUINDIO	5.29
SANTANDER	10.79
TOLIMA	6.01
PROMEDIO	5.99

Relacion VPN Inversion/kWh Vendidos

Filiales ICEL



ELECTRIFICADORA DE BOYACA

- Características del Mercado

La composición del mercado de esta electrificadora, señala una alta concentración de usuarios en los Estratos I y II. No obstante, el 50% del consumo registrado por la empresa es absorbido por el sector industrial. La tarifa media de venta al usuario final alcanza el 82% del costo incremental promedio de largo plazo en el año 2000, aún cuando el sector más relevante (industrial) se encuentra en el 110% del costo. El consumo medio por suscriptor para el Estrato II es solo de 116.3 kWh/mes. Del total de energía vendida, la empresa importa una cantidad equivalente al 46.5% en el año 1995 y al 61.7% en el año 2000, lo que señala un debilitamiento de la autosuficiencia a un ritmo significativo.

- Gastos

La empresa en el año 1990 muestra una relación porcentual de gastos con respecto a ventas de energía al usuario final, equivalente al 34.0%; estos gastos excluyen los egresos correspondientes a operación comercial. Los indicadores más relevantes en esta materia: Suscriptores/Trabajadores y Suscriptores/Personal Administrativo, se sitúan en 185 y 753 respectivamente, los cuales están por debajo del promedio de las empresas del grupo y muestran la necesidad de mejorarlos en los próximos años. Se fijó como meta de proyección un crecimiento anual promedio de los gastos de un 17%, en el período 1990-2000, siendo la inflación media del período del 17% y la tasa de crecimiento de la demanda del 5.3%. Esta meta equivale a reducir la relación Gastos/Ventas, hasta alcanzar la cifra del 22% en 1995 y del 20% en el año 2000. El crecimiento en los gastos implica necesariamente una reducción drástica de los mismos, a fin de que la empresa pueda cubrir adecuadamente la demanda adicional de su sistema.

- Recaudos por Ventas

En la actualidad la cartera morosa de los usuarios puede considerarse razonable. El porcentaje de cuentas por cobrar a los consumidores es del 24%. Esta cifra incluye tanto la cartera corriente como la vencida. En la proyección se fija una meta del 17% para el año 1995.

- Pagos de Energía

La meta en lo referente a pagos por compra de energía y potencia al sistema interconectado es del 100% a partir del año 1991. La deuda en libros de la empresa por concepto de compra de energía, es de 1.991 millones de pesos en 1990.

- Pérdidas de Energía

El índice de pérdidas de la empresa se encuentra en el 9.4% en el año 1990. La meta de proyección establece la permanencia del índice en 9.4% para el año 2000.

- Subsidios

En la estimación de subsidios, el término correspondiente a beneficios por generación propia, tiene en cuenta las plantas mayores de la electrificadora (Paipa I y Paipa II). Los montos de subsidios oscilantes se deben a la variabilidad de la generación de la empresa a lo largo del período considerado. Debe resaltarse que la relación entre el valor presente de los subsidios y la inversión es del 3.3%.

- Inversión

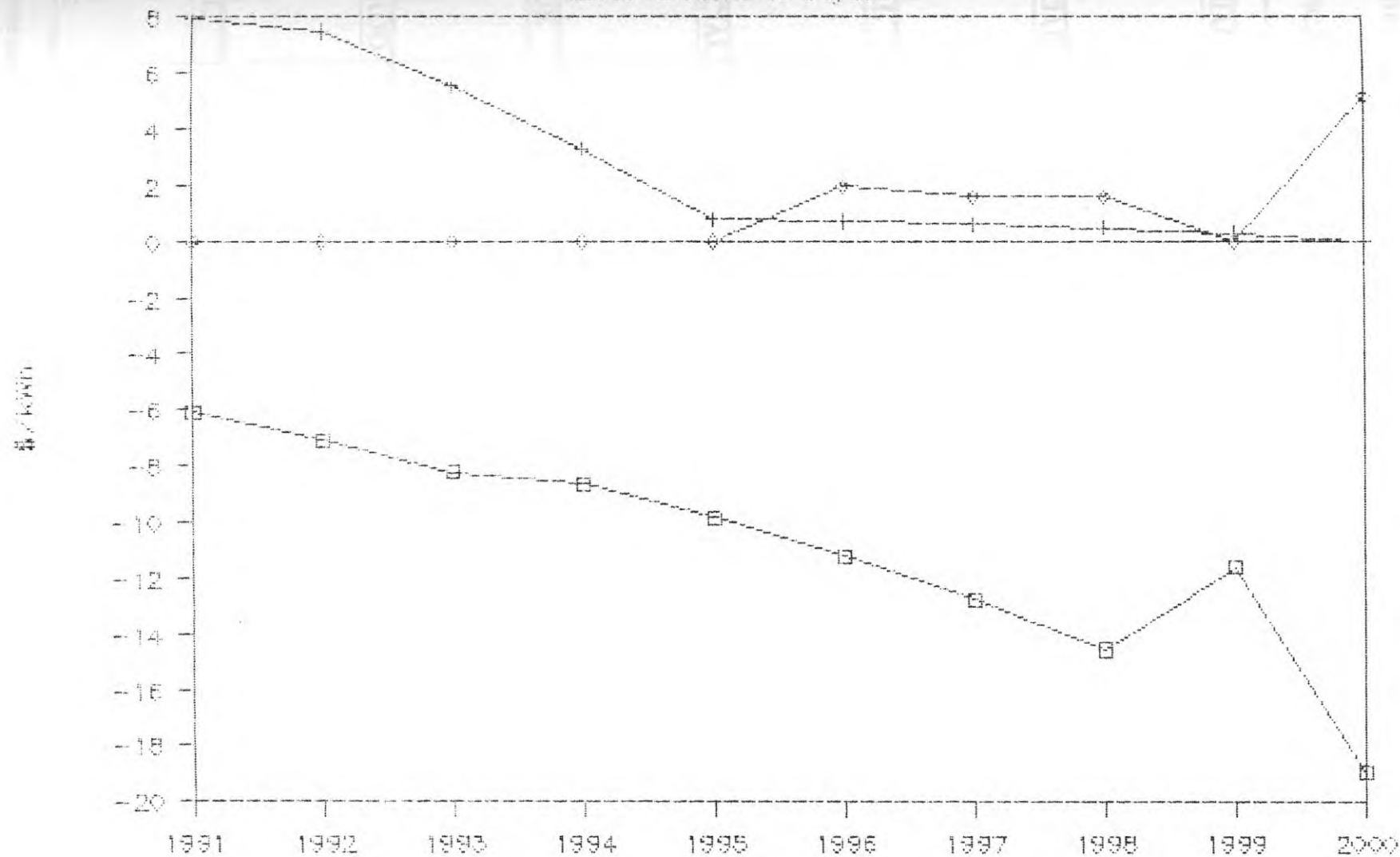
La relación entre el valor presente neto de las inversiones (en conjunto con los gastos operativos y de mantenimiento) y el valor presente de los kWh vendidos es de 9.45 \$/kWh. Debe resaltarse que parte de las inversiones se destinan a proyectos de generación y transmisión. Los rubros más importantes se ejecutarán durante el período 1991-1993 y corresponden a obras de electrificación rural, subtransmisión y proyectos en Casanare.

GLOSARIO DE TERMINOS

Boyacá	\$/kWh
CIPLPele	Costo Incremental Promedio Ventas
Tventa	Tarifa Media Venta Usuario Final
CIPLPisae	Costo Incremental Promedio Compra Energia
CIPLPisap	Costo Incremental Promedio Compra Potencia
CIPLPeisa	Costo Incremental Promedio Compra Equivalente
Tcomprae	Tarifa Media Compra Energia
Tcomprap	Tarifa Media Compra Potencia
Tcomprae	Tarifa Media Compra Equivalente
Gaom	Gastos AOM Generación Carbón
CIPLPb	Costo Incremental Promedio Ventas Bloque
Tvb	Tarifa Media Venta Bloque
fc	Factor de Carga
	Millones de Pesos Corrientes
Sv	Subsidio Ventas Usuario Final
Sc	Subsidio Compras Energia
Sg	Beneficio Generación Propia
Sb	Subsidio Ventas Bloque
GWh propia	Energía Generación Propia
MW compra	Potencia Comprada
GWh compra	Energía Comprada
GWh venta	Energía Vendida Usuario Final
GWh cp	Energía Consumo Propio
GWh vb	Energía Vendida Bloque
SUBSIDIO	Millones de Pesos Corrientes
\$/kWh Subsidio	

SUBSIDIOS

Electrificadora de Boyacá



Subsidio Venta

+ Subsidio Compra

◊ Subsidio Neto

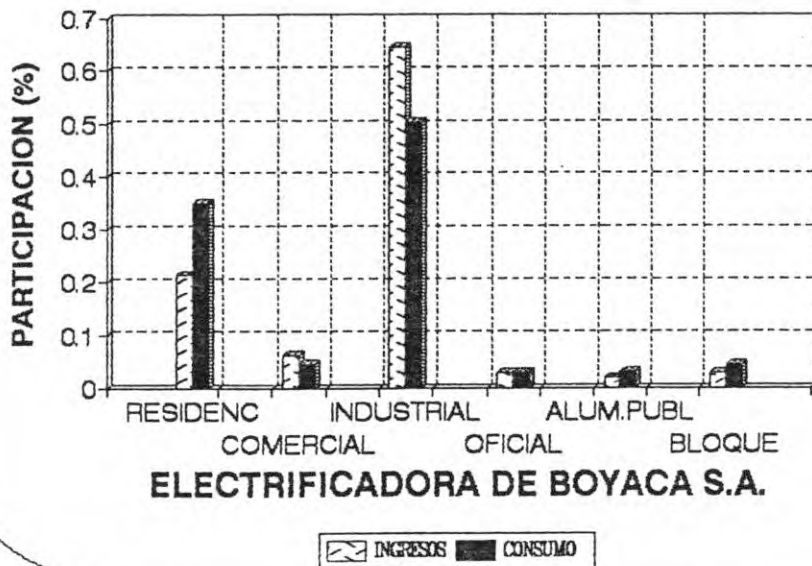
ELECTRIFICADORA DE BOYACA - CALCULO DE TARIFA MEDIA PONDERADA

	1,990	1,991	1,992	1,993	1,994	1,995	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000
INDUSTRIAL											
T. MEDIA/1	25.32	27.72	32.46	37.36	42.27	47.81	54.07	61.15	69.16	78.21	88.43
T. MEDIA/2	25.32	27.72	31.96	36.21	40.29	45.93	52.36	59.69	68.05	77.57	88.43
CIPLPr	19.35	23.47	27.70	32.13	36.63	41.75	47.60	54.26	61.86	70.52	80.39
% CIPLPr /1	130.86%	118.10%	117.20%	116.30%	115.40%	114.50%	113.60%	112.70%	111.80%	110.90%	110.00%
% CIPLPr /2	130.86%	118.10%	115.40%	112.70%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%
COMERCIAL											
T. MEDIA/1	27.37	37.40	44.62	52.32	60.28	69.45	80.01	92.16	106.14	122.23	140.75
T. MEDIA/2	27.37	37.40	45.59	54.56	64.12	73.10	83.34	95.00	108.30	123.47	140.75
CIPLPr	30.80	37.36	44.08	51.14	58.30	66.46	75.76	86.37	98.46	112.24	127.96
% CIPLPr /1	88.88%	100.11%	101.21%	102.31%	103.41%	104.51%	105.61%	106.70%	107.80%	108.90%	110.00%
% CIPLPr /2	88.88%	100.11%	103.41%	106.70%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%
OFICIAL											
T. MEDIA/1	20.06	26.40	32.59	39.47	46.90	55.63	65.88	77.92	92.04	108.58	127.96
T. MEDIA/2	20.06	26.40	35.46	46.14	58.30	66.46	75.76	86.37	98.46	112.24	127.96
CIPLPr	30.80	37.36	44.08	51.14	58.30	66.46	75.76	86.37	98.46	112.24	127.96
% CIPLPr /1	65.13%	70.67%	73.93%	77.19%	80.44%	83.70%	86.96%	90.22%	93.48%	96.74%	100.00%
% CIPLPr /2	65.13%	70.67%	80.44%	90.22%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
RESIDENCIAL											
T. MEDIA/1	12.09	16.48	19.45	22.60	25.83	29.53	33.77	38.61	44.16	50.51	61.54
T. MEDIA/2	12.09	16.48	19.59	22.93	28.04	31.96	36.44	41.54	47.35	53.98	61.54
CIPLPr	30.80	37.36	44.08	51.14	58.30	66.46	75.76	86.37	98.46	112.24	127.96
% CIPLPr /1	39.26%	44.12%	44.12%	44.19%	44.31%	44.44%	44.57%	44.71%	44.85%	45.00%	48.10%
% CIPLPr /2	39.26%	44.12%	44.43%	44.85%	48.10%	48.10%	48.10%	48.10%	48.10%	48.10%	48.10%
BLOQUE											
T. MEDIA/1	12.88	18.01	21.78	25.87	30.19	35.20	41.04	47.81	55.67	64.81	75.40
T. MEDIA/2	12.88	18.01	22.83	28.31	34.35	39.16	44.64	50.90	58.02	66.14	75.40
CIPLPr	18.15	22.01	25.98	30.13	34.35	39.16	44.64	50.90	58.02	66.14	75.40
% CIPLPr /1	70.96%	81.81%	83.83%	85.85%	87.87%	89.89%	91.91%	93.94%	95.96%	97.98%	100.00%
% CIPLPr /2	70.96%	81.81%	87.87%	93.94%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
ALUMBRADO											
T. MEDIA/1	13.07	26.88	33.09	39.98	47.39	56.10	66.32	78.29	92.32	108.74	127.96
T. MEDIA/2	13.07	26.88	35.84	44.68	58.30	66.46	75.76	86.37	98.46	112.24	127.96
CIPLPr	30.80	37.36	44.08	51.14	58.30	66.46	75.76	86.37	98.46	112.24	127.96
% CIPLPr /1	42.43%	71.95%	75.07%	78.18%	81.30%	84.42%	87.53%	90.65%	93.77%	96.88%	100.00%
% CIPLPr /2	42.43%	71.95%	81.30%	87.37%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
TOTAL											
T. MEDIA/1	19.73	23.76	28.03	32.54	37.12	42.35	48.32	55.13	62.90	71.77	83.21
T. MEDIA/2	19.73	23.76	28.09	32.61	37.91	43.22	49.27	56.17	64.03	72.99	83.21
CIPLPr	24.58	29.82	35.19	40.82	46.53	53.04	60.47	68.94	78.59	89.59	102.13
% CIPLPr /1	80.27%	79.67%	79.68%	79.71%	79.77%	79.84%	79.90%	79.97%	80.04%	80.11%	81.48%
% CIPLPr /2	80.27%	79.67%	79.83%	79.91%	81.48%	81.48%	81.48%	81.48%	81.48%	81.48%	81.48%

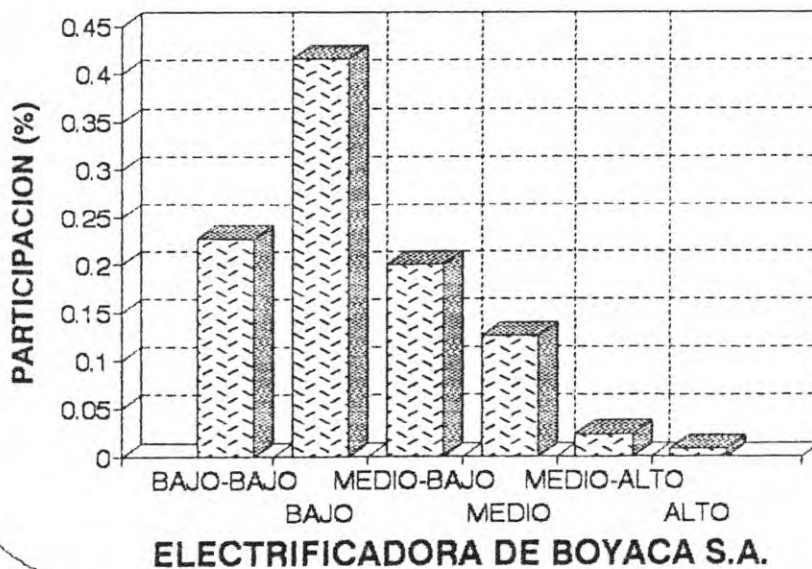
1/ Se supuso que cada sector llegaría a su meta de costo en el año 2000

2/ Se supuso que cada sector llegaría a su meta de costo en el año 1994

PARTICIPACION SECTORIAL EN EL MERCADO
INGRESOS Y CONSUMO - 1990



SECTOR RESIDENCIAL
PARTICIPACION POR ESTRATOS

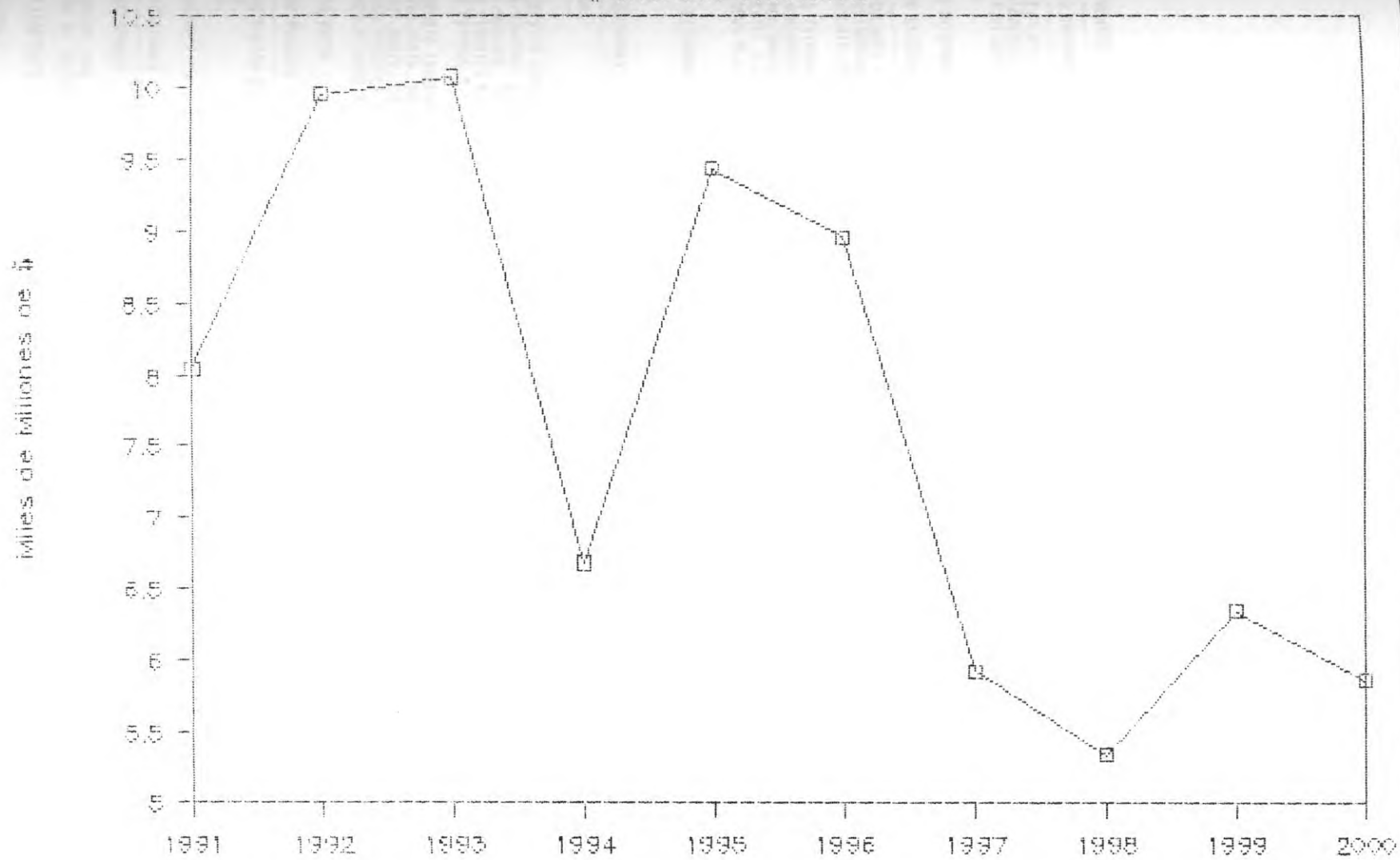


CALCULO DE SUBSIDIOS

Boyacá	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
CIPLPele	29.82	35.19	40.82	46.53	53.04	60.47	68.94	78.59	89.59	102.13
Tventa	23.76	28.09	32.61	37.91	43.22	49.27	56.17	64.03	77.99	83.21
CIPLPisae	16.13	19.04	21.80	24.66	28.00	31.71	36.09	41.07	46.71	53.09
CIPLPisao	40.75	48.08	55.77	63.58	72.48	82.63	94.20	107.38	122.42	139.56
CIPLPeisa	24.40	30.46	33.28	36.86	41.78	45.85	52.71	60.52	68.99	77.34
Tcomograe	10.91	14.41	18.24	22.56	27.47	31.22	35.66	40.73	46.51	53.06
Tcompra	27.36	35.99	46.05	57.40	71.03	81.31	93.07	106.53	121.93	139.56
Tcomograe	16.46	22.96	27.72	33.57	40.98	45.14	52.09	60.03	68.70	77.31
Gaom	7.56	7.98	10.38	12.43	13.63	16.69	16.71	17.82	20.35	25.10
CIPLPb	22.02	25.98	30.14	34.35	39.16	44.65	50.90	58.02	66.15	75.41
Tvb	18.01	22.83	28.31	34.35	39.16	44.64	50.90	58.02	66.14	75.40
fc	0.56	0.48	0.55	0.60	0.60	0.67	0.65	0.63	0.63	0.66
Sv	5002	6253	7570	8361	10040	12023	14394	17215	14401	24899
Sc	2286	2144	2003	1406	381	411	382	319	209	23
Sp	5607	8236	8046	8420	9822	9486	12210	14974	17304	18084
Sb	151	127	77	0	0	0	-0	0	0	0
GWh propia	636	700	671	658	667	622	648	670	680	661
MW compra	59	68	74	82	90	99	108	118	129	141
GWh compra	288	286	360	427	475	578	614	654	711	812
GWh venta	825	881	922	970	1.022	1.073	1.127	1.182	1.241	1.316
GWh cp	51	56	54	53	53	50	52	54	54	53
GWh vb	38	40	42	44	47	49	52	54	57	60
SUBSIDIO	0	0	0	0	0	2127	1801	1922	0	6792
\$/kWh Subsidio	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.98	1.60	1.63	0.00	5.16

ELECTRIFICADORA DE BOYACA

\$ Inversion Constantes



10-Jul-91

ROYACA - BASE
PROYECCION-ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS
(MILLONES DE PESOS)

FUENTES	1989 REAL	1990 REAL	1991 ---	1992 ---	1993 ---	1994 ---	1995 ---	1996 ---	1997 ---	1998 ---	1999 ---	2000 ---
FUENTES INTERNAS												
INGRESO NETO EXPLOTACION	3.544	3.542	4.596	8.293	8.523	8.813	9.372	9.982	9.471	10.205	13.150	12.831
TOT.ING.(EGRS)AJENOS EXP.	344	450	470	731	677	947	1.316	1.468	1.405	1.586	2.086	2.427
DEPREC.Y AMORT.DIFERIDOS	257	476	681	1.189	1.894	2.704	3.638	4.837	6.215	7.703	9.447	11.561
OTROS NO CAJA	226	840	1.025	1.209	1.403	1.599	1.823	2.078	2.369	2.701	3.079	3.510
TOTAL FUENTES INTERNAS	4.381	5.308	8.773	11.422	12.497	14.063	16.148	17.365	19.460	22.294	27.763	30.328
FUENTES EXTERNAS												
APORTES PARTICULARES	212	35	2.340	3.135	3.681	2.792	4.479	4.848	3.652	3.753	5.087	5.354
REINVERSION DIVIDENDOS	2.295	3.407	3.461	6.074	7.623	7.056	6.271	5.655	3.765	2.574	2.086	3.876
DEPOSIT.FUT.SUSCRIP.ACCIONES	2.568	1.470	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CREDITO INTERNO												
PTMOS.VIGENT.NOMINADOS EN M.E.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PTMOS.FUTURO.NOMINADOS EN M.E.	0	159	811	884	0	0	0	0	0	0	0	0
PRESTAMOS VIGENTES M.L.	447	3.964	1.396	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRESTAMOS FUTUROS M.L.	0	0	0	0	4.406	3.862	6.126	6.641	7.157	7.698	8.282	8.999
OTRAS FUENTES	377	375	905	1.104	1.347	1.643	2.005	2.446	2.984	3.641	4.441	5.419
TOTAL FUENTES EXTERNAS	5.899	9.409	8.913	11.197	17.057	15.343	18.880	19.590	17.558	17.665	19.896	23.647
TOTAL FUENTES	10.280	14.717	17.686	22.619	29.554	29.407	35.028	36.955	37.018	39.959	47.659	53.976
APLICACIONES												
SERVICIO DEUDAS												
INTERESES CREDITO INTERNO												
INT.PTMOS.VIG.NOMINAD. EN M.E.	33	41	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INT.PTMOS.FUT.NOMINAD. EN M.E.	0	12	49	171	226	232	236	237	238	237	233	228
INT.PRESTAMOS VIGENTES M.L.	103	290	259	383	341	280	222	165	110	56	17	0
INT.PRESTAMOS FUTUROS M.L.	0	0	0	0	793	2.281	3.947	5.865	7.569	9.279	10.679	11.867
AMORT. CREDITO INTERNO												
AMORT.PTMOS.VIG.NOMIN. EN M.E.	144	249	222	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AMORT.PTMOS.FUT.NOMIN. EN M.E.	0	0	0	0	159	175	191	208	227	248	271	295
AMORT.PRESTAMOS VIGENTES M.L.	23	(398)	23	23	23	0	0	0	0	0	0	0
AMORT.PRESTAMOS FUTUROS M.L.	0	0	6	17	164	164	899	1.536	2.546	3.648	4.784	5.982
TOTAL SERVICIO DEUDA	302	193	568	593	1.706	3.132	5.494	8.011	10.790	13.469	15.985	18.372
COSTOS CONSTRUCCION												
STOS.FROS.CONSTRUCCION M.E.	0	0	31	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INVERSION M.E.	0	0	0	0	702	1.128	244	331	261	306	438	527
INVERSION M.L.	2.730	6.069	9.721	14.249	16.029	11.517	20.113	21.704	16.340	16.753	22.683	23.809
TOT.COSTO CONSTRUCCION	2.730	6.069	9.751	14.249	16.732	12.645	20.357	22.035	16.601	17.059	23.121	24.336
OTRAS APLICACIONES												
OTRAS A												
DIVIDENDOS DECLARADOS	2.322	4.790	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ESTUDIOS	1.969	3.407	3.461	6.074	7.623	7.056	6.271	5.655	3.765	2.574	2.086	3.876
INCREMENTO/DECREMENTO CAP.TRAB.	13	60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INVERSIONES EN EL SECTOR	2.943	209	2.790	2.654	2.336	3.642	343	4.223	6.536	6.310	7.956	7.309
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOT.OTRAS APLICACIONES	7.247	8.455	6.251	8.729	9.959	10.699	6.614	9.878	10.301	8.884	10.042	11.135
TOTAL APLICACIONES	10.279	14.719	16.571	23.571	29.797	26.476	32.465	39.924	37.692	39.411	49.149	53.893
SUPERAVIT/(DEFICIT)ANUAL	0	(0)	1.115	(952)	1.156	2.931	2.563	(2.368)	(674)	548	(1.989)	93
SUPERAVIT/(DEFICIT)ACUM.	0	(0)	1.115	153	1.319	4.250	6.814	3.945	3.172	3.720	2.271	2.713

10-Jul-91 10:5 am

BOYACA - BASE
PROYECCION-ESTADO DE RESULTADOS
(MILLONES DE PESOS)

	1989 REAL	1990 REAL	1991 ---	1992 ---	1993 ---	1994 ---	1995 ---	1996 ---	1997 ---	1998 ---	1999 ---	2000 ---
DATOS MACRO. Y GRALES.												
TASA DE INFLACION	1.26	1.32	1.22	1.18	1.16	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14
TASA DE DEVALUACION	1.29	1.31	1.15	1.13	1.11	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09
TASA DE CAMBIO PROMEDIO	382.6	502.2	610.2	696.2	779.5	857.8	935.8	1021.0	1113.9	1215.2	1325.8	1446.5
TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO	433.9	568.7	655.7	740.4	821.9	896.6	978.1	1067.1	1164.2	1270.2	1385.7	1511.8
TARI.MED.COMPR.ENER.BLO.1	5.73	8.69	10.91	14.41	18.24	22.56	27.47	31.22	35.66	40.73	46.51	53.06
TARI.MED.COMPR. POTENCIA	15.19	16.02	27.36	35.99	46.05	57.40	71.03	81.31	93.07	106.53	121.93	139.56
COMPR. GWH EN BLOQUE 1	413	264	298	296	360	427	475	578	614	654	711	812
COMPRAS MW-MES	50	67	59	68	74	82	90	99	108	118	129	141
PERDIDAS - 5MW -	98	53	96	91	96	101	106	111	117	123	129	137
DEMANDA DE ENERGIA GWH	812	856	911	972	1018	1071	1128	1185	1244	1305	1370	1453
VENTAS												
GWH VENTAS USUARIO FINAL	637	727	825	881	922	970	1.022	1.073	1.127	1.182	1.241	1.316
TOTAL UNIDADES VENDIDAS	637	727	825	881	922	970	1.022	1.073	1.127	1.182	1.241	1.316
TARIFA MED.USUARIO FINAL	15.14	18.08	23.76	28.09	32.61	37.91	43.22	49.27	56.17	64.03	77.99	83.21
TARIFA MED. POTENCIA	15.19	16.02	27.36	35.99	46.05	57.40	71.03	81.31	93.07	106.53	121.93	139.56
TARIFA MEDIA PROMEDIO ENERGIA	15.14	18.08	23.76	28.09	32.61	37.91	43.22	49.27	56.17	64.03	77.99	83.21
VENTAS USUARIO FINAL	9642	13139	19610	24737	30068	36772	44186	52890	63312	75708	96824	109503
TOTAL VENTAS ENERGIA	9.642	13.139	19.610	24.737	30.068	36.772	44.186	52.890	63.312	75.708	96.824	109.503
OTRS INGRESOS EXPLOTACION	635	450	549	648	751	857	977	1.113	1.269	1.447	1.649	1.880
TOT. INGRESOS EXPLOTACION	10.277	13.589	20.159	25.385	30.819	37.629	45.163	54.003	64.981	77.155	98.474	111.384
GASTOS DE EXPLOTACION												
GENERACION	31.2%	34.0%	31.6%	29.2%	26.8%	24.4%	22.0%	21.6%	21.2%	20.8%	20.4%	20.0%
COMPR. ENERGIA BLOQUE 1	603	926	1.285	1.497	1.670	1.860	2.015	2.368	2.782	3.264	4.095	4.540
DISTRIBUCION	2.965	3.944	4.743	6.561	9.975	14.326	19.483	26.107	31.970	39.258	48.833	62.743
MANTENIMIENTO	1.004	1.461	2.027	2.362	2.635	2.934	3.179	3.736	4.390	5.150	6.460	7.163
TRANSMISION	24	129	179	209	233	259	291	330	388	455	570	632
COMBUSTIBLE	476	890	1.235	1.439	1.605	1.788	1.937	2.276	2.674	3.137	3.935	4.363
DEPREC. ACT. FIJ. EN SERV.	758	1.636	2.223	2.751	3.277	3.939	4.535	6.702	7.913	9.377	11.041	13.111
FACTURACION Y COBRANZA	267	476	681	1.189	1.894	2.704	3.638	4.827	6.215	7.703	9.447	11.561
SUBSIDIOS	92	139	193	225	251	279	302	355	418	490	615	681
OTROS GASTOS EXPLOTACION	812	922	1.279	1.491	1.663	1.852	2.006	2.358	2.770	3.250	4.077	4.520
TOTAL GASTOS EXPLOTACION	6.733	10.047	13.563	17.093	22.296	28.816	35.791	45.022	55.110	66.950	85.324	98.553
INGRESOS NETO EXPLOTACION	3.544	3.542	6.596	8.293	8.523	8.813	9.372	8.982	9.471	10.205	13.150	12.831
ING. (EGRES. VAJENOS EXP. - REND)												
OTROS INGRESOS	0	438	0	167	0	134	341	299	0	0	64	0
OTROS INGRESOS SECTOR	321	462	554	665	798	958	1150	1380	1655	1987	2384	2861
OTROS EGRESOS	91	(380)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOT. ING. (EGRES.) AJENOS EXP.	68	70	34	101	121	145	174	209	251	301	361	433
UTILIDAD ANTE STOS. FINANCIEROS	3.898	3.992	7.066	9.024	9.200	9.760	10.688	10.450	10.876	11.890	15.227	15.258
STOS. FINANCIEROS OPERACION	103	146	317	553	1.360	2.793	4.404	6.267	8.016	9.573	10.930	12.095
TOTAL STOS. FINANCIEROS	103	146	317	553	1.360	2.793	4.404	6.267	8.016	9.573	10.930	12.095
UTILIDAD (PERDIDA) NETA	3.795	3.846	6.749	8.470	7.840	6.967	6.283	4.184	2.860	2.318	4.307	3.163

ELECTRIFICADORA DE CAQUETA

- Características del Mercado

La composición del mercado de esta electrificadora, señala una alta concentración de usuarios en el Estrato III. El mayor consumidor de energía es el sector residencial, representando un 50% del suministro total. Dentro de este 50%, el Estrato Medio-Bajo absorbe el 58% del consumo. La tarifa media de venta del conjunto de sectores, llega al 85% del costo incremental promedio de largo plazo a nivel de distribución en el año 2000. El consumo medio por suscriptor para el Estrato III es de 105.7 kWh/mes. La empresa es completamente dependiente de las compras de energía.

- Gastos

La empresa en el año 1990 muestra una relación porcentual de gastos con respecto a ventas de energía al usuario final, equivalente al 38.9%; estos gastos excluyen los egresos correspondientes a operación comercial. Los indicadores más relevantes en esta materia: Suscriptores/Trabajadores y Suscriptores/Personal Administrativo, se sitúan en 160 y 546 respectivamente, bastante por debajo del promedio de las empresas del grupo lo que implica un esfuerzo importante para mejorar estos indicadores. Se fijó como meta de proyección un crecimiento anual promedio de los gastos de un 16%, en el período 1990-2000, siendo la inflación media del período del 17% y la tasa de crecimiento de la demanda del 4.8%. Esta meta equivale a reducir la relación Gastos/Ventas, hasta alcanzar la cifra del 25% en 1995 y del 22% en el año 2000. La limitación en el crecimiento en los gastos implica necesariamente una reducción de la planta actual de la electrificadora, a fin de que la empresa pueda alcanzar niveles de eficiencia adecuados.

- Recaudos por Ventas

En la actualidad la cartera morosa de los usuarios es importante. El porcentaje de cuentas por cobrar a los consumidores es del 28%. Esta cifra incluye tanto la cartera corriente como la vencida. En la proyección se fija una meta del 17% para el año 1995. La empresa requiere para el cumplimiento de la meta, de esfuerzos adicionales en la materia.

- Pagos de Energía

La meta en lo referente a pagos por compra de energía y potencia al sistema interconectado es del 100% a partir del año 1991. La deuda en libros de la empresa por concepto de compra de energía, es de 404 millones de pesos en 1990.

- Pérdidas de Energía

El índice de pérdidas de la empresa se encuentra en el 13.7% en el año 1990. La meta de proyección establece un índice del 14.0%

para el año 2000.

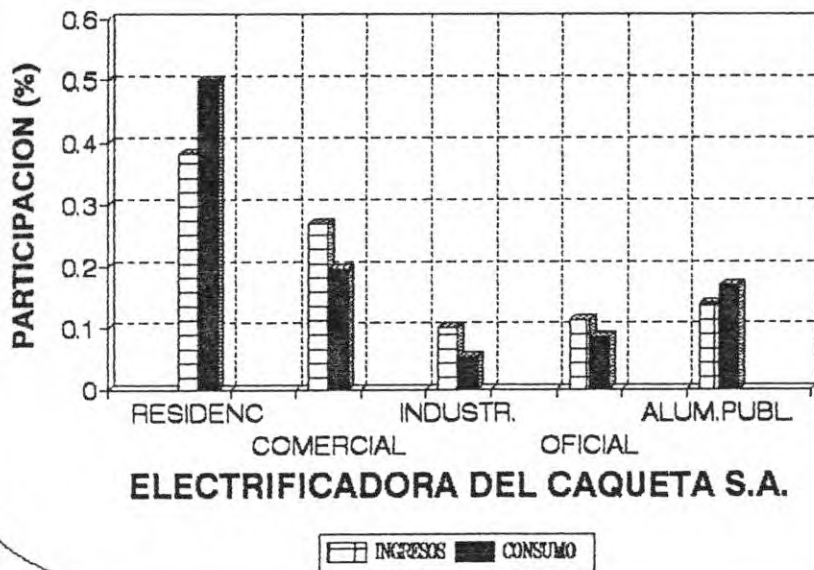
- Subsidios

Los subsidios calculados para la electrificadora, muestran que existen transferencias únicamente en el proceso de compra de energía al sistema interconectado, de allí que al desaparecer el subsidio implícito en las compras de energía, deban sustituirse por subsidios explícitos. Debe resaltarse que la relación entre el valor presente de los subsidios explícitos y la inversión es del 67.9%.

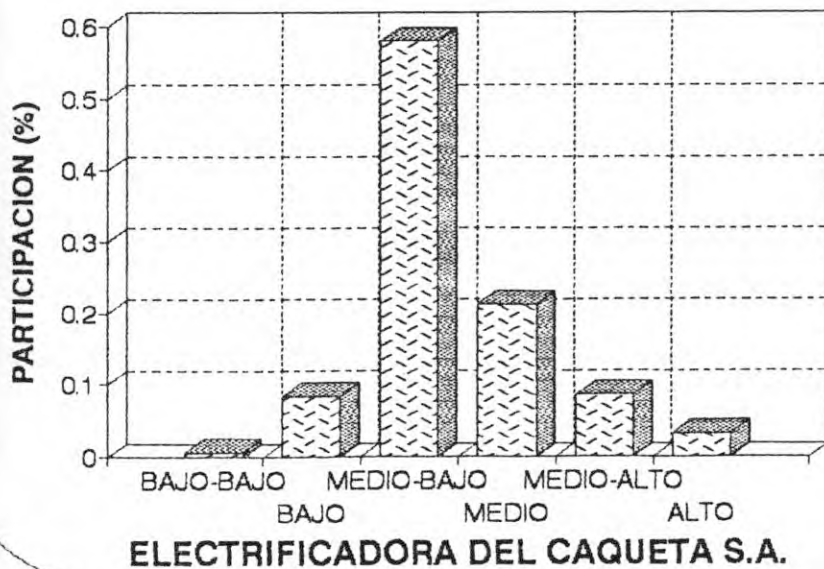
- Inversión

La razón entre el valor presente neto de las inversiones (en conjunto con los gastos operativos y de mantenimiento) y el valor presente de los kWh vendidos es de 6.41 \$/kWh. Los rubros más importantes se ejecutarán durante el año 1991 y corresponden a la construcción de la línea Santuario-Puerto Rico. Toda la infraestructura a 115 kV, está presupuestalmente en cabeza del ICEL. La empresa se encargará de las obras restantes, a 34.5 kV y tensiones inferiores, que complementan el proyecto.

PARTICIPACION SECTORIAL EN EL MERCADO
INGRESOS Y CONSUMOS - 1990



SECTOR RESIDENCIAL
PARTICIPACION POR ESTRATOS



CALCULO DE SUBSIDIOS

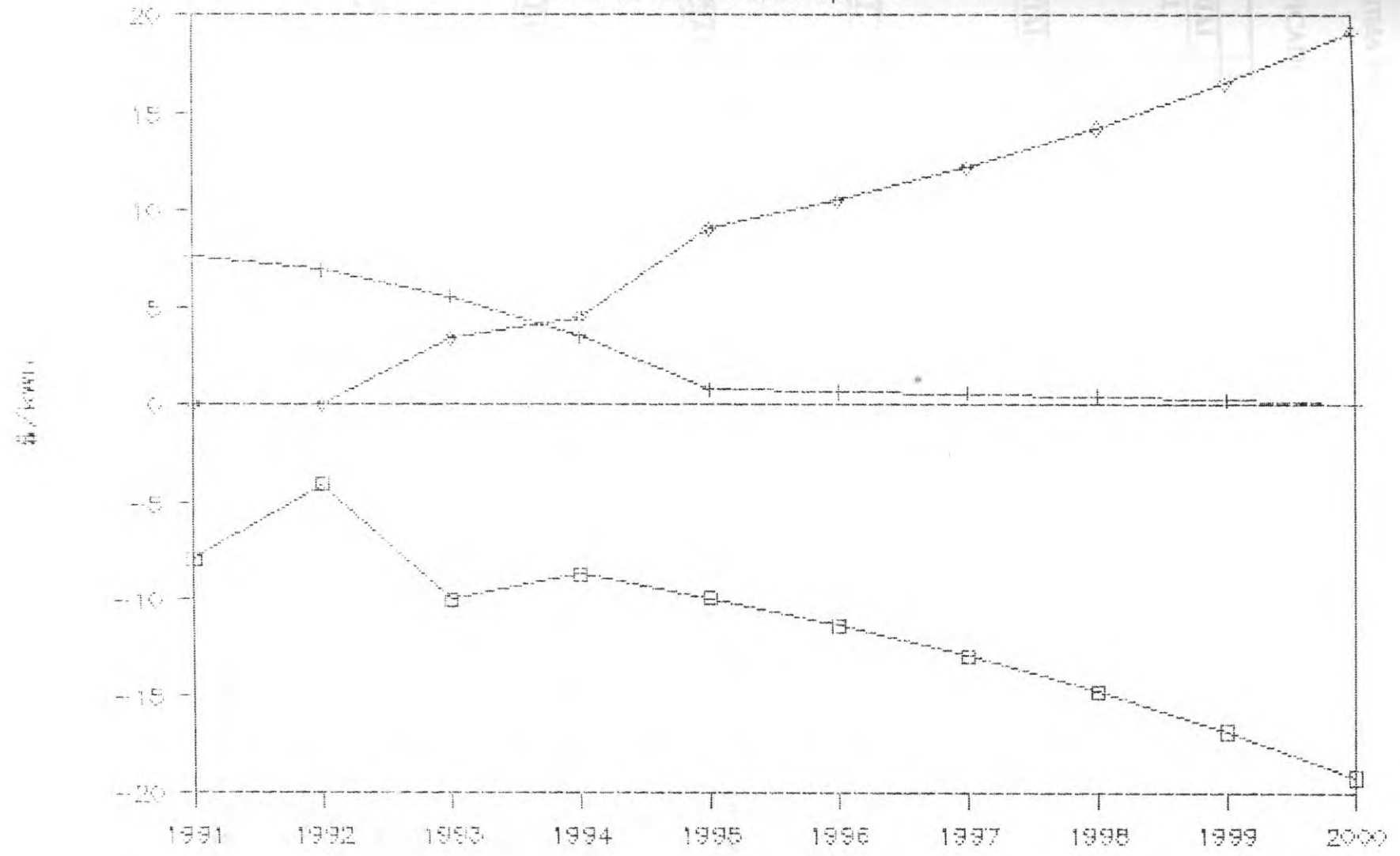
	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Caquetá										
CIPLPele	36.92	43.57	50.54	57.61	65.68	74.87	85.36	97.31	110.93	126.46
Tventa	28.98	39.49	40.47	48.88	55.72	63.52	72.42	82.56	94.11	107.29
CIPLPisae	15.17	17.90	20.76	23.67	26.98	30.76	35.06	39.97	45.57	51.94
CIPLPisao	40.75	48.08	55.77	63.58	72.48	82.63	94.20	107.38	122.42	139.56
CIPLPeisa	21.74	25.79	30.04	34.34	39.29	44.88	51.23	58.50	66.80	76.31
Tcomora	9.66	12.94	16.79	21.17	26.44	30.26	34.64	39.65	45.38	51.94
Tcompra	27.36	35.99	46.05	57.40	71.03	81.31	93.07	106.53	121.93	139.56
Tcompra	14.07	18.84	24.45	30.80	38.51	44.16	50.61	58.03	66.53	76.31
Gaom	3.72	4.42	5.27	6.18	7.03	8.34	9.58	11.02	12.67	14.58
fc	0.71	0.70	0.69	0.68	0.67	0.67	0.67	0.66	0.66	0.65
Sv	435	240	628	572	684	814	966	1145	1357	1609
Sc	502	488	415	276	64	61	55	43	25	0
So	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GWh propia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MW compra	11	12	12	13	14	15	15	16	17	18
GWh compra	65	70	74	78	82	85	89	93	97	100
GWh venta	55	59	62	65	69	72	75	78	81	84
GWh co	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SUBSIDIO	0	0	213	295	620	752	911	1101	1331	1609
\$/kWh Subsidio	0.00	0.00	3.41	4.51	9.03	10.49	12.21	14.19	16.50	19.17

GLOSARIO DE TERMINOS

Caquetá	\$/kWh
CIPLPele	Costo Incremental Promedio Ventas
Tventa	Tarifa Media Venta Usuario Final
CIPLPisae	Costo Incremental Promedio Compra Energia
CIPLPisap	Costo Incremental Promedio Compra Potencia
CIPLPeisa	Costo Incremental Promedio Compra Equivalente
Tcomprae	Tarifa Media Compra Energia
Tcomprap	Tarifa Media Compra Potencia
Tecompra	Tarifa Media Compra Equivalente
Gaom	Gastos AOM Generación Hidráulica
fc	Factor de Carga
	Millones de Pesos Corrientes
Sv	Subsidio Ventas Usuario Final
Sc	Subsidio Compras Energia
Sg	Beneficio Generación Propia
GWh propia	Energía Generación Propia
MW compra	Potencia Comprada
GWh compra	Energía Comprada
GWh venta	Energía Vendida Usuario Final
GWh cp	Energía Consumo Propio
SUBSIDIO	Millones de Pesos Corrientes
\$/kWh Subsidio	

SUBSIDIOS

Electrificadora de Coquetá



Subsidio Venta

+ Subsidio Compra

◊ Subsidio Neto

ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA - CALCULO DE TARIFA MEDIA PONDERADA

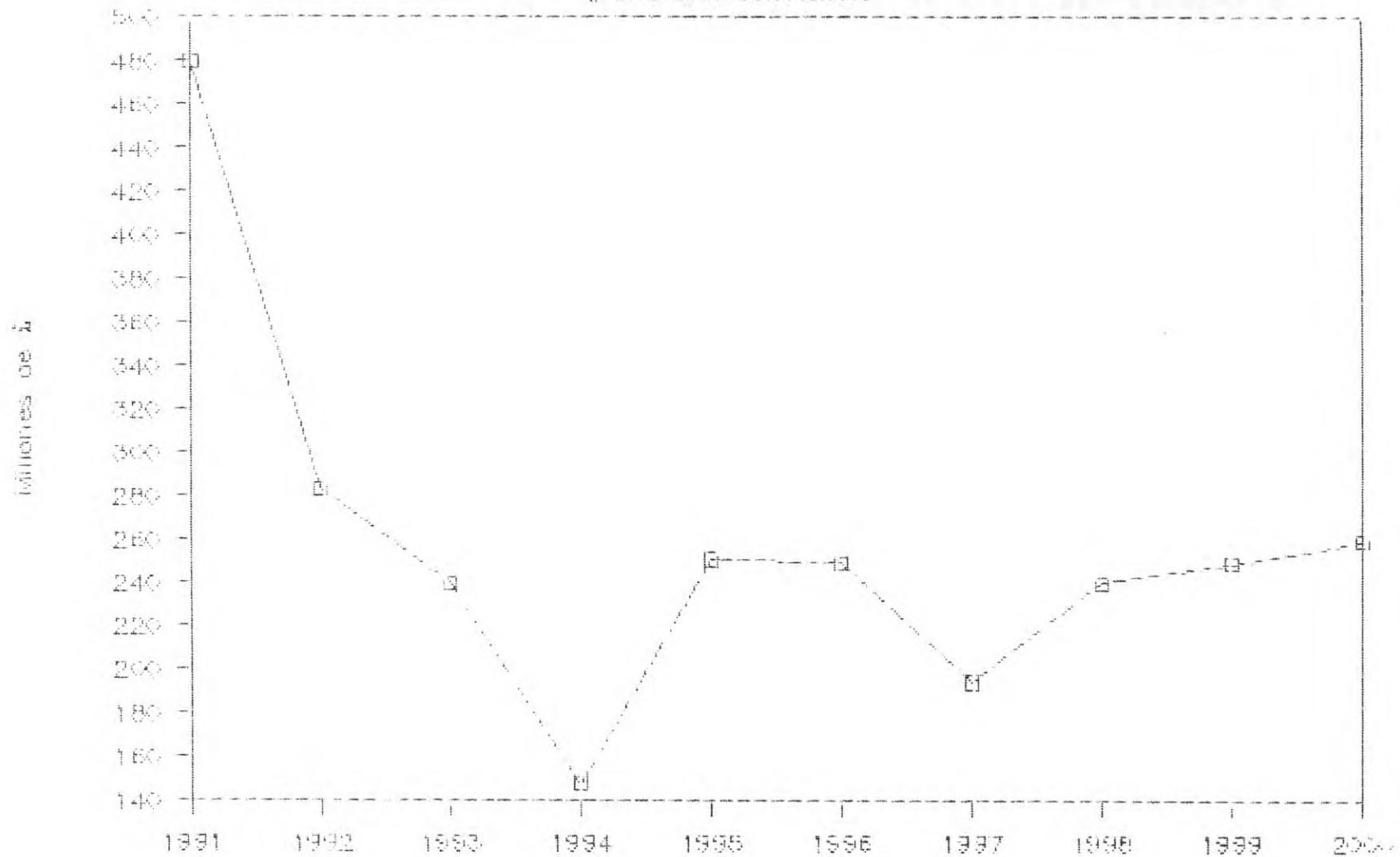
	1,990	1,991	1,992	1,993	1,994	1,995	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000
INDUSTRIAL											
T. MEDIA/1	41.68	45.01	52.37	59.88	67.28	75.58	84.88	95.31	106.99	120.08	134.73
T. MEDIA/2	41.68	45.01	50.88	56.43	61.38	69.97	79.77	90.94	103.67	118.18	134.73
CIPLPr	29.48	35.76	42.20	48.95	55.80	63.61	72.52	82.67	94.24	107.44	122.48
% CIPLPr /1	141.37%	125.87%	124.11%	122.34%	120.58%	118.82%	117.05%	115.29%	113.53%	111.76%	110.00%
% CIPLPr /2	141.37%	125.87%	120.58%	115.29%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%
COMERCIAL											
T. MEDIA/1	29.85	39.61	46.70	54.13	61.67	70.24	80.02	91.15	103.83	118.27	134.73
T. MEDIA/2	29.85	39.61	46.63	53.97	61.38	69.97	79.77	90.94	103.67	118.18	134.73
CIPLPr	29.48	35.76	42.20	48.95	55.80	63.61	72.52	82.67	94.24	107.44	122.48
% CIPLPr /1	101.27%	110.77%	110.68%	110.60%	110.51%	110.43%	110.34%	110.26%	110.17%	110.09%	110.00%
% CIPLPr /2	101.27%	110.77%	110.51%	110.26%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%
OFICIAL											
T. MEDIA/1	28.15	34.79	41.18	47.92	54.79	62.65	71.64	81.92	93.68	107.11	122.48
T. MEDIA/2	28.15	34.79	41.43	48.51	55.80	63.61	72.52	82.67	94.24	107.44	122.48
CIPLPr	29.48	35.76	42.20	48.95	55.80	63.61	72.52	82.67	94.24	107.44	122.48
% CIPLPr /1	95.49%	97.29%	97.59%	97.89%	98.19%	98.49%	98.80%	99.10%	99.40%	99.70%	100.00%
% CIPLPr /2	95.49%	97.29%	98.19%	99.10%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
RESIDENCIAL											
T. MEDIA/1	16.41	21.57	25.27	29.32	33.59	38.63	44.21	50.81	58.41	67.15	86.10
T. MEDIA/2	16.41	21.57	25.60	30.12	39.23	44.72	50.98	58.12	66.25	75.53	86.10
CIPLPr	29.48	35.76	42.20	48.95	55.80	63.61	72.52	82.67	94.24	107.44	122.48
% CIPLPr /1	55.68%	60.33%	59.88%	59.89%	60.20%	60.73%	60.97%	61.46%	61.97%	62.50%	70.30%
% CIPLPr /2	55.68%	60.33%	60.66%	61.53%	70.30%	70.30%	70.30%	70.30%	70.30%	70.30%	70.30%
ALUMBRADO											
T. MEDIA/1	17.79	30.87	37.07	43.74	50.71	58.78	68.11	78.90	91.38	105.81	122.48
T. MEDIA/2	17.79	30.87	38.35	46.72	55.80	63.61	72.52	82.67	94.24	107.44	122.48
CIPLPr	29.48	35.76	42.20	48.95	55.80	63.61	72.52	82.67	94.24	107.44	122.48
% CIPLPr /1	60.34%	86.33%	87.85%	89.37%	90.88%	92.40%	93.92%	95.44%	96.96%	98.48%	100.00%
% CIPLPr /2	60.34%	86.33%	90.88%	95.44%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
TOTAL											
T. MEDIA/1	21.57	28.98	34.18	39.73	45.48	52.12	59.64	68.33	78.30	89.73	107.29
T. MEDIA/2	21.57	28.98	34.49	40.47	48.88	55.72	63.52	72.42	82.56	94.11	107.29
CIPLPr	30.44	36.92	43.57	50.54	57.61	65.68	74.87	85.36	97.31	110.93	126.46
% CIPLPr /1	70.85%	78.50%	78.45%	78.62%	78.94%	79.36%	79.65%	80.05%	80.47%	80.89%	84.84%
% CIPLPr /2	70.85%	78.50%	79.17%	80.09%	84.84%	84.84%	84.84%	84.84%	84.84%	84.84%	84.84%

1/ Se supuso que cada sector llegaria a su meta de costo en el año 2000

2/ Se supuso que cada sector llegaria a su meta de costo en el año 1994.

ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA

₡ Inversión Constantes



10-Jul-91 10:55 am

CAQUETA - BASE
PROYECCION-ESTADO DE RESULTADOS
(MILLONES DE PESOS)

DATOS MACRO. Y GRALES.	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
REAL	REAL											
INFLACION EXTERNA	1.04	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
TASA DE INFLACION	1.26	1.32	1.22	1.18	1.16	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14
TASA DE DEVALUACION	1.29	1.31	1.15	1.13	1.11	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09
TASA DE CAMBIO PROMEDIO	382.6	502.2	610.2	696.2	779.5	857.8	935.8	1021.0	1113.9	1215.2	1325.8	1446.5
TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO	433.9	568.7	655.7	740.4	821.9	896.5	978.1	1067.1	1164.2	1270.2	1385.7	1511.8
TARI.MED.COMPR.A ENER.BLO.1	5.20	6.89	9.66	12.94	16.79	21.17	26.44	30.26	34.64	39.65	45.38	51.94
TARI.MED.COMPR.POTENCIA	15.24	19.96	27.36	35.99	46.05	57.40	71.03	81.31	93.07	106.53	121.93	139.56
COMPRA GWH EN BLOQUE 1	56	60	65	70	74	78	82	85	89	93	97	100
COMPRA MW-MES	0	0	11	12	12	13	14	15	15	16	17	18
PERDIDAS - GWH -	17	8	9	10	10	11	11	12	12	13	13	14
ENERGIA DISPONIBLE GWH	53	58	64	68	72	76	80	83	87	90	94	98

VENTAS												

GWH VENTAS USUARIO FINAL	46	54	55	59	62	65	69	72	75	78	81	84

TOTAL UNIDADES VENDIDAS	46	54	55	59	62	65	69	72	75	78	81	84

TARIFA MED.USUARIO FINAL	16.0	21.6	29.0	39.5	40.5	48.9	55.7	63.5	72.4	82.6	94.1	107.3
TARIFA MED. POT. INTERC.	15.2	20.0	27.36	35.99	46.05	57.40	71.03	81.31	93.07	106.53	121.93	139.56

TARIFA MEDIA PROMEDIO	16.0	21.6	29.0	39.5	40.5	48.9	55.7	63.5	72.4	82.6	94.1	107.3

VENTAS USUARIO FINAL	740	1158	1588	2326	2523	3201	3827	4554	5404	6406	7594	9004
TOTAL VENTAS	740	1158	1588	2326	2523	3201	3827	4554	5404	6406	7594	9004
OTRS INGRESOS EXPLOTACION	87	106	129	152	176	201	229	261	298	340	387	442

TOT. INGRESOS EXPLOTACION	827	1264	1716	2478	2699	3402	4057	4816	5702	6746	7982	9446

GASTOS DE EXPLOTACION												

42.2%	38.9%	36.1%	33.3%	30.6%	27.8%	25.0%	24.4%	23.8%	23.2%	22.6%	22.0%	
GENERACION	3	5	6	9	9	10	11	13	15	17	19	22
COMPRA ENERGIA BLOQUE 1	459	506	921	1.325	1.816	2.405	3.145	3.770	4.509	5.381	6.420	7.652
DISTRIBUCION	77	90	114	154	153	177	190	221	256	295	341	393
MANTENIMIENTO	58	83	105	143	142	164	176	205	237	274	315	364
TRANSMISION	9	9	12	16	16	18	20	23	26	31	35	41
FACTURACION Y COBRANZA	40	74	94	127	126	146	157	182	211	243	281	323
CUENTAS INCORRABLES	3	21	27	36	35	40	42	50	60	71	84	99
GENERAL Y ADMINISTRACION	121	169	215	291	289	334	360	418	483	558	643	742
SUBSIDIOS	0	0	0	0	(213)	(295)	(620)	(752)	(911)	(1.101)	(1.331)	(1.609)
OTROS GASTOS EXPLOTACION	0	0	12	19	17	17	23	22	37	54	65	61
OTROS GASTOS(especificar)	(13)	0	(327)	(5)	(11)	(8)	(24)	(13)	(16)	(20)	(25)	(31)

TOTAL GASTOS EXPLOTACION	788	1092	1228	2183	2473	3124	3622	4314	5121	6062	7163	8441

INGRESOS NETO EXPLOTACION	79	172	488	294	227	278	435	501	581	684	818	1.005
ING.(EGRES.)AJENOS EXP.												
OTROS INGRESOS	7	8	9	11	13	14	17	19	21	24	28	32
OTROS EGRESOS	10	8	10	12	14	16	18	20	23	26	30	34

TOT.ING.(EGRS.)AJENOS EXP.	(3)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(2)	(2)	(2)	(2)

UTILIDAD ANTE GTS.FINANC.	36	172	488	294	226	277	434	500	580	682	816	1.003
GASTOS FINANCIEROS												

GTS.FINANCIER.OPERACION	112	106	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0

TOTAL GTS.FINANCIEROS	112	106	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0

UTILIDAD(PERDIDA)NETA	(76)	65	487	294	226	277	434	500	580	682	816	1.003
=====												

10-Jul-91

CAQUETA - BASE
 PROYECCION-ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS
 (MILLONES DE PESOS)

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
	REAL	REAL	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
FUENTES INTERNAS												
INGRESO NETO EXPLOTACION	39	172	488	294	227	278	435	501	581	684	818	1.005
TOT. ING. (EGRS) AJENOS EXP.	(3)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(2)	(2)	(2)	(2)
DEPREC. Y AMORT. DIFERIDOS	30	35	49	70	93	116	142	175	214	260	316	383
OTROS NO CAJA	7	16	20	23	27	31	35	40	45	52	59	67
TOTAL FUENTES INTERNAS	73	223	556	387	346	424	611	715	839	993	1.191	1.453
FUENTES EXTERNAS												
APORTES PARTICULARES	48	154	281	150	60	42	81	92	82	115	136	162
REINVERSION DIVIDENDOS	0	0	59	438	264	203	249	390	450	522	614	735
DEPOSIT. FUT. SUSCRIP. ACCIONES	94	129	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CREDITO INTERNO												
PTMOS. VIGENT. NOMINADOS EN M.E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OTRAS FUENTES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OTRAS FTES (CAP. EMP. A ELE.)	155	365	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL FUENTES EXTERNAS	295	648	340	589	324	245	331	482	532	637	750	896
TOTAL FUENTES	369	871	896	976	670	669	941	1.197	1.371	1.630	1.941	2.350
APLICACIONES												
SERVICIO DEUDAS												
INTERESES CREDITO INTERNO												
INT. PTMOS. VIG. NOMINAD. EN M.E	0	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INT. PRESTAMOS VIGENTES M.L.	112	106	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AMORT. CREDITO INTERNO												
AMORT. PTMOS. VIG. NOMIN. EN M.E	12	14	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AMORT. PRESTAMOS VIGENTES M.L.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL SERVICIO DEUDA	123	122	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COSTOS CONSTRUCCION												
INVERSION M.L.	242	295	582	406	399	280	542	614	546	767	907	1078
TOT. COSTO CONSTRUCCION	242	295	582	406	399	280	542	614	546	767	907	1.078
OTRAS APLICACIONES												
OTRAS A	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIVIDENDOS DECLARADOS	0	0	59	438	264	203	249	390	450	522	614	735
ESTUDIOS	(4)	(2)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INCREMENTO (DISMINUCION) CAP. TRAB.	6	458	15	217	1	121	(12)	165	216	190	254	300
INVERSIONES EN EL SECTOR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOT. OTRAS APLICACIONES	3	454	73	655	265	324	237	555	666	711	868	1.035
TOTAL APLICACIONES	269	871	674	1.061	664	604	779	1.169	1.212	1.479	1.775	2.113
SUPERAVIT (DEFICIT) ANUAL												
SUPERAVIT (DEFICIT) ANUAL	0	(0)	222	(95)	5	55	162	29	158	152	165	237
SUPERAVIT (DEFICIT) ACUM.	0	(0)	222	137	142	207	369	397	556	707	873	1.109

CENTRALES ELECTRICAS DEL CAUCA

- Características del Mercado

El 71% del mercado de esta empresa es residencial. Dentro de este sector se destaca la concentración de consumos en el Estrato Bajo (absorbiendo el 40% del total de energía suministrada a los suscriptores residenciales), seguido en importancia por el Estrato Bajo-Bajo. El consumo/suscriptor registrado actualmente para el Estrato II, es de 161.9 kWh/mes. La debilidad del mercado atendido por esta electrificadora hace que la relación entre el CIPLP a nivel de distribución y la tarifa media de venta del conjunto de sectores, alcance sólo la cifra de 66% en el año 2000. CEDELCA cuenta con recursos de generación propia, que la hacen no del todo dependiente de las importaciones de energía, sin embargo la relación Compra/Venta pasa del 95.2% en el año 1990 al 103.7% en el año 1995, lo que indica que los recursos propios de la empresa únicamente alcanzarán en un futuro para cubrir las pérdidas de su sistema.

- Gastos

La empresa en el año 1990 muestra una relación porcentual de gastos con respecto a ventas de energía al usuario final, equivalente al 61.8%; estos gastos excluyen los egresos correspondientes a operación comercial. Los indicadores más relevantes en esta materia: Suscriptores/Trabajadores y Suscriptores/Personal Administrativo, se sitúan en 164 y 758 respectivamente, bastante por debajo del promedio del grupo. Se fijó como meta de proyección un crecimiento anual promedio de los gastos de un 18%, en el período 1990-2000, siendo la inflación media del período del 17% y la tasa de crecimiento de la demanda del 6.7%. Esta meta equivale a reducir la relación Gastos/Ventas, hasta alcanzar la cifra del 27% en 1995 y del 25% en el año 2000. Lo anterior implica la reducción en el crecimiento de los gastos implica necesariamente un ajuste de éstos, a fin de que la empresa pueda atender eficientemente su sistema.

- Recaudos por Ventas

En la actualidad la cartera morosa de los usuarios es considerable. El porcentaje de cuentas por cobrar a los consumidores es del 56%. Esta cifra incluye tanto la cartera corriente como la vencida. En la proyección se fija una meta del 17% para el año 1995. El cumplimiento de esta meta involucra la realización de esfuerzos importantes por parte de la empresa en esta materia.

- Pagos de Energía

La meta en lo referente a pagos por compra de energía y potencia al sistema interconectado es del 100% a partir del año 1991. La deuda en libros de la empresa por concepto de compra de energía, es de 8.423 millones de pesos en 1990. Cabe anotar que la

electrificadora adicionalmente debe por intereses de mora la suma de 2,974 millones de pesos.

- Pérdidas de Energía

El índice de pérdidas de la empresa se encuentra en el 25.1% en el año 1990. La meta de proyección establece un índice del 16.9% para el año 2000.

- Subsidios

En la estimación de subsidios, el término correspondiente a beneficios por generación propia, tiene en cuenta únicamente la generación de la planta Florida II. Las plantas restantes no se incluyeron al aplicar criterios sobre capacidad y edad. Debe resaltarse que la relación entre el valor presente de los subsidios explícitos y la inversión es del 119.0%, esto implica que una pequeña parte de los subsidios se destina al cubrimiento de gastos operacionales.

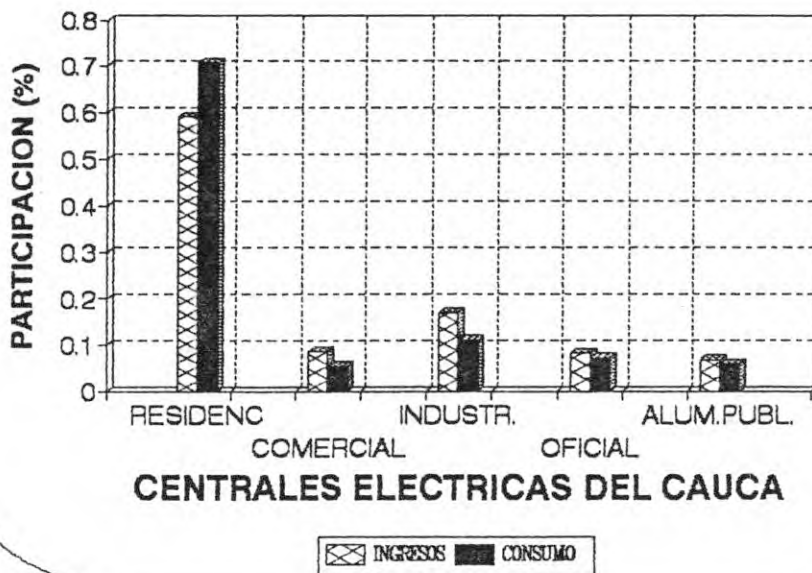
- Inversión

La relación entre el valor presente neto de las inversiones (en conjunto con los gastos operativos y de mantenimiento) y el valor presente de los kWh vendidos es de 5.23 \$/kWh. Los montos importantes de inversión estarán concentrados en subtransmisión: Subestaciones El Bordo, Piendamó y Puerto Tejada. Así mismo se contemplan dentro del plan las obras complementarias a estos proyectos en los restantes niveles de tensión.

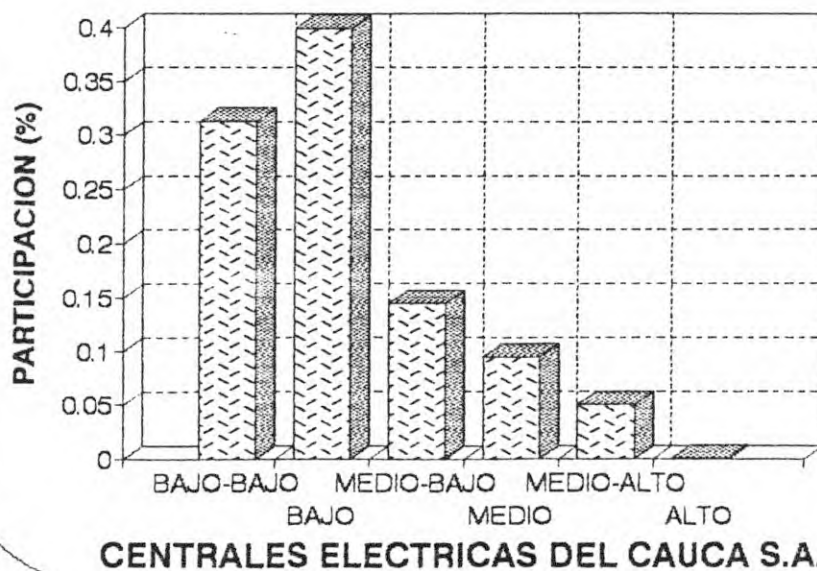
- Deudas por Compra de Energía

El tratamiento dado a las deudas vencidas por compra de energía consistió en la capitalización de 5,006 millones de pesos en 1991 y la refinanciación de 2,974 millones de pesos durante el mismo año. El monto refinanciado se amortiza en 1 cuota pagadera durante 1991, condonando la generación de nuevos intereses sobre la deuda. El rubro capitalizado aparece en "Depósito para futura suscripción de acciones".

PARTICIPACION SECTORIAL EN EL MERCADO
 INGRESOS Y CONSUMOS - 1990



MERCADO RESIDENCIAL
 PARTICIPACION SECTORIAL



CALCULO DE SUBSIDIOS

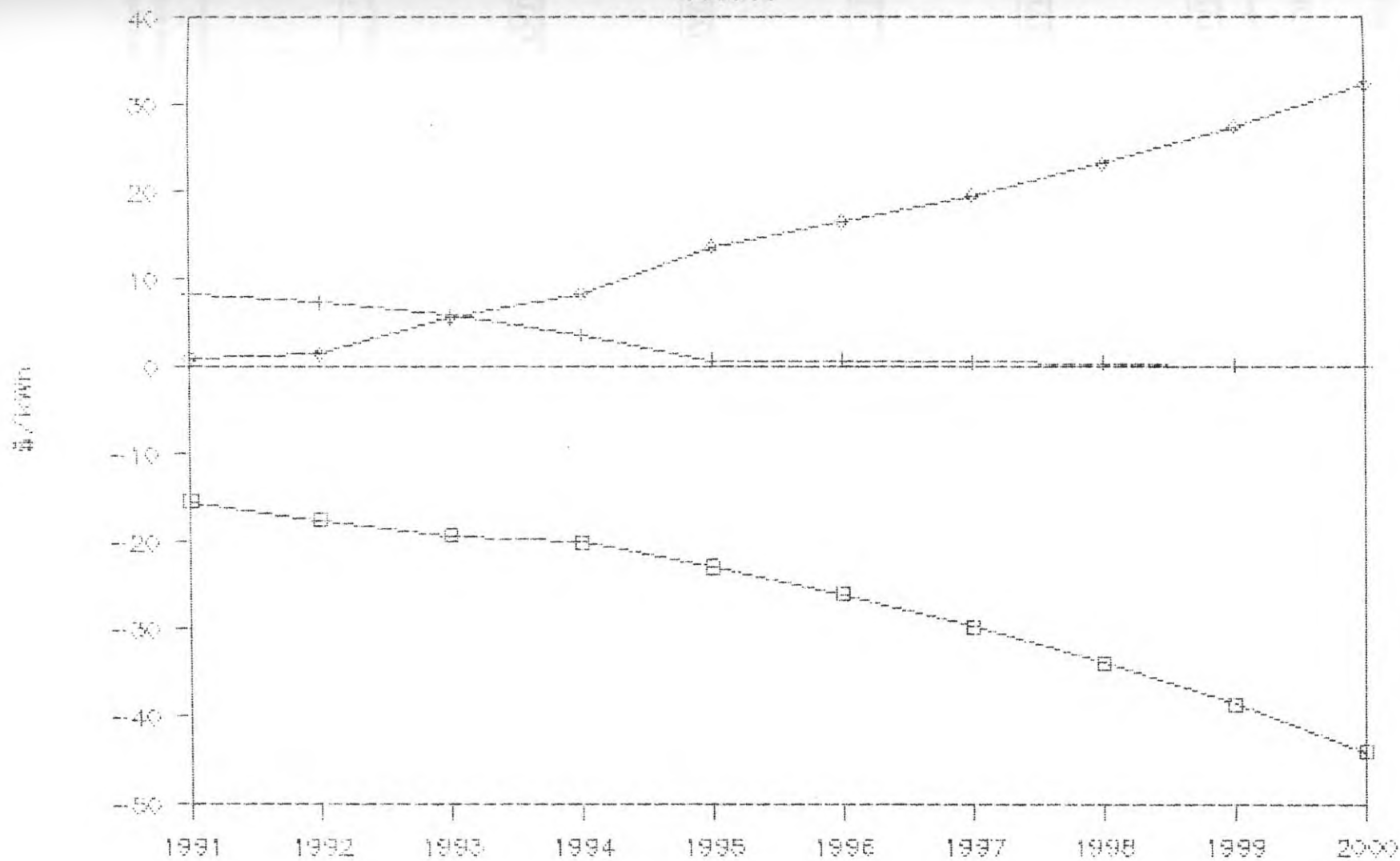
	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Cauca										
CIPLPele	37.65	44.43	51.54	58.75	66.98	76.36	87.05	99.23	113.13	128.96
Tventa	22.30	27.03	32.36	38.77	44.20	50.38	57.44	65.48	74.64	85.09
CIPLPisae	15.27	18.00	20.87	23.79	27.11	30.90	35.22	40.14	45.75	52.14
CIPLPisap	40.75	48.08	55.77	63.58	72.48	82.63	94.20	107.38	122.42	139.56
CIPLPeisa	23.84	27.86	32.26	36.74	41.78	47.51	54.07	61.68	70.30	80.49
Tcompra	9.78	13.05	16.91	21.29	26.57	30.41	34.80	39.82	45.56	52.14
Tcompra	27.36	35.99	46.05	57.40	71.03	81.31	93.07	106.53	121.93	139.56
Tcompra	15.53	20.44	26.31	32.98	40.94	46.75	53.42	61.19	70.02	80.49
Gaom	3.72	4.42	5.27	6.18	7.03	8.34	9.58	11.02	12.67	14.58
Tvpc	303.3	357.9	415.2	473.3	539.5	615.1	701.2	799.3	911.3	1038.8
Tvsc	128.6	171.3	220.0	275.0	341.1	420.4	515.1	628.2	762.8	922.7
fc	0.54	0.56	0.56	0.56	0.56	0.57	0.57	0.57	0.57	0.56
Sv	5048	5722	7289	8014	9645	11631	13977	16877	20368	24576
Sc	2735	2919	2477	1649	387	371	335	270	162	0
Sq	1959	2283	2628	2976	3384	3815	4332	4933	5612	6418
Se	18	20	21	21	21	21	20	18	16	12
GWh propia	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118
GWh compra	329	393	417	439	464	489	518	548	579	611
MM compra	69	81	85	89	94	98	104	110	116	124
GWh venta	329	380	401	423	448	472	500	529	560	594
GWh co	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Vs	105600	105600	105600	105600	105600	105600	105600	105600	105600	105600
SUBSIDIO	336	501	2162	3368	5853	7425	9290	11656	14577	18145
\$/kWh Subsidio	1.02	1.52	5.69	8.40	13.82	16.58	19.68	23.31	27.55	32.39

GLOSARIO DE TERMINOS

Cauca	\$/kWh
CIPLPele	Costo Incremental Promedio Ventas
Tventa	Tarifa Media Venta Usuario Final
CIPLPisae	Costo Incremental Promedio Compra Energia
CIPLPisap	Costo Incremental Promedio Compra Potencia
CIPLPeisa	Costo Incremental Promedio Compra Equivalente
Tcomprae	Tarifa Media Compra Energia
Tcomprap	Tarifa Media Compra Potencia
Tecompra	Tarifa Media Compra Equivalente
Gaom	Gastos AOM Generación Hidráulica
	\$/Galón
Tvpc	Precio Venta Público Combustible
Tvsc	Precio Venta Empresa Combustible
fc	Factor de Carga
	Millones de Pesos Corrientes
Sv	Subsidio Ventas Usuario Final
Sc	Subsidio Compras Energia
Sg	Beneficio Generación Propia
Se	Subsidio Compras Combustibles
GWh propia	Energía Generación Propia
GWh compra	Energía Comprada
MW compra	Potencia Comprada
GWh venta	Energía Vendida Usuario Final
GWh cp	Energía Consumo Propio
Vs	Volumen de Combustible Subsidiado
SUBSIDIO	Millones de Pesos Corrientes
\$/kWh Subsidio	

SUBSIDIOS

Cedelon



Subsidio Venta

+ Subsidio Compra

◆ Subsidio Neto

ELECTRIFICADORA DEL CAUCA - CALCULO DE TARIFA MEDIA PONDERADA

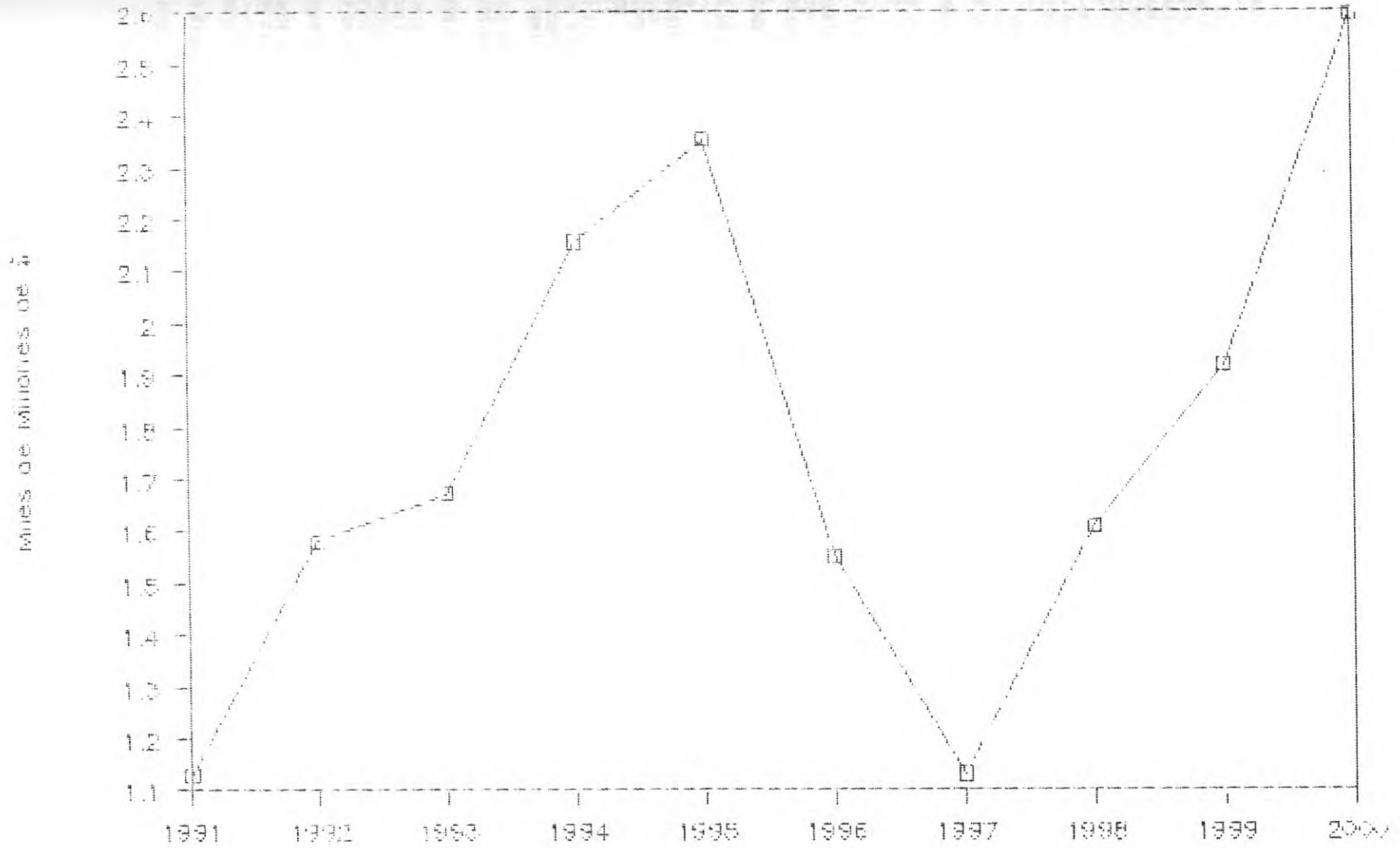
	1,990	1,991	1,992	1,993	1,994	1,995	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000
INDUSTRIAL											
T. MEDIA/1	25.16	32.54	38.77	45.40	52.24	60.11	69.17	79.57	91.54	105.29	121.11
T. MEDIA/2	25.16	32.54	39.51	47.11	55.18	62.90	71.71	81.74	93.19	106.24	121.11
CIPLPr	26.50	32.14	37.93	44.00	50.16	57.18	65.19	74.31	84.72	96.58	110.10
% CIPLPr /1	94.96%	101.23%	102.20%	103.18%	104.15%	105.13%	106.10%	107.08%	108.05%	109.03%	110.00%
% CIPLPr /2	94.96%	101.23%	104.15%	107.08%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%
COMERCIAL											
T. MEDIA/1	26.57	35.69	42.96	50.82	59.06	68.60	79.67	92.48	107.32	124.51	144.40
T. MEDIA/2	26.57	35.69	44.66	54.76	65.79	75.00	85.50	97.47	111.11	126.67	144.40
CIPLPr	31.60	38.33	45.23	52.46	59.81	68.18	77.72	88.61	101.01	115.15	131.27
% CIPLPr /1	84.10%	93.12%	95.00%	96.87%	98.75%	100.62%	102.50%	104.37%	106.25%	108.12%	110.00%
% CIPLPr /2	84.10%	93.12%	98.75%	104.37%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%
OFICIAL											
T. MEDIA/1	18.72	30.40	36.91	44.02	51.56	60.35	70.58	82.50	96.37	112.51	131.27
T. MEDIA/2	18.72	30.40	38.99	48.84	59.81	68.18	77.72	88.61	101.01	115.15	131.27
CIPLPr	31.60	38.33	45.23	52.46	59.81	68.18	77.72	88.61	101.01	115.15	131.27
% CIPLPr /1	59.26%	79.32%	81.62%	83.91%	86.21%	88.51%	90.81%	93.11%	95.40%	97.70%	100.00%
% CIPLPr /2	59.26%	79.32%	86.21%	93.11%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
RESIDENCIAL											
T. MEDIA/1	13.58	18.23	21.34	24.78	28.30	32.33	36.95	42.23	48.28	55.20	66.62
T. MEDIA/2	13.58	18.23	21.59	25.38	30.35	34.60	39.45	44.97	51.26	58.44	66.62
CIPLPr	31.60	38.33	45.23	52.46	59.81	68.18	77.72	88.61	101.01	115.15	131.27
% CIPLPr /1	42.99%	47.57%	47.19%	47.23%	47.32%	47.42%	47.54%	47.66%	47.79%	47.93%	50.75%
% CIPLPr /2	42.99%	47.57%	47.75%	48.38%	50.75%	50.75%	50.75%	50.75%	50.75%	50.75%	50.75%
ALUMBRADO											
T. MEDIA/1	18.97	30.38	36.89	44.00	51.54	60.33	70.56	82.48	96.36	112.50	131.27
T. MEDIA/2	18.97	30.38	38.97	48.84	59.81	68.18	77.72	88.61	101.01	115.15	131.27
CIPLPr	31.60	38.33	45.23	52.46	59.81	68.18	77.72	88.61	101.01	115.15	131.27
% CIPLPr /1	60.04%	79.27%	81.57%	83.87%	86.18%	88.48%	90.78%	93.09%	95.39%	97.70%	100.00%
% CIPLPr /2	60.04%	79.27%	86.18%	93.09%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
TOTAL											
T. MEDIA/1	16.22	22.30	26.41	30.91	35.57	40.93	47.10	54.20	62.38	71.79	85.09
T. MEDIA/2	16.22	22.30	27.03	32.36	38.77	44.20	50.38	57.44	65.48	74.64	85.09
CIPLPr	31.04	37.65	44.43	51.54	58.75	66.98	76.36	87.05	99.23	113.13	128.96
% CIPLPr /1	52.26%	59.23%	59.45%	59.97%	60.54%	61.10%	61.69%	62.27%	62.86%	63.46%	65.98%
% CIPLPr /2	52.26%	59.23%	60.84%	62.79%	65.98%	65.98%	65.98%	65.98%	65.98%	65.98%	65.98%

1/ Se supuso que cada sector llegaría a su meta de costo en el año 2000

2/ Se supuso que cada sector llegaría a su meta de costo en el año 1994

CEDELCA

⌘ Inversión Constantes



10-Jul-91 11:10 aa

CAUCA - BASE
PROYECCION-ESTADO DE RESULTADOS
(MILLONES DE PESOS)

DATOS MACRO. Y GRALES.	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
	REAL	REAL										
INFLACION EXTERNA	1.04	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
TASA DE INFLACION	1.26	1.32	1.22	1.18	1.16	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14
TASA DE DEVALUACION	1.29	1.31	1.15	1.13	1.11	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09
TASA DE CAMBIO PROMEDIO	382.6	502.2	610.2	696.2	779.5	857.8	935.8	1021.0	1113.9	1215.2	1325.8	1446.5
TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO	433.9	568.7	655.7	740.4	821.9	896.6	978.1	1067.1	1164.2	1270.2	1385.7	1511.8
TARI.MED.COMPR.A ENER.BLO.1	5.6	7.04	9.78	13.05	16.91	21.29	26.57	30.41	34.80	39.82	45.56	52.14
TARI.MED.COMPR.A POTENCIA	15.2	19.96	27.36	35.99	46.05	57.40	71.03	81.31	93.07	106.53	121.93	139.56
COMPRA GWH EN BLOQUE 1	234	255	329	393	417	439	464	489	518	548	579	611
COMPRA MW-MES	57	58	59	81	85	89	94	98	104	110	116	124
PERDIDAS - GWH -	0	96	110	122	125	124	125	125	124	124	123	121
ENERGIA DISPONIBLE GWH	243	364	438	502	526	548	573	597	624	653	683	715
VENTAS												
GWH VENTAS USUARIO FINAL	244	267	329	380	401	423	448	472	500	529	560	594
TOTAL UNIDADES VENDIDAS	244	267	329	380	401	423	448	472	500	529	560	594
TARIFA MED.USUARIO FINAL	12.13	15.28	22.30	27.03	32.36	38.77	44.20	50.38	57.44	65.48	74.64	85.09
TARIFA MED. POT. INTERC.	15.20	15.38	27.36	35.99	46.05	57.40	71.03	81.31	93.07	106.53	121.93	139.56
TARIFA MEDIA PROMEDIO	12.13	15.28	22.30	27.03	32.36	38.77	44.20	50.38	57.44	65.48	74.64	85.09
VENTAS USUARIO FINAL	2964	4086	7334	10272	12979	16414	19787	23781	28724	34650	41813	50576
TOTAL VENTAS	2964	4086	7334	10272	12979	16414	19787	23781	28724	34650	41813	50576
OTROS INGRESOS EXPLOTACION	271	392	478	564	554	745	850	969	1104	1259	1435	1636
TOT. INGRESOS EXPLOTACION	3234	4477	7811	10835	13633	17160	20637	24749	29829	35909	43249	52213
GASTOS DE EXPLOTACION												
	61.0%	61.8%	40.0%	36.8%	33.5%	30.3%	27.0%	26.6%	26.2%	25.8%	25.4%	25.0%
GENERACION	245	341	397	491	570	663	731	891	1.061	1.259	1.494	1.776
COMPRA ENERGIA BLOQUE 1	2.151	2.960	5.114	8.034	10.962	14.493	19.002	22.868	27.669	33.504	40.510	49.139
DISTRIBUCION	486	611	710	878	1.020	1.187	1.308	1.595	1.899	2.254	2.673	3.178
MANTENIMIENTO	31	47	54	67	78	91	100	122	145	173	205	243
TRANSMISION	110	137	159	197	228	266	293	357	425	504	598	711
COMBUSTIBLE	23	32	36	42	49	56	63	72	82	94	107	122
DEPREC. ACT. FIJ. EN SERV.	55	74	89	143	218	321	458	623	803	1.014	1.292	1.671
FACTURACION Y COBRANZA	288	417	485	599	696	810	892	1.088	1.296	1.538	1.824	2.169
CUENTAS INCOBRABLES	180	313	483	566	577	554	456	548	662	798	963	1.165
GENERAL Y ADMINISTRACION	469	658	765	946	1.098	1.278	1.409	1.717	2.046	2.427	2.880	3.423
SUBSIDIOS	0	0	(336)	(501)	(2.162)	(3.368)	(5.853)	(7.425)	(9.290)	(11.656)	(14.577)	(18.145)
OTROS GASTOS EXPLOTACION	0	0	50	104	96	98	128	126	213	317	390	373
OTROS GASTOS (especificar)	(144)	(205)	(307)	(179)	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL GASTOS EXPLOTACION	3899	5385	7707	11387	13470	16447	18987	22583	27013	32225	38358	45825
INGRESOS NETO EXPLOTACION	(665)	(908)	104	(552)	203	713	1.650	2.167	2.816	3.684	4.891	6.388
ING. (EGRES. AJENOS EXP.												
OTROS INGRESOS	124	197	241	284	370	376	429	489	557	635	724	825
OTROS EGRESOS SECTOR (I.MORA)	1	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIFERENCIA EN CAMBIO (FODEX)	153	210	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOT. ING. (EGRES) AJENOS EXP.	(70)	(19)	241	284	370	376	429	489	557	635	724	825
UTILIDAD ANTE GTOS.FINANC.	(695)	(927)	345	(268)	533	1.089	2.079	2.655	3.373	4.319	5.614	7.213
GASTOS FINANCIEROS												
GTOS.FINANCIER. OPERACION	250	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL GTOS.FINANCIEROS	250	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UTILIDAD (PERDIDA) NETA	(944)	(1.007)	345	(268)	533	1.089	2.079	2.655	3.373	4.319	5.614	7.213

10-Jul-91

CAUCA - BASE
PROYECCION-ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS
(MILLONES DE PESOS)

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
	REAL	REAL	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
FUENTES INTERNAS												
INGRESO NETO EXPLOTACION	(665)	(908)	104	(552)	203	713	1.650	2.167	2.316	3.684	4.891	6.388
TOT.ING.(EGRS)AJEROS EXP.	(30)	(19)	241	284	330	376	429	489	557	635	724	825
DEPREC.Y AMORT.DIFERIDOS	55	74	89	143	218	321	458	623	803	1.014	1.292	1.671
OTROS NO CAJA	91	570	695	820	951	1.084	1.236	1.409	1.607	1.832	2.088	2.380
TOTAL FUENTES INTERNAS	(549)	(284)	1.129	695	1.703	2.494	3.773	4.688	5.782	7.164	8.994	11.265
FUENTES EXTERNAS												
APORTES PRESUPUESTO NACIONAL	0	0	821	674	0	0	0	0	0	0	0	0
APORTES PARTICULARES	176	64	292	220	288	344	304	346	395	450	513	585
REINVERSION DIVIDENDOS	0	0	0	310	0	480	980	1.871	2.390	3.036	3.887	6.492
DEPOSIT.FUT.SUSCRIP.ACCIONES	621	242	5006	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CREDITO INTERNO												
PRESTAMOS VIGENTES M.L.	75	104	147	114	0	0	0	0	0	0	0	0
PRESTAMOS FUTUROS M.L.	0	0	610	1050	1342	1342	1259	0	0	0	0	0
OTRAS FUENTES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OTRAS FTES (CAP.EMP. A ELE.)	366	589	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FINANC.COREL/ICEL DEUDA L.P.	0	0	2974	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL FUENTES EXTERNAS	1.238	1.000	9.850	2.368	1.630	2.166	2.543	2.217	2.784	3.486	4.400	7.076
TOTAL FUENTES	689	716	10.979	3.063	3.332	4.660	6.315	6.905	8.567	10.650	13.394	18.341
APLICACIONES												
SERVICIO DEUDAS												
INTERESES CREDITO INTERNO												
INT.PTMS.VIG.NOMINAD. EN M.E	69	38	28	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INT.PRESTAMOS VIGENTES M.L.	0	(21)	(60)	(50)	(39)	5	2	1	0	0	0	0
INT.PRESTAMOS FUTUROS M.L.	0	0	0	0	335	386	377	1147	939	701	467	264
AMORT. CREDITO INTERNO												
AMORT.PRESTAMOS VIGENTES M.L.	0	0	5	10	10	10	10	5	0	0	0	0
AMORT.PRESTAMOS FUTUROS M.L.	0	23	0	0	29	172	342	494	663	663	634	491
TOTAL SERVICIO DEUDA	69	40	(27)	(40)	335	573	732	1.647	1.602	1.364	1.101	755
COSTOS CONSTRUCCION												
GTOS.FROS.CONSTRUCCION M.L.	6	33	103	276	261	477	739	0	0	0	0	0
INVERSION M.L.	1.249	962	1.266	1.988	2.517	3.604	4.339	3.814	3.173	5.152	6.991	10.784
TOT.COSTO CONSTRUCCION	1.255	995	1.368	2.263	2.778	4.081	5.078	3.814	3.173	5.152	6.991	10.784
OTRAS APLICACIONES												
OTRAS A	45	425	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIVIDENDOS DECLARADOS	0	0	0	310	0	480	980	1.871	2.390	3.036	3.887	5.053
ESTUDIOS	5	28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INCREMENTO DISMIN.CAP.TRAB.	(826)	(772)	5.424	442	(224)	(753)	(835)	682	1.171	981	1.294	1.423
INVERSIONES EN EL SECTOR	9	(0)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PAGOS A CORELCA/ICEL/CVC	172	0	2974	6	6	6	0	0	0	0	0	0
TOT.OTRAS APLICACIONES	(675)	(319)	9.398	759	(219)	173	145	2.553	3.561	4.016	5.181	6.475
TOTAL APLICACIONES	689	716	10.739	2.982	2.895	4.787	5.955	8.014	8.335	10.532	13.273	18.014
SUPERAVIT/(DEFICIT)ANUAL												
SUPERAVIT/(DEFICIT)ANUAL	0	0	239	81	437	(127)	761	(1.109)	221	117	121	327
SUPERAVIT/(DEFICIT)ACUM.												
SUPERAVIT/(DEFICIT)ACUM.	0	0	240	321	758	632	992	(117)	114	232	353	680

CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO

- Características del Mercado

La composición del mercado de esta electrificadora, señala una alta concentración de usuarios en los Estrato II y III (Bajo y Medio-Bajo). El sector residencial consume el 72% de la energía vendida por la empresa, demandando el Estrato II el 38% de la kWh totales suministrados al sector. El mercado se puede clasificar como débil, teniendo en cuenta que la tarifa media al usuario final en conjunto, sólo alcanza el 72% del CIPLP de la empresa. El consumo/suscriptor del Estrato II es de 125.6 kWh/mes. Aún cuando CEDENAR genera una cantidad relativamente importante de energía en Río Mayo, esta energía únicamente le alcanza para cubrir las pérdidas de su sistema, por lo que es completamente dependiente de las importaciones de energía para cubrir su demanda.

- Gastos

La empresa en el año 1990 muestra una relación porcentual de gastos con respecto a ventas de energía al usuario final, equivalente al 55.4%: estos gastos excluyen los egresos correspondientes a operación comercial. Los indicadores más relevantes en esta materia: Suscriptores/Trabajadores y Suscriptores/Personal Administrativo, se sitúan en 229 y 1184 respectivamente, por encima del promedio de las empresas del grupo. Se fijó como meta de proyección un crecimiento anual promedio de los gastos de un 17%, en el período 1990-2000, siendo la inflación media del período del 17% y la tasa de crecimiento de la demanda del 6.7%. Esta meta equivale a reducir la relación Gastos/Ventas, hasta alcanzar la cifra del 25% en 1995 y del 22% en el año 2000. El crecimiento permitido en los gastos implica necesariamente un ajuste drástico en los mismos para atender eficientemente la demanda.

- Recaudos por Ventas

En la actualidad la cartera morosa de los usuarios es considerable. El porcentaje de cuentas por cobrar a los consumidores es del 60%. Esta cifra incluye tanto la cartera corriente como la vencida. En la proyección se fija una meta del 17% para el año 1995. El cumplimiento de esta meta involucra la realización de esfuerzos importantes por parte de la empresa en esta materia.

- Pagos de Energía

La meta en lo referente a pagos por compra de energía y potencia al sistema interconectado es del 100% a partir del año 1991. La deuda en libros de la empresa por concepto de compra de energía, es de 8.423 millones de pesos en 1990. Cabe anotar que la electrificadora adicionalmente debe por intereses de mora la suma

de 1,751 millones de pesos.

- Pérdidas de Energía

El índice de pérdidas de la empresa se encuentra en el 32.0% en el año 1990. La meta de proyección establece un índice del 19.1% para el año 2000.

- Subsidios

En la estimación de subsidios, el término correspondiente a beneficios por generación propia, tiene en cuenta únicamente la generación de la planta Río Mayo. Las plantas restantes no se incluyeron al aplicar criterios sobre capacidad y edad. Debe resaltarse que la relación entre el valor presente de los subsidios explícitos y la inversión es del 132.4%, esto implica que una pequeña parte de los subsidios se destina al cubrimiento de gastos operacionales.

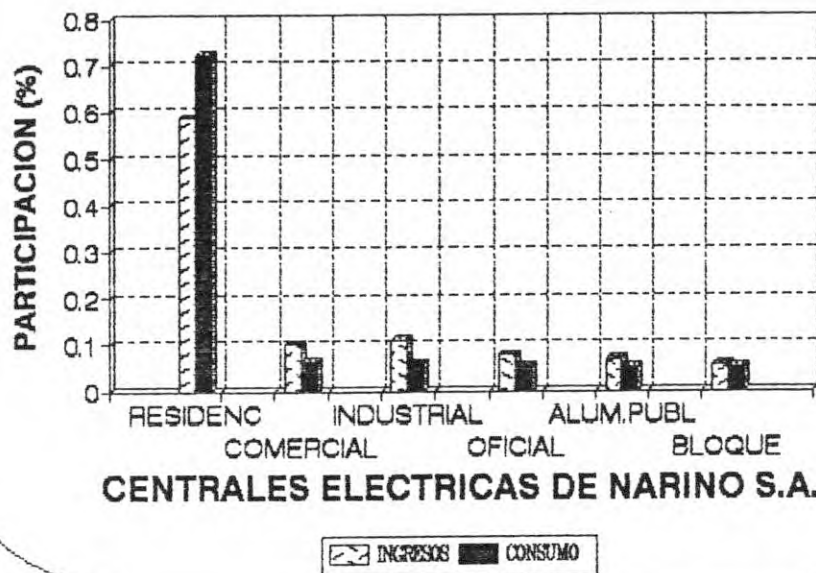
-Inversión

La inversión de la empresa al comienzo del período es una de las más bajas de todo el grupo de filiales. La relación entre el valor presente neto de las inversiones (en conjunto con los gastos operativos y de mantenimiento) y el valor presente de los kWh vendidos es de 3.89 \$/kWh. Los rubros más importantes de inversión que ejecutará la electrificadora, se concentran en proyectos a nivel de subtransmisión y distribución, tendientes a la remodelación y mejora de las redes de la ciudad de Pasto. Las restantes obras que se contemplan en el plan, están distribuidas en un gran número de pequeños proyectos, dirigidos en su mayor parte a la ampliación de infraestructura ya existente.

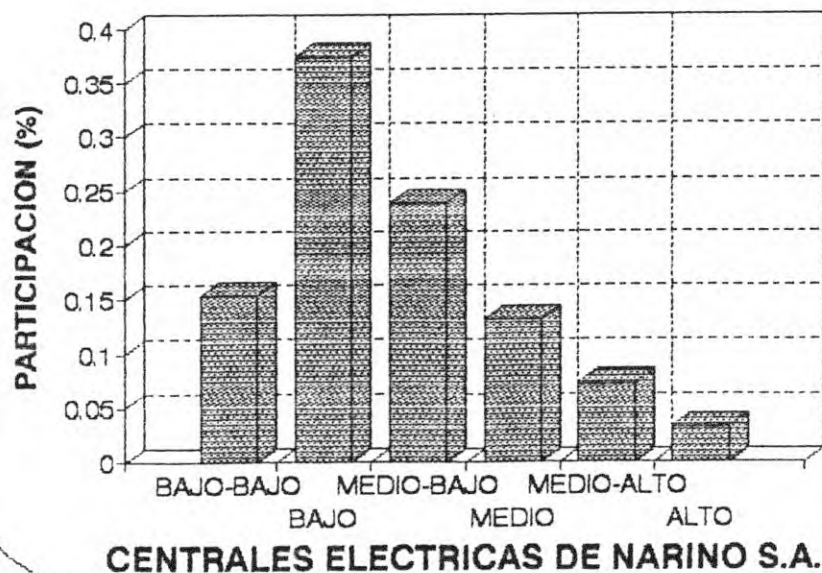
- Deudas por Compra de Energía

El tratamiento dado a las deudas vencidas por compra de energía consistió en la capitalización de 10,174 millones de pesos en 1991, presentándose esta operación en el rubro "Depósito para futura suscripción de acciones".

PARTICIPACION SECTORIAL EN EL MERCADO
INGRESOS Y CONSUMO - 1990



SECTOR RESIDENCIAL
PARTICIPACION POR ESTRATOS



CALCULO DE SUBSIDIOS

Mario	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
CIPLPele	37.43	44.17	51.23	58.41	66.58	75.91	86.53	98.65	112.46	128.20
Tventa	22.67	27.43	32.49	40.77	46.48	52.99	60.41	68.86	78.50	89.50
CIPLPisae	15.75	17.91	20.78	23.69	27.00	30.78	35.09	40.00	45.59	51.98
CIPLPisao	40.75	48.08	55.77	63.58	72.48	82.63	94.20	107.38	122.42	139.56
CIPLPeisa	23.53	27.15	31.71	36.08	41.20	46.85	53.19	60.49	69.05	78.59
Tcomrae	10.44	12.97	16.82	21.19	26.46	30.29	34.66	39.68	45.41	51.98
Tcomrap	27.36	35.99	46.05	57.40	71.03	81.31	93.07	106.53	121.93	139.56
Tecomora	15.67	19.88	25.85	32.39	40.38	46.10	52.55	60.01	68.78	78.59
Gaom	3.72	4.42	5.27	6.18	7.03	8.34	9.58	11.02	12.67	14.58
CIPLPb	23.25	27.44	31.83	36.29	41.36	47.16	53.76	61.28	69.86	79.64
Tvb	25.10	28.89	32.67	36.28	41.36	47.15	53.75	61.27	69.85	79.63
Tvvc	303.3	357.9	415.1	473.3	539.5	615.1	701.2	799.3	911.2	1038.8
Tvsc	103.1	141.2	185.1	235.2	295.8	368.6	456.2	560.9	686.1	835.3
fc	0.60	0.59	0.58	0.59	0.58	0.59	0.59	0.60	0.60	0.60
Sv	6054	7361	8964	8968	10872	13205	15932	19284	23381	28507
Sc	3401	3323	3132	2104	497	483	435	350	212	0
So	2770	3179	2889	3267	3734	4207	4764	5405	6160	6994
Sb	-39	-33	-21	0	0	0	0	0	0	1
Se	459	497	0	0	0	0	0	0	0	0
BWh propia	187	187	146	146	146	146	146	146	146	146
BWh comora	438	463	540	576	611	652	690	732	778	831
MW comora	80	85	102	108	116	122	128	135	144	153
BWh venta	410	440	478	509	541	576	610	647	689	737
BWh cp	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2
BWh vb	21	22	24	25	29	29	31	33	35	38
Vs	2294400	2294400	0	0	0	0	0	0	0	0
SUBSIDIO	0	330	2923	3598	6641	8515	10732	13529	17010	21514
\$/kWh Subsidio	0.00	0.75	6.11	7.08	12.28	14.78	17.59	20.90	24.70	29.21

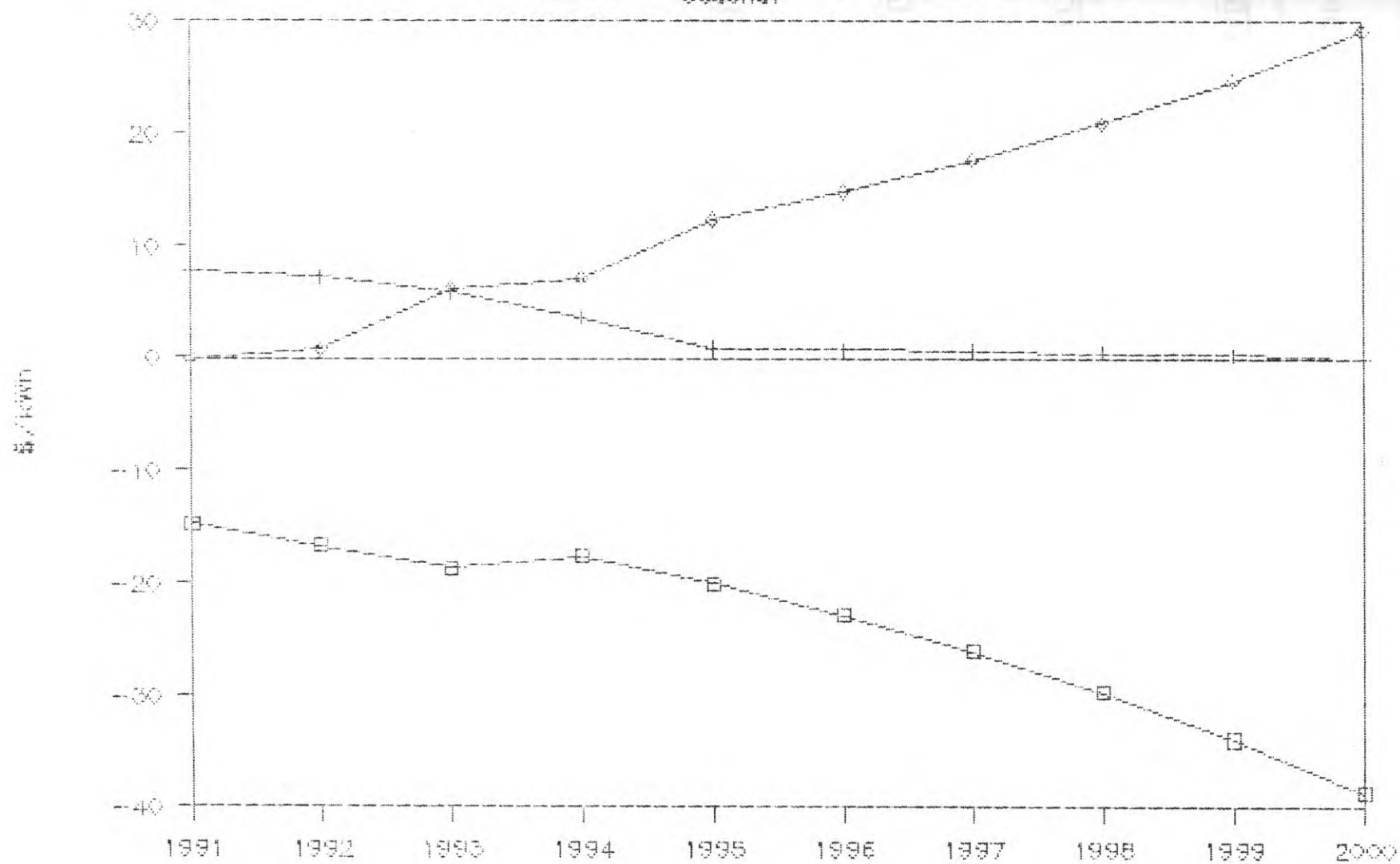
GLOSARIO DE TERMINOS

Narilo	\$/kWh
CIPLPele	Costo Incremental Promedio Ventas
Tventa	Tarifa Media Venta Usuario Final
CIPLPisae	Costo Incremental Promedio Compra Energia
CIPLPisap	Costo Incremental Promedio Compra Potencia
CIPLPeisa	Costo Incremental Promedio Compra Equivalente
Tcomprae	Tarifa Media Compra Energia
Tcomrap	Tarifa Media Compra Potencia
Tecompra	Tarifa Media Compra Equivalente
Gaom	Gastos AOM Generación Hidráulica
CIPLPb	Costo Incremental Promedio Ventas Bloque
Tvb	Tarifa Media Venta Bloque
	\$/Galón
Tvpc	Precio Venta Público Combustible
Tvsc	Precio Venta Empresa Combustible
fc	Factor de Carga
	Millones de Pesos Corrientes
Sv	Subsidio Ventas Usuario Final
Sc	Subsidio Compras Energia
Sg	Beneficio Generación Propia
Sb	Subsidio Ventas Bloque
Se	Subsidio Compras Combustibles
GWh propia	Energía Generación Propia
GWh compra	Energía Comprada
MW compra	Potencia Comprada
GWh venta	Energía Vendida Usuario Final
GWh cp	Energía Consumo Propio
GWH vb	Energía Vendida Bloque
Vs	Volumen de Combustible Subsidiado
SUBSIDIO	Millones de Pesos Corrientes
\$/kWh Subsidio	

CELGAC CHEC

SUBSIDIOS

Cedonar



Subsidio Venta

+ Subsidio Compra

◆ Subsidio Neto

ELECTRIFICADORA DE NARIÑO - CALCULO DE LA TARIFA MEDIA PONDERADA

	1,990	1,991	1,992	1,993	1,994	1,995	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000
INDUSTRIAL											
T. MEDIA/1	28.59	39.56	46.69	54.17	61.77	70.43	80.30	91.56	104.40	119.04	135.73
T. MEDIA/2	28.59	39.56	46.71	54.21	61.84	70.50	80.36	91.62	104.44	119.06	135.73
CIPLPr	29.70	36.03	42.51	49.31	56.22	64.09	73.06	83.29	94.95	108.24	123.39
% CIPLPr /1	96.28%	109.81%	109.83%	109.85%	109.87%	109.89%	109.92%	109.94%	109.96%	109.98%	110.00%
% CIPLPr /2	96.28%	109.81%	109.87%	109.94%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%
COMERCIAL											
T. MEDIA/1	25.28	35.71	42.98	50.84	59.08	68.62	79.68	92.50	107.33	124.51	144.40
T. MEDIA/2	25.28	35.71	44.67	54.76	65.79	75.00	85.50	97.47	111.11	126.67	144.40
CIPLPr	31.60	38.33	45.23	52.46	59.81	68.18	77.72	88.61	101.01	115.15	131.27
% CIPLPr /1	80.00%	93.17%	95.04%	96.91%	98.78%	100.65%	102.52%	104.39%	106.26%	108.13%	110.00%
% CIPLPr /2	80.00%	93.17%	98.78%	104.39%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%
OFICIAL											
T. MEDIA/1	22.15	30.42	36.93	44.04	51.58	60.36	70.60	82.51	96.38	112.51	131.27
T. MEDIA/2	22.15	30.42	39.01	48.85	59.81	68.18	77.72	88.61	101.01	115.15	131.27
CIPLPr	31.60	38.33	45.23	52.46	59.81	68.18	77.72	88.61	101.01	115.15	131.27
% CIPLPr /1	70.10%	79.37%	81.66%	83.95%	86.25%	88.54%	90.83%	93.12%	95.42%	97.71%	100.00%
% CIPLPr /2	70.10%	79.37%	86.25%	93.12%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
ALUMBRADO											
T. MEDIA/1	22.42	30.40	36.91	44.02	51.56	60.35	70.58	82.50	96.37	112.51	131.27
T. MEDIA/2	22.42	30.40	38.99	48.84	59.81	68.18	77.72	88.61	101.01	115.15	131.27
CIPLPr	31.60	38.33	45.23	52.46	59.81	68.18	77.72	88.61	101.01	115.15	131.27
% CIPLPr /1	70.97%	79.32%	81.62%	83.91%	86.21%	88.51%	90.81%	93.11%	95.40%	97.70%	100.00%
% CIPLPr /2	70.97%	79.32%	86.21%	93.11%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
RESIDENCIAL											
T. MEDIA/1	12.89	18.82	22.21	25.53	29.18	33.37	38.16	43.69	50.02	57.26	75.48
T. MEDIA/2	12.89	18.82	22.54	26.35	34.39	39.20	44.69	50.94	58.08	66.21	75.48
CIPLPr	31.60	38.33	45.23	52.46	59.81	68.18	77.72	88.61	101.01	115.15	131.27
% CIPLPr /1	40.81%	49.12%	49.11%	48.67%	48.80%	48.94%	49.10%	49.31%	49.52%	49.73%	57.50%
% CIPLPr /2	40.81%	49.12%	49.84%	50.22%	57.50%	57.50%	57.50%	57.50%	57.50%	57.50%	57.50%
BLOQUE											
T. MEDIA/1	17.98	25.10	29.38	33.79	38.20	43.19	48.82	55.17	62.36	70.47	79.63
T. MEDIA/2	17.98	25.10	28.89	32.67	36.28	41.36	47.15	53.75	61.27	69.85	79.63
CIPLPr	19.17	23.25	27.43	31.82	36.28	41.36	47.15	53.75	61.27	69.85	79.63
% CIPLPr /1	93.82%	107.96%	107.08%	106.19%	105.31%	104.42%	103.54%	102.65%	101.77%	100.88%	100.00%
% CIPLPr /2	93.82%	107.96%	105.31%	102.65%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
TOTAL											
T. MEDIA/1	15.86	22.67	26.89	31.21	35.83	41.14	47.24	54.29	62.38	71.66	89.50
T. MEDIA/2	15.86	22.67	27.43	32.49	40.77	46.48	52.99	60.41	68.86	78.50	89.50
CIPLPr	30.86	37.43	44.17	51.23	58.41	66.58	75.91	86.53	98.65	112.46	128.20
% CIPLPr /1	51.39%	60.56%	60.89%	60.91%	61.34%	61.79%	62.24%	62.74%	63.23%	63.73%	69.81%
% CIPLPr /2	51.39%	60.56%	62.12%	63.42%	69.81%	69.81%	69.81%	69.81%	69.81%	69.81%	69.81%

1/ Se supuso que cada sector llegaría a su meta de costo en el año 2000

2/ Se supuso que cada sector llegaría a su meta de costo en el año 1994.

