

TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL
TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO EN
LA ESPECIALIZACIÓN DE POTENCIA

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESTUDIO DE REVISIÓN DE TARIFAS
DE LA
EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO

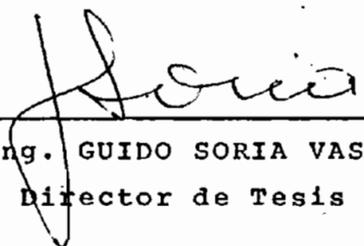
MARÍO HERNÁN CEPEDA VASCO

QUITO

OCTUBRE DE 1.977

C E R T I F I C A D O:

Certifico que el presente trabajo fue realizado por el Sr. MARIO HERNAN CEPEDA VASCO


Ing. GUIDO SORIA VASCO
Director de Tesis

CAPITULO PRIMERO

CONCEPTOS GENERALES SOBRE COSTOS DEL SERVICIO	1
1.1 Ingresos	2
1.2 Costos o Egresos	3
I .- Costos fijos de inversión	3
II.- Costos variables de operación y mante <u>n</u> nimiento	9
1.3 Ecuación básica del análisis tarifario	12

CAPITULO SEGUNDO

LA EMPRESA ELECTRICA AMBATO

2.1 Descripción física del sistema	14
2.1.1 Fuentes de generación	14
2.1.2 Subestaciones	17
2.1.3 Transmisión y Subtransmisión	19
2.1.4 Sistemas de distribución	23
2.2 Situación económica actual	24
2.2.1 Tarifas vigentes	24
2.2.2. Análisis de la rentabilidad obtenida	37

CAPITULO TERCERO

PROYECCION DE LA DEMANDA Y PROGRAMA DE EQUIPAMIENTO

3.1 Criterios generales	41
3.2 Métodos de proyección	41
3.2.1 Proyección por extrapolación de los consumos de energía	43

3.2.2	Energía vendida	49
3.2.3	Pérdidas de energía	49
3.2.4	Energía generada	50
3.2.5	Factor de carga anual	51
3.2.6	Cálculo de la demanda máxima	53
3.3	Programa de obras e inversiones del período	
1.976 - 1.979		54
3.3.1	Fuentes de generación	54
3.3.2	Subestaciones	56
3.3.3	Líneas de transmisión y subtransmisión	60
3.3.4	Sistemas de distribución	64
3.3.5	Instalaciones generales	65

CAPITULO CUARTO

ANALISIS DE COSTOS DEL PERIODO 1.976 - 1.979

4.1	Costos fijos de inversión	73
4.1.1	Depreciación	74
4.1.2	Rentabilidad	77
4.2	Costos variables de operación y mantenimiento	80
4.2.1	Costos de combustible	81
4.2.2	Otros gastos de operación y mantenimiento	83
4.3	Costo promedio del kwh a nivel abonado	88

CAPITULO QUINTO

ESTUDIO TARIFARIO

5.1	Criterios generales para el diseño de tarifas del servicio eléctrico	93
5.1.1	El costo binomio	93
5.1.2	El costo trinomio	95
5.1.3	Clasificación de los usuarios	98
5.1.4	Otros factores que intervienen en el reparto de los costos	99

5.2	Diseño de las nuevas tarifas	108
5.2.1	Criterios específicos	108
5.2.2	Procedimientos	110
	a.- Cálculo de los cargos	110
	a.1 Cargo por demanda	110
	a.2 Cargo por energía	112
	a.3 Cargo por consumidor	113
	b.- Clasificación de usuarios	115
	c.- Estudio de la carga	116
	d.- Factor de carga	118
	e.- Factor de potencia	119
	f.- Tipos de tarifas a diseñarse	121
5.3	Las nuevas tarifas diseñadas	122
	A.- Servicio Residencial	122
	B.- Servicio Comercial	124
	C.- Servicio general	127
	D.- Servicio Industrial	127
	E.- Servicio a Entidades Oficiales	131
	F.- Servicio de Alumbrado Público	132
	G.- Servicios Ocasionales	133
	Cláusulas de ajuste	134
5.4	Comentarios al pliego tarifario diseñado	135

CAPITULO SEXTO

CALCULO DE INGRESOS

6.1	Selección del mes representativo	139
6.2	Distribución por frecuencia	139
6.3	Cálculo de ingresos	141
	6.3.1 Tarifas propuestas	141
	6.3.2 Tarifas vigentes	142
6.4	Comparación de ingresos	143

INDICE DE GRAFICOS

GRAFICO N°	PAG.N°
3.1 Proyección del consumo de energía. Servicio Residencial Urbano	67
3.2 Proyección del consumo de energía. Servicio Comercial Urbano	68
3.3 Proyección del consumo de energía. Servicio Industrial	69
3.4 Proyección del consumo de energía. Alumbrado Público	70
3.5 Proyección del consumo de energía. Servicio Residencial Rural	71
3.6 Proyección del consumo de energía. Servicio Comercial Rural	72
4.2.1 Curva de duración de caudales. Río Ambato	90
4.2.2 Curva de rendimiento. Central La Península	91
4.2.3 Curva de rendimiento. Central Miraflores	92
5.2.2.C Curvas de carga típicas de los diferentes tipos de servicio	138

— INDICE DE CUADROS Y ANEXOS

CUADRO N°	Pág. N°
1.- Estado de Ingresos y gastos de explotación	154
2.- Proyección de la demanda y la energía	155
3.- Plan de obras e inversiones para el período 1.976 - 1.979	157
4.- Guía de Revalorización de las inversiones	160
5.- Inversiones en operación	161
6.- Cuotas anuales de depreciación	163
7.- Anexo N° 1. Energía hidráulica obtenida en el año	165
7.- Anexo N° 2. Proyección costos de combustible	166
7.- Anexo N° 3. Gastos de operación y mantenimiento (Datos Estadísticos)	167
7.- Gastos de operación y mantenimiento. Proyección	169
8.- Base tarifaria y Rentabilidad	171
9.- Precio promedio del Kwh a nivel abonado	172
12.- Selección del mes representativo	173
13.- Distribución por frecuencia. Resumen de Servicios Residencia y Comercial. Tarifas vigentes y propuestas	174
13.- Distribución por frecuencia. Servicio Industrial. Tarifas vigentes.	175
13.- Distribución por frecuencia. Servicios Residencial y Comercial en los cantones Baños y Píllaro. Tarifas vigentes y propuestas.	180
13.- Distribución por frecuencia. Servicio Industrial. Tarifas propuestas	181
14.- Cálculo de Ingresos. Tarifas vigentes	186

ESTUDIO DE REVISION DE TARIFAS
DE LA
EMPRESA ELECTRICA AMBATO

INTRODUCCION

El presente trabajo ha sido desarrollado con la intención de establecer una guía práctica sobre la metodología que debe aplicarse al efectuar la revisión del pliego tarifario vigente en una Empresa Eléctrica del país.

Por esta razón, no tratará de profundizar análisis teóricos económicos que son bien conocidos, sino - mas bien dará conceptos fundamentales e indispensables que permitan una cabal comprensión del problema técnico - económico que afronta una entidad que proporciona el servicio de energía eléctrica a una comunidad.

Se ha puesto énfasis en el proceso práctico a realizarse y en las normas y recomendaciones que se pueden obtener para que este tipo de entidades desarrollen sus actividades económicas en forma normal, - sin tener que verse avocadas a soportar períodos de

CAPITULO PRIMERO

CONCEPTOS GENERALES SOBRE COSTOS DEL SERVICIO

La Empresa Eléctrica, puede ser considerada como cualquier empresa comercial, pero que vende un producto suigeneris, - como lo es la energía eléctrica. Por lo tanto, es lógico - pensar que deberá obtener el mejor rendimiento de las inver - siones que realiza.

En efecto, los ingresos que obtenga por la venta de este - servicio, deberán cubrir no solamente todos los costos que demande su elaboración sino conseguir además, un porcentaje de rentabilidad o ganancia razonable que le permita asegu - rar el suministro, cualesquiera sean las circunstancias en - que se desarrolle el mercado.

Precisamente, la diferencia con otra empresa comercial radica en que el porcentaje de utilidad está controlado por Organismos estatales, pues se trata de un servicio de utilidad pública y de monopolio.

Desde el punto de vista económico entonces, lo básico será analizar una expresión que englobe estos ingresos y egresos durante un período definido de tiempo tal que se consiga un perfecto equilibrio entre ellos, de la siguiente manera:

ingresos = costos del servicio + rentabilidad

1.1 INGRESOS

Se consideran como ingresos, todas las sumas de dinero que percibe la Empresa por los suministros prestados o sea por la venta de la energía de acuerdo a las tarifas que utilice; y, otras sumas inherentes también a la explotación del sistema eléctrico, como por ejemplo el arrendamiento de líneas, transformadores u otras instalaciones; el pago de multas, conexiones y reconexiones, etc, de acuerdo a lo que se establece en el "Sistema Uniforme de Cuentas" dictado por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación -INECEL-, para el rubro "Ingresos que no son venta de energía."

Matemáticamente, podríamos escribir la siguiente expresión:

$$I = p \cdot E + A, \quad \text{siendo:}$$

I : Ingresos (en sucres)

p : Precio medio de venta del kwh (S./kwh)

E : Energía vendida (kwh)

A : Otros ingresos (sucres)

Se puede expresar el valor A como una fracción de los

I a.- DEPRECIACION

La depreciación es la pérdida de valor del capital debido al desgaste que sufren las instalaciones. Esta pérdida puede ser motivada por varios factores, entre los que se cuentan:

1.- FACTORES FISICOS

Este fenómeno es físico - químico - mecánico y se traduce por la disminución o decaimiento del material de las instalaciones por efectos de rozamiento, fatiga mecánica, corrosión o cambio de las propiedades estructurales o resistivas de los materiales en razón de su uso. Resulta función de la magnitud de la obra en cuestión, de las condiciones ambientales exteriores y del cuidado o mantenimiento.

2.- OBSOLESCENCIA

Con este término se involucra la pérdida nominal de valor que sufre el bien-capital por efectos de avance tecnológico, es decir con relación a nuevas máquinas o equipos mas eficientes, simples o resistentes que puedan fabricarse en el futuro.

La depreciación de los elementos físicos que conforman

el bien-capital de un sistema como el de nuestras empresas eléctricas prácticamente está dictada solo por su desgaste físico real, interviniendo en un grado relativamente pequeño la obsolescencia.

De ahí que resulta función directa del tiempo de vida útil de los componentes del sistema y su valor residual. Sin embargo, es común no considerar valor residual debido por una parte a que el largo período de vida útil hace hasta cierto punto incierta o irreal toda especulación en este sentido; y por otra por que es posible considerar un alargamiento del período de vida útil que involucre este posible valor residual y simplifique los cálculos.

En forma práctica podemos decir que la depreciación se materializa en forma de "retiro" de los ingresos, de una cierta suma anual que se va acumulando en el llamado fondo de depreciación, hasta alcanzar a completar el valor del capital del bien que se deprecia.

Los "retiros" por depreciación son periódicos (por lo general anuales) y pueden calcularse por diversos métos según las circunstancias. El más simple es el método lineal, que emplearemos, y según el cual si C es el capital invertido en una determinada instalación y

n el número de años de vida útil, la depreciación anual D será:

$$D = \frac{C}{n}$$

Y si llamamos d al coeficiente $\frac{1}{n}$,

$$D = d.C$$

Al valor d se acostumbra designar como "coeficiente de depreciación" y se lo expresa en porcentaje.

I b.- RENTABILIDAD DEL CAPITAL INVERTIDO

Constituye la ganancia que la Empresa debe obtener de sus inversiones, con el propósito de producir ahorros y atraer capitales que le permitan cumplir con sus compromisos de ampliaciones para continuar suministrando el servicio adecuado a sus clientes.

En estudios tarifarios de empresas de servicio público, la rentabilidad se calcula sobre la BASE TARIFARIA o ACTIVO FIJO NETO INMOVILIZADO, que constituye la suma global de todas las inversiones, restada el fondo a cumulado de depreciación y sumado el llamado CAPITAL - DE TRABAJO. Este último término representa la suma de dinero líquido que la Empresa debe tener disponible para pagar las obligaciones durante el período de tiempo

transcurrido entre el momento en que el usuario solicita el uso del servicio, hasta el momento en que hace el pago correspondiente por él.

El capital de trabajo se calcula en base de un número dado de días en los cuales la Empresa necesariamente incurre en gastos de operación y mantenimiento de su sistema. De acuerdo al Reglamento vigente en el país, este período es de tres meses, por lo que se lo calcula como la cuarta parte de los gastos anuales de operación y mantenimiento.

La rentabilidad podría expresarse mediante la siguiente ecuación:

$$R = r (C - Da + Ct)$$

Siendo:

- R : Rentabilidad anual
- r : Porcentaje de rentabilidad considerado
- C : Capital total invertido
- Da: Depreciación acumulada
- Ct: Capital de trabajo.

I c.- SEGUROS

Los seguros constituyen un porcentaje del capital, destinado para garantizar la seguridad de las instalacio-

nes contra incendios, accidentes y otros riesgos.

Como la cifra que se obtiene anualmente por este concepto es bastante baja (de 1 a 2 por mil del capital inicial), se acostumbra despreciarla en los estudios tarifarios.

I d.- IMPUESTOS

Es usual en la vida moderna cobrar impuestos sobre las actividades productoras, sea estableciendo una tasa sobre los bienes-capital o recargando los valores del producto final. Estos impuestos pueden considerarse como sumas que recogen las autoridades locales o estatales en beneficio de la comunidad, por lo que resultan impredecibles y tampoco se les toma en cuenta para estos estudios.

Resumiendo, los costos fijos de inversión, se reducirían a los costos de depreciación mas la rentabilidad, o sea que:

$$\begin{aligned} \text{Costos fijos} &= \text{depreciación} + \text{rentabilidad} \\ &= d.C + r (C - D_a + C_t) \quad 2 \end{aligned}$$

II.- COSTOS VARIABLES-DE OPERACION Y MANTENIMIENTO

Los costos de operación y mantenimiento son egresos - que varían conforme al volúmen de producción de la Empresa, pues es necesario efectuar una serie de trabajos y labores tendientes por un lado a mantener las máquinas e instalaciones en buen estado de funcionamiento y por otro, a procesar el producto entre sí.

La primera actividad se llama mantenimiento y sirve para aliviar el desgaste físico de máquinas o instalaciones por medio del cambio o mejoramiento de piezas, etc mientras que la segunda constituye la operación del sistema y es complementaria a la que realizan los bienes-capital (inversiones), para dar forma acabada al producto final; en este caso, la energía eléctrica.

En general, a los costos de operación y mantenimiento se los puede clasificar en tres categorías:

- a).- Gastos que dependen de la magnitud o tamaño de la instalación
- b).- Gastos que dependen de la actividad humana desplegada
- c).- Gastos que dependen de la cantidad de energía producida, transportada y distribuida.

II a.- GASTOS QUE SON FUNCION DE LA MAGNITUD DE LA INS
TALACION

Estos gastos se refieren especialmente al mantenimien-
to de las instalaciones, como por ejemplo: pinturas de
tuberías, reparación periódica de máquinas, transforma-
dores, líneas, etc, que son directamente proporciona -
les al tamaño de cada instalación. En la práctica, da
do que muchos de estos gastos son de naturaleza discon-
tínua, se suele tomar un promedio estimado de ellos a
lo largo de un período de tiempo extenso.

II b.- GASTOS QUE SON FUNCION DE LA ACTIVIDAD HUMANA
DESPLEGADA

Se refieren a los sueldos y beneficios sociales que se
pagan para mantener y operar el sistema, incluyendo -
los de labores administrativas, directrices y de comer-
cialización.

II c.- GASTOS QUE SON FUNCION DE LA PRODUCCION

Son costos que derivan directamente de la cantidad de
energía que se ha producido, transportado y distribui-
do para satisfacer la demanda del usuario. En este ru-
bro se incluirían:

- Combustibles de centrales térmicas
- Lubricantes
- Materiales que necesitan constante renovación por su desgaste intrínsecamente fuerte, etc.

Cuantificar los gastos de operación y mantenimiento de un sistema eléctrico en un período pasado, es relativamente fácil si se disponen de buenos registros de contabilidad. El problema surge cuando se trata de calcularlos para períodos futuros.

Existen varios procedimientos, la mayor parte empíricos, para calcular estos gastos de operación y mantenimiento, de tal manera que se incluyan los 3 rubros que se mencionaron. Así por ejemplo, se pueden establecer costos unitarios para centrales generadoras por kw instalado y kwh producido; para líneas de transmisión por km de longitud y kilovoltio de tensión; para redes de distribución, por abonado, etc.

En todo caso, es indispensable tener en cuenta todos los factores que intervendrán en estos costos, a fin de que las estimaciones sean lo más correctas.

A los gastos variables de operación y mantenimiento -

los designaremos con la letra G, con lo cual, la expresión que resume los costos del servicio quedaría:

Costos del servicio = costos fijos + costos variables

Costos del servicio = depreciación + rentabilidad + gastos de operación y mantenimiento.

$$= d.C + r (C - Da + Ct) + G$$

Como habíamos anotado $Ct = G/4$, entonces,

$$\text{Costos del servicio} = d.C + r (C - Da + \frac{G}{4}) + G \quad 3$$

1.3 ECUACION BASICA DEL ANALISIS TARIFARIO

Como apuntamos al comenzar este capítulo, los ingresos deben cubrir todos los egresos o costos.

De acuerdo a esto y relacionando en debida forma las ecuaciones 1, 2 y 3, podemos escribir que:

$$p.E (1 + a) = dC + G + r (C - Da + \frac{G}{4})$$

De donde:

$$p = \frac{dC + G + r (C - Da + \frac{G}{4})}{E (1 + a)}$$

que constituye la expresión básica para determinar el precio promedio de venta del kwh, cuando se van a realizar los análisis proyectados hacia el futuro.

Y, como generalmente no se toma en cuenta el valor de "a", - la expresión final se reduce a:

$$p = \frac{d.C + G + r (C - Da + \frac{G}{4})}{E}$$

CAPITULO SEGUNDO

LA EMPRESA ELECTRICA AMBATO - ANALISIS DE SU SITUACION AC- TUAL.

2.1 DESCRIPCION FISICA DEL SISTEMA

La Empresa Eléctrica Ambato tiene como área de conce -
sión a toda la provincia del Tungurahua, y a fines de
1.975 proporcionaba el servicio eléctrico a 24.322 -
clientes, contando para ello con las siguientes insta -
laciones:

2.1.1 FUENTES DE GENERACION

Existen tres centrales principales en la ciudad de Amba -
to y dos pequeñas en los cantones Píllaro y Baños, es -
tas últimas funcionando independientemente del sistema
principal.

Las características de cada una de ellas son las si -
guientes:

NOMBRE	NUMERO DE UNIDADES	TIPO	POTENCIA POR UNIDADES (KW)	POTENCIA TOTAL KW	AÑO DE INSTALACION
El Batán	4	Diesel	2 x 750	5.980	1.967
			1 x 1.500		1.969
			1 x 2.980		1.975
La Península	4	Hidro	3 x 500	3.000	1.962
			1 x 1.500		1.962
Miraflores	3	Hidro	2 x 265	1.190	
			1 x 660		
Quillán (Píllaro)	1	Hidro	1 x 140	140	
Puntzán (Baños)	1	Hidro	1 x 200	200	

POTENCIA TOTAL INSTALADA :

10.510 KW

A continuación, daremos una idea general del funcionamiento de estas centrales:

CENTRALES LA PENINSULA Y MIRAFLORES:

Constituyen hasta ahora las principales fuentes de generación hidráulica del sistema y sirven para cubrir la base de la curva de carga diaria en la mayor parte del año. Como no poseen ningún tipo de reservorio de regulación, presentan problemas en las épocas de estiaje del río Ambato.

Además, a causa de su funcionamiento casi inintermitido, no siempre pueden aportar toda la capacidad que poseen y deben estar sometidas continuamente a paradas de reparación y mantenimiento.

Con todo, son las centrales que proporcionan la mayor cantidad de energía en el año.

CENTRALES QUILLAN Y PUNTZAN

Son las centrales que servían a los sistemas municipales de los cantones Píllaro y Baños respectivamente, antes de que éstos se integren al sistema eléctrico provincial, y pasen a poder de la E.E.A.S.A.

Si bien es cierto que su potencia es pequeña y no muy bueno su estado, se cree que interconectándolas al sistema, continuarán aportando su capacidad para cubrir la demanda provincial.

CENTRAL EL BATAN

Esta central diesel-eléctrica fue diseñada originalmente para cubrir la demanda de las horas de pico; sin embargo, a causa del crecimiento de este parámetro y los razonamientos anotados en las centrales hidráulicas, ha debido constituirse al momento, en la base de la generación del sistema.

2.1.2 SUBESTACIONES

Debido a la proximidad de las fuentes generadoras a los centros de carga, practicamente solo existen subestaciones de distribución, que son las siguientes:

SUBESTACION LORETO (6.9/4.16 KV - 6.000 KVA y -
4.16/13.2 KV - 2.500 KVA)

Como se anota, esta Subestación se divide en dos partes:

La primera, constituida por dos transformadores de -

3.000 KVA cada uno, que sirven para recibir la energía de la central "La Península" a 6.9KV y transferirla a las barras de 4.16 KV, de donde salen los circuitos de distribución primaria a la ciudad y una interconexión a la central El Batán, que genera a 4.16 KV.

La segunda, está conformada por un transformador de 2.500 KVA que eleva el voltaje de 4.16 a 13.2 KV para interconectarse con la Subestación Ambato.

SUBESTACION AMBATO (13.2/69 KV - 5.000 KVA)

Así mismo, tiene una doble finalidad:

Por un lado sirve para alimentar a varios circuitos de distribución rural a 13.2 KV, principalmente el que va hacia la región oriental de la provincia (cantones Pelileo y Patate); y por otro, eleva el voltaje a 69 KV para interconectar el sistema de la E.E.A.S.A. con el sistema de la Empresa Eléctrica Riobamba, como primer paso para la integración regional del país.

SUBESTACION PENINSULA (6.9/13.2 KV - 2.000 KVA)

Se encuentra junto a la central del mismo nombre y su

función es elevar el voltaje de generación a 13.2 KV, para el servicio de la zona rural Norte de la Provincia.

SUBESTACIÓN ELEVACION BAÑOS (0.4/13.2 KV - 250 KVA)

Pequeña Subestación que eleva el voltaje de salida de la Central Puntzán a 13.2 KV, con el propósito de unificar a este nivel, el voltaje de distribución primaria de la ciudad de Baños, e interconectar después al sistema provincial.

BAÑOS Y PILLARO (existentes)

Son las estaciones transformadoras que aún funcionan en los antiguos sistemas municipales de los dos cantones, y que serán eliminadas a corto plazo debido a que sus voltajes son bajos (2.4 y 6.9 KV) y por tanto inconvenientes para distribución rural.

2.1.3 TRANSMISION Y SUBTRANSMISION

Se cuenta con los siguientes ramales principales:

LA PENINSULA - LORETO (3 Km. - 6.9 KV)

Fue construido en 1.974 sobre postes de madera y hormi
gón y con conductor de ACSR N° 1/0 AWG.

PUNTZAN - BAÑOS (4 Km. - 13.2 KV)

Construido en 1.974 con conductor de ACSR N° 4 AWG, -
sirve para transportar la energía de la Central Punt -
zán al cantón Baños e interconectarse aquí al sistema
Provincial, en un futuro inmediato.

AMBATO - RIOBAMBA (69 KV - 51 Km.)

Es la línea de transmisión de mayor importancia con -
que cuenta la Empresa. Lamentablemente su uso hasta -
los momentos actuales ha sido bastante restringido de -
bido a que no se ha logrado completar aún la integra -
ción interprovincial para la conformación de la Empre -
sa Regional Centro-Norte. (1)

Sinembargo, creemos que en un futuro cercano, consti -
tuirá un puente de intercambio de energía muy positivo
para las dos provincias, puesto que su construcción -
(metal - hormigón) garantiza su funcionamiento.

