

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

ESTUDIO TECNICO - ECONOMICO DEL
SISTEMA ELECTRICO DE LATACUNGA.

Tesis previa a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico

EDUARDO CAZCO CASTELLI

Quito, Julio de 1.974

C E R T I F I C O:

Que el presente trabajo fue elaborado
en su totalidad, por el señor
GABRIEL EDUARDO CAZCO CASTELLI


ING. GUIDO SORIA VASCO
Director de Tesis.

DEDICATORIA :

A mis queridos Padres y
Esposa.

INDICE DE MATERIAS

CAPITULO PRIMERO		Página
1.	LA INDUSTRIA ELECTRICO COMO SERVICIO DE UTILIDAD PUBLICA	1
1.1	Importancia de la Energía Eléctrica	1
1.2	Características de la industria eléctrica ..	3
1.3	El Monopolio del servicio eléctrico	5
1.4	La regulación del servicio eléctrico	6
2.	PANORAMA DE LA ELECTRIFICACION EN EL ECUADOR	8
2.1	Los sistemas eléctricos de propiedad municipal	8
2.2	Organización de las empresas eléctricas	10
2.3	La Ley Básica de Electrificación de 1.961 ..	11
2.4	La Ley Básica de Electrificación de 1.973 ..	14
2.5	El Plan Nacional de Electrificación	17
2.6	El Sistema Nacional Interconectado	18
2.7	Los Sistemas Regionales	18
3.	EL SISTEMA REGIONAL CENTRO - NORTE	20
3.1	Generalidades	20
3.2	Metas fijadas	23

CAPITULO SEGUNDO	
EL SISTEMA ELECTRICO MUNICIPAL DE LATACUNGA	25
Introducción. La Provincia de Cotopaxi	25
1. Antecedentes	27
1.1 Area de Servicio	27
1.2 Instalaciones del Sistema Eléctrico	28
1.2.1 Generación	28
1.2.2 Transformación	30
1.2.3. Transmisión	30
1.2.4. Distribución	32
1.3 Serie estadística de capacidad y consumo	33
2. Condiciones actuales de operación	36
a) Generación	36
b) Transformación	39
c) Distribución	39
d) Comercialización	40
e) Administración	41
3. Calidad del Servicio	42
3.1 Continuidad de Servicio	42
3.2 Regulación de voltaje.....	43
3.3 Regulación de frecuencia.....	45
4. Pérdidas de energía.....	46

CAPITULO TERCERO

ANALISIS ECONOMICO DEL SISTEMA LATACUNGA	53
1. Las inversiones en operación y su rendimiento .	53
1.1 Costos de explotación.....	53
1.2 Necesidad de una adecuada rentabilidad	53
1.3 Fijación del nivel de rentabilidad adecuado....	55
1.4 Rentabilidad del Sistema Eléctrico	56
1.4.1 Inversiones en operación	57
1.4.2 Cálculo de las cuotas anuales de depreciación.	59
1.4.3. Cálculo del fondo acumulado de depreciación ..	60
1.4.4 Gastos directos de operación y mantenimiento .	61
1.4.5 Base Tarifaria	61
1.4.6 Rentabilidad	62
2. Costos de producción de la energía y precios me- dios de venta.....	62
2.1 Costos de producción de la energía	63
2.1.1 Influencia de los gastos de explotación y ren- tabilidad en el nivel de precios	65
3. Resultados de la explotación del Sistema Eléc - trico	66
3.1 Ingresos facturados.....	66
3.2 Energía facturada y precios medios de venta	67
3.3 Ingresos recaudados.....	67
4. El Pliego tarifario vigente y la política segui da por el Municipio.....	70
4.1 El Pliego Tarifario vigente	70
4.2 Observaciones al Pliego Tarifario vigente	72
4.3 Política seguida por el Municipio	74

CAPITULO CUARTO
ESTUDIO TARIFARIO

1.	Proyección de la demanda y energía	101
1.1	Generalidades	101
1.2	Métodos de proyección de la demanda y energía.	102
1.3	Proyección de la demanda y energía del Sistema Eléctrico de Latacunga	103
	a) Proyección de la población y número de abonados homogéneos.....	104
	b) Consumo por abonado homogéneo y consumo homogéneo.....	105
	c) Consumo industrial.....	106
	d) Venta de energía en bloque.....	108
	e) Consumo del alumbrado público.....	108
	f) Energía total vendida	109
	g) Pérdidas de energía	109
	h) Energía generada	110
	i) Demanda Máxima y factor de carga.....	111
1.4	Obras programadas.....	113
2.	Determinación del precio promedio de venta del Kwh	115
2.1.1	Determinación de las inversiones en operación	116
2.1.2	Cálculo de las cuotas anuales de depreciación	118
2.1.3	Cálculo del fondo acumulado de depreciación..	118
2.1.4	Determinación de los gastos directos de operación y mantenimiento	118
2.1.5	Determinación de la Base Tarifaria.....	122
2.1.6	Cálculo de la rentabilidad.....	123
2.1.7	Determinación del costo promedio del Kwh, a nivel abonado.....	123

3.	Criterios generales para el diseño de las tarifas para el servicio eléctrico	124
4.	Diseño de las nuevas tarifas	127
4.1	Criterios.....	127
4.2	Procedimiento.....	128
4.2.1	Cargos por demanda, por energía y por consumidor.....	128
4.2.2	Estudio de la carga.....	131
4.2.3	Cuadros de distribución por frecuencia.....	133
4.2.4	Estructura de los consumos.....	134
4.3	Las nuevas tarifas.....	137
	I) Servicio Residencial.....	137
	II) Servicio Comercial.....	138
	III) Servicio Industrial.....	138
	IV) Servicio a Entidades Oficiales.....	139
	V) Servicio de Alumbrado Público.....	139
	VI) Servicios Ocasionales.....	140
	VII) Venta de energía en bloque a Pujilí, Saquisilí.....	140
4.4	Análisis de las tarifas diseñadas.....	140
	Cálculo de ingresos con las tarifas diseñadas	145
	Influencia de las grandes industrias en el Precio promedio de venta del Kwh.....	147
	Rentabilidad con el precio promedio de venta.	147
	Comparación de ingresos entre las tarifas diseñadas y las tarifas vigentes.....	148
	Incidencia de las tarifas diseñadas en los abonados.....	150
5.	El pliego tarifario propuesto y condiciones que regulan su aplicación.....	151

Definiciones y condiciones generales, Clases de Servicio.....	152
Tarifas propuestas.....	157

CAPITULO QUINTO

Conclusiones y Recomendaciones.....	235
-------------------------------------	-----