CEDENAR

§ Inversión Constantes



10-Jul-91

NARIÑO S.A.-BASE
PROYECCION-ESTADO DE RESULTADOS
(MILLONES DE PESOS)

DATOS MACRO. Y GRALES.	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
REAL	REAL	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
INFLACION EXTERNA	1.04	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
TASA DE INFLACION	1.26	1.32	1.22	1.18	1.16	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14
TASA DE DEVALUACION	1.29	1.31	1.15	1.13	1.11	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09
TASA DE CAMBIO PROMEDIO	382.6	502.2	610.2	696.2	779.5	857.8	935.3	1021.0	1113.9	1215.2	1325.8	1446.5
TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO	433.9	568.7	655.7	740.4	821.9	896.6	978.1	1067.1	1164.2	1270.2	1385.7	1511.8
TARI.MED.COMPR.A ENER.BLO.1	5.23	7.45	10.44	12.97	16.82	21.19	26.46	30.29	34.66	39.68	45.41	51.98
TARI.MED.COMPR.POTENCIA	15.24	19.96	27.36	35.99	46.05	57.40	71.03	81.31	93.07	106.53	121.93	139.56
COMPRA GWH EN BLOQUE 1	357	391	438	463	540	576	611	652	690	732	778	831
COMPRA MW-MES	0	76	80	85	102	108	116	122	128	135	144	153
PERDIDAS - GWH -	202	181	181	175	171	173	175	178	178	179	180	182
ENERGIA DISPONIBLE GWH	524	566	612	637	673	707	743	783	819	859	904	956

VENTAS												
GWV VENTAS USUARIO FINAL	322	356	410	440	478	509	541	576	610	647	689	737
GWV VENTAS EN BLOQUE 2	17	19	21	22	24	26	27	29	31	33	35	37
TOTAL UNIDADES VENDIDAS	338	375	431	462	502	534	568	605	641	680	723	774
TARIFA MED.USUARIO FINAL	11.77	15.43	22.55	27.36	32.48	41.00	46.74	53.28	60.75	69.24	78.94	90.00
TARIFA MEDIA BLOQUE 2	13.48	17.83	25.10	29.89	32.67	36.28	41.36	47.15	53.75	61.27	69.85	79.63
TARIFA MED. POT. INTERC.	15.24	19.96	27.36	35.99	46.05	57.40	71.03	81.31	93.07	106.53	121.93	139.56
TARIFA MEDIA PROMEDIO	11.86	15.55	22.67	27.43	32.49	40.77	46.48	52.99	60.41	68.86	78.50	89.50
VENTAS USUARIO FINAL	3.797	5.497	9.251	12.034	15.536	20.849	25.284	30.691	37.059	44.816	54.355	66.298
VENTAS EN BLOQUE 2	224	232	218	240	288	330	371	417	465	515	568	625
TOTAL VENTAS	4.011	5.829	9.769	12.674	16.324	21.779	26.413	32.062	38.714	46.817	56.785	69.253
OTRS INGRESOS EXPLOTACION	168	250	420	547	706	947	1.149	1.395	1.684	2.036	2.470	3.013
TOT. INGRESOS EXPLOTACION	4.180	6.079	10.190	13.221	17.030	22.726	27.562	33.457	40.398	48.855	59.255	72.276

GASTOS DE EXPLOTACION												
	41.8%	55.4%	37.0%	34.0%	31.0%	28.0%	25.0%	24.4%	23.8%	23.2%	22.6%	22.0%
GENERACION	264	580	658	780	923	1.125	1.227	1.467	1.727	2.034	2.402	2.850
COMPRA ENERGIA BLOQUE 1	3.351	4.791	6.774	9.088	13.794	19.417	24.377	29.694	35.848	43.414	52.892	64.557
DISTRIBUCION	167	294	334	395	468	570	622	743	875	1.031	1.217	1.444
MANTENIMIENTO	37	217	246	292	345	421	459	549	646	761	899	1.066
TRANSMISION	13	24	27	32	38	47	51	61	72	84	99	118
COMBUSTIBLE	820	1.152	1.664	2.198	0	0	0	0	0	0	0	0
DEPREC. ACT. FIJ. EN SERV.	87	120	159	248	333	538	744	1.017	1.351	1.748	2.266	2.955
CUENTAS INCORPORALES	92	129	176	190	196	197	158	192	232	291	340	415
GENERAL Y ADMINISTRACION	493	843	957	1.135	1.342	1.636	1.784	2.133	2.511	2.958	3.493	4.144
SUBSIDIOS	0	0	0	(370)	(2.223)	(3.599)	(5.641)	(8.515)	(10.772)	(13.529)	(17.010)	(21.514)
OTROS GASTOS EXPLOTACION	0	0	79	122	125	128	169	168	284	424	524	598
APORTES LEY 56/81	25	29	32	38	46	55	51	72	85	100	119	141
OTROS GASTOS(Transf.de Icel)	(733)	(1.976)	(1.486)	(1.900)	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL GASTOS EXPLOTACION	5.106	7.130	10.674	13.529	16.161	21.336	24.974	29.927	35.661	42.562	51.084	61.257
INGRESOS NETO EXPLOTACION	(927)	(1.051)	(485)	(308)	869	1.390	2.588	3.530	4.738	6.293	8.171	11.022
ING. EGRES. AJENOS EXP.												
OTROS INGRESOS	640	507	619	730	847	965	1.100	1.254	1.430	1.630	1.858	2.119
OTROS EGRESOS	15	11	13	15	18	20	23	26	30	34	39	44
TOT. ING. (EGRES) AJENOS EXP.	625	496	606	715	829	945	1.077	1.229	1.400	1.596	1.820	2.074
UTILIDAD ANTE STOS.FINANC.	(302)	(555)	121	407	1.498	2.335	2.666	4.759	5.138	7.899	9.990	13.097

GASTOS FINANCIEROS												
STOS.FINANCIEROS OPERACION	5	54	66	56	78	265	229	1.730	1.133	886	641	404
TOTAL STOS.FINANCIEROS	5	54	66	56	78	265	229	1.730	1.133	886	641	404
UTILIDAD(PERDIDA)NETA	(308)	(619)	55	350	1.619	2.070	2.437	3.427	5.005	7.003	9.349	12.693

CELGAC

CHEC

ENERGIA

10-Jul-91

MARINO S.A. - BASE
 PROYECCION-ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS
 (MILLONES DE PESOS)

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
	REAL	REAL	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
FUENTES INTERNAS												
INGRESO NETO EXPLOTACION	(927)	(1.051)	(485)	(308)	869	1.390	2.588	3.530	4.738	6.293	8.171	11.022
TOT.ING.(EGRS)AJENOS EXP.	625	496	606	715	829	945	1.077	1.228	1.400	1.596	1.820	2.074
DEPREC.Y AMORT.DIFERIDOS	97	120	159	248	333	538	744	1017	1351	1748	2266	2965
OTROS NO CAJA	204	293	358	422	490	558	637	726	827	943	1075	1226
TOTAL FUENTES INTERNAS	(12)	(141)	637	1.077	2.520	3.432	5.046	6.500	8.316	10.581	13.332	17.288
FUENTES EXTERNAS												
APORTES PRESUP. NAL.	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
APORTES PARTICULARES	699	186	227	268	311	354	404	460	525	598	682	778
REINVERSION DIVIDENDOS	0	0	0	50	315	1457	1863	3093	3085	4505	6303	8414
DEPOSIT.FUT.SUSCRIP.ACCIONES	1776	371	10174	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CREDITO INTERNO												
PRESTAMOS VIGENTES M.L.	0	160	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRESTAMOS FUTUROS M.L.	0	0	0	212	916	1092	1852	0	0	0	0	0
OTRAS FUENTES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OTRAS FTES (CAP.EMP. A ELE.)	1868	211	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL FUENTES EXTERNAS	4.342	928	10.403	530	1.542	2.904	4.119	3.554	3.610	5.103	6.985	9.192
TOTAL FUENTES	4.331	787	11.040	1.607	4.062	6.335	9.165	10.054	11.926	15.684	20.317	26.480
APLICACIONES												
SERVICIO DEUDAS												
INTERESES CREDITO INTERNO												
INT.PRESTAMOS VIGENTES M.L.	0	34	66	57	45	34	23	11	3	0	0	0
INT.PRESTAMOS FUTUROS M.L.	0	0	0	-0	33	231	206	1319	1130	896	641	404
AMORT. CREDITO EXTERNO												
AMORT.PRESTAMOS VIGENTES M.E.	764	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AMORT. CREDITO INTERNO												
AMORT.PRESTAMOS VIGENTES M.L.	15	15	15	26	26	26	26	26	13	0	0	0
AMORT.PRESTAMOS FUTUROS M.L.	0	0	0	0	0	35	188	370	679	679	679	643
TOTAL SERVICIO DEUDA	779	50	81	83	105	327	443	1.727	1.925	1.565	1.320	1.047
COSTOS CONSTRUCCION												
GTOS.FROS.CONSTRUCCION M.L.	0	0	0	78	208	265	880	0	0	0	0	0
INVERSION M.L.	861	1.015	354	962	2.576	3.321	4.829	5.550	5.608	6.683	10.591	13.379
TOT.COSTO CONSTRUCCION	861	1.015	354	1.000	2.884	3.685	5.708	5.550	5.608	6.683	10.591	13.379
OTRAS APLICACIONES												
OTRAS A	996	(1.048)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIVIDENDOS DECLARADOS	0	0	0	50	315	1.457	1.863	3.093	3.085	4.505	6.303	8.414
ESTUDIOS	68	(17)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INCREMENT(DISMIN)CAP.TRAB.	1.639	797	10.191	966	194	379	(844)	1.702	2.243	2.348	2.207	3.102
TOT.OTRAS APLICACIONES	2.692	(278)	10.191	1.016	509	1.836	1.018	4.795	5.328	6.853	8.510	11.516
TOTAL APLICACIONES	4.331	787	10.626	2.099	3.498	5.248	7.170	12.071	12.761	15.101	20.421	25.942
SUPERAVIT(DEFICIT)ANUAL	(0)	0	414	(492)	564	488	1.995	(2.017)	(825)	583	(103)	537
SUPERAVIT(DEFICIT)ACUM.	(0)	(0)	414	(78)	486	974	2.969	951	116	699	596	1.133

COMPANIA DE ELECTRICIDAD Y GAS DE CUNDINAMARCA

- Características del Mercado

El 42% de la demanda de energía de CELGAC, está constituida por el sector industrial. El segundo sector en importancia es el residencial, compuesto principalmente por usuarios del Estrato II. La tarifa media en conjunto, alcanza el 92% del CIPLP en el año 2000. Cabe resaltar que el número de industrias que absorben la mayor parte del consumo es bastante bajo, lo que hace que la relación resultante tarifa/costo para esta empresa, sea muy sensible a la exclusión eventual de estas industrias de su mercado. La electrificadora es completamente dependiente de las compras de energía para abastecer su demanda propia, gran parte de las compras se efectúan al sistema interconectado y parte de la energía suministrada al sector industrial es adquirida directamente de la red de EEB. Se ha supuesto que durante el período de simulación no habría cambios en el mercado ni intercambio de clientes con EEB.

- Gastos

La empresa en el año 1990 muestra una relación porcentual de gastos con respecto a ventas de energía al usuario final, equivalente al 37.7%; estos gastos excluyen los egresos correspondientes a operación comercial. Los indicadores más relevantes en esta materia: Suscriptores/Trabajadores y Suscriptores/Personal Administrativo, se sitúan en 168 y 684 respectivamente, bastante inferiores al promedio del grupo. Se fijó como meta un crecimiento anual promedio, en el período de los gastos de un 17%, en el período 1990-2000, siendo la inflación media del período del 17% y la tasa de crecimiento de la demanda del 6.8%. Esta meta equivale a reducir la relación Gastos/Ventas, hasta alcanzar la cifra del 22% en 1995 y del 21% en el año 2000. Lo anterior implica El crecimiento permitido en los gastos implica necesariamente una reducción drástica de los mismos que, de no realizarse, la empresa no podrá cubrir adecuadamente la demanda adicional de su sistema.

- Recaudos por Ventas

En la actualidad la cartera morosa de los usuarios es importante. El porcentaje de cuentas por cobrar a los consumidores es del 26%. Esta cifra incluye tanto la cartera corriente como la vencida. En la proyección se fija una meta del 17% para el año 1995. La empresa requiere para el cumplimiento de la meta, de esfuerzos adicionales en la materia.

- Pagos de Energía

La meta en lo referente a pagos por compra de energía y potencia al sistema interconectado es del 100% a partir del año 1991. La deuda en libros de la empresa por concepto de compra de energía, es de 1.997 millones de pesos en 1990.

- Pérdidas de Energía

El índice de pérdidas de la empresa se encuentra en el 18.7% en el año 1990. La meta de proyección establece un índice del 16.0% para el año 2000.

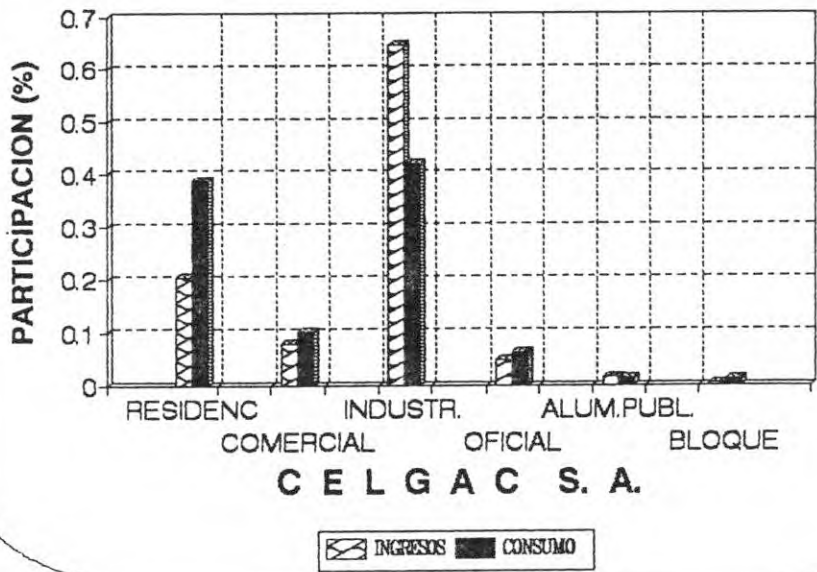
- Subsidios

Los subsidios necesarios son crecientes con el tiempo, a medida que las transferencias vía compra se van reduciendo, hasta desaparecer. Debe resaltarse que la relación entre el valor presente de los subsidios explícitos y la inversión es del 53.1%.

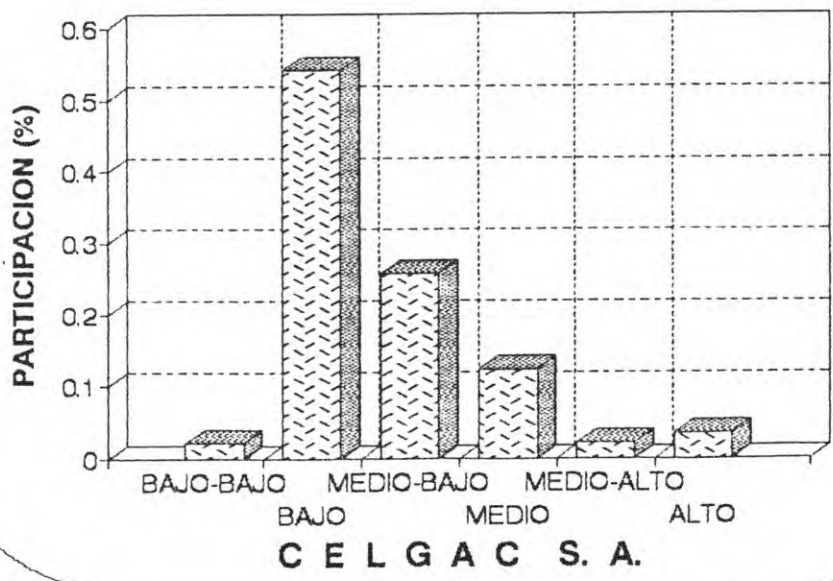
- Inversión

La relación entre el valor presente neto de las inversiones (en conjunto con los gastos operativos y de mantenimiento) y el valor presente de los kWh vendidos es de 3.98 \$/kWh.

PARTICIPACION SECTORIAL EN EL MERCADO
 INGRESOS Y CONSUMO - 1990



SECTOR RESIDENCIAL
 PARTICIPACION POR ESTRATOS



CALCULO DE SUBSIDIOS

Cundinamarca	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
CIPLPele	36.43	42.99	49.86	56.85	64.80	73.88	84.22	96.01	109.45	124.77
Tventa	32.31	37.81	43.54	52.03	59.31	67.62	77.08	87.88	100.18	114.20
CIPLPe	15.38	18.12	21.01	23.93	27.26	31.05	35.38	40.31	45.93	52.33
CIPLPo	43.58	51.32	59.40	67.58	76.89	87.49	99.55	113.28	128.91	146.70
CIPLPeo	23.80	27.62	31.61	35.41	39.87	44.87	50.76	57.40	64.92	73.37
Tcomorae	10.20	13.46	17.26	21.55	26.71	30.55	34.94	39.98	45.74	52.33
Tcompra	28.48	37.74	48.55	60.74	75.35	86.09	98.35	112.37	128.39	146.70
Tecompra	15.71	20.45	25.93	31.87	39.07	44.14	50.14	56.93	64.65	73.36
Gaom	3.72	4.42	5.27	6.18	7.03	8.34	9.58	11.02	12.67	14.58
CIPLPb	24.93	29.41	34.12	38.90	44.34	50.55	57.63	65.70	74.89	85.38
Tvb	10.90	18.38	27.72	38.90	44.35	50.56	57.64	65.70	74.90	85.39
fc	0.59	0.62	0.64	0.67	0.70	0.72	0.74	0.76	0.77	0.80
Sv	1900	2557	3323	2748	3326	4135	5008	6049	7302	8834
Sc	4094	3921	3320	2250	545	530	480	387	236	8
Se	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sb	37	31	19	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0
GWh propia	53	50	50	50	50	61	61	61	61	61
GWh compra	520	561	599	652	693	747	797	848	900	955
MW compra	93	96	99	103	106	110	114	118	122	126
GWh venta	461	494	526	570	606	661	701	744	788	836
GWh co	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6
GWh vb	3	3	3	3	3	4	4	4	5	5
SUBSIDIO	0	0	22	498	2781	3605	4528	5663	7066	8826
\$/kWh Subsidio	0.00	0.00	0.04	0.87	4.59	5.46	6.46	7.61	8.97	10.56

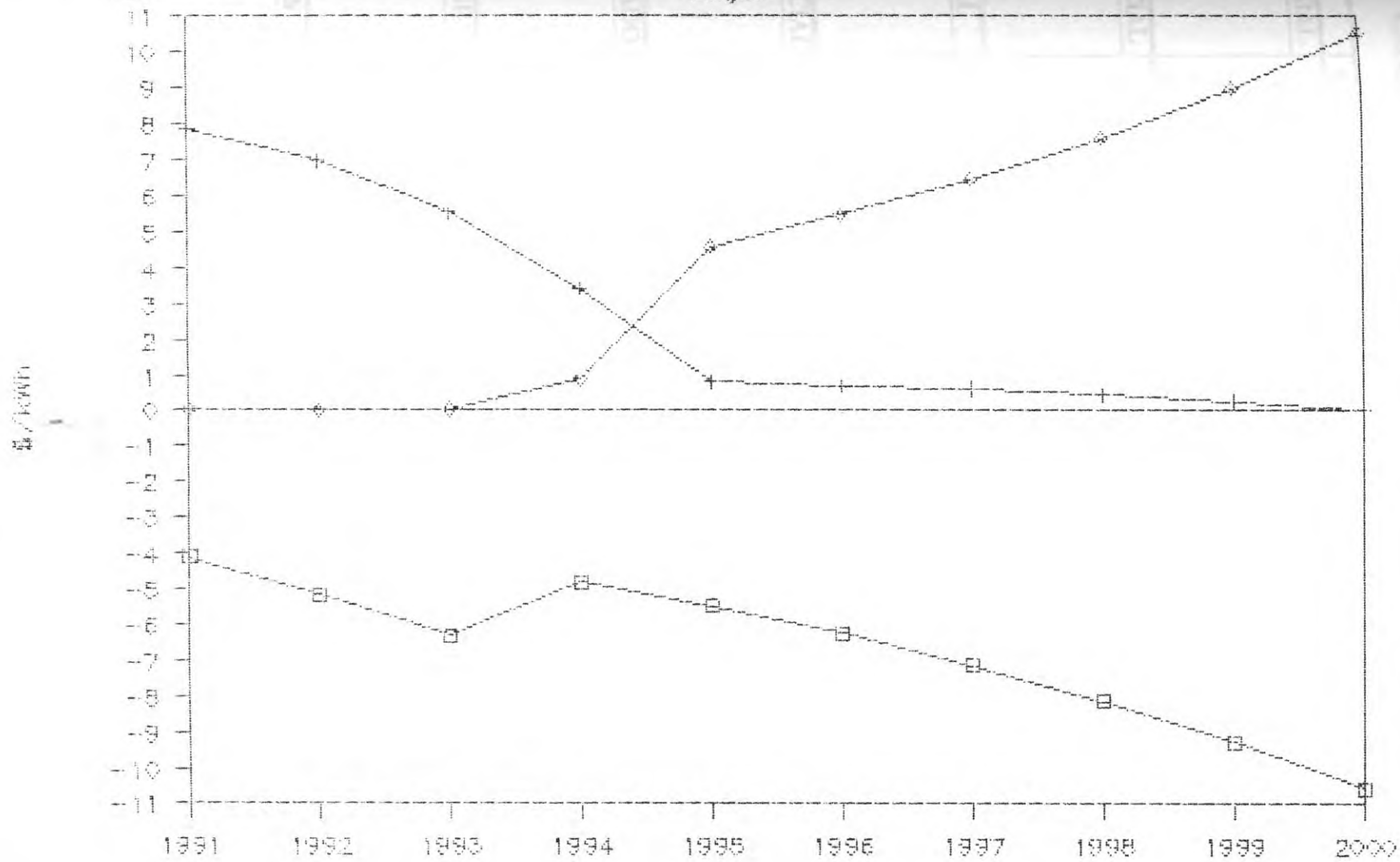
GLOSARIO DE TERMINOS

Cundinamarca	\$/kWh
CIPLPele	Costo Incremental Promedio Ventas
Tventa	Tarifa Media Venta Usuario Final
CIPLPe	Costo Incremental Promedio Compra Energia
CIPLPp	Costo Incremental Promedio Compra Potencia
CIPLPeq	Costo Incremental Promedio Compra Equivalente
Tcomprae	Tarifa Media Compra Energia
Tcomprap	Tarifa Media Compra Potencia
Tecompra	Tarifa Media Compra Equivalente
Gaom	Gastos AOM Generación Hidráulica
CIPLPb	Costo Incremental Promedio Ventas Bloque
Tvb	Tarifa Media Venta Bloque
fc	Factor de Carga
	Millones de Pesos Corrientes
Sv	Subsidio Ventas Usuario Final
Sc	Subsidio Compras Energia
Sg	Beneficio Generación Propia
Sb	Subsidio Ventas Bloque
GWh propia	Energía Generación Propia
GWh compra	Energía Comprada
MW compra	Potencia Comprada
GWh venta	Energía Vendida Usuario Final
GWh cp	Energía Consumo Propio
GWh vb	Energía Vendida Bloque
SUBSIDIO	Millones de Pesos Corrientes
\$/kWh Subsidio	

CHEG

SUBSIDIOS

Colgoc



Subsidio Venta

+ Subsidio Compra

= Subsidio Neto

CELGAC - CALCULO DE TARIFA MEDIA PONDERADA

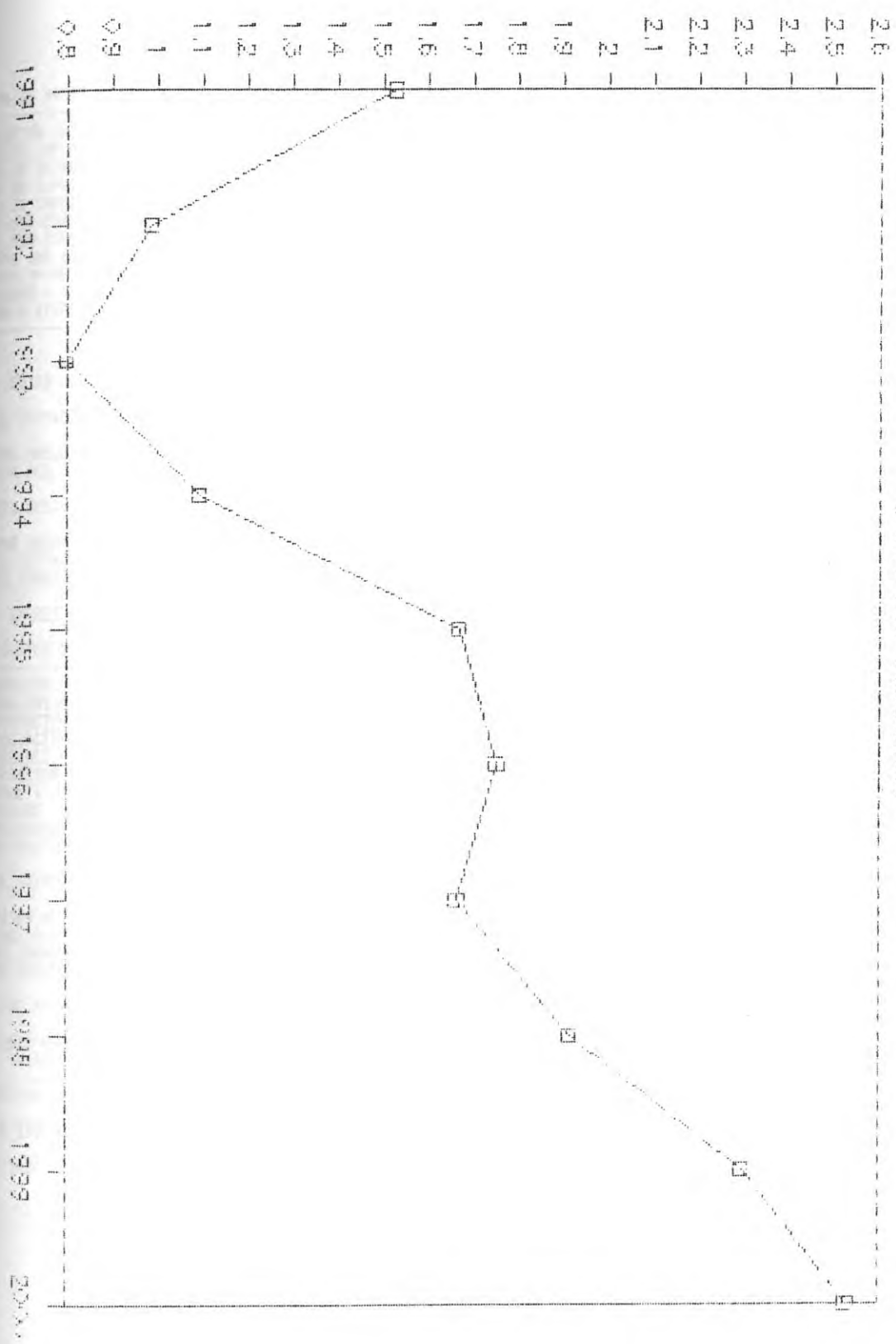
	1,990	1,991	1,992	1,993	1,994	1,995	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000
INDUSTRIAL											
T. MEDIA/1	24.64	32.31	38.68	45.51	52.62	60.82	70.29	81.22	93.83	108.37	125.16
T. MEDIA/2	24.64	32.31	39.79	48.09	57.02	65.00	74.10	84.48	96.30	109.79	125.16
CIPLPr	27.39	33.22	39.20	45.47	51.84	59.09	67.37	76.80	87.55	99.81	113.78
% CIPLPr /1	89.97%	97.26%	98.68%	100.09%	101.51%	102.92%	104.34%	105.75%	107.17%	108.58%	110.00%
% CIPLPr /2	89.97%	97.26%	101.51%	105.75%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%
COMERCIAL											
T. MEDIA/1	17.58	38.70	45.95	53.64	61.53	70.58	80.95	92.85	106.49	122.13	140.07
T. MEDIA/2	17.58	38.70	46.53	54.97	63.81	72.75	82.93	94.54	107.78	122.87	140.07
CIPLPr	30.65	37.18	43.87	50.89	58.01	66.13	75.39	85.95	97.98	111.70	127.34
% CIPLPr /1	57.35%	104.09%	104.75%	105.40%	106.06%	106.72%	107.37%	108.03%	108.69%	109.34%	110.00%
% CIPLPr /2	57.35%	104.09%	106.06%	108.03%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%
OFICIAL											
T. MEDIA/1	17.95	36.31	42.96	49.97	57.11	65.28	74.62	85.28	97.48	111.41	127.34
T. MEDIA/2	17.95	36.31	43.19	50.49	58.01	66.13	75.39	85.95	97.98	111.70	127.34
CIPLPr	30.65	37.18	43.87	50.89	58.01	66.13	75.39	85.95	97.98	111.70	127.34
% CIPLPr /1	58.55%	97.68%	97.94%	98.19%	98.45%	98.71%	98.97%	99.23%	99.48%	99.74%	100.00%
% CIPLPr /2	58.55%	97.68%	98.45%	99.23%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
RESIDENCIAL											
T. MEDIA/1	11.84	18.48	21.84	25.42	29.15	33.44	38.39	45.08	50.72	58.35	83.42
T. MEDIA/2	11.84	18.48	22.26	26.47	38.01	43.33	49.39	56.31	64.19	73.18	83.42
CIPLPr	30.65	37.18	43.87	50.89	58.01	66.13	75.39	85.95	97.98	111.70	127.34
% CIPLPr /1	38.62%	49.70%	49.79%	49.95%	50.25%	50.57%	50.92%	52.45%	51.76%	52.24%	65.52%
% CIPLPr /2	38.62%	49.70%	50.74%	52.01%	65.52%	65.52%	65.52%	65.52%	65.52%	65.52%	65.52%
ALUMBRADO											
T. MEDIA/1	24.80	36.75	43.42	50.43	57.57	65.71	75.01	85.62	97.73	111.56	127.34
T. MEDIA/2	24.80	36.75	43.53	50.69	58.01	66.13	75.39	85.95	97.98	111.70	127.34
CIPLPr	30.65	37.18	43.87	50.89	58.01	66.13	75.39	85.95	97.98	111.70	127.34
% CIPLPr /1	80.90%	98.84%	98.97%	99.10%	99.23%	99.36%	99.49%	99.61%	99.74%	99.87%	100.00%
% CIPLPr /2	80.90%	98.84%	99.23%	99.61%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
BLOQUE											
T. MEDIA/1	7.67	10.90	14.70	19.18	24.30	30.48	37.91	46.82	57.48	70.22	85.39
T. MEDIA/2	7.67	10.90	18.38	27.72	38.90	44.35	50.56	57.64	65.70	74.90	85.39
CIPLPr	20.55	24.93	29.42	34.12	38.90	44.35	50.56	57.64	65.70	74.90	85.39
% CIPLPr /1	37.31%	43.71%	49.96%	56.22%	62.47%	68.73%	74.98%	81.24%	87.49%	93.75%	100.00%
% CIPLPr /2	37.31%	43.71%	62.47%	81.24%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
OTROS											
T. MEDIA/1	40.02	49.54	57.32	65.18	72.81	81.29	90.72	101.20	112.84	125.75	140.07
T. MEDIA/2	40.02	49.54	55.06	59.92	63.81	72.75	82.93	94.54	107.78	122.87	140.07
CIPLPr	30.65	37.18	43.87	50.89	58.01	66.13	75.39	85.95	97.98	111.70	127.34
% CIPLPr /1	130.59%	133.25%	130.66%	128.08%	125.50%	122.92%	120.33%	117.75%	115.17%	112.58%	110.00%
% CIPLPr /2	130.59%	133.25%	125.50%	117.75%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%
TOTAL											
T. MEDIA/1	22.50	32.31	37.98	43.89	49.89	56.71	64.47	73.69	83.38	94.84	114.20
T. MEDIA/2	22.50	32.31	37.81	43.54	52.03	59.31	67.62	77.08	87.88	100.18	114.20
CIPLPr	30.03	36.43	42.99	49.86	56.85	64.80	73.88	84.22	96.01	109.45	124.77
% CIPLPr /1	74.92%	88.69%	88.35%	88.03%	87.77%	87.51%	87.27%	87.50%	86.85%	86.66%	91.53%
% CIPLPr /2	74.92%	88.69%	87.96%	87.33%	91.53%	91.53%	91.53%	91.53%	91.53%	91.53%	91.53%

1/ Se supuso que cada sector llegaría a su meta de costo en el año 2000
 2/ Se supuso que cada sector llegaría a su meta de costo en el año 1994

CHEGAC

Investment, Constantes

Miles de Millones de \$



12-Jul-91

CELSAC - BASE
PROYECCION-ESTADO DE RESULTADOS
(MILLONES DE PESOS)

DATOS MACRO. Y GRALES.	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
	REAL	REAL										
INFLACION EXTERNA	1.04	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
TASA DE INFLACION	1.26	1.32	1.22	1.18	1.16	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14
TASA DE DEVALUACION	1.29	1.31	1.15	1.13	1.11	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09
TASA DE CAMBIO PROMEDIO	382.6	502.2	610.2	696.2	779.5	857.8	935.8	1021.0	1113.9	1215.2	1325.8	1446.5
TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO	433.9	568.7	655.7	740.4	821.9	896.6	978.1	1067.1	1164.2	1270.2	1385.7	1511.8
TARI.MED.COMPR.A ENER.BLO.1	5.61	12.00	10.20	13.46	17.25	21.55	26.71	30.55	34.94	39.98	45.74	52.33
TARI.MED.COMPR.POTENCIA	15.24	19.96	28.48	37.74	48.55	60.74	75.35	86.09	98.35	112.37	129.39	146.70
COMPR.GWH EN BLOQUE 1	500	485	520	561	599	652	693	747	797	848	900	955
COMPR.MW-MES	0	0	93	95	99	103	106	110	114	118	122	126
PERDIDAS - GWH -	100	80	99	103	109	117	123	132	139	145	152	159
ENERGIA DISPONIBLE GWH	554	525	559	597	635	687	729	793	840	889	940	995

VENTAS												

GWH VENTAS USUARIO FINAL	454	445	461	494	526	570	606	661	701	744	788	836
TOTAL UNIDADES VENDIDAS	454	445	461	494	526	570	606	661	701	744	788	836
TARIFA MED.USUARIO FINAL	17.56	22.50	32.31	37.81	43.54	52.03	59.31	67.62	77.08	87.88	100.18	114.20
TARIFA MED. POT. INTERC.	0.00	0.00	28.48	37.74	48.55	60.74	75.35	86.09	98.35	112.37	129.39	146.70
TARIFA MEDIA PROMEDIO	17.56	22.50	32.31	37.81	43.54	52.03	59.31	67.62	77.08	87.88	100.18	114.20
VENTAS USUARIO FINAL	7.979	10.022	14.901	18.668	22.892	29.668	35.930	44.668	54.064	65.391	78.914	95.448
TOTAL VENTAS	7.979	10.022	14.901	18.668	22.892	29.668	35.930	44.668	54.064	65.391	78.914	95.448
OTROS INGRESOS EXPLOTACION	185	285	491	615	754	977	1.183	1.471	1.780	2.153	2.599	3.143
TOT. INGRESOS EXPLOTACION	8.163	10.308	15.391	19.282	23.646	30.645	37.113	46.139	55.844	67.544	81.512	98.591

GASTOS DE EXPLOTACION												

	39.3%	37.9%	29.0%	27.2%	25.5%	23.7%	22.0%	21.8%	21.6%	21.4%	21.2%	21.0%
GENERACION	256	261	270	317	364	440	493	608	729	873	1.044	1.251
COMPR.ENERGIA BLOQUE 1	4.446	5.819	7.947	11.176	15.157	20.290	26.510	32.305	39.053	47.126	56.818	68.508
DISTRIBUCION	1.057	1.402	1.109	1.304	1.497	1.807	2.027	2.497	2.994	3.589	4.289	5.139
DEPREC.ACTIVO FIJO GRAL.	1	1	1	21	17	29	51	67	75	93	126	161
DEPREC.ACT.FIJ.EN SERV.	123	134	150	291	381	487	639	855	1.126	1.463	1.900	2.472
FACTURACION Y COBRANZA	251	254	423	497	571	689	773	952	1.142	1.368	1.635	1.959
GENERAL Y ADMINISTRACION	1.574	1.879	2.525	2.968	3.406	4.111	4.612	5.681	6.914	8.165	9.761	11.695
SUBSIDIOS	0	0	0	0	(22)	(498)	(2.781)	(3.505)	(4.528)	(5.663)	(7.066)	(8.926)
OTROS GASTOS EXPLOTACION	0	0	361	569	529	557	735	739	1.257	1.883	2.325	2.240
OTROS GASTOS(OPER.TRANSF)	0	(412)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL GASTOS EXPLOTACION	7.709	9.337	12.786	17.143	21.900	27.911	33.060	40.099	48.660	58.896	70.332	84.599

INGRESOS NETO EXPLOTACION	455	971	2.605	2.119	1.746	2.734	4.053	6.040	7.184	8.649	10.580	13.993
ING.(EGRES.)AJENOS EXP.												
OTROS INGRESOS	375	144	190	243	307	380	472	595	725	899	1.115	1.383
OTROS EGRESOS	185	153	168	179	186	191	196	201	207	212	218	223
TOT.ING.(EGRS)AJENOS EXP.	191	(9)	22	65	120	189	275	383	519	687	897	1.159

UTILIDAD ANTE Gtos.FINANC.	645	961	2.627	2.204	1.966	2.923	4.328	6.424	7.703	9.336	11.578	15.152
GASTOS FINANCIEROS												

Gtos.FINANCIER.OPERACION	217	33	308	196	332	460	370	268	193	125	63	16
TOTAL Gtos.FINANCIEROS	217	33	308	196	332	460	370	268	193	125	63	16

UTILIDAD(PERDIDA)NETA	429	928	2.319	2.008	1.635	2.463	3.958	6.156	7.509	9.211	11.515	15.136

12-Jul-91

CELSAC - BASE
PROYECCION-ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS
(MILLONES DE PESOS)

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
	REAL	REAL	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
FUENTES INTERNAS												
INGRESO NETO EXPLOTACION	455	971	2.605	2.139	1.746	2.734	4.053	6.040	7.194	8.649	10.580	13.993
TOT.ING.(EGRS)AJENOS EXP.	191	(9)	22	65	120	189	275	383	519	687	897	1.159
DEPREC.Y AMORT.DIFERIDOS	123	134	151	312	398	516	691	922	1.201	1.556	2.026	2.633
OTROS NO CAJA	669	560	722	902	1.110	1.343	1.625	1.956	2.379	2.879	3.484	4.215
TOTAL FUENTES INTERNAS	1.437	1.656	3.500	3.418	3.375	4.782	6.644	9.312	11.283	13.771	17.088	22.000
FUENTES EXTERNAS												
APORTES PARTICULARES	33	153	371	438	508	580	661	753	859	979	1.116	1.272
DEPOSIT.FUT.SUSCRIP.ACCIONES	0	386	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CREDITO INTERNO												
PRESTAMOS VIGENTES M.L.	1.402	64	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OTRAS FUENTES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OTRAS FTES (CAP.EMP. A ELE.)	816	1.004	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL FUENTES EXTERNAS	2.251	1.607	371	943	1.038	580	661	753	859	979	1.116	1.272
TOTAL FUENTES	3.688	3.263	3.871	4.361	4.413	5.362	7.305	10.066	12.142	14.750	18.204	23.273
APLICACIONES												
SERVICIO DEUDAS												
INTERESES CREDITO INTERNO												
INT.PRESTAMOS VIGENTES M.L.	217	33	309	196	150	103	59	19	6	0	0	0
INT.PRESTAMOS FUTUROS M.L.	0	0	0	0	192	357	311	249	197	125	63	16
AMORT. CREDITO INTERNO												
AMORT.PTMS.VIG.NOMIN. EN M.E	0	0	198	159	154	137	91	43	0	0	0	0
AMORT.PRESTAMOS VIGENTES M.L.	0	0	230	176	175	175	175	54	21	0	0	0
AMORT.PRESTAMOS FUTUROS M.L.	0	0	0	0	0	84	172	172	172	172	172	88
TOTAL SERVICIO DEUDA	217	33	736	530	661	856	808	537	387	297	235	104
COSTOS CONSTRUCCION												
STOS.FROS.CONSTRUCCION M.L.	0	0	0	408	272	0	0	0	0	0	0	0
INVERSION M.L.	1.953	2.562	1.857	1.009	1.060	2.071	3.608	4.319	4.677	6.132	8.389	10.520
TOT.COSTO CONSTRUCCION	1.953	2.562	1.857	1.417	1.332	2.071	3.608	4.319	4.677	6.132	8.389	10.520
OTRAS APLICACIONES												
OTRAS A	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIVIDENDOS DECLARADOS	0	20	835	2.087	1.807	1.381	2.217	3.562	5.540	6.758	8.290	10.364
ESTUDIOS	279	25	30	14	13	21	36	43	47	61	84	105
INCREMENTO DISMIN.CAP.TRAB.	83	531	190	634	423	692	428	1.233	1.366	1.399	1.555	2.068
INVERSIONES EN EL SECTOR	1.196	32	390	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CARGOS DIFERIDOS	0	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DOCUMENTOS POR COBRAR LARGO P	0	38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOT.OTRAS APLICACIONES	1.519	667	1.436	2.735	2.243	2.094	2.681	4.839	6.954	9.219	9.929	12.536
TOTAL APLICACIONES	3.688	3.263	4.070	4.683	4.236	5.021	7.098	9.695	12.018	14.648	18.553	23.150
SUPERAVIT(DEFICIT)ANUAL	0	(0)	(158)	(322)	177	341	207	371	124	102	(749)	117
SUPERAVIT(DEFICIT)ACUM.	0	(0)	(158)	(480)	(303)	78	245	616	740	841	492	605

CHEC

CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS

- Características del Mercado

El mercado abastecido por CHEC es mayoritariamente residencial. El 61% del consumo total es dirigido a este sector, concentrándose los usuarios en los Estratos Bajo y Medio-Bajo (Estratos II y III). La composición del mercado determina la diferencia existente entre el CIPLP a nivel de distribución y la tarifa media de venta, alcanzando esta relación la cifra del 84% en el año 2000. El consumo/suscriptor del estrato Bajo, se sitúa actualmente en 167.7 kWh/mes. Las ventas en bloque de esta empresa son importantes, alrededor del 30% de la energía comprada por CHEC al sistema se destinan a cubrir los requerimientos de un mercado ajeno (Empresas Públicas de Pereira). La relación Compra/Venta de energía es del 89.7% en el año 2000, incluyéndose en estas compras la energía intermediada.

- Gastos

La empresa en el año 1990 muestra una relación porcentual de gastos con respecto a ventas de energía al usuario final, equivalente al 47.8%; estos gastos excluyen los egresos correspondientes a operación comercial. Los indicadores más relevantes en esta materia: Suscriptores/Trabajadores y Suscriptores/Personal Administrativo, se sitúan en 147 y 1002 respectivamente, cercano al promedio del grupo. Se fijó como meta de proyección un crecimiento anual promedio de los gastos de un 19%, en el período 1990-2000, siendo la inflación media del período del 17% y la tasa de crecimiento de la demanda del 4.4%. Esta meta equivale a reducir la relación Gastos/Ventas, hasta alcanzar la cifra del 23% en 1995 y del 22% en el año 2000. El crecimiento en los gastos implica una reducción y/o readecuación de la planta actual, a fin de que la empresa pueda cubrir adecuadamente la demanda adicional de su sistema.

-Recaudos por Ventas

En la actualidad la cartera morosa de los usuarios es importante. El porcentaje de cuentas por cobrar a los consumidores es del 30%. Esta cifra incluye tanto la cartera corriente como la vencida. En la proyección se fija una meta del 17% para el año 1995. La empresa requiere para el cumplimiento de la meta, de esfuerzos adicionales en la materia.

- Pagos de Energía

La meta en lo referente a pagos por compra de energía y potencia al sistema interconectado es del 100% a partir del año 1991. La deuda en libros de la empresa por concepto de compra de energía, es de 4,416 millones de pesos en 1990.

- Pérdidas de Energía

El índice de pérdidas de la empresa se encuentra en el 23.0% en el año 1990. La meta de proyección establece un índice del 14.2% para el año 2000 (17.9% si no se consideran las pérdidas implícitas en las ventas en bloque).

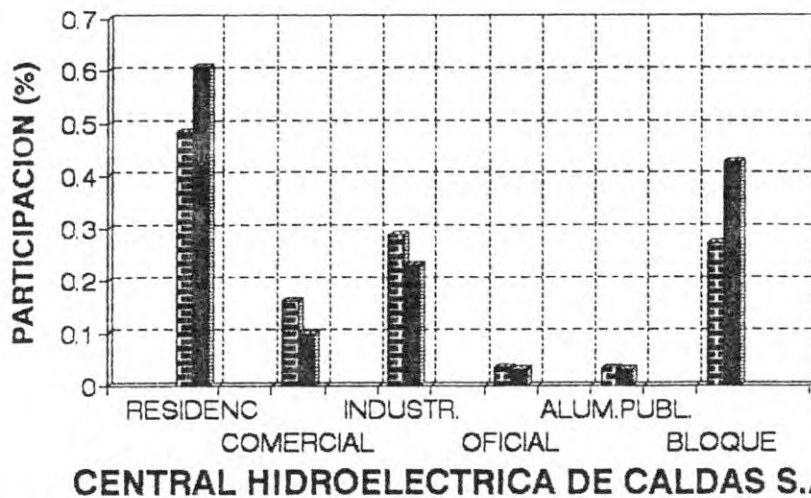
- Subsidios

El cálculo de subsidios para esta empresa, arroja como resultado el no requerimiento de los mismos durante el período proyectado. Lo anterior se debe a que la generación propia de CHEC es muy alta como proporción de sus ventas totales. Las plantas tomadas en cuenta en el caso CHEC fueron Esmeralda, San Francisco e Insula.

- Inversión

La relación entre el valor presente neto de las inversiones (en conjunto con los gastos operativos y de mantenimiento) y el valor presente de los kWh vendidos es de 5.94 \$/kWh. Debe resaltarse que parte de las inversiones se destinan a proyectos de generación. Los rubros más importantes se ejecutarán durante el año 1994 y corresponden a la construcción, estudios y reparaciones mayores de proyectos de generación.

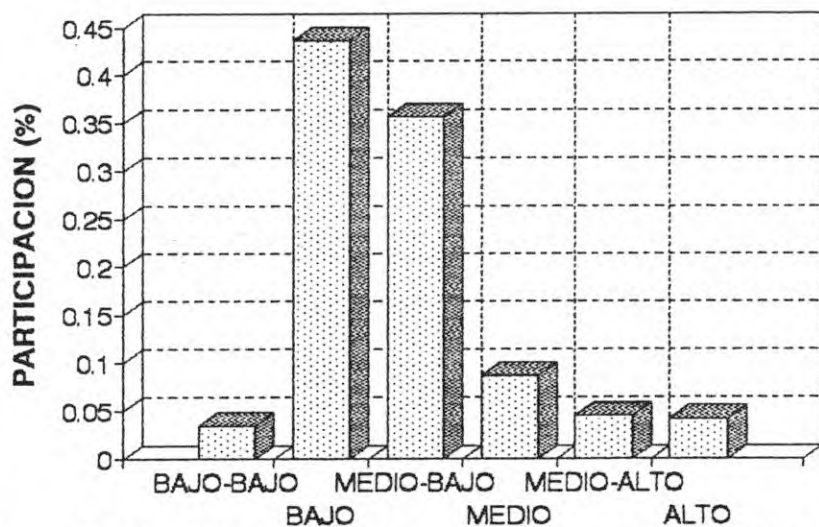
PARTICIPACION SECTORIAL EN EL MERCADO
 INGRESOS Y CONSUMO - 1990



CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A.

INGRESOS CONSUMO

SECTOR RESIDENCIAL
 PARTICIPACION POR ESTRATOS



CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A.