De todos los ramales principales a 13.2 KV, menciona -
dos, nacen una infinidad de subramales trifásicos y mo

no fásicos que han logrado electrificar prácticamente el 70 % de la Provincia del Tungurahua. No los mencionamos por cuanto vienen a constituirse mas bien - en las redes primarias de distribución rural.

2.1.4 SISTEMAS DE DISTRIBUCION

Se cuentan con sistemas de distribución a 4.16 KV o 13.2 KV para alta tensión y de las correspondientes redes de baja tensión, alumbrado público, acometidas y - medidores en las siguientes poblaciones de la Provin - cia:

- Ambato y 20 de sus parroquias rurales
- Baños y 2 de sus parroquias rurales
- Quero
- Patate y 2 de sus parroquias rurales
- Pelileo y 6 de sus parroquias rurales ; y,
- Píllaro y 5 de sus parroquias rurales.

En los planos N^o 2.1 y 2.2 se muestran el diagrama eléctrico unifilar del sistema y el esquema general - de los ramales de subtransmisión y distribución y las poblaciones servidas.. Pags 40.1 - 40.2.

Aplicación:

Esta tarifa se aplicará a los abonados al servicio residencial que tienen carga conectada mayor que 8 KW

Cargos : S/. 75,00 mensuales como mínimo de pago - con opción a un consumo de hasta 150 KWH

S/. 0,35 por cada uno de los siguientes 250 KWH consumidos durante el mes.

S/. 0,30 por cada KWH de exceso en el consumo durante el mes.

N O T A :

Sin previo aviso, la Empresa pasará a un abonado de la tarifa R-1 a la R-2, cuando por tres meses consecutivos haya tenido un consumo mensual mayor de 40 KWH.

En igual forma, la Empresa pasará a un abonado de la tarifa R-2 a la R-1, cuando por tres meses consecutivos haya tenido un consumo mensual menor o igual a 40 KWH

B.- SERVICIO COMERCIAL

B.1 TARIFA C-1

servicio industrial que tomen la energía de los circuitos primario de la Empresa - o a través de un transformador de propiedad del abonado.

Cargos :

S/. 12,00 por cada KW de demanda facturable con opción a un consumo mensual de - hasta 10 KWH, por cada KW de demanda facturable.

S/. 0,40 por cada uno de los siguientes 50 KWH por cada KW de demanda facturable.

S/. 0,35 por cada uno de los siguientes - 50 KWH por cada KW de demanda facturable.

S/. 0,30 por cada KWH de exceso en el consumo durante el mes.

C.4 TARIFA I-3

Aplicación:

Esta tarifa se aplicará a los abonados al servicio industrial que tomen la energía directamente de los circuitos primarios - de distribución únicamente durante las ho

de demanda máxima, la demanda facturable se computará de la siguiente manera:

- El 100 % de los primeros 20 KW de carga instalada
- El 80 % de los siguientes 30 KW de carga instalada
- El 70 % de los siguientes 50 KW de carga instalada
- El 60 % de exceso de carga instalada.

Cualquier fracción que resulta de los medidores de demanda máxima o de el cálculo indicado, se asimilará al entero próximo superior.

HORAS DE PICO

Se considerarán como horas de pico, las que la Empresa determine.

CLAUSULA DEL FACTOR DE POTENCIA

En el caso de que el factor de potencia de el abonado sea menor de 0,85 la facturación mensual será recargada en la relación por cuociente entre 0.85 y el factor de potencia mas bajo, registrado en la instalación del abonado.

D.- SERVICIO A ENTIDADES OFICIALES

D.1 TARIFA E-0

Aplicación:

Esta tarifa se aplicará a todas las oficinas y dependencias fiscales y municipales cuyas características sean las especificadas en la definición de servicios a entidades públicas.

Cargos :

Se aplicarán las tarifas comerciales correspondientes y solo en casos de absoluta necesidad la bonificación que la Empresa determine, pudiendo llegar esta bonificación a un máximo del 15 % del total de la planilla o sea que el valor de la planilla se podrá reducir como máximo al 85 % de su valor.

E.- SERVICIO DE ALUMBRADO PUBLICO

E.1 TARIFA A.P.

Aplicación:

Esta tarifa se aplicará a todos los servi

Aplicación:

Esta tarifa se aplicará a los abonados al servicio ocasional, que tomen energía con medidor, a efectos de promover negocios u bicados en la vía pública o en lugares - particulares, para cualquier finalidad.

Cargos :

Se aplicarán las tarifas comerciales co - rrespondientes con un recargo del 100 % - sobre el valor de la planilla.

G.- TARIFAS PARA EL SERVICIO RURAL

Aplicación:

Estas tarifas se aplicarán a todos los abo n ados ubicados en el área rural del siste m a, según la norma establecida por la Em - presa.

Cargos :

Se aplicarán las mismas tarifas anteriores con un recargo del 20 % en el valor de la planilla.

N O T A :

Por resolución del Directorio de la Empresa y con la aprobación de INECEL, a partir

1.974 basándonos en la ecuación económica encontrada en el capítulo primero tendríamos que:

$$p E + A = d.C + G + r \left(C - Da + \frac{G}{4} \right)$$

$$r = \frac{p.E + A - dC - G}{C - Da + \frac{G}{4}}$$

Los datos numéricos tomados del balance anual son:

E =	24'798.342	kwh	
p =	S/.	0.6027/kwh	
A =	S/.	432.182	
d.C =	S/.	3'340.759	(cuota anual de depreciación)
G =	S/.	10'468.932	
C =	S/.	100'444.630	(capital total invertido hasta ese año)
Da =		27'062.742	(depreciación acumulada hasta ese año).

$$r = \frac{24.798.342 \times 0.6027 + 432.182 - 3'340.759 - 10.468.932}{100'444.630 - 27'062.742 + \frac{10'468.932}{4}}$$

$$r = \frac{1'568.451}{70'764.65}$$

$$r = 0.0221$$

6.44 %
P = 0.0221

Lo que quiere decir el 2.2 % de rentabilidad en el mejor año del período.

Para los demás años, los resultados fueron los siguientes:

1.970	:	0.	%
1.971	:	0.287	%
1.972	:	0.	%
1.973	:	0.	%
1.974	:	2.21	%
1.975	:	0.406	%

Cuando se revise la política económica...

Se puede apreciar claramente que si la Empresa Eléctrica Ambato no emprende, en este momento, en una revisión de su política económica, tendrá que verse sujeta en muy corto plazo a graves problemas financieros que le impedirán mejorar la eficiencia del servicio prestado.

Esta revisión deberá enfocar principalmente dos aspectos: el primero, en cuanto a la eficiencia operativa misma del sistema, como es el control de pérdidas de energía, disminución en ciertos gastos, etc; y, el segundo en lo referente al pliego tarifario aplicado actualmente, pues existen adicionalmente otros factores

Handwritten signature or mark on the right margin.

que incidirán directamente en el costo de producción - del kwh y que son:

a).- La obligación de extender el servicio a toda la provincia del Tungurahua, que significa operación con factores de carga mas bajos que los actuales, por tratarse de zonas eminentemente rurales, a parte de las fuertes inversiones que se deben realizar, y

b).- Las exigencias del Reglamento Nacional para fijación de Tarifas de Servicios Eléctricos vigente, en relación a dos aspectos, como son:

- Revalorización de todas las inversiones hechas a 1.975, que automáticamente produce elevación de los costos de depreciación, y

- Rentabilidad, puesto que todas las Empresas del país tienen un plazo de 6 años para alcanzar el índice de 8.5% anual.

CAPITULO TERCERO

PROYECCION DE LA DEMANDA Y PROGRAMA DE EQUIPAMIENTO

3.1 CRITERIOS GENERALES

En virtud de la particular naturaleza del suministro - de energía eléctrica, que debe ser producida y entregada en el instante mismo en que el cliente o usuario la solicita, tanto en cantidad como en calidad, las Empresas Eléctricas deben anticipar la oferta a la demanda.

De ahí la necesidad de efectuar los cálculos de proyección de la demanda, que sirven para dimensionar adecuadamente el sistema en el futuro inmediato.

El subdimensionamiento de las instalaciones ocasionará la pérdida de la calidad del servicio para el consumidor doméstico y la disminución de la producción en el sector industrial y artesanal principalmente. El sobredimensionamiento excesivo en cambio, producirá como es lógico, la dilapidación de los recursos.

3.2 METODOS DE PROYECCION

Existen tres grupos de métodos para efectuar una pro -

— yección de demanda, a saber:

- a).- Métodos de extrapolación en el tiempo,
- b).- Métodos en los cuales la variación del consumo y demanda eléctricos se asocian a una o mas variables además del tiempo, mediante la debida corre
lación simple o múltiple; y,
- c).- Métodos de encuesta directa.

La teoría de estos métodos es bien conocida y no cre
mos necesario analizarla. Indiquemos mas bien que en el presente estudio, como en la mayor parte de estu
dios tarifarios, las proyecciones se efectuarán me
diante una combinación adecuada de los tres métodos, pues no son incompatibles sino mas bien complementa
rios.

Se ha procurado obtener la mayor cantidad de informa
ción posible, para establecer las necesidades de los próximos 4 años, o sea del período 1.976 - 1.979, -
lapso considerado adecuado con el fin de obtener re
sultados lo mas ajustados a la realidad.

Con estos antecedentes, el cálculo de los valores a
nuales de demanda máxima que se esperan en el futuro
— se determinaron de acuerdo al proceso que se detalla a

continuación. ---

3.2.1 PROYECCION POR EXTRAPOLACION DE LOS CONSUMOS DE ENERGIA DE LAS DIVERSAS CATEGORIAS DE ABONADOS QUE SON:

- Residencial urbano,
- Comercial urbano,
- Industrial
- Residencial rural
- Comercial rural y
- Alumbrado público.

3.2.2 CALCULO DE LA ENERGIA VENDIDA AÑO POR AÑO

3.2.3 PROYECCION DE LOS PORCENTAJES DE PERDIDAS ANUALES DE ENERGIA

3.2.4 CALCULO DE LA ENERGIA GENERADA

3.2.5 PROYECCION DEL FACTOR DE CARGA ANUAL

3.2.6 CALCULO DE LA DEMANDA MAXIMA ANUAL

3.2.1 PROYECCION POR EXTRAPOLACION DE LOS CONSUMOS DE ENERGIA.

De acuerdo al procedimiento de esta clase de métodos, -

- nos, centros deportivos nocturnos, etc.

- Incremento del medio circulante, en una ciudad eminentemente comercial.

- Proyección de la construcción de un parque industrial a corto plazo.

- Solicitudes presentadas en la misma Empresa, para el asentamiento de varias industrias en la zona.

En lo referente a los consumos del área rural (residencial y comercial), el porcentaje promedio adoptado para la proyección es prácticamente igual al promedio del período histórico estudiado. Esto debido a que la provincia del Tungurahua es talvéz la que mayor impulso ha dado a la electrificación rural; y, el crecimiento logrado, parece bastante normal.

Los datos estadísticos de cada categoría de abonados y los resultados de las proyecciones obtenidas con estos razonamientos, se anotan en el cuadro N^o 2, ^{Pag 155} hojas 1 y 2; y, en los gráficos 3.2, 3.3, 3.4, 3.5, y 3.6, se aprecian las tendencias de crecimiento de cada caso.

(Pags 68, 69, 70, 71 y 72).

3.2.2 ENERGIA VENDIDA AÑO POR AÑO

Constituye la suma de todos los consumos de energía proyectados en el inciso anterior. Los valores anuales son:

1.976	:	34.803	MWH
1.977	:	40.608	"
1.978	:	47.450	"
1.979	:	55.526	"

3.2.3 PERDIDAS DE ENERGIA

Los porcentajes de pérdidas de energía, según los datos de los balances anuales de la Empresa han sido los siguientes:

1.969	:	23.3	%
1.970	:	21.8	%
1.971	:	21.9	%
1.972	:	20.9	%
1.973	:	23.4	%
1.974	:	23.7	%
1.975	:	22.4	%

Estos porcentajes son elevados y no presentan una tendencia de decrecimiento. Como esto no es normal, se -

creo que la Empresa deberá poner especial cuidado en emprender una campaña tendiente a disminuir las pérdidas de energía y alcanzar en el menor tiempo posible valores que se consideran admisibles para sistemas de este tipo.

Por eso, hemos adoptado para los años venideros los siguientes porcentajes de pérdidas de energía.

1.976	:	21.0	%
1.977	:	19.0	%
1.978	:	17.0	%
1.979	:	15.0	%

Valor este último que es el máximo recomendado por el Reglamento de Tarifas vigente.

3.2.4 ENERGIA GENERADA

Constituye la cantidad total de energía producida en las centrales, que será transmitida, distribuida y finalmente entregada a los usuarios.

Conociendo la cantidad anual de energía vendida y el porcentaje de pérdidas, la energía generada es calculada -

de carga, también es verdad que el desarrollo industrial compensará tal efecto.

3.2.6 CALCULO DE LA DEMANDA MAXIMA

Con los cálculos y datos analizados hasta el momento, se llega finalmente a determinar la demanda máxima anual mediante la expresión que sirve para definir al factor de carga, o sea:

$$fc = \frac{E G}{DM \times 8.760}, \text{ siendo:}$$

fc : factor de carga anual

EG : Energía Generada

DM : Demanda Máxima anual

8.760 : Número de horas de un año.

De donde:

$$DM = \frac{E G}{fc \times 8.760}$$

Como se aprecia en el cuadro N^o 2, ^{Pag 156} los resultados numéricos obtenidos fueron los siguientes:

1.976	:	11.650	KW
1.977	:	13.348	"
1.978	:	15.224	"
1.979	:	17.389	"

3.3 PROGRAMA DE OBRAS E INVERSIONES DEL PERIODO 1.976-1.979

Una vez determinados los valores de demandas máximas anuales, y conociendo las metas de servicio que la Empresa trata de alcanzar en el cuatrienio 76 - 79; es procedente pasar a detallar el programa de equipamiento y construcciones que permitan lograr tales propósitos.

Este programa fue realizado en el Departamento Técnico de la Empresa, y consta de las siguientes partes en cada etapa del sistema:

3.3.1 FUENTES DE GENERACIÓN

La potencia instalada de 10.510 KW, lograba cubrir la demanda hasta 1.975; por tanto se prevén las siguientes mejoras y nuevas fuentes de generación:

a).- EN CENTRALES EXISTENTES

a.1.- CENTRAL PENINSULA

Terminación de la construcción del muro de defensa de la central en 1.976, con un costo de S/. - 300.000.

b.1.-SUBESTACION SUR (4.16/13.2 KV - 2.000 KVA)

Tiene por objeto cubrir el servicio de la zona rural del Sur de la Provincia con el voltaje standard de 13.2 KV

Su inversión ascendió a S/. 1'600.000 y opera desde 1.976

b.2.- SUBESTACION LLIGUA (4.16/13.2 KV - 6.250 KVA)

Fue construida paralelamente a la central del mismo nombre y sirve para elevar la tensión de generación de 4.16 KV a 13.2 KV y transmitir la energía hacia el sistema de distribución de la ciudad, en la Subestación Ambato.

El costo real de instalación fue de S/. 4'861.000 y opera también desde 1.976.

b.3.- REDUCCION BAÑOS (69/13.2 KV - 1.500 KVA)

En razón del acelerado crecimiento de la demanda de la zona rural oriental de la provincia (cantones Pelileo, Patate y Baños), se ha planeado la construcción de una línea de transmisión a 69 KV

desde la Subestación Ambato hasta Baños, que libere al actual ramal de 13.2 KV y que servirá en condiciones de regulación aceptables solo hasta 1.978.

Una vez terminada esta línea y para poder integrarla al sistema de distribución provincial a 13.2 KV, será necesaria la instalación de la Subestación a la que nos estamos refiriendo y que cubriría toda el área del Cantón Baños.

Se adoptó un índice de inversión de S/. 800/kva, en razón de tratarse de una Subestación relativamente pequeña, lo que arroja una inversión total de S/ 1'200.000, que operará a partir de 1.978.

b.4.- REDUCCION PELILEO (69/13.2 KV - 1.500 KVA)

Tiene objetivos idénticos a los analizados en el caso anterior e incluso es de iguales características, pero para servicio de los Cantones Peli-leo y Patate.

De esta manera, la actual línea a 13.2 KV será abierta en los puntos de carga cero y quedarán dos sistemas de distribución independientes a

13.2 KV; uno para Baños y otro para Pelileo - Pa
tate.

La inversión (S/. 1'200.000) entrará en opera -
ción a fines de 1.977.

b.5.- SUBESTACION OESTE (4.16/13.2 KV - 2.000 KVA)

Completará el esquema de distribución a 13.2 KV
en la zona Noroccidental de la ciudad de Ambato
y la provincia en general, servida actualmente a
2.4 y 4.16 KV, con graves problemas de caídas de
tensión.

Las características de esta subestación serán si
milares a las de la subestación sur (2.000 KVA)
y su inversión de S/. 1'600.000, operará a par -
tir de 1.978.

b.6.- ELEVACION PILLARO (2.4/13.2 KV - 150 KVA)

Es necesaria esta subestación para elevar el vol
taje de generación de la central Quillán de Pílla
ro a 13.2 KV y poder interconectarla al sistema
provincial.

b).- OBRAS NUEVAS

b.1.- LA PENINSULA - SUBESTACION AMBATO (13.2 KV 3 Km)

Ramal de interconexión indispensable para transportar la energía de la Central Lligua a los centros de carga.

Fue construido en 1.976 íntegramente sobre postes de hormigón y con conductor de ACSR N° 2/0 y una inversión que asciende a S/.360.000,00.

b.2.- COTALO - BAÑOS (13.2 KV - 9 Km)

Construido también en 1.976 sobre postes de hormigón y con calibre 1/0 de ACSR, íntegra el cantón Baños al sistema Provincial de 13.2 KV, que posteriormente pasará a constituirse básicamente en sistema de distribución.

Su valor aproximado fue de S/. 1'080.000,00

b.3.- PATATE - LOS ANDES (13.2 KV - 12 Km)

Para servicio del sector norte del Cantón Patate se construirá este ramal en 1.977, con un costo de S/. 960.000, es decir a razón de S/.80.000/km,

por tratarse de postes de madera.

b.4.- INTERCONEXION ENTRE SUBESTACIONES (10 Km. - varios voltajes)

Las actuales líneas de interconexión entre la central El Batán y la Subestación Loreto, a 4.16 KV y 6 Km. de longitud por un lado, y entre las subestaciones Loreto y Ambato a 13.2 KV y 4 Km., por otro lado, deben ser reforzadas con otros circuitos que aumenten la capacidad de conducción total, para poder cubrir la demanda.

Se ha calculado con un índice de inversión de S/. 120.000/km, por tratarse de postes de hormigón, un valor total de S/. 1'200.000 que será dividido en dos etapas iguales para 1.977 y para 1.979.

b.5.- RAMALES EN EL AREA RURAL DE TODA LA PROVINCIA (13.2 KV - 125 Km).

Para completar la electrificación de aproximadamente el 90% de la Provincia del Tungurahua, que es la meta del período analizado, será necesaria la construcción de estos ramales monofásicos y trifásicos.

El índice de inversión adoptado es S/.60.000/km, por las razones anotadas; y, la cantidad total de obra fue estimada en base a lo que anualmente ha venido construyendo la Empresa.

La inversión total de S/.7'500.000, fue dividida a lo largo del período, en esta forma:

En 1.976	:	S/. 1'500.000	
En 1.977	:	2'000.000	
En 1.978	:	2'000.000	y
En 1.979	:	2'000.000	

b.6.- AMBATO - BAÑOS (69 KV - 35 Km)

Como ya se explicó brevemente en páginas anteriores, la actual línea a 13.2 KV que llega a Baños mantendrá condiciones de voltaje aceptables únicamente hasta 1.978. De ahí la necesidad de construir esta línea a 69 KV para mejorar las condiciones de suministro paralelamente con el incremento de la demanda.

Además, esta línea servirá para integrar la Provincia del Pastaza al Sistema Nacional Interco -

nectado, en un futuro inmediato, pues en realidad, se piensa extenderla hasta la ciudad del Puyo.

Por tratarse de un brazo eléctrico muy importante, deberá ser construido con elementos que den total seguridad (metal y hormigón). Por ello, se ha calculado una inversión total de S/. - - 8'750.000,00, es decir que un índice de S/. - - 250.000/km, y entrará en operación dividida en dos partes: la primera Ambato - Pelileo, en - 1.977 y la segunda Pelileo - Baños, en 1.978.

3.3.4.- SISTEMAS DE DISTRIBUCION

Las inversiones para sistemas de distribución han sido calculadas de acuerdo a la proyección del número total de abonados (cuadro N^o 2 - ^{pag 156} hoja 2), con una asignación promedio de S/. 3.200/abonado.

Comprende no solamente construcciones nuevas sino cambios y mejoras de las existentes, tanto en las zonas urbanas de los cantones, como en las áreas rurales.

Las sumas anuales necesarias son:

A Ñ O	Nº DE ABONADOS	INVERSIONES
1.976	2.600	S/. 8'320.000
1.977	2.900	9'280.000
1.978	3.200	10'240.000
1.979	3.600	11'520.000

Estos valores totales, fueron prorrateados en los diferentes componentes de los sistemas de distribución, de acuerdo a los datos estadísticos de inversiones de la Empresa para años anteriores, de la siguiente manera:

- Redes de alta y baja tensión	65 %
- Alumbrado Público	17 %
- Acometidas	13 %
- Medidores	5 %

3.3.5 INSTALACIONES GENERALES

El plan de inversiones en instalaciones generales fue dividido en dos partes. La primera relacionada a equipos de transporte y oficina, herramientas, etc., con una cantidad anual uniforme estimada de S/. 5'000.000, y la segunda que se refiere al edificio institucional, por tratarse de una obra de importancia.

El costo total de esta obra, que de acuerdo al contrato firmado asciende a S/.22'000.000, lo hemos dividido en dos años: S/.15'000.000 en 1.977 y S/.7'000.000 en 1.978 por cuanto creemos que en esa proporción entrará en operación propiamente dicha.