INDICE DE CUADROS

CUADRO

N°		Página
2-1	Número de abonados	50
2-2	Consumo por tipo de servicio	51
2-3	Energía generada, demanda máxima, factor de carga, capacidad instalada...	52
3-1	Inversiones en Operación.....	75
3-2	Cuotas anuales de depreciación.....	77
3-3	Fondo acumulado de depreciación	79
3-4	Gastos directos de operación y mantenimiento.....	81
3-5	Base tarifaria.....	82
3-6	Cálculo de la rentabilidad.....	84
3-7	Determinación del precio medio del Kwh, a nivel abonado.....	86
3-8	Ingresos facturados en el período 1.968-1.972.....	87
3-9	Energía facturada en el período 1.968-1.972	88
3-10	Precio medio de venta de Kwh en el período 1.968-1.972	89
4-1	Proyección de la demanda y energía...165	
4-2	Inversiones en operación.....167	
4-3	Cuotas anuales de depreciación..... 169 b	
4-4	Fondo acumulado de depreciación..... 171	
4-5	Gastos directos de operación y mantenimiento..... 173	
4-6	Determinación de la Base Tarifaria.. 175	
4-7	Cálculo de la rentabilidad..... 177	

4-8	Determinación del costo promedio de Kwh a nivel abonado.....	179
4-9	Cuadros de distribución por frecuencia....	180
4-10	Cálculo de ingresos con las tarifas propues_ tas.....	203
4-11	Cálculo del nuevo precio de venta del Kwh debido a la influencia de las grandes indus_ trias.....	214
4-12	Cálculo de ingresos con las tarifas vigen- tes.....	215
4-13	Cuadro comparativo de ingresos.....	225

INDICE DE ANEXOS

ANEXO N°	Página
3-1 Sueldos del personal, año 1.969.....	90
3-2 Sueldos del personal, año 1.970	92
3-3 Sueldos del personal, año 1.971	94
3-4 Sueldos del personal, año 1.972	96
3-5 Sueldos del personal, año 1.973.....	98
4-1 Proyección del consumo industrial.....	226
4-2 Revalorización de las instalaciones e- xistentes hasta junio de 1.970	227
4-3 Cuotas anuales de depreciación y fondo acumulado de depreciación hasta junio de 1.970	229
4-4 Determinación de los gastos por combus- tible y compra de energía.....	231
4-5 Gastos en el personal de administración y comercialización. 1.974.....	232

INDICE DE GRAFICOS

	GRAFICO N°
Localización del Sistema Eléctrico Regional Centro_Norte.....	1-1
Diagrama unifilar del Sistema Eléctrico de Latacunga.....	2-1
Diagrama unifilar del Sistema primario de distribución del área rural servida por el Sistema Eléctrico de Latacunga.....	2-2
Diagrama unifilar del sistema primario de distribución de la ciudad de Latacunga....	2-3
Crecimiento del número de abonados.....	2-4
Consumo anual por tipo de servicio.....	2-5
Energía generada y demanda máxima.....	2-6
Voltaje de barras de la Subestación El Calvario.....	2-7
Curva de carga diaria típica para el invierno del año 1.974.....	4-1
Curva de carga diaria típica para el verano del año 1.974.....	4-2
Curva de carga diaria btípica para los años 1.975, 1.976, 1.977.....	4-3 - 4-5
Curvas de carga típicas de los diferentes tipos de servicio.....	4-6
Hoja Tally de los abonados comerciales del sector rural.....	4-7
Representación gráfica de las tarifas vigentes y propuestas.....	4-8 - 4-11
Influencia del factor de carga en el precio medio de venta del Kwh (Tarifa I-A)	4-12

ESTUDIO TECNICO ECONOMICO DEL SISTEMA
ELECTRICO MUNICIPAL DE LATACUNGA

CAPITULO PRIMERO

1. LA INDUSTRIA ELECTRICA COMO SERVICIO DE UTILIDAD PUBLICA

1.1 Importancia de la energía eléctrica

La energía es uno de los elementos esenciales del desarrollo de los pueblos, junto a otros factores importantes. Las disponibilidades de materias primas diversas, las condiciones climáticas, los recursos de agua, el nivel educacional alcanzado por la población, la cantidad e intensidad del uso del capital, son otros tantos requisitos que condicionan las posibilidades y la velocidad de progreso de las naciones.

Los nuevos métodos de producción industrial requieren formas de energía de manejo fácil, posibles de medir y controlar en su uso, de modo simple. Aquellas que mejor cumplen con estas exigencias son: la electricidad, productos derivados del petróleo, coque, etc. De ahí resulta una acentuada tendencia al mayor consumo de estas formas de energía, a partir de las fuentes tales como: carbón, petróleo, gas natural, energía hidráulica, etc.

La electricidad es una parte importante del sector energía, importancia que se deriva de 4 hechos básicos:

- a) Su papel fundamental como fuente de energía mecánica;
- b) Sus aplicaciones insustituibles tales como la electrónica y todos los usos derivados de ésta, la electroquímica, etc;
- c) La proporción creciente que toma en el sector energético mun -

dial;

- d) La magnitud de las inversiones anuales que demanda su rápido crecimiento.

Respecto al primer punto se sabe que la mecanización, que es la manifestación más aparente en el progreso de los métodos productivos, se realiza, preponderantemente, a base de productos derivados de petróleo en las instalaciones móviles y de la electricidad en las instalaciones fijas.

Las aplicaciones electrónicas requieren de la electricidad, por definición; el consumo en cantidad no es importante, pero la difusión obligada de su uso hace indispensable disponer de esta forma de energía de modo cada vez más extendido. De igual manera, algunos procesos electroquímicos son insustituibles por otros medios con resultados equivalentes. En este caso el consumo de electricidad puede ser importante.

El consumo de electricidad aumenta a un ritmo considerablemente mayor que el consumo de energía en general. Sin embargo pese a este considerable ritmo de crecimiento, no presenta síntoma alguno de saturación.

La rapidez con la cual crece el consumo y la demanda eléctrica, sólo se puede satisfacer con fuertes inversiones, las que constituyen un porcentaje apreciable con respecto al total del sector energía.

Establecida así, la importancia de la energía eléctrica, es necesario analizar, las condiciones y características bajo las cuales es producida, por las entidades encargadas del suministro eléctrico.

1.2 Características de la industria eléctrica

El propósito fundamental de las entidades suministradoras del servicio eléctrico es producir y vender el kilowatio-hora a toda persona que lo necesite, al precio más bajo posible y en las mejores condiciones técnicas, entendiéndose por ello - que el suministro debe ser de buena calidad.

La calidad del servicio eléctrico está dividida en dos partes:

1. Continuidad del servicio; y,
2. Regulación del voltaje y frecuencia

La continuidad de servicio es la característica del servicio por la cual, la potencia y energía eléctricas deben estar disponibles en el momento que el usuario desee hacer utilización de ellas.

La regulación de voltaje expresa la variación de tensión que ocurre en los elementos de un sistema eléctrico, y éste debe estar dentro de límites razonables establecidos por normas técnicas.

La regulación de frecuencia expresa la variación de ésta con relación a la frecuencia nominal del sistema.

Estas características que debe reunir al servicio eléctrico hacen necesaria una eficiente programación y construcción - de las instalaciones, basadas en un cuidadoso estudio del mercado y en la aplicación de la más acertada técnica en cada una de las etapas funcionales del sistema eléctrico.