GLOSARIO DE TERMINOS

Caldas	\$/kWh
CIPLPele	Costo Incremental Promedio Ventas
Tventa	Tarifa Media Venta Usuario Final
CIPLPisae	Costo Incremental Promedio Compra Energia
CIPLPisap	Costo Incremental Promedio Compra Potencia
CIPLPeisa	Costo Incremental Promedio Compra Equivalente
Tcomprae	Tarifa Media Compra Energia
Tcomrap	Tarifa Media Compra Potencia
Tecompra	Tarifa Media Compra Equivalente
Gaom	Gastos AOM Generación Hidráulica
CIPLPb	Costo Incremental Promedio Ventas Bloque
Tvb	Tarifa Media Venta Bloque
fc	Factor de Carga
	Millones de Pesos Corrientes
Sv	Subsidio Ventas Usuario Final
Sc	Subsidio Compras Energia
Sg	Beneficio Generación Propia
Sb	Subsidio Ventas Bloque
GWh propia	Energía Generación Propia
MW compra	Potencia Comprada
GWh compra	Energía Comprada
GWh venta	Energía Vendida Usuario Final
GWh cp	Energía Consumo Propio
GWh vb	Energía Vendida Bloque
SUBSIDIO	Millones de Pesos Corrientes
\$/kWh Subsidio	

CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS - CALCULO DE TARIFA MEDIA PONDERADA

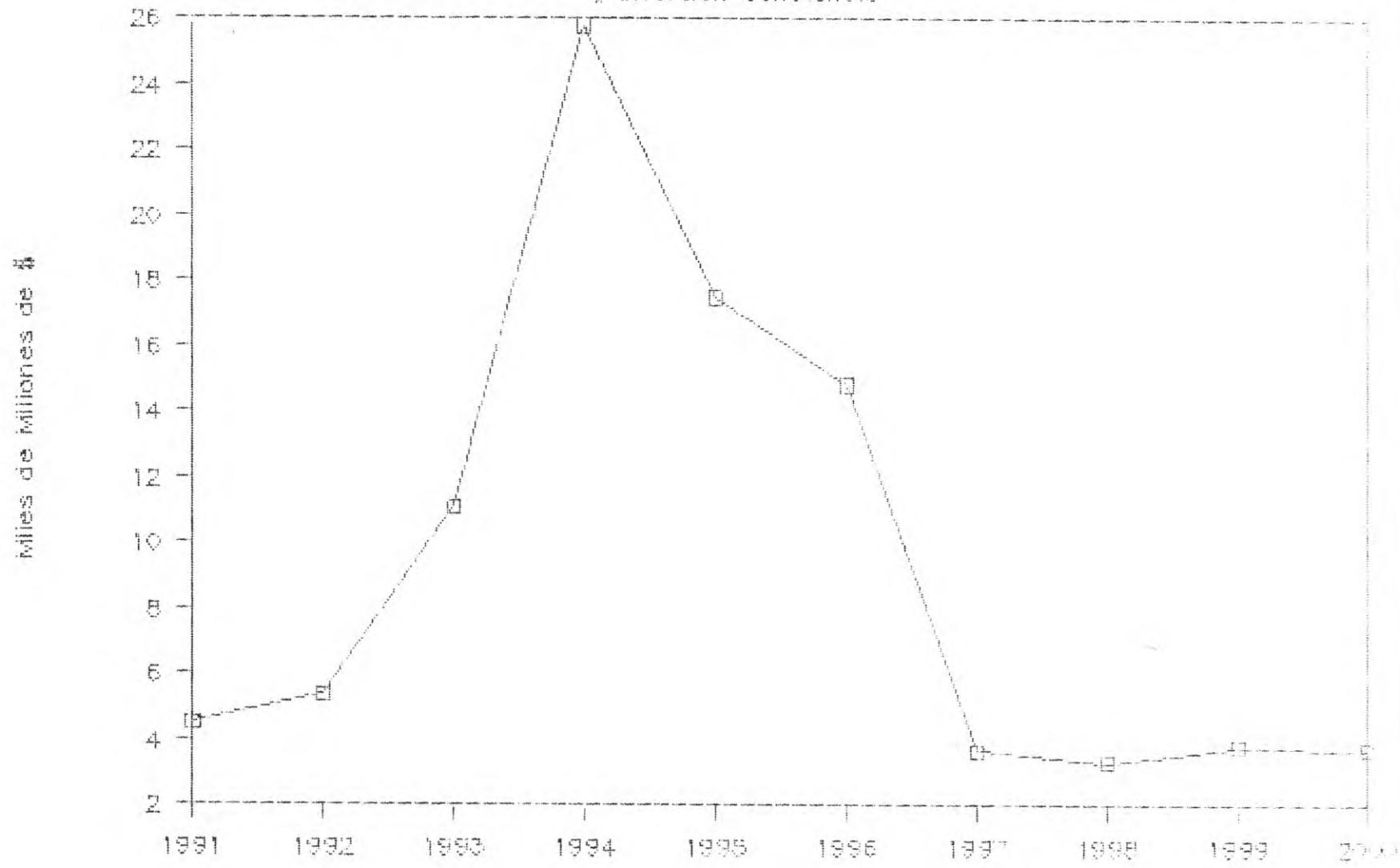
	1,990	1,991	1,992	1,993	1,994	1,995	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000
INDUSTRIAL											
T. MEDIA/1	21.50	35.74	42.16	48.89	55.71	63.49	72.35	82.45	93.96	107.07	122.02
T. MEDIA/2	21.50	35.74	42.13	48.82	55.59	63.37	72.25	82.36	93.89	107.04	122.02
CIPLPr	26.70	32.39	38.22	44.33	50.54	57.61	65.68	74.87	85.36	97.31	110.93
% CIPLPr/1	80.51%	110.35%	110.31%	110.27%	110.23%	110.19%	110.16%	110.12%	110.08%	110.04%	110.00%
% CIPLPr/2	80.51%	110.35%	110.23%	110.12%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%
COMERCIAL											
T. MEDIA/1	27.59	41.98	49.81	58.11	66.61	76.35	87.51	100.30	114.97	131.76	151.01
T. MEDIA/2	27.59	41.98	50.37	59.39	68.80	78.43	89.41	101.93	116.20	132.47	151.01
CIPLPr	33.04	40.08	47.30	54.86	62.55	71.30	81.28	92.66	105.64	120.43	137.29
% CIPLPr/1	83.50%	104.74%	105.32%	105.91%	106.49%	107.08%	107.66%	108.25%	108.83%	109.42%	110.00%
% CIPLPr/2	83.50%	104.74%	106.49%	108.25%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%
OFICIAL											
T. MEDIA/1	18.34	36.31	43.03	50.13	57.38	65.69	75.20	86.09	98.55	112.81	129.13
T. MEDIA/2	18.34	36.31	43.39	50.97	58.83	67.06	76.45	87.16	99.36	113.27	129.13
CIPLPr	31.08	37.70	44.49	51.60	58.83	67.06	76.45	87.16	99.36	113.27	129.13
% CIPLPr/1	59.02%	96.32%	96.73%	97.13%	97.54%	97.95%	98.36%	98.77%	99.18%	99.59%	100.00%
% CIPLPr/2	59.02%	96.32%	97.54%	98.77%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
RESIDENCIAL											
T. MEDIA/1	13.62	18.62	22.11	25.90	29.83	34.42	39.69	45.82	52.92	61.20	87.12
T. MEDIA/2	13.62	18.62	22.75	27.49	39.69	45.25	51.58	58.81	67.04	76.43	87.12
CIPLPr	33.04	40.08	47.30	54.86	62.55	71.30	81.28	92.66	105.64	120.43	137.29
% CIPLPr/1	41.21%	46.45%	46.75%	47.21%	47.70%	48.27%	48.83%	49.44%	50.10%	50.82%	63.46%
% CIPLPr/2	41.21%	46.45%	48.10%	50.11%	63.46%	63.46%	63.46%	63.46%	63.46%	63.46%	63.46%
ALUMBRADO											
T. MEDIA/1	18.13	36.67	43.72	51.23	58.99	67.93	78.21	90.03	103.64	119.29	137.29
T. MEDIA/2	18.13	36.67	44.61	53.31	62.55	71.30	81.28	92.66	105.64	120.43	137.29
CIPLPr	33.04	40.08	47.30	54.86	62.55	71.30	81.28	92.66	105.64	120.43	137.29
% CIPLPr/1	54.88%	91.48%	92.43%	93.37%	94.32%	95.27%	96.21%	97.16%	98.11%	99.05%	100.00%
% CIPLPr/2	54.88%	91.48%	94.32%	97.16%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
BLOQUE											
T. MEDIA/1	10.89	16.55	20.72	25.41	30.53	36.60	43.76	52.21	62.17	73.90	87.69
T. MEDIA/2	10.89	16.55	23.09	30.91	39.95	45.54	51.92	59.18	67.47	76.92	87.69
CIPLPr	21.11	25.60	30.21	35.04	39.95	45.54	51.92	59.18	67.47	76.92	87.69
% CIPLPr/1	51.59%	64.65%	68.57%	72.50%	76.43%	80.36%	84.29%	88.22%	92.14%	96.07%	100.00%
% CIPLPr/2	51.59%	64.65%	76.43%	88.22%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
TOTAL											
T. MEDIA/1	15.25	23.17	27.79	32.79	38.02	44.09	51.12	59.28	68.73	79.71	99.39
T. MEDIA/2	15.25	23.17	28.83	35.25	45.28	51.62	58.85	67.08	76.48	87.18	99.39
CIPLPr	28.41	34.46	40.67	47.17	53.78	61.30	69.89	79.67	90.83	103.54	118.04
% CIPLPr/1	53.67%	67.23%	68.33%	69.51%	70.70%	71.93%	73.15%	74.40%	75.68%	76.98%	84.20%
% CIPLPr/2	53.67%	67.23%	70.89%	74.73%	84.20%	84.20%	84.20%	84.20%	84.20%	84.20%	84.20%

1/ Se supuso que cada sector llegaría a su meta de costo en el año 2000

2/ Se supuso que cada sector llegaría a su meta de costo en el año 1994

CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS

\$ Inversion Constantes



18-Jul-91

CALDAS - BASE
PROYECCION-ESTADO DE RESULTADOS
(MILLONES DE PESOS)

DATOS MACRO. Y GRALES.	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
	REAL	REAL	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
INFLACION EXTERNA	1.04	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
TASA DE INFLACION	1.26	1.32	1.22	1.18	1.16	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14
TASA DE DEVALUACION	1.29	1.31	1.15	1.13	1.11	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09
TASA DE CAMBIO PROMEDIO	382.6	502.2	610.2	696.2	779.5	857.8	935.8	1021.0	1113.9	1215.2	1325.8	1446.5
TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO	433.9	568.7	655.7	740.4	821.9	896.6	978.1	1067.1	1164.2	1270.2	1385.7	1511.8
TARI.MED.COMPR.A ENER.BLO.1	5.55	8.22	10.11	13.33	17.09	21.34	26.44	30.26	34.64	39.65	45.38	51.94
TARI.MED.COMPR.A POTENCIA	15.24	19.96	27.36	35.99	46.05	57.40	71.03	81.31	93.07	106.53	121.93	139.56
COMPR.A GWH EN BLOQUE 1	1032	950	1125	1268	1371	1484	1592	1706	1824	1955	2083	2220
COMPR.A MW-MES	112	133	163	195	180	199	217	235	256	281	306	333
PERDIDAS - GWH -	0	272	308	329	339	349	358	367	376	385	394	402
ENERGIA DISPONIBLE GWH	1660	1650	1751	1891	1995	2104	2216	2326	2436	2564	2689	2825
VENTAS												
GWH VENTAS USUARIO FINAL	827	893	1056	1169	1240	1319	1395	1474	1557	1649	1741	1840
GWH VENTAS E.P.P.	518	381	411	429	450	473	498	524	549	578	606	635
TOTAL UNIDADES VENDIDAS	1.345	1.274	1.477	1.598	1.690	1.792	1.893	1.998	2.106	2.227	2.347	2.475
TARIFA MED.USUARIO FINAL	11.77	17.11	25.72	30.94	36.82	47.19	53.79	61.32	69.86	79.64	90.75	103.43
TARIFA MED. E.P.P.	7.85	10.89	16.55	23.09	30.91	39.95	45.54	51.92	59.18	67.47	76.92	87.69
TARIFA MED. POT. INTERC.	15.24	19.96	27.36	35.99	46.05	57.40	71.03	81.31	93.07	106.53	121.93	139.56
TARIFA MEDIA PROMEDIO	10.26	15.25	23.17	28.83	35.25	45.28	51.62	58.85	67.08	76.48	87.18	99.39
VENTAS USUARIO FINAL	9735	15281	27419	36158	45673	62266	75015	90367	108802	131355	158008	190340
VENTAS BLOQUE E.P.P.	4066	4148	6802	9906	13910	18896	22679	27206	32490	38998	46614	55683
TOTAL VENTAS	13.801	19.429	34.221	46.064	59.583	81.163	97.694	117.573	141.292	170.353	204.622	246.023
OTRS INGRESOS EXPLOTACION	332	504	615	726	842	959	1.094	1.247	1.422	1.621	1.847	2.106
OTRS	611	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOT. INGRESOS EXPLOTACION	14.744	19.933	34.836	46.789	60.424	82.122	98.788	118.820	142.713	171.973	206.469	248.129
GASTOS DE EXPLOTACION												
	34.7%	47.8%	37.3%	33.7%	30.2%	26.6%	23.0%	20.8%	22.6%	22.4%	22.2%	22.0%
GENERACION	553	1.250	1.752	2.089	2.359	2.835	2.956	3.529	4.212	5.040	6.009	7.173
COMPR.A ENERGIA BLOQUE 1	7.563	10.467	15.844	23.954	31.703	43.080	57.515	70.744	86.959	107.493	131.823	161.753
DISTRIBUCION	403	1.219	1.709	2.037	2.300	2.764	2.882	3.442	4.109	4.915	5.860	6.995
MANTENIMIENTO	680	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TRANSMISION	482	917	1.285	1.532	1.731	2.079	2.168	2.589	3.090	3.698	4.408	5.262
DEPREC.ACT.FIJJ.EN SERV.	2.171	262	4.425	5.485	6.750	8.620	11.106	13.831	16.557	19.284	22.372	25.989
FACTURACION Y COBRANZA	824	1.515	2.123	2.532	2.859	3.436	3.582	4.278	5.105	6.109	7.283	8.694
CUENTAS INCOBRABLES	166	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GENERAL Y ADMINISTRACION	1.115	2.395	3.358	4.004	4.522	5.433	5.665	6.765	8.074	9.661	11.518	13.750
OTRS GASTOS EXPLOTACION	0	0	783	1.295	1.212	1.267	1.691	1.688	2.875	4.344	5.384	5.206
APORTES LEY 55/81	41	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OTRS GASTOS(especificar)	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL GASTOS EXPLOTACION	14.000	19.026	31.279	42.919	53.435	69.515	87.567	106.866	130.979	160.545	194.656	234.822
INGRESOS NETO EXPLOTACION	744	1.907	3.557	3.870	6.989	12.609	11.221	11.954	11.774	11.428	11.813	13.307
ING.(EGRES.)AJENOS EXP.												
OTRS INGRESOS	627	953	1163	1372	1591	1814	2069	2358	2682	3064	3493	3992
OTRS EGRESOS	782	278	340	402	455	511	605	690	797	897	1023	1166
OTRS EGRESOS SECTOR	340	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOT.ING.(EGRES.)AJENOS EXP.	(95)	674	822	970	1.126	1.283	1.463	1.668	1.901	2.167	2.471	2.816
UTILIDAD ANTE GTOS.FINANCIEROS	649	2.581	4.379	4.841	8.115	13.891	12.684	13.621	13.635	13.595	14.283	16.124
GASTOS FINANCIEROS												
GTOS.FINANCIER.OPERACION	238	1782	1355	1182	2328	5320	6683	7781	10594	12556	11227	9856
OTRS GTOS.FINANCIEROS	385	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL GTOS.FINANCIEROS	623	1.382	1.355	1.182	2.328	5.320	6.683	7.781	10.594	12.556	11.227	9.856
UTILIDAD(PERDIDA)NETA	26	1.199	3.024	3.659	5.787	8.571	6.001	5.840	3.041	1.039	3.056	6.268

META

MANTENIMIENTO

18-Jul-91

CALDAS - BASE
PROYECCION-ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS
(MILLONES DE PESOS)

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
	REAL	REAL	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
FUENTES INTERNAS												
INGRESO NETO EXPLOTACION	744	1.907	3.557	3.870	6.989	12.608	11.221	11.954	11.734	11.428	11.913	13.307
TOT.ING.(EGRS)AJENOS EXP.	(95)	674	822	970	1.126	1.283	1.463	1.568	1.901	2.157	2.471	2.816
DEPREC.Y AMORT.DIFERIDOS	2.171	262	4.425	5.485	6.750	8.620	11.106	13.831	16.557	19.284	22.372	25.989
OTROS NO CAJA	473	2.853	3.481	4.107	4.764	5.431	6.192	7.059	8.047	9.173	10.458	11.922
TOTAL FUENTES INTERNAS	3.293	5.696	12.285	14.433	19.629	27.942	29.982	34.511	38.238	42.053	47.112	54.034
FUENTES EXTERNAS												
APORTES PARTICULARES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
REINVERSION DIVIDENDOS	0	491	1.079	2.721	3.293	5.208	7.714	5.401	5.256	2.737	925	2.751
DEPOSIT.FUT.SUSCRIP.ACCIONES	917	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CREDITO EXTERNO												
PRESTAMOS FUTUROS M.E.	0	0	0	0	6.576	24.700	18.171	13.824	605	0	0	0
CREDITO INTERNO												
PRESTAMOS VIGENTES M.L.	730	1.058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRESTAMOS FUTUROS M.L.	0	0	1.961	3.013	4.784	11.909	7.600	7.435	1.643	2.706	3.776	3.848
OTRAS FUENTES	767	921	25	420	723	563	437	442	211	0	0	0
FUENTE BID 540	99	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FINANC.COREL/ICEL DEUDA L.P.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL FUENTES EXTERNAS	2.513	2.470	3.065	6.154	15.476	42.380	33.922	27.103	7.715	5.443	4.711	6.599
TOTAL FUENTES	5.806	8.166	15.350	20.587	35.105	70.322	63.903	61.614	45.953	47.496	51.824	60.633
APLICACIONES												
SERVICIO DEUDAS												
INTERESES CREDITO EXTERNO												
INT.PTMS.VIGENTES M.E.	88	1.382	125	120	105	75	42	44	26	49	50	27
INT.PTAMOS FUTUROS M.E.	0	0	0	24	63	122	217	514	3.192	5.445	4.901	4.098
INTERESES CREDITO INTERNO												
INT.PTMS.VIG.NOMINAD. EN M.E	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INT.PRESTAMOS VIGENTES M.L.	139	0	1.230	1.000	743	570	391	238	121	85	77	77
INT.PRESTAMOS FUTUROS M.L.	0	0	0	38	1.417	4.553	6.033	6.985	7.255	6.977	6.199	5.654
AMORT. CREDITO EXTERNO												
AMORT.PRESTAMOS VIGENTES M.E.	181	244	372	477	599	702	170	197	228	263	304	351
AMORT.PRESTAMOS FUTUROS M.E.	0	0	0	0	0	0	0	5.515	12.572	14.332	16.339	18.626
AMORT. CREDITO INTERNO												
AMORT.PTMS.VIG.NOMIN. EN M.E	24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AMORT.PRESTAMOS VIGENTES M.L.	232	171	608	1.493	1.456	582	519	380	183	19	0	0
AMORT.PRESTAMOS FUTUROS M.L.	0	0	0	0	563	738	2.935	4.684	6.370	6.403	6.809	6.006
TOTAL SERVICIO DEUDA	675	1.797	2.335	3.152	4.946	7.342	10.307	18.557	29.947	33.573	34.679	34.839
COSTOS CONSTRUCCION												
GTOS.FROS.CONSTRUCCION M.E.	0	0	0	97	569	2.143	3.914	5.139	2.578	0	0	0
GTOS.FROS.CONSTRUCCION M.L.	365	0	523	1.244	1.177	1.218	1.769	1.862	790	0	0	0
INVERSION M.E.	0	0	1.872	1.387	5.647	22.655	17.303	13.072	504	0	0	0
INVERSION M.L.	2.796	2.441	3.087	4.980	11.033	22.814	14.756	16.402	6.276	10.583	13.846	15.391
TOT.COSTO CONSTRUCCION	3.161	2.441	5.482	7.708	18.426	48.830	37.752	36.475	10.208	10.583	13.846	15.391
OTRAS APLICACIONES												
OTRAS A	1.493	1.299	1.057	1.247	1.447	1.649	1.880	2.144	2.444	2.786	3.176	3.620
DIVIDENDOS DECLARADOS	0	0	1.079	2.721	3.293	5.208	7.714	5.401	5.256	2.737	925	2.751
ESTUDIOS	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INCREMENT(DISMIN)CAP.TRAB.	475	1.121	4.512	1.065	542	1.749	2.095	3.167	4.622	2.831	4.358	5.492
INVERSIONES EN EL SECTOR	72	1.518	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOT.OTRAS APLICACIONES	1.970	7.928	6.646	5.034	5.298	8.206	11.689	10.712	12.322	9.354	8.470	11.863
TOTAL APLICACIONES	5.806	8.166	14.465	15.894	28.560	64.378	59.748	65.744	52.477	52.510	56.994	62.093
SUPERAVIT (DEFICIT) ANUAL	0	0	385	4.694	5.445	5.944	4.154	(4.170)	(6.527)	(5.014)	(5.170)	(1.460)
SUPERAVIT (DEFICIT) ACUM.	0	0	825	5.379	12.024	17.967	22.121	17.997	11.470	6.456	1.286	(175)

ELECTRIFICADORA DEL CHOCO

- Características del Mercado

La composición del mercado de esta empresa, es principalmente residencial. El 75% de la demanda de energía es consumida por este sector, siendo el estrato predominante el II (Bajo), que absorbe el 66% del 75% de la energía anotada. Lo anterior caracteriza la debilidad del mercado de la electrificadora, siendo la diferencia entre el CIPLP a nivel de distribución y la tarifa media de venta al usuario final del 37% en el año 2000 (la mayor diferencia que se presenta entre el grupo de filiales). El consumo medio por suscriptor del Estrato II es actualmente de 255.1 kWh/mes. No existen en esta empresa suscriptores clasificables en los Estratos IV, V y VI. La energía requerida por la electrificadora es comprada al nivel de 110 kV al sistema de EEPMM.

- Gastos

La empresa en el año 1990 muestra una relación porcentual de gastos con respecto a ventas de energía al usuario final, equivalente al 38.2%; estos gastos excluyen los egresos correspondientes a operación comercial. Los indicadores más relevantes en esta materia: Suscriptores/Trabajadores y Suscriptores/Personal Administrativo, se sitúan en 151 y 508 respectivamente, por debajo del promedio del grupo. Se fijó como meta de proyección un crecimiento anual promedio de los gastos de un 20%, en el período 1990-2000, siendo la inflación media del período del 17% y la tasa de crecimiento de la demanda del 5.6%. Esta meta equivale a reducir la relación Gastos/Ventas, hasta alcanzar la cifra del 25% en 1995 y del 22% en el año 2000. El crecimiento en los gastos implica una reducción y/o readecuación de la planta actual, a fin de que la empresa pueda cubrir adecuadamente la demanda adicional de su sistema.

- Recaudos por Ventas

En la actualidad la cartera morosa de los usuarios es importante. El porcentaje de cuentas por cobrar a los consumidores es del 37%. Esta cifra incluye tanto la cartera corriente como la vencida. En la proyección se fija una meta del 17% para el año 1995.

- Pagos de Energía

La meta en lo referente a pagos por compra de energía y potencia al sistema interconectado es del 100% a partir del año 1991. La deuda en libros de la empresa por concepto de compra de energía, es de 167 millones de pesos en 1990.

- Pérdidas de Energía

El índice de pérdidas de la empresa se encuentra en el 15.9% en

el año 1990. La meta de proyección establece la permanencia en un índice del 15.9% para el año 2000.

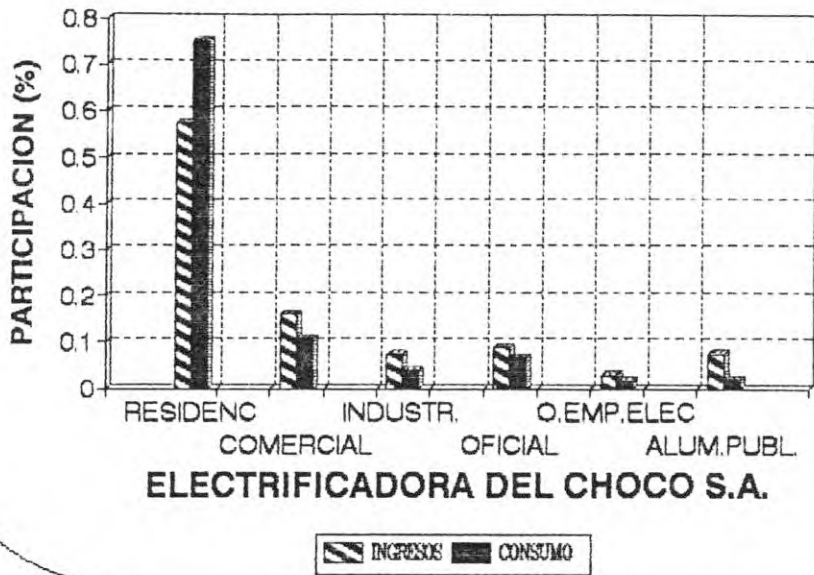
- Subsidios

Los subsidios necesarios son crecientes con el tiempo, a medida que las transferencias vía compra se van reduciendo, hasta desaparecer. Se aprecia una distorsión entre el CIPLP a nivel de distribución de la electrificadora y el nivel de inversiones previsto por la misma. Se asumió un costo de 31.0 \$/kWh para la estimación inicial. Debe resaltarse que la relación entre el valor presente de los subsidios explícitos y la inversión es del 229.2%. La asignación de subsidios para fines diferentes a inversión se debe en alto grado a que los ingresos de explotación no alcanzan a cubrir la totalidad de las compras de energía.

- Inversión

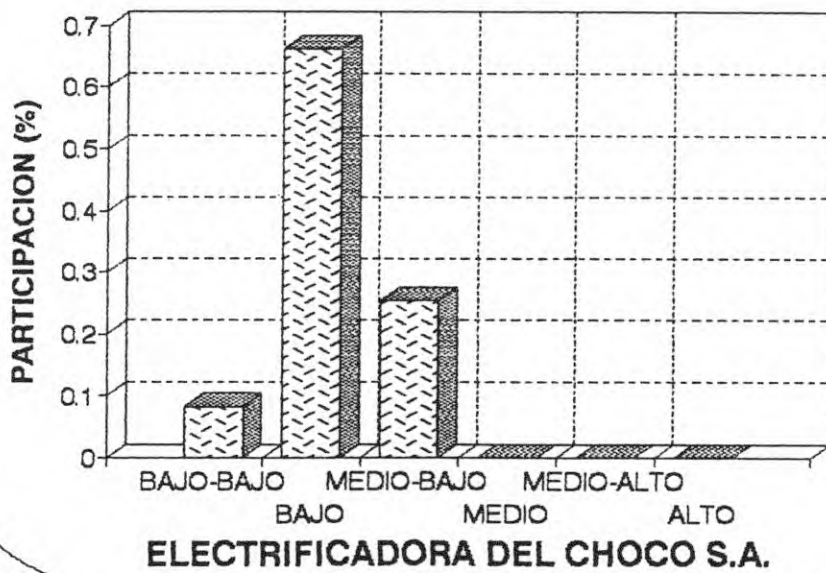
La relación entre el valor presente neto de las inversiones (en conjunto con los gastos operativos y de mantenimiento) y el valor presente de los kWh vendidos es de 5.47 \$/kWh. Las inversiones de la empresa son muy reducidas tanto en los años históricos como en el primer quinquenio de la proyección.

PARTICIPACION SECTORIAL EN EL MERCADO
INGRESOS Y CONSUMO - 1990



ELECTRIFICADORA DEL CHOCO S.A.

SECTOR RESIDENCIAL
PARTICIPACION POR ESTRATOS



ELECTRIFICADORA DEL CHOCO S.A.

CALCULO DE SUBSIDIOS

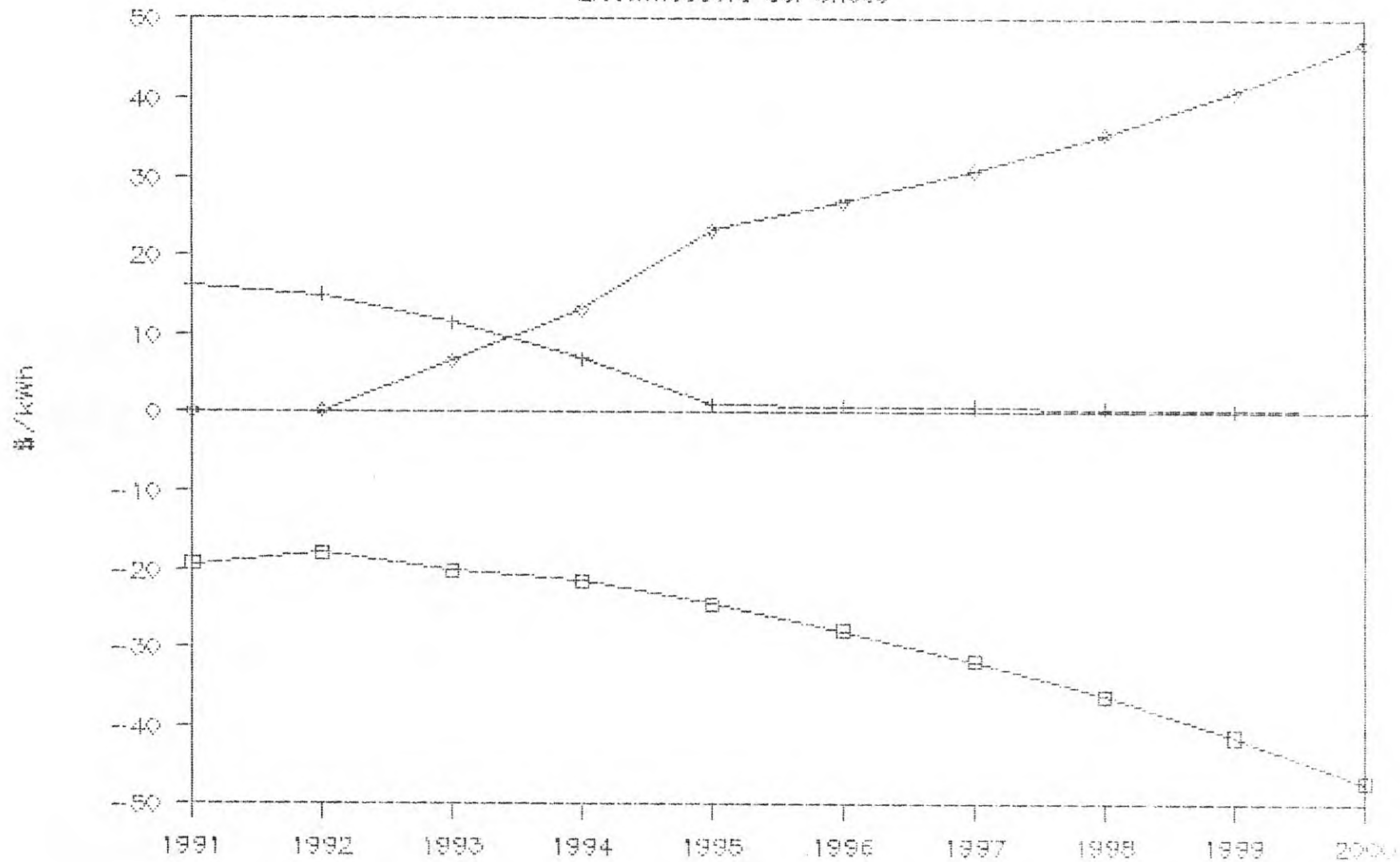
Choco	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
CIPLPele	37.60	44.37	51.47	58.68	66.89	76.26	86.93	99.10	112.98	128.79
Tventa	18.26	26.41	31.24	37.21	42.42	48.36	55.13	62.85	71.64	81.67
CIPLPeome	16.44	19.39	22.50	25.65	29.24	33.33	38.00	43.32	49.38	56.30
CIPLPeomp	52.40	61.83	71.72	81.76	93.21	106.26	121.13	138.09	157.42	179.46
CIPLPeom	28.05	33.55	38.25	43.63	50.23	57.13	65.22	74.45	84.23	95.90
Tcompra	9.47	13.13	17.51	22.55	28.65	32.80	37.54	42.97	49.18	56.30
Tcompra	10.27	24.24	42.17	64.10	91.34	104.56	119.68	136.99	156.79	179.46
Tcompra	11.75	18.68	26.77	36.64	49.22	56.22	64.44	73.85	83.89	95.90
Gaom	3.72	4.42	5.27	6.18	7.03	8.34	9.58	11.02	12.67	14.58
fc	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44
Sv	1641	1540	1808	1996	2408	2972	3617	4385	5411	6551
Sc	1645	1516	1220	772	118	116	106	86	52	0
So	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GWh propia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MW compra	22	23	23	24	26	28	30	32	34	36
GWh compra	101	102	106	111	117	127	135	144	156	165
GWh venta	85	86	89	93	98	107	114	121	131	139
GWh co	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SUBSIDIO	0	24	588	1224	2290	2856	3512	4300	5359	6551
\$/kWh Subsidio	0.00	0.28	6.58	13.16	23.28	26.81	30.87	35.54	40.94	47.12

GLOSARIO DE TERMINOS

Chocó	\$/kWh
CIPLPele	Costo Incremental Promedio Ventas
Tventa	Tarifa Media Venta Usuario Final
CIPLPepme	Costo Incremental Promedio Compra Energia
CIPLPepmp	Costo Incremental Promedio Compra Potencia
CIPLPeepm	Costo Incremental Promedio Compra Equivalente
Tcomprae	Tarifa Media Compra Energia
Tcomprap	Tarifa Media Compra Potencia
Tecompra	Tarifa Media Compra Equivalente
Gaom	Gastos AOM Generación Hidráulica
fc	Factor de Carga
	Millones de Pesos Corrientes
Sv	Subsidio Ventas Usuario Final
Sc	Subsidio Compras Energia
Sg	Beneficio Generación Propia
GWh propia	Energía Generación Propia
MW compra	Potencia Comprada
GWh compra	Energía Comprada
GWh venta	Energía Vendida Usuario Final
GWh cp	Energía Consumo Propio
SUBSIDIO	Millones de Pesos Corrientes
\$/kWh Subsidio	

SUBSIDIOS

Electrificadora del Chocó



Subsidio Venta

+ Subsidio Compra

⊖ Subsidio Neto

ELECTRIFICADORA DEL CHOCO - CALCULO DE LA TARIFA MEDIA PONDERADA

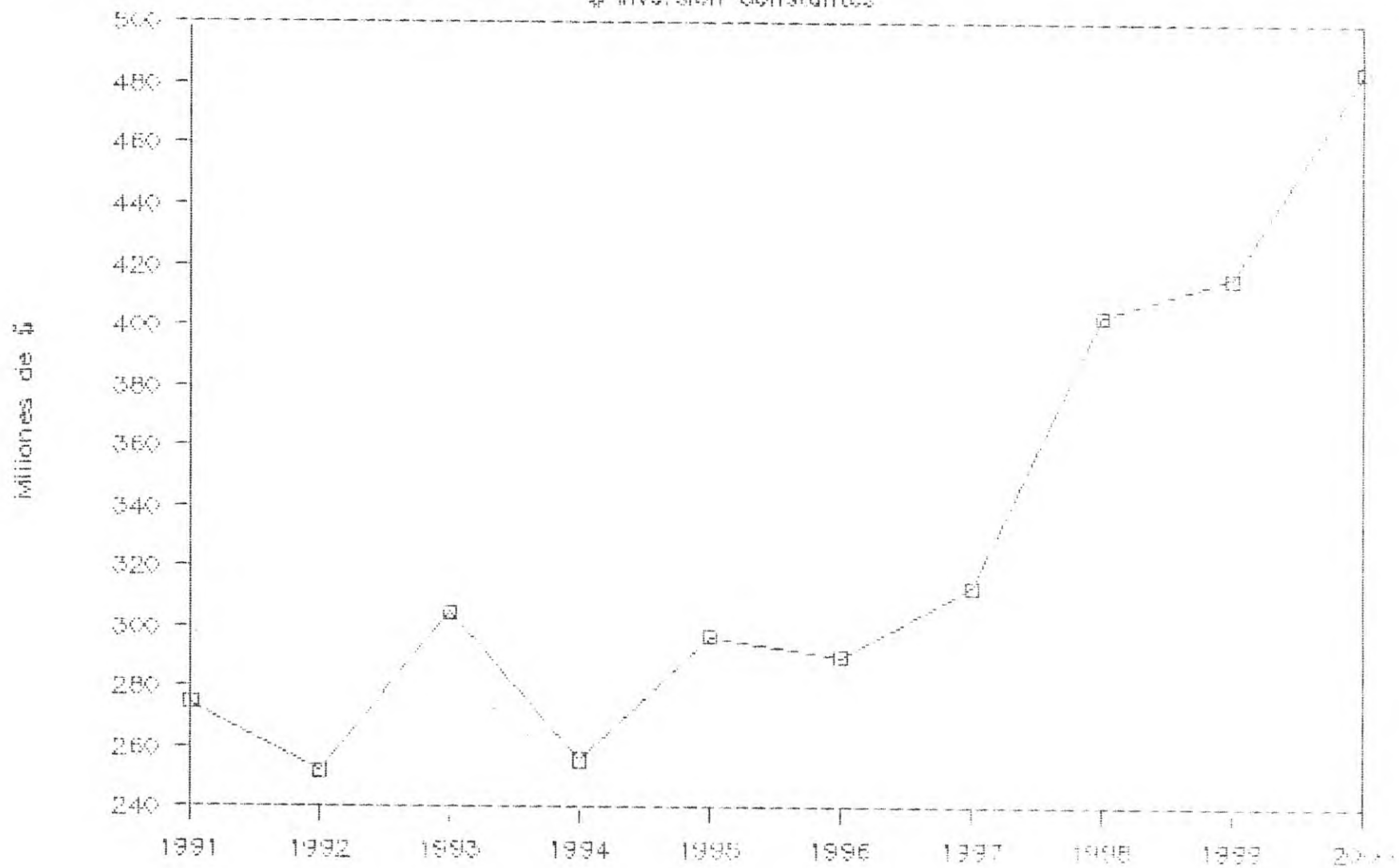
	1,990	1,991	1,992	1,993	1,994	1,995	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000
INDUSTRIAL											
T. MEDIA/1	27.53	33.68	40.12	46.98	54.06	62.21	71.57	82.33	94.71	108.93	125.29
T. MEDIA/2	27.53	33.68	40.88	48.75	57.08	65.07	74.18	84.57	96.40	109.90	125.29
CIPLPr	27.41	33.25	39.24	45.52	51.89	59.15	67.44	76.88	87.64	99.91	113.90
% CIPLPr /1	100.42%	101.28%	102.25%	103.22%	104.19%	105.16%	106.13%	107.09%	108.06%	109.03%	110.00%
% CIPLPr /2	100.42%	101.28%	104.19%	107.09%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%
COMERCIAL											
T. MEDIA/1	22.30	30.28	37.21	44.88	53.12	62.79	74.12	87.39	102.93	121.11	142.36
T. MEDIA/2	22.30	30.28	40.17	51.74	64.86	73.94	84.29	96.09	109.54	124.88	142.36
CIPLPr	31.15	37.79	44.59	51.72	58.96	67.22	76.63	87.36	99.58	113.53	129.42
% CIPLPr /1	71.58%	80.14%	83.45%	86.77%	90.09%	93.41%	96.73%	100.05%	103.36%	106.68%	110.00%
% CIPLPr /2	71.58%	80.14%	90.09%	100.05%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%
OFICIAL											
T. MEDIA/1	20.33	26.87	33.14	40.10	47.61	56.43	66.79	78.94	93.19	109.88	129.42
T. MEDIA/2	20.33	26.87	36.00	46.74	58.96	67.22	76.63	87.36	99.58	113.53	129.42
CIPLPr	31.15	37.79	44.59	51.72	58.96	67.22	76.63	87.36	99.58	113.53	129.42
% CIPLPr /1	65.25%	71.11%	74.32%	77.53%	80.74%	83.95%	87.16%	90.37%	93.58%	96.79%	100.00%
% CIPLPr /2	65.25%	71.11%	80.74%	90.37%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
RESIDENCIAL											
T. MEDIA/1	11.59	14.50	22.21	24.97	27.73	30.93	34.56	38.70	43.45	48.89	64.26
T. MEDIA/2	11.59	14.50	22.34	25.26	29.28	33.38	38.05	43.38	49.45	56.37	64.26
CIPLPr	31.15	37.79	44.59	51.72	58.96	67.22	76.63	87.36	99.58	113.53	129.42
% CIPLPr /1	37.19%	38.37%	49.82%	48.27%	47.03%	46.01%	45.11%	44.31%	43.64%	43.06%	49.65%
% CIPLPr /2	37.19%	38.37%	50.10%	48.84%	49.65%	49.65%	49.65%	49.65%	49.65%	49.65%	49.65%
ERESA											
T. MEDIA/1	26.88	29.81	36.22	43.23	50.67	59.33	69.44	81.21	94.91	110.86	129.42
T. MEDIA/2	26.88	29.81	38.31	48.08	58.96	67.22	76.63	87.36	99.58	113.53	129.42
CIPLPr	31.15	37.79	44.59	51.72	58.96	67.22	76.63	87.36	99.58	113.53	129.42
% CIPLPr /1	86.29%	78.89%	81.24%	83.58%	85.93%	88.27%	90.62%	92.96%	95.31%	97.65%	100.00%
% CIPLPr /2	86.29%	78.89%	85.93%	92.96%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
ALUMBRADO											
T. MEDIA/1	60.97	26.72	32.98	39.94	47.45	56.28	66.65	78.83	93.10	109.83	129.42
T. MEDIA/2	60.97	26.72	35.88	46.67	58.96	67.22	76.63	87.36	99.58	113.53	129.42
CIPLPr	31.15	37.79	44.59	51.72	58.96	67.22	76.63	87.36	99.58	113.53	129.42
% CIPLPr /1	195.71%	70.71%	73.97%	77.22%	80.48%	83.73%	86.98%	90.24%	93.49%	96.75%	100.00%
% CIPLPr /2	195.71%	70.71%	80.48%	90.24%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
TOTAL											
T. MEDIA/1	15.13	18.26	25.69	29.56	33.57	38.22	43.59	49.78	56.95	65.23	81.67
T. MEDIA/2	15.13	18.26	26.41	31.24	37.21	42.42	48.36	55.13	62.85	71.64	81.67
CIPLPr	31.00	37.60	44.37	51.47	58.68	66.89	76.26	86.93	99.10	112.98	128.79
% CIPLPr /1	48.81%	48.55%	57.91%	57.44%	57.21%	57.14%	57.16%	57.26%	57.46%	57.73%	63.41%
% CIPLPr /2	48.81%	48.55%	59.53%	60.69%	63.41%	63.41%	63.41%	63.41%	63.41%	63.41%	63.41%

1/ Se supuso que cada sector llegaría a su meta de costo en el año 2000

2/ Se supuso que cada sector llegaría a su meta de costo en el año 1994

ELECTRIFICADORA DEL CHOCO

\$ Inversión Constantes



11-Jul-91

CHOCO - BASE
PROYECCION-ESTADO DE RESULTADOS
(MILLONES DE PESOS)

DATOS MACRO. Y GRALES.	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
REAL	REAL	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
INFLACION EXTERNA	1.04	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
TASA DE INFLACION	1.26	1.32	1.22	1.19	1.16	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14
TASA DE DEVALUACION	1.29	1.31	1.15	1.13	1.11	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09
TASA DE CAMBIO PROMEDIO	382.6	502.2	610.2	696.2	779.5	857.8	935.8	1021.0	1113.9	1215.2	1325.8	1446.5
TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO	433.9	568.7	655.7	740.4	821.9	896.6	978.1	1067.1	1164.2	1270.2	1385.7	1511.8
TARI.MED.COMPR.A ENER.BLO.1	4.64	8.26	9.47	13.13	17.51	22.55	28.65	32.80	37.54	42.97	49.19	56.30
TARI.MED.COMPR.POTENCIA	0.00	0.00	0.00	0.00	14.34	20.44	55.92	63.75	78.74	89.76	102.32	116.65
COMPRA GWH EN BLOQUE 1	83	91	101	102	106	111	117	127	135	144	156	165
COMPRA MW-MES	0	21	22	23	23	24	26	28	30	32	34	36

VENTAS												

GWH VENTAS USUARIO FINAL	66	74	85	86	89	93	98	107	114	121	131	139
TOTAL UNIDADES VENDIDAS	66	74	95	96	89	93	98	107	114	121	131	139
TARIFA MED.USUARIO FINAL	11.54	15.37	18.26	26.41	31.24	37.21	42.42	48.36	55.13	62.85	71.64	81.67
TARIFA MED. POT. INTERC.	0.00	0.00	0.00	0.00	14.34	20.44	55.92	63.75	78.74	89.76	102.32	116.65
TARIFA MEDIA PROMEDIO	11.54	15.37	18.26	26.41	31.24	37.21	42.42	48.36	55.13	62.85	71.64	81.67
VENTAS USUARIO FINAL	764	1139	1549	2265	2792	3460	4174	5151	6271	7603	9377	11354
TOTAL VENTAS	764	1139	1549	2265	2792	3460	4174	5151	6271	7603	9377	11354
OTRS INGRESOS EXPLOTACION	21	23	28	33	38	43	49	56	64	73	83	95
TOT. INGRESOS EXPLOTACION	785	1.161	1.577	2.298	2.830	3.503	4.223	5.208	6.335	7.676	9.461	11.449

GASTOS DE EXPLOTACION												

COMPRA ENERGIA BLOQUE 1	44.8%	38.2%	35.5%	32.9%	30.3%	27.6%	25.0%	24.4%	23.8%	23.2%	22.6%	22.0%
DISTRIBUCION	381	558	956	1.339	2.195	2.990	4.826	5.963	7.471	9.091	11.180	13.561
MANTENIMIENTO	0	108	137	189	216	247	273	332	396	469	565	668
TRANSMISION	207	127	161	222	255	292	322	393	468	555	668	790
DEPREC.ACT.FIJIEN SERV.	0	2	3	4	5	5	6	7	8	10	12	14
FACTURACION Y COBRANZA	31	44	40	40	43	52	67	118	158	209	277	362
CUENTAS INCOBRABLES	61	74	94	129	148	170	187	228	272	322	388	459
GENERAL Y ADMINISTRACION	25	44	48	55	52	49	43	48	52	57	63	69
SUBSIDIOS	48	79	101	138	159	182	201	245	292	346	416	492
TOTAL GASTOS EXPLOTACION	0	0	0	(24)	(589)	(1.224)	(2.290)	(2.856)	(3.512)	(4.200)	(5.259)	(6.551)
TOTAL GASTOS EXPLOTACION	754	1.037	1.538	2.090	2.485	2.774	3.655	4.472	5.605	6.760	8.212	9.864
INGRESOS NETO EXPLOTACION	31	125	39	208	345	730	569	730	730	916	1.248	1.585
ING.(EGRES.)AJENOS EXP.	7	10	12	14	16	19	21	24	28	32	36	41
OTROS INGRESOS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOT.ING.(EGRS)AJENOS EXP.	7	10	12	14	16	19	21	24	28	32	36	41
UTILIDAD ANTE GTOS.FINANC.	38	175	51	222	362	748	590	754	758	948	1.284	1.626

GASTOS FINANCIEROS												

GTOS.FINANCIER.OPERACION	16	68	0	11	58	93	84	68	52	60	95	135
TOTAL GTOS.FINANCIEROS	16	68	0	11	58	93	84	68	52	60	95	135
UTILIDAD(PERDIDA)NETA	22	66	51	211	304	655	506	686	706	888	1.190	1.491

11-Jul-91

CHOCO - BASE
PROYECCION-ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS
(MILLONES DE PESOS)

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
FUENTES INTERNAS												
INGRESO NETO EXPLOTACION	31	125	39	209	345	730	569	730	730	916	1.248	1.585
TOT.ING.(EGRS)AJENOS EXP.	7	10	12	14	16	19	21	24	28	32	36	41
DEPREC.Y AMORT.DIFERIDOS	31	44	40	40	43	62	87	118	158	209	277	362
OTROS NO CAJA	6	18	22	26	31	36	42	49	56	65	76	88
TOTAL FUENTES INTERNAS	76	196	112	288	436	847	719	921	972	1.222	1.637	2.076
FUENTES EXTERNAS												
TRANSFERENCIAS	0	0	112	0	0	0	0	0	0	0	0	0
APORTES PARTICULARES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
REINVERSION DIVIDENDOS	0	0	59	46	190	273	589	456	617	635	799	1.071
DEPOSIT.FUT.SUSCRIP.ACCIONES	59	19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CREDITO INTERNO												
PRESTAMOS VIGENTES M.L.	104	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRESTAMOS FUTUROS M.L.	0	0	0	59	205	0	0	0	0	132	150	171
OTRAS FUENTES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OTRAS FTES (CAP.EMP. A ELE.)	204	153	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL FUENTES EXTERNAS	367	185	171	105	395	273	589	456	617	767	949	1.242
TOTAL FUENTES	443	381	284	393	831	1.120	1.308	1.377	1.589	1.989	2.586	3.318
APLICACIONES												
SERVICIO DEUDAS												
INTERESES CREDITO INTERNO												
INT.PRESTAMOS VIGENTES M.L.	12	67	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INT.PRESTAMOS FUTUROS M.L.	0	0	0	11	58	93	84	68	52	60	95	135
AMORT. CREDITO INTERNO												
AMORT.PRESTAMOS FUTUROS M.L.	0	0	0	0	0	10	44	44	44	44	44	56
TOTAL SERVICIO DEUDA	12	67	0	11	58	103	128	112	96	104	139	191
COSTOS CONSTRUCCION												
GTOS.FROS.CONSTRUCCION M.L.	0	0	0	11	58	0	0	0	0	24	74	128
INVERSION M.L.	258	294	333	350	448	484	640	713	879	1265	1442	1884
TOT.COSTO CONSTRUCCION	258	294	333	361	506	484	640	713	879	1289	1517	2012
OTRAS APLICACIONES												
OTRAS A	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIVIDENDOS DECLARADOS	0	0	59	46	190	273	589	456	617	635	799	1071
ESTUDIOS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INCREMENTO DISMIN)CAP.TRAB.	174	21	189	137	(84)	(36)	(278)	70	30	17	93	57
TOT.OTRAS APLICACIONES	174	21	248	182	106	237	312	526	647	652	892	1.128
TOTAL APLICACIONES	443	381	581	554	670	824	1.080	1.351	1.622	2.045	2.548	3.331
SUPERAVIT(DEFICIT)ANUAL	(0)	0	(297)	(161)	161	296	228	26	(33)	(56)	39	(13)
SUPERAVIT(DEFICIT)ACUM.	0	0	(297)	(458)	(297)	(1)	227	253	221	165	204	191

EMPRESA ANTIOQUEÑA DE ENERGÍA

- Características del Mercado

El mercado de esta empresa es en alta proporción residencial. El 75% de la energía suministrada al sistema es consumida por este sector. La composición del mercado residencial en cuanto a estratos, se concentra en los niveles Bajo y Medio-Bajo (Estratos II y III). En conjunto la tarifa alcanza el 86% del costo en el año 2000, de acuerdo con las metas fijadas en esta materia hasta el momento. La electrificadora es compradora mayoritaria de energía, la relación Compra/Venta es de 114.5% al final del período de proyección considerado. Aproximadamente un 50% de las compras se realizan al nivel de tensión de 115 kV y el 50% restante a niveles de 44 kV y 13.2 kV, todas al sistema de EEPPM. El consumo por suscriptor correspondiente al Estrato Medio-Bajo es aproximadamente de 332.1 kWh/mes.

- Gastos

La empresa en el año 1990 muestra una relación porcentual de gastos con respecto a ventas de energía al usuario final, equivalente al 30.6%; estos gastos excluyen los egresos correspondientes a operación comercial. Los indicadores más relevantes en esta materia: Suscriptores/Trabajadores y Suscriptores/Personal Administrativo, se sitúan en 221 y 947 respectivamente, dentro del promedio del grupo. Se fijó como meta de proyección un crecimiento anual promedio de los gastos de un 22%, en el período 1990-2000, siendo la inflación media del período del 17% y la tasa de crecimiento de la demanda del 4.3%. Esta meta equivale a reducir la relación de Gastos/Ventas, hasta alcanzar la cifra del 25% en 1995 y del 23% en el año 2000. El crecimiento en los gastos le permitirá a la empresa realizar un cubrimiento adecuado de la demanda adicional, sin efectuar recortes significativos en su estructura actual.

- Recaudos por Ventas

En la actualidad la cartera morosa de los usuarios se bastante baja. El porcentaje de cuentas por cobrar a los consumidores es del 19%. Esta cifra incluye tanto la cartera corriente como la vencida. En la proyección se fija una meta del 17% para el año 1995.

- Pagos de Energía

La meta en lo referente a pagos por compra de energía y potencia al sistema interconectado es del 100% a partir del año 1991. La deuda en libros de la empresa por concepto de compra de energía, es de 1,803 millones de pesos en 1990.

- Pérdidas de Energía

El índice de pérdidas de la empresa se encuentra en el 19.2% en

el año 1990. La meta de proyección establece un índice de 15.6% para el año 2000.