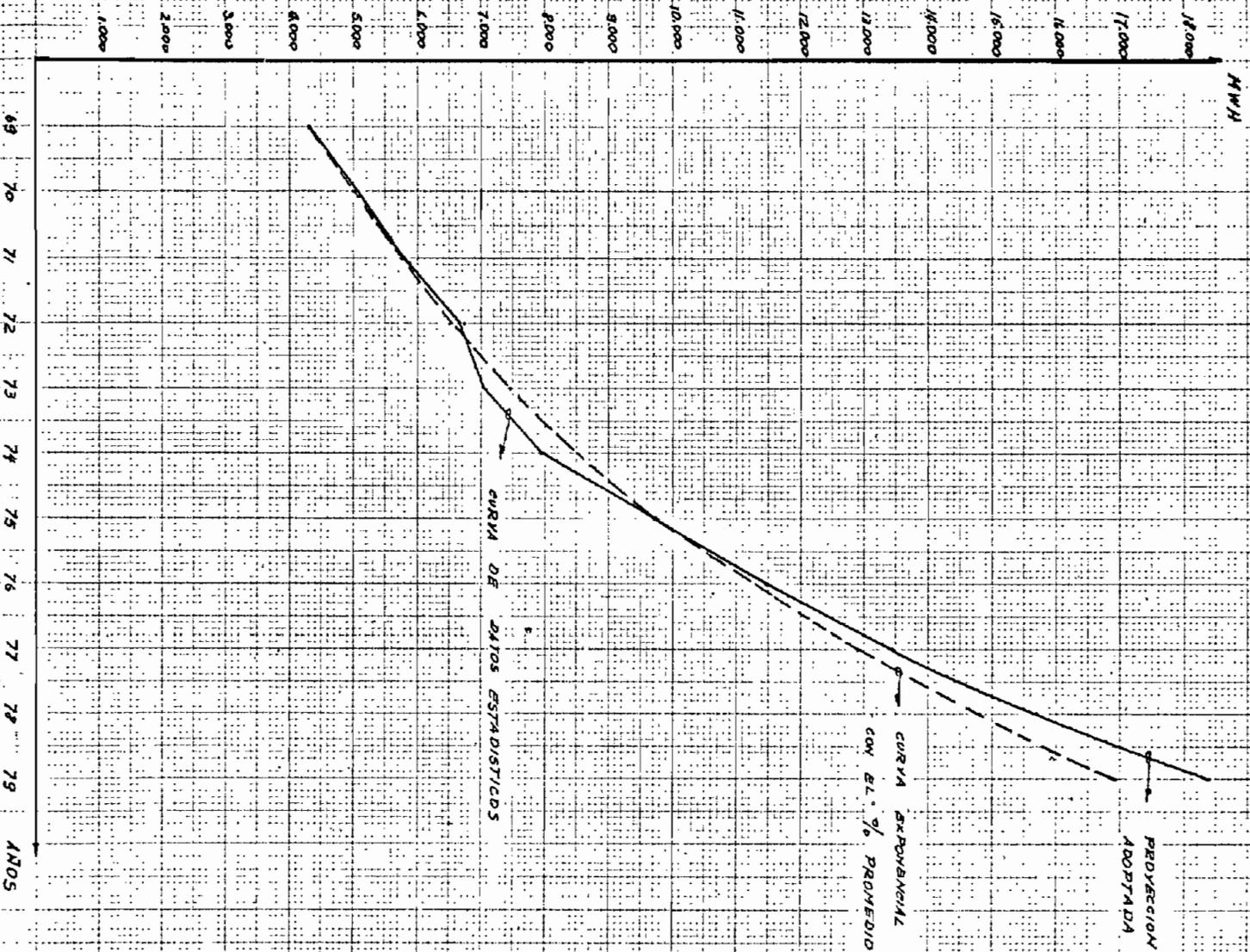
Haciendo el resumen final de todas las inversiones del período considerado, encontramos las siguientes cifras:

En 1.976	:	S/.	44'677.000	
En 1.977	:		54'690.000	
En 1.978	:		41'940.000	y
En 1.979	:		19'220.000	

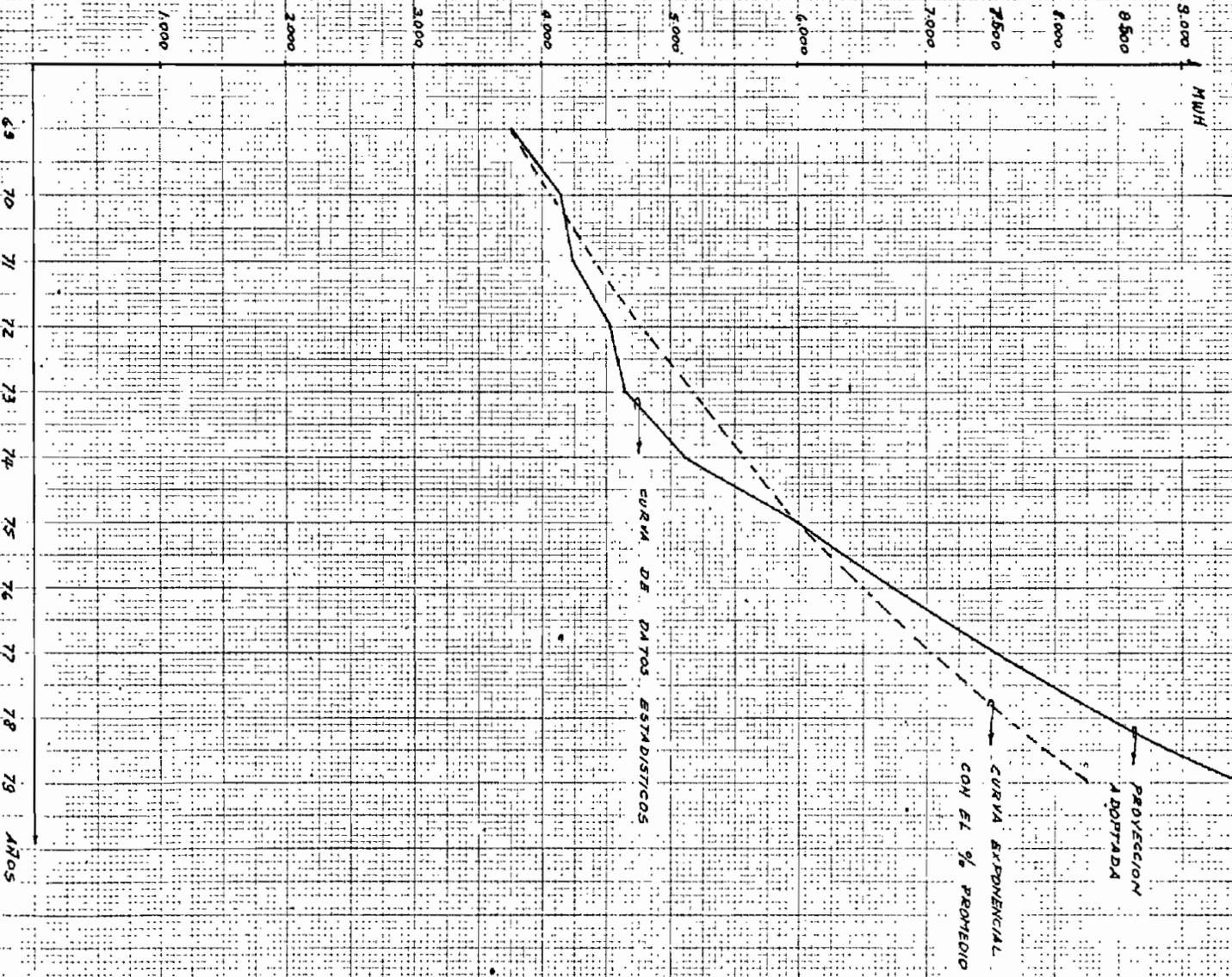
La cual da un gran total de: S/. 160'527.000,00

→ Pag. 157

En el cuadro N^o 3, hojas 1, 2 y 3, se indican todas las obras a las que nos hemos referido, con el respectivo calendario de inversiones; en los planos N^o 2.1 y 2.2, se muestra el esquema eléctrico que se completará una vez concluida la construcción de las mismas.

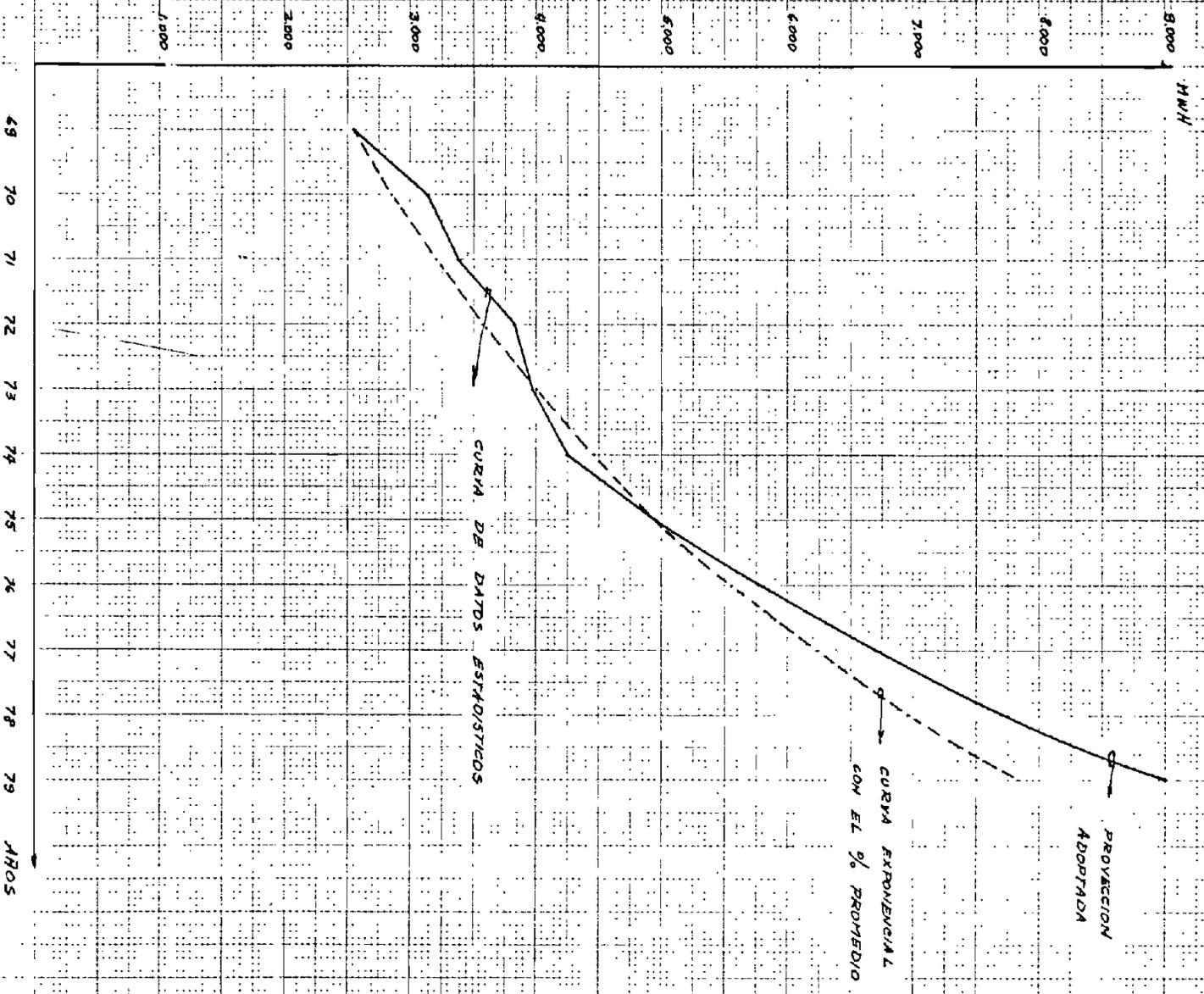


PROYECCION DEL CONSUMO DE ENERGIA
SERVICIO RESIDENCIAL URBANO
GRAFICO Nº 31



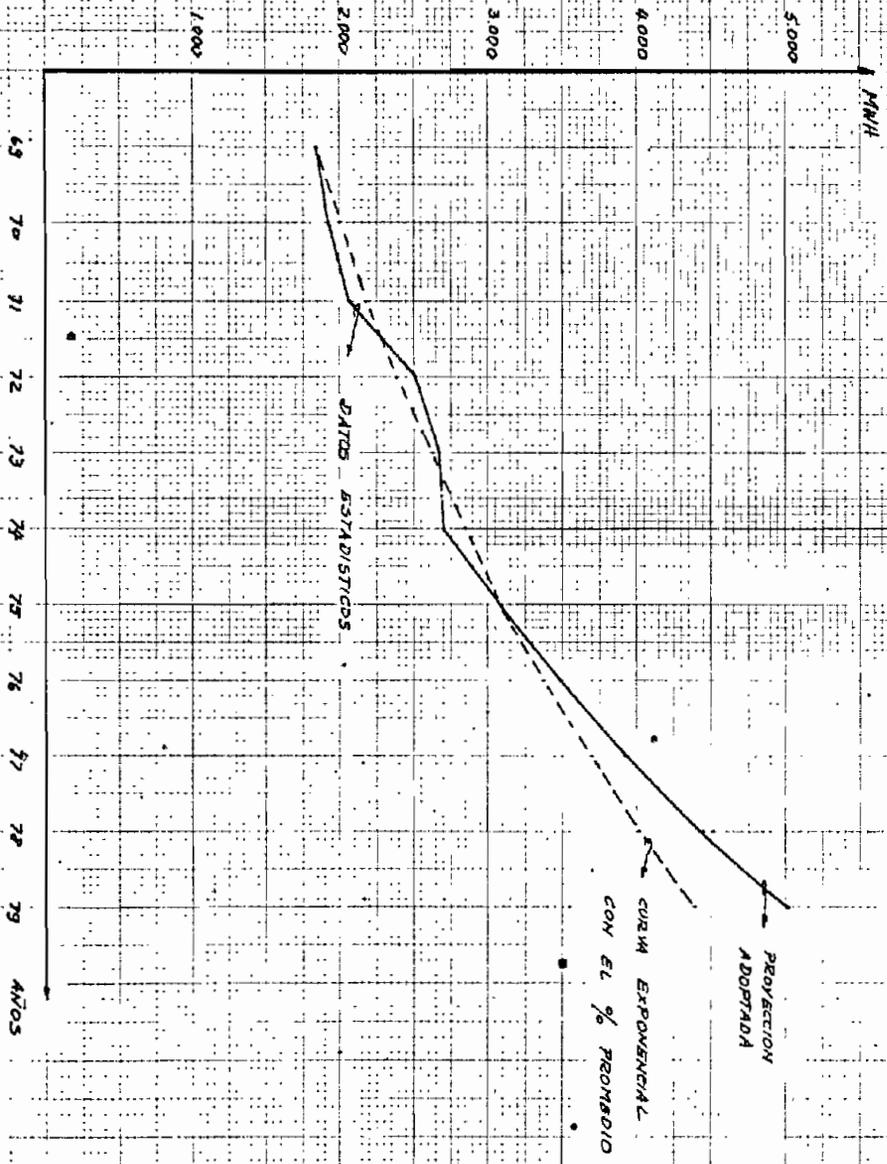
PROYECCION DEL CONSUMO DE ENERGIA
SERVICIO COMERCIAL URBANO

GRAFICO N.º 3.2



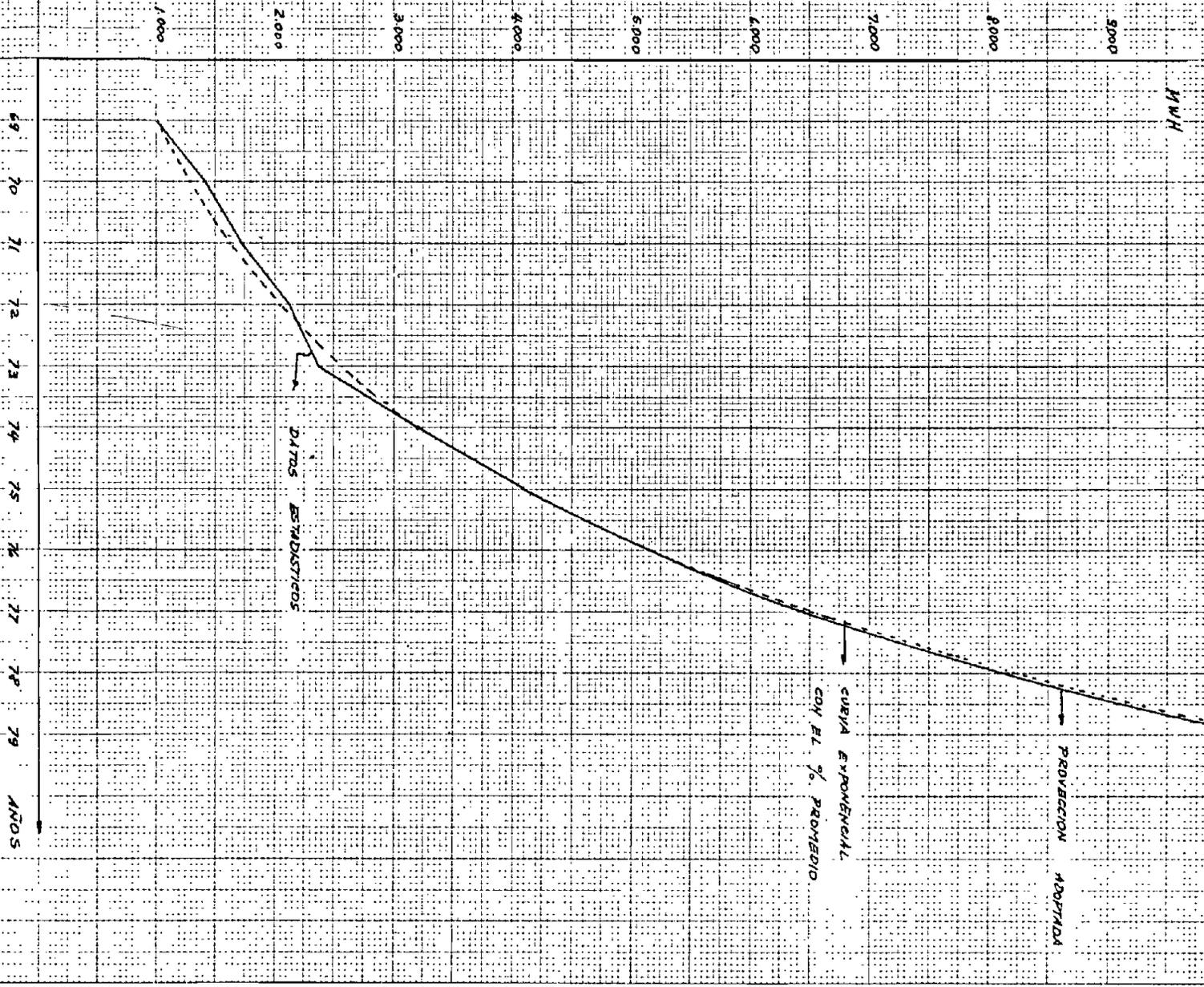
PROYECCION DEL CONSUMO DE ENERGIA
SERVICIO INDUSTRIAL

GRAFICO N° 3.3



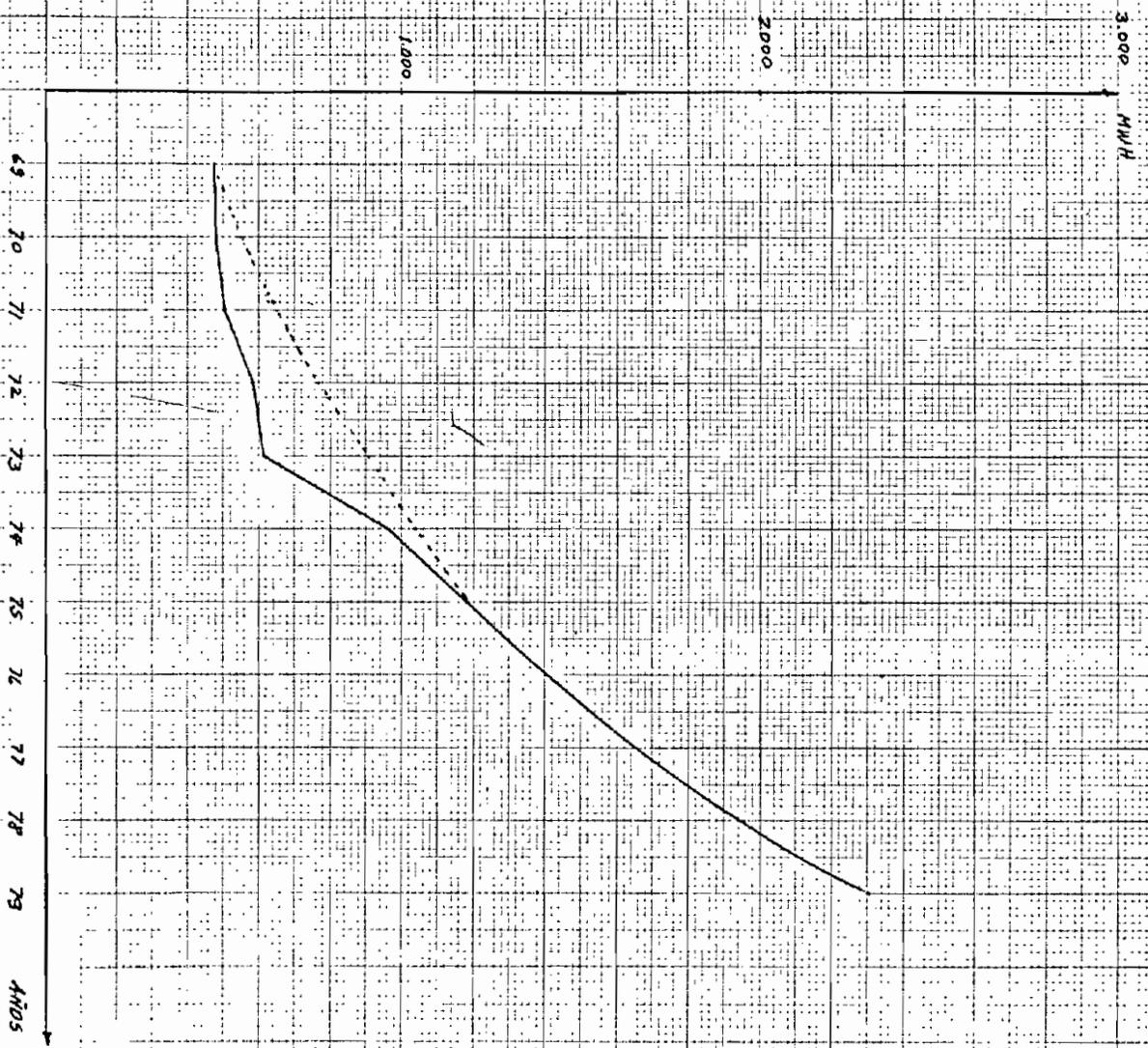
PROYECCION DEL CONSUMO DE ENERGIA
ALUMBRADO PUBLICO

GRAFICO N° 3.4



PROYECCION DEL CONSUMO DE ENERGIA
SERVICIO RESIDENCIAL RURAL

GRAFICO N.º 3.5



PROYECCION DEL CONSUMO DE ENERGIA
SERVICIO COMERCIAL RURAL

GRAFICO Nº 3.6

CAPITULO CUARTO

ESTUDIO TARIFARIO

ANALISIS DE COSTOS DEL PERIODO 1.976 - 1.979

El análisis de los costos del período considerado en la -
proyección de la demanda, o sea de 1.976 a 1.979, resulta
fundamental a propósito de establecer el precio promedio
al que la Empresa Eléctrica debe vender cada KWH.

Según lo establecido en el capítulo primero, los costos -
de una compañía eléctrica se dividen en costos fijos de -
inversión y costos variables de operación, y lo justo se-
ría calcularlos para todos y cada uno de los equipos que
conforma el sistema eléctrico. Sin embargo, como estos -
son muy numerosos y diversos se opta por dividirlos en e-
tapas funcionales y solamente en ciertos casos en instala-
ciones particulares.

4.1.- COSTOS FIJOS DE INVERSION

En el presente estudio se contabilizarán como cos -
tos fijos de inversión únicamente los ocasionados -
por la depreciación de las instalaciones y la renta

bilidad.

4.1.1 DEPRECIACION

Para el cálculo de los valores que deben pagarse - por depreciación, es necesario determinar dos aspectos:

- a).- Inversiones en operación
- b).- Cálculo de las cuotas anuales de depreciación

a).- INVERSIONES EN OPERACION

Las instalaciones que operarán en el sistema e léctrico de la Empresa Ambato durante el período 1.976 - 1.979, serán las que se encontraban en servicio a fines de 1.975 añadidas aquellas que en el cronograma de instalaciones e inversiones fueron detalladas en el capítulo terceto.

Todas las inversiones hechas hasta 1.975 fue - ron revalorizadas dando cumplimiento a lo especificado en el REGLAMENTO NACIONAL DE FIJACIÓN DE SERVICIOS ELECTRICOS vigente, de esta mane - ra:

nidos, concluyéndose que el monto total de inversión se revalorizará en un 40.3 %.