Las empresas eléctricas y, en general, las entidades que

suministran energía eléctrica, desarrollan su actividad en un campo similar, en muchos aspectos al de otras empresas industriales, como se indica a continuación:

1. La mayoría obtienen capitales, compitiendo en el mercado de valores con otras industrias, para comprar sus plantas generadoras e instalaciones de transmisión y distribución;
2. Requieren de personal humano, a lo largo de sus instalaciones con relaciones obrero-patronales similares al de otras industrias;
3. Vende al público una mercancía (Kwh) que es medida y cobrada a precios establecidos,
4. Tiene programas de promoción de ventas y relaciones públicas como cualquier otra industria.

Sin embargo, la industria eléctrica tiene diferencias básicas en comparación con otras empresas industriales, diferencias que la caracterizan en forma peculiar.

El hecho de la prestación de un servicio público obliga al prestatario a anteponer la oferta a la demanda, lo cual implica tener disponible el servicio en el momento y en la cantidad que éste sea requerido.

Ello se une a la expansión continuada que deben tener las instalaciones, con una tasa creciente y sostenida de la inversión, la que debe ser mayor a la tasa de crecimiento de la demanda a efectos de mantener un adecuado margen de reserva.

Esto supone prever con anticipación suficiente la demanda que se producirá en el futuro, dado el largo tiempo necesario para la ejecución de las obras básicas para la prestación del servicio, y en consecuencia supone también la previsión de obtener los capitales necesarios para el desarrollo de l

plan de obras y el alto costo de inmovilización del dinero hasta su efectiva producción.

La alta inversión requerida por unidad de producto vendido y la escasa rotación del capital invertido distinguen la industria eléctrica con caracteres particulares.

Las características mencionadas inciden directamente en la estructura económica de las empresas y se traducen en necesidades no habituales de financiación para la industria típica en general.

Distingue además la prestación del servicio de electricidad el hecho de que deba efectuarse en condiciones monopolísticas, por la naturaleza de servicios públicos y por la economía de costo para el consumidor. A su vez este carácter de monopolio le impone al prestatario estrictas obligaciones y responsabilidades del cumplimiento con el servicio y con los precios de venta de la energía que son regulados por entidades estatales.

Seguidamente se hablará con más detalle sobre el monopolio y la regulación por parte del estado.

1.3 El Monopolio del Servicio Eléctrico.-

- 1) Este carácter se fundamenta en tres hechos básicos:
El servicio eléctrico debe suministrarse lo más económicamente posible, por ser un servicio indispensable para el bienestar social,
- 2) Las elevadas inversiones en relación a los ingresos anuales hace que la competencia directa sea antieconómica; y,
- 3) La proliferación de centrales de generación de pequeñas potencias unitarias, así como también, la duplicación de sis

temas de transmisión y distribución de diferentes compañías a diferentes niveles de voltaje, para servir a una misma zona, elevan el costo de la energía y hacen impráctico y anti-técnico su suministro.

Este carácter monopolístico, como se puede apreciar, antes que el resultado de una ley técnica, es de una ley económica, que permite disminuir el costo de la energía, como consecuencia de la aplicación de la «economía de escala» con la incorporación de grandes sistemas interconectados. Las principales ventajas económicas de la operación de estos sistemas se pueden resumir en las siguientes:

1. Las inversiones por kilovatio de potencia instalada es menor en grandes centrales que en pequeñas.
2. El costo de operación y mantenimiento por unidad de potencia es menor en centrales grandes que en pequeñas.
3. La capacidad de reserva requerida para un sistema grande interconectado es menor, en proporción, que para sistemas aislados y pequeños.
4. El factor de diversificación de varias cargas y de un gran número de consumidores, permite tener menor capacidad de generación por cada abonado.
5. El costo de repuestos y materiales es menor comprando en grandes cantidades.
6. La capacidad sobrante en sistemas integrados se reduce a un mínimo y con ello se obtiene economía de inversión y de operación.
7. La interconexión de varias centrales y sistemas aseguran la continuidad del servicio y un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

1.4 La Regulación del Servicio Eléctrico.-

Con el fin de que las entidades concesionarias del servicio eléctrico, cumplan con las obligaciones inherentes a sus funciones, y tratando de evitar posibles excesos basados en su carácter de monopolio, estas entidades están sometidas a la regulación estatal, la cual se ejerce a través de organismos especializados, con atribuciones delegadas al efecto.

Las materias bajo regulación comprenden tanto el aspecto técnico como el económico.

En el aspecto técnico, el Estado efectúa el control de la calidad del servicio y establece normas para la construcción de las instalaciones.

En el aspecto económico, la regulación gubernamental, se fundamenta en un control del precio de venta de la energía, para lo cual impone normas sobre los siguientes aspectos principales:

- a) Cálculo de la depreciación de las instalaciones,
- b) Gastos de explotación de los sistemas;
- c) Formas de contabilización,
- d) Exactitud de las mediciones,
- e) Política de expansión de los sistemas, etc.

Se debe anotar, que la facultad de fijación de las tarifas eléctricas es una facultad reglamentaria usada unilateralmente por la Administración Pública, pero sin que ese uso unilateral deba entenderse como un uso arbitrario y discrecional que sólo haya de guiarse por el propósito de hacer más barato el uso del servicio, sino que tiene que considerarse controlado o limitado por la necesidad de mantener el equilibrio financiero de la concesión y, consecuentemente, por la necesidad de que el servicio subsista y de que subsista en las mejores condiciones para servi

cio público.

Por lo tanto, es necesario que los usuarios del servicio eléctrico, comprendan perfectamente las condiciones bajo las cuales desarrollan su actividad las entidades productoras de la energía eléctrica y las severas características económicas y técnicas que tiene esta industria, y destierren el falso concepto de servicio público gratuito que en algunas áreas, de nuestro país especialmente, ha venido haciéndose conciencia provocando la descapitalización y el atraso de los sistemas eléctricos.

2. PANORAMA DE LA ELECTRIFICACION EN EL ECUADOR

2.1 Los sistemas eléctricos de propiedad municipal.-

Hasta el año 1.937 no existía en el país ninguna disposición específica sobre materia de electrificación. Los municipios fueron los organismos que tomaron a su cargo la construcción y administración de sistemas eléctricos, como demostración de su sensibilidad al progreso y como una faceta de su función tradicional de proveer servicios públicos, sin embargo, los municipios regulaban la operación de sus sistemas eléctricos según su propia iniciativa.

Ante este hecho, el Gobierno Nacional, dictó en 1937 el Decreto Supremo N°78, constituyendo esta ley el primer paso dirigido al ordenamiento de la electrificación nacional. El mencionado decreto no trata sobre los derechos y obligaciones de los usuarios, limitándose a establecer normas contables y de manejo de fondos, intentando sujetar a los municipios a su ordenamiento en materia de explotación de centrales eléctricas. Este decreto establece también, en forma muy elemental, las primeras bases para la fijación de tarifas y la constitución del fondo de

amortización de los sistemas eléctricos municipales, sin preocuparse de la generación de nuevos fondos para coadyuvar a su expansión.