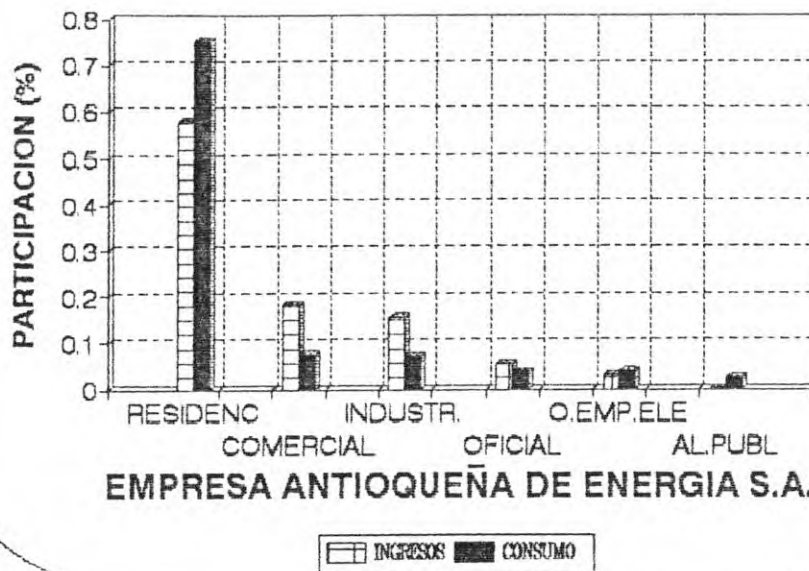
- Subsidios

El cálculo de los subsidios para esta empresa, arroja como resultado que éstos se requieran desde el año 1995. No obstante, se aprecia una distorsión entre el CIPLP a nivel de distribución de la electrificadora y el nivel de inversiones previsto por la misma. Se asumió un costo de 29.0 \$/kWh para propósitos de este ejercicio. El mantenimiento del nivel relativamente alto de inversiones de esta empresa, hace necesario el apoyo financiero de EEPPM, entidad ésta que ha propuesto montos de subsidios directos superiores a los presentados aquí, con el objeto de que la EADE alcance su equilibrio financiero. Debe resaltarse que la relación entre el valor presente de los subsidios, sin incluir los provenientes de EEPPM y la inversión es del 17.1%.

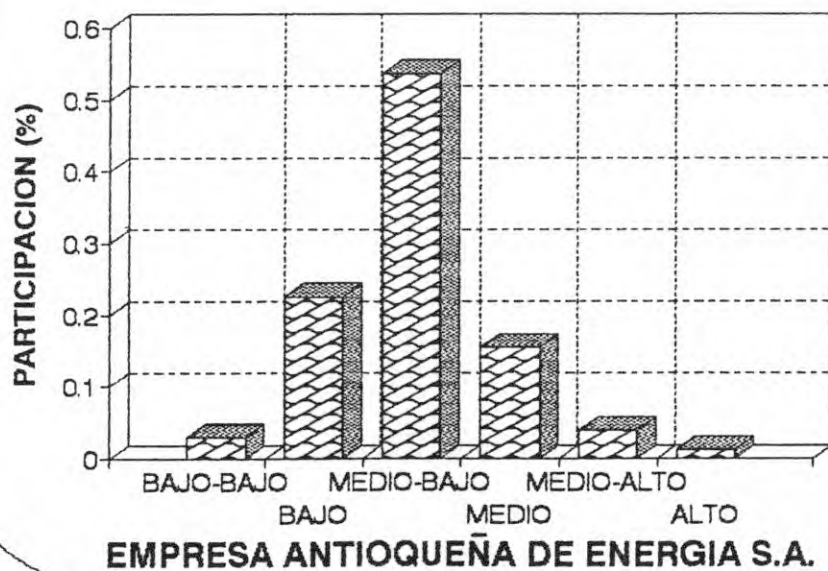
- Inversión

La relación entre el valor presente neto de las inversiones (en conjunto con los gastos operativos y de mantenimiento) y el valor presente de los kWh vendidos es de 6.80 \$/kWh. Los rubros más importantes se ejecutarán en electrificación rural y las subestaciones de Abejorral, Betulia y La Ceja.

PARTICIPACION SECTORIAL EN EL MERCADO
INGRESOS Y CONSUMO - 1990



SECTOR RESIDENCIAL
PARTICIPACION POR ESTRATOS



CALCULO DE SUBSIDIOS

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Antioquia										
CIPLPele	35.18	41.51	48.15	54.89	62.58	71.34	81.32	92.71	105.69	120.48
Iventa	19.97	30.32	36.09	44.08	51.38	60.33	69.14	79.35	90.68	103.81
CIPLPeome	16.65	19.66	22.82	26.03	29.69	33.83	38.56	43.94	50.08	57.07
CIPLPeomp	58.44	68.96	80.00	91.20	103.96	118.52	135.11	154.03	175.59	200.17
CIPLPeom	27.38	33.16	39.67	46.20	53.32	60.83	69.76	80.03	91.81	105.33
Tcompra	7.72	11.66	16.49	22.17	29.11	33.31	38.10	43.60	49.88	57.07
Tcompra	22.70	31.47	41.95	54.02	68.64	86.31	107.57	133.09	163.66	200.17
Tcompra	11.89	17.82	25.32	34.11	44.71	52.97	62.95	74.78	88.77	105.33
Gas	3.72	4.42	5.27	6.18	7.03	8.34	9.58	11.02	12.67	14.58
CIPLPb	25.90	30.56	35.45	40.41	46.07	52.52	59.87	68.25	77.81	88.70
Ivb	16.38	23.07	31.10	40.41	46.07	52.52	59.87	68.25	77.81	88.70
fc	0.62	0.58	0.54	0.52	0.50	0.50	0.49	0.49	0.48	0.47
Sv	18831	14049	15340	14135	15432	16119	18858	21844	25904	30330
Sc	22640	22635	21206	18284	13617	13285	12145	9868	5000	0
Sg	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sb	440	351	206	0	-0	-0	0	0	-0	0
GWh propia	60	61	71	74	82	73	73	73	73	73
GWh compra	1461	1476	1478	1513	1583	1689	1783	1880	1979	2082
MW compra	268	289	311	335	360	385	412	441	470	502
GWh venta	1238	1256	1272	1307	1378	1464	1548	1635	1726	1819
GWh cp	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GWh vb	46	47	47	49	51	55	58	61	64	68
SUBSIDIO	0	0	0	0	1815	2834	6713	11976	19904	30330
\$/kWh Subsidio	0.00	0.00	0.00	0.00	1.32	1.94	4.34	7.32	11.53	16.68

306.427 univars

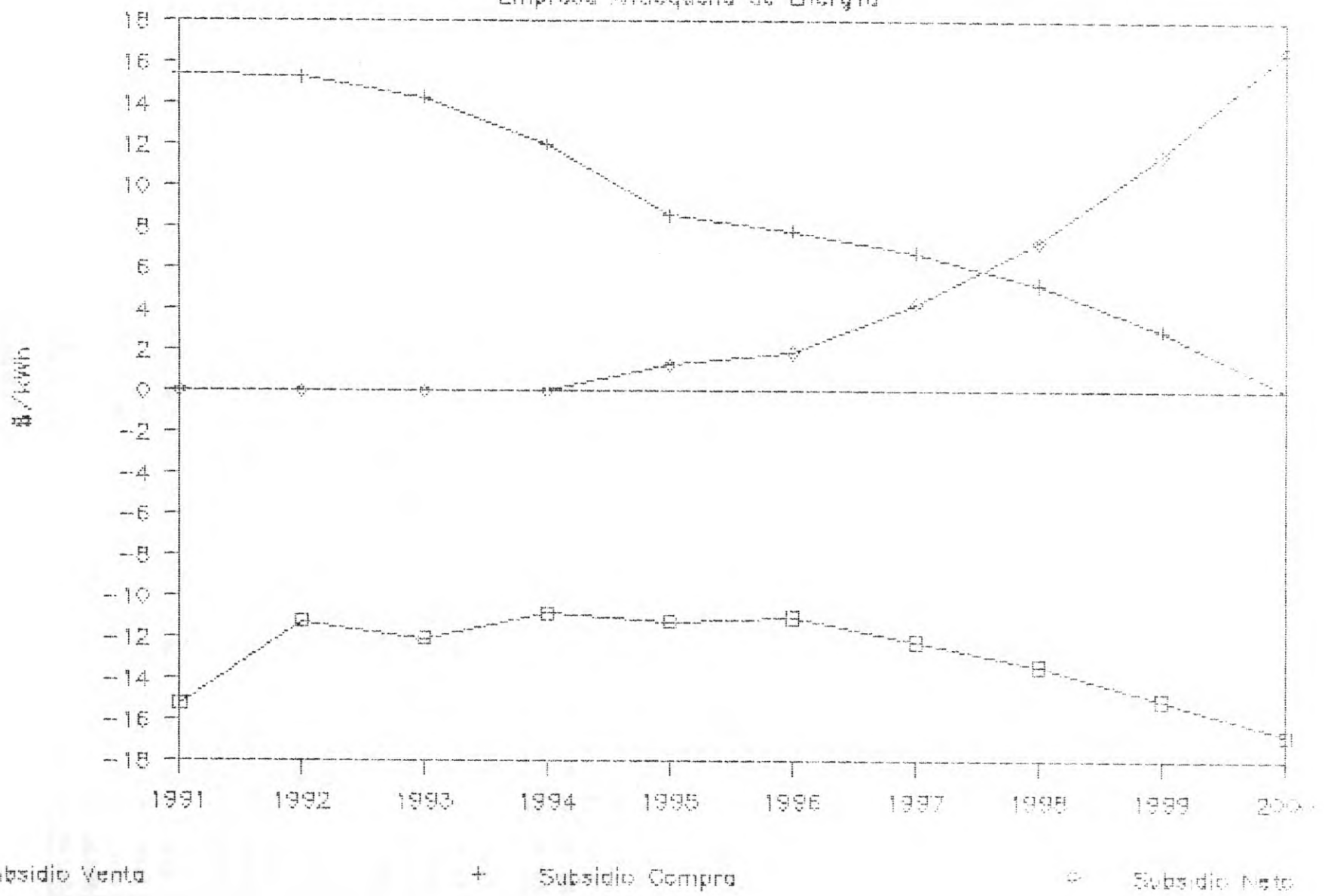
8500

GLOSARIO DE TERMINOS

Antioquia	\$/kWh
CIPLPele	Costo Incremental Promedio Ventas
Tventa	Tarifa Media Venta Usuario Final
CIPLPepme	Costo Incremental Promedio Compra Energia
CIPLPepmp	Costo Incremental Promedio Compra Potencia
CIPLPeepm	Costo Incremental Promedio Compra Equivalente
Tcomprae	Tarifa Media Compra Energia
Tcomprap	Tarifa Media Compra Potencia
Tecompra	Tarifa Media Compra Equivalente
Gaom	Gastos AOM Generación Hidráulica
CIPLPb	Costo Incremental Promedio Ventas Bloque
Tvb	Tarifa Media Venta Bloque
fc	Factor de Carga
	Millones de Pesos Corrientes
Sv	Subsidio Ventas Usuario Final
Sc	Subsidio Compras Energia
Sg	Beneficio Generación Propia
Sb	Subsidio Ventas Bloque
GWh propia	Energía Generación Propia
GWh compra	Energía Comprada
MW compra	Potencia Comprada
GWh venta	Energía Vendida Usuario Final
GWh cp	Energía Consumo Propio
GWh vb	Energía Vendida Bloque
SUBSIDIO	Millones de Pesos Corrientes
\$/kWh Subsidio	

SUBSIDIOS

Empresa Antioqueña de Energía



EMPRESA ANTIOQUENA DE ENERGIA - CALCULO DE LA TARIFA MEDIA PONDERADA

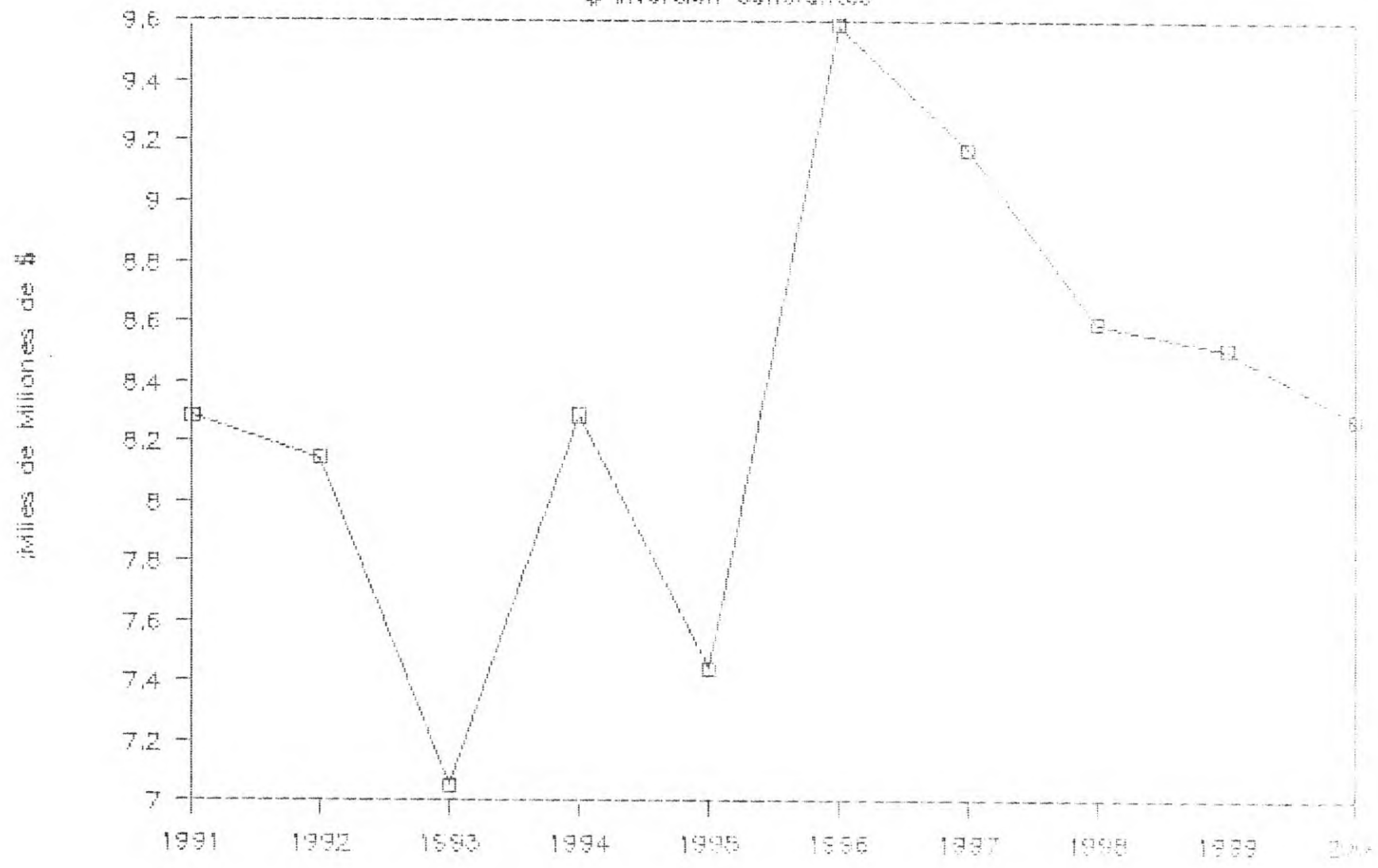
	1,990	1,991	1,992	1,993	1,994	1,995	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000
INDUSTRIAL											
T. MEDIA/1	30.75	35.75	42.58	49.86	57.37	66.00	75.93	87.35	100.47	115.55	132.89
T. MEDIA/2	30.75	35.75	43.38	51.72	60.54	69.02	78.68	89.70	102.26	116.57	132.89
CIPLPr	29.08	35.27	41.62	48.28	55.04	62.75	71.53	81.54	92.96	105.98	120.81
% CIPLPr /1	105.76%	101.34%	102.31%	103.27%	104.23%	105.19%	106.15%	107.11%	108.08%	109.04%	110.00%
% CIPLPr /2	105.76%	101.34%	104.23%	107.11%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%
COMERCIAL											
T. MEDIA/1	34.69	44.82	52.12	59.57	66.90	75.11	84.31	94.61	106.15	119.06	133.51
T. MEDIA/2	34.69	44.82	50.59	56.02	60.82	69.34	79.05	90.11	102.73	117.11	133.51
CIPLPr	29.21	35.44	41.81	48.50	55.30	63.04	71.86	81.92	93.39	106.47	121.37
% CIPLPr /1	118.74%	126.47%	124.64%	122.81%	120.98%	119.15%	117.32%	115.49%	113.66%	111.83%	110.00%
% CIPLPr /2	118.74%	126.47%	120.98%	115.49%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%
OFICIAL											
T. MEDIA/1	21.40	27.53	33.52	40.09	47.07	55.22	64.74	75.83	88.76	103.83	121.37
T. MEDIA/2	21.40	27.53	35.59	44.90	55.30	63.04	71.86	81.92	93.39	106.47	121.37
CIPLPr	29.21	35.44	41.81	48.50	55.30	63.04	71.86	81.92	93.39	106.47	121.37
% CIPLPr /1	73.24%	77.69%	80.17%	82.64%	85.12%	87.60%	90.08%	92.56%	95.04%	97.52%	100.00%
% CIPLPr /2	73.24%	77.69%	85.12%	92.56%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
RESIDENCIAL											
T. MEDIA/1	11.86	15.76	26.60	30.96	35.99	42.05	49.37	58.23	68.99	82.10	97.31
T. MEDIA/2	11.86	15.76	27.08	32.23	40.14	47.24	56.14	64.47	74.19	84.86	97.31
CIPLPr	29.21	35.44	41.81	48.50	55.30	63.04	71.86	81.92	93.39	106.47	121.37
% CIPLPr /1	40.60%	44.48%	63.62%	63.82%	65.09%	66.71%	68.70%	71.08%	73.88%	77.11%	80.18%
% CIPLPr /2	40.60%	44.48%	64.75%	66.45%	72.60%	74.95%	78.12%	78.70%	79.44%	79.71%	80.18%
BLOQUE											
T. MEDIA/1	11.10	16.38	20.99	26.28	32.17	39.18	47.53	57.45	69.21	83.15	99.63
T. MEDIA/2	11.10	16.38	24.32	34.01	45.39	51.74	58.99	67.24	76.66	87.39	99.63
CIPLPr	23.98	29.09	34.32	39.81	45.39	51.74	58.99	67.24	76.66	87.39	99.63
% CIPLPr /1	46.30%	56.30%	61.16%	66.01%	70.87%	75.72%	80.58%	85.43%	90.29%	95.14%	100.00%
% CIPLPr /2	46.30%	56.30%	70.87%	85.43%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
OTROS											
T. MEDIA/1	13.16	26.66	32.61	39.16	46.17	54.36	63.95	75.16	88.25	103.54	121.37
T. MEDIA/2	13.16	26.66	34.91	44.50	55.30	63.04	71.86	81.92	93.39	106.47	121.37
CIPLPr	29.21	35.44	41.81	48.50	55.30	63.04	71.86	81.92	93.39	106.47	121.37
% CIPLPr /1	45.04%	75.24%	77.99%	80.74%	83.49%	86.24%	88.99%	91.75%	94.50%	97.25%	100.00%
% CIPLPr /2	45.04%	75.24%	83.49%	91.75%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
TOTAL											
T. MEDIA/1	14.20	19.97	29.79	34.73	40.24	46.78	54.56	63.86	74.99	88.35	103.81
T. MEDIA/2	14.20	19.97	30.32	36.09	44.08	51.38	60.33	69.14	79.35	90.68	103.81
CIPLPr	29.00	35.18	41.51	48.15	54.89	62.58	71.34	81.32	92.71	105.69	120.48
% CIPLPr /1	48.97%	56.77%	71.77%	72.12%	73.31%	74.76%	76.49%	78.53%	80.89%	83.59%	86.16%
% CIPLPr /2	48.97%	56.77%	73.04%	74.95%	80.30%	82.11%	84.57%	85.02%	85.59%	85.80%	86.16%

1/ Se supuso que cada sector llegaría a su meta de costo en el año 2000

2/ Se supuso que cada sector llegaría a su meta de costo en el año 1994

EMPRESA ANTIOQUEÑA DE ENERGIA

₡ Inversión Constantes



10-Jul-91

EADE - BASE
PROYECCION-ESTADO DE RESULTADOS
(MILLONES DE PESOS)

DATOS MACRO. Y GRALES.	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
REAL	REAL	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
INFLACION EXTERNA	1.04	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
TASA DE INFLACION	1.26	1.32	1.22	1.18	1.16	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14
TASA DE DEVALUACION	1.29	1.31	1.15	1.13	1.11	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09
TASA DE CAMBIO PROMEDIO	382.6	502.2	610.2	696.2	779.5	857.8	935.8	1021.0	1113.9	1215.2	1325.8	1446.5
TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO	433.9	568.7	655.7	740.4	821.9	896.6	978.1	1067.1	1164.2	1270.2	1385.7	1511.8
TARI.MED.COMPR.A ENER.BLO.1	4.64	6.44	7.72	11.66	16.49	22.17	29.11	33.31	38.10	43.60	49.88	57.07
TARI.MED.COMPR.POTENCIA	0.00	0.00	22.70	31.47	41.95	54.02	68.64	86.31	107.57	133.09	163.66	200.17
COMPR.A GWH EN BLOQUE 1	1295	1405	1461	1476	1478	1513	1583	1689	1783	1880	1979	2082
COMPR.A MW-MES	0	0	258	289	311	335	360	385	412	441	470	502
PERDIDAS - GWH -	210	282	283	281	277	279	286	298	308	318	326	336
ENERGIA DISPONIBLE GWH	1295	1470	1521	1537	1549	1587	1665	1762	1856	1954	2052	2155

VENTAS												

GWH VENTAS USUARIO FINAL	1.085	1.189	1.238	1.256	1.272	1.307	1.378	1.464	1.548	1.635	1.726	1.819
TOTAL UNIDADES VENDIDAS	1.085	1.189	1.238	1.256	1.272	1.307	1.378	1.464	1.548	1.635	1.726	1.819
TARIFA MED.USUARIO FINAL	10.94	14.20	19.97	30.32	36.09	44.08	51.38	60.33	69.14	79.35	90.68	103.81
TARIFA MED. POT. INTERC.	0.00	0.00	22.70	31.47	41.95	54.02	68.64	86.31	107.57	133.09	163.66	200.17
TARIFA MEDIA PROMEDIO	10.94	14.20	19.97	30.32	36.09	44.08	51.38	60.33	69.14	79.35	90.68	103.81
VENTAS USUARIO FINAL	11.867	16.879	24.729	38.070	45.906	57.633	70.818	88.353	107.013	129.745	156.507	188.821
TOTAL VENTAS	11.867	16.879	24.729	38.070	45.906	57.633	70.818	88.353	107.013	129.745	156.507	188.821
OTRS INGRESOS EXPLOTACION	439	603	667	814	960	1.114	1.270	1.448	1.650	1.881	2.145	2.445
TOT. INGRESOS EXPLOTACION	12.306	17.482	25.396	38.883	46.866	58.746	72.088	89.800	108.663	131.626	158.652	191.266

GASTOS DE EXPLOTACION												

GENERACION	30.8%	30.6%	27.1%	26.6%	26.0%	25.5%	25.0%	24.6%	24.2%	23.8%	23.4%	23.0%
COMPR.A ENER.GIA BLOQUE 1	104	138	168	234	286	352	425	521	624	744	884	1.048
DISTRIBUCION	6.201	9.050	17.374	26.302	37.431	51.604	70.764	89.465	112.222	140.618	175.697	219.305
TRANSMISION	807	1.084	1.412	1.968	2.407	2.959	3.576	4.377	5.242	6.256	7.429	8.812
DEPREC.ACT.FIJ.EN SERV.	654	879	1.162	1.620	1.981	2.435	2.943	3.602	4.314	5.149	6.114	7.252
FACTURACION Y COBRANZA	1.241	2.394	3.362	3.710	4.880	6.379	8.068	12.756	16.140	20.410	25.748	35.928
GENERAL Y ADMINISTRACION	618	837	1.142	1.592	1.947	2.393	2.892	3.540	4.240	5.060	6.008	7.127
SUBSIDIOS	1.473	2.231	2.812	3.920	4.794	5.892	7.122	8.716	10.440	12.460	14.795	17.549
	0	0	0	0	0	0	(1.815)	(2.834)	(6.713)	(11.976)	(19.904)	(30.330)
TOTAL GASTOS EXPLOTACION	11.097	16.613	27.432	39.347	53.727	72.014	93.976	120.142	146.509	178.722	216.771	266.691
INGRESOS NETO EXPLOTACION	1.210	869	(2.036)	(463)	(6.861)	(13.267)	(21.888)	(30.341)	(37.846)	(47.096)	(58.120)	(75.425)
ING.(EGRES.)AJENOS EXP.	376	571	526	579	536	700	770	847	932	1.025	1.128	1.240
OTROS EGRESOS	16	29	7	8	8	9	10	11	12	14	15	17
TOT.ING.(EGRS.)AJENOS EXP.	361	542	519	571	628	691	760	836	920	1.011	1.113	1.223
UTILIDAD ANTE STOS.FINANC.	1.571	1.411	(1.517)	108	(6.233)	(12.576)	(21.128)	(29.505)	(36.926)	(46.085)	(57.007)	(74.202)

GASTOS FINANCIEROS												

STOS.FINANCIER.OPERACION	194	212	463	482	1.235	1.473	1.834	1.631	1.430	1.186	1.046	989
TOTAL STOS.FINANCIEROS	194	212	463	482	1.235	1.473	1.834	1.631	1.430	1.186	1.046	989
UTILIDAD(PERDIDA)NETA	1.376	1.199	(1.980)	(374)	(7.468)	(14.049)	(22.962)	(31.136)	(38.356)	(47.271)	(58.053)	(75.191)

ELECTRIFICADORA DEL HUILA

- Características del Mercado

El 55% del mercado de esta electrificadora está compuesto por usuarios residenciales. Dentro de este 55%, el 38% de la energía es demandada por el Estrato II, seguido en importancia por los requerimientos de consumo de los Estratos III y IV en proporciones similares. La relación tarifa/costo llega a la cifra de 82% en el año 2000, considerándose como un mercado medio, desde el punto de vista de debilidad dentro del grupo ICEL. Los consumos por suscriptor para estos estratos son de 108.2 kWh/mes, 147.9 kWh/mes y 182.4 kWh/mes respectivamente. Aún cuando la empresa tiene participación en la generación de Prado, debe comprar ya sea al sistema o a la Electrificadora del Tolima (Administradora de la Central de Prado), prácticamente toda la energía que requiere.

- Gastos

La empresa en el año 1990 muestra una relación porcentual de gastos con respecto a ventas de energía al usuario final, equivalente al 34.6%; estos gastos excluyen los egresos correspondientes a operación comercial. Los indicadores más relevantes en esta materia: Suscriptores/Trabajadores y Suscriptores/Personal Administrativo, se sitúan en 208 y 1797 respectivamente, por encima del promedio del grupo. Se fijó como meta de proyección un crecimiento anual promedio de los gastos de un 18%, en el período 1990-2000, siendo la inflación media del período del 17% y la tasa de crecimiento de la demanda del 6.6%. Esta meta equivale a reducir la relación Gastos/Ventas, hasta alcanzar la cifra del 23% en 1995 y del 20% en el año 2000. El crecimiento en los gastos implica necesariamente algunas reducciones de la planta actual de la electrificadora, a fin de que la empresa pueda cubrir adecuadamente la demanda adicional de su sistema.

- Recaudos por Ventas

En la actualidad la cartera morosa de los usuarios es importante. El porcentaje de cuentas por cobrar a los consumidores es del 26%. Esta cifra incluye tanto la cartera corriente como la vencida. En la proyección se fija una meta del 17% para el año 1995. La empresa requiere para el cumplimiento de la meta, de esfuerzos adicionales en la materia.

- Pagos de Energía

La meta en lo referente a pagos por compra de energía y potencia al sistema interconectado es del 100% a partir del año 1991. La deuda en libros de la empresa por concepto de compra de energía, es de 3.047 millones de pesos en 1990.

- Pérdidas de Energía

El índice de pérdidas de la empresa se encuentra en el 18.5% en el año 1990. La meta de proyección establece un índice del 16.8% para el año 2000.

- Subsidios

Los subsidios necesarios son crecientes con el tiempo, a medida que las transferencias vía compra se van reduciendo, hasta desaparecer. Debe resaltarse que la relación entre el valor presente de los subsidios explícitos y la inversión es del 73.8%.

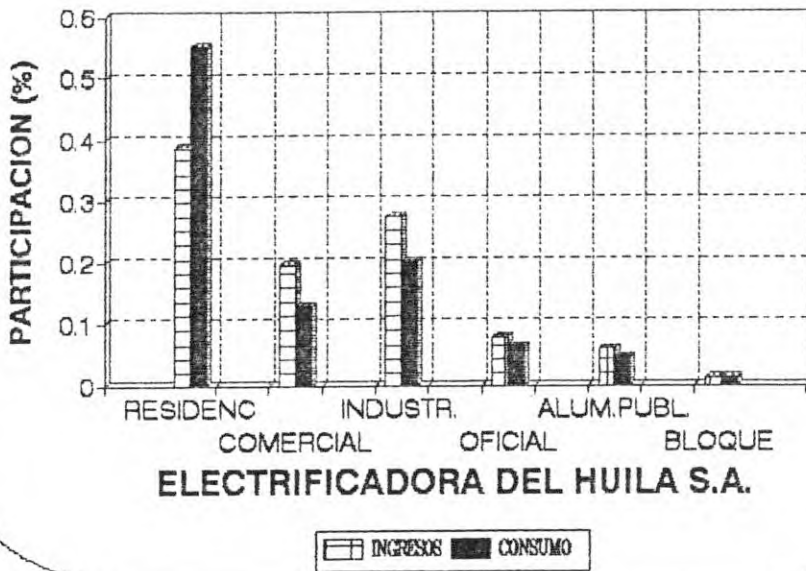
- Inversión

La inversión de la empresa está concentrada en el período 1991-1995 en la construcción de las líneas de subtransmisión Betania-El Hobo, El Hobo-Altamira y Altamira-Pitalito y proyectos complementarios. La relación entre el valor presente neto de las inversiones (en conjunto con los gastos operativos y de mantenimiento) y el valor presente de los kWh vendidos es de 6.28 \$/kWh.

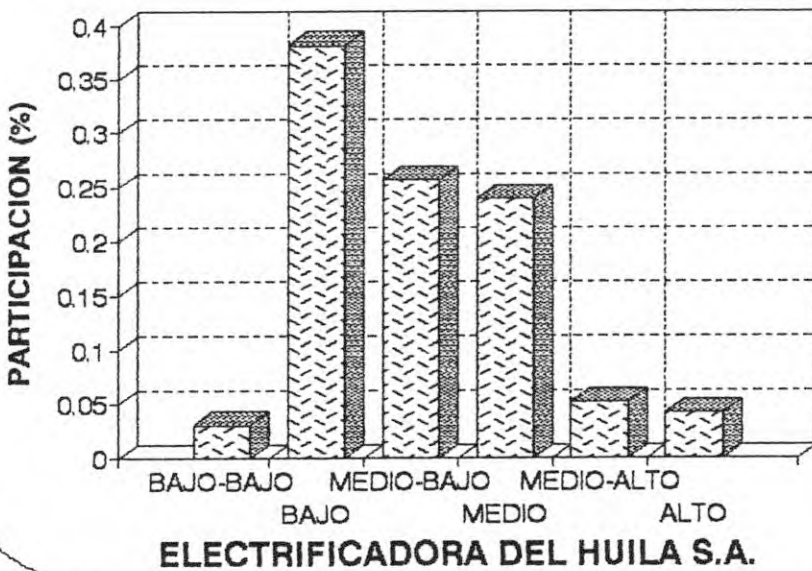
- Deudas por Compra de Energía

El tratamiento dado a las deudas vencidas por compra de energía consistió en la refinanciación de 3,047 millones de pesos en 1991. El monto refinanciado se amortiza en 2 cuotas, la primera correspondiente a las 2/3 partes de la cantidad refinanciada en 1991 y la segunda correspondiente a la tercera parte restante, en 1993, condonando la generación de nuevos intereses sobre la deuda. La modalidad obedece a que la empresa atiente actualmente el servicio de deuda de una refinanciación anterior.

PARTICIPACION SECTORIAL EN EL MERCADO
 INGRESOS Y CONSUMO - 1990



SECTOR RESIDENCIAL
 PARTICIPACION POR ESTRATOS



CALCULO DE SUBSIDIOS

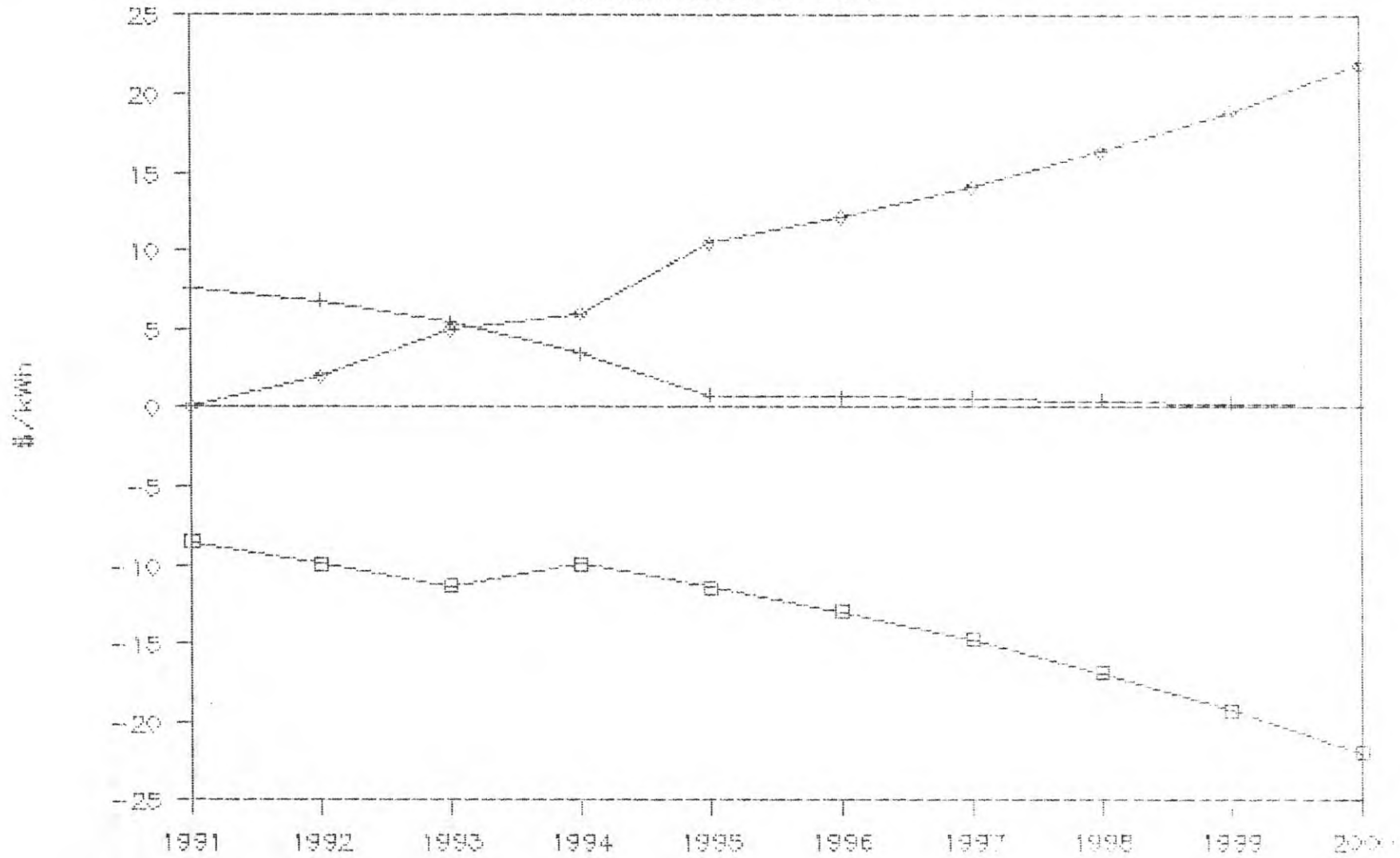
Muils	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
CIPLPele	35.04	41.34	47.96	54.67	62.33	71.05	81.00	92.34	105.27	120.00
Tventa	26.52	31.42	36.65	44.69	50.94	58.07	66.21	75.47	86.04	98.09
CIPLPisae	15.17	17.90	20.76	23.67	26.98	30.76	35.06	39.97	45.57	51.94
CIPLPisao	40.75	48.08	55.77	63.58	72.48	82.63	94.20	107.38	122.42	139.56
CIPLPeisa	22.30	26.17	30.29	34.29	38.92	44.16	49.83	56.81	64.82	73.97
Tcompra	9.91	13.17	16.97	21.27	26.44	30.26	34.64	39.65	45.38	51.94
Tcompra	27.36	35.99	46.05	57.40	71.03	81.31	93.07	106.53	121.93	139.56
Tcompra	14.70	19.36	24.85	30.87	38.14	43.45	49.23	56.36	64.57	73.97
Gaom	3.72	4.42	5.27	6.18	7.03	8.34	9.58	11.02	12.67	14.58
CIPLPb	23.39	27.60	32.01	36.49	41.60	47.43	54.07	61.64	70.26	80.10
Tvb	23.98	28.06	32.28	36.49	41.60	47.43	54.07	61.64	70.27	80.10
fc	0.65	0.66	0.67	0.68	0.69	0.70	0.73	0.73	0.73	0.72
Sv	2952	3677	4473	4228	5135	6248	7594	9229	11199	13562
Sc	3050	2932	2508	1690	408	396	359	290	176	0
So	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sb	-1	-1	-1	0	0	-0	-0	-0	-0	0
GWh propia	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
GWh compra	401	431	460	494	524	561	600	639	680	722
MW compra	70	74	79	83	86	91	94	100	107	114
GWh venta	347	371	396	424	451	481	514	547	582	619
GWh co	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GWh vb	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3
SUBSIDIO	0	744	1964	2538	4727	5851	7235	8939	11023	13562
\$/kWh Subsidio	0.00	2.01	4.96	5.99	10.49	12.16	14.09	16.34	18.93	21.91

GLOSARIO DE TERMINOS

Huila	\$/kWh
CIPLPele	Costo Incremental Promedio Ventas
Tventa	Tarifa Media Venta Usuario Final
CIPLPisae	Costo Incremental Promedio Compra Energia
CIPLPisap	Costo Incremental Promedio Compra Potencia
CIPLPeisa	Costo Incremental Promedio Compra Equivalente
Tcomprae	Tarifa Media Compra Energia
Tcomprap	Tarifa Media Compra Potencia
Tecompra	Tarifa Media Compra Equivalente
Gaom	Gastos AOM Generación Hidráulica
CIPLPb	Costo Incremental Promedio Ventas Bloque
Tvb	Tarifa Media Venta Bloque
fc	Factor de Carga
	Millones de Pesos Corrientes
Sv	Subsidio Ventas Usuario Final
Sc	Subsidio Compras Energia
Sg	Beneficio Generación Propia
Sb	Subsidio Ventas Bloque
GWh propia	Energía Generación Propia
GWh compra	Energía Comprada
MW compra	Potencia Comprada
GWh venta	Energía Vendida Usuario Final
GWh cp	Energía Consumo Propio
GWh vb	Energía Vendida Bloque
SUBSIDIO	Millones de Pesos Corrientes
\$/kWh Subsidio	

SUBSIDIOS

Electrificadora del Huila



Subsidio Venta

+ Subsidio Compra

◇ Subsidio Neto

ELECTRIFICADORA DEL HUILA - CALCULO DE LA TARIFA MEDIA PONDERADA

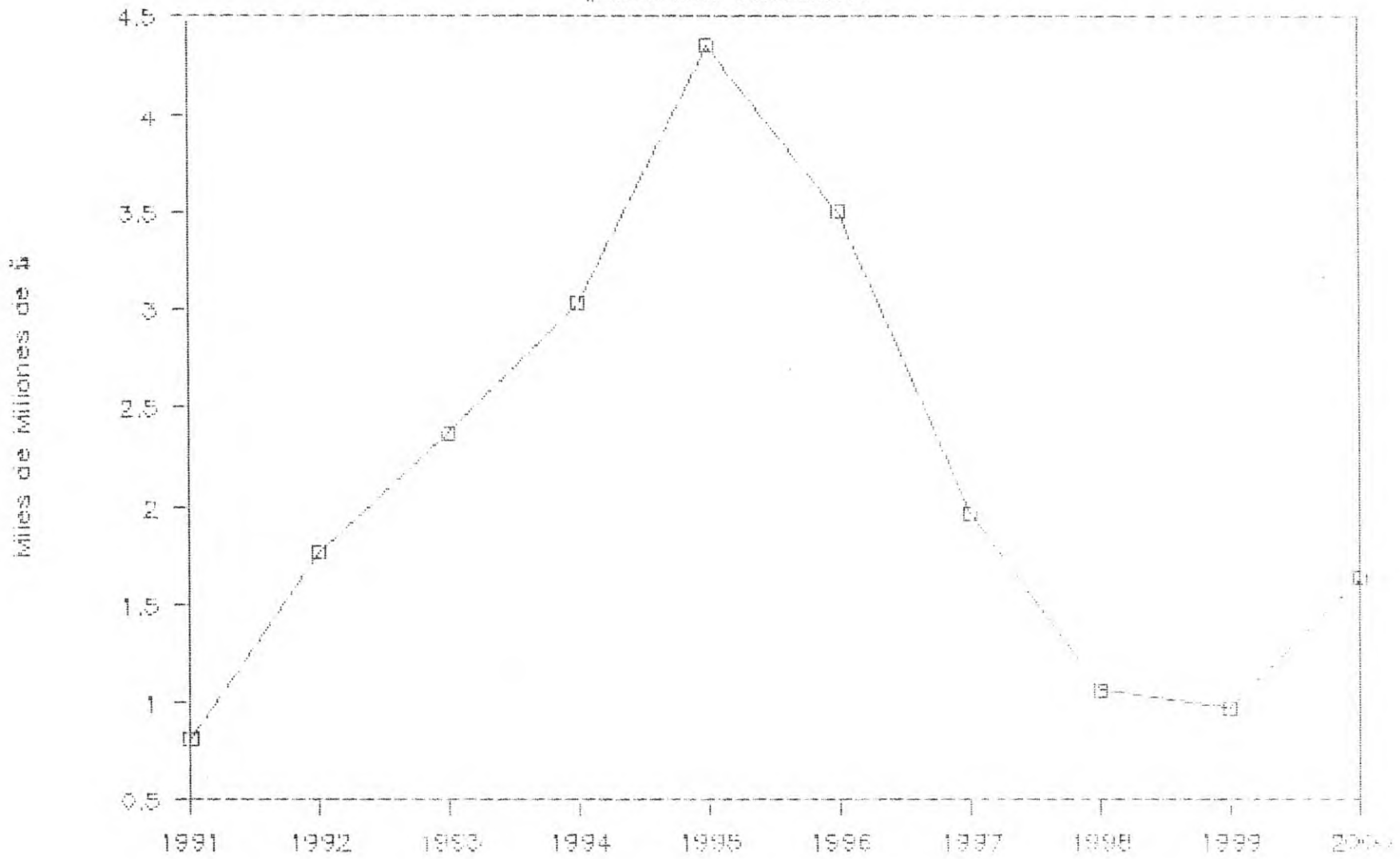
	1,990	1,991	1,992	1,993	1,994	1,995	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000
INDUSTRIAL											
T. MEDIA/1	28.27	35.11	41.30	47.76	54.28	61.68	70.09	79.65	90.51	102.85	116.87
T. MEDIA/2	28.27	35.11	41.04	47.16	53.24	60.70	69.20	78.88	89.93	102.52	116.87
CIPLPr	25.57	31.02	36.60	42.46	48.40	55.18	62.91	71.71	81.75	93.20	106.25
% CIPLPr/1	110.53%	113.20%	112.84%	112.49%	112.13%	111.78%	111.42%	111.07%	110.71%	110.36%	110.00%
% CIPLPr/2	110.53%	113.20%	112.13%	111.07%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%
COMERCIAL											
T. MEDIA/1	30.59	39.85	46.95	54.39	61.91	70.48	80.23	91.34	103.97	118.36	134.74
T. MEDIA/2	30.59	39.85	46.82	54.08	61.38	69.98	79.78	90.94	103.68	118.19	134.74
CIPLPr	29.48	35.76	42.20	48.95	55.80	63.62	72.52	82.68	94.25	107.45	122.49
% CIPLPr/1	103.77%	111.42%	111.26%	111.10%	110.95%	110.79%	110.63%	110.47%	110.32%	110.16%	110.00%
% CIPLPr/2	103.77%	111.42%	110.95%	110.47%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%
OFICIAL											
T. MEDIA/1	24.97	33.25	39.57	46.28	53.19	61.14	70.26	80.74	92.78	106.61	122.49
T. MEDIA/2	24.97	33.25	40.22	47.81	55.80	63.62	72.52	82.68	94.25	107.45	122.49
CIPLPr	29.48	35.76	42.20	48.95	55.80	63.62	72.52	82.68	94.25	107.45	122.49
% CIPLPr/1	84.68%	92.98%	93.76%	94.54%	95.32%	96.10%	96.88%	97.66%	98.44%	99.22%	100.00%
% CIPLPr/2	84.68%	92.98%	95.32%	97.66%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
RESIDENCIAL											
T. MEDIA/1	14.22	19.05	22.43	26.01	29.70	33.92	38.76	44.34	50.75	58.10	78.39
T. MEDIA/2	14.22	19.05	22.70	26.70	35.71	40.71	46.41	52.91	60.32	68.76	78.39
CIPLPr	29.48	35.76	42.20	48.95	55.80	63.62	72.52	82.68	94.25	107.45	122.49
% CIPLPr/1	48.23%	53.26%	53.16%	53.14%	53.22%	53.31%	53.44%	53.63%	53.85%	54.08%	63.99%
% CIPLPr/2	48.23%	53.26%	53.80%	54.54%	63.99%	63.99%	63.99%	63.99%	63.99%	63.99%	63.99%
BLOQUE											
T. MEDIA/1	20.28	23.98	28.22	32.64	37.11	42.19	47.96	54.52	61.98	70.47	80.10
T. MEDIA/2	20.28	23.98	28.06	32.28	36.49	41.60	47.43	54.07	61.64	70.27	80.10
CIPLPr	19.28	23.39	27.60	32.01	36.49	41.60	47.43	54.07	61.64	70.27	80.10
% CIPLPr/1	105.19%	102.53%	102.25%	101.97%	101.69%	101.41%	101.13%	100.84%	100.56%	100.28%	100.00%
% CIPLPr/2	105.19%	102.53%	101.69%	100.84%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
ALUMBRADO											
T. MEDIA/1	25.88	33.44	39.76	46.48	53.39	61.32	70.43	80.89	92.89	106.67	122.49
T. MEDIA/2	25.88	33.44	40.37	47.89	55.80	63.62	72.52	82.68	94.25	107.45	122.49
CIPLPr	29.48	35.76	42.20	48.95	55.80	63.62	72.52	82.68	94.25	107.45	122.49
% CIPLPr/1	87.80%	93.51%	94.23%	94.95%	95.67%	96.39%	97.12%	97.84%	98.56%	99.28%	100.00%
% CIPLPr/2	87.80%	93.51%	95.67%	97.84%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
TOTAL											
T. MEDIA/1	20.40	26.52	31.27	36.27	41.37	47.20	53.86	61.48	70.20	80.16	98.09
T. MEDIA/2	20.40	26.52	31.42	36.65	44.69	50.94	58.07	66.21	75.47	86.04	98.09
CIPLPr	28.88	35.04	41.34	47.96	54.67	62.33	71.05	81.00	92.34	105.27	120.00
% CIPLPr/1	70.63%	75.71%	75.65%	75.64%	75.68%	75.73%	75.80%	75.91%	76.03%	76.15%	81.74%
% CIPLPr/2	70.63%	75.71%	76.01%	76.42%	81.74%	81.74%	81.74%	81.74%	81.74%	81.74%	81.74%

1/ Se supuso que cada sector llegaría a su meta de costo en el año 2000

2/ Se supuso que cada sector llegaría a su meta de costo en el año 1994

ELECTRIFICADORA DEL HUILA

\$ Inversión Constantes



10-Jul-91

HUILA - BASE
PROYECCION-ESTADO DE RESULTADOS
(MILLONES DE PESOS)

DATOS MACRO. Y GRALES.	1989 REAL	1990 REAL	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
INFLACION EXTERNA	1.04	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
TASA DE INFLACION	1.26	1.32	1.22	1.18	1.16	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14
TASA DE DEVALUACION	1.29	1.31	1.15	1.13	1.11	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09
TASA DE CAMBIO PROMEDIO	382.6	502.2	610.2	696.2	779.5	857.8	935.8	1021.0	1113.9	1215.2	1325.8	1446.5
TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO	433.9	568.7	655.7	740.4	821.9	896.6	978.1	1067.1	1154.2	1270.2	1385.7	1511.8
TARI.MED.COMPR.A ENER.BLO.1	5.64	7.04	9.91	13.17	16.97	21.27	26.44	30.26	34.64	39.65	45.38	51.94
TARI.MED.COMPR.POTENCIA	15.24	19.96	27.36	35.99	46.05	57.40	71.03	81.31	93.07	106.53	121.93	139.56
COMPRA GWH EN BLOQUE 1	342	379	401	431	460	494	524	561	600	639	680	722
COMPRA MW-MES	52	56	70	74	79	83	86	91	94	100	107	114
PERDIDAS - GWH -	77	96	77	81	86	90	95	99	104	108	113	118
ENERGIA DISPONIBLE GWH	386	409	425	454	484	517	548	583	620	658	699	740

VENTAS												
GWH VENTAS USUARIO FINAL	311	317	347	371	396	424	451	481	514	547	582	619
GWH VENTAS EN BLOQUE 1	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3
TOTAL UNIDADES VENDIDAS	313	319	349	373	398	426	453	484	516	550	585	622
TARIFA MED.USUARIO FINAL	14.16	20.36	26.54	31.44	36.68	44.74	50.99	58.13	66.28	75.54	86.12	98.18
TARIFA MEDIA BLOQUE 1	9.27	12.33	23.98	28.06	32.28	36.49	41.60	47.43	54.07	61.64	70.27	80.10
TARIFA MED. POT. INTERC.	0.00	0.00	27.36	35.99	46.05	57.40	71.03	81.31	93.07	106.53	121.93	139.56
TARIFA MEDIA PROMEDIO	14.13	20.31	26.52	31.42	36.65	44.69	50.94	58.07	66.21	75.47	86.04	98.09
VENTAS USUARIO FINAL	4.402	6.444	9.199	11.654	14.513	18.958	22.982	27.981	34.040	41.313	50.143	60.759
VENTAS EN BLOQUE 1	17	25	50	62	75	89	106	127	152	182	218	261
TOTAL VENTAS	4.419	6.469	9.249	11.716	14.587	19.047	23.089	28.108	34.192	41.496	50.361	61.019
OTRS INGRESOS EXPLOTACION	280	440	537	634	736	838	956	1.090	1.242	1.416	1.614	1.840
TOT. INGRESOS EXPLOTACION	4.699	6.909	9.787	12.350	15.323	19.886	24.044	29.198	35.434	42.912	51.976	62.860

GASTOS DE EXPLOTACION												
GENERACION	37.5%	34.6%	32.3%	30.0%	27.6%	25.3%	23.0%	22.4%	21.8%	21.2%	20.6%	20.0%
COMPRA ENERGIA BLOQUE 1	112	120	159	187	215	258	284	336	398	470	554	652
DISTRIBUCION	2.610	3.950	5.900	8.339	11.439	15.244	20.000	24.368	29.523	35.990	43.931	53.393
TRANSMISION	516	684	911	1.071	1.231	1.473	1.622	1.923	2.276	2.687	3.169	3.728
DEPREC.ACT.FIJ.EN SERV.	125	131	174	204	235	281	309	367	434	513	605	711
FACTURACION Y COBRANZA	76	139	144	171	212	262	325	396	479	551	639	725
GENERAL Y ADMINISTRACION	255	250	333	392	450	539	593	704	833	983	1.160	1.364
SUBSIDIOS	641	1.045	1.392	1.637	1.880	2.250	2.478	2.938	3.479	4.106	4.842	5.696
OTROS GASTOS EXPLOTACION	0	0	0	(744)	(1.964)	(2.538)	(4.727)	(5.951)	(7.235)	(8.939)	(11.023)	(13.562)
TOTAL GASTOS EXPLOTACION	0	0	279	437	407	422	557	555	945	1.419	1.758	1.693
INGRESOS NETO EXPLOTACION	4.335	6.219	9.292	11.695	14.105	18.191	21.441	26.325	31.932	38.780	46.834	58.881
ING.(EGRES.)AJENOS EXP.	364	691	494	655	1.218	1.695	2.603	2.874	3.503	4.132	5.141	6.979
OTROS INGRESOS	264	262	318	377	437	498	568	647	738	841	959	1.093
OTROS EGRESOS	(82)	69	150	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOT.ING.(EGRES)AJENOS EXP.	346	193	169	377	437	498	568	647	738	841	959	1.093
UTILIDAD ANTE GTOS.FINANC.	710	884	663	1.031	1.655	2.193	3.171	3.521	4.240	4.973	6.100	8.072

GASTOS FINANCIEROS												
GTOS.FINANCIER.OPERACION	164	477	113	111	271	565	1.135	1.861	3.114	4.161	4.635	3.523
TOTAL GTOS.FINANCIEROS	164	477	113	111	271	565	1.135	1.861	3.114	4.161	4.635	3.523
UTILIDAD(PERDIDA)NETA	546	407	550	920	1.384	1.628	2.036	1.660	1.127	812	1.465	4.549

10-Jul-91

HUILA - BASE
PROYECCION-ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS
(MILLONES DE PESOS)

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
	REAL	REAL	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
FUENTES INTERNAS												
INGRESO NETO EXPLOTACION	364	691	494	655	1.218	1.695	2.603	2.874	3.503	4.132	5.141	6.979
TOT.ING.(EGRS)AJENOS EXP.	346	193	169	377	437	498	568	647	738	841	959	1.093
DEPREC.Y AMORT.DIFERIDOS	76	139	144	171	212	262	325	386	479	551	639	725
OTROS NO CAJA	654	640	781	922	1.069	1.219	1.390	1.584	1.806	2.059	2.347	2.676
TOTAL FUENTES INTERNAS	1.440	1.663	1.588	2.125	2.936	3.674	4.886	6.091	7.325	8.583	10.286	12.953
FUENTES EXTERNAS												
APORTES PRESUP. WAL.	0	0	79	0	0	0	0	0	0	0	0	0
APORTES PARTICULARES	15	554	862	778	1.111	2.080	2.950	2.724	1.246	1.308	1.491	1.700
REINVERSION DIVIDENDOS	2.031	0	366	495	414	623	733	916	747	507	365	659
DEPOSIT.FUT.SUSCRIP.ACCIONES	0	2.060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CREDITO INTERNO												
PRESTAMOS VIGENTES M.L.	145	192	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRESTAMOS FUTUROS M.L.	0	0	431	847	1.659	2.313	3.967	4.116	3.380	0	0	0
OTRAS FUENTES	(336)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FINANC.COPEL/ICEL DEUDA L.P.	0	0	3.047	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL FUENTES EXTERNAS	1.856	2.805	4.785	2.120	3.184	5.016	7.650	7.756	5.373	1.815	1.856	2.359
TOTAL FUENTES	3.295	4.469	6.374	4.245	6.120	8.691	12.536	13.847	12.698	10.398	12.142	15.312
APLICACIONES												
SERVICIO DEUDAS												
INTERESES CREDITO INTERNO												
INT.PRESTAMOS VIGENTES M.L.	149	79	113	111	94	70	47	26	11	0	0	0
INT.PRESTAMOS FUTUROS M.L.	0	0	0	(10)	177	495	1.088	1.835	3.103	4.161	4.635	3.523
AMORT. CREDITO INTERNO												
AMORT.PRESTAMOS VIGENTES M.L.	84	74	75	68	93	93	83	69	54	0	0	0
AMORT.PRESTAMOS FUTUROS M.L.	0	0	0	0	72	213	489	875	1.536	2.222	2.053	1.911
TOTAL SERVICIO DEUDA	233	153	188	179	436	871	1.707	2.805	4.704	6.383	6.688	5.434
COSTOS CONSTRUCCION												
GTOS.FROS.CONSTRUCCION M.L.	10	3	0	177	347	680	948	1.627	1.688	1.386	0	0
INVERSION M.L.	1.331	1.065	979	2.347	3.592	5.058	8.447	6.986	3.821	2.011	3.554	6.796
TOT.COSTO CONSTRUCCION	1.341	1.068	979	2.524	3.939	5.738	9.395	8.613	5.509	3.397	3.554	6.796
OTRAS APLICACIONES												
OTROS USOS	314	272	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIVIDENDOS DECLARADOS	0	0	366	495	828	1.245	1.465	1.833	1.494	1.014	731	1.318
ESTUDIOS	(14)	(17)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INCREMENTO DISMINUCION TRAB.	209	837	1.602	13	(12)	107	(452)	975	1.282	1.126	974	1.128
INVERSIONES EN EL SECTOR	75	2.157	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PAGOS A ISA/ICEL	24	0	2.912	1.058	1.016	0	0	0	0	0	0	0
DEPOSIT.FUT.SUSCRIP.ACCIONES	1.153	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOT.OTRAS APLICACIONES	1.721	3.248	4.879	1.566	1.832	1.352	1.014	2.808	2.776	2.140	1.705	2.446
TOTAL APLICACIONES	3.295	4.469	6.046	4.269	6.206	7.960	12.116	14.225	12.988	11.920	11.947	14.676
SUPERAVIT(DEFICIT)ANUAL												
SUPERAVIT(DEFICIT)ANUAL	0	0	327	(24)	(86)	730	420	(378)	(290)	(1.522)	195	636
SUPERAVIT(DEFICIT)ACUM.	0	0	327	303	217	947	1.367	990	700	(823)	(627)	9

ELECTRIFICADORA DEL META

- Características del Mercado

El sector predominante de consumo para esta electrificadora es el residencial. Un 48% de la demanda vendida al usuario final es absorbida por este sector, dándose la mayor concentración de suscriptores en el Estrato Medio-Bajo (Estrato III). Este estrato, representa el 61% de la demanda residencial, con un consumo medio por usuario de 158.4 kWh/mes. Lo anterior determina el nivel de la tarifa media de venta con respecto al CIPLP a nivel de distribución, cifra que alcanza el 82% al final del período de proyección considerado.