Los valores anuales de inversiones en operación para cada uno de los años del período que se estudia y clasificados por obras y etapas, se anotan en el cuadro N° 5 hojas 1 y 2 (Pag. 161)

b).- CALCULO DE LAS CUOTAS ANUALES DE DEPRECIACION

Para cada equipo o instalación del sistema, se debe determinar su tiempo de vida útil y con ello calcular su cuota anual de depreciación. El sumatorio de las cuotas de todos los equipos e instalaciones constituye el valor total del costo de depreciación de la compañía.

Conociendo los montos de inversiones en operación para cada etapa y para cada año, las cuotas anuales de depreciación resultan de multiplicar estos valores por los "índices de depreciación", cuando se utiliza el método de depreciación lineal sin valor residual.

Los índices de depreciación, que equivalen al inverso del tiempo de vida útil, se adoptan de

$(C - Da + G/4)$ representa la "base tarifaria".

A su vez,

C, es el monto total de capital invertido,

Da, la depreciación acumulada

G/4, el capital de trabajo, o sea la cuarta parte -
del valor de los gastos de operación y manteni-
miento.

Se deben pues analizar estos tres factores:

a).- Capital total invertido (INVERSIONES BRUTAS)

Los montos anuales de inversión bruta (C) se de-
terminan en base a los valores totales de inver-
siones en operación que se obtienen del cuadro
Nº 5, añadidas las inversiones correspondientes
a terrenos y servidumbres que en ese cuadro no
se anotaron por cuanto no sufren depreciación.

b).- Depreciación Acumulada (Da)

El valor de la depreciación acumulada a Dic. de
1.975 fue facilmente obtenido gracias a los li-
bros de contabilidad de la Empresa (Balances);
y, revalorizado en la misma forma en que se re-

8.5 %

Si bien es verdad que el Reglamento especifica el 8.5 % de rentabilidad anual para sistemas eléctricos, se ha creído oportuno calcular los dos valores adicionales menores por cuanto resultará muy difícil lograr en esta revisión de tarifas el valor mas alto propuesto.

4.2 COSTOS VARIABLES DE OPERACION Y MANTENIMIENTO

En el primer capítulo se indicó que los gastos de operación y mantenimiento podían ser divididos en tres categorías, no obstante, existe otra división mucho más práctica que considera que estos gastos son de dos tipos: directos e indirectos.

Directos son aquellos gastos tanto en materiales como en personal que intervienen directamente en la elaboración y entrega del producto, como por ejemplo combustible y lubricantes, mano de obra y materiales de generación, transmisión y distribución, etc.

Gastos indirectos son aquellos que sin ser indispensables para la producción de la energía, son necesarios

para el funcionamiento mismo del sistema, como son - los costos de administración general, bodegaje, comercialización, etc.

Para el presente estudio, el análisis de los costos - de operación y mantenimiento ha merecido especial a--tención en razón de la dificultad de efectuar un cál--culo exacto de los mismos, tratándose de la proyección futura.

A continuación se detalla el procedimiento empleado:

4.2.1 COSTOS DE COMBUSTIBLE

Para determinar los costos del combustible se calculó en primer lugar la cantidad de energía hidráulica disponible anualmente en el sistema, teniendo en cuenta - que las dos principales fuentes de este tipo (Centra--les Miraflores y Península), dependen del caudal del río Ambato.

Con la curva de duración de caudales (gráfico N^o -
4.2.1), se lograron determinar períodos para cuatro -
valores de caudales promedio durante el año, como se
indica en el anexo N^o 1 del cuadro N^o 7, y que son:

Q = 1.3	m ³ /seg.	:	37 días
Q = 2.0	m ³ /seg.	:	59 días
Q = 3.0	m ³ /seg.	:	109 Días
Q = 5.0	m ³ /seg.	:	160 días.

Como disponemos además de las curvas de rendimiento caudal - potencia de las centrales (gráficos N^o 4.2.2 y N^o 4.2.3), ^{→ Pags. 91-92} resultó fácil calcular las cantidades - totales de energía que pueden aportar en cada período. No obstante, para los períodos de invierno (más de - 3 m³/seg.) en que se puede generar a plena carga, se creyó prudente usar un porcentaje de la capacidad total (90 % para el período de 109 días y 85 % para el período de 160 días) en razón de que podrían producirse otras circunstancias imprevistas como por ejemplo exceso de basuras y arena, etc., que obligan a esta - disminución de capacidad, lo cual ha sido efectivamen=te comprobado al revisar los datos de generación disponibles.

Se adopta además, que las centrales Puntzán y Quillán de Baños y Píllaro respectivamente, pueden generar durante todo el año con su capacidad total, y que se sigue contando con la energía proveniente de la central Higuerilla, propiedad de los trabajadores de la fábri

ca "Industrial Algodonera" y que actualmente funciona en arrendamiento.

De esta manera se concluyó que anualmente pueden disponerse de 29.000 MWH provenientes de fuentes hidráulicas.

Habiendo obtenido por otro lado los datos de proyección de la energía generada, se determinan las cantidades anuales de energía térmica necesaria para cubrir el total.

En el anexo N^o 2 del cuadro N^o 7 ^{por Pág 166} se efectuó este último análisis y finalmente, sabiendo el rendimiento promedio de centrales térmicas (KWH/galón) y el costo del galón de combustible, se obtienen los costos totales por combustible que son:

En 1.976	:	S/.	4'189.000
En 1.977	:		5'873.000
En 1.978	:		7'824.000
En 1.979	:		10'074.000

4.2.2 OTROS GASTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO

Todos los demás costos de operación y mantenimiento -

A Ñ O	COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
1.976	S/. 17'398.000
1.977	21'397.000
1.978	25'667.000
1.979	30'594.000

4.3 COSTO PROMEDIO DEL KWH A NIVEL ABONADO

En el cuadro N^o 9 ^{→ Pag 172} se resumen los costos del servicio, o sean los valores totales de cuotas anuales de depreciación y gastos directos de operación y mantenimiento.

Añadiendo a estos valores los correspondientes a los de rentabilidad calculados, se obtienen los montos anuales totales que la Empresa debe cubrir mediante los ingresos recibidos por la venta de energía.

Dividiendo estas sumas para las cantidades anuales de energía vendida, se encuentran por fin, los costos anuales del kwh promedio, a nivel abonado, que en resumen para todo el período, son los siguientes:

- a).- Para cubrir únicamente los costos del servicio-
- S/. 0.770/kwh.

GASTO EN M³/SEG.

30

20

10

RIO AMBATO

CURVA DE DURACION DE CAUDALES

CON GASTOS PROMEDIOS DIARIOS (3.373 DIAS)

ESTACION FLUVIOMETRICA: TILULUM

GRAFICO 4.2.1

CANALES DE RIEGO Y OTROS - GASTO PERMANENTE NO UTILIZADO

10

20

30

40

50

60

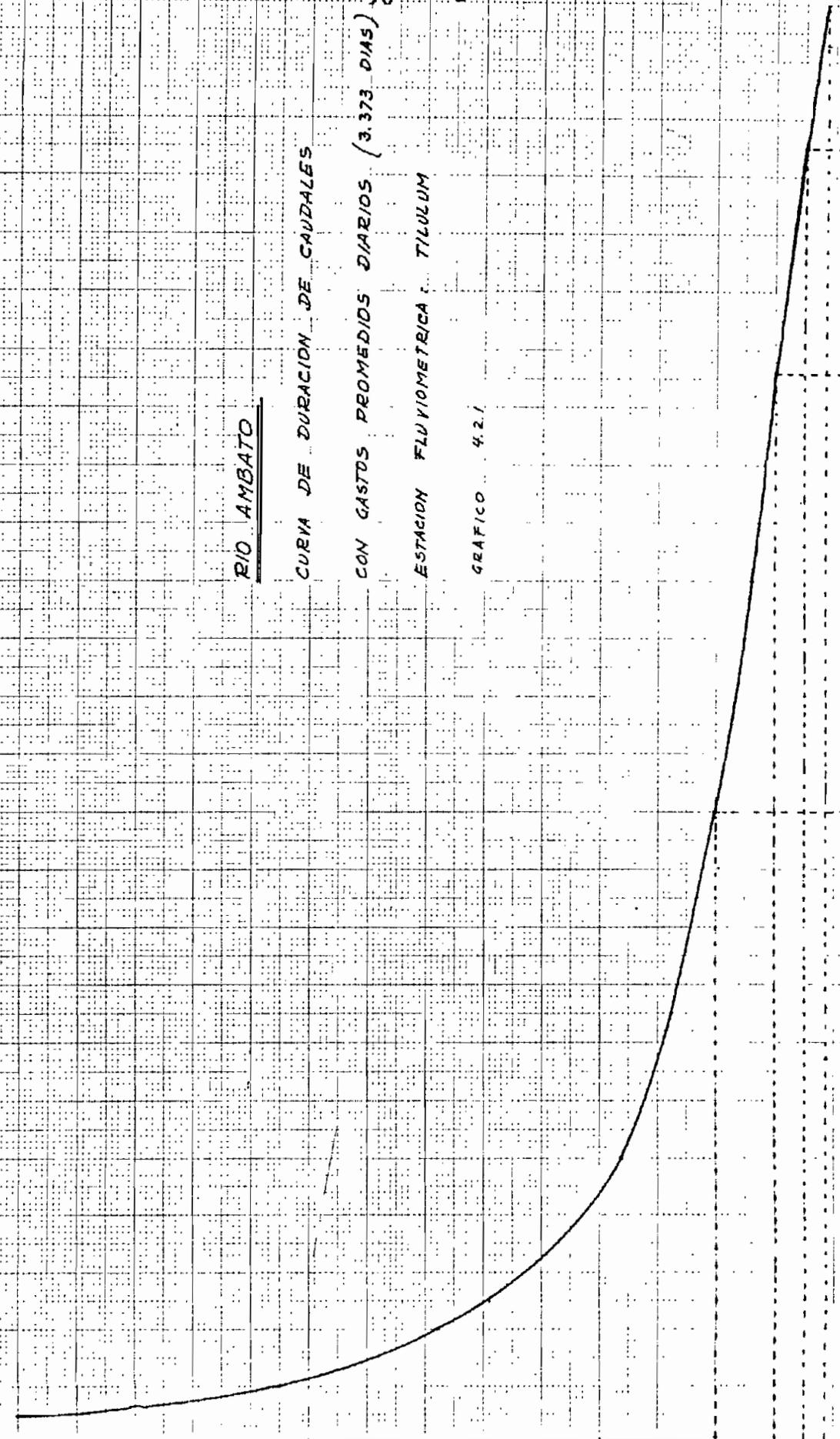
70

80

90

100

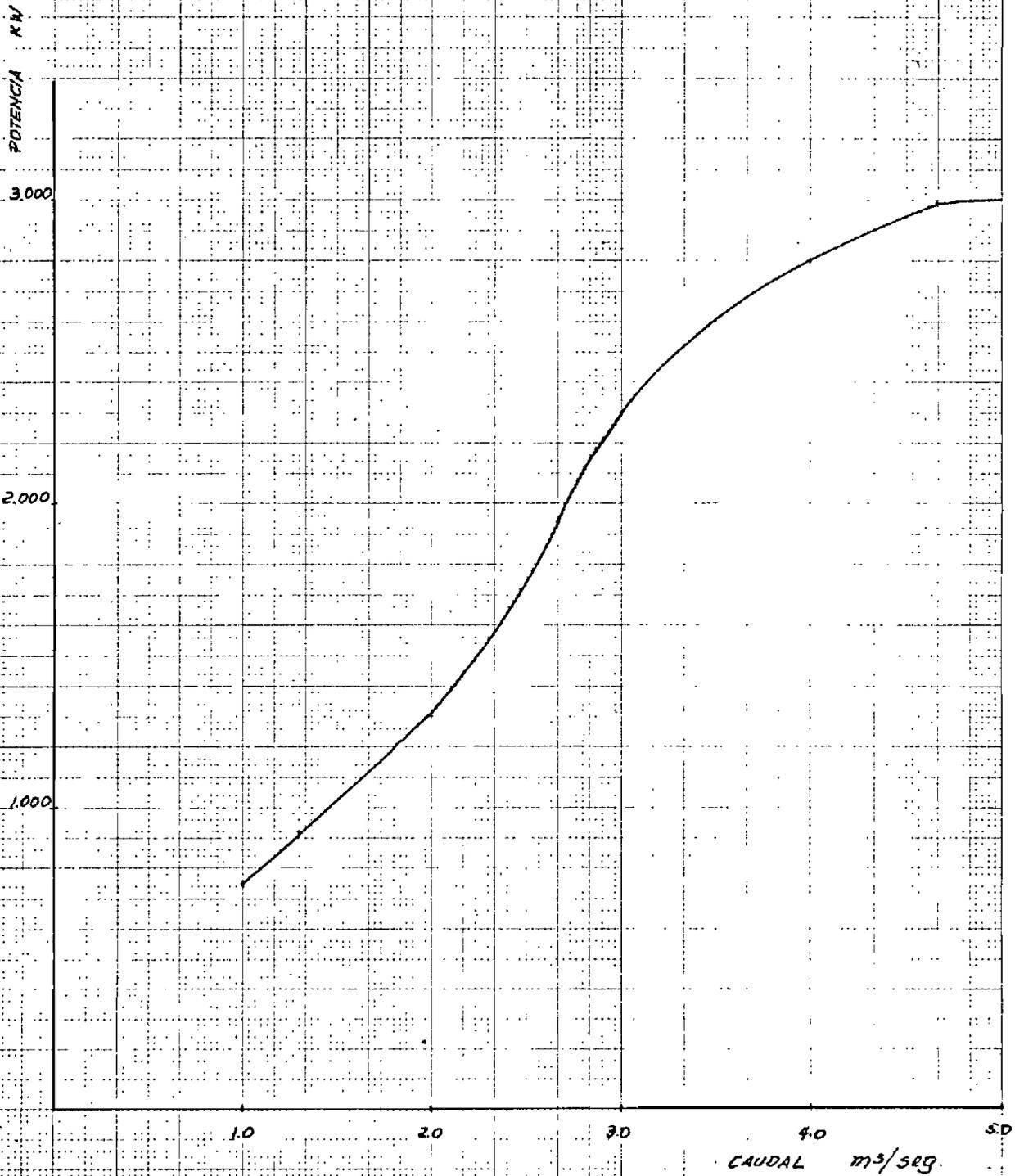
PORCENTAJE DE TIEMPO



CURVA DE RENDIMIENTO

CENTRAL LA PENINSULA

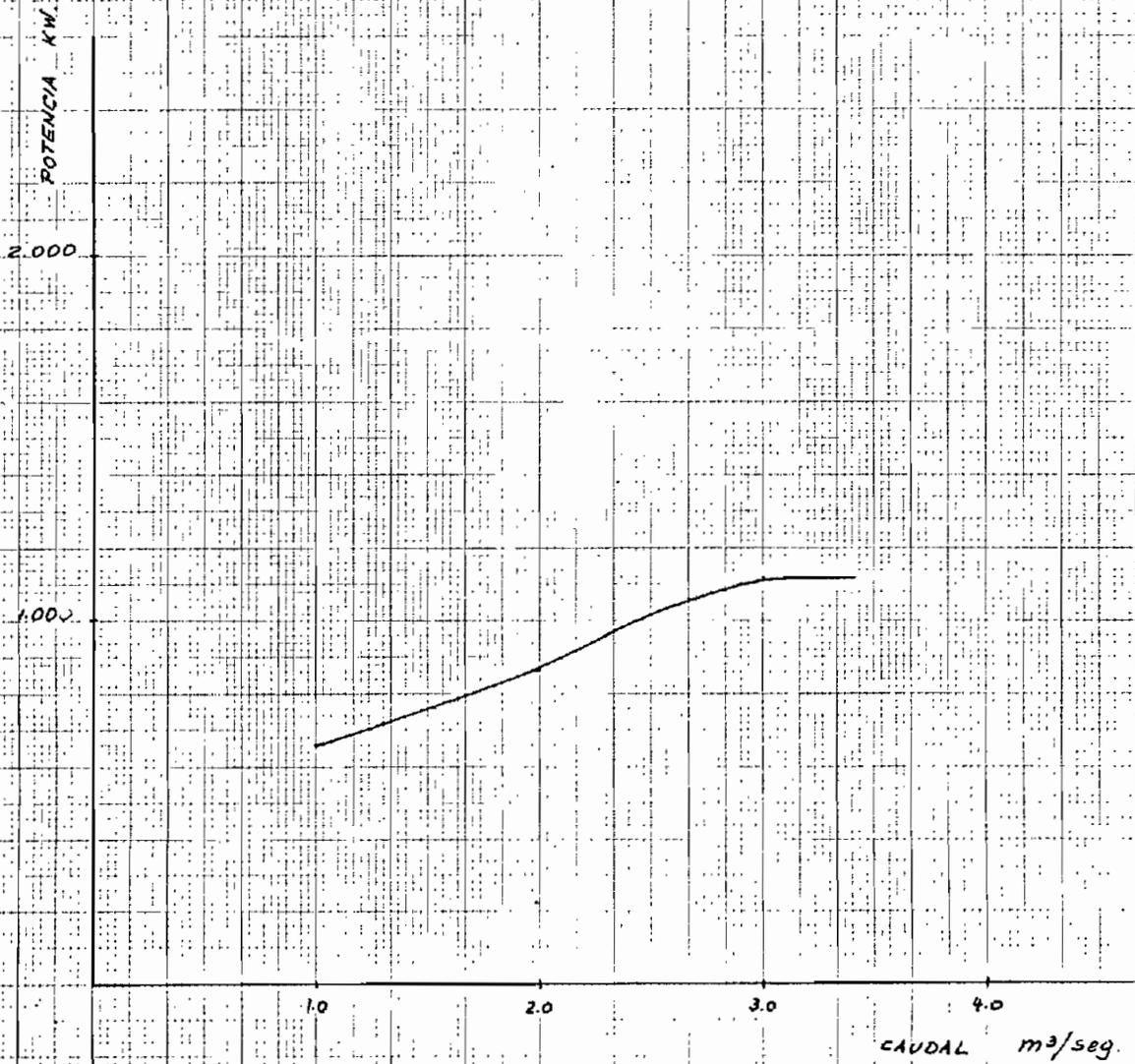
GRAFICO 4.2.2



CURVA DE RENDIMIENTO

CENTRAL MIRAFLORES

GRAFICO 4.2.3



CAPITULO QUINTO

ESTUDIO TARIFARIO

EL DISEÑO DE LAS NUEVAS TARIFAS

Una vez determinados los costos del servicio, los porcentajes de rentabilidad y los precios medios de venta unitarios para el período 1.976 - 79, corresponde ahora afrontar el problema del diseño de las nuevas tasas tarifarias que mediante su aplicación vayan a cubrir los costos encontrados.

5.1.-CRITERIOS GENERALES PARA EL DISEÑO DE TARIFAS DEL SERVICIO ELECTRICO

La fijación de precios de venta de la energía eléctrica constituye un problema bastante complicado debido a las múltiples condiciones que intervienen.

Trataremos de hacer un ligero análisis de estas condiciones.

5.1.1 EL COSTO BINOMIO

Como es conocido, el rasgo fundamental del suministro

de electricidad es el hecho de que la Empresa proporciona al usuario dos servicios distintos:

- a).- La energía que en realidad consume; medida en KWH; y
- b).- La posibilidad de suministrarle la energía que precise, cuando la necesite.

Así resulta que el costo bruto de una empresa suministradora de energía eléctrica se compone de dos partes principales: el costo variable y el costo fijo.

El costo variable implica el valor efectivo de la energía suministrada, en tanto que el costo fijo representa el valor que supone el estar siempre en condiciones y dispuesta a suministrar energía cuando ésta sea requerida.

La componente variable de los costos, como se desprende de su definición, puede considerarse como directamente proporcional al número de KWH suministrados. La componente fija no es realmente proporcional a ningún factor, pero es evidente que en gran medida dependerá de la máxima demanda de potencia en KW ya que una gran parte de los gastos fijos provienen de la financiación del equipo necesario para generar y distribuir la ener

Estas imperfecciones de la teoría Hopkinson fueron señaladas por Henry Doherty en 1.900, quién sugirió que ciertos gastos son ocasionados por los usuarios por el mero hecho de ser usuarios, independientemente de la cantidad de energía que consuman o de la potencia máxima que requieran.

Estos costos, que claramente forman parte de la componente fija, pero son independientes de la potencia máxima pueden ser expresados evidentemente en función del número total de abonados, o mejor aún del total de medidores instalados.

Se llega así al concepto del costo trinomio de la energía eléctrica, que representa un refinamiento de la teoría sencilla del costo binomio.

Según esto, a cada usuario se le deberá facturar el consumo de energía eléctrica de acuerdo a los gastos que él demande en las tres componentes: los gastos variables (componente variable), los gastos relacionados con la máxima potencia requerida (componente de máxima demanda) y los gastos ocasionados como simples usuario (componente de uso). Las dos últimas componentes constituyen conjuntamente la componente fija del costo.

categoría las diferencias entre los usuarios individuales pueden ser muy grandes.

El método más práctico de clasificar a los usuarios, es pues en función de la aplicación que estos dan a la electricidad, y en función de otros factores como por ejemplo su situación geográfica, su posición socioeconómica, etc.

5.1.4 OTROS FACTORES QUE INTERVIENEN EN EL REPARTO DE LOS COSTOS.

Como ya anotamos en acápite anteriores, los costos que pueden adjudicarse a cada categoría de usuarios y a cada usuario particular dentro de su categoría, dependen de la cantidad de energía suministrada, de la máxima demanda de potencia y el número total de ellos.

Este es el motivo por el cual un racional cálculo de costos, debe necesariamente analizarlos en dos o tres componentes. Sin embargo, sería erróneo pensar que estos tres factores (cantidad de energía, máxima demanda de potencia y número de usuarios) son los únicos que influyen sobre el reparto de costos.

da por un sistema eléctrico incide directamente en los costos variables de operación del mismo, sobre todo los relacionados con el combustible.

En lo referente al factor dimensional es indiscutible que una central eléctrica de gran potencia es más eficiente que una pequeña y que en cierta medida se podría considerar que los clientes cuyo consumo de energía es importante, han contribuido en mayor escala que los pequeños consumidores a elevar el rendimiento del sistema de producción y por consiguiente deberían verse compensados en el momento de la distribución de la componente variable del costo asumiendo una parte por kwh mas reducida que los consumidores pequeños.

A pesar de ello, este argumento que en teoría es válido puede no tener aplicación práctica debido a que las tarifas, sobre todo tratándose de Empresas de servicio público como en el caso actual, deben tener en consideración también las condiciones socioeconómicas de los usuarios. Por otro lado los problemas de crisis energética e inflación mundial actual podrían ocasionar

un efecto totalmente inverso al enunciado, lo que quiere decir que al diseñar las tarifas, se debe medir hasta que punto conviene promocionar el uso de la energía eléctrica en las diversas categorías.

b).- DEMANDA MAXIMA DE POTENCIA

Ya anotamos que la componente fija de los costos está íntimamente relacionada con la máxima demanda de potencia en KW de un usuario o de una categoría de ellos.

Es corriente medir la demanda máxima de todas las centrales eléctricas bien sea utilizando vatímetros registradores o tomando lecturas periódicas en instrumentos indicadores. También se suele medir las demandas máximas de grandes plantas industriales o de suministros globales a empresas revendedoras; pero, el costo de medir la demanda máxima de los pequeños usuarios resultaría desproporcionado en relación a los resultados que se pueden obtener. Por ello es preferible estimar estas demandas en forma indirecta. Además, a parte de lo caro que resulta-

A un consumidor situado cerca de la central le correspondería con toda lógica una menor parte de los costos del equipo de distribución y de las pérdidas de transporte de energía, que a un consumidor lejano.