En 1.945, se expide la Ley de Régimen Municipal, en la que se considera como obligación de los Municipios, el establecimiento de servicios eléctricos. En efecto, la sección IV, Art 40 de esta Ley establece entre las obligaciones del Municipio la de "atender al alumbrado de las poblaciones", y más aún, indica la obligatoriedad de "municipalizar, en cuanto fuera posible, los servicios de luz,..... etc

Al establecerse la electrificación como función municipal tácitamente quedó sujeta a ciertas limitaciones provenientes de la naturaleza misma de los Concejos Cantonales. Las más importantes son las siguientes:

1. Falta de autonomía económica y administrativa, ya que el organismo administrador era departamento del Municipio;
2. La limitación de recursos financieros para su normal expansión, proveniente de la tradicional debilidad económica de los municipios;
3. La pequeña área de servicio, ya que el mercado estaba limitado por la jurisdicción legal del Municipio;
4. El carácter de servicio social y local que el Municipio - dio al suministro de electricidad, y que se ha enraizado fuertemente en la conciencia de los consumidores.

Bajo esta forma de administración se constituyeron en el país, un gran número de pequeños sistemas aislados, la mayor de las veces administrados con criterios y políticas localistas que hicieron inaplicables algunos de los adelantos tecnológicos y produjeron un desperdicio constante de los recursos humanos, financieros y gubernamentales. Esta ineficiencia adminis

trativa, y la imposibilidad de establecer niveles tarifarios adecuados (debido al criterio de servicio social dado al suministro eléctrico) se tradujo en la pérdida paulatina de los fondos de inversión y con ello, un abastecimiento incipiente y deficitario de la energía eléctrica.

2.2 Organización de empresas eléctricas...

Como consecuencia de la falta de fondos, en algunas ciudades, la administración de los sistemas eléctricos pasó de los Municipios a sociedades comerciales formadas con capital público. Tal es el caso de las Empresas de Quito, Ibarra, Ambato, Cuenca y Loja.

En estas ciudades, con la conformación de las Empresas mejoró el aspecto económico, al recaudar los ingresos correspondientes al servicio de alumbrado público, y entidades municipales que anteriormente eran gratuitos.

Las ciudades de Guayaquil, Riobamba y Manta fueron servidas por Empresas de carácter privado, Empresa Eléctrica del Ecuador Inc., en el caso de las dos primeras y CIMA, en el caso de Manta.

En Guayaquil, la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc, afrontó su actividad sobre bases económicas sanas, razón por la cual ha podido cumplir en forma adecuada su cometido.

En general, la falta de aptitud de los organismos propietarios de las instalaciones eléctricas para afrontar los requerimientos del mercado, trajo como consecuencia la instalación de numerosas centrales eléctricas de propiedad, principalmente, de industrias que las utilizaron para su autoconsumo.

El Primer Censo Nacional de Electrificación, realizado por la Dirección General de Recursos Hidráulicos y Electrificación en los años de 1.962 y 1.963, establece las siguientes cifras:

484 plantas de servicio público con una capacidad instalada - de 129.600 Kw;

622 plantas de autoconsumo con una capacidad instalada de 30.600 Kw, valores que dan un promedio de 145 Kw por planta.

La potencia instalada y el consumo per cápita establecida por el mismo Censo, son de 34 vatios/habitante, y 96 Kw/habitante/año, lo que representa el 6% y 3%, respectivamente, de los promedios de América en esa fecha, por lo cual el Ecuador ocupó el 16° lugar entre los 21 países de América.

2.3 La Ley Básica de Electrificación de 1.961

En este ambiente, el Gobierno del Ecuador expidió y puso en vigencia la "Ley Básica de Electrificación", en mayo de 1.961, la cual causó una verdadera revolución en la electrificación nacional.

La filosofía de esta Ley puede resumirse en los siguientes puntos:

- a) El atraso de la electrificación en el país obedece a que los organismos tradicionalmente encargados, los Municipios, tienen limitaciones de orden institucional, económico y legal, y, en consecuencia traspasa al Estado la responsabilidad de atenderlo (Art. 1°).

- b) Establece la necesidad de que la electrificación del país se efectúe mediante una planificación integral de la misma, como única fórmula de alcanzar un desarrollo adecuado, partiendo de fondos bastante limitados (Arts. 2° y 8°).
- c) Reconoce el carácter de monopolio natural de las Empresas Eléctricas de Servicio Público, y la necesidad de establecer un control del Estado sobre la marcha de sus negocios (Art. 4°).

Como consecuencia del diagnóstico crea el Instituto Ecuatoriano de Electrificación INECEL, al que encarga:

- a) La planificación a nivel nacional;
- b) La ejecución de obras, de acuerdo a los recursos económicos disponibles; y, su posterior explotación;
- c) La creación de Empresas y Cooperativas de Electrificación.

La función de regulación entrega a la Dirección de Recursos Hidráulicos y Electrificación del Ministerio de Fomento, luego Dirección General de Recursos Energéticos, la cual en lo referente a la expedición y aprobación de pliegos tarifarios, debía contar con la cooperación de INECEL.

De acuerdo a lo que estipula esta Ley, el Instituto Ecuatoriano de Electrificación es una persona jurídica de derecho privado con finalidad social y pública y patrimonio propio (Art. 7°). De esta manera se trataba de facilitar al nuevo organismo una conformación institucional y una base económica adecuadas, a fin de que afronte con éxito la enorme tarea de remodelar y propulsar la electrificación nacional.

INECEL, a partir de su creación, ha trabajado constantemente con el fin de integrar los servicios eléctricos bajo la responsabilidad de empresas cantonales y/o provinciales que

abarquen áreas de servicio cada vez mayores, y que tendieran a resolver los varios aspectos negativos que arrastraban los servicios eléctricos diseminados. De esta manera se estructuraron 16 empresas asociadas con INECEL y 2 Cooperativas de Electrificación Rural. La asistencia técnica y económica de INECEL a las Empresas y la introducción, aunque parcial de la economía de escala y de nuevos pliegos tarifarios, frenaron la descapitalización acelerada que sufría el sector, mejorando sus condiciones técnico-económicas y brindando mejores perspectivas para las Empresas y el sector eléctrico en general" (1)

Con la intervención de INECEL, efectivamente, se logró un incremento promedio anual de 18% en la potencia instalada en las entidades de servicio público, en el período 1.963-1.970. En 1.972 se llega a un índice de potencia instalada de 54 vatios/habitante, y un consumo anual per cápita de 153 Kwh.

Es significativo señalar que en el período 1.968-70, el Ecuador creció con una tasa de 8.43% en lo que a energía per cápita se refiere, registrando el valor más alto en América Latina, en la cual creció en ese período, con un promedio de 6 % anual.

La Ley Básica de Electrificación de 1.961 sufrió, con el transcurso de los años, algunas modificaciones, que presentaron obstáculos para el normal desenvolvimiento de los programas de electrificación a cargo de INECEL, por lo cual, el Gobierno Nacional estimando la electrificación, como el aspecto de prime

(1) Tomado del Informe del Gerente General del Instituto Ecuatoriano de Electrificación al Ministro de Recursos Naturales y Turismo, Sept. /72.

ra prioridad en el desarrollo del país, promulgó en Septiembre de 1.973 una nueva Ley Básica de Electrificación.