- Gastos

La empresa en el año 1990 muestra una relación porcentual de gastos con respecto a ventas de energía al usuario final, equivalente al 23.7%; estos gastos excluyen los egresos correspondientes a operación comercial. Los indicadores más relevantes en esta materia: Suscriptores/Trabajadores y Suscriptores/Personal Administrativo, se sitúan en 278 y 1268 respectivamente, inferiores al promedio del grupo. Se fijó como meta de proyección un crecimiento anual promedio de los gastos de un 25%, en el período 1990-2000, siendo la inflación media del período del 17% y la tasa de crecimiento de la demanda del 6.6%. Esta meta equivale a reducir la relación Gastos/Ventas, hasta alcanzar la cifra del 23% en 1995 y del 21.5% en el año 2000. El crecimiento en los gastos le permitirá a la empresa realizar un cubrimiento adecuado de la demanda adicional, sin efectuar recortes en su estructura actual y facilitando por el contrario, la mejora en la prestación del servicio con respecto a la situación actual.

- Recaudos por Ventas

En la actualidad la cartera morosa de los usuarios es importante. El porcentaje de cuentas por cobrar a los consumidores es del 35%. Esta cifra incluye tanto la cartera corriente como la vencida. En la proyección se fija una meta del 17% para el año 1995.

- Pagos de Energía

La meta en lo referente a pagos por compra de energía y potencia al sistema interconectado es del 100% a partir del año 1991. La deuda en libros de la empresa por concepto de compra de energía, es de 1.790 millones de pesos en 1990.

- Pérdidas de Energía

El índice de pérdidas de la empresa se encuentra en el 18.6% en el año 1990. La meta de proyección establece un índice del 15.9% para el año 2000.

- Subsidios

Los subsidios necesarios son crecientes con el tiempo, a medida que las transferencias vía compra se van reduciendo, hasta desaparecer. Debe resaltarse que la relación entre el valor presente de los subsidios explícitos y la inversión es del 245.7%. La asignación de subsidios para fines diferentes a inversión se debe en alto grado a que los ingresos de explotación apenas alcanzan para cubrir las compras de energía, siendo muy pequeño el excedente que debe atender los restantes gastos operativos.

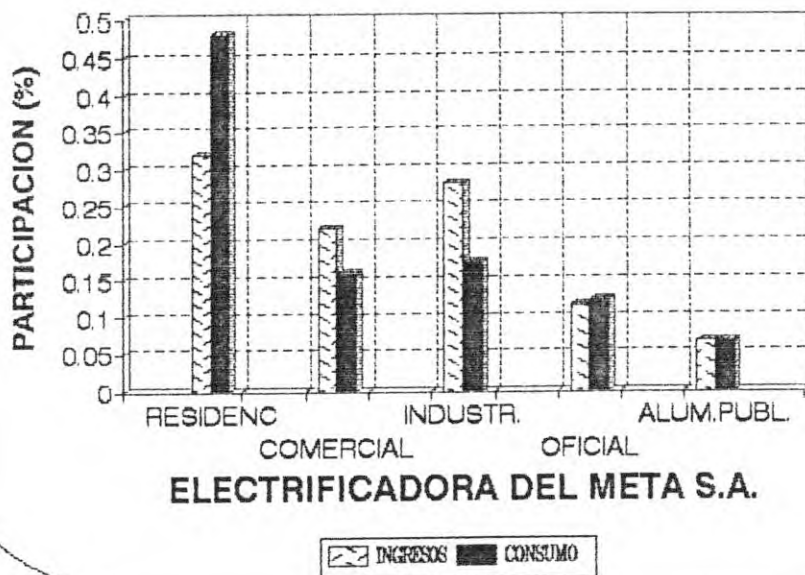
- Inversión

La inversión de la empresa es la más baja de todo el grupo de filiales. La relación entre el valor presente neto de las inversiones (en conjunto con los gastos operativos y de mantenimiento) y el valor presente de los kWh vendidos es de 3.57 \$/kWh.

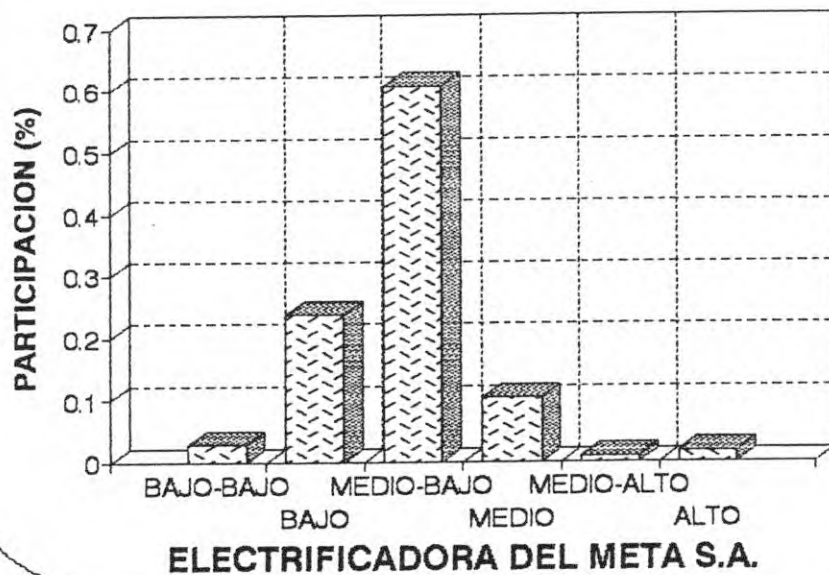
- Deudas por Compra de Energía

El tratamiento dado a las deudas vencidas por compra de energía consistió en la refinanciación de 2,663 millones de pesos en 1991. El monto refinanciado se amortiza en 5 cuotas iguales entre los años 1991 y 1995, condonando la generación de nuevos intereses sobre la deuda.

PARTICIPACION SECTORIAL EN EL MERCADO
 INGRESOS Y CONSUMO - 1990



SECTOR RESIDENCIAL
 PARTICIPACION POR ESTRATOS



CALCULO DE SUBSIDIOS

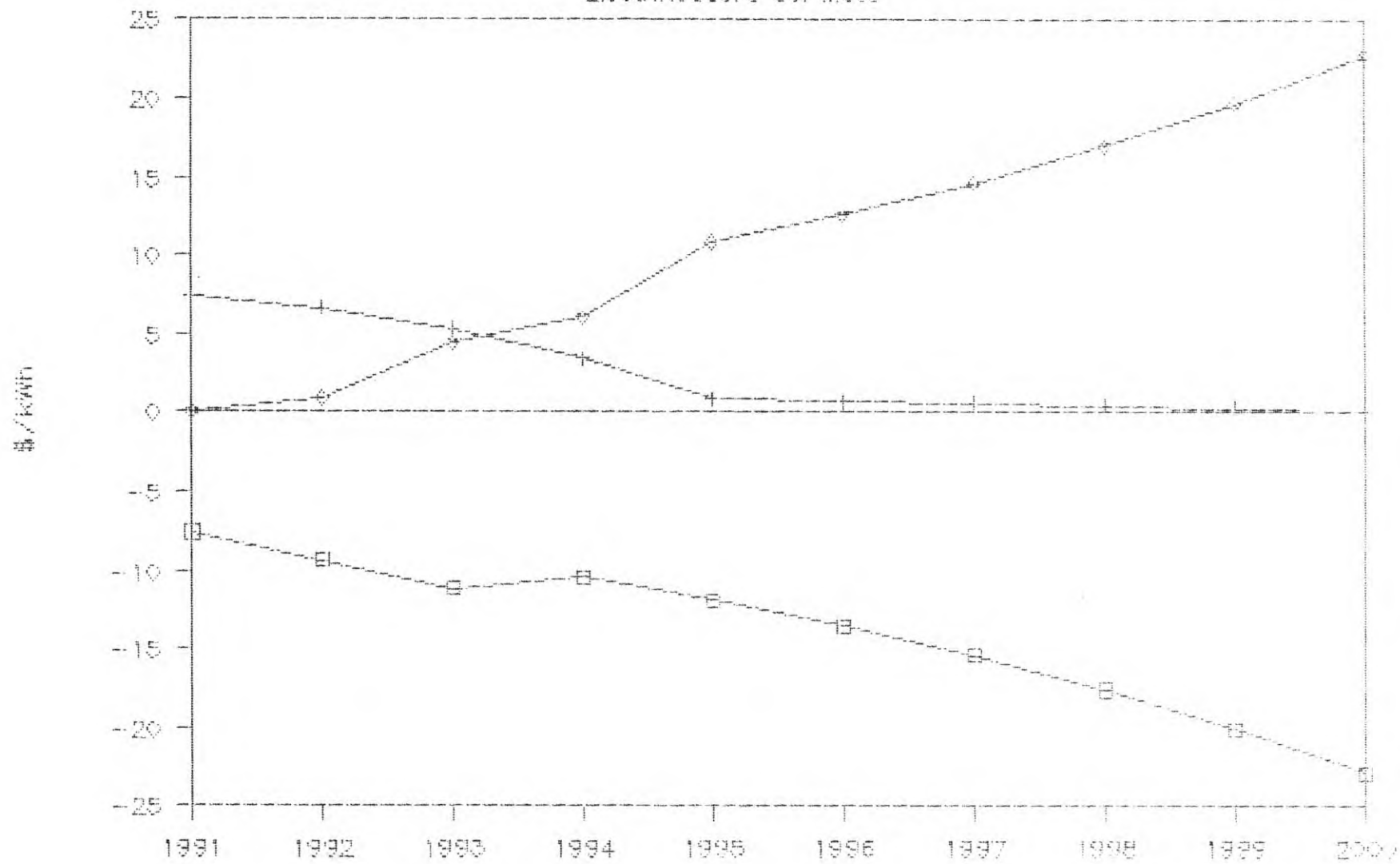
Meta	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
CIPLPele	36.98	43.63	50.61	57.70	65.78	74.99	85.48	97.45	111.09	126.65
Tventa	29.36	34.31	39.47	47.28	53.90	61.45	70.05	79.86	91.04	103.78
CIPLPisae	15.17	17.90	20.76	23.67	26.98	30.76	35.06	39.97	45.57	51.94
CIPLPisao	40.75	48.08	55.77	63.58	72.48	82.63	94.20	107.38	122.42	139.56
CIPLPeisa	22.21	26.11	30.32	34.67	39.72	45.18	51.54	58.98	67.43	76.76
Tcomrae	10.11	13.33	17.09	21.34	26.44	30.26	34.64	39.65	45.38	51.94
Tcompra	27.36	35.99	46.05	57.40	71.03	81.31	93.07	106.53	121.93	139.56
Tecomra	14.84	19.48	24.98	31.28	38.93	44.46	50.92	58.50	67.16	76.76
Gaon	3.72	4.42	5.27	6.18	7.03	8.34	9.58	11.02	12.67	14.58
fc	0.66	0.67	0.67	0.66	0.65	0.65	0.65	0.64	0.64	0.64
Sv	1864	2440	3114	3117	3793	4613	5598	6804	8253	10026
Sc	2296	2205	1884	1304	323	312	284	230	139	0
Sp	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GWh propia	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
GWh compra	312	333	353	376	398	423	450	478	506	536
MW compra	54	57	61	69	75	79	84	90	96	101
GWh venta	245	262	280	299	319	341	363	387	412	438
GWh co	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SUBSIDIO	0	236	1230	1813	3470	4301	5314	6574	8113	10026
\$/kWh Subsidio	0.00	0.90	4.40	6.06	10.87	12.62	14.65	16.99	19.71	22.87

GLOSARIO DE TERMINOS

Meta	\$/kWh
CIPLPele	Costo Incremental Promedio Ventas
Tventa	Tarifa Media Venta Usuario Final
CIPLPisae	Costo Incremental Promedio Compra Energia
CIPLPisap	Costo Incremental Promedio Compra Potencia
CIPLPeisa	Costo Incremental Promedio Compra Equivalente
Tcomprae	Tarifa Media Compra Energia
Tcomprap	Tarifa Media Compra Potencia
Tecompra	Tarifa Media Compra Equivalente
Gaom	Gastos AOM Generación Hidráulica
fc	Factor de Carga
	Millones de Pesos Corrientes
Sv	Subsidio Ventas Usuario Final
Sc	Subsidio Compras Energia
Sg	Beneficio Generación Propia
GWh propia	Energía Generación Propia
GWh compra	Energía Comprada
MW compra	Potencia Comprada
GWh venta	Energía Vendida Usuario Final
GWh cp	Energía Consumo Propio
SUBSIDIO	Millones de Pesos Corrientes
\$/kWh Subsidio	

SUBSIDIOS

Electrificadora del Meta



Subsidio Venta

+ Subsidio Compra

o Subsidio Neto

ELECTRIFICADORA DEL META - CALCULO DE LA TARIFA MEDIA PONDERADA

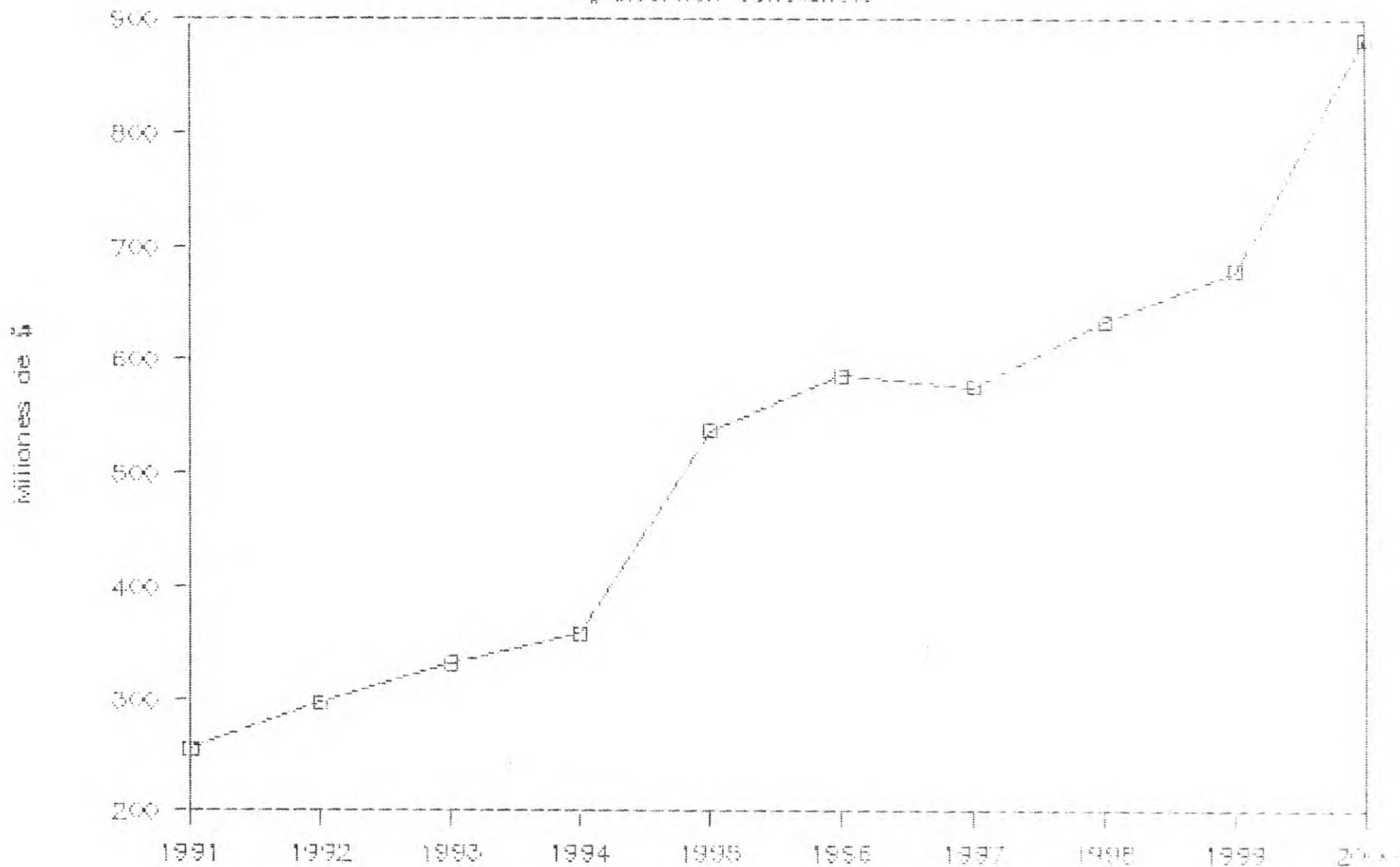
	1,990	1,991	1,992	1,993	1,994	1,995	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000
INDUSTRIAL											
T. MEDIA/1	32.30	39.20	45.43	51.75	57.90	64.77	72.42	80.94	90.43	101.00	112.74
T. MEDIA/2	32.30	39.20	43.78	47.92	51.37	58.56	66.75	76.10	86.75	98.90	112.74
CIPLPr	24.67	29.92	35.31	40.96	46.70	53.23	60.69	69.18	78.87	89.91	102.50
% CIPLPr /1	130.93%	131.00%	128.66%	126.33%	124.00%	121.66%	119.33%	117.00%	114.67%	112.33%	110.00%
% CIPLPr /2	130.93%	131.00%	124.00%	117.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%
COMERCIAL											
T. MEDIA/1	27.66	41.46	48.85	56.58	64.40	73.31	83.44	94.98	108.11	123.06	140.07
T. MEDIA/2	27.66	41.46	48.70	56.24	63.82	72.75	82.94	94.55	107.78	122.87	140.07
CIPLPr	30.65	37.18	43.87	50.89	58.01	66.14	75.40	85.95	97.98	111.70	127.34
% CIPLPr /1	90.26%	111.52%	111.35%	111.18%	111.01%	110.84%	110.67%	110.51%	110.34%	110.17%	110.00%
% CIPLPr /2	90.26%	111.52%	111.01%	110.51%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%
OFICIAL											
T. MEDIA/1	18.70	36.47	43.13	50.14	57.28	65.44	74.76	85.41	97.57	111.47	127.34
T. MEDIA/2	18.70	36.47	43.31	50.57	58.01	66.14	75.40	85.95	97.98	111.70	127.34
CIPLPr	30.65	37.18	43.87	50.89	58.01	66.14	75.40	85.95	97.98	111.70	127.34
% CIPLPr /1	61.03%	98.09%	98.31%	98.52%	98.73%	98.94%	99.15%	99.36%	99.58%	99.79%	100.00%
% CIPLPr /2	61.03%	98.09%	98.73%	99.36%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
RESIDENCIAL											
T. MEDIA/1	13.18	18.99	22.31	25.83	29.47	33.66	38.46	43.97	50.29	57.57	79.38
T. MEDIA/2	13.18	18.99	22.59	26.53	36.16	41.23	47.00	53.58	61.08	69.63	79.38
CIPLPr	30.65	37.18	43.87	50.89	58.01	66.14	75.40	85.95	97.98	111.70	127.34
% CIPLPr /1	43.00%	51.09%	50.84%	50.76%	50.80%	50.89%	51.01%	51.15%	51.33%	51.53%	62.33%
% CIPLPr /2	43.00%	51.09%	51.48%	52.13%	62.33%	62.33%	62.33%	62.33%	62.33%	62.33%	62.33%
ALUMBRADO											
T. MEDIA/1	20.20	36.87	43.55	50.56	57.69	65.83	75.12	85.71	97.80	111.60	127.34
T. MEDIA/2	20.20	36.87	43.63	50.75	58.01	66.14	75.40	85.95	97.98	111.70	127.34
CIPLPr	30.65	37.18	43.87	50.89	58.01	66.14	75.40	85.95	97.98	111.70	127.34
% CIPLPr /1	65.92%	99.17%	99.26%	99.35%	99.45%	99.54%	99.63%	99.72%	99.82%	99.91%	100.00%
% CIPLPr /2	65.92%	99.17%	99.45%	99.72%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
TOTAL											
T. MEDIA/1	19.97	29.36	34.45	39.78	45.18	51.32	58.31	66.26	75.30	85.60	103.78
T. MEDIA/2	19.97	29.36	34.31	39.47	47.28	53.90	61.45	70.05	79.86	91.04	103.78
CIPLPr	30.48	36.98	43.63	50.61	57.70	65.78	74.99	85.48	97.45	111.09	126.65
% CIPLPr /1	65.50%	79.41%	78.97%	78.60%	78.30%	78.02%	77.76%	77.51%	77.27%	77.05%	81.94%
% CIPLPr /2	65.50%	79.41%	78.63%	77.98%	81.94%	81.94%	81.94%	81.94%	81.94%	81.94%	81.94%

1/ Se supuso que cada sector llegaria a su meta de costo en el año 2000

2/ Se supuso que cada sector llegaria a su meta de costo en el año 1994.

ELECTRIFICADORA DEL META

\$ Inversión Constantes



10-Jul-91

META - BASE
PROYECCION-ESTADO DE RESULTADOS
(MILLONES DE PESOS)

DATOS MACRO. Y GRALES.	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
REAL	REAL	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
INFLACION EXTERNA	1.04	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
TASA DE INFLACION	1.26	1.32	1.22	1.18	1.16	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14
TASA DE DEVALUACION	1.29	1.31	1.15	1.13	1.11	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09
TASA DE CAMBIO PROMEDIO	382.6	502.2	610.2	696.2	779.5	857.8	935.8	1021.0	1113.9	1215.2	1325.8	1446.5
TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO	433.9	568.7	655.7	740.4	821.9	896.6	978.1	1067.1	1164.2	1270.2	1385.7	1511.8
TARI.MED.COMPR.A ENER.BLO.1	5.61	7.38	10.11	13.33	17.09	21.34	26.44	30.26	34.64	39.65	45.38	51.94
TARI.MED.COMPR.POTENCIA	15.24	19.96	27.36	35.99	46.05	57.40	71.03	81.31	93.07	106.53	121.93	139.56
COMPRA GWH EN BLOQUE 1	271	280	312	333	353	376	398	423	450	478	506	536
COMPRA MW-MES	0	53	54	57	61	69	75	79	84	90	96	101
PERDIDAS - GWH -	0	61	57	61	64	67	69	72	75	78	80	83
ENERGIA DISPONIBLE GWH	0	280	302	322	343	366	388	413	438	464	492	521

VENTAS												
GWH VENTAS USUARIO FINAL	202	226	245	262	280	299	319	341	363	387	412	438
TOTAL UNIDADES VENDIDAS	202	226	245	262	280	299	319	341	363	387	412	438
TARIFA MED.USUARIO FINAL	15.14	19.92	29.36	34.31	39.47	47.28	53.90	61.45	70.05	79.86	91.04	103.78
TARIFA MED. POT. INTERC.	15.24	19.96	27.36	35.99	46.05	57.40	71.03	81.31	93.07	106.53	121.93	139.56
TARIFA MEDIA PROMEDIO	15.14	19.92	29.36	34.31	39.47	47.28	53.90	61.45	70.05	79.86	91.04	103.78
VENTAS USUARIO FINAL	3.053	4.505	7.180	8.984	11.034	14.145	17.209	20.938	25.416	30.891	37.472	45.496
TOTAL VENTAS	3.053	4.505	7.180	8.984	11.034	14.145	17.209	20.938	25.416	30.891	37.472	45.496
OTRS INGRESOS EXPLOTACION	274	419	511	603	700	798	909	1.037	1.182	1.347	1.536	1.751
TOT. INGRESOS EXPLOTACION	3.327	4.924	7.692	9.587	11.733	14.943	18.119	21.974	26.598	32.238	39.008	47.246

GASTOS DE EXPLOTACION												
GENERACION	24.0%	23.7%	23.5%	23.4%	23.3%	23.1%	23.0%	22.7%	22.4%	22.1%	21.8%	21.5%
COMPRA ENERGIA BLOQUE 1	34	37	58	73	91	117	143	173	208	249	298	356
DISTRIBUCION	2.333	3.230	4.624	6.479	8.825	12.012	15.823	19.212	23.407	28.553	34.721	42.003
MANTENIMIENTO	354	467	741	931	1.149	1.481	1.811	2.199	2.633	3.156	3.773	4.515
TRANSMISION	14	22	35	45	55	71	87	105	126	151	180	216
COMBUSTIBLE	1	1	1	2	2	3	3	4	5	6	7	9
DEPREC.ACT.FIJ.EN SERV.	98	138	182	222	262	304	347	395	451	514	585	667
FACTURACION Y COBRANZA	51	75	96	128	161	197	243	303	377	468	580	723
CUENTAS INCOBRABLES	107	193	305	384	474	610	746	906	1.086	1.301	1.555	1.861
GENERAL Y ADMINISTRACION	50	107	152	168	180	196	196	238	289	351	426	518
SUBSIDIOS	173	240	380	477	589	759	928	1.127	1.350	1.618	1.935	2.315
OTROS GASTOS EXPLOTACION	0	0	0	(236)	(1.230)	(1.813)	(3.470)	(4.301)	(5.314)	(6.574)	(8.113)	(10.026)
OTROS GASTOS(especificar)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL GASTOS EXPLOTACION	3.215	4.510	6.792	9.010	10.869	14.258	17.280	20.781	25.328	30.855	37.258	44.415
INGRESOS NETO EXPLOTACION	112	414	900	577	865	685	839	1.193	1.270	1.383	1.751	2.832
ING.(EGRES.)AJENOS EXP.	78	175	165	195	226	257	293	334	381	435	496	565
TOT.ING.(EGRS)AJENOS EXP.	78	175	165	195	226	257	293	334	381	435	496	565
UTILIDAD ANTE GTOS.FINANC.	191	550	1.065	771	1.090	942	1.132	1.528	1.651	1.818	2.246	3.397
GTOS.FINANCIER.OPERACION	290	433	116	93	69	49	29	12	6	4	4	4
UTILIDAD(PERDIDA)NETA	(100)	117	949	678	1.021	893	1.103	1.515	1.645	1.814	2.242	3.392

10-Jul-91

META - BASE
PROYECCION-ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS
(MILLONES DE PESOS)

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
	REAL	REAL	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----
FUENTES INTERNAS												
INGRESO NETO EXPLOTACION	112	414	900	577	865	685	839	1.193	1.270	1.383	1.751	2.832
TOT.ING.(EGRS)AJENOS EXP.	78	135	165	195	226	257	293	334	381	435	496	565
DEPREC.Y AMORT.DIFERIDOS	51	75	96	128	161	197	243	303	377	468	580	723
OTROS NO CAJA	49	70	85	100	116	133	151	172	196	224	255	291
TOTAL FUENTES INTERNAS	290	695	1.245	1.000	1.367	1.272	1.526	2.003	2.225	2.510	3.082	4.411
FUENTES EXTERNAS												
APORTES PARTICULARES	16	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
REINVERSION DIVIDENDOS	0	0	105	854	610	919	804	993	1.364	1.481	1.633	2.018
DEPOSIT.FUT.SUSCRIP.ACCIONES	140	1.358	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CREDITO INTERNO												
PRESTAMOS VIGENTES M.L.	222	125	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OTRAS FUENTES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OTRAS FTES (CAP.EMP. A ELE.)	192	(98)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FINANC.COREL/ICEL DEUDA L.P.	0	0	2.663	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL FUENTES EXTERNAS	570	1.410	2.767	854	610	919	804	993	1.364	1.481	1.633	2.018
TOTAL FUENTES	860	2.104	4.013	1.854	1.977	2.191	2.330	2.996	3.588	3.991	4.715	6.429
APLICACIONES												
SERVICIO DEUDAS												
INTERESES CREDITO INTERNO												
INT.PTOS.VIG.NOMINAD. EN M.E	0	0	4	4	5	4	5	4	4	4	4	4
INT.PRESTAMOS VIGENTES M.L.	28	127	112	89	65	44	24	8	1	0	0	0
AMORT. CREDITO INTERNO												
AMORT.PTOS.VIG.NOMIN. EN M.E	0	0	0	8	9	10	11	12	13	15	16	17
AMORT.PRESTAMOS VIGENTES M.L.	9	50	69	82	57	57	57	33	8	0	0	0
TOTAL SERVICIO DEUDA	38	177	185	183	136	116	97	58	27	18	20	22
COSTOS CONSTRUCCION												
BTOS.FROS.CONSTRUCCION M.L.	0	101	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INVERSION M.L.	414	1.958	309	425	550	678	1.161	1.445	1.618	2.029	2.479	3.673
TOT.COSTO CONSTRUCCION	414	2.059	309	425	550	678	1.161	1.445	1.618	2.029	2.479	3.673
OTRAS APLICACIONES												
OTRAS A	0	98	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIVIDENDOS DECLARADOS	0	0	105	854	610	919	804	993	1.364	1.481	1.633	2.018
ESTUDIOS	72	55	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INCREMENT(DISMIN)CAP.TRAB.	115	(691)	2.780	79	(67)	(110)	(494)	319	393	427	530	572
INVERSIONES EN EL SECTOR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PAGOS A CORELCA/ICEL	261	406	533	533	533	533	533	0	0	0	0	0
TOT.OTRAS APLICACIONES	409	(132)	3.418	1.466	1.076	1.342	842	1.312	1.756	1.908	2.163	2.590
TOTAL APLICACIONES	860	2.104	3.912	2.074	1.762	2.136	2.100	2.814	3.402	3.955	4.662	6.285
SUPERAVIT(DEFICIT)ANUAL	(0)	0	101	(220)	216	55	230	191	186	36	53	144
SUPERAVIT(DEFICIT)ACUM.	(0)	0	101	(119)	97	152	382	583	749	785	838	982

CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER

- Características del Mercado

El 53% de la demanda total de energía de la empresa es consumida por el sector residencial. La composición del mercado de esta electrificadora, señala una alta concentración de usuarios en el Estrato II, siendo relevante el hecho de no contar con suscriptores en el Estrato I. El consumo medio por usuario del Estrato II es de 140.3 kWh/mes. En lo referente a la relación entre tarifa promedio de venta y costo incremental de distribución, la empresa alcanza la cifra de 82% en el año 2000, mercado de debilidad media. CENS compra una parte de su demanda al sistema de CADAPE (empresa venezolana) a tarifa inferior a la del sistema interconectado, no obstante, se considera como escenario de proyección la aproximación en el tiempo de la tarifa de CADAPE a la tarifa interna de ISA.

- Gastos

La empresa en el año 1990 muestra una relación porcentual de gastos con respecto a ventas de energía al usuario final, equivalente al 31.1%; estos gastos excluyen los egresos correspondientes a operación comercial. Los indicadores más relevantes en esta materia: Suscriptores/Trabajadores y Suscriptores/Personal Administrativo, se sitúan en 238 y 827 respectivamente, por encima del promedio del grupo. Se fijó como meta de proyección un crecimiento anual promedio de los gastos de un 22%, en el período 1990-2000, siendo la inflación media del período del 17% y la tasa de crecimiento de la demanda del 5.8%. Esta meta equivale a reducir la relación Gastos/Ventas, hasta alcanzar la cifra del 25% en 1995 y del 23.5% en el año 2000. El crecimiento en los gastos le permitirá a la empresa realizar un cubrimiento adecuado de la demanda adicional, sin efectuar recortes significativos en su estructura actual.

- Recaudos por Ventas

En la actualidad la cartera morosa de los usuarios es importante. El porcentaje de cuentas por cobrar a los consumidores es del 26%. Esta cifra incluye tanto la cartera corriente como la vencida. En la proyección se fija una meta del 17% para el año 1995. La empresa requiere para el cumplimiento de la meta, de esfuerzos adicionales en la materia.

- Pagos de Energía

La meta en lo referente a pagos por compra de energía y potencia al sistema interconectado es del 100% a partir del año 1991. La deuda en libros de la empresa por concepto de compra de energía, es de 3.150 millones de pesos en 1990.

- Pérdidas de Energía

El índice de pérdidas de la empresa se encuentra en el 14.0% en el año 1990. La meta de proyección establece un índice del 13.0% para el año 2000.

- Subsidios

Los subsidios necesarios son crecientes con el tiempo, a medida que las transferencias vía compra se van reduciendo, hasta desaparecer. La única planta considerada en el caso de CENS fue Zulia, aunque su efecto es reducido desde el punto de vista de beneficios. Debe resaltarse que la relación entre el valor presente de los subsidios explícitos y la inversión es del 110.2%, esto implica que una pequeña parte de los subsidios se destina al cubrimiento de gastos operacionales.

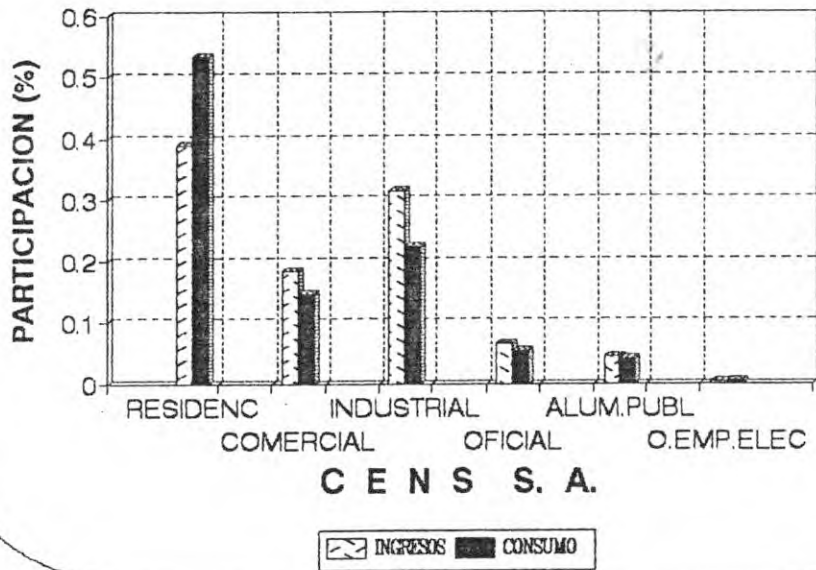
- Inversión

La relación entre el valor presente neto de las inversiones (en conjunto con los gastos operativos y de mantenimiento) y el valor presente de los kWh vendidos es de 4.72 \$/kWh. La inversión de la empresa es bastante reducida. El rubro más importante se ejecuta en 1992, año en el cual se inicia el proyecto Bucaramanga-Ocaña-Cúcuta, obra en la cual la electrificadora debe participar con 4.0 millones de dólares. A partir de la finalización de la obra, la empresa deprime sus inversiones a fin de cubrir convenientemente el servicio de la deuda que genera la mencionada línea.

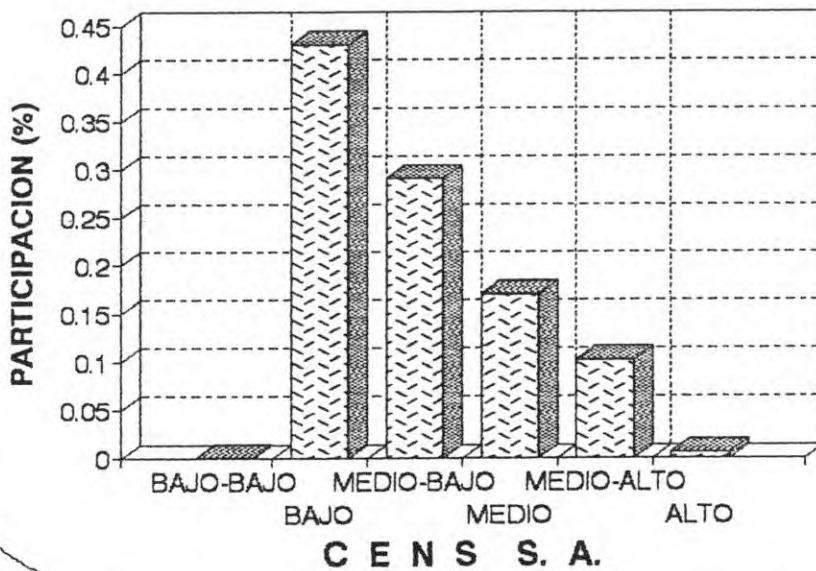
- Deudas por Compra de Energía

El tratamiento dado a las deudas vencidas por compra de energía consistió en la refinanciación de 3,150 millones de pesos en 1991. El monto refinanciado se amortiza en 2 cuotas, la primera correspondiente a las 2/3 partes de la deuda en 1991 y en 1992 la tercera parte restante, condonando la generación de nuevos intereses sobre la deuda.

PARTICIPACION SECTORIAL EN EL MERCADO
 INGRESOS Y CONSUMO - 1990



SECTOR RESIDENCIAL
 PARTICIPACION POR ESTRATOS



CALCULO DE SUBSIDIOS

Norte	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
CIPLPele	35.13	41.45	48.08	54.82	62.49	71.24	81.21	92.58	105.54	120.32
Tventa	26.47	31.67	37.27	44.81	51.08	58.23	66.38	75.68	86.27	98.35
CIPLPisae	13.17	15.78	18.63	21.62	25.07	29.05	33.62	38.89	44.96	51.94
CIPLPisao	35.17	42.26	49.87	57.98	67.30	78.03	90.35	104.54	120.82	139.52
CIPLPeisa	19.28	23.25	27.38	31.90	37.11	43.10	49.93	58.00	67.09	77.78
Tcomora	9.47	12.37	15.83	19.82	24.64	28.65	33.28	38.63	44.81	51.94
Tcomora	25.73	33.48	42.66	53.30	66.18	76.99	89.45	103.84	120.41	139.52
Tecomora	13.94	18.29	23.32	29.27	36.49	42.52	49.42	57.61	66.86	77.78
Gaom	17.31	17.32	17.32	17.33	17.35	17.36	17.38	17.39	17.42	17.44
Tvnc	302.6	357.0	414.1	472.1	538.2	613.6	699.5	797.4	909.0	1036.3
Tvsc	117.5	151.1	188.8	230.7	280.6	339.9	410.4	494.0	592.9	709.8
fc	0.66	0.65	0.65	0.64	0.64	0.63	0.63	0.62	0.62	0.62
Sv	5643	6744	7963	7788	9385	11325	13676	16446	19825	23851
Sc	4068	3997	3489	2390	598	588	541	441	269	0
Sp	2	6	10	15	20	26	33	41	51	62
Se	558	621	679	728	777	825	871	915	953	984
GWh propia	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
GWh compra	762	806	859	908	957	1013	1074	1133	1197	1261
MW compra	132	143	151	161	171	182	194	207	219	234
GWh venta	652	690	737	778	823	870	922	973	1029	1086
GWh co	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Vs	3014842	3014842	3014842	3014842	3014842	3014842	3014842	3014842	3014842	3014842
SUBSIDIO	1015	2120	3785	4655	7991	9886	12231	15049	18552	22805
\$/kWh Subsidio	1.56	3.08	5.14	5.98	9.71	11.36	13.26	15.46	18.03	21.01

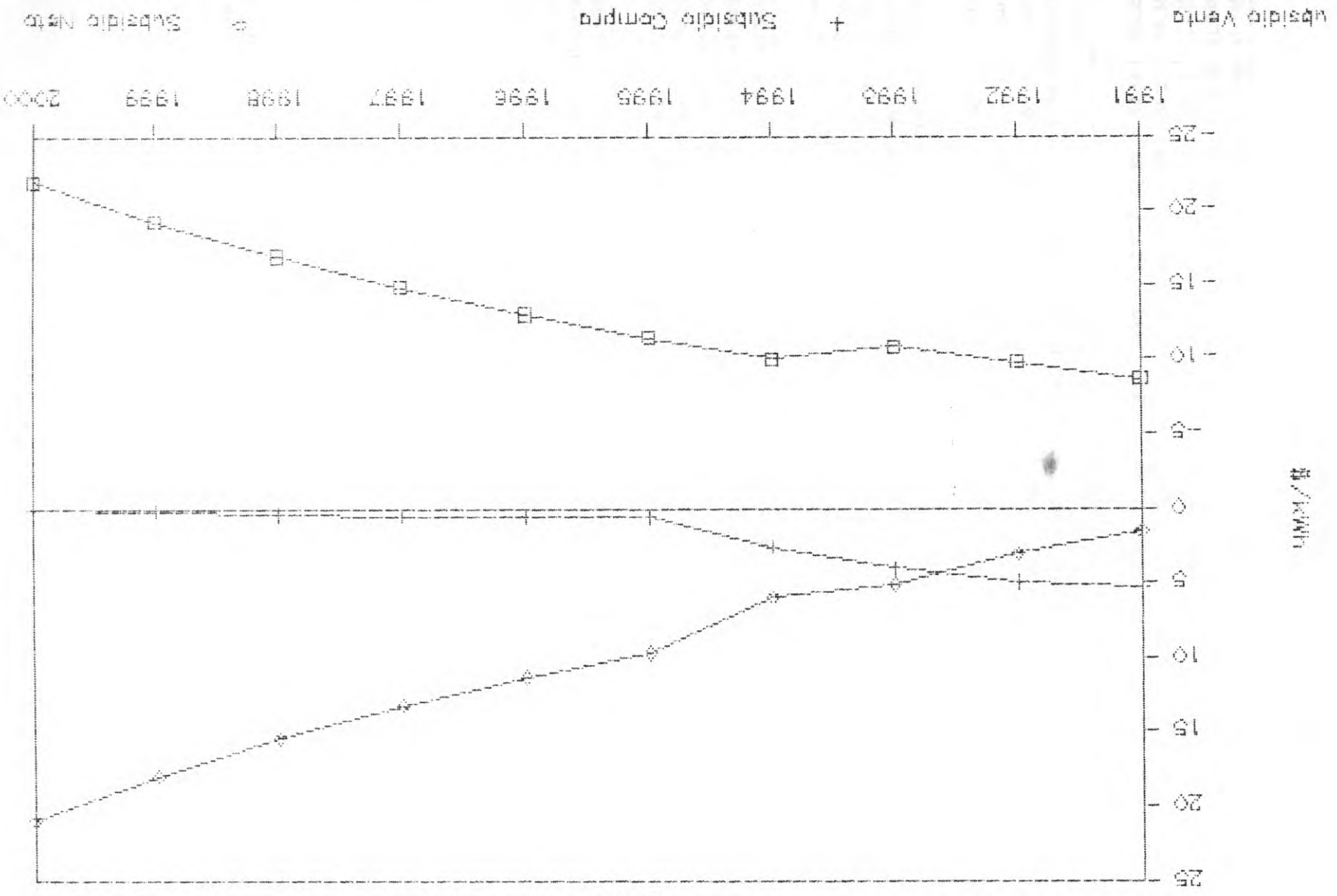
GLOSARIO DE TERMINOS

Norte	\$/kWh
CIPLPele	Costo Incremental Promedio Ventas
Tventa	Tarifa Media Venta Usuario Final
CIPLPisae	Costo Incremental Promedio Compra Energia
CIPLPisap	Costo Incremental Promedio Compra Potencia
CIPLPeisa	Costo Incremental Promedio Compra Equivalente
Tcomprae	Tarifa Media Compra Energia
Tcomprap	Tarifa Media Compra Potencia
Tecompra	Tarifa Media Compra Equivalente
Gaom	Gastos AOM Generación Termica
	\$/Galón
Tvpc	Precio Venta Público Combustibles
Tvsc	Precio Venta Empresa Combustibles
fc	Factor de Carga
	Millones de Pesos Corrientes
Sv	Subsidio Ventas Usuario Final
Sc	Subsidio Compras Energia
Sg	Beneficio Generación Propia
Se	Subsidio Compras Combustibles
GWh propia	Energía Generación Propia
GWh compra	Energía Comprada
MW compra	Potencia Comprada
GWh venta	Energía Vendida Usuario Final
GWh cp	Energía Consumo Propio
Vs	Volumen de Combustible Subsidiado
SUBSIDIO	Millones de Pesos Corrientes
\$/kWh Subsidio	

SUBSIDIOS

Cens

\$/kWh



CENS - CALCULO DE TARIFA MEDIA PONDERADA

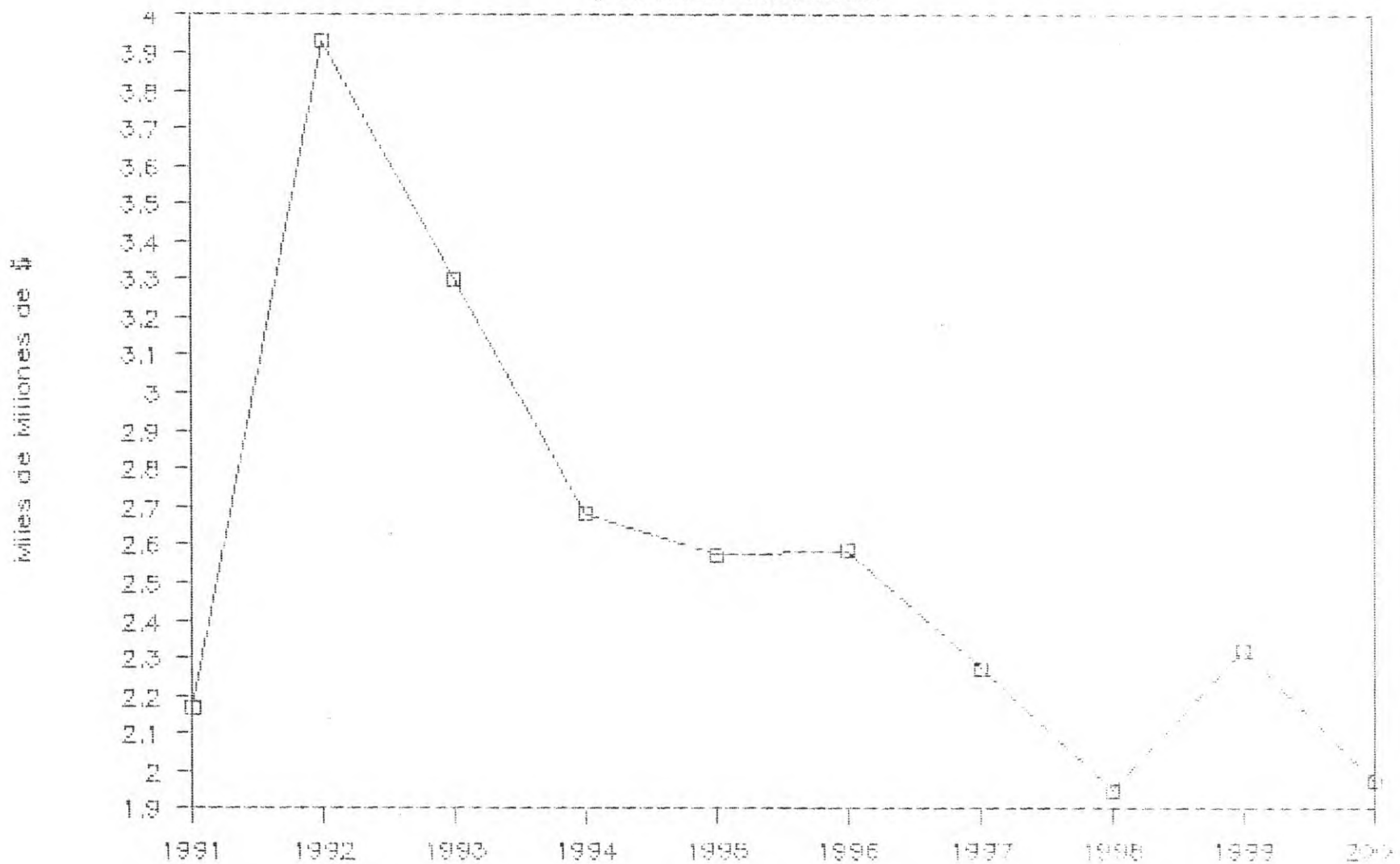
	1,990	1,991	1,992	1,993	1,994	1,995	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000
INDUSTRIAL											
T. MEDIA/1	25.49	29.70	35.19	41.00	46.94	53.74	61.52	70.43	80.63	92.30	105.66
T. MEDIA/2	25.49	29.70	35.50	41.70	48.14	54.88	62.56	71.32	81.30	92.69	105.66
CIPLPr	23.12	28.04	33.09	38.39	43.76	49.89	56.87	64.83	73.91	84.26	96.06
% CIPLPr /1	110.25%	105.90%	106.35%	106.81%	107.26%	107.72%	108.18%	108.63%	109.09%	109.54%	110.00%
% CIPLPr /2	110.25%	105.90%	107.26%	108.63%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%
COMERCIAL											
T. MEDIA/1	22.73	37.42	44.60	52.26	60.16	69.26	79.73	91.76	105.61	121.53	139.85
T. MEDIA/2	22.73	37.42	45.50	54.33	63.71	72.63	82.80	94.39	107.61	122.67	139.85
CIPLPr	30.60	37.12	43.80	50.81	57.92	66.03	75.27	85.81	97.82	111.52	127.13
% CIPLPr /1	74.29%	100.81%	101.83%	102.86%	103.88%	104.90%	105.92%	106.94%	107.96%	108.98%	110.00%
% CIPLPr /2	74.29%	100.81%	103.88%	106.94%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%
OFICIAL											
T. MEDIA/1	22.68	35.37	41.89	48.76	55.79	63.82	73.01	83.53	95.56	109.32	125.06
T. MEDIA/2	22.68	35.37	42.19	49.46	56.97	64.95	74.04	84.41	96.23	109.70	125.06
CIPLPr	30.10	36.51	43.08	49.98	56.97	64.95	74.04	84.41	96.23	109.70	125.06
% CIPLPr /1	75.36%	96.87%	97.22%	97.57%	97.92%	98.26%	98.61%	98.96%	99.31%	99.65%	100.00%
% CIPLPr /2	75.36%	96.87%	97.92%	98.96%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
RESIDENCIAL											
T. MEDIA/1	13.22	20.57	24.26	28.16	32.16	36.75	41.99	47.97	54.83	62.67	79.26
T. MEDIA/2	13.22	20.57	24.44	28.60	36.11	41.17	46.93	53.50	60.99	69.53	79.26
CIPLPr	30.80	37.36	44.09	51.14	58.30	66.46	75.76	86.37	98.46	112.25	127.96
% CIPLPr /1	42.92%	55.07%	55.03%	55.07%	55.17%	55.30%	55.42%	55.54%	55.69%	55.83%	61.94%
% CIPLPr /2	42.92%	55.07%	55.43%	55.92%	61.94%	61.94%	61.94%	61.94%	61.94%	61.94%	61.94%
ALUMBRADO											
T. MEDIA/1	19.58	36.46	43.14	50.18	57.36	65.57	74.95	85.68	97.94	111.95	127.96
T. MEDIA/2	19.58	36.46	43.38	50.73	58.30	66.46	75.76	86.37	98.46	112.25	127.96
CIPLPr	30.80	37.36	44.09	51.14	58.30	66.46	75.76	86.37	98.46	112.25	127.96
% CIPLPr /1	63.57%	97.59%	97.86%	98.13%	98.39%	98.66%	98.93%	99.20%	99.46%	99.73%	100.00%
% CIPLPr /2	63.57%	97.59%	98.39%	99.20%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
OTRAS EMP. E											
T. MEDIA/1	12.97	17.81	21.57	25.66	29.98	35.01	40.85	47.65	55.56	64.74	75.40
T. MEDIA/2	12.97	17.81	22.67	28.22	34.35	39.16	44.64	50.90	58.02	66.14	75.40
CIPLPr	18.15	22.01	25.98	30.13	34.35	39.16	44.64	50.90	58.02	66.14	75.40
% CIPLPr /1	71.47%	80.90%	83.02%	85.14%	87.27%	89.39%	91.51%	93.63%	95.76%	97.88%	100.00%
% CIPLPr /2	71.47%	80.90%	87.27%	93.63%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
TOTAL											
T. MEDIA/1	18.10	26.47	31.35	36.50	41.80	47.87	54.81	62.77	71.88	82.33	98.35
T. MEDIA/2	18.10	26.47	31.67	37.27	44.81	51.08	58.23	66.38	75.68	86.27	98.35
CIPLPr	28.96	35.13	41.45	48.08	54.82	62.49	71.24	81.21	92.58	105.54	120.32
% CIPLPr /1	62.50%	75.36%	75.62%	75.92%	76.25%	76.60%	76.94%	77.29%	77.64%	78.00%	81.74%
% CIPLPr /2	62.50%	75.36%	76.39%	77.50%	81.74%	81.74%	81.74%	81.74%	81.74%	81.74%	81.74%