Sin embargo, existen dos razones por las cuales las compañías de electricidad, por regla general y dentro de ciertos límites, no toman en consideración este factor. La primera razón es que el tener en cuenta, sobre una base científica, la ubicación de cada consumidor en el momento de la facturación, requeriría un trabajo tan complejo que en la práctica resultaría imposible de realizar. La segunda razón se deriva del principio de que a todo consumidor de una misma categoría se le debe aplicar los mismos niveles de precios.

Este último principio, generalmente impuesto por la ley, no deja margen alguno para ningún tipo de diferenciación entre los usuarios de una misma clase.

La única forma de tener en cuenta la ubicación de un cliente consistiría pues en incorporar -

este factor en las definiciones empleadas para establecer la clasificación de las diferentes categorías, por ejemplo diferenciando a los abonados entre los ubicados en los centros urbanos y los ubicados en las zonas rurales.

e).- TIEMPO DE INCIDENCIA DE LA CARGA

El tiempo de la incidencia de la demanda máxima de un consumidor o de una categoría de ellos, puede tener una decisiva influencia sobre la parte de los costos fijos que deben serle asignada, por cuanto afecta directamente a la demanda máxima del sistema en su conjunto y por consiguiente al costo de las centrales generadoras y de todos los equipos de transporte y distribución de la energía requeridos.

Generalmente, se acepta como axiomático el hecho de asignar una mayor proporción de los costos fijos al consumidor o grupo de ellos, cuya demanda máxima coincida en el tiempo, con la demanda máxima del sistema en su conjunto, mientras que los consumidores cuyas demandas máximas se produzcan fuera de estas horas, deben tener un trato preferencial.

potencia necesitará una proporción relativamente mayor de equipos eléctricos respecto a los equipos mecánicos para cada KW de capacidad de producción.

Esto implica la relación entre el factor de potencia y los costos fijos.

En cuanto a los costos variables, una carga con un bajo factor de potencia implica una mayor intensidad de corriente que producirá mayores pérdidas en el cobre, es decir mayores pérdidas de calor en los conductores que transportan la electricidad.

5.2 DISEÑO DE LAS NUEVAS TARIFAS

5.2.1 CRITERIOS ESPECIFICOS

Al proceder al diseño mismo de las nuevas tasas tarifarias que regirán en la Empresa Eléctrica Ambato durante el cuatrienio 1.976 - 1.979, se han tenido en cuenta los siguientes criterios básicos:

a).- Las tarifas deben producir ingresos de tal mag-

nitud que cubran los costos del servicio y se obtenga además una rentabilidad del 2 %. Se acepta esta rentabilidad mas bien baja con el propósito de no producir incrementos muy elevados en los precios, en esta primera revisión.

- b).- Las tarifas deben ser justas e indiscriminatorias para todos los usuarios del servicio.
- c).- Las tarifas deben tener una estructura de fácil comprensión para el público y no presentar dificultades en la facturación.
- d).- La estructura general de las tarifas debe ser similar a la de las otras empresas eléctricas que conforman el sistema Regional Centro Norte, con el objeto de acelerar los programas de integración.
- e).- Las tarifas deben ser promocionales para el sector productivo y restrictivas para el sector comodidad.
- f).- Las tarifas deben ser instrumento de justicia social y de redistribución de los ingresos y de

- Gastos de comercialización
(cuadro N° 7 - miles de -
sucres) 9.213

- Energía total vendida, se-
gún el cuadro N° 9 (MWH).....178.387

De donde:

$$\text{Cargo por energía } B = \frac{95.056 - 9.213 - 1.642}{178.387}$$

$$B = \cancel{7} 0.472/\text{kwh.}$$

a.3.- CARGO POR CONSUMIDOR

Este cargo depende de los gastos que intervienen para leer los medidores de energía, facturar y recaudar los valores de las planillas mensuales, es decir los gastos contabilizados en el capítulo anterior como comercialización en la determinación de los gastos de operación y mantenimiento total.

Se lo obtiene dividiendo la suma de los gastos de comercialización para la suma del número total de abonados del período 76-79.

cación adicional anterior que tomaba en cuenta la ubicación geográfica de los abonados, diferenciándolos entre urbanos y rurales.

Si bien es verdad que los costos varían para estas dos clases de abonados, se ha adoptado esta unificación por razones de carácter socioeconómico, con el objeto de incentivar la estada del campesino en su tierra y controlar la emigración hacia las ciudades.

c).- ESTUDIO DE LA CARGA

Ya mencionamos con anterioridad que una distribución racional de los costos deberá ser realizada después de examinar detalladamente las curvas de los usuarios.

Resulta difícil, por no decir imposible, disponer de datos concretos para cada abonado particular; pero, es factible estimar por lo menos las formas de las curvas de carga en cada categoría del usuario.

Estas curvas de carga se han dibujado en el gráfico N° 5.2.2.c y de su observación se pueden sa

forma de la curva de carga ya mencionada en el acápite anterior.

Como ya se anotó, es beneficioso para la Empresa trabajar con los valores más altos del factor de carga, lo cual se puede lograr mediante un a decuado fomento de uso de la energía en las horas que no corresponden a las de mayor demanda del sistema.

De las curvas de carga típicas para cada categoría de usuarios (gráfico N° 5.2.2.c), podemos a firmar que el factor de carga del servicio industrial resulta ser el más alto siguiéndole el del servicio residencial y por último el del comercial.

Con esta importante observación podemos concluir que los niveles de precios medios de venta de la energía que se deban obtener por la aplicación de las tarifas, deben ser altos para el servicio comercial, bajos para el industrial e intermedios para el servicio residencial y el alumbrado público.

e).- FACTOR DE POTENCIA

Es necesario un ligero análisis del factor de potencia en las diferentes categorías de abonados por las incidencias que se producen en los costos.

Se han realizado las siguientes consideraciones:

- Los abonados residenciales tienden a un factor de potencia cercano a la unidad por cuanto la mayor parte de sus cargas son de iluminación del tipo resistiva.
- Los abonados comerciales presentan el factor de potencia menor que 1.0 debido a que su iluminación en la mayoría de casos es reactiva.
- Los abonados industriales presentan consumos de mas bajo factor de potencia, por la cantidad de motores que este tipo de actividad requiere.

Desde este punto de vista, quienes deberán tener un mejor trato de precios, deben ser los abonados residenciales, siguiéndoles los comerciales y por fin los industriales. Sin embargo, al diseñar el presente trabajo tarifario decidimos no incluir en los cargos aplicados estas considera-

ciones relacionadas al factor de potencia por - que resulta difícil su cuantificación. Mas bien estableceremos cláusulas de penalización para aquellos usuarios que trabajen con valores menores que ciertos límites establecidos como normales.

f).- TIPOS DE TARIFAS A DISEÑARSE

Para los servicios residencial y comercial mantendremos el diseño de tarifas de bloques de energía estableciendo un valor mínimo mensual y precios altos en los primeros bloques, para incluir aquí el cargo por demanda y el cargo por consumidor.

Además, por las razones que dimos a conocer con anterioridad respecto al alza de costos del combustible y la inflación mundial se diseñarán tarifas de bloques de energía con precios unitarios decrecientes unicamente para los abonados considerados como de recursos económicos limitados (R 1 y C 1); y, se establecerá cierta restricción para aquellos abonados que usan la electricidad ya no solo como un medio de satisfacer necesidades sino como un medio de obtener comodidad de la energía

mo municipal por el alumbrado público, debiendo utilizar la diferencia que hubiere en favor de la Municipalidad para ampliaciones o mejoras del sistema de alumbrado público o requerir de ésta el -pago de la que resultare adeudando. Para efectos de la liquidación indicada, se establece que el -precio de venta de la energía eléctrica para ese servicio será el que consta en la tarifa antes a-notada.

Toda ampliación o mejora del sistema de alumbrado público correrá a cargo de la respectiva municipalidad.

G.- SERVICIOS OCASIONALES

G.1 TARIFA O S M

Aplicación:

Esta tarifa se aplicará a los abona -dos al servicio ocasional que tomen energía sin medidor, a efectos de pro-mover negocios ubicados en la vía pú-blica o en lugares particulares para cualquier finalidad.

Cargos : S/. 10,00 diarios por cada 100 W. o -

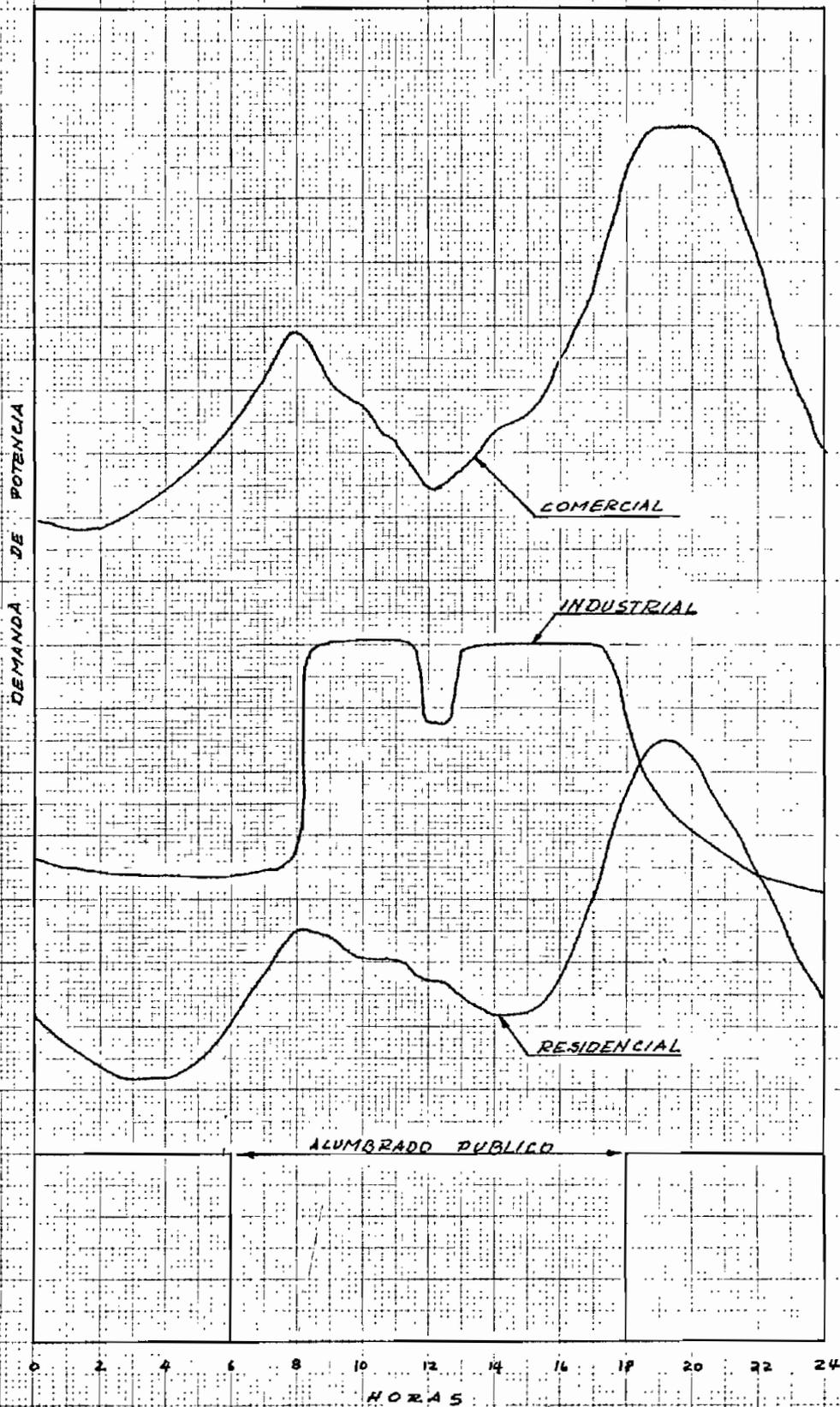
clientes de bajos recursos económicos y que constituyen el 48 % del número total, son las que menores incrementos sufren, por consideraciones socioeconómicas.

c).- Para las tarifas R 2 y C 2 se disminuyeron el número de bloques de energía, con el objeto de simplificar su cálculo y facilitar su comprensión.

Además, para consumos elevados los precios unitarios por KWH son crecientes con el propósito de obtener la restricción ya mencionada, política que obedece a la necesidad de detener el desperdicio y abuso en el uso de recursos energéticos no recuperables como el petróleo y sus derivados.

d).- Se suprimió la tarifa R 3 del pliego vigente - por cuanto era la mas promocional para grandes consumos del servicio residencial. Todos los abonados antes facturados con esta tarifa, pasarán a la tarifa R 2.

e).- Se mantiene el tipo de tarifa promocional para



CURVAS DE CARGA TYPICAS DE LOS DIFERENTES TIPOS DE SERVICIO

GRAFICO N° 5.2.2.C

CAPITULO SEXTO

CALCULO DE INGRESOS

6.1 SELECCIÓN DEL MES REPRESENTATIVO

El mes representativo constituye aquel cuyas características son de tal naturaleza que puede considerarse como el promedio del período anual, en los siguientes aspectos:

Energía vendida

Ingresos facturados

Número de abonados

Al comenzar el presente estudio tarifario los últimos datos disponibles fueron los del mes de Mayo de 1.975 de ahí que el período anual considerado fue Julio de 1.974 - Mayo de 1.975, y de allí se determinó como mes representativo a Enero de 1.975, como se puede apreciar en el cuadro N° 12.. Pag 173.

6.2 DISTRIBUCION POR FRECUENCIA

Los cuadros de distribución por frecuencia contienen los datos del número de usuarios que presentan consu

mos mensuales similares, es decir por ejemplo el número de abonados que han consumido 20 KWH, 30 KWH, o 100 KWH, etc., en el mes representativo.

Constituyen un instrumento fundamental tanto para el proceso de diseño de tarifas, como para el cálculo de ingresos que se obtendrán mediante la aplicación del pliego tarifario.

En este caso concreto, debido a que las nuevas tarifas diseñadas, sobre todo las de servicio residencial y comercial tienen estructuras similares a las anteriores tarifas, en realidad no se efectuó un análisis muy detallado de estos datos que proporciona los cuadros de distribución por frecuencia. Sin embargo, es de mucha importancia para el reparto de los costos en las diferentes categorías de usuarios tener en cuenta las cantidades de abonados y los bloques de energía que pueden determinarse, sobre todo cuando se deben cambiar las estructuras.

Todos los cuadros de distribución por frecuencia se dan en las 12 hojas del cuadro N° 13. Pags 174-185.

En la hoja N° 1, se han resumido los datos de los -

servicio y generen la rentabilidad del 2 % propuesta , es necesario efectuar los respectivos cálculos de ingresos

Estos cálculos se basan en los datos de los cuadros de distribución por frecuencia, como se muestra detalladamente para cada tarifa en el cuadro N° 15 ^{Page 190-193} hojas 1 a 4, y, cuyo resumen es el siguiente:

TIPO DE SERVICIO	CONSUMO	INGRESOS	PRECIO MEDIO DE VTA KWH
Residencial	982.337	S/ 775.366	0.789
Comercial	551.159	545.913	0.990
Industrial	389.696	340.010	0.872
Servicios en Baños y Píllaro	94.997	85.396	0.899
Alumbrado Público	253.080	202.464	0.80
T O T A L	2'271.269	S/1'949.149	0.858

El precio medio total resultante de S/. 0.858/kwh, es muy similar al calculado del costo medio del KWH para las condiciones que se desean (cuadro N° 9). Por tanto, podemos afirmar que las tarifas diseñadas son correctas.

6.3.2 TARIFAS VIGENTES

Con el objeto de establecer una comparación entre los precios actuales de venta de la energía y los que se producirán con las tarifas propuestas, es indispensable calcular también los ingresos que las tarifas vigentes generan en el mismo mes representativo.

Estos cálculos se basan también en los cuadros de distribución por frecuencia y constan en el cuadro N^o 14 ^{Pags 186-189} hojas 1 a 4, con los siguientes resultados:

TIPO DE SERVICIO	CONSUMO	INGRESOS	PRECIO MEDIO DE VTA KWH
Residencial	982.337	S/ 636.055	0.647
Comercial	551.159	414.392	0.752
Industrial	389.696	268.483	0.689
Servicios en Baños y en Píllaro	84.997	75.113	0.790
Alumbrado Público	253.080	119.732	0.473
T O T A L	2'271.269	S/1'513.775	0.666

6.4 COMPARACION DE INGRESOS

^{Pag. 194}
En el cuadro N^o 16, hojas 1 y 2 se presenta un resumen general comparativo de ingresos y precios medios de -

venta del KWH entre las tarifas vigentes y las tarifas propuestas, así como los porcentajes de incremento que se producirán en cada caso.

El resumen de esta comparación es el siguiente:

TIPO DE SERVICIO	PRECIO MEDIO TARIFAS VIGENTES	PRECIO MEDIO TARIFAS PROPUESTAS	% DE INCREMENTO
Residencial	0.647	0.789	21.9
Comercial	0.752	0.990	31.7
Industrial	0.689	0.872	26.6
Servicios en Baños y en Píllaro	0.790	0.899	13.7
Alumbrado Público	0.473	0.800	69.1
T O T A L	0.666	0.858	28.8

Como puede apreciarse, el incremento total en el precio medio de venta del KWH asciende al 28.8 %, que es un valor bastante aceptable, siendo los abonados comerciales, por sus características particulares, aquellos que sufren de mayor incremento.

CAPITULO SEPTIMO

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Una vez terminado el análisis técnico-económico del período 1.976 - 1.979 y conociendo muy de cerca todo el sistema eléctrico de la Empresa Ambato y su operación, podemos finalmente enunciar algunas conclusiones y recomendaciones de manera general, puesto que para problemas específicos, se requerirán como es lógico análisis más profundos y detallados.

7.1 CONCLUSIONES

7.1.1 CONCLUSIONES TECNICAS

- a).- La Empresa Eléctrica Ambato ha logrado conformar y desarrollar un sistema eléctrico bastante confiable sobre todo en las etapas de transmisión y distribución, proporcionando al usuario servicio de aceptable calidad.

Sin embargo, hay también varias deficiencias como las siguientes:

- b).- La capacidad instalada en fuentes de generación

- e).- Los niveles de iluminación de las poblaciones del área rural son inadecuados, por cuanto no ha existido preocupación de las municipalidades para financiar el crecimiento de este importante servicio.
- f).- Deficiencias graves se detectan en las áreas de los servicios al público (acometidas y medidores) sobre todo en cuanto al control del uso clandestino de la energía y la organización de la atención a nuevas solicitudes.

7.1.2 CONCLUSIONES ECONOMICAS

- a).- La Empresa Ambato es una de las pocas del país que no ha sufrido pérdidas en la explotación de su sistema, pero tampoco ha podido generar ganancias suficientes, que le permitan llevar adelante planes grandes de ampliaciones.
- b).- El pliego tarifario vigente tiene una buena estructura, pero en razón de la evolución de los costos y la falta de rentabilidad, debe ser incrementado en sus precios y dinamizado en su adaptación a los nuevos costos.

- c).- El sistema de contabilidad, que es bastante aceptable, tiene algunas fallas con respecto a la clasificación mas correcta de ciertos costos en el Código de Cuentas dado por INECEL, a fin de evitar confusiones, especialmente en lo relacionado a las cuentas de subtransmisión y distribución.

- d).- Hay falta de exactitud en las lecturas mensuales de los medidores, que en muchas ocasiones son estimadas a causa de la falta de tiempo y personal del área. Esto redundo en perjuicio de la veracidad de los datos estadísticos para efectuar estudios.

- e).- El sistema de recaudación actual resulta ya insuficiente para el número de clientes que se debe atender.

- f).- El sistema de despacho de materiales de bodega no es muy ágil y ha perjudicado en cierto modo al rendimiento del personal en varios sectores.

- h).- Las pérdidas de energía sobrepasan a los límites razonables y deben ser reducidas para mejorar la eficiencia económica del sistema.

7.2 RECOMENDACIONES

7.2.1 RECOMENDACIONES TECNICAS

- a).- Es indispensable que la Empresa defina su política de equipamiento, en cuanto a fuentes de generación, pues como se anota en este estudio unicamente se ha previsto una inversión para una nueva fuente sin concretar ninguna característica como tipo, ubicación, etc.

Por la premura de tiempo disponible para cubrir la demanda máxima del período, pensamos que deberá ser diesel-eléctrica o sea solución a corto plazo.

De ahí la necesidad de realizar un estudio minucioso que determine las soluciones a mediano y largo plazo, dando énfasis principalmente a los recursos hidráulicos y/o a la utilización de las grandes fuentes del generación del sistema Nacional Interconectado de INECEL.

- b).- Cumplir con todo el programa de ampliaciones y nuevas obras detallado en el capítulo tercero del estudio, con el interés particular de con-

del servicio y obtener el 2 % de rentabilidad.

b).- Concientizar en la Administración y en los directores de la Empresa, la necesidad de definir un segundo incremento tarifario en este mismo período, para alcanzar un mejor porcentaje de rentabilidad que dé mayor estabilidad de ingresos a la Empresa.

c).- Promover la creación de un Departamento de Comercialización que normalice y controle todo el movimiento relacionado con "atención al público" que incluirá las siguientes áreas:

- Servicio de acometidas y medidores.
- Facturación
- Recaudación.

Tendría que efectuar las siguientes actividades inmediatas:

- Organización de la atención a nuevas solicitudes de servicio en forma ágil y controlada.
- Control de los datos de lecturas mensuales.

B I B L I O G R A F I A

- COSTES Y TARIFAS DE LA ELECTRICIDAD: ESTUDIO GENERAL
Departamento de Asuntos Económicos y Sociales. Naciones Unidas.
- ELEMENTOS DE ECONOMIA APLICADOS AL CAMPO DE LA INGENIERIA DE SISTEMAS ELECTRICOS.- Asociación de Ingenieros de INECEL
- METODOLOGIA DE ESTUDIO DE MERCADO DE ENERGIA ELECTRICA. ECUACIER.- Subcomité Ecuatoriano de planificación de Sistemas Eléctricos.
- REGLAMENTO PARA FIJACION DE TARIFAS DE LOS SERVICIOS ELECTRICOS. INECEL.
- ESTUDIO TECNICO ECONOMICO DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA TACUNGA. TESIS DE GRADO. Eduardo Cazco Castelli
- ESTUDIO TECNICO - ECONOMICO DEL SISTEMA RIOBAMBA-ALAU SI. TESIS DE GRADO. Wilson Peñaherrera Sánchez.
- APUNTES DE INGENIERIA ECONOMICA. Materia dictada por el Ing. Guido Soria.
- BALANCES ANUALES. Empresa Eléctrica Ambato.

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S. A.

CUADRO N° 1

ESTADO DE INGRESOS Y GASTOS DE EXPLOTACION (MILES DE SURES) (1)									
			1.970	1.971	1.972	1.973	1.974	1.975	1.976 (2)
I.- INGRESOS DE OPERACION									
1.- Ingresos por venta de energia			6.396	7.518	8.072	10.802	14.948	18.094	9.690
2.- Otros ingresos			409	536	599	490	432	498	386
3.- Total ingresos de Operacion			6.805	8.054	8.671	11.292	15.380	18.592	10.076
II.- GASTOS DE EXPLOTACION									
4.- Gastos de operacion y mantenimiento			4.421	5.241	6.483	8.647	10.469	13.977	7.707
5.- Cuotas anuales de Depreciacion			2.564	2.667	2.776	2.685	3.341	4.237	2.320
6.- Total gastos de explotacion			6.985	7.908	9.259	11.332	13.810	18.214	10.027
RESULTADOS NETOS DE OPERACION	(3 - 6)	(3)	(180)	146	(588)	(40)	1.570	378	49
(1) Datos tomados de los Balances anuales									
(2) Son datos del primer semestre de 1.976									
(3) Las cantidades encerradas en paréntesis son negativas.									