2.4 La Ley Básica de Electrificación de 1.973

Los motivos básicos para la promulgación de esta nueva Ley, se expresan en sus considerandos, que pueden resumirse en los siguientes:

- a) La Ley de 1.961 ha sufrido una serie de modificaciones y reformas, siendo indispensable una actualización y complementación de dicho instrumento legal.
- b) Es necesario dotar al Instituto Ecuatoriano de Electrificación, de la suficiente agilidad para que se constituya en la Empresa Nacional de Electrificación del Estado, que ejecute los planes de electrificación aprobados por el Gobierno.
- c) Que es necesario establecer la integración eléctrica nacional bajo una orientación única para el mejor aprovechamiento de los recursos naturales, técnicos y económicos.

En la ley en mención se estipula que INECEL es una persona jurídica de derecho público con patrimonio y recursos propios, autonomía económica y administrativa.

Establece como fondos entre otros, de INECEL, el "Fondo Nacional de Electrificación" integrado por el 47% de los ingresos que perciba el Fisco en concepto de regalías por la explotación de los recursos hidrocarburíferos del país y por los derechos de transporte de crudo por los oleoductos.

La filosofía de esta nueva Ley Básica de Electrificación -

puede resumirse en los siguientes puntos:

- a) El Gobierno Nacional considera a la industria eléctrica de alta prioridad, siendo de su responsabilidad, a través del Instituto Ecuatoriano de Electrificación, todas las fases de la misma, esto es: generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.
- b) La industria eléctrica está exenta de todo gravamen e impuesto, tanto en su operación cuanto en el aprovechamiento de recursos naturales que el Estado pone a disposición de ella.
- c) El Gobierno Nacional proporciona a INECEL los fondos necesarios para la ejecución del programa nacional de Electrificación, así como también todas las facilidades y garantías para la consecución de créditos tanto internos como externos.
- d) Se proporciona a INECEL, la suficiente agilidad en su gestión administrativa y empresarial, con el objeto de acelerar la electrificación nacional así como también para organizarla adecuadamente.
- e) Hace obligatoria la incorporación de los numerosos sistemas existentes en Entidades cada vez mayores dependientes técnica y económicamente de INECEL, y con la responsabilidad de proveer un mejor servicio de energía eléctrica, la integración se hará por etapas, hasta llegar a la integración eléctrica nacional.
- f) Se concede a INECEL la atribución de tomar posesión inmediata de aquellas Empresas Eléctricas que no suministren un servicio adecuado o que manifiesten incapacidad administrativa y otras causas debidamente estipuladas.

- g) La función reguladora, en lo referente a la aprobación de pliegos tarifarios ejerce el Directorio de INECEL.

Es importante señalar el especial interés que ha puesto el Gobierno a través de INECEL, en la electrificación de las áreas rurales del país, para conseguir un mejoramiento social y económico de los habitantes de este sector.

Los principales beneficios que se obtendrán por la utilización de la energía eléctrica en el campo, se establecen en el Documento "Integración Eléctrica Nacional" elaborado por INECEL, en 1.973, y son los siguientes:

- a) Aumento de la capacidad económica de la población, a través de un mejor aprovechamiento de los recursos naturales.
- b) Creación de nuevas industrias pequeñas con el consiguiente aumento de la producción, por la facilidad de mecanizar los equipos de trabajo, sistemas de riego, etc.
- c) La industrialización de nuevas materias primas para poder llegar a abastecer el mercado nacional y exportar productos elaborados a otros países.
- d) Evitar la emigración de la población rural a las ciudades y con ello el desempleo, ya que con la electricidad tendrán mayor atractivo en el campo, tanto para el desarrollo de sus trabajos como por los beneficios de un mayor confort.
- e) La gente del campo tendrá acceso a los medios de comunicación (radio, televisión) lo cual repercutirá en una mejor educación y cultura.

2.5 El Plan Nacional de Electrificación.-

El Instituto Ecuatoriano de Electrificación, para hacer frente a la gran responsabilidad de la electrificación a nivel nacional, ha venido preparando el "Plan Nacional de Electrificación" cuyas metas generales pueden resumirse en:

(1).

- a) Duplicar el número de abonados hasta el año 1.980, es decir llevar el servicio eléctrico al 70% de los ecuatorianos, aproximadamente 6 millones de habitantes.
- b) Electrificar el 100% de la población ecuatoriana hasta el año 1.990.
- c) Proveer para el año 2.000 un consumo de energía anual medio "per cápita" similar al que se estima será el valor medio de consumo anual "per cápita" para América del Sur, para ese año .

Para cumplir con esas metas, INECEL, ha proyectado dos programas fundamentales de realización inmediata:

- a) El Sistema Nacional Interconectado de Generación y Transmisión de energía eléctrica; y,
- b) Los Sistemas Regionales.

(1) Informe del Gerente General de INECEL
al Ministro de Recursos Naturales y Turismo
Sept. /72.

2.6 El Sistema Nacional Interconectado..

Estará compuesto por las grandes centrales de generación, hidroeléctricas y térmicas, ubicadas en distintos sitios del País y de las líneas de transmisión de alta tensión, que proveerán de energía a los sistemas regionales.

Dentro del Sistema Interconectado se hallan las centrales de Pisayambo, que entrará en operación a mediados de 1.976 y Cola de San Pablo, estas dos centrales, dentro del programa inmediato de obras.

El Sistema Interconectado que debe ser planificado, ejecutado y operado por INECEL, aprovecha en forma integral y técnica los recursos energéticos naturales del País, a la vez que, debido a su magnitud, será partícipe de los beneficios de la "economía de escala", expresados anteriormente, consiguiéndose con ello un bajo costo de producción de la energía.

2.7 Los Sistemas Regionales..

Constituyen el conjunto de instalaciones y equipos necesarios para la distribución de la energía eléctrica en áreas geográficamente definidas y bajo la administración de empresas regionales; se encargarán, inicialmente, de generar, comercializar y distribuir su propia energía eléctrica, y, posteriormente de la compra, comercialización y distribución de la energía generada y transformada por el Sistema Nacional Interconectado. Estas empresas sirven, también como agentes de recaudación, que permiten recuperar las inversiones realizadas por el Estado en las instalaciones del Sistema Interconectado.

Los Sistemas Regionales se conforman por la fusión de

las empresas eléctricas establecidas en el áreas, a través de las líneas de interconexión provinciales, permitiendo, de esta forma, que la generación se realice en el sitio más apropiado, de acuerdo a los recursos naturales disponibles.