1/ Se supuso que cada sector llegaria a su meta de costo en el año 2000

2/ Se supuso que cada sector llegaria a su meta de costo en el año 1994

CENS

\$ Inversión Constantes



10-Jul-91

CENS - BASE
PROYECCION-ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS
(MILLONES DE PESOS)

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
	REAL	REAL	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
FUENTES INTERNAS												
INGRESO NETO EXPLOTACION	443	433	2.174	2.119	2.851	2.914	3.387	3.686	3.341	2.592	2.253	2.355
TOT.ING.(EGRS)AJENOS EXP.	251	350	427	504	584	666	760	866	987	1.125	1.283	1.463
DEPREC.Y AMORT.DIFERIDOS	113	132	467	560	656	754	859	980	1.117	1.273	1.451	1.655
OTROS NO CAJA	621	732	967	1.189	1.439	1.712	2.038	2.323	2.648	3.019	3.442	3.923
TOTAL FUENTES INTERNAS	1.429	1.648	4.035	4.372	5.530	6.047	7.044	7.855	8.093	8.009	8.429	9.396
FUENTES EXTERNAS												
APORTES PRES NAL	0	0	70	0	0	0	0	0	0	0	0	0
APORTES DPTO Y MUNICIPIOS	0	0	603	313	367	432	511	731	879	1.240	1.512	1.856
APORTES PARTICULARES	245	398	220	129	153	182	218	317	386	554	685	853
REINVERSION DIVIDENDOS	363	0	546	2.027	1.598	2.267	2.408	2.959	3.364	3.203	2.696	2.571
DEPOSIT.FUT.SUSCRIP.ACCIONES	(22)	580	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CREDITO INTERNO												
PTMOS.FUTURO.NOMINADOS EN M.E	0	0	1.119	3.904	1.559	0	0	0	0	0	0	0
PRESTAMOS VIGENTES M.L.	156	341	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OTRAS FUENTES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OTRAS FTES (CAP.EMP. A ELE.)	407	32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FINANC.COREL/ICEL DEUDA L.P.	0	0	3.150	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL FUENTES EXTERNAS	1.150	1.351	5.707	6.373	3.678	2.882	3.139	4.008	4.630	4.998	4.894	5.281
TOTAL FUENTES	2.578	2.999	9.742	10.745	9.208	8.929	10.183	11.863	12.723	13.007	13.322	14.676
APLICACIONES												
SERVICIO DEUDAS												
INTERESES CREDITO INTERNO												
INT.PTMOS.VIG.NOMINAD. EN M.E	23	25	8	2	2	2	1	1	1	1	1	1
INT.PTMOS.FUT.NOMINAD. EN M.E	0	0	72	553	614	653	663	669	671	668	658	641
INT.PRESTAMOS VIGENTES M.L.	97	138	270	292	301	250	195	145	97	53	20	4
AMORT. CREDITO INTERNO												
AMORT.PTMOS.VIG.NOMIN. EN M.E	80	109	133	6	6	7	7	8	9	10	11	12
AMORT.PTMOS.FUT.NOMIN. EN M.E	0	0	0	0	0	327	513	559	610	666	726	792
AMORT.PRESTAMOS VIGENTES M.L.	14	391	291	141	133	158	139	119	119	102	61	18
TOTAL SERVICIO DEUDA	215	563	773	994	1.056	1.397	1.518	1.501	1.507	1.499	1.477	1.469
COSTOS CONSTRUCCION												
INVERSION M.E.	0	220	396	394	0	542	839	1.071	989	997	1.490	1.766
INVERSION M.L.	1.232	1.783	2.243	5.240	5.480	4.533	4.715	5.286	5.377	5.236	6.972	6.436
TOT.COSTO CONSTRUCCION	1.232	2.002	2.629	5.624	5.480	5.075	5.554	6.357	6.366	6.233	8.451	8.202
OTRAS APLICACIONES												
OTRAS A	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIVIDENDOS DECLARADOS	478	545	546	2.027	1.598	2.267	2.408	2.959	3.364	3.203	2.696	2.854
ESTUDIOS	90	67	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INCREMENT(DISMIN)CAP.TRAB.	421	(305)	3.677	8	796	829	130	1.145	1.523	1.687	1.491	2.298
INVERSIONES EN EL SECTOR	3	51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OTROS USOS	140	(24)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PAGOS A CORELCA/ICEL	0	0	2.100	1.050	0	0	0	0	0	0	0	0
TOT.OTRAS APLICACIONES	1.132	334	6.322	3.084	2.394	3.097	2.539	4.104	4.886	4.891	4.198	5.152
TOTAL APLICACIONES	2.579	2.999	9.724	9.702	8.931	9.569	9.610	11.962	12.759	12.623	14.116	14.823
SUPERAVIT(DEFICIT)ANUAL	(0)	(0)	18	1.043	277	(640)	572	(99)	(36)	385	(794)	(147)
SUPERAVIT(DEFICIT)ACUM.	(0)	(0)	17	1.060	1.337	697	1.269	1.170	1.134	1.519	725	578

10-Jul-91

CENS - BASE
PROYECCION-ESTADO DE RESULTADOS
(MILLONES DE PESOS)

DATOS MACRO. Y GRALES.	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
REAL	REAL	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
INFLACION EXTERNA	1.04	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
TASA DE INFLACION	1.26	1.32	1.22	1.18	1.16	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14
TASA DE DEVALUACION	1.29	1.31	1.15	1.13	1.11	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09
TASA DE CAMBIO PROMEDIO	382.6	502.2	610.2	696.2	779.5	857.8	935.8	1021.0	1113.9	1215.2	1325.8	1446.5
TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO	433.9	568.7	655.7	740.4	821.9	896.6	978.1	1067.1	1164.2	1270.2	1385.7	1511.8
TARI.MED.COMPR.A EMER.BLO.1	5.13	7.44	9.47	12.37	15.83	19.82	24.64	28.65	33.28	38.63	44.81	51.94
TARI.MED.COMPR.A POTENCIA	10.91	16.02	25.73	33.48	42.66	53.30	66.18	76.99	89.45	103.84	120.41	139.52
COMPR.A GWH EN BLOQUE 1	680	716	762	806	859	908	957	1013	1074	1133	1197	1261
COMPR.A MW-MES	146	146	132	143	151	161	171	182	194	207	219	234
PERDIDAS - GWH -	117	124	106	111	118	124	130	136	142	148	155	162
ENERGIA DISPONIBLE GWH	688	725	758	801	855	902	952	1006	1064	1121	1184	1248

VENTAS												

GWH VENTAS USUARIO FINAL	571	599	652	690	737	778	823	870	922	973	1029	1086
TOTAL UNIDADES VENDIDAS	571	599	652	690	737	778	823	870	922	973	1.029	1.086
TARIFA MED.USUARIO FINAL	13.84	18.11	26.47	31.67	37.27	44.81	51.08	58.23	66.38	75.68	86.27	98.35
TARIFA MED. POT. INTERC.	10.91	16.02	25.73	33.48	42.66	53.30	66.18	76.99	89.45	103.84	120.41	139.52
TARIFA MEDIA PROMEDIO	13.84	18.11	26.47	31.67	37.27	44.81	51.08	58.23	66.38	75.68	86.27	98.35
VENTAS USUARIO FINAL	7.895	10.854	17.248	21.839	27.454	34.864	42.017	50.687	61.216	73.647	88.756	106.771
TOTAL VENTAS	7.895	10.854	17.248	21.839	27.454	34.864	42.017	50.687	61.216	73.647	88.756	106.771
OTROS INGRESOS EXPLOTACION	424	584	712	841	975	1.112	1.267	1.445	1.647	1.878	2.141	2.440
TOT. INGRESOS EXPLOTACION	8.318	11.438	17.961	22.679	28.429	35.976	43.284	52.132	62.863	75.525	90.897	109.211

GASTOS DE EXPLOTACION												

GENERACION	34.4%	31.1%	29.9%	28.7%	27.4%	26.2%	25.0%	24.7%	24.4%	24.1%	23.8%	23.5%
COMPR.A ENERGIA BLOQUE 1	120	168	257	308	371	451	518	618	737	876	1.042	1.238
DISTRIBUCION	5.086	7.562	10.620	14.743	20.034	26.567	34.909	43.074	53.063	65.261	80.051	98.115
TRANSMISION	771	981	1.498	1.801	2.168	2.633	3.027	3.609	4.305	5.115	6.087	7.230
COMBUSTIBLE	605	657	1.003	1.206	1.452	1.763	2.027	2.417	2.883	3.426	4.077	4.842
DEPREC.ACT.FIJ.EN SERV.	120	148	239	305	385	484	604	755	943	1.179	1.473	1.840
FACTURACION Y COBRANZA	113	132	467	560	656	754	859	980	1.117	1.273	1.451	1.655
CUENTAS INCORRIBLES	421	516	788	947	1.141	1.385	1.592	1.898	2.265	2.691	3.202	3.803
GENERAL Y ADMINISTRACION	0	0	52	61	71	82	90	108	131	157	190	228
SUBSIDIOS	799	1.052	1.606	1.931	2.325	2.823	3.246	3.870	4.617	5.486	6.528	7.753
OTROS GASTOS EXPLOTACION	0	0	(1.015)	(2.120)	(3.785)	(4.655)	(7.991)	(9.886)	(12.231)	(15.049)	(18.552)	(22.805)
OTROS GASTOS(Transferidos)	0	0	530	817	760	775	1.016	1.002	1.693	2.517	3.094	2.958
OTROS GASTOS(Transferidos)	(160)	(211)	(257)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL GASTOS EXPLOTACION	7.876	11.005	15.787	20.560	25.578	33.062	39.897	48.446	59.522	72.933	88.644	106.856
INGRESOS NETO EXPLOTACION	443	433	2.174	2.119	2.851	2.914	3.387	3.686	3.341	2.592	2.253	2.355
ING.(EGRES).AJENOS EXP.	325	454	554	654	758	864	985	1.123	1.290	1.460	1.664	1.897
OTROS EGRESOS	74	104	127	150	174	198	226	257	293	334	381	435
TOT.ING.(EGRS)AJENOS EXP.	251	350	427	504	584	666	760	866	987	1.125	1.283	1.463
UTILIDAD ANTE GTOS.FINANC.	694	783	2.601	2.623	3.436	3.581	4.147	4.552	4.328	3.717	3.536	3.818
GASTOS FINANCIEROS												

GTOS.FINANCIER.OPERACION	116	177	349	847	916	905	859	815	769	721	679	647
TOTAL GTOS.FINANCIEROS	116	177	349	847	916	905	859	815	769	721	679	647
UTILIDAD(PERDIDA)NETA	578	606	2.252	1.776	2.519	2.676	3.288	3.737	3.559	2.996	2.857	3.171

ELECTRIFICADORA DEL QUINDIO

- Características del Mercado

La composición del mercado de esta electrificadora, es altamente residencial, el 64% del consumo de energía es demandado por este sector dentro del cual, la mayor concentración de usuarios se presenta en el Estrato III (Medio-Bajo). Este estrato registra un consumo medio por suscriptor de 234.7 kWh/mes, absorbiendo el 41% de la energía total vendida a los usuarios residenciales. La tarifa media de venta del conjunto de sectores, alcanza el 79% del CIPLP, aplicando las metas tarifarias fijadas para la proyección y descritas anteriormente. La empresa compra la energía necesaria para el abastecimiento de su demanda al sistema interconectado.

- Gastos

La empresa en el año 1990 muestra una relación porcentual de gastos con respecto a ventas de energía al usuario final, equivalente al 20.6%; estos gastos excluyen los egresos correspondientes a operación comercial. Los indicadores más relevantes en esta materia: Suscriptores/Trabajadores y Suscriptores/Personal Administrativo, se sitúan en 305 y 1710 respectivamente, siendo los mejores del grupo. Se fijó como meta de proyección un crecimiento anual promedio de los gastos de un 27%, en el período 1990-2000, siendo la inflación media del período del 17% y la tasa de crecimiento de la demanda del 5.7%. Esta meta equivale a reducir la relación Gastos/Ventas alcance la cifra del 24% en 1995 y del 22% en el año 2000. El crecimiento en los gastos le permitirá a la empresa realizar un cubrimiento adecuado de la demanda adicional, sin efectuar recortes en su estructura actual y facilitando por el contrario, la mejora en la prestación del servicio con respecto a la situación actual. Se debe tener presente en el caso del Quindío que la reciente creación de la empresa conlleva una expansión de la misma para adaptarse a las necesidades del servicio.

-Recaudos por Ventas

En la actualidad la cartera morosa de los usuarios puede considerarse razonable. El porcentaje de cuentas por cobrar a los consumidores es del 24%. Esta cifra incluye tanto la cartera corriente como la vencida. En la proyección se fija una meta del 17% para el año 1995.

- Pagos de Energía

La meta en lo referente a pagos por compra de energía y potencia al sistema interconectado es del 100% a partir del año 1991. La deuda en libros de la empresa por concepto de compra de energía, es de 2,331 millones de pesos en 1990.

- Pérdidas de Energía

El índice de pérdidas de la empresa se encuentra en el 23.4% en el año 1990, debido principalmente al mal estado de las redes de distribución de Armenia y otros municipios. La meta de proyección establece un índice del 19.8% para el año 2000.

- Subsidios

Los subsidios necesarios son crecientes con el tiempo, a medida que las transferencias vía compra se van reduciendo, hasta desaparecer. Debe resaltarse que la relación entre el valor presente de los subsidios explícitos y la inversión es del 160.9%. La asignación de subsidios para fines diferentes a inversión se debe en alto grado a que los ingresos de explotación apenas alcanzan para cubrir las compras de energía, siendo muy pequeño el excedente que debe atender los restantes gastos operativos.

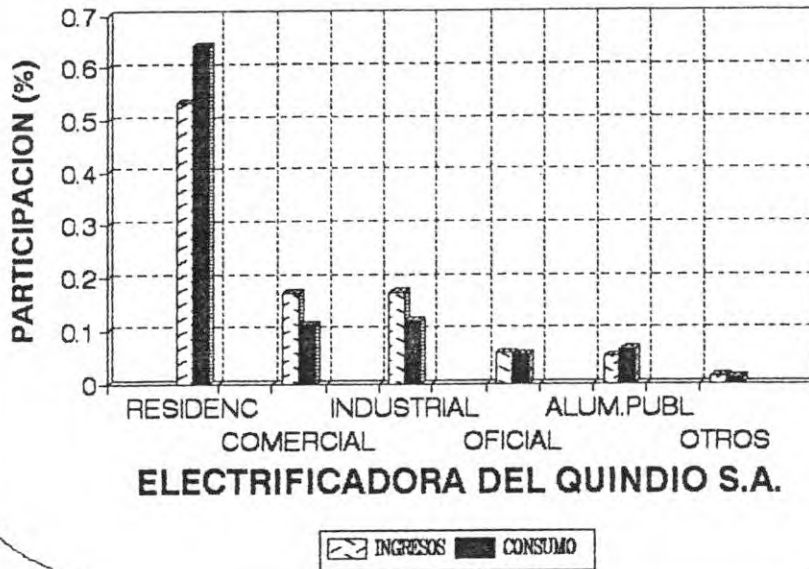
- Inversión

La relación entre el valor presente neto de las inversiones (en conjunto con los gastos operativos y de mantenimiento) y el valor presente de los kWh vendidos es de 5.29 \$/kWh. Se ejecutarán dos proyectos relevantes: La subestación Tebaida, prevista para el año 1994 y la ampliación de la subestación de Armenia (1994-1995). El grueso de la inversión restante se concentra en obras de remodelación y mantenimiento de redes.

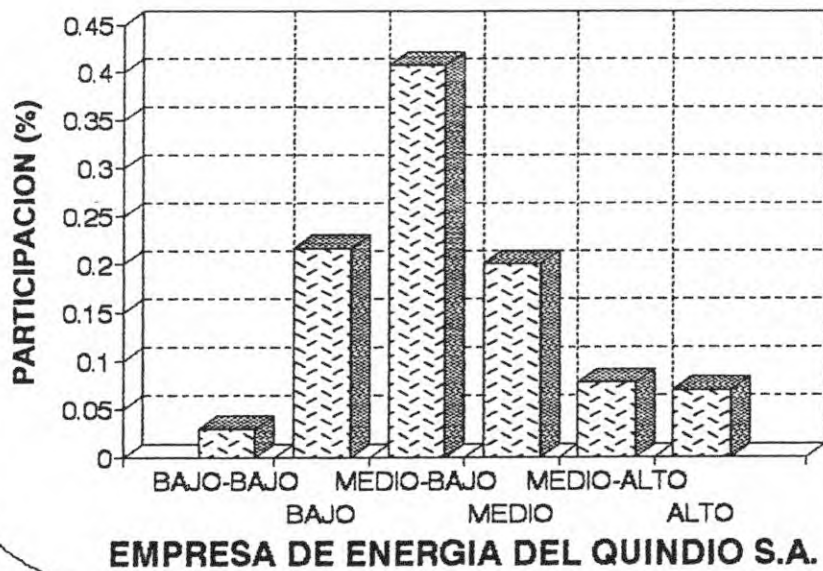
- Deudas por Compra de Energía

El tratamiento dado a las deudas vencidas por compra de energía consistió en la refinanciación de 2,331 millones de pesos en 1991. El monto refinanciado se amortiza en 9 cuotas iguales entre los años 1992 y 2000, condonando la generación de nuevos intereses sobre la deuda. Se otorga a la empresa un año de gracia para la respectiva amortización.

PARTICIPACION SECTORIAL EN EL MERCADO
 INGRESOS Y CONSUMO - 1990



SECTOR RESIDENCIAL
 PARTICIPACION POR ESTRATOS



CALCULO DE SUBSIDIOS

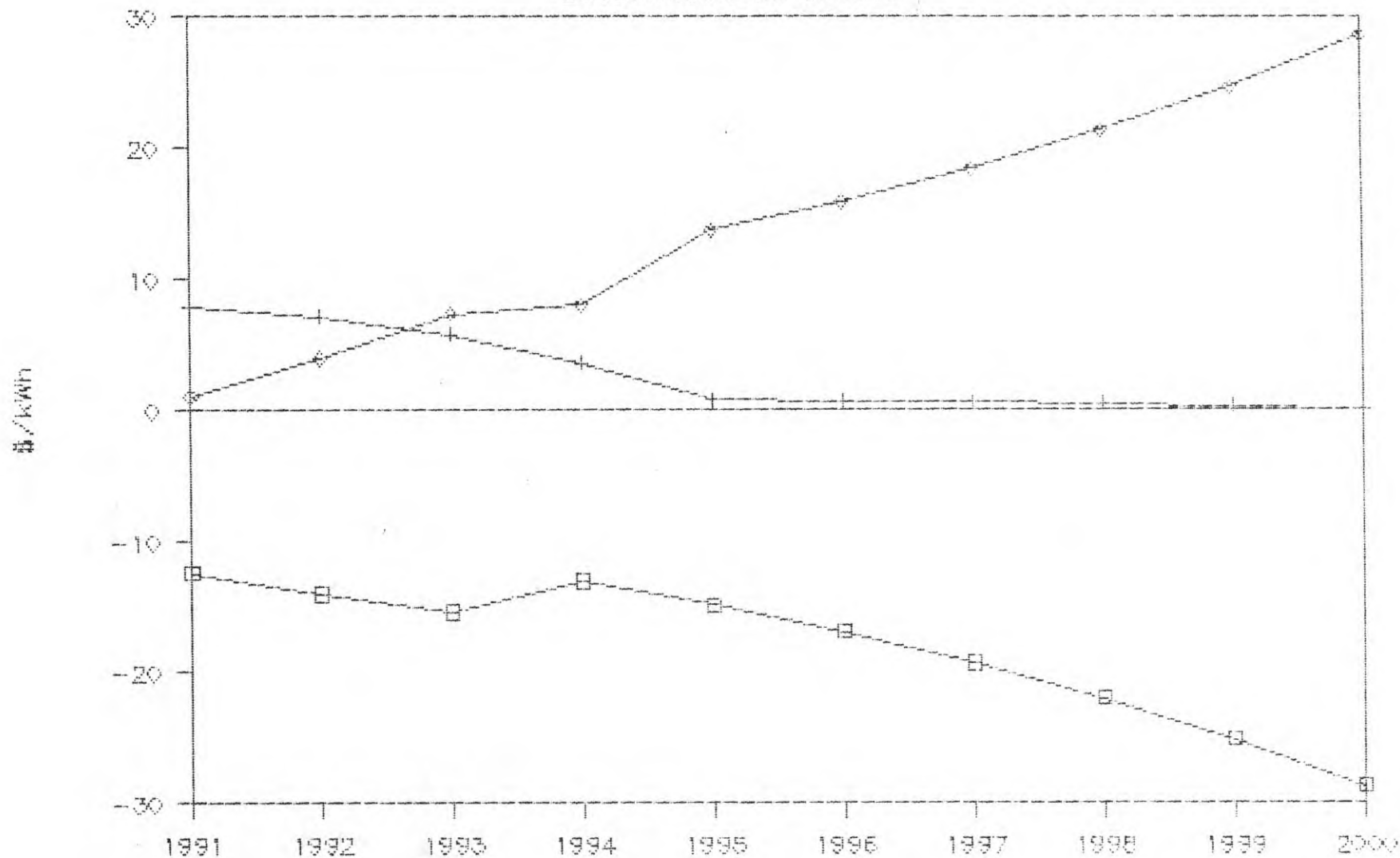
Quindío	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
CIPLPele	39.77	46.93	54.44	62.06	70.75	80.66	91.95	104.82	119.50	136.23
Tventa	27.32	32.90	39.03	49.02	55.88	63.70	72.62	82.79	94.38	107.59
CIPLPisae	15.47	18.23	21.13	24.07	27.42	31.24	35.58	40.54	46.19	52.63
CIPLPisao	40.75	48.08	55.77	63.58	72.48	82.63	94.20	107.38	122.42	139.56
CIPLPeisa	22.51	26.56	30.84	35.14	40.11	45.70	52.05	59.31	67.61	77.10
Tcompra	9.89	13.21	17.11	21.54	26.87	30.74	35.16	40.22	46.01	52.63
Tcompra	27.36	35.99	46.05	57.40	71.03	81.31	93.07	106.53	121.93	139.56
Tcompra	14.62	19.45	25.13	31.54	39.31	44.97	51.42	58.84	67.34	77.10
Gaom	3.72	4.42	5.27	6.18	7.03	8.34	9.58	11.02	12.67	14.58
fc	0.66	0.66	0.66	0.66	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
Sv	3324	4027	4685	4238	5100	6190	7461	8966	10676	12688
Sc	3039	2878	2434	1615	377	362	326	258	159	0
Sc	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GWh propia	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
GWh compra	381	400	418	440	458	481	505	527	549	571
MW compra	68	72	78	81	87	92	98	101	118	112
GWh venta	267	287	304	325	343	365	386	407	425	443
GWh cp	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SUBSIDIO	285	1148	2250	2623	4723	5828	7136	8708	10517	12688
\$/kWh Subsidio	1.07	4.00	7.40	8.07	13.77	15.97	18.49	21.40	24.74	28.64

GLOSARIO DE TERMINOS

Quindío	\$/kWh
CIPLPele	Costo Incremental Promedio Ventas
Tventa	Tarifa Media Venta Usuario Final
CIPLPisae	Costo Incremental Promedio Compra Energia
CIPLPisap	Costo Incremental Promedio Compra Potencia
CIPLPeisa	Costo Incremental Promedio Compra Equivalente
Tcomprae	Tarifa Media Compra Energia
Tcomrap	Tarifa Media Compra Potencia
Tecompra	Tarifa Media Compra Equivalente
Gaom	Gastos AOM Generación Hidráulica
fc	Factor de Carga
	Millones de Pesos Corrientes
Sv	Subsidio Ventas Usuario Final
Sc	Subsidio Compras Energia
Sg	Beneficio Generación Propia
GWh propia	Energia Generación Propia
GWh compra	Energia Comprada
MW compra	Potencia Comprada
GWh venta	Energia Vendida Usuario Final
GWh cp	Energia Consumo Propio
SUBSIDIO	Millones de Pesos Corrientes
\$/kWh Subsidio	

SUBSIDIOS

Electrificadora del Quindío



Subsidio Venta

+ Subsidio Compra

o Subsidio Neto

ELECTRIFICADORA DEL QUINDIO - CALCULO DE LA TARIFA MEDIA PONDERADA

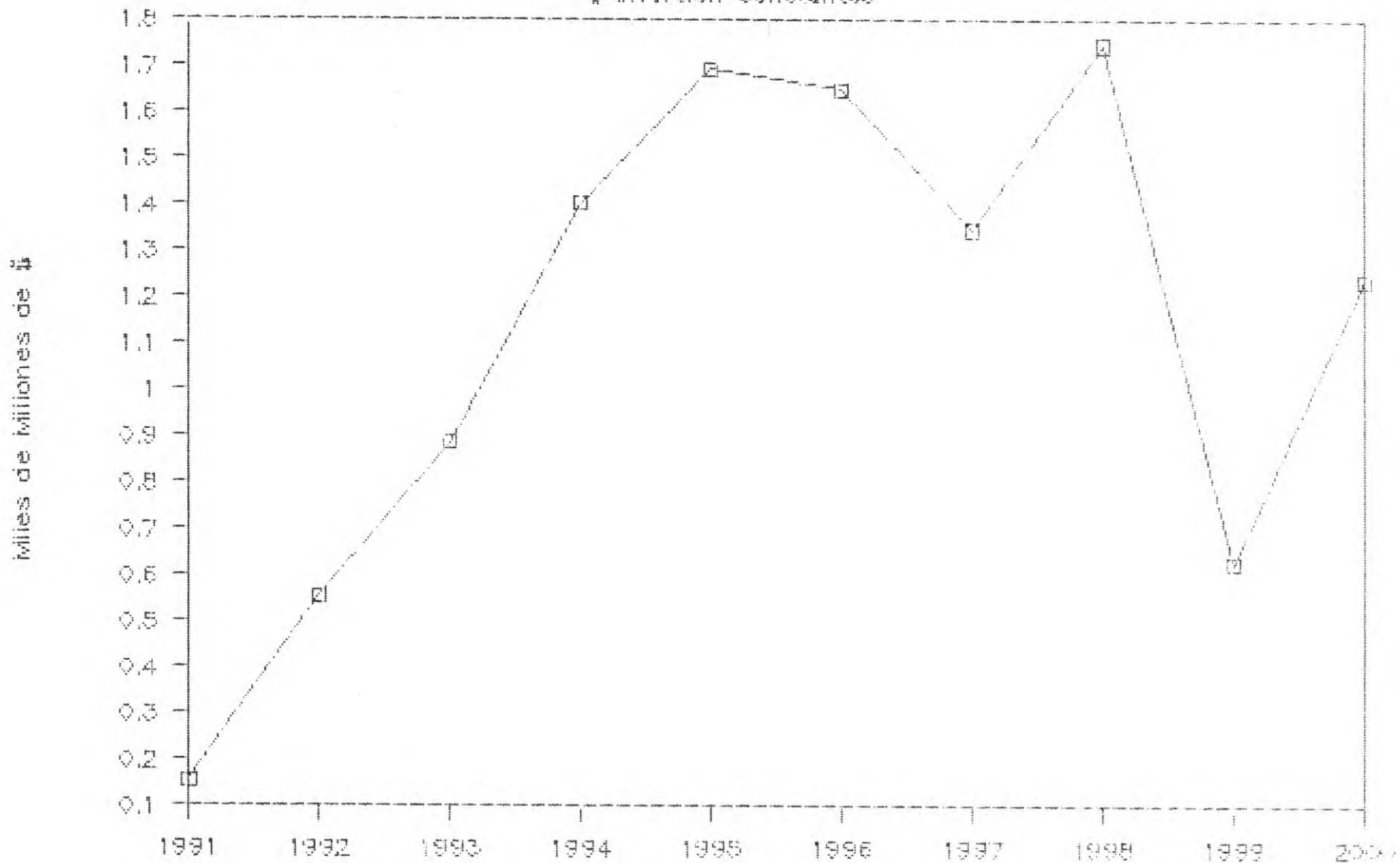
	1,990	1,991	1,992	1,993	1,994	1,995	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000
INDUSTRIAL											
T. MEDIA/1	25.57	38.54	45.83	53.57	61.54	70.69	81.20	93.26	107.11	123.01	141.26
T. MEDIA/2	25.57	38.54	46.54	55.22	64.36	73.37	83.64	95.35	108.70	123.91	141.26
CIPLPr	30.91	37.49	44.24	51.32	58.51	66.70	76.04	86.68	98.82	112.65	128.42
% CIPLPr /1	82.73%	102.78%	103.58%	104.38%	105.18%	105.99%	106.79%	107.59%	108.39%	109.20%	110.00%
% CIPLPr /2	82.73%	102.78%	105.18%	107.59%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%
COMERCIAL											
T. MEDIA/1	26.91	41.14	48.93	57.20	65.72	75.51	86.74	99.65	114.46	131.47	151.00
T. MEDIA/2	26.91	41.14	49.70	59.00	68.79	78.42	89.40	101.92	116.19	132.45	151.00
CIPLPr	33.04	40.08	47.29	54.86	62.54	71.29	81.27	92.65	105.62	120.41	137.27
% CIPLPr /1	81.45%	102.64%	103.46%	104.28%	105.09%	105.91%	106.73%	107.55%	108.36%	109.18%	110.00%
% CIPLPr /2	81.45%	102.64%	105.09%	107.55%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%
OFICIAL											
T. MEDIA/1	19.17	44.72	52.16	59.80	67.37	75.88	85.46	96.23	108.34	121.96	137.27
T. MEDIA/2	19.17	44.72	50.94	56.98	62.54	71.29	81.27	92.65	105.62	120.41	137.27
CIPLPr	33.04	40.08	47.29	54.86	62.54	71.29	81.27	92.65	105.62	120.41	137.27
% CIPLPr /1	58.01%	111.58%	110.30%	109.01%	107.72%	106.44%	105.15%	103.86%	102.57%	101.29%	100.00%
% CIPLPr /2	58.01%	111.58%	107.72%	103.86%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
RESIDENCIAL											
T. MEDIA/1	14.45	20.97	24.68	28.68	32.75	37.47	42.84	49.03	56.14	64.37	87.90
T. MEDIA/2	14.45	20.97	25.11	29.71	40.05	45.65	52.05	59.33	67.64	77.11	87.90
CIPLPr	33.04	40.08	47.29	54.86	62.54	71.29	81.27	92.65	105.62	120.41	137.27
% CIPLPr /1	43.73%	52.31%	52.20%	52.28%	52.37%	52.56%	52.71%	52.91%	53.15%	53.46%	64.04%
% CIPLPr /2	43.73%	52.31%	53.09%	54.17%	64.04%	64.04%	64.04%	64.04%	64.04%	64.04%	64.04%
ALUMBRADO											
T. MEDIA/1	13.54	30.38	37.12	44.53	52.45	61.71	72.53	85.18	99.95	117.17	137.27
T. MEDIA/2	13.54	30.38	39.66	50.43	62.54	71.29	81.27	92.65	105.62	120.41	137.27
CIPLPr	33.04	40.08	47.29	54.86	62.54	71.29	81.27	92.65	105.62	120.41	137.27
% CIPLPr /1	40.98%	75.80%	78.49%	81.18%	83.87%	86.56%	89.25%	91.93%	94.62%	97.31%	100.00%
% CIPLPr /2	40.98%	75.80%	83.87%	91.93%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
OTROS											
T. MEDIA/1	21.61	35.60	42.60	50.09	57.88	66.87	77.24	89.20	103.00	118.92	137.27
T. MEDIA/2	21.61	35.60	43.77	52.82	62.54	71.29	81.27	92.65	105.62	120.41	137.27
CIPLPr	33.04	40.08	47.29	54.86	62.54	71.29	81.27	92.65	105.62	120.41	137.27
% CIPLPr /1	65.39%	88.83%	90.07%	91.31%	92.55%	93.79%	95.03%	96.28%	97.52%	98.76%	100.00%
% CIPLPr /2	65.39%	88.83%	92.55%	96.28%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
TOTAL											
T. MEDIA/1	17.41	27.32	32.35	37.72	43.22	49.57	56.83	65.18	74.78	85.85	107.59
T. MEDIA/2	17.41	27.32	32.90	39.03	49.02	55.88	63.70	72.62	82.79	94.38	107.59
CIPLPr	32.79	39.77	46.93	54.44	62.06	70.75	80.66	91.95	104.82	119.50	136.23
% CIPLPr /1	53.10%	68.70%	68.93%	69.28%	69.64%	70.06%	70.46%	70.89%	71.34%	71.84%	78.98%
% CIPLPr /2	53.10%	68.70%	70.11%	71.70%	78.98%	78.98%	78.98%	78.98%	78.98%	78.98%	78.98%

1/ Se supuso que cada sector llegaría a su meta de costo en el año 2000

2/ Se supuso que cada sector llegaría a su meta de costo en el año 1994.

ELECTRIFICADORA DEL QUINDIO

₡ Inversión Constantes



10-Jul-91

QUINDIO - BASE
PROYECCION-ESTADO DE RESULTADOS
(MILLONES DE PESOS)

62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
DATOS MACRO. Y GRALES.		1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000																									
-----		REAL	REAL	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---																									
68	INFLACION EXTERNA	1.04	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05																									
69	TASA DE INFLACION	1.26	1.32	1.22	1.18	1.16	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14																									
70	TASA DE DEVALUACION	1.29	1.31	1.15	1.13	1.11	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09																									
71	TASA DE CAMBIO PROMEDIO	382.6	502.2	610.2	696.2	779.5	857.9	935.8	1021.0	1113.9	1215.2	1325.8	1446.5																									
72	TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO	433.9	568.7	655.7	740.4	821.9	896.6	978.1	1067.1	1164.2	1270.2	1395.7	1511.8																									
73	TARI.MED.COMPR.A EMER.BLO.1	7.5	10.6	9.89	13.21	17.11	21.54	26.87	30.74	35.16	40.22	46.01	52.63																									
74	TARI.MED.COMPR.POTENCIA	0.0	20.0	27.36	35.99	46.05	57.40	71.03	81.31	93.07	106.53	121.93	139.56																									
75	COMPR.A GWH EN BLOQUE 1	277	362	381	400	418	440	458	481	505	527	549	571																									
76	COMPR.A MW-MES	0	65	68	72	78	81	87	92	98	101	118	112																									
77	PERDIDAS - GWH -	0	91	102	100	102	102	103	103	103	103	106	110																									
78	ENERGIA DISPONIBLE GWH	0	350	369	387	406	427	446	468	489	510	531	553																									

VENTAS																																						

88	GWH VENTAS USUARIO FINAL	179	260	267	297	304	325	343	365	386	407	425	443																									
89	TOTAL UNIDADES VENDIDAS	179	260	267	297	304	325	343	365	386	407	425	443																									
90	TARIFA MED.USUARIO FINAL	12.17	17.49	27.32	32.90	39.03	49.02	55.88	63.70	72.62	82.79	94.38	107.59																									
91	TARIFA MED. POT. INTERC.	0.00	20.0	27.36	35.99	46.05	57.40	71.03	81.31	93.07	106.53	121.93	139.56																									
92	TARIFA MEDIA PROMEDIO	12.17	17.49	27.32	32.90	39.03	49.02	55.88	63.70	72.62	82.79	94.38	107.59																									
93	VENTAS USUARIO FINAL	2181	4542	7294	9442	11865	15932	19167	23251	28031	33696	40112	47662																									
94	TOTAL VENTAS	2181	4542	7294	9442	11865	15932	19167	23251	28031	33696	40112	47662																									
95	OTRS INGRESOS EXPLOTACION	71	252	405	525	659	885	1065	1292	1558	1872	2229	2648																									
96	TOT. INGRESOS EXPLOTACION	2252	4795	7700	9967	12524	16817	20232	24542	29589	35568	42340	50311																									

GASTOS DE EXPLOTACION																																						

101	COMPR.A ENERGIA BLOQUE 1	2.071	3.847	5.641	7.878	10.727	14.144	18.474	22.280	26.817	31.965	39.712	45.678																									
102	DISTRIBUCION	198	333	651	838	1.042	1.385	1.648	1.967	2.331	2.754	3.220	3.757																									
103	MANTENIMIENTO	60	112	220	283	351	467	556	663	786	928	1.086	1.267																									
104	DEPPEC.ACT.FIJ.EN SERV.	200	224	242	359	445	649	820	1.040	1.306	1.628	1.998	2.393																									
105	CUENTAS INCOBRABLES	0	17	25	30	35	44	49	59	71	86	102	121																									
106	GENERAL Y ADMINISTRACION	172	373	728	937	1.165	1.548	1.842	2.199	2.606	3.078	3.599	4.199																									
107	SUBSIDIOS	0	0	(285)	(1.148)	(2.250)	(2.623)	(4.723)	(5.828)	(7.136)	(8.708)	(10.517)	(12.688)																									
108	OTROS GASTOS EXPLOTACION	0	0	69	106	95	98	127	124	207	305	370	349																									
109	TOTAL GASTOS EXPLOTACION	2.742	5.009	7.488	9.537	11.929	16.132	19.294	23.104	27.700	32.874	40.540	46.220																									
110	INGRESOS NETO EXPLOTACION	(490)	(214)	211	430	596	685	938	1.438	1.889	2.694	1.800	4.091																									
111	ING.(EGRES.)AJENOS EXP.																																					
112	OTROS INGRESOS	55	95	115	136	158	180	205	234	267	304	347	395																									
113	OTROS EGRESOS	37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0																									
114	TOT.ING.(EGRES.)AJENOS EXP.	18	95	115	136	158	180	205	234	267	304	347	395																									
115	UTILIDAD ANTE GTOS.FINANC.	(473)	(120)	327	566	754	865	1.143	1.572	2.156	2.998	2.147	4.486																									
116	GASTOS FINANCIEROS																																					
117	GTOS.FINANCIER.OPERACION	0	259	66	57	58	45	211	754	1.319	1.082	1.915	1.524																									
118	TOTAL GTOS.FINANCIEROS	0	259	66	57	58	45	211	754	1.319	1.082	1.915	1.524																									
119	UTILIDAD(PERDIDA)NETA	(473)	(379)	261	509	696	819	932	918	837	1.916	231	2.962																									
=====																																						

10-Jul-91

QUINDIO - BASE
PROYECCION-ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS
(MILLONES DE PESOS)

FUENTES	1989 REAL	1990 REAL	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
FUENTES INTERNAS												
INGRESO NETO EXPLOTACION	(490)	(214)	211	430	596	685	938	1.438	1.889	2.694	1.800	4.091
TOT.ING.(EGRS)AJENOS EXP.	18	95	115	136	158	180	205	234	267	304	347	395
DEPREC.Y AMORT.DIFERIDOS	290	224	242	359	445	649	820	1040	1306	1628	1988	2393
OTROS NO CAJA	34	53	65	76	89	101	115	131	150	171	194	222
TOTAL FUENTES INTERNAS	(239)	158	633	1.001	1.287	1.615	2.078	2.843	3.612	4.796	4.329	7.100
FUENTES EXTERNAS												
APORTES PRESUPUESTO NAL	6.762	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
APORTES PARTICULARES	20	38	125	171	213	735	1.163	1.582	1.803	2.056	2.344	2.672
REINVERSION DIVIDENDOS	0	0	0	235	458	627	737	839	825	754	1.725	208
DEPOSIT.FUT.SUSCRIP.ACIONES	1.828	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CREDITO INTERNO												
PRESTAMOS FUTUROS M.L.	0	0	0	356	488	1131	1362	1126	1295	1871	0	0
OTRAS FTES (CAP.EMP. A ELE.)	113	(112)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FINANC.COREL/ICEL DEUDA L.P.	0	0	2331	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL FUENTES EXTERNAS	8.722	(74)	2.455	762	1.159	2.492	3.263	3.547	3.924	4.681	4.068	2.880
TOTAL FUENTES	8.483	84	3.088	1.764	2.447	4.107	5.341	6.390	7.536	9.477	8.397	9.981
APLICACIONES												
SERVICIO DEUDAS												
INTERESES CREDITO INTERNO												
INT.PRESTAMOS VIGENTES M.L.	0	0	66	57	45	34	23	11	3	0	0	0
INT.PRESTAMOS FUTUROS M.L.	0	0	0	0	13	12	189	743	1316	1082	1915	1524
AMORT. CREDITO INTERNO												
AMORT.PRESTAMOS VIGENTES M.L.	0	0	15	26	26	25	26	26	13	0	0	0
AMORT.PRESTAMOS FUTUROS M.L.	0	0	0	0	0	59	141	329	556	744	960	1212
TOTAL SERVICIO DEUDA	0	0	81	83	84	131	378	1110	1888	1826	2875	2736
COSTOS CONSTRUCCION												
GTOS.FROS.CONSTRUCCION M.L.	0	0	0	64	203	485	720	530	233	803	0	0
INVERSION M.L.	8628	175	191	733	1270	2173	2939	3533	3546	4784	2286	5154
TOT.COSTO CONSTRUCCION	8628	175	191	798	1474	2658	3659	4063	3779	5587	2286	5154
OTRAS APLICACIONES												
OTRAS A	154	(144)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIVIDENDOS DECLARADOS	0	0	0	235	458	627	737	839	825	754	1725	208
ESTUDIOS	5	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INCREMENT(DISMIN)CAP.TRAB.	(304)	48	2.594	216	152	351	(27)	617	271	816	1.470	1.029
PAGOS A CORELCA/ICEL	0	0	0	259	259	259	259	259	259	259	259	259
TOT.OTRAS APLICACIONES	(145)	(91)	2.594	710	870	1.237	970	1.715	1.956	1.828	3.454	1.497
TOTAL APLICACIONES	8.483	84	2.966	1.590	2.428	4.026	5.007	6.887	7.623	9.241	8.614	9.387
SUPERAVIT(DEFICIT)ANUAL												
SUPERAVIT(DEFICIT)ANUAL	0	(0)	222	173	19	91	333	(497)	(87)	236	(217)	594
SUPERAVIT(DEFICIT)ACUM.	0	(0)	222	396	415	496	829	332	245	481	264	858

ELECTRIFICADORA DE SANTANDER

- Características del Mercado

El 44% de la composición del mercado de Santander está representado por usuarios residenciales. Dentro de este sector, el Estrato más representativo desde el punto de vista de consumos es el Estrato Medio-Bajo (Estrato III), con consumos medios de 141.4 kWh/mes por suscriptor. La tarifa media de venta de los sectores en conjunto, alcanza el 86% del CIPLP a nivel de distribución. La electrificadora compra durante el período considerado el 82% en promedio de la energía que requiere para abastecer su demanda, no obstante, cabe destacar que la empresa se beneficia significativamente de la compra de energía optimizable a tarifas inferiores a las del sistema interconectado.

- Gastos

La empresa en el año 1990 muestra una relación porcentual de gastos con respecto a ventas de energía al usuario final, equivalente al 50.3%; estos gastos excluyen los egresos correspondientes a operación comercial. Los indicadores más relevantes en esta materia: Suscriptores/Trabajadores y Suscriptores/Personal Administrativo, se sitúan en 196 y 651 respectivamente, bastante por debajo del promedio del Grupo. Se fijó como meta de proyección un crecimiento anual promedio de los gastos de un 15%, en el período 1990-2000, siendo la inflación media del período del 17% y la tasa de crecimiento de la demanda del 5.2%. Esta meta equivale a reducir la relación Gastos/Ventas, hasta alcanzar la cifra del 25% en 1995 y del 23.5% en el año 2000. El crecimiento permitido en los gastos implica necesariamente una reducción drástica de la planta actual de la electrificadora, de no realizarse, la empresa no podrá cubrir adecuadamente la demanda adicional de su sistema.

- Recaudos por Ventas

En la actualidad la cartera morosa de los usuarios es bastante baja. El porcentaje de cuentas por cobrar a los consumidores es del 18%. Esta cifra incluye tanto la cartera corriente como la vencida. En la proyección se fija una meta del 17% para el año 1995.

- Pagos de Energía

La meta en lo referente a pagos por compra de energía y potencia al sistema interconectado es del 100% a partir del año 1991. La deuda en libros de la empresa por concepto de compra de energía, es de 1,367 millones de pesos en 1990.

- Pérdidas de Energía

El índice de pérdidas de la empresa se encuentra en el 17.0% en

el año 1990. La meta de proyección establece un índice del 14.0% para el año 2000.

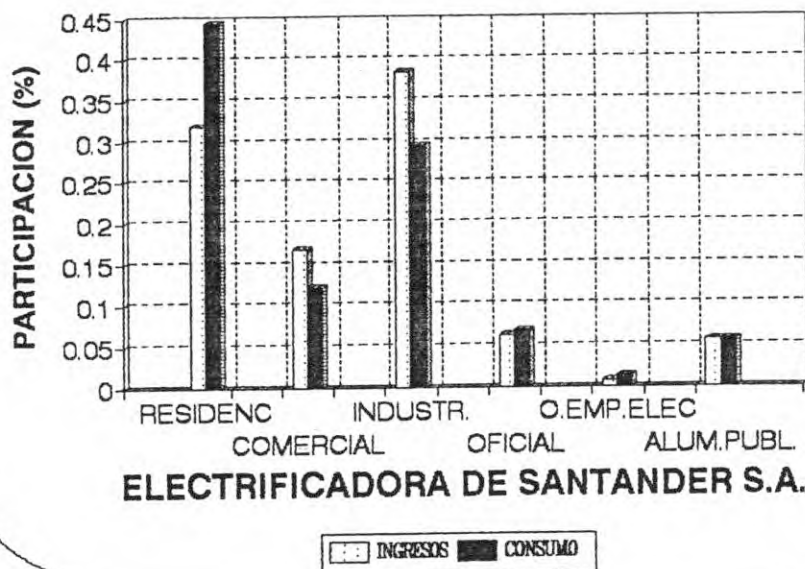
- Subsidios

En la estimación de subsidios, el término correspondiente a beneficios por generación propia, tiene en cuenta las plantas mayores de la electrificadora (Palenques III y IV y Barrancas I, II y III). Los montos de subsidios dependen de la generación de la empresa a lo largo del período considerado. Debe resaltarse que la relación entre el valor presente de los subsidios explícitos y la inversión es del 2.2%.

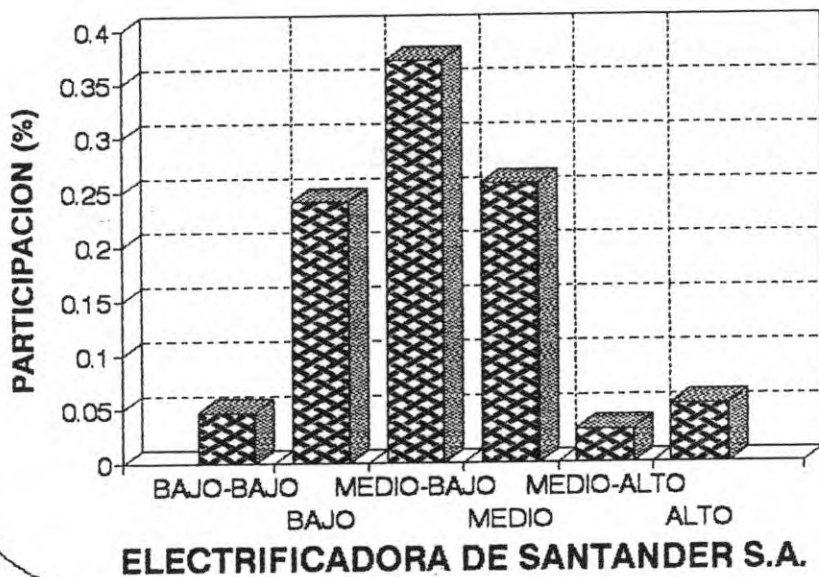
- Inversión

La relación entre el valor presente neto de las inversiones (en conjunto con los gastos operativos y de mantenimiento) y el valor presente de los kWh vendidos es de 10.79 \$/kWh. Cabe resaltar que parte de las inversiones se destinan a proyectos de generación. La empresa participa al igual que Norte de Santander en el proyecto Bucaramanga-Ocaña-Cúcuta. Luego del pico producido por la construcción de esta línea, la empresa retorna a un ritmo de inversiones normal.