II - 1

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S. A.

CUADRO N° 2 hoja 1.2

PROYECCION DE LA DEMANDA Y LA ENERGIA - DATOS ESTADISTICOS

CONSUMO DE ENERGIA (MWH)	1.969	% Cr.	1.970	% Cr.	1.971	% Cr.	1.972	% Cr.	1.973	% Cr.	1.974	% Cr.	1.975		% PROMEDIO	% A ADOPTARSE (1)
A. ZONA URBANA																
A.1. Servicio Residencial	4.341	16.6	5.063	14.1	5.779	14.7	6.630	12.2	7.041	13.2	7.968	22.9	9.796		14.6	17.0
A.2. Servicio Comercial	3.765	10.6	4.166	2.1	4.249	6.8	4.540	2.2	4.648	10.1	5.108	17.6	6.007		8.1	12.0
A.3. Servicio Industrial	2.558	2.3	3.147	6.7	3.359	14.3	3.841	3.4	3.973	7.3	4.263	16.7	4.977		11.7	16.0
A.4. Otras servicios	575		549		497		513		610		603		734			12.0 (2)
A.5. Alumbrado Público	1.837	4.6	1.922	7.2	2.061	21.8	2.510	6.9	2.644	0.5	2.698	14.2	3.080		9.0	13.0
SUBTOTAL ZONA URBANA	13.076	13.5	14.847	7.4	15.945	13.1	18.036	5.0	18.946	11.4	20.640	19.1	24.534			
B. ZONA RURAL																
B.1. Servicio Residencial	1.015	39.8	1.419	22.2	1.734	21.9	2.113	12.2	2.370	35.2	3.203	27.7	4.090		26.1	26.0
B.2. Servicio Comercial	472	1.7	480	4.6	502	17.1	589	4.4	615	59.3	955	24.4	1.188		16.6	18.0
SUBTOTAL ZONA RURAL	1.487		1.899		2.236		2.702		2.985		4.158		5.278			
TOTAL ENERGIA VENDIDA	14.563		16.746		18.181		20.738		21.931		24.798		29.812			
Consumos propios	95		95		95		95		95		95		95			
SUBTOTAL	14.658		16.841		18.276		20.833		22.026		24.893		29.907			
% ENERGIA PERDIDA	23.3		21.8		21.9		20.9		23.4		23.7		22.4			
ENERGIA GENERADA	19.117	12.6	21.534	8.7	23.407	13.5	26.325	9.2	28.754	13.4	32.419	18.3	38.418			
DEMANDA MAXIMA (KW)	5.220		5.980		6.710		6.800		7.310		8.290		9.497			
FACTOR DE CARGA (%)	92.4		91.7		90.4		84.8		85.5		84.9		86.4			
NUMERO TOTAL DE ABONADOS	12.415	10.0	13.888	8.4	15.068	9.2	16.441	10.4	18.214	14.6	21.246	14.4	24.322		10.6	10.8
1)	Porcentajes adoptados de acuerdo a las consideraciones realizadas en los gráficos															
2)	Porcentaje estimado															

III - 1

PROYECCION DE LA DEMANDA Y LA ENERGIA							
CONSUMO DE ENERGIA (MWH)	% INCREMENTO	1.975	1.976	1.977	1.978	1.979	
A.- ZONA URBANA							
A. 1.- Servicio Residencial	17.0	9.796	11.461	13.409	15.689	18.356	
A. 2.- Servicio Comercial	12.0	6.007	6.727	7.535	8.439	9.452	
A. 3.- Servicio Industrial	16.0	4.977	5.773	6.697	7.768	9.011	
A. 4.- Otros servicios	10.0	734	807	888	977	1.074	
A. 5.- Alumbrado Público	13.0	3.080	3.480	3.932	4.444	5.022	
SUBTOTAL ZONA URBANA		24.594	28.243	32.461	37.317	42.915	
B.- ZONA RURAL							
B. 1.- Servicio Residencial	26.0	4.090	5.153	6.493	8.181	10.308	
B. 2.- Servicio Comercial	18.0	1.188	1.402	1.654	1.952	2.303	
SUBTOTAL ZONA RURAL		5.278	6.555	8.147	10.133	12.611	
TOTAL ENERGIA VENDIDA		29.872	34.803	40.608	47.450	55.526	
CONSUMOS PROPIOS		9 95	100	120	150	150	
SUBTOTAL		29.967	34.903	40.728	47.600	55.676	
% ENERGIA PERDIDA (1)		22.4	21.0	19.0	17.0	15.0	
ENERGIA GENERADA		38.618	44.181	50.281	57.349	65.501	
FACTOR DE CARGA (2)		46.4	43.2	43.0	43.0	43.0	
DEMANDA MAXIMA (KW)		9.497	11.655 (3)	13.348	15.224	17.389	
POTENCIA INSTALADA (KW)		10.510	15.510	15.510	18.510	18.510	(ver programa de obras)
NUMERO TOTAL DE ABONADOS	10.5	24.322	26.875	29.697	32.816	36.261	
NOTAS:		(1) Se deberá tratar de llegar a los porcentajes señalados. (2) En 1.975 mejora el factor debido a la restricción del servicio en ese año, a partir de 1.977 adoptamos un factor de 43.0 % siempre que se cuente con la potencia instalada suficiente para satisfacer la demanda. (3) Dato real.					

PLAN DE OBRAS E INVERSIONES PARA EL PERIODO 1.976 - 1.979

(MILES DE SUCRES)

	1.976	1.977	1.978	1.979
	(1)			
I.- GENERACION				
I. 1.- C. Miraflores	-	-	-	-
I. 2.- C. Península	300	-	-	-
I. 3.- C. Batán	400	-	-	-
I. 4.- Cs. Baños	-	-	-	-
I. 5.- Cs. Píllaro	-	-	-	-
I. 6.- C. Lligua (5.000 KW)	21.056	-	-	-
I. 7.- Nueva Fuente de Generación (3.000KW) (2)	-	10.000	5.000	-
TOTAL GENERACION	21.756	10.000	5.000	-
II. SUBESTACIONES				
II. 1.- Loreto	-	-	-	-
II. 2.- Ambato (3)	-	5.000	4.000	-
II. 3.- Baños (existente)	-	-	-	-
II. 4.- Píllaro (existente)	-	-	-	-
II. 5.- Elevación - Baños (0.4 - 13.2 KV - 250 KVA)	-	-	-	-
II. 6.- Elevación Píllaro (2.4/13.2 KV - 150 KVA) (4)	150	-	-	-
II. 7.- Reducción Baños (69/13.2 KV - 1500 KVA) (5)	-	-	1.200	-
II. 8.- Reducción Pelileo " " (5)	-	1.200	-	-
II. 9.- Subestación Sur (4.16/13.2 KV - 2000 KVA) (5)	1.600	-	-	-
II. 10.- Subestación Oeste " " (5)	-	1.600	-	-
II. 11.- Subestación Lligua (4.16/13.2 KV - 6250 KVA)	4.861	-	-	-
TOTAL SUBESTACIONES	6.611	7.800	5.200	-
III. TRANSMISION Y SUBTRANSMISION				
III. 1.- La Península-Loreto (6.9KV/3 Km)	-	-	-	-
III. 2.- Pelileo-Cotalá (13.2KV/ 15 Km) (6)	50	50	50	50
III. 3.- Pto Arturo-Píllaro (13.2 KV-4.5Km) (6)	-	-	-	50
III. 4.- Puntzán-Baños (13.2KV - 4Km)	-	-	-	-
III. 5.- Cotalá-Baños (13.2 KV- 9Km) (7)	1.080	-	-	-
III. 6.- Patate-Los Andes (13.2KV - 12Km) (8)	-	960	-	-

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S. A.

CUADRO N° 3

Hoja 2 - 3

PLAN DE INVERSIONES Y OBRAS PARA EL PERIODO 1.976 - 1.979				(MILES DE SUQUES)			
				1.976	1.977	1.978	1.979
III.7.-	Ambato-Riobamba (69 KV - 52 Km)			-	-	-	-
III. 8.-	Ambato-Baños (69 KV - 35 Km)	(9)		-	4.000	4.750	-
III. 9.-	Existentes en Baños			-	-	-	-
III.10.-	Existentes en Pillaro			-	-	-	-
III.11.-	Interconexión Subestaciones (10 Km Varías Voltajes)	(10)		-	600	-	600
III.12.-	Ramales Area Rural de la Provincia (13,2 KV - 125 Km)	(11)		1.500	2.000	2.000	2.000
III.13.-	La. Península-Subestación Ambato (13,2 KV - 4 Km.)			280	-	-	-
TOTAL TRANSMISION Y SUBTRANSMISION				2.910	7.610	6.800	2.700
IV.- SISTEMAS DE DISTRIBUCION							
IV. 1.-	Redes			5.400	6.030	6.660	7.490
IV. 2.-	Acometidas			1.080	1.200	1.330	1.500
IV. 3.-	Medidores			410	460	510	570
IV.4.-	Alumbrado Pùblico			1.430	1.590	1.740	1.960
TOTAL SISTEMAS DE DISTRIBUCION				8.320	9.280	10.240	11.520
				(12)	(13)	(14)	(15)
V.- INSTALACIONES GENERALES							
V.1.-	Equipos, Vehículos y Herramientas	(16)		5.000	5.000	5.000	5.000
V.2.-	Edificio Institucional	(17)		-	15.000	7.000	-
TOTAL INSTALACIONES GENERALES				5.000	20.000	12.000	5.000
TOTAL INVERSIONES				44.597	54.690	41.940	19.220

PLAN DE OBRAS E INVERSIONES PARA EL PERIODO 1.976 - 1.979

NOTAS:	
1).	.- Todos los datos del 76 son estimados por no disponer aún del Balance Anual.
2).	.- Índice de inversión: \$5.000/Kw.
3).	.- La inversión del 77 y 78 se refiere a la instalación de un transformador de 10.000 KVA para recibir energía de Pisayambo. Índice: \$/ 800/KVA
4).	.- Índice de inversión: \$/ 1.000/kva (por ser una Subestación de menos de 1.00 kva).
5).	.- Índice de inversión: \$/ 800/kva (por ser Subestación de mas de 1.00 kva).
6).	.- Se considera inversión el cambio que debe realizarse de postes de madera a postes de hormigón
7).	.- Índice de inversión: \$120.000/km por tratarse de postes de hormigón y calibre # 1/0 ACSR
8).	.- Índice de inversión: \$/ 80.000/km por tratarse de postes de madera y calibre # 2 ACSR
9).	.- Índice de inversión: \$/250.000/km por tratarse de torres metálicas y postes de hormigón
10).	.- Índice de inversión; \$/120.000/km por tratarse de postes de hormigón
11).	.- Índice de inversión: \$/ 60.000/km por tratarse de ramales trifásicos y monofásicos de varios calibres y en postes de madera y hormigón.
12).	.- Se prevee redes nuevas y mejoras para 2.600 nuevos abonados (de acuerdo a la proyección de la demanda), con un índice de \$/ 3.200/ab, para cubrir todos los rubros que son: redes, acometidas, medidores y alumbrado público, prorrateados según los porcentajes obtenidos para 1.974, esto es redes 65 %, acometidas 13 %, medidores 5 % y alumbrado público 17 %.
13).	.- Se prevee redes nuevas y ampliaciones para 2.900 abonados, según la proyección de las demandas.
14).	.- Se prevee redes nuevas y ampliaciones para 3.200 abonados, según la proyección de las demandas.
15).	.- Se prevee redes nuevas y ampliaciones para 3.600 abonados, según la proyección de las demandas.
16).	.- Inversiones estimativas
17).	.- La inversión inicial será realmente en 1.976 pero consta desde 1.977 para depreciar a partir de este año, cuando realmente entre en servicio la instalación.

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S. A.

GUIA DE REVALORIZACION DE LAS INVERSIONES

CUADRO No 4

	Inversión real a 1.975 (1)	Indice de Inversión a 1.975	Indice de Inversión de INECEL	Indice Adoptado (2)	Inversión Revalorizada	% Incrementado.
I.- GENERACION						
I. 1.- Central Miraflores (1.280 kw)	11.078	8.654/kw	12.000/kw	9.000/kw	11.520	4.9
I. 2.- Central Península (3.000 kw)	17.245	5.748/kw	12.000/kw	9.000/kw	27.000	56.5
I. 3.- Central El Batán (5.980 kw)	20.492	3.427/kw	6.500/kw	5.000/kw	29.900	43.3
I. 4.- Centrales en Baños (240 kw)	993	4.138/kw	-	-	993	0
I. 5.- Centrales en Píllaro (140 kw)	555	3.964/kw	-	-	555	0
II.- SUBESTACIONES						
II. 1.- Loreto (8.500 kva)	3.093	364/kva	1.500/kva	800/kva	6.800	119.8
II. 2.- Ambato (5.000 kva)	3.264	652/kva	"	"	4.000	22.5
II. 3.- Baños (existente)	39	-	-	-	39	0
II. 4.- Píllaro (existente)	26	-	-	-	26	0
II. 5.- Elevación - Baños (0.4/13.2 kv - 250 kva)	250	1.000/kva	1.500/kva	1.000/kva	250	0
III. TRANSMISION Y SUBTRANSMISION						
III. 1.- La Península - Loreto (3.0 km - 6.9 kv - torres metal.)	507	169.000/km	235.000/km	200.000/km	600	18.3
III. 2.- Pelileo - Cotaló (15 km - 13.2 kv - madera)	876	57.066/km	100.000/km	80.000/km	1.200	37.0
III. 3.- Pto Arturo-Píllaro (4.5 km - 13.2 kv - madera)	337	74.888/km	"	"	360	6.8
III.4 - Puntzán - Baños (4 km - 13.2kv - madera)	320	80.000/km	"	"	320	0
III. 7.- Ambato - Riobamba (52 km-69 kv Hormigón-metal)	6.580	126.538/km	200.000/km	185.000/km	9.620	46.2
III. 8.- Baños (existentes)	68	-	-	-	68	0
III. 9.- Píllaro (existentes)	213	-	-	-	213	0
IV. SISTEMAS DE DISTRIBUCION						
Instalaciones para 25.217 abonados (*)	43.288	1.716/ab	3.200/ab	2.400/ab	60.520	39.8
V. INSTALACIONES GENERALES (3)						
TOTAL INVERSIONES	113.251				158.815	40.3

NOTAS :

- 1) Datos tomados del balance al 31 de Diciembre de 1.975
- 2) Se adoptan indices de revalorización mas bajos que los datos por INECEL en razón de los datos reales que tiene la Empresa, y para evitar una excesiva inflación del capital invertido que - dará origen a una mayor elevación del precio KWH, para el período.
- 3) Se adopta el 20 % de revalorización.
- 4) Estas inversiones incluyen algunas líneas de subtransmisión principales como Ambato - Pelileo (13.2kv)

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S. A.

CUADRO N° 5

Hoja 1 - 2

		1.976 (1)	1.977	1.978	1.979		
INVERSIONES EN OPERACION (MILES DE SUCRES)							
I.- GENERACION							
I. 1.-	Central Miraflores	11.520	11.520	11.520	11.520		
I. 2.-	Central La Península	27.300	27.300	27.300	27.300		
I. 3.-	Central El Batán	30.300	30.300	30.300	30.300		
I. 4.-	Cs. en Baños	993	993	993	993		
I. 5.-	Cs. en Píllaro	555	555	555	555		
I. 6.-	Central Lligua	21.056	21.056	21.056	21.056		
I. 7.-	Nueva Fuente		10.000	15.000	15.000		
TOTAL GENERACION		91.724	101.724	106.724	106.724		
II.- SUBESTACIONES							
II. 1.-	Loreto (6.9/4.16/13.2 KV - 8.500 KVA)	6.800	6.800	6.800	6.800		
II. 1.-	Ambato (69/13.2 KV - 15.000 KVA)	4.000	9.000	13.000	13.000		
II. 3.-	Baños (existente)	-	-	-	-	(se retira)	
II. 4.-	Píllaro (existente)	26	-	-	-	(se retira)	
II. 5.-	Elevación Baños (0.4 - 13.2 KV - 250 KVA)	250	250	250	250		
II. 6.-	Elevación Píllaro (2.4-13.2 KV - 150 KVA)	150	150	150	150		
II. 7.-	Reducción Baños (69-13.2 KV - 1.500 KVA)	-	-	1.200	1.200		
II. 8.-	Reducción Pelileo (69-13.2 KV - 1.500 KVA)	-	1.200	1.200	1.200		
II. 9.-	Subestación Sur (4.16/13.2 KV - 2.000 KVA)	1.600	1.600	1.600	1.600		
II. 10.-	Subestación Oeste (4.16/13.2 KV - 2.000 KVA)	-	1.600	1.600	1.600		
II. 11.-	Subestación Lligua (4.16/13.2 KV - 6.250 KVA)	4.861	4.861	4.861	4.861		
TOTAL SUBESTACIONES		17.687	25.461	30.661	30.661		
III. TRANSMISION Y SUBTRANSMISION							
III. 1.-	La Península - Loreto (5 Km - 69 KV)	600	600	600	600		
III. 2.-	Pelileo - Cotaló (15 Km - 13.2 KV)	1.250	1.300	1.350	1.400		
III. 3.-	Pto Arturo - Píllaro (4.5 Km - 13.2 KV)	360	360	360	410		
III. 4.-	Puntzán - Baños (40 Km - 13.2 KV)	320	320	320	320		
III. 5.-	Cotaló - Baños (90 Km - 13. KV)	1.080	1.080	1.080	1.080		
III. 6.-	Patate - Los Andes (120 Km - 13.2 KV)	-	960	960	960		
III. 7.-	Ambato - Riobamba (52 Km - 69 KV)	9.620	9.620	9.620	9.620		

IV - 2

- 161 -

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S. A.

CUADRO N.º 5

Hoja 2 - 2

INVERSIONES EN OPERACION				(MILES DE SUQUES)			
			1.976 (1)	1.977	1.978	1.979	
III. 8.-	Ambato - Baños	(35 Km - 64 KV)	-	4.000	8.750	8.750	
III. 9.-	Existentes en Baños		68	68	68	68	
III.10.-	Existentes en Píllaro		213	213	213	213	
III. 11.-	Interconexión Subestaciones	(10 Km - 40KV - 40/125KV)	-	600	600	1.200	
III. 12.-	Ramales área rural de la Provincia	(125 Km - 13.2 KV)	1.500	3.500	5.600	7.500	
III. 13.-	La Península - Subestación Ambato	(4 Km - 13.2 KV)	280	280	280	280	
TOTAL TRANSMISION Y SUBTRANSMISION			15.291	22.901	29.801	32.401	
IV. SISTEMAS DE DISTRIBUCION							
IV. 1.-	Redes de Distribución		44.760	50.790	57.450	64.940	
IV. 2.-	Acometidas		8.940	10.150	11.480	12.980	
IV. 3.-	Medidores		3.440	3.900	4.420	4.990	
IV. 4.-	Alumbrado Público		11.700	13.280	15.010	16.970	
TOTAL SISTEMAS DE DISTRIBUCION			68.840	78.120	88.360	99.880	
V. INSTALACIONES GENERALES							
V. 1.-	Equipos, vehículos, herramientas, etc.		9.831	14.831	19.831	24.831	
V. 2.-	Edificio Institucional		-	15.000	22.000	22.000	
TOTAL INSTALACIONES GENERALES			9.831	29.831	41.831	46.831	
TOTAL INVERSIONES EN OPERACION			203.373	258.037	297.377	316.497	
NOTAS:			1)	A partir de 1.976 se revalorizan las inversiones conforme se especifica en el cuadro # 4 - Guía de revalorización de las inversiones.			

IV - 3

- 162 -

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S. A.

CUADRO No. 6

Hoja 1 - 2

		CUOTAS ANUALES DE DEPRECIACION (MILES DE SUQUES)			
I.- GENERACION	Depreciac.	1.976	1.977	1.978	1.979
I. 1.- Central Miraflores	5.0 (1)	576	576	576	576
I. 2.- Central La Península	3.0	819	819	819	819
I. 3.- Central El Batán	4.5	1.364	1.364	1.364	1.364
I. 4.- Centrales en Baños	10.0 (2)	99	99	99	99
I. 5.- Centrales en Píllaro	10.0 (2)	56	56	56	56
I. 6.- Central Lligua	4.5	316 (4)	948	948	948
I. 7.- Nueva Fuente	4.5	-	450	675	675
TOTAL GENERACION		3.230	4.312	4.537	4.537
II. SUBESTACIONES					
II. 1.- Loreto	4.0	272	272	272	272
II. 2.- Ambato	3.0	160	360	520	520
II. 3.- Baños (existente)	10.0 (3)	-	-	-	-
II. 4.- Píllaro (existente)	10.0 (3)	3	-	-	-
II. 5.- Elevación de Baños	4.0	10	10	10	10
II. 6.- Elevación Píllaro	4.0	6	6	6	6
II. 7.- Reducción Baños	4.0	-	-	48	48
II. 8.- Reducción Pelileo	4.0	-	48	48	48
II. 9.- Subestación Sur	4.0	64	64	64	64
II. 10.- Subestación Oeste	4.0	-	64	64	64
II. 11.- Subestación Lligua	4.0	65 (4)	195	195	195
TOTAL SUBESTACIONES		580	1.019	1.227	1.227
III. TRANSMISION Y SUBTRANSMISION					
III. 1.- La Península - Loreto	3.0	18	18	18	18
III. 2.- Pelileo - Cotaló	4.0	50	52	54	56
III. 3.- Pto Arturo - Píllaro	4.0	14	14	14	14
III. 4.- Puntzan - Baños	4.0	13	13	13	13
III. 5.- Cotaló - Baños	4.0	43	43	43	43
III. 6.- Patate - Los Andes	4.0	-	38	38	38
III. 7.- Ambato - Riobamba	3.0	289	289	289	289

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S. A.

CUADRO Na 6 Fols 2 - 2

CUOTAS ANUALES DE DEPRECIACION		(MILES DE SUCRES)			
	% DEPRECIAC.	1.976	1.977	1.978	1.979
III. 8.- Ambato - Baños	3.0	-	120	263	263
III. 9.- Existentes en Baños	10.0 (3)	7	7	7	7
III. 10.- Existentes en Píllare	10.0 (3)	21	21	21	21
III. 11.- Interconexión Subestaciones	4.0	-	24	24	48
III. 12.- Ramales Area Rural del la Provincia	5.0	75	175	275	375
III. 13.- La Península - Subestación Ambato	4.0	4 (4)	12	12	12
TOTAL TRANSMISION Y SUBTRANSMISION		534	826	1.071	1.197
IV. SISTEMAS DE DISTRIBUCION					
IV. 1.- Redes de Distribución	3.5	1.565	1.776	2.010	2.272
IV. 2.- Acometidas	4.0	358	406	459	519
IV. 3.- Medidores	4.0	138	156	177	200
IV. 4.- Alumbrado Público	4.5	527	598	675	764
TOTAL SISTEMAS DE DISTRIBUCION		2.588	2.936	3.321	3.755
V.- INSTALACIONES GENERALES					
V. 1.- Equipos, Vehículos, Herramientas, etc.	6.25	614	926	1.239	1.551
V. 2.- Edificio Institucional	2.0	-	300	440	440
TOTAL INSTALACIONES GENERALES		614	1.226	1.679	1.991
TOTAL CUOTAS ANUALES DE DEPRECIACION		7.546	10.319	11.835	12.707

- NOTAS:
- 1) Se ha considerado el 5 % en vista del desgaste físico de los equipos, cuya vida útil está por concluir
 - 2) Se anota un % elevado por cuanto se trata de Centrales pequeñas que dejarán de operar cuando se reciba la energía de las grandes fuentes del sistema Nacional Interconectado.
 - 3) Porcentaje alto por tratarse de equipo que va a ser retirado pronto
 - 4) Se considera el 33 % de la cuota anual por cuanto estos equipos funcionaron a partir de Septiembre/76.