Los sistemas regionales cuya conformación se ha planificado son 9, a saber:

- 1) Sistema Norte, que abarca las Provincias de Carchí, e Imbabura, y los cantones Cayambe y Pedro Moncayo de la Provincia de Pichincha.
- 2) Sistema Quito. Este sistema se ha dividido en dos subsistemas:
 - a) Subsistema Eléctrico Quito; y,
 - b) Subsistema Eléctrico Santo Domingo.El Subsistema Eléctrico Quito, abarcará los cantones Quito, Rumiñahui y Mejía de la Provincia de Pichincha. El Subsistema Eléctrico Santo Domingo, estará integrado por las zonas sur de la Provincia de Esmeraldas y oeste de Pichincha. Los principales centros de consumo son las ciudades de Santo Domingo y Quinindé.
- 3) Sistema Centro-Norte, estará formado por las Provincias de Cotopaxi, Tungurahua, Chimborazo, Bolívar y Pastaza, ubicadas en la zona central del país.
- 4) Sistema Esmeraldas, está formado por la Provincia del mismo nombre.
- 5) Sistema Centro-Sur, está constituido por la zona sur de la Provincia del Chimborazo, la Provincia de Cañar y la Provincia de Azuay;
- 6) Sistema Sur, esta constituido por todos los cantones de la Provincia de Loja. Este es el primer sistema regional que se ha conformado, bajo la Administración de la Empresa Regional del Sur, con sede en la ciudad de Loja.

- 7) Sistema Manabí, constituido por la Provincia del mismo nombre.
- 8) Sistema Guayas-Los Ríos, abarcará amplias extensiones de terreno ubicadas en las provincias de Guayas y Los Ríos, y por su importancia, se ha dividido en cuatro subsistemas, que son:
 - a) Subistema Guayaquil-Balzar
 - b) Subsistema Salinas-Santa Elena
 - c) Subsistema Milagro-Yaguachi
 - d) Subsistema Los Ríos.
- 9) Subsistema El Oro, ubicado en la Provincia del mismo nombre abarca la ciudad de Machala, capital provincial y las ciudades de Puerto Bolívar, Pasaje, Santa Rosa, Arenillas, Piñas y Zaruma.

Al momento se hallan bastante adelantadas las gestiones para la conformación de los Sistemas Eléctricos Regionales Norte y Manabí.

3. EL SISTEMA REGIONAL CENTRO NORTE...

3.1 Generalidades...

El Sistema Eléctrico del Municipio de Latacunga, objeto principal de nuestro estudio, se halla localizado en el Sistema Regional Centro Norte, por lo cual, hablaremos más detenidamente sobre las características de este Sistema Eléctrico Regional.

El Sistema Regional Centro-Norte, está ubicado en la parte central del país, y comprende las Provincias de Cotopaxi, Tungurahua, Chimborazo, Bolívar y Pastaza. La ubicación de este sistema se muestra en el Gráfico N°1-1.

Según la proyección de la población realizada por la Junta Nacional de Planificación, la población de esas provincias en el año de 1.973, es de:

Cotopaxi	250.609 habitantes
Tungurahua	271.690 habitantes
Chimborazo	406.263 habitantes
Bolívar	193.573 habitantes
Pastaza	25.115 habitantes
	<hr/>
	1'147.250 habitantes

Sin embargo, la población que recibe servicio eléctrico en esta área es muy baja, constituyendo apenas el 26% de la población total de la región.

Las entidades que suministran actualmente, servicio eléctrico público en el sistema regional en estudio son:

- 1) Municipios de Latacunga, Pangua y Salcedo en la Provincia de Cotopaxi.
- 2) Empresa Eléctrica Ambato, que hoy cubre a toda la Provincia de Tungurahua.
- 3) Empresas Eléctricas Riobamba y Alausí, y Municipio de Colta en la provincia de Chimborazo.
- 4) Empresa Eléctrica Bolívar en la Provincia de Bolívar
- 5) Municipio de Puyo y Mera en la Provincia de Pastaza.

La capacidad instalada de las mencionadas empresas y Municipios es de 21.2 MW. El detalle se muestra a continuación:

EMPRESA O MUNICIPIO	POTENCIA TERMICA	INSTALADA HIDRAULICA	(KW) TOTAL.
Municipio de Latacunga	-	4.200	4.200
Municipio de SALcedo	-	310	310
Municipio de Pangua	100		100
E.E. Ambato	3.000	5.010	8.010
E.E. Riobamba		6.430	6.430
E.E. Alausí	147	265	412
Municipio de Colta		177	177
E.E. Bolívar	150	870	1020
Municipio de Puño	472	100	572
T O T A L	3.869	17.362	21.231

Como se puede apreciar, la potencia instalada de las entidades de servicio público en las provincias que conforman el Sistema Regional Centro-Norte, es preponderantemente hidráulica, correspondiente al 18% a potencia térmica.

Debido al defecto de potencia instalada en las centrales de las entidades de servicio público, que ha imposibilitado suministrar potencia y energía a importantes industrias de la región, éstas se han visto obligadas a instalar grupos generadores, para su autoconsumo con una potencia total de 3.800 Kw.

En el año 1.972, recibieron servicio eléctrico 37.000 usuarios, que consumieron 30.306 MWh, resultando un consumo anual por abonado de 810 Kwh (68 Kwh/abonado/mes).

En la actualidad, se está llevando a cabo un programa intensivo de electrificación en este sistema regional, con el propósito de mejorar el servicio en unos casos y, en otros de anexar el