PARTICIPACION SECTORIAL EN EL MERCADO
 INGRESOS Y CONSUMO - 1990



SECTOR RESIDENCIAL
 PARTICIPACION POR ESTRATOS



CALCULO DE SUBSIDIOS

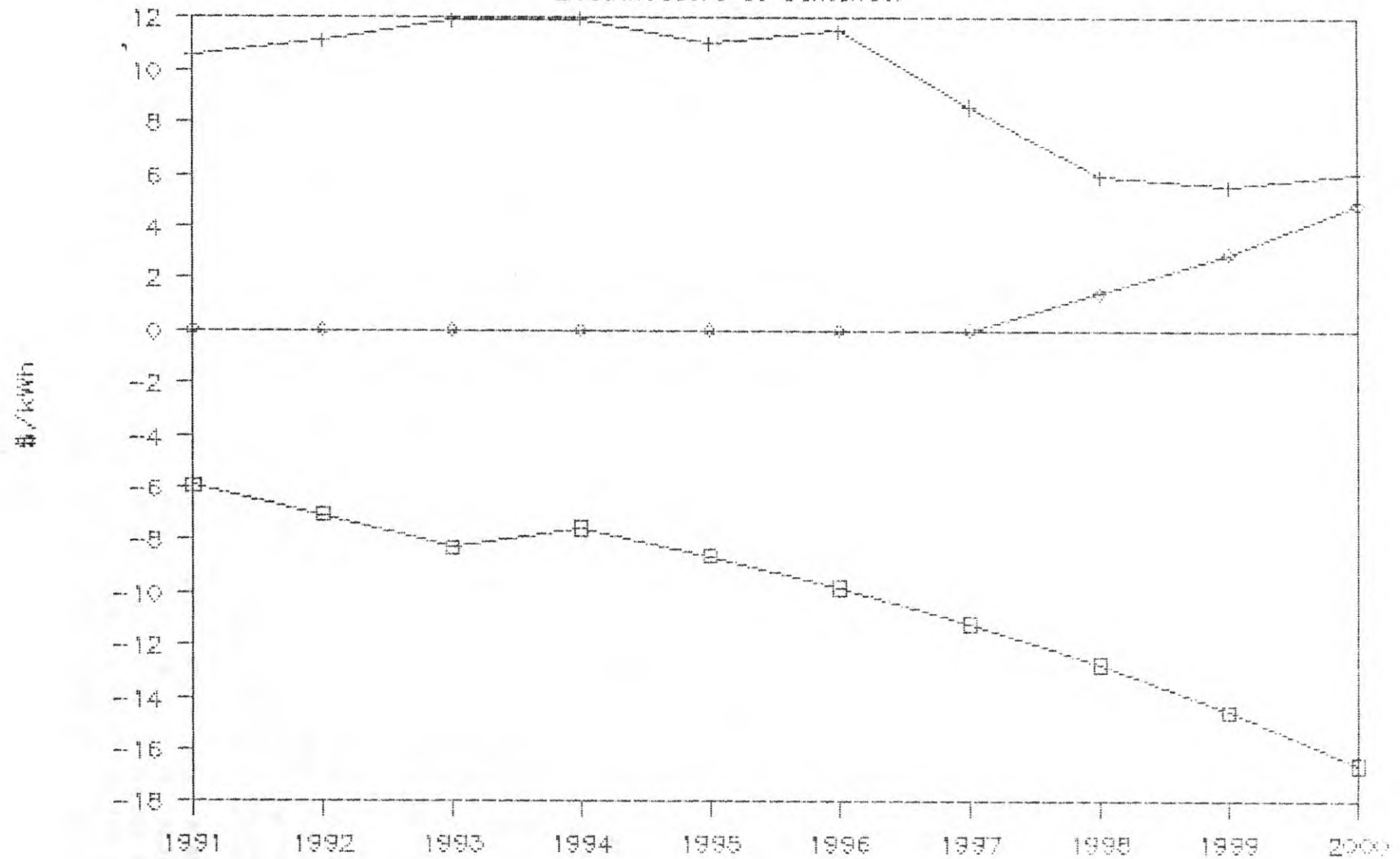
Santander	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
CIPLPele	35.24	41.59	48.24	55.00	62.70	71.47	81.48	92.89	105.89	120.71
Tventa	29.32	34.52	39.98	47.44	54.08	61.65	70.29	80.13	91.34	104.13
CIPLPisae	15.17	17.90	20.76	23.67	26.98	30.76	35.06	39.97	45.57	51.94
CIPLPisao	40.75	48.08	55.77	63.58	72.48	82.63	94.20	107.38	122.42	139.56
CIPLPeisa	17.53	21.58	24.45	27.88	32.44	37.08	44.98	53.28	61.00	68.85
Tcomorae	5.35	7.70	9.48	12.10	16.06	19.35	26.57	34.14	40.09	45.85
Tcomorao	27.36	35.99	46.05	57.40	71.03	81.31	93.07	106.53	121.93	139.56
Tecomora	6.93	10.46	12.53	15.90	21.41	25.58	36.37	47.34	55.47	62.75
Gaomtq	21.40	22.65	24.05	25.62	27.50	29.74	32.41	35.58	39.35	43.80
Gaomtf	17.32	17.34	17.36	17.37	17.40	17.42	17.46	17.49	17.54	17.59
Gaomh	3.72	4.42	5.27	6.18	7.03	8.34	9.58	11.02	12.67	14.58
CIPLPb	22.02	25.98	30.14	34.35	39.16	44.65	50.90	58.02	66.15	75.41
Tvb	17.80	22.66	28.21	34.35	39.16	44.64	50.90	58.02	66.14	75.40
Tvpg	612.6	722.9	838.6	956.0	1089.8	1242.4	1416.3	1614.6	1840.6	2098.3
Tvsg	306.1	399.1	503.6	620.4	760.1	926.7	1125.1	1360.9	1640.7	1972.1
Tvpf	202.0	238.4	276.5	315.2	359.3	409.6	467.0	532.4	606.9	691.9
Tvsf	84.9	117.8	150.2	186.6	230.4	282.7	345.1	419.5	508.0	613.0
fc	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58
Sv	4977	6145	7456	7186	8624	10418	12640	15372	18495	22101
Sc	7682	6744	9145	10456	9618	11313	7083	4648	4718	5849
Sg tq	-448	-227	54	231	672	802	3297	6040	7449	7944
Sg tf	1	25	27	30	57	60	203	343	420	456
Sg h	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sb	47	38	23	0	0	0	-0	0	0	0
Se	1026	1977	1302	992	1304	1010	2266	2617	2153	1367
GWh propia t	182	335	212	161	214	172	412	536	540	498
GWh propia h	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132
GWh compra	725	607	767	873	872	983	822	783	853	960
MW compra	42	46	51	58	66	75	87	97	108	116
GWh venta	841	869	903	951	1000	1061	1130	1205	1271	1333
GWh cp	12	18	13	11	13	12	21	25	25	24
GWh vb	11	12	12	13	13	14	15	16	17	18
Vs Gas MBTU	2382257	4377282	2777337	2103607	2796960	2243586	5391147	7013332	7065661	6517519
Vs Fuel Gal	2524247	4638183	2942876	2228989	2963668	2377311	5712478	7431350	7486797	6905985
SUBSIDIO	0	0	0	0	0	0	0	1724	3756	6484
\$/kWh Subsidio	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.43	2.95	4.86

GLOSARIO DE TERMINOS

Santander	\$/kWh
CIPLPele	Costo Incremental Promedio Ventas
Tventa	Tarifa Media Venta Usuario Final
CIPLPisae	Costo Incremental Promedio Compra Energia
CIPLPisap	Costo Incremental Promedio Compra Potencia
CIPLPeisa	Costo Incremental Promedio Compra Equivalente
Tcomprae	Tarifa Media Compra Energia
Tcomprap	Tarifa Media Compra Potencia
Tecompra	Tarifa Media Compra Equivalente
Gaomtg	Gastos AOM Generación Gas Natural
Gaomtf	Gastos AOM Generación Derivados
Gaomb	Gastos AOM Generación Hidráulica
CIPLPb	Costo Incremental Promedio Ventas Bloque
Tvb	Tarifa Media Venta Bloque
	\$/METU
Tvpg	Precio Venta Público Gas Natural
Tvsg	Precio Venta Empresa Gas Natural
	\$/Galón
Tvpf	Precio Venta Público Combustible
Tvsf	Precio Venta Empresa Combustible
fc	Factor de Carga
	Millones de Pesos Corrientes
Sv	Subsidio Ventas Usuario Final
Sc	Subsidio Compras Energía
Sg tg	Beneficio Generación Propia Gas Natural
Sg tf	Beneficio Generación Propia Combustible
Sg h	Beneficio Generación Propia Hidráulica
Sb	Subsidio Ventas Bloque
Se	Subsidio Compras Combustibles
GWh propia t	Energía Generación Propia Termicas
GWh propia h	Energía Generación Propia Hidráulicas
GWh compra	Energía Comprada
MW compra	Potencia Comprada
GWh venta	Energía Vendida Usuario Final
GWh cp	Energía Consumo Propio
GWh vb	Energía Vendida Bloque
Vs Gas MBTU	Volumen de Gas Natural Subsidiado
Vs Fuel Gal	Volumen de Fuel Oil Subsidiado
SUBSIDIO	Millones de Pesos Corrientes
\$/kWh Subsidio	

SUBSIDIOS

Electrificadora de Santander



Subsidio Venta

+ Subsidio Compra

◊ Subsidio Neto

01, ULTIMA VERSION, TENIENDO EN CUENTA EL INDICE DE COSTOS DEL SECTOR ELECTRICO

TRIFICADORA DE SANTANDER - CALCULO DE LA TARIFA MEDIA PONDERADA

	1,990	1,991	1,992	1,993	1,994	1,995	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000
INDUSTRIAL											
DIA/1	26.15	38.07	44.43	50.96	57.44	64.74	72.95	82.19	92.59	104.29	117.45
DIA/2	26.15	38.07	43.44	48.66	53.51	61.00	69.54	79.28	90.38	103.03	117.45
r	25.70	31.17	36.79	42.67	48.65	55.46	63.22	72.07	82.16	93.66	106.77
LPr/1	101.77%	122.12%	120.77%	119.43%	118.08%	116.73%	115.39%	114.04%	112.69%	111.35%	110.00%
LPr/2	101.77%	122.12%	118.08%	114.04%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%
COMERCIAL											
DIA/1	27.72	37.39	44.61	52.31	60.27	69.44	80.00	92.15	106.13	122.23	140.75
DIA/2	27.72	37.39	45.58	54.56	64.12	73.10	83.34	95.00	108.30	123.47	140.75
r	30.80	37.36	44.08	51.14	58.30	66.46	75.76	86.37	98.46	112.24	127.96
LPr/1	90.01%	100.08%	101.19%	102.29%	103.39%	104.49%	105.59%	106.69%	107.80%	108.90%	110.00%
LPr/2	90.01%	100.08%	103.39%	106.69%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%
RESIDENCIAL											
DIA/1	18.17	35.65	42.12	48.92	55.84	63.73	72.75	83.03	94.78	108.18	123.48
DIA/2	18.17	35.65	42.22	49.16	56.25	64.13	73.11	83.34	95.01	108.31	123.48
r	29.72	36.05	42.54	49.35	56.25	64.13	73.11	83.34	95.01	108.31	123.48
LPr/1	61.12%	98.89%	99.01%	99.14%	99.26%	99.38%	99.51%	99.63%	99.75%	99.88%	100.00%
LPr/2	61.12%	98.89%	99.26%	99.63%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
GRUPO											
DIA/1	14.36	19.75	23.31	27.10	31.03	35.51	40.66	46.56	53.31	61.11	80.04
DIA/2	14.36	19.75	23.59	27.77	36.46	41.57	47.39	54.02	61.59	70.21	80.04
r	30.80	37.36	44.08	51.14	58.30	66.46	75.76	86.37	98.46	112.24	127.96
LPr/1	46.63%	52.88%	52.89%	52.99%	53.22%	53.43%	53.66%	53.90%	54.14%	54.44%	62.55%
LPr/2	46.63%	52.88%	53.52%	54.31%	62.55%	62.55%	62.55%	62.55%	62.55%	62.55%	62.55%
OTRO											
DIA/1	12.42	17.80	21.56	25.65	29.97	35.00	40.85	47.65	55.55	64.74	75.40
DIA/2	12.42	17.80	22.66	28.21	34.35	39.16	44.64	50.90	58.02	66.14	75.40
r	18.15	22.01	25.98	30.13	34.35	39.16	44.64	50.90	58.02	66.14	75.40
LPr/1	68.46%	80.85%	82.98%	85.11%	87.24%	89.36%	91.49%	93.62%	95.75%	97.87%	100.00%
LPr/2	68.46%	80.85%	87.24%	93.62%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
RESUMEN											
DIA/1	19.98	36.44	43.12	50.16	57.34	65.55	74.93	85.66	97.92	111.94	127.96
DIA/2	19.98	36.44	43.36	50.72	58.30	66.46	75.76	86.37	98.46	112.24	127.96
r	30.80	37.36	44.08	51.14	58.30	66.46	75.76	86.37	98.46	112.24	127.96
LPr/1	64.89%	97.54%	97.82%	98.09%	98.36%	98.63%	98.91%	99.18%	99.45%	99.73%	100.00%
LPr/2	64.89%	97.54%	98.36%	99.18%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
TOTAL											
DIA/1	20.02	29.32	34.53	40.00	45.57	51.91	59.14	67.37	76.76	87.48	104.13
DIA/2	20.02	29.32	34.52	39.98	47.44	54.08	61.65	70.29	80.13	91.34	104.13
r	29.06	35.24	41.59	48.24	55.00	62.70	71.47	81.48	92.89	105.89	120.71
LPr/1	68.90%	83.19%	83.03%	82.92%	82.86%	82.80%	82.74%	82.69%	82.64%	82.61%	86.26%
LPr/2	68.90%	83.19%	83.00%	82.88%	86.26%	86.26%	86.26%	86.26%	86.26%	86.26%	86.26%

Supuso que cada sector llegaría a su meta de costo en el año 2000

Supuso que cada sector llegaría a su meta de costo en el año 1994

ELECTRIFICADORA DEL SANTANDER

\$ Inversión Constantes



10-Jul-91

ESSA - BASE
PROYECCION-ESTADO DE RESULTADOS
(MILLONES DE PESOS)

	1989 REAL	1990 REAL	1991 ---	1992 ---	1993 ---	1994 ---	1995 ---	1996 ---	1997 ---	1998 ---	1999 ---	2000 ---
S MACRO. Y GRALES.												
INFLACION	1.26	1.32	1.22	1.18	1.16	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14
DEVALUACION	1.29	1.31	1.15	1.13	1.11	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09
CAMBIO PROMEDIO	392.6	502.2	610.2	696.2	779.5	857.8	935.8	1021.0	1113.9	1215.2	1325.8	1446.5
CAMBIO FIN DE AÑO	433.9	568.7	655.7	740.4	821.9	896.6	978.1	1067.1	1164.2	1270.2	1385.7	1511.8
D.COMPR. ENER.BLO.1	3.42	5.10	5.35	7.70	9.48	12.10	16.06	19.35	26.57	34.14	40.09	45.85
D.COMPR. POTENCIA	15.24	20.58	27.36	35.99	46.05	57.40	71.03	81.31	93.07	106.53	121.93	139.56
GMW EN BLOQUE 1	736	765	725	607	767	873	872	983	822	783	853	960
MW-MES	40	60	42	46	51	58	66	75	87	97	108	116
S - GMW -	155	170	172	177	182	186	191	196	202	209	214	217
DISPONIBLE GMW	914	998	1013	1046	1085	1137	1191	1257	1332	1414	1485	1550
VENTAS												
TAS USUARIO FINAL	759	828	941	869	903	951	1.000	1.061	1.130	1.205	1.271	1.333
UNIDADES VENDIDAS	759	828	841	869	903	951	1.000	1.061	1.130	1.205	1.271	1.333
MED.USUARIO FINAL	15.44	20.04	29.32	34.52	39.98	47.44	54.08	61.65	70.29	80.13	91.34	104.13
MED. POT. INTERC.	15.24	20.58	27.36	35.99	46.05	57.40	71.03	81.31	93.07	106.53	121.93	139.56
MEDIA PROMEDIO	15.44	20.04	29.32	34.52	39.98	47.44	54.08	61.65	70.29	80.13	91.34	104.13
USUARIO FINAL	11.719	16.593	24.652	30.006	36.091	45.093	54.104	65.405	79.395	96.535	116.108	138.805
VENTAS	11.719	16.593	24.652	30.006	36.091	45.093	54.104	65.405	79.395	96.535	116.108	138.805
INGRESOS EXPLOTACION	718	1.077	1.314	1.551	1.799	2.051	2.338	2.665	3.038	3.464	3.948	4.501
INGRESOS EXPLOTACION	12.437	17.670	25.966	31.556	37.890	47.144	56.442	68.070	82.433	99.998	120.056	143.307
GASTOS DE EXPLOTACION	47.1%	50.3%	38.4%	35.1%	31.7%	28.4%	25.0%	24.7%	24.4%	24.1%	23.8%	23.5%
DEPRECIACION	994	1.271	1.438	1.597	1.736	1.937	2.046	2.440	2.925	3.512	4.171	4.923
ENERGIA BLOQUE 1	3.103	5.129	5.026	6.345	9.613	13.881	18.661	25.147	29.911	37.081	47.292	60.233
INFLACION	1.860	2.622	2.967	3.296	3.581	3.997	4.222	5.034	6.036	7.247	8.606	10.157
INFLACION	381	376	426	473	514	574	606	723	867	1.041	1.236	1.458
INFLACION	341	1.078	1.501	4.587	3.774	3.559	5.243	3.000	7.619	12.065	17.421	16.280
INFLACION Y COBRANZA	2.259	3.050	3.500	4.590	5.883	7.235	8.672	10.349	12.354	14.761	17.597	20.926
INGRESOS Y COBRANZA	558	664	751	834	907	1.012	1.069	1.274	1.528	1.834	2.178	2.571
INGRESOS INCORPORABLES	0	64	94	113	135	167	198	239	290	353	424	507
INGRESOS Y ADMINISTRACION	1.729	3.358	3.800	4.221	4.587	5.119	5.407	6.448	7.730	9.282	11.023	13.009
INGRESOS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(1.724)	(3.756)	(6.484)
GASTOS EXPLOTACION	0	0	995	1.185	2.102	3.229	3.763	4.955	4.833	5.377	6.834	8.978
GASTOS EXPLOTACION	11.225	17.611	20.498	27.242	32.832	40.709	49.887	59.610	74.092	90.828	113.027	132.558
INGRESOS NETO EXPLOTACION	1.211	59	5.468	4.314	5.057	6.435	6.555	8.460	9.341	9.171	7.029	10.749
INGRESOS NETO EXPLOTACION (INGRESOS AJENOS EXP. - GASTOS AJENOS EXP.)	0	0	0	161	1.112	0	224	0	63	0	0	0
INGRESOS	493	1.519	1.828	3.195	2.899	2.866	3.361	2.938	3.808	4.244	4.334	3.948
GASTOS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INFLACION EN CAMBIO (FODEX)	194	496	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GASTOS AJENOS EXP.	299	1.024	1.828	3.356	4.011	2.866	3.585	2.938	3.870	4.244	4.334	3.948
GASTOS ANTE GASTOS FINANCIEROS	1.510	1.082	7.296	7.670	9.069	9.302	10.140	11.398	12.212	13.415	11.363	14.697
GASTOS FINANCIEROS	194	217	1.295	1.323	5.779	5.184	5.159	4.559	3.842	3.277	3.166	3.083
GASTOS FINANCIEROS	194	217	1.295	1.323	5.779	5.184	5.159	4.559	3.842	3.277	3.166	3.083
GASTOS (PERDIDA) NETA	1.316	966	6.000	6.347	3.290	4.118	4.981	6.839	8.369	10.138	8.197	11.614

10-Jul-91

ESSA - BASE
PROYECCION-ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS
(MILLONES DE PESOS)

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
FUENTES												
FUENTES INTERNAS												
NETO EXPLOTACION	1.211	59	5.468	4.314	5.057	6.435	6.555	8.460	8.341	9.171	7.029	10.749
.(EGRS)AJENOS EXP.	299	1.024	1.828	3.356	4.011	2.866	3.585	2.938	3.870	4.244	4.334	3.948
Y AMORT.DIFERIDOS	2.259	3.050	3.500	4.590	5.883	7.235	8.672	10.349	12.354	14.761	17.597	20.926
D CAJA	783	1.629	2.003	2.384	2.789	3.207	3.688	4.242	4.878	5.609	6.451	7.418
FUENTES INTERNAS	4.552	5.760	12.799	14.644	17.740	19.743	22.500	25.989	29.443	33.785	35.411	43.041
FUENTES EXTERNAS												
PARTICULARES	556	170	470	948	502	575	562	721	909	1.008	1.093	1.328
SION DIVIDENDOS	1.624	2.525	779	5.400	5.712	2.961	3.706	4.483	6.155	7.533	9.124	7.377
.FUT.SUSCRIP.ACIONES	1.021	692	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
REDITO EXTERNO	0	0	0	1.356	1.570	1.766	0	0	0	0	0	0
OS FUTUROS M.E.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
REDITO INTERNO	0	0	2.563	9.458	1.421	3.183	1.658	2.270	2.263	1.490	1.225	1.276
UTURO.NOMINADOS EN M.E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OS VIGENTES M.L.	1.103	220	4.471	7.303	0	0	0	0	0	0	0	0
OS FUTUROS M.L.	0	0	0	540	761	3.120	1.564	1.905	2.119	2.217	1.762	2.119
VENTES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TES (CAP.EMP. A ELE.)	790	1.152	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FUENTES EXTERNAS	5.004	4.719	8.283	24.905	9.966	11.604	7.491	9.378	11.446	12.238	13.204	12.100
FUENTES	9.556	10.479	21.082	39.549	27.706	31.347	29.992	35.367	40.889	46.023	48.615	55.141
APLICACIONES												
DEUDAS												
RESERVAS CREDITO EXTERNO	0	0	0	0	0	0	512	521	527	530	529	524
OS FUTUROS M.E.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OS.VIG.NOMINAD. EN M.E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OS.FUT.NOMINAD. EN M.E	0	0	52	96	973	1.165	1.283	1.298	1.306	1.459	1.486	1.322
ESTANOS FUTUROS M.L.	0	0	0	34	141	210	501	785	916	1.022	1.136	1.238
IT. CREDITO EXTERNO	0	0	206	233	260	287	156	0	0	0	0	0
RESTAMOS VIGENTES M.E.	0	0	0	0	0	0	375	409	446	487	531	580
RESTAMOS FUTUROS M.E.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IT. CREDITO INTERNO	0	0	434	551	616	17	19	20	22	24	27	29
TMOS.VIG.NOMIN. EN M.E	0	0	0	0	851	937	1.374	1.499	1.635	1.784	1.947	2.124
TMOS.FUT.NOMIN. EN M.E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RESTAMOS VIGENTES M.L.	0	0	838	977	2.061	2.603	2.473	2.344	2.177	1.162	78	0
RESTAMOS FUTUROS M.L.	0	0	0	0	30	60	123	187	447	797	837	967
SERVICIO DEUDA	194	217	2.774	3.084	9.597	9.087	9.679	9.018	8.570	7.441	6.585	6.783
OS CONSTRUCCION												
OS.CONSTRUCCION M.E.	0	0	0	806	553	547	261	258	261	419	460	494
OS.CONSTRUCCION M.L.	382	472	385	2.324	141	210	501	785	916	1.022	1.136	1.238
ION M.E.	0	0	1.582	5.877	2.948	3.098	1.245	1.673	2.014	2.025	1.409	1.937
ION M.L.	5.296	6.775	9.775	12.189	9.016	10.516	12.054	15.302	19.525	21.744	24.326	29.626
OSTO CONSTRUCCION	5.678	7.247	11.742	21.196	12.557	14.371	14.060	18.019	22.716	25.211	27.331	33.195
OS APLICACIONES												
OS DECLARADOS	(127)	812	104	129	156	199	227	270	321	382	455	0
OS	1.624	2.525	779	5.400	5.712	2.961	3.706	4.483	6.155	7.533	9.124	7.377
OS	97	64	117	212	126	144	141	180	227	252	273	332
OS (DISMIN)CAP.TRAB.	1.987	(385)	2.573	1.092	4.039	2.665	3.152	2.857	4.035	5.203	5.625	5.539
OS EN EL SECTOR	0	0	1.902	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OS APLICACIONES	3.684	3.015	5.476	6.832	10.033	5.959	7.225	7.789	10.738	13.370	15.477	13.248
APLICACIONES	9.556	10.479	19.992	31.112	32.188	29.417	30.965	34.926	42.025	46.023	49.394	53.225
VIT(DEFICIT)ANUAL	(0)	0	1.090	8.436	(4.481)	1.930	(973)	541	(1.136)	0	(778)	1.916
VIT(DEFICIT)ACUM.	(0)	(0)	1.099	9.526	5.044	6.974	6.002	6.542	5.406	5.407	4.628	6.544

ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA

- Características del Mercado

El mercado de esta electrificadora es residencial en un 40%. La composición por estratos, presenta una significativa concentración de usuarios en el Estrato II, absorbiendo este grupo de usuarios el 42% de la energía total suministrada al sector residencial, a razón de 108.2 kWh/mes. En conjunto la tarifa media alcanza el 86% del CIPLP a nivel de distribución. En lo referente a compras, aún cuando la empresa se beneficia mayoritariamente de la generación de Hidro-Prado, requiere de energía adicional para abastecer su demanda propia. La relación Compra/Venta de energía es del 93.5% en el año 1990, volviéndose completamente dependiente del sistema interconectado hacia el año 2000, año en el cual esta relación es del 100.3%.

- Gastos

La empresa en el año 1990 muestra una relación porcentual de gastos con respecto a ventas de energía al usuario final, equivalente al 61.4%; estos gastos excluyen los egresos correspondientes a operación comercial. Los indicadores más relevantes en esta materia: Suscriptores/Trabajadores y Suscriptores/Personal Administrativo, se sitúan en 166 y 782 respectivamente, bastante por debajo del promedio del Grupo. Se fijó como meta de proyección un crecimiento anual promedio de los gastos de un 13%, en el período 1990-2000, siendo la inflación media del período del 17% y la tasa de crecimiento de la demanda del 4.8%. Esta meta equivale a reducir la relación Gastos/Ventas, hasta alcanzar la cifra del 25% en 1995 y del 23.5% en el año 2000. El crecimiento en los gastos implica necesariamente una reducción drástica de los mismos, que de no realizarse, la empresa no podría cubrir adecuadamente la demanda adicional de su sistema.

- Recaudos por Ventas

En la actualidad la cartera morosa de los usuarios es considerable. El porcentaje de cuentas por cobrar a los consumidores es del 52%. Esta cifra incluye tanto la cartera corriente como la vencida. En la proyección se fija una meta del 17% para el año 1995. El cumplimiento de esta meta involucra la realización de esfuerzos importantes por parte de la empresa en esta materia.

- Pagos de Energía

La meta en lo referente a pagos por compra de energía y potencia al sistema interconectado es del 100% a partir del año 1991. La deuda en libros de la empresa por concepto de compra de energía, es de 12,907 millones de pesos en 1990, incluyendo intereses de mora. Asimismo adeuda 2,019 por atraso en refinanciaciones anteriores.

- Pérdidas de Energía

El índice de pérdidas de la empresa se encuentra en el 18.7% en el año 1990. La meta de proyección establece un índice del 15.7% para el año 2000.

- Subsidios

Los beneficios que se derivan para la electrificadora de la explotación de la central de Prado, están incluidos en las proyecciones. Sin embargo esta situación cambiará cuando se traslade la central de Prado a una nueva empresa generadora, que con esta planta y la central de Betania vendería energía entre otros a los mercados de la región Centro-Sur. Debe resaltarse que la relación entre el valor presente de los subsidios explícitos y la inversión es del 13.0%.

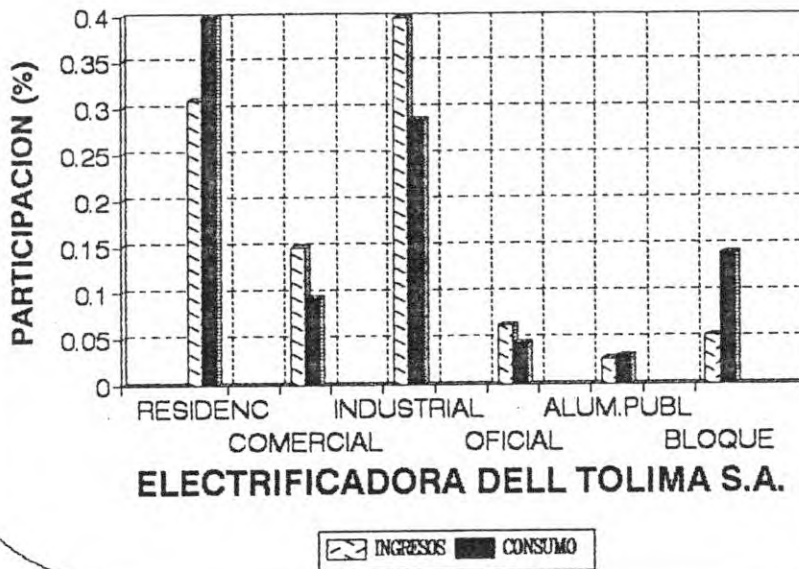
- Inversión

La relación entre el valor presente neto de las inversiones (en conjunto con los gastos operativos y de mantenimiento) y el valor presente de los kWh vendidos es de 6.01 \$/kWh. Debe tenerse en cuenta que parte de las inversiones se destinan a generación. A nivel de subestaciones el proyecto más significativo de la electrificadora tanto desde el punto de vista de mejora en el servicio, como por los montos de inversión involucrados, es la subestación de Mirolindo (115/34.5 kV). En cuanto a líneas, se prevee la construcción de dos líneas importantes: Flandes-Melgar, considerada técnicamente impostergable y Natagaima-Chaparral cuya decisión de construcción depende en gran parte del aporte de recursos por parte de los futuros usuarios. La ejecución de las obras mencionadas comprometen la mayor parte de las fuentes de la empresa durante el próximo quinquenio.

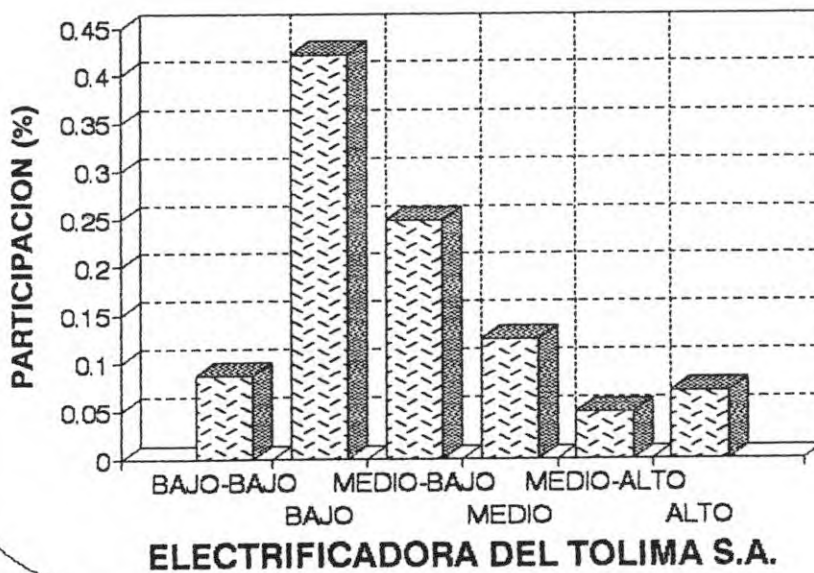
- Deudas por Compra de Energía

El tratamiento dado a las deudas vencidas por compra de energía consistió en la capitalización de 7,463 millones de pesos en 1991 y la refinanciación de 7,463 millones de pesos durante el mismo año. El monto refinanciado se amortiza en 5 cuotas, la primera correspondiente a la mitad del monto en 1991 y el resto en 4 cuotas iguales entre los años 1996 y 1999, condonando la generación de nuevos intereses sobre la deuda. El rubro capitalizado aparece en "Depósito para futura suscripción de acciones".

PARTICIPACION SECTORIAL EN EL MERCADO
 INGRESOS Y CONSUMO - 1990



SECTOR RESIDENCIAL
 PARTICIPACION POR ESTRATOS



CALCULO DE SUBSIDIOS

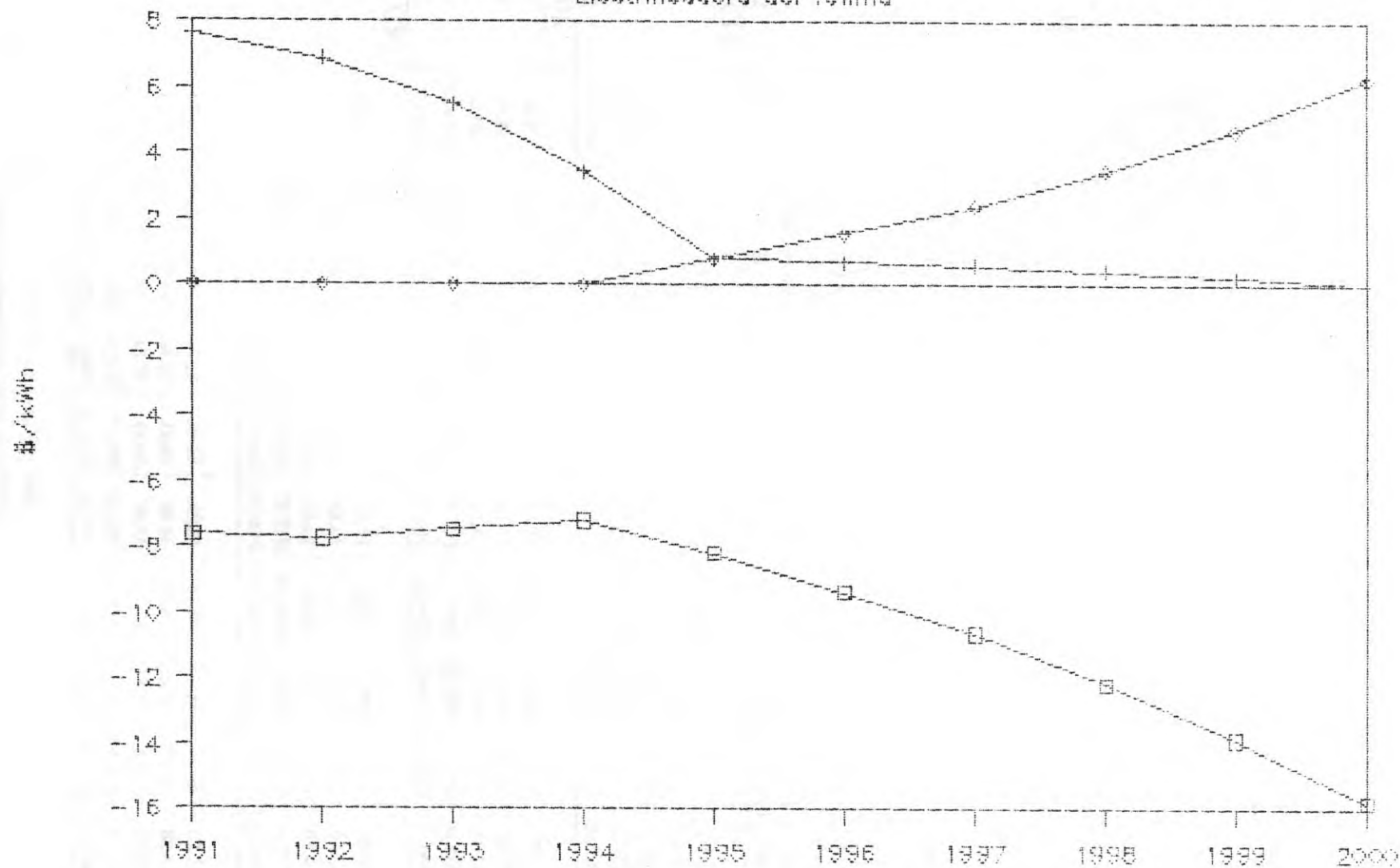
Tolima	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
CIPLPele	31.93	37.68	43.70	49.82	56.80	64.75	73.81	84.15	95.93	109.36
Tventa	24.35	29.94	36.27	42.63	48.62	55.41	63.18	72.01	82.09	93.58
CIPLPisae	15.17	17.90	20.76	23.67	26.98	30.76	35.06	39.97	45.57	51.94
CIPLPisao	40.75	48.08	55.77	63.58	72.48	82.63	94.20	107.38	122.42	139.56
CIPLPeisa	22.77	26.92	31.07	35.21	40.02	45.42	51.52	58.51	66.65	75.71
Tcompra	10.04	13.28	17.05	21.32	26.44	30.26	34.64	39.65	45.38	51.94
Tcompra	27.36	35.99	46.05	57.40	71.03	81.31	93.07	106.53	121.93	139.56
Tcompra	15.15	20.03	25.57	31.74	39.22	44.69	50.90	58.04	66.38	75.71
Gaom	3.72	4.42	5.27	6.18	7.03	8.34	9.58	11.02	12.67	14.58
CIPLPb	26.66	31.46	36.49	41.60	47.43	54.07	61.64	70.27	80.10	91.32
Tvb	12.41	20.25	29.99	41.60	47.43	54.07	61.64	70.27	80.10	91.32
fc	0.61	0.61	0.62	0.63	0.63	0.64	0.65	0.66	0.66	0.67
Sv	5027	5230	5275	5375	6428	7752	9257	11149	13340	16017
Sc	4443	4315	3701	2515	620	607	553	450	274	0
So	3000	3542	4063	4571	5194	5839	6604	7478	8500	9626
Sb	1325	931	540	0	-0	-0	-0	-0	0	-0
GWh propia	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230
GWh compra	583	627	672	725	775	835	894	962	1028	1097
MW compra	109	118	124	132	139	148	156	166	177	187
GWh venta	663	676	710	748	786	830	871	918	964	1015
GWh co	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
GWh vb	93	83	83	83	83	83	83	83	83	83
SUBSIDIO	0	0	0	0	613	1306	2100	3220	4566	6391
\$/kWh Subsidio	0.00	0.00	0.00	0.00	0.78	1.57	2.41	3.51	4.74	6.30

GLOSARIO DE TERMINOS

Tolima	\$/kWh
CIPLPele	Costo Incremental Promedio Ventas
Tventa	Tarifa Media Venta Usuario Final
CIPLPisae	Costo Incremental Promedio Compra Energia
CIPLPisap	Costo Incremental Promedio Compra Potencia
CIPLPeisa	Costo Incremental Promedio Compra Equivalente
Tcomprae	Tarifa Media Compra Energia
Tcomprap	Tarifa Media Compra Potencia
Tecompra	Tarifa Media Compra Equivalente
Gaom	Gastos AOM Generación Hidráulica
CIPLPb	Costo Incremental Promedio Ventas Bloque
Tvb	Tarifa Media Venta Bloque
fc	Factor de Carga
	Millones de Pesos Corrientes
Sv	Subsidio Ventas Usuario Final
Sc	Subsidio Compras Energia
Sg	Beneficio Generación Propia
Sb	Subsidio Ventas Bloque
GWh propia	Energía Generación Propia
GWh compra	Energía Comprada
MW compra	Potencia Comprada
GWh venta	Energía Vendida Usuario Final
GWh cp	Energía Consumo Propio
GWh vb	Energía Vendida Bloque
SUBSIDIO	Millones de Pesos Corrientes
\$/kWh Subsidio	

SUBSIDIOS

Electrificadora del Toluca



Subsidio Venta

+ Subsidio Compra

◊ Subsidio Neto

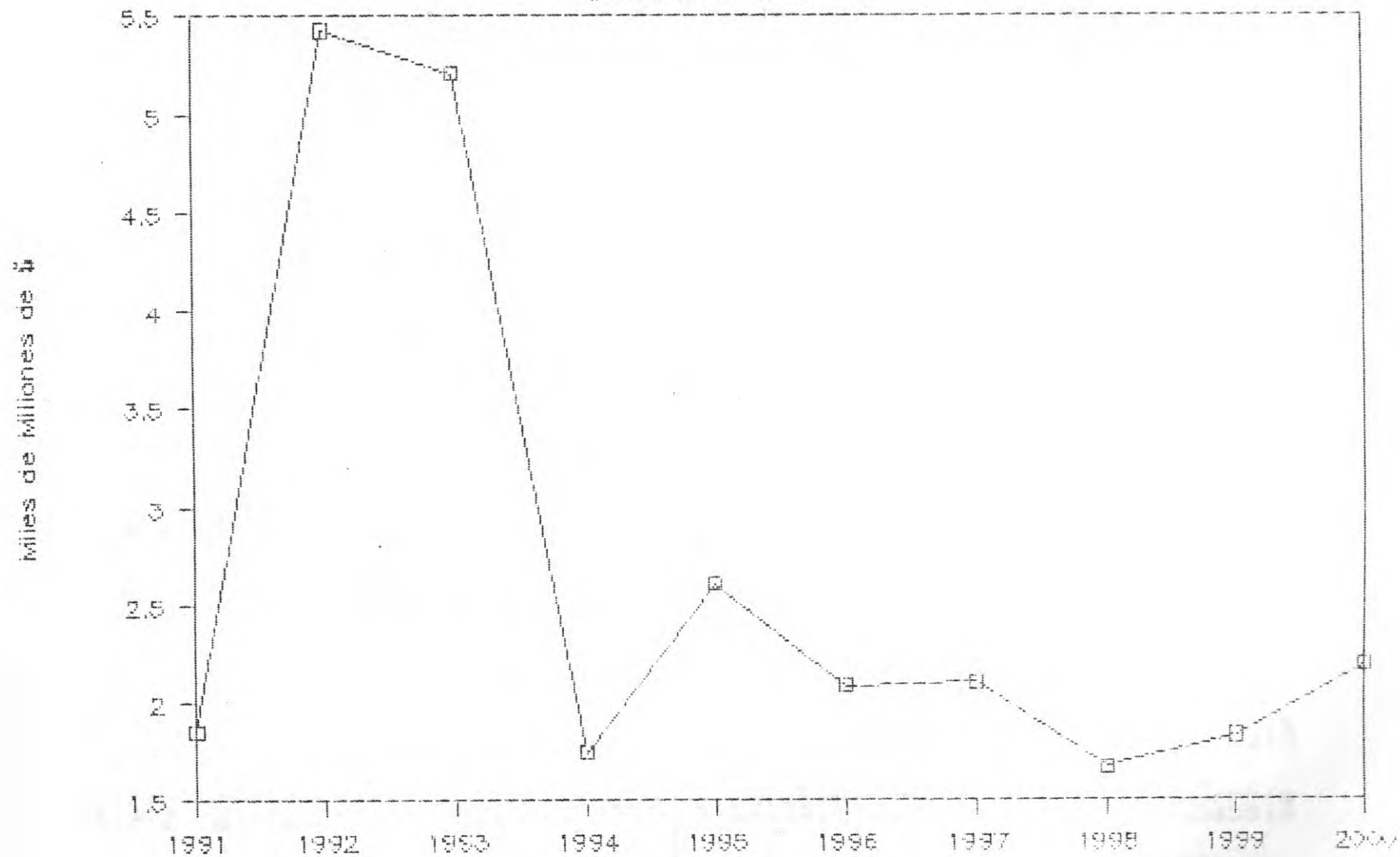
ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA - CALCULO DE LA TARIFA MEDIA PONDERADA

	1,990	1,991	1,992	1,993	1,994	1,995	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000
INDUSTRIAL											
MEDIA/1	25.51	30.13	35.57	41.28	47.08	53.70	61.25	69.86	79.68	90.88	103.65
MEDIA/2	25.51	30.13	35.61	41.36	47.22	53.83	61.37	69.96	79.76	90.92	103.65
LP _r	22.68	27.51	32.46	37.66	42.93	48.94	55.79	63.60	72.51	82.66	94.23
CIPLPr /1	112.49%	109.52%	109.57%	109.63%	109.68%	109.73%	109.79%	109.84%	109.89%	109.95%	110.00%
CIPLPr /2	112.49%	109.52%	109.68%	109.84%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%
COMERCIAL											
MEDIA/1	29.01	39.61	46.68	54.09	61.59	70.13	79.85	90.92	103.53	117.88	134.22
MEDIA/2	29.01	39.61	46.57	53.83	61.15	69.71	79.47	90.60	103.28	117.74	134.22
LP _r	29.37	35.63	42.04	48.76	55.59	63.37	72.25	82.36	93.89	107.04	122.02
CIPLPr /1	98.77%	111.18%	111.05%	110.92%	110.79%	110.66%	110.53%	110.39%	110.26%	110.13%	110.00%
CIPLPr /2	98.77%	111.18%	110.79%	110.39%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%	110.00%
RESIDENCIAL											
MEDIA/1	26.16	30.31	36.02	42.09	48.32	55.47	63.68	73.11	83.92	96.32	110.56
MEDIA/2	26.16	30.31	36.54	43.28	50.37	57.42	65.46	74.62	85.07	96.98	110.56
LP _r	26.61	32.28	38.09	44.18	50.37	57.42	65.46	74.62	85.07	96.98	110.56
CIPLPr /1	98.30%	93.90%	94.58%	95.26%	95.94%	96.61%	97.29%	97.97%	98.65%	99.32%	100.00%
CIPLPr /2	98.30%	93.90%	95.94%	97.97%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
BLOQUE											
MEDIA/1	14.22	20.13	23.78	27.80	32.08	37.15	42.90	49.73	57.71	67.04	73.37
MEDIA/2	14.22	20.13	24.33	29.29	33.43	38.11	43.44	49.52	56.45	64.36	73.37
LP _r	29.48	35.76	42.20	48.95	55.80	63.61	72.52	82.67	94.24	107.44	122.48
CIPLPr /1	48.24%	56.28%	56.37%	56.80%	57.50%	58.40%	59.16%	60.15%	61.24%	62.40%	59.90%
CIPLPr /2	48.24%	56.28%	57.67%	59.84%	59.90%	59.90%	59.90%	59.90%	59.90%	59.90%	59.90%
UMBRADO											
MEDIA/1	16.60	24.54	30.43	37.00	44.13	52.52	62.41	74.02	87.67	103.69	122.48
MEDIA/2	16.60	24.54	33.37	43.83	55.80	63.61	72.52	82.67	94.24	107.44	122.48
LP _r	29.48	35.76	42.20	48.95	55.80	63.61	72.52	82.67	94.24	107.44	122.48
CIPLPr /1	56.30%	68.63%	72.11%	75.60%	79.08%	82.57%	86.06%	89.54%	93.03%	96.51%	100.00%
CIPLPr /2	56.30%	68.63%	79.08%	89.54%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
TOTAL											
MEDIA/1	18.45	24.35	29.07	34.18	39.55	45.80	52.98	61.36	71.08	82.34	93.58
MEDIA/2	18.45	24.35	29.94	36.27	42.63	48.60	55.41	63.16	72.01	82.09	93.58
LP _r	26.32	31.93	37.68	43.70	49.82	56.80	64.75	73.81	84.15	95.93	109.36
CIPLPr /1	70.09%	76.27%	77.16%	78.21%	79.38%	80.63%	81.83%	83.13%	84.46%	85.84%	85.57%
CIPLPr /2	70.09%	76.27%	79.45%	82.99%	85.57%	85.57%	85.57%	85.57%	85.57%	85.57%	85.57%

Se supuso que cada sector llegaría a su meta de costo en el año 2000
 Se supuso que cada sector llegaría a su meta de costo en el año 1994.

ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA

\$ Inversión Constantes



10-Jul-91

TOLIMA S.A. - BASE
PROYECCION-ESTADO DE RESULTADOS
(MILLONES DE PESOS)

OS MACRO. Y GRALES.	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
-----	REAL	REAL	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
ION EXTERNA	1.04	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
E INFLACION	1.26	1.32	1.22	1.18	1.16	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14
E DEVALUACION	1.29	1.31	1.15	1.13	1.11	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09
E CAMBIO PROMEDIO	382.6	502.2	610.2	696.2	779.5	857.8	935.8	1021.0	1113.9	1215.2	1325.8	1446.5
E CAMBIO FIN DE AÑO	433.9	568.7	655.7	740.4	821.9	896.6	978.1	1067.1	1164.2	1270.2	1385.7	1511.8
IED.COMPR.A ENER.BLO.1	5.53	7.44	10.04	13.28	17.05	21.32	26.44	30.26	34.64	39.65	45.38	51.94
IED.COMPR.A POTENCIA	12.76	16.92	27.36	35.99	46.05	57.40	71.03	81.31	93.07	106.53	121.93	139.56
GHW EN BLOQUE 1	486	564	583	627	672	725	775	835	894	962	1028	1097
MW-MES	91	105	109	118	124	132	139	148	156	166	177	187
IAS - GHW -	114	125	123	131	138	146	154	163	173	183	194	204
IA DISPONIBLE GHW	715	728	794	837	883	934	986	1044	1099	1165	1228	1298
DE EMPLEADOS	943	952	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

VENTAS												
ENTAS USUARIO FINAL	493	519	578	623	662	705	748	797	843	899	951	1010
ENTAS EN BLOQUE 2	118	85	93	83	83	83	83	83	83	83	83	83
UNIDADES VENDIDAS	601	603	671	706	745	788	831	880	926	982	1.035	1.094
A MED.USUARIO FINAL	13.84	18.49	26.27	31.24	37.06	43.12	49.53	55.64	63.68	72.55	82.68	94.21
A MEDIA BLOQUE 2	4.99	6.91	12.41	20.25	29.99	41.60	47.43	54.07	61.64	70.27	80.10	91.32
A MED. POT. INTERC.	15.24	19.96	27.36	35.99	46.05	57.40	71.03	81.31	93.07	106.53	121.93	139.56
A MEDIA PROMEDIO	12.88	18.22	24.35	29.94	36.27	42.63	48.62	55.41	63.18	72.01	82.09	93.58
S USUARIO FINAL	7153	10408	15183	19460	24531	30138	36469	44266	53385	64853	78276	94735
S EN BLOQUE 2	588	585	1155	1687	2498	3465	3951	4504	5135	5853	6672	7607
VENTAS	7741	10993	16338	21146	27030	33604	40420	48770	58520	70707	84948	102342
INGRESOS EXPLOTACION	831	920	1150	1391	1656	1937	2267	2652	3103	3630	4247	4969
INGRESOS EXPLOTACION	8572	11913	17488	22538	28685	35541	42686	51422	61622	74337	89196	107311

GASTOS DE EXPLOTACION												
	71.5%	61.4%	53.8%	46.3%	39.7%	31.1%	25.0%	24.7%	24.4%	24.1%	23.8%	23.5%
ACION	701	757	968	1.066	1.123	1.109	1.079	1.294	1.542	1.850	2.206	2.636
IA ENERGIA BLOQUE 1	4.075	6.319	8.832	12.551	17.191	23.007	30.403	37.334	45.527	55.853	68.213	83.068
IBUCION	1.956	2.350	3.005	3.309	3.487	3.444	3.351	4.019	4.788	5.745	6.848	8.183
INIUMENTO	79	402	514	566	597	589	573	688	819	983	1.172	1.400
IMISION	34	49	63	69	73	72	70	84	100	120	143	171
JUSTIBLE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IC.ACT.FIJ.EN SERV.	71	139	177	294	484	709	949	1.226	1.545	1.912	2.336	2.842
IRACION Y COBRANZA	648	668	855	941	992	979	953	1.143	1.362	1.634	1.947	2.327
RAL Y ADMINISTRACION	1.698	2.167	2.771	3.051	3.216	3.176	3.090	3.706	4.415	5.298	6.315	7.546
IDIOS	0	0	0	0	0	0	(513)	(1.306)	(2.100)	(3.220)	(4.566)	(6.391)
S GASTOS EXPLOTACION	0	0	405	635	594	619	823	826	1.410	2.138	2.655	2.573
S GASTOS(especificar)	(184)	(171)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L GASTOS EXPLOTACION	9.079	12.681	17.589	22.482	27.757	33.704	40.679	49.015	59.408	72.312	87.268	104.354
ESOS NETO EXPLOTACION	(507)	(768)	(101)	56	928	1.837	2.908	2.407	2.214	2.025	1.927	2.957
NG.(EGRES.)AJENOS EXP.												
S INGRESOS	485	595	726	857	994	1133	1291	1472	1678	1913	2191	2487
S EGRESOS	3.547	491	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
S EGRESOS SECTOR	1.233	1.925	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RENCIA EN CAMBIO (FODEX)	515	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ING.(EGRS.)AJENOS EXP.	(4.809)	(1.821)	726	857	994	1.133	1.291	1.472	1.678	1.913	2.181	2.487
IDAD ANTE GTOS.FINANC.	(5.316)	(2.589)	625	912	1.922	2.970	3.299	3.880	3.892	3.938	4.109	5.443
GASTOS FINANCIEROS												
L.FINANCIER.OOPERACION	257	30	5	146	566	1.148	1.162	1.137	1.115	1.056	992	945
EL GTOS.FINANCIEROS	257	30	5	146	566	1.148	1.162	1.137	1.115	1.056	992	945
IDAD(PERDIDA)META	(5.573)	(2.618)	620	766	1.356	1.922	2.137	2.743	2.778	2.882	3.117	4.498

10-Jul-91

TOLIMA S.A. - BASE
PROYECCION-ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS
(MILLONES DE PESOS)

	1989 REAL	1990 REAL	1991 ----	1992 ----	1993 ----	1994 ----	1995 ----	1996 ----	1997 ----	1998 ----	1999 ----	2000 ----
FUENTES INTERNAS												
SO NETO EXPLOTACION	(507)	(768)	(1101)	56	928	1.837	2.008	2.407	2.214	2.025	1.927	2.957
ING. (EGRES) AJENOS EXP.	(4.809)	(1.821)	726	857	994	1.133	1.291	1.472	1.678	1.913	2.181	2.487
C.Y AMORT. DIFERIDOS	71	139	177	294	484	709	949	1.226	1.545	1.912	2.336	2.842
NO CAJA	2.398	1.278	1.560	1.840	2.135	2.434	2.775	3.163	3.606	4.111	4.686	5.342
FUENTES INTERNAS	(2.847)	(1.171)	2.362	3.047	4.541	6.113	7.022	8.269	9.043	9.961	11.131	13.627
FUENTES EXTERNAS												
RESERVA PRESUPUESTO NACIONAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RESERVAS ANTICIPADAS DE ENERGIA	0	0	0	257	580	72	292	345	393	449	511	583
RESERVAS PARTICULARES	863	(17)	435	1347	1481	73	67	80	95	109	124	141
RESERVA DIVIDENDOS	0	0	0	558	690	1220	1640	1923	2469	2500	2594	2805
RESERVA FUT. SUSCRIP. ACCIONES	146	890	7463	205	238	272	310	353	402	459	523	596
CREDITO EXTERNO												
PRESTAMOS FUTUROS M.E.	0	0	0	1446	1592	0	0	0	0	0	0	0
CREDITO INTERNO												
PRESTAMOS FUTUROS M.L.	0	0	40	758	1582	218	249	284	324	369	421	480
RESERVAS FUENTES	841	(643)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RESERVA COREL/ICEL DEUDA L.P.	0	0	7463	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FUENTES EXTERNAS	1.849	229	15.402	4.571	6.163	1.855	2.557	2.985	3.683	3.884	4.173	4.605
FUENTES	(998)	(942)	17.763	7.618	10.704	7.968	9.580	11.254	12.726	13.845	15.303	18.232
APLICACIONES												
ORIGEN DE DEUDAS												
RESERVAS CREDITO EXTERNO												
PRESTAMOS FUTUROS M.E.	0	0	0	0	0	283	308	337	367	360	350	334
RESERVAS CREDITO INTERNO												
PRESTAMOS VIG. NOMINAD. EN M.E.	257	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRESTAMOS VIGENTES M.L.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PRESTAMOS FUTUROS M.L.	0	0	5	146	566	865	854	800	748	695	642	611
MORT. CREDITO EXTERNO												
T.PRESTAMOS FUTUROS M.E.	0	0	0	0	0	0	0	0	459	501	546	596
MORT. CREDITO INTERNO												
T.PRESTAMOS VIG. NOMIN. EN M.E.	229	203	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T.PRESTAMOS VIGENTES M.L.	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T.PRESTAMOS FUTUROS M.L.	0	0	0	0	10	136	400	436	468	515	569	504
SERVICIO DEUDA	489	233	5	146	576	1.284	1.562	1.573	2.042	2.072	2.107	2.045
COSTOS CONSTRUCCION												
RESERVAS CONSTRUCCION M.E.												
RESERVAS CONSTRUCCION M.L.	0	0	5	107	464	0	0	0	0	0	0	0
RESERVAS M.E.	0	0	0	1.765	2.634	534	744	617	695	607	728	953
RESERVAS M.L.	1.866	2.111	2.236	5.841	5.361	2.763	4.876	4.507	5.201	4.743	5.948	8.136
COSTO CONSTRUCCION	1.866	2.111	2.241	7.770	8.652	3.297	5.620	5.124	5.896	5.350	6.676	9.090
OTRAS APLICACIONES												
RENTAS DECLARADAS												
RENTAS DECLARADAS	(15)	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RENTAS DECLARADAS	0	0	0	558	690	1.220	1.640	1.923	2.469	2.500	2.594	2.805
RENTAS DECLARADAS	47	130	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RENTAS DECLARADAS (DISMIN) CAP. TRAB.	(3.663)	(3.480)	11.766	(889)	1.610	1.762	(847)	2.139	2.209	2.950	3.013	3.551
RENTAS DECLARADAS EN EL SECTOR	280	57	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RENTAS DECLARADAS A CORELCA/ICEL	0	0	3.732	0	0	0	0	933	933	933	933	0
OTRAS APLICACIONES	(3.352)	(3.287)	15.498	(331)	2.300	2.983	793	4.995	5.611	6.382	6.540	6.356
TOTALES APLICACIONES	(998)	(942)	17.744	7.586	11.528	7.563	7.975	11.692	13.548	13.804	15.323	17.491
DEFICIT (DEFICIT) ANUAL	0	0	20	32	(824)	405	1.604	(438)	(921)	42	(19)	741
DEFICIT (DEFICIT) ACUM.	0	0	20	52	(772)	(368)	1.237	798	(23)	19	(1)	740

Proyecciones financieras de las
electrificadoras caso base Ministerio de Minas
y Energía

333.79323 C718pro Ej.1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA
PEDIDO

PRESTADO A

FECHA
DEVUELTO