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.

CUADRO No 7
ANEXO No 1

ENERGIA HIDRAULICA OBTENIBLE EN EL AÑO							
	C. Penins.	C. Miraf.	C. Puntz.	C. Quill.	TOTAL		
I. Q=1.3 m ³ /s - 37 días (1)	920						
I.1.- Capacidad máxima obtenible (KW) (2)	920	720	200	100	1.940		
I.2.- Capacidad media obtenida en el periodo KW	920	720	200	100	1.940		
I.3.- Energía obtenida en el periodo MWH					1.720		
I.							
I.I.- Q=2.0 m ³ /s 59 días (1)							
II. 1.- Capacidad máxima obtenible-KW (2)	1.300	850	200	100	2.460		
II. 2.- Capacidad media obtenible en el periodo					2.460		
II. 3.- Energía obtenible en el periodo MWH					3.480		
III.- Q=3.0 m ³ /s 109 días (1)							
III. 1.- Capacidad máxima obtenible -KW (2)	2.300	1.130	200	100	3.730		
III. 2.- Capacidad media obtenible, persd.(90%) de III-1 (3)					3.350		
III. 3.- Energía obtenible en el periodo MWH					8.660		
IV.- Q=5 m ³ /s -160 días (1)							
IV. 1.- Capacidad máxima obtenible-KW (2)	3.000	1.130	200	100	4.430		
IV. 2.- Capacidad media obtenible en el periodo (85% de IV.1)(3)					3.760		
IV. 3.- Energía obtenible en el periodo MWH					14.440		
SUB TOTAL ENERGIA HIDRAULICA EN EL AÑO - MWH					28.400		
Energía proveniente de la Central Higuerilla(4) MWH					600		
TOTAL ENERGIA HIDRAULICA DISPONIBLE EN EL AÑO - MWH					29.000		
NOTAS :							
1) -	Datos obtenidos de la curva de duración de caudales del río Ambato						
2) -	Datos obtenidos de la curvas de rendimiento de la Centrales						
3) -	Porcentajes estimados debido a trabajos de reparación y mantenimiento. etc.						
4) -	Datos estimados en base a estadísticas existentes.						

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S. A.

CUADRO N.º 7

ANEXO N.º 2

PROYECCION COSTOS DE COMBUSTIBLE		(MILES DE SUQUES)				
		1.975	1.976	1.977	1.978	1.979
1.- Energía generada (WH) (1)		38.618	44.181	50.281	57.349	65.501
2.- Energía hidráulica obtenible		29.448	29.000	29.000	29.000	29.000
3.- Energía diesel necesaria		9.170	15.181	21.281	28.349	36.501
4.- Costo del combustible por KWH generado (2)		0.243	0.276	0.276	0.276	0.276
5.- COSTO TOTAL POR COMBUSTIBLE		2.231	4.189	5.873	7.824	10.074
	1) Datos de la proyección de la demanda y la energía					
	2) Índice a partir de 1.976 de acuerdo a:					
	Rendimiento promedio 13,0 kwh/galón					
	Precio promedio del combustible: \$3.6/galón					

GASTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO (MILES DE SURES) - DATOS ESTADISTICOS

	1.970	% INCREMENTO	1.971	% INCREMENTO	1.972	% INCREMENTO	1.973	% INCREMENTO	1.974	1.975
I. GENERACION										
1.- Plantas hidráulicas										
a.- Salarios	1.074	13.7	1.221	17.1	1.430	19.4	1.708	26.3	2.157	2.718
b.- Materiales y diversos	144	27.0	183	262.3	663	13.3	751	(82.7)	411	916
Total plantas hidráulicas	1.218	15.3	1.404	49.1	2.093	17.5	2.459	4.4	2.568	3.634
2.- Plantas térmicas										
a.- Salarios	213	8.0	230	25.6	289	80.6	522	33.1	695	973
b.- Combustible	297	118.5	649	25.0	811	18.8	955	11.8	1.068	1.164
c.- Materiales y diversos	68	14.7	78	109.0	163	69.9	277	289.9	1.080	2.231
Total plantas térmicas	578	65.6	957	32.0	1.263	38.2	1.754	62.1	2.843	4.368
Precio del combustible x KWH	0.207		0.2296		0.2377		0.233		0.1915	
3.- Compra energía p'reventa	2								87	696
TOTAL GENERACION	1.798	31.3	2.361	42.1	3.356	25.5	4.213	30.5	5.498	8.698
III.- LINEAS DE TRANS.y SUBTR.										
a.- Salarios	1.0		2.0		-		-		-	
b.- Materiales y diversos	2.0		-		-		-		-	
TOTAL LINEAS DE TRANS.y SUBTR.	3.0		2.0		-		-		-	
IV. REDES DE DISTRIBUCION										
a.- Salarios	415	38.6	575	(5.9)	543	35.0	733	42.2	1.042	1.009
b.- Materiales y diversos	131	(21.3)	108	20.4	130	78.5	232	69.9	392	483
TOTAL SISTEMA DE DISTRIBUCION	546	25.1	683	(1.5)	673	43.4	965	48.6	1.434	1.492
V. ACCOMETIDAS Y MIDIDORES										
a.- Salarios	125	(331)	29	72.4	50	4.0	52	76.9	92	152
b.- Materiales y diversos	45	20.0	54	13.0	61	119.7	134	(119.7)	61	62
TOTAL ACCOMETIDAS Y MIDIDORES	170	(104.8)	83	33.7	111	67.6	186	(21.6)	153	214

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.

CUADRO N° 7

REVISION PLIEGO TARIFARIO

ANEXO N° 3

Hoja 2 - 2

	GASTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO				MILES DE SUCRES				DATOS	
	1.970	INCREMENTO %	1.971	INCREMENTO %	1.972	INCREMENTO %	1.973	INCREMENTO %	1.974	1.975
VI. ALUMBRADO PUBLICO										
a.- Salarios	54	(45.9)	37	(19.4)	31	41.9	44	43.2	63	127
b.- Materiales y diversos	54	53.7	83	(15.3)	72	28.6	56	48.2	83	85
TOTAL ALUMBRADO PUBLICO	108	11.1	120	(16.5)	103	(3.0)	100	46.0	146	212
VII. INSTALACIONES GENERALES										
a.- Salarios	18	16.7	21	(200)	7	428.6	37	(5.7)	35	126
b.- Materiales y diversos	22	54.5	34	(161.5)	13	130.8	30	(20.0)	25	88
TOTAL INTERESES GENERALES	40	37.5	55	(175)	20	235.0	67	(11.7)	60	214
VIII. COMERCIALIZACION										
a.- Salarios	522	14.2	598	(58)	565	19.1	673	13.7	765	799
b.- Materiales y diversos	83	73.5	144	32.6	191	33.5	255	173.7	628	858
TOTAL COMERCIALIZACION	605	22.6	742	1.9	756	22.8	928	57.7	1.463	1.657
SUBTOTAL GASTOS DE OP.Y MANT.	3.270	23.7	4.046	24.0	5.019	28.7	6.459	35.5	8.754	
X. ADMINISTRACION										
a.- Salarios	920	(4.1)	884	17.3	1.037	14.8	1.190	(5.2)	1.131	841
b.- Materiales y diversos	260	18.5	308	39.0	428	55.4	665	(14.7)	580	649
TOTAL ADMINISTRACION	1.180	1.0	1.192	22.9	1.465	26.6	1.855	(84)	1.711	1.490
% Respecto al Subtotal	36 %		29.5 %		29.2 %		28.7 %		19.6 %	
TOTAL GASTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO	4.450	17.7	5.238	23.8	6.484	28.2	8.314	25.9	10.465	
									2.616	

6 - VI

- 891 -

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S. A.

CUADRO NA 7

Hoja 1 - 2

GASTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO -- PROYECCION							(MILES DE SUQUES)
		1.975	1.976	1.977	1.978	1.979	
I.- GENERACION							
I. 1.- Plantas hidráulicas							
a.- Salarios (1)		2.718	3.261	3.832	4.503	5.291	(1) Los salarios en todas las etapas han sido aumentados en los siguientes porcentajes:
b.- Materiales y diversos (2)		916	1.000	1.100	1.200	1.300	
SUBTOTAL PLANTAS HIDRAULICAS		3.634	4.261	4.932	5.703	6.591	
I. 2.- Plantas térmicas							
a.- Salarios		973	1.167	1.371	1.612	1.894	75-76 : 20.0 %
b.- Materiales y diversos		1.164	1.200	1.300	1.300	1.450	76-77 : 17.5 %
c.- Combustible		2.231	4.189	5.873	7.824	10.074	77-78 : 17.5 %
SUBTOTAL PLANTAS TERMICAS		4.368	6.556	8.544	10.736	13.418	78-79 : 17.5 %
I. 3.- Arrendamientos (Higuerilla-grupo móvil)		696	100	100	100	100	(2) Los gastos por materiales y diversos han sido calculados estimativamente, - pues según los datos estadísticos no se puede establecer una proyección definida.
TOTAL GENERACION		8.698	10.917	13.576	16.539	20.109	
II. SUBESTACIONES							
a.- Salarios		-	-	50	60	70	
b.- Materiales y diversos		-	-	20	20	30	
TOTAL SUBESTACIONES		-	-	70	80	100	
III.- TRANSMISION Y SUBTRANSMISION							
a.- Salarios		-	-	60	70	80	
b.- Materiales y diversos		-	-	70	80	90	
TOTAL TRANSMISION Y SUBTRANSMISION		-	-	130	150	170	
IV.- SISTEMAS DE DISTRIBUCION							
IV. 1.- Redes de Distribución							
a.- Salarios		1.009	1.210	1.422	1.671	1.964	
b.- Materiales y diversos		483	530	600	650	700	
SUBTOTAL REDES DE DISTRIBUCION		1.492	1.710	2.022	2.321	2.664	

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S. A.

CUADRO N° 7

Hoja 2 - 2

		GASTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO			PROYECCION		(MILES DE SUQUES)	
		1.975	1.976	1.977	1.978	1.979		
IV. 2.-	Acometidas y medidores							
a.-	Salarios	152	182	214	251	195		
b.-	Materiales y Diversos	62	100	150	200	250		
SUBTOTAL ACOMETIDAS Y MEDIDORES		214	282	364	451	545		
IV. 3.-	Alumbrado Público							
a.-	Salarios	127	152	179	210	247		
b.-	Materiales y diversos	85	200	250	300	350		
SUBTOTAL ALUMBRADO PUBLICO		212	352	429	510	597		
TOTAL SISTEMAS DE DISTRIBUCION		1.918	2.344	2.815	3.282	3.806		
V.-	INSTALACIONES GENERALES							
a.-	Salarios	126	151	177	208	245		
b.-	Materiales y diversos	88	100	120	160	200		
TOTAL INSTALACIONES GENERALES		214	251	297	368	445		
VI.-	COMERCIALIZACION							
a.-	Salarios	799	959	1.126	1.323	1.555		
b.-	Materiales y diversos	858	950	1.000	1.100	1.200		
TOTAL COMERCIALIZACION		1.657	1.909	2.126	2.423	2.755		
VII.-	ADMINISTRACION							
a.-	Salarios	841	1.177	1.282	1.625	1.909		
b.-	Materiales y diversos	649	800	1.000	1.200	1.300		
TOTAL ADMINISTRACION		1.490	1.977	2.383	2.825	3.209		
TOTAL GASTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO		13.977	17.398	21.397	25.667	30.594		
CAPITAL DE TRABAJO		3.494	4.349	5.349	6.416	7.648		

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.

CUADRO n° 9

PRECIO PROMEDIO DEL KWH A NIVEL ABONADO							
		1.976	1.977	1.978	1.979		periodo 76 - 79
1.-	CUOTAS ANUALES DE DEPRECIACION	7.546	10.319	11.835	12.707		42.407
2.-	CUOTAS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO	17.398	21.397	25.667	30.594		95.056
3.-	COSTOS DEL SERVICIO	24.941	31.716	37.502	43.301		137.463
4.-	RENTABILIDAD 2 %	2.615	3.793	4.532	4.894		15.834
5.-	RENTABILIDAD 4 %	5.230	7.586	9.064	9.788		31.668
6.-	RENTABILIDAD 8.5 %	11.115	16.123	19.265	20.801		67.304
7.-	COSTOS DEL SERVICIO + RENTABILIDAD 2 %	27.559	35.509	42.034	48.195		153.297
8.-	COSTOS DEL SERVICIO + RENTABILIDAD 4 %	30.174	39.302	46.566	53.089		169.131
9.-	COSTOS DEL SERVICIO + RENTABILIDAD 8.5 %	36.059	47.839	56.767	64.102		204.767
10.-	ENERGIA VENDIDA (MWH)	34.803	40.608	47.450	55.526		178.387
11.-	PRECIO PROMEDIO DEL KWH CUBIERTO:						
a.-	Costos del Servicio	0.716	0.781	0.790	0.779		0.770
b.-	Costos del servicio + Rentabilidad 2%	0.752	0.874	0.885	0.868		0.859
c.-	Costos del servicio + Rentabilidad 4 %	0.867	0.967	0.981	0.956		0.948
d.-	Costos del servicio + Rentabilidad 8.5 %	1.036	1.178	1.196	1.154		1.148

IV - 13

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S. A.

RESUMEN DE CUADROS DE DISTRIBUCION POR FRECUENCIA TARIFAS VIGENTES Y PROPUESTAS

CUADRO N° 13 hoja 1 - 12

SERVICIOS RESIDENCIAL Y COMERCIAL

	BLOQUE KWH	PLANILLAS ACUMULADAS	KWH ACUMULADOS			BLOQUE KWH	PLANILLAS ACUMULADAS	KWH ACUMULADOS
1.- TARIFA R-1	0 - 15	814	3.442	7.- TARIFA C-1 (1)	0 - 15	373	1.465	
	16 y Sup	2.337	71.762		16 y Sup	863	24.235	
2.- TARIFA R-2	0 - 40	606	10.601	8.- TARIFA C-2 (1)	0 - 40	178	3.269	
	41-100	2.738	158.587		41-250	1.746	177.011	
	101-300	4.519	438.161		251-500	1.979	256.741	
	301 y Sup	4.802	584.129		501 y Sup	2.108	444.890	
3.- TARIFA R-3	0 - 150	17	1.103	9.- TARIFA C1r (1)	0 - 15	251	1.254	
	151-250	27	3.192		16 y Sup	647	16.755	
	251 y Sup	33	7.358	10.- TARIFA C2r (1)	0 - 40	104	2.074	
4.- TARIFA R1r	0 - 15	2.997	23.334		41-250	472	38.997	
	16 y Sup	7.459	183.342		251-500	501	48.847	
					501 y Sup	514	65.279	
5.- TARIFA R2r	0 - 40	553	13.299					
	41-100	1.564	78.368					
	101-300	1.904	127.445					
	301 y Sup	1.920	135.566					
6.- TARIFA R3r	0 - 150	0	0					
	151-250	1	180					
<p>NOTAS: 1.- Están incluidos en estas tarifas todos los clientes de los servicios Fiscales y Municipales, pues únicamente tienen la bonificación de no pagar la tasa de alumbrado público.</p>								

VI - 2

- 174 -

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S. A.

CUADRO N° 13

CUADRO DE DISTRIBUCION POR FRECUENCIA TARIFA I1 ENERO/75 - TARIFAS VIGENTES hoja 2 - 12

KW FACTURADOS	PLANILLAS		KWH PRIMER BLOQUE		KWH SEGUNDO BLOQUE		KWH TERCER BLOQUE		KWH EXCESO		KWH TOTALES	
	PARCIAL	ACUMULADO	PARCIAL	ACUMULADO	PARCIAL	ACUMULADO	PARCIAL	ACUMULADO	PARCIAL	ACUMULADO	PARCIAL	ACUMULADO
1	7	7	47	47	152	152	92	92	453	453	744	744
2	18	25	289	336	829	981	106	198	0	453	1.224	1.968
3	36	61	890	1.226	1.910	2.891	285	483	0	453	3.085	5.053
4	26	87	929	2.155	2.739	5.630	618	1.101	35	488	4.321	9.374
5	21	108	787	2.942	1.727	7.357	472	1.573	1.396	1.884	4.382	13.756
6	10	118	454	3.396	1.417	8.774	608	2.181	1.787	3.671	4.266	18.022
7	10	128	639	4.035	1.816	10.590	489	2.670	283	3.954	3.227	21.249
8	29	157	1.855	5.890	4.085	14.675	1.022	3.692	47	4.001	7.009	28.258
9	28	185	2.148	8.038	4.394	19.069	910	4.602	76	4.077	7.528	35.786
10	23	208	2.009	10.047	2.712	21.781	362	4.964	0	4.077	5.083	40.869
11	16	224	1.439	11.486	1.513	23.294	550	5.514	4	4.081	3.506	44.375
12	22	246	2.429	13.915	6.401	29.695	2.044	7.558	3.551	7.632	14.425	58.800
13	13	259	1.342	15.257	1.949	31.644	650	8.208	1.423	9.055	5.364	64.164
14	5	264	700	15.957	1.630	33.274	488	8.696	0	9.055	2.818	66.982
15	11	275	1.432	17.389	2.880	36.154	675	9.371	0	9.055	4.987	71.969
16	5	280	557	17.946	1.600	37.754	817	10.188	370	9.425	3.344	74.313
17	1	281	156	18.102	0	37.754	0	10.188	0	9.425	156	75.469
18	6	287	994	19.096	873	38.627	0	10.188	0	9.425	1.867	77.336
19	5	292	912	20.008	2.206	40.833	950	11.138	1.462	10.887	5.530	82.866
20	5	297	787	20.795	1.739	42.572	0	11.138	0	10.887	2.526	85.392
21	5	302	494	21.289	1.050	43.622	206	11.344	0	10.887	1.750	87.142
23	4	306	857	22.146	2.551	46.173	2.292	13.636	1.854	12.741	7.554	94.696
24	1	307	240	22.386	671	46.844	0	13.636	0	12.741	911	95.607
25	3	310	750	23.136	1.576	48.420	0	13.636	0	12.741	2.326	97.933
26	2	312	520	23.656	1.382	49.802	239	13.875	0	12.741	2.141	100.074
27	1	313	91	23.747	0	49.802	0	13.875	0	12.741	91	100.165
28	6	319	1.400	25.147	5.353	55.155	1.086	14.961	0	12.741	7.839	108.004
30	2	321	588	25.735	408	55.563	0	14.261	0	12.741	996	109.000
31	1	322	310	26.045	288	55.851	0	14.961	0	12.741	598	109.598
32	1	323	145	26.190	0	55.851	0	14.961	0	12.741	145	109.743

VI - 3

- 175 -

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S. A.

CUADRO DE DISTRIBUCION POR FRECUENCIA TARIFA I2 ENERO/75 - TARIFAS VIGENTES CUADRO N° 13 hoja 4 - 12

KW FACTURADOS	PLANILLAS		KWH PRIMER BLOQUE		KWH SEGUNDO BLOQUE		KWH TERCER BLOQUE		KWH EXCESO		KWH TOTALES	
	PARCIAL	ACUMULADO	PARCIAL	ACUMULADO	PARCIAL	ACUMULADO	PARCIAL	ACUMULADO	PARCIAL	ACUMULADO	PARCIAL	ACUMULADO
3	1	1	0	0	0	0	0	0	00	0	0	0
4	1	2	40	40	12	12	0	0	0	0	52	52
6	1	3	0	40	0	12	0	0	0	0	0	52
8	4	7	240	280	517	529	35	35	0	0	792	844
14	1	8	140	420	700	1.229	13	48	0	0	853	1.697
18	1	9	180	600	735	1.964	0	48	0	0	915	2.612
20	1	10	200	800	32	1.996	0	48	0	0	232	2.844
21	1	11	210	1.010	91	2.087	0	48	0	0	301	3.145
28	1	12	280	1.290	1.400	3.487	1.400	1.448	2.830	2.830	5.910	9.055
29	1	13	290	1.580	702	4.189	0	1.448	0	2.830	992	10.047
32	1	14	320	1.900	1.600	5.789	2	1.450	0	2.830	1.922	11.969
33	1	15	330	2.230	1.650	7.439	770	2.220	0	2.830	2.750	14.719
34	1	16	340	2.570	1.092	8.531	0	2.220	0	2.830	1.432	16.151
35	1	17	350	2.920	1.570	10.101	0	2.220	0	2.830	1.920	18.071
37	1	18	370	3.290	1.850	11.951	1.850	4.070	420	3.250	4.490	22.561
40	1	19	400	3.690	2.000	13.951	490	4.560	0	3.250	2.890	25.451
43	1	20	430	4.120	2.150	16.101	434	4.994	0	3.250	3.014	28.465
45	1	21	0	4.120	0	16.101	0	4.994	0	3.250	0	28.465
46	1	22	460	4.580	2.300	18.401	1.566	6.560	0	3.250	4.326	32.791
50	1	23	500	5.080	1.189	20.590	0	6.560	0	3.250	2.689	35.480
65	1	24	650	5.730	1.040	21.630	0	6.560	0	3.250	1.690	37.170
66	1	25	660	6.390	3.300	24.930	3.300	9.860	16.884	20.134	24.144	61.314
68	1	26	680	7.070	3.400	28.330	3.400	13.260	15.273	35.407	22.753	84.067
72	1	27	720	7.790	3.600	31.930	1.130	14.390	0	35.407	5.450	89.517
85	1	28	850	8.640	1.150	33.080	0	14.390	0	35.407	2.000	91.517
99	1	29	990	9.630	4.950	38.030	4.950	19.340	9.750	45.157	20.640	112.157
144	1	30	320	9.950	0	38.030	0	19.340	0	45.157	320	112.477
150	1	31	1.500	11.450	2.880	40.910	0	19.340	0	45.157	4.380	116.857
151	1	32	1.510	12.960	7.550	48.460	6.740	26.080	0	45.157	15.800	132.657

VI - 5

- 177 -

EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S. A.

CUADRO DE DISTRIBUCION POR FRECUENCIA TARIFA I1r ENERO/75 - T.VIGENTES CUADRO N° 13 Hoja 5 - 12

KW FACTURADOS	PLANILLAS		KWH PRIMER BLOQUE		KWH SEGUNDO BLOQUE		KWH TERCER BLOQUE		KWH EXCESO		KWH TOTALES	
	PARCIAL	ACUMULADO	PARCIAL	ACUMULADO	PARCIAL	ACUMULADO	PARCIAL	ACUMULADO	PARCIAL	ACUMULADO	PARCIAL	ACUMULADO
2	4	4	77	77	227	227	200	200	1.199	1.199	1.703	1.703
3	2	6	60	137	224	451	150	350	2.550	3.749	2.934	4.687
4	5	11	191	328	681	1.132	408	758	370	4.119	1.650	6.337
5	8	19	400	728	1.337	2.469	508	1.266	2.071	6.190	4.316	10.653
6	4	23	195	923	182	2.651	-	1.266	-	6.190	377	11.030
8	11	34	779	1.702	1.695	4.316	1.200	2.466	5.365	11.555	9.039	20.069
9	8	42	569	2.271	753	5.009	-	2.466	-	11.555	1.322	21.391
10	8	50	547	2.818	744	5.813	500	2.966	319	11.874	2.110	23.501
11	7	57	692	3.510	331	6.174	-	2.966	-	-	1.023	24.524
12	5	62	547	4.057	890	7.064	-	2.966	-	-	1.437	25.961
13	1	63	130	4.187	650	7.714	399	3.365	-	-	1.179	27.140
14	3	66	345	4.532	1.161	8.875	247	3.612	-	-	1.753	28.893
15	8	74	912	5.444	1.180	10.055	-	3.612	-	-	2.092	30.985
16	2	76	320	5.764	62	10.117	-	3.612	-	-	382	31.367
17	1	77	0	5.764	0	10.117	0	3.612	0	-	0	31.367
19	1	78	190	5.954	502	10.619	0	3.612	0	-	692	32.059
21	1	79	97	6.051	0	10.619	0	3.612	0	-	97	32.156
22	2	81	440	6.491	1.011	11.630	0	3.612	0	-	1.451	33.607
23	1	82	230	6.721	1.150	12.780	327	3.939	0	-	1.707	35.314
24	1	83	240	6.961	333	13.113	0	3.939	0	-	573	35.887
25	1	84	104	7.065	0	13.113	0	3.939	0	-	104	35.991
26	1	85	260	7.325	317	13.430	0	3.939	0	-	577	36.568
27	1	86	270	7.595	880	14.310	0	0	0	-	1.150	37.718
28	1	87	280	7.875	437	14.747	0	0	0	-	717	38.435
31	1	88	259	8.134	0	14.747	0	0	0	-	259	38.694
34	2	90	557	8.691	285	15.032	0	3.939	0	11.874	842	39.536
35	1	91	350	9.041	1.750	16.732	1.750	5.689	15.430	27.304	19.280	58.816
38	1	92	380	9.421	867	17.649	0	0	0	-	1.247	60.063
40	1	93	400	9.821	305	17.954	0	0	0	-	705	60.758
51	1	94	510	10.331	545	18.499	0	0	0	-	1.055	61.823
60	1	95	0	10.331	0	18.499	0	0	0	-	0	61.823

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S. A.