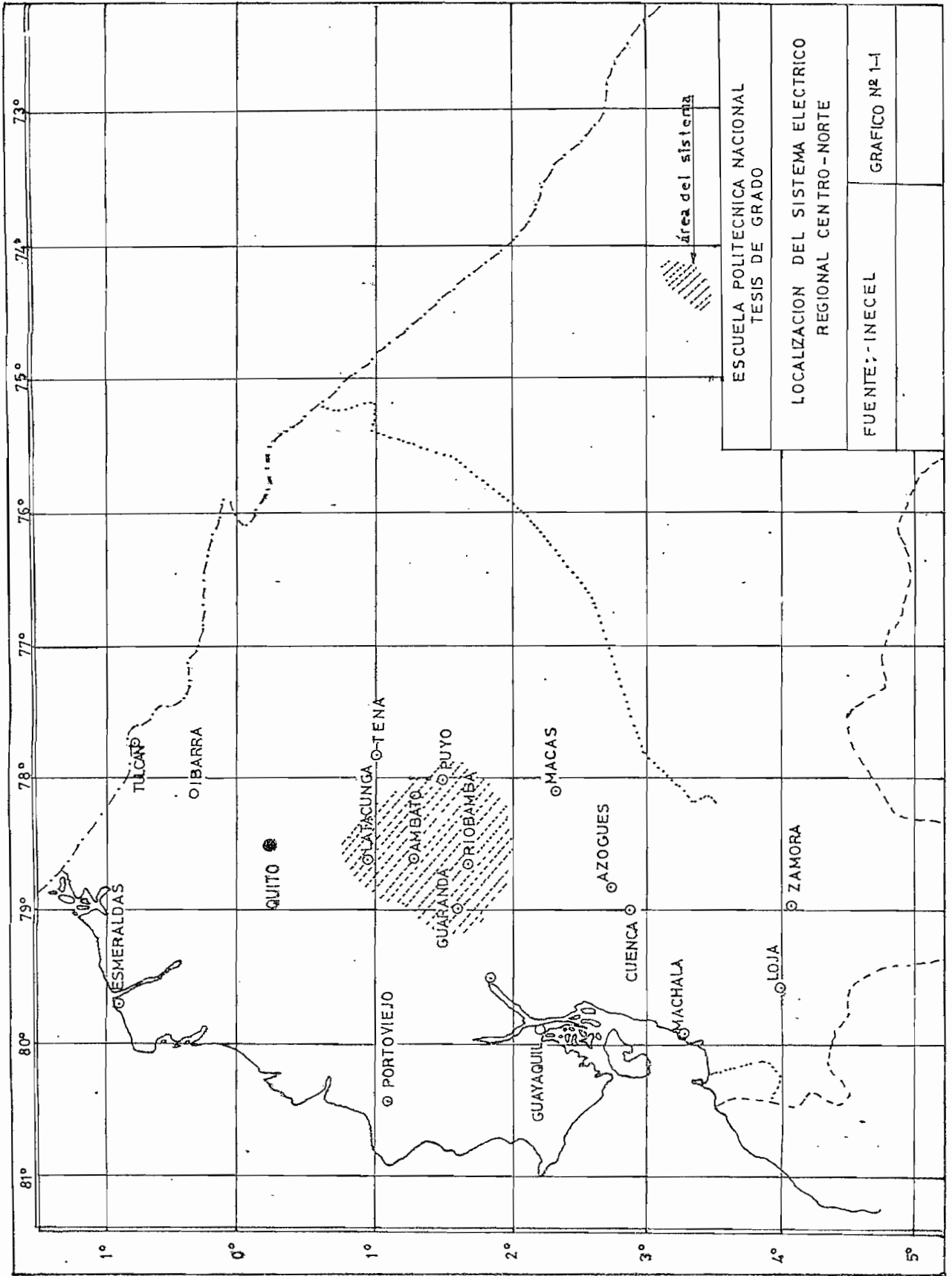
sistema nuevas áreas, del sector rural especialmente, que por múltiples razones han estado privadas del servicio eléctrico, o de satisfacer la demanda que solicitan importantes industrias - que proyectan establecerse en la zona, o de otras que se hallan realizando ampliaciones de sus instalaciones.

3.2 Metas fijadas..

Según el Documento "Programación del Sistema Nacional Interconectado - Informe N°12" del Instituto Ecuatoriano de Electrificación, las metas propuestas para la electrificación del Sistema Centro-Norte, en el período 1971-1980 son las siguientes:

- a) Abastecer de servicio eléctrico en 1980 a 640.700 habitantes lo que implica que la población que se incorporará al servicio deberá crecer desde 1.971 con una tasa acumulativa anual de 11.4%.
- b) La demanda de energía a nivel generación, crecerá desde 53.1 GWE en el año 1.971 hasta 219.7 G_W_H en el año de 1.980 , es decir, que la tasa de crecimiento de la energía será del 17.1% acumulativo anual.
- c) La demanda máxima de potencia crecerá de 14.7 MW en el año 1.971 hasta 43.8 MW en el año 1.980 , es decir, con una tasa acumulativa anual de 12.9%.

La generación de energía tiene una tasa alta de crecimiento como consecuencia de que en este período entrarán en servicio la primera y segunda ampliaciones de la Empresa de Cemento Chimborazo, las cuales implican una demanda de potencia del orden - de 9.200 Kw, y un consumo de energía de 63.000 MWE/año.



ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
 TESIS DE GRADO

LOCALIZACION DEL SISTEMA ELECTRICO
 REGIONAL CENTRO-NORTE

FUENTE: - INECEL

GRAFICO Nº 1-1

CAPITULO SEGUNDO

EL SISTEMA ELECTRICO MUNICIPAL DE LATACUNGA

Introducción...

La Provincia de Cotopaxi...

Esta Provincia está ubicada en la parte central del callejón interandino y se halla limitada por las provincias de Pichincha, Bolívar, Tungurahua, Napo y Los Ríos. Según la Proyección de la Población elaborada por la Junta Nacional de Planificación, la población provincial es de 246.000 habitantes, en el año 1.972, lo que representa el 3.7% de la población total del país en ese año.

Latacunga, capital provincial, situada a 80 Km, al Sur de Quito, tiene 22.000 habitantes, en 1.972, según la fuente de información antes mencionada, y su rata de crecimiento promedio anual es de 1.74 %.

Esta provincia por su privilegiada posición geográfica, puede comunicarse con las tres regiones continentales del país: costa, sierra y oriente, razón por la cual las actividades comerciales son importantes. La principal vía de comunicación es la carretera Panamericana, que atravieza la provincia en toda su longitud, de norte a sur.

La zona tiene un carácter esencialmente agrícola y ganadero. De las 311.562 hectáreas utilizadas en actividades agrícolas en 1.968, 121.933 hectáreas (39%) corresponden a pastos artificiales y naturales, 22.039 hectáreas (7%) a bosques, 99.384 hectáreas (32%) a cultivos anuales, sémipermanentes y permanentes.

001653

En 1.968 , se contabilizaron 132.886 cabezas de ganado vacuno , o sea el 10.5% del total de la sierra y el 5.6% del total nacional, con una producción diaria promedio de 163.095 lt. de leche.

En el aspecto industrial la provincia de Cotopaxi no ha tenido hasta el momento actual un desarrollo importante. La mayor parte de las industrias existentes son pequeñas , por lo cual los requerimientos de recursos humanos son reducidos , agravando el problema del éxodo de la población a centros en los cuales - las fuentes de trabajo son más numerosas.

La siguiente cuantificación basada en las estadísticas de los servicios Eléctricos de Latacunga y Salcedo , mostrará más exactamente la situación industrial de la provincia en el año de 1.972.

Existen 185 industrias con una capacidad instalada de 3.068 Kw de los cuales 2.114 Kw corresponden a la zona urbana y 954 Kw a la zona rural.

Las industrias más importantes, INDULAC de Cotopaxi Ltda., Planta Procesadora de Leche del Banco Nacional de Fomento, (antes ILESA), Hcda la Avelina, dedicadas al procesamiento de leche, se hallan en el área rural, y tienen una potencia instalada de 705 Kw; otra industria de importancia, Maltería Nacional S.A. situada en la capital provincial, tiene 566 Kw instalados.

Por lo tanto, exceptuando las industrias antes mencionadas el promedio de potencia instalada para las pequeñas industrias es de 10 Kw.

El factor de carga de las industrias en referencia es de apenas 12% , el cual ha permanecido estable desde hace algunos años.

Se debe señalar que uno de los factores que ha detenido el desarrollo industrial de la provincia es la falta de disponibilidad de energía eléctrica en la calidad y cantidad requeridas por el sector industrial, el cual soporta un crítico racionamiento de energía por parte de las entidades de servicio público, lo que ha obligado, en algunos casos, a proveerse de grupos generadores para su autoconsumo. Sobre este aspecto se hablará con más detención posteriormente.