CUADRO DE DISTRIBUCION POR FRECUENCIA - TARIFAS PROPUESTAS - TARIFA 12 ENERO/75 CUADRO N° 13 Hoja 10 - 12

KW FACTURADOS	PLANILLAS		KWH 1ª BLOQUE		KWH 2ª BLOQUE		KWH 3ª BLOQUE		KWH EXCESO		KWH TOTALES	
	PARCIAL	ACUMULADO	PARCIAL	ACUMULADO	PARCIAL	ACUMULADO	PARCIAL	ACUMULADO	PARCIAL	ACUMULADO	PARCIAL	ACUMULADO
3	1	1	-	0	0		0		0		0	0
4	1	2	52	52	0		0		0		52	52
6	1	3	-	52	0		0		0		0	52
8	4	7	328	380	464	464	0		0		792	844
14	1	8	210	590	643	1.107	0		0		253	1.697
18	1	9	270	860	645	1.752	0		0		915	2.612
20	1	10	232	1.092	0		0		0		232	2.844
21	1	11	301	1.393	0		0		0		301	3.145
28	1	12	420	1.813	1.400	3.152	1.400	1.400	2.690	2.690	5.910	9.055
29	1	13	435	2.248	557	3.709	0		0		992	10.047
32	1	14	480	2.728	1.442	5.151	0		0		1.922	11.969
33	1	15	495	3.223	1.650	6.801	605	2.005	0		2.750	14.719
34	1	16	510	3.733	922	7.723	0		0		1.432	16.151
35	1	17	525	4.258	1.395	9.118	0		0		1.920	18.071
37	1	18	555	4.813	1.850	10.968	1.850	3.855	235	2.925	4.490	22.561
40	1	19	600	5.413	2.000	12.968	290	4.145	0		2.890	25.451
43	1	20	645	6.058	2.150	15.118	219	4.364	0		3.014	28.465
45	1	21	0	0	0		0		0		0	28.465
46	1	22	690	6.748	2.200	17.418	1.336	5.700	0		4.326	32.791
50	1	23	750	7.498	1.000	19.357	0		0		2.689	35.480
65	1	24	975	8.473	715	20.072	0		0		1.690	37.170
66	1	25	990	9.463	3.300	23.372	3.300	9.000	16.554	19.479	24.144	61.314
68	1	26	1.020	10.483	3.400	26.772	3.400	12.400	14.933	34.412	22.753	84.067
72	1	27	1.080	11.563	3.600	30.372	770	13.170	0		5.450	89.517
85	1	28	1.275	12.838	725	31.097	0		0		2.000	91.517
99	1	29	1.485	14.323	4.950	36.047	4.950	18.120	9.255	43.667	20.640	112.157
144	1	30	320	14.643	0		0		0		320	112.477
150	1	31	2.250	16.893	2.130	38.177	0		0		4.380	116.857
151	1	32	2.275	19.158	7.550	45.727	5.985	24.150	0	43.667	15.800	132.657

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S. A.

CUADRO DE DISTRIBUCION POR FRECUENCIA - TARIFA PROPUESTA - TARIFA 11r ENERO/75 CUADRO N° 13 Hoja 11 - 12

KW FACTURADOS	PLANILLAS		KWH 1º BLOQUE		KWH 2º BLOQUE		KWH 3º BLOQUE		KWH EXCESO		KWH TOTALES	
	PARCIAL	ACUMULADO	PARCIAL	ACUMULADO	PARCIAL	ACUMULADO	PARCIAL	ACUMULADO	PARCIAL	ACUMULADO	PARCIAL	ACUMULADO
2	4	4	107	107	217	217	200	200	1.179	1.179	1.703	1703
3	2	6	90	197	209	426	150	350	2.535	3.714	2.984	4.687
4	5	11	271	468	661	1.087	368	718	350	4.064	1.650	6.337
5	8	19	581	1.049	1.214	2.301	500	1.218	2.021	6.085	4.316	10.653
6	4	23	285	1.334	92	2.393	0	0	0	0	377	11.030
8	11	34	1.045	2.379	1.549	3.942	1.200	2.418	5.245	11.330	9.039	20.069
9	8	42	753	3.132	569	4.511	0	0	0	0	1.322	21.391
10	8	50	705	3.837	636	5.147	500	2.918	269	11.599	2.110	23.501
11	7	57	936	4.773	87	5.234	0	0	0	0	1.023	24.524
12	5	62	776	5.549	661	5.895	0	0	0	0	1.437	25.961
13	1	63	195	5.744	650	6.545	334	3.252	0	0	1.179	27.140
14	3	66	485	6.229	1.091	7.636	177	3.429	0	0	1.753	28.893
15	8	74	1.287	7.516	805	8.441	0	0	0	0	2.092	20.985
16	2	76	382	7.898	0	0	0	0	0	0	382	31.367
17	1	77	0	0	0	0	0	0	0	0	0	31.367
19	1	78	285	8.183	407	8.843	0	0	0	0	692	32.059
21	1	79	97	8.280	0	0	0	0	0	0	97	32.156
22	2	81	660	8.940	791	9.639	0	0	0	0	1.451	33.607
23	1	82	345	9.285	1.150	10.789	212	3.641	0	0	1.707	35.314
24	1	83	360	9.645	213	11.002	0	0	0	0	573	35.887
25	1	84	104	9.749	0	0	0	0	0	0	104	35.991
26	1	85	390	10.139	187	11.189	0	0	0	0	577	36.568
27	1	86	405	10.544	745	11.934	0	0	0	0	1.150	37.718
28	1	87	420	10.964	297	12.231	0	0	0	0	717	38.435
31	1	88	259	11.223	0	0	0	0	0	0	259	38.694
34	2	90	727	11.950	115	12.346	0	0	0	0	842	39.536
35	1	91	525	12.475	1.750	14.096	1.750	5.391	15.255	26.854	19.280	58.816
38	1	92	570	13.045	677	14.773	0	0	0	0	1.247	60.063
40	1	93	600	13.645	105	14.878	0	0	0	0	705	60.768

VI - 12

- 18 -

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S. A.

CUADRO N° 14 Hojas 2 - 4

CALCULO DE INGRESOS TARIFAS VIGENTES ENERO/75												
	BLOQUES KWH	PLANILLA ACUMULADAS	KWH ACUMULADA	FORMULA DE			CALCULO			INGRESOS SUCRES	PRECIO ME DIO DE VENTA	
II.- SERVICIO COMERCIAL (1)												
II.1.-	TARIFA C1											
	0-15	373	1.465	(863-373)	15+1.465=	8.815		863x12.0=	10.356			
	16 y S.	863	24.235			24.235	15.420	15.420x0.50=	7.710	18.066	21.679	
											0.894	
II.2.-	TARIFA C2											
	0-40	178	3.269	(2.108-178)	40+3.269=	80.469		2.108x40.0=	84.320			
	41-250	1.746	177.011	(2.108-1.746)	250+177.011=	267.511	187.042	187.042x0.55=	102.873			
	251-500	1.979	256.741	(2.108-1.979)	500+256.741=	321.441	53.730	53.730x0.50=	26.865			
	501 y Sup.	2.108	444.890			444.890	123.649	123.649x0.45=	55.642	269.700	323.640	
			469.125								0.727	
					SUBTOTAL	COMERCIAL	URBANO				345.319	0.736
II.3.-	TARIFA C1r											
	0-15	251	1.254	(647-251)	15+1.254=	7.194		647x12.0=	7.764			
	15 y Sup.	647	16.755			16.755	9.561	9.561x0.50=	4.780	12.544	15.043	
											0.898	
II.4.-	TARIFA C2r											
	0-40	104	2.074	(514-104)	40+2.074=	18.474		514x40.0=	20.560			
	41-250	472	38.997	(514-472)	250+38.997=	49.497	31.023	31.023x0.45=	17.063			
	251-500	501	48.847	(514-501)	500+48.847=	55.347	5.850	5.850x0.50=	2.925			
	501 y Sup.	514	65.279			65.279	9.932	9.932x0.45=	4.469	45.017	54.020	
			82.034								0.827	
					SUBTOTAL	COMERCIAL	RURAL				69.073	0.842
			551.159		TOTAL	SERVICIO	COMERCIAL				414.392	0.752

VI - 15

- 181 -

CALCULO DE INGRESOS TARIFAS VIGENTES / ENERO/75											
TOTAL KW A FACTURAR	KWH 1er BLOQUE	KWH 2a BLOQUE	KWH 3a BLOQUE	KWH EXCESO	KWH TOTALES	FORMULAS		DE/CALCULO		INGRESOS SUCRES	PRECIO MEDIO D'VENTA
III.- SERVICIO INDUSTRIAL											
III. 1.- TARIFA I.1											
3.901	33.857	71.979	22.011	19.791	147.638	$3.901 \times 15 =$	58.515				
						$71.979 \times 0.40 =$	28.791				
						$22.011 \times 0.35 =$	7.704				
						$19.791 \times 0.30 =$	5.937		100.947	121.136	0.820
III.2 TARIFA I.2											
1.470	12.960	48.460	26.080	45.157	132.657	$1.470 \times 12.0 =$	17.640				
						$48.460 \times 0.40 =$	19.384				
						$26.080 \times 0.35 =$	9.128				
						$45.157 \times 0.30 =$	13.547		59.699	71.639	0.540
					280.295	SUBTOTAL INDUSTRIAL URBANO				192.775	0.688
III.3 TARIFA I1r											
2.008	17.821	43.582	19.529	28.151	109.082	$2.008 \times 15 =$	30.120				
						$43.582 \times 0.40 =$	17.433				
						$19.529 \times 0.35 =$	6.835				
						$28.151 \times 0.30 =$	8.445	62.833		75.399	0.691
III.4.- TARIFA I2r											
16	153	165	0	0	318	$16 \times 12 =$	192				
						$165 \times 0.40 =$	66	258		309	0.973
					109.401	SUBTOTAL INDUSTRIAL RURAL				75.708	0.692
					389.696	TOTAL SERVICIO INDUSTRIAL				268.483	0.689

VI - 16

188

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.

CUADRO N° 14

hoja 4-4

CALCULO DE INGRESOS - CANTONES BAÑOS Y PILLARO - Ts VIGENTES - ENERO / 75

BLOQUES	PLANILLAS	KWH	F O R M U L A				D E C A L C U L O			INGRESOS	PRECIO ME			
KWH	ACUMULADAS	ACUMULADOS								SUCRES	DIO DE VTA			
IV.- 1 SERVICIO RESIDENCIAL (B - P)														
a.- TARIFA R1r														
0 - 15	654	4.187	$(1.325 - 654)15 + 4.187 = 14.252$				$1.325 \times 10 = 13.250$							
16 y Sup	1.325	21.781	21.781				6.723	$6.723 \times 0.45 = 3.025$			16.275	19.530	0.896	
B.- TARIFA R2r														
0 - 40	1.325	21.781	$(1.737 - 1.325)40 + 21.781 = 16.480$				$412 \times 25 = 10.300$							
41 - 100	1.672	43.392	$(1.737 - 1.672)100 + 43.392 = 28.111$				11.631	$11.631 \times 0.45 = 5.234$						
101 - 300	1.732	51.621	$(1.737 - 1.732)300 + 51.621 = 31.340$				3.229	$3.229 \times 0.40 = 1.291$						
301 y Sup	1.737	53.650	53.650				529	$529 \times 0.35 = 185$			17.010	20.412	0.640	
										53.650	TOTAL SERVICIO RESIDENCIAL B - P.		39.942	0.744
IV.- 2 SERVICIO COMERCIAL B. - P.														
a.- TARIFA C1r														
0 - 15	105	517	$(249 - 105)15 + 517 = 2.677$				$249 \times 12 = 2.988$							
16 y Sup	249	4.492	4.492				1.815	$1.815 \times 0.50 = 907$			3.895	4.674	1.040	
b.- TARIFA C2r														
0 - 40	249	4.492	$(548 - 249)40 + 4.492 = 11.960$				$299 \times 40 = 11.960$							
41 - 250	521	30.689	$(548 - 521)250 + 30.689 = 32.947$				20.987	$20.987 \times 0.55 = 11.542$						
251 - 500	544	38.503	$(548 - 544)500 + 38.503 = 36.011$				3.064	$3.064 \times 0.50 = 1.532$						
501 y Sup	548	41.347	41.347				844	$844 \times 0.45 = 380$			25.414	30.497	0.827	
										41.347	TOTAL SERVICIO COMERCIAL B. - P.		35.171	0.850
										94.997	TOTAL SERVICIOS EN BAÑOS Y PILLARO		75.113	0.790

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.

CUADRO N° 15 Hoja 2 - 4

CALCULO DE INGRESOS - TARIFAS PROPUESTAS - ENERO / 75

BLOQUES	PLANILLAS	KWH	F O R M U L A D E C A L C U L O				INGRESOS	PRECIO ME-
KWH	ACUMULADAS	ACUMULADOS					SUCRES	DIO D' VTA
II.- SERVICIO COMERCIAL								
II. 1.- TARIFA C 1								
0-15	373	1.465	(863-373)	$15 + 1.465 = 8.815$		$863 \times 14 = 12.082$		
16 y S	863	24.235		24.235	15.420	$15.420 \times 0.8 = 12.336$	24.418	1.007
II. 2.- TARIFA C 2								
0 - 40	178	3.269	(2.108-178)	$40 + 3.269 = 80.469$		$2.108 \times 44 = 92.752$		
41 - 250	1.746	177.011	(2.108-1746)	$250 + 177.011 = 267.511$	187.042	$187.042 \times 0.9 = 168.338$		
251 y S	2.108	444.890		444.890	177.379	$177.379 \times 1.0 = 177.379$	438.469	0.986
		469.125						
SUBTOTAL COMERCIAL URBANO							462.887	0.987
II. 3.- TARIFA C-1r								
0 - 15	251	1.254	(647-251)	$15 + 1.254 = 7.194$		$647 \times 14.0 = 9.058$		
16 y S	647	16.755		16.755	9.561	$9.561 \times 0.8 = 7.649$	16.707	0.997
II. 4.- TARIFA C-2-r								
0 - 40	104	2.074	(514-104)	$40 + 2.074 = 18.474$		$514 \times 44 = 22.616$		
41 - 250	472	38.997	(514-472)	$250 + 38.977 = 49.497$	31.023	$31.023 \times 0.9 = 27.921$		
251 y S	514	65.279		65.279	15.782	$15.782 \times 1.0 = 15.782$	66.319	1.016
		82.034						
SUBTOTAL COMERCIAL RURAL							83.026	1.012
		551.159						
TOTAL SERVICIO COMERCIAL							545.913	0.990

VI - 19

- 191 -

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.

CUADRO N° 15

hoja 3-4

CALCULO DE INGRESOS - TARIFAS PROPUESTAS						ENERO / 75		INGRESOS	PRECIO ME		
TOTAL KW	KWH 1 ^a	KWH 2 ^a	KWH 3 ^a	KWH	KWH	F O R M U L A		DE	CALCULO	SUCRES	DIÓ D'VTA.
A FACTUR.	BLOQUE	BLOQUE	BLOQUE	EXCESO	TOTALES						
III.- SERVICIO INDUSTRIAL											
III. 1.- TARIFA I 1											
3.901	46.960	62.416	19.463	18.799	147.638	3.901 x	18 =	70.218			
						62.416 x	0.75 =	46.812			
						19.463 x	0.70 =	13.624			
						18.799 x	0.65 =	12.219		142.873	0.967
III. 2.- TARIFA I 2											
1.470	19.158	45.727	24.105	43.667	132.657	1.470 x	15.0 =	22.050			
						45.727 x	0.75 =	34.295			
						24.105 x	0.70 =	16.873			
						43.667 x	0.65 =	28.383		101.601	0.766
					280.295	SUBTOTAL INDUSTRIAL URBANO				244.474	0.872
III. 3.- TARIFA I1r											
2.008	25.518	38.568	18.143	26.854	109.083	2.008 x	18.0 =	36.144			
						38.568 x	0.75 =	28.926			
						18.143 x	0.70 =	12.700			
						26.854 x	0.65 =	17.455		95.225	0.872
III. 4.- TARIFA I2r											
16	223	95	0	0	318	16 x	15 =	240			
						95 x	0.75 =	71		311	0.977
					109.401	SUBTOTAL INDUSTRIAL RURAL				95.536	0.873
					389.696	TOTAL SERVICIO INDUSTRIAL				340.010	0.872

VI - 20

- 192 -

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.

CUADRO N° 15

Hoja 4 - 4

CALCULO DE INGRESOS - TARIFAS PROPUESTAS ENERO/75												
BLOQUES	PLANILLAS	KWH	F O R M U L A				D E		C A L C U L O	INGRESOS	PRECIO ME	
KWH	ACUMULADA	ACUMULADOS								SUCRES	DIO D'VTA.	
IV. SERVICIOS EN BAÑOS Y PILLARO												
IV. 1.- SERVICIO RESIDENCIAL												
a.- TARIFA R-1r												
0 - 15	654	4.187	(1.325-654)	15+4.187	=	14.252		1.325 x 12	=	15.900		
16 y S	1.325	21.781				21.781	7.529	7.529 x 0.6	=	4.517	20.417 0.937	
b.- TARIFA R - 2r												
0 - 40	1.325	21.781	(1.737-1.325)	40+21.781	-21.781	=	16.480	412 x 30	=	12.360		
41 - 100	1.672	43.392	(1.737-1.672)	100+43.392	-21.781	=	28.111	11.631	11.631x0.75	=	8.723	
101 y S	1.737	53.650		53.650-21.781	=	31.869	3.758	3.758x0.80	=	3.006	24.089 0.756	
		53.650	TOTAL SERVICIO RESIDENCIAL				B / P				44.506 0.829	
IV. 2.- SERVICIO COMERCIAL												
a.- TARIFA C-1-r												
0 - 15	105	517	(249-105)	15+517	=	2.677		249 x 14.0	=	3.486		
16 y S	249	4.492				4.492	1.815	1.815 x 0.8	=	1.452	4.938 1.099	
b.- TARIFA C-2-r												
0 - 40	249	4.492	(548-249)	40+4.492	-4.492	=	11.960	299 x 44	=	13.156		
41 - 250	521	30.689	(548-521)	250+30.689	-4.492	=	32.247	20.987	20.987x0.90	=	18.888	
251 y S	548	41.347		41.347-4.492	=	36.855	3.908	3.908 x 1.0	=	3.908	35.952 0.975	
		41.347	TOTAL SERVICIO COMERCIAL				B - P				40.890 0.989	
		94.997	TOTAL SERVICIOS EN BAÑOS Y PILLARO								85.396 0.899	

VI - 21

193 -

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.

CUADRO COMPARATIVO DE INGRESOS

CUADRO No 16 hoja 1 - 2

			TARIFAS VIGENTES		TARIFAS PROPUESTAS		%	INCREMENTO
	PLANILLAS	KWH	INGRESOS	PRECIO MEDIO	INGRESOS	PRECIO MEDIO		
I.- SERVICIO RESIDENCIAL								
1.- TARIFA R - 1	2.337	71.762	52.600	0.733	55.329	0.771	5.2	
2.- TARIFA R - 2	4.802	584.129	346.319	0.593	459.283	0.786	32.6	
3.- TARIFA R - 3	33	7.353	4.661	0.633	5.890	0.800	26.4	
SUBTOTAL RESIDENCIAL URBANO	7.172	663.249	403.580	0.608	520.502	0.785	28.9	
4.- TARIFA R 1 r								
5.- TARIFA R 2 r	1.920	135.566	92.602	0.683	109.370	0.806	18.1	
6.- TARIFA R 3 r	1	180	103	0.573	139	0.772	34.9	
SUBTOTAL RESIDENCIAL RURAL	9.380	319.088	232.475	0.729	254.864	0.799	9.7	
TOTAL RESIDENCIAL	16.552	982.337	636.055	0.647	775.366	0.789	21.9	
II.- SERVICIO COMERCIAL								
1.- TARIFA C 1	863	21.679	21.679	0.894	24.418	1.007	12.6	
2.- TARIFA C 2	2.108	444.890	323.640	0.727	438.469	0.986	35.5	
SUBTOTAL COMERCIAL URBANO	2.971	466.569	345.319	0.736	462.887	0.987	34.0	
3.- TARIFA C 1 r								
4.- TARIFA C 2 r	514	65.279	54.020	0.827	66.319	1.016	22.8	
SUBTOTAL COMERCIAL RURAL	1.161	82.034	69.073	0.842	83.026	1.012	20.2	
TOTAL COMERCIAL	4.132	551.159	414.392	0.752	545.913	0.990	31.7	

VI - 22

- 194 -

EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.

CUADRO COMPARATIVO DE INGRESOS

CUADRO RA 16 hoja 2-2

	PLANILLAS	KWH	TARIFAS VIGENTES		TARIFAS PROPUESTAS		%	INCREMENTO
			INGRESOS	PRECIO MEDIO	INGRESOS	PRECIO MEDIO		
III.- SERVICIO INDUSTRIAL								
1.- TARIFA I1	338	147.638	121.136	0.820	142.873	0.967	17.9	
2.- TARIFA I2	32	132.657	71.639	0.540	101.601	0.766	41.8	
SUBTOTAL INDUSTRIAL URBANO	370	280.295	192.775	0.688	244.474	0.872	26.8	
3.- TARIFA I1r	100	109.083	75.399	0.691	95.225	0.872	26.3	
4.- TARIFA I2r	2	318	309	0.973	311	0.977	0.6	
SUBTOTAL INDUSTRIAL RURAL	102	109.401	75.708	0.692	95.536	0.873	26.2	
TOTAL INDUSTRIAL	472	389.696	268.483	0.689	340.010	0.872	26.6	
IV.- SERVICIOS EN BAÑOS Y PILLARO								
1.- RESIDENCIAL	1.737	53.650	39.942	0.744	44.506	0.829	11.4	
2.- COMERCIAL	548	41.347	35.174	0.850	40.890	0.989	16.3	
TOTAL EN B. y P.	2.285	94.997	75.113	0.790	85.396	0.899	13.7	
V.- ALUMBRADO PUBLICO (1)	1	311.000	119.732	0.473	202.464	0.800	69.1	
GRAN TOTAL (2)	23.443	2*271.269	1*513.775	0.666	1*949.149	0.858	28.8	
NOTAS: 1) Facturación correspondiente solo al cantón Ambato 2) No se incluyen los servicios ocasionales, por representar un porcentaje bajo.								