Sin embargo, el panorama industrial para la provincia de Cotopaxi se proyecta halagador para el futuro inmediato con la instalación o ampliación de algunas plantas industriales. INDACO, fábrica de brocas helicoidales, cuya producción inicialmente es estimada en 500.000 brocas por mes, abastecerá el mercado del Pacto Andino, iniciará su funcionamiento a comienzos de 1.974, con 800 Kw instalados. Esta fábrica proyecta ampliar sus instalaciones en 1.975, en dos etapas de 500 Kw cada una, igualmente en la Base Aérea Cotopaxi se instalarán los talleres de mantenimiento de la Fuerza Aérea Ecuatoriana.

Las industrias INDULAC, La Avelina, Vidriolán y otras han previsto, el incremento de su producción mediante la ampliación de sus plantas.

EL SISTEMA ELECTRICO MUNICIPAL DE LATACUNGA

1. ANTECEDENTES

1.1 Brea de Servicio: El Sistema Eléctrico de propiedad del I. Municipio de Latacunga sirve con sus instalaciones a la ciudad de Latacunga y a las siguientes parroquias rurales del Cantón:

Alaquez, Mulaló, Tanicuchí, Toacazo, Pastocalle, Once de Noviembre, Poaló, Belisario Quevedo, Guaytacama. Además, vende ener -

gía en bloque, a nivel alta tensión, a los cantones Pujilí y Saquisilí.

1.2 Instalaciones del Sistema Eléctrico.-

Describiremos a continuación las instalaciones existentes que conforman el sistema eléctrico en estudio, separándolo por sus etapas funcionales. El diagrama unifilar del sistema total se muestra en el Gráfico N°2-1.

1.2.1 Generación.-

Esta etapa está compuesta por dos centrales hidráulicas denominadas Illuchi I e Illuchi II. La primera situada a 10 Km al Este de la ciudad de Latacunga cuenta con tres grupos con las siguientes características:

Grupos 1 y 2 (similares)
Turbinas:

Marca: TEodoro Bell & Cía, Kriens-Lucerna (Suiza)

Tipo : Pelton, eje horizontal, 2 inyectores

Caída neta: 290 m.

CAudal : 305 l/seg.

Potencia : 1.000 PS

Velocidad : 1200 r.p.m.

Generadores:

Marca : S.A. Brown Boverly & Cía. BADen (Suiza)

Potencia : 872 KVA

Voltaje : 2400 V

Corriente : 210 A

Cos φ : 0,8

Velocidad : 1200 r.p.m.

Frecuencia: 60 ciclos/seg.

Excitatrices

Voltaje : 45 V

Corriente : 205 A.
Potencia : 9.2 Kw

Grupo N°3

Turbina:

Marca : BELL
Tipo : Pelton, eje horizontal, 2 inyectores
Caída Neta : 290 m.
Caudal : 610 l/seg.
Potencia : 2.000 HP
Velocidad : 900 r.p.m.

Generador:

Marca : S.A. Brown Boveri & Cía. Baden (Suiza)
Potencia : 1.750 KVA
Voltaje : 2.400 V
Corriente : 421 A
Cos ϕ : 0.8
Velocidad : 900 r.p.m.
Frecuencia : 60 ciclos/seg.

La central Illuchi II, localizada a 3 Km. al sur de Illuchi I, funciona, con las aguas servidas de la últimamente nombrada y está compuesta de un sólo grupo, idéntico al grupo N°3 de la central Illuchi I.

Resumiendo, la potencia instalada de las Centrales Illuchi es 4.200 Kw, de los cuales 2.800 corresponden a la central Illu chi I y 1.400 a Illuchi II.

Las aguas para el funcionamiento de las instalaciones se to man del río Illuchi, en el cual desembocan los caudales de las vertientes Retamales y Capulipasos y de las Lagunas Yanacocha y Salayambo. En esta última laguna se ha realizado un estudio pa

ra represar sus aguas mediante obras de cierre, que solucionará el problema de escasez de agua en la temporada seca. Este asunto se discutirá posteriormente con más detalle.

1.2.2 Transformación. _

El voltaje de generación, 2.400 V. es elevado a 23.000 V., mediante tres transformadores de 1.750 KVA cada uno, localizados dos en la Central Illuchi I y el tercero en la Central Illuchi II. La subestación de El Calvario, localizada en Latacunga está compuesta por dos transformadores de 1.750 Kva que reducen el voltaje de transmisión a 6.300 V, que es el voltaje de distribución primaria con el cual se sirve a la ciudad de Latacunga y a la mayor parte del sector rural. En el momento de realizar este trabajo se halla en montaje en esta subestación (El Calvario), un transformador adicional de 1.750 KVA que funcionará en paralelo con los dos antes mencionados.

1.2.3 Transmisión. _

El sistema de transmisión se halla compuesto por las siguientes líneas:

- a) Línea Illuchi I, Latacunga
- b) Línea Illuchi II, Illuchi I,

La línea Illuchi I-Latacunga interconecta la central I con la subestación de reducción El Calvario. Su voltaje nominal es 23 KV, tiene una longitud de 9.5 Km y fue diseñada para una capacidad de transmisión de 3.130 Kw y 5% de regulación de voltaje. Los conductores son de cobre de calibre 1/0 AWG y distan entre sí 1.50 m.

La línea Illuchi II-Illuchi I, une las subestaciones de elevación de las dos centrales generadoras. El voltaje de transmisión es de 23 KV y tiene una longitud de 3 Km.

Existe una línea de transmisión que se halla inconclusa, la denominada Illuchi I-Lasso. La construcción de esta línea fue contratada en Febrero de 1.961 con la casa Electroecuatoriana, con el propósito de servir con un alimentador expreso a este - centro de carga. Sin embargo, su construcción fue suspendida, existiendo al momento algunos postes plantados y 5 Km. aproximadamente, de línea tendida.

Esta línea tiene dos tramos: a) desde la Central Illuchi I, hasta la denominada subestación Norte y b) desde la subestación Norte hasta Lasso.

Las características de estos dos tramos son las siguientes:

- a) Líneas: Illuchi I-Subestación Norte
Longitud : 17.750 m.
Voltaje : 23 KV
Conductor de cobre, 25mm² de sección
Cable de tierra: acero galvanizado, sección 1/4 pulg.
Capacidad de transmisión: 1.400 Kw.
- b) Línea Subestación Norte-Lasso
Longitud : 5 Km.
Voltaje : 6 KV
Conductor de cobre N°2 AWG
Cable de tierra: acero galvanizado, sección 1/4 pulg.
Capacidad de transmisión: 700 Kw

En el contrato para la construcción de la línea no se especifica la localización de la subestación Norte ni sus características.

Se estima que se ha construído un 30% de las obras contratadas.

1.2.4 Distribución...

Desde la subestación de El Calvario parten 6 alimentadores primarios de tipo radial a 6.300 V.

Estos alimentadores sirven a las siguientes zonas:

1. Zona rural Norte
2. Zona Rural Sur
3. Sector Norte de Latacunga
4. Sector Sur de Latacunga
5. Sector Industrial San Felipe, Saquisilí y Pujilí
6. Fábrica INDACO

El diagrama unifilar de estos alimentadores se muestra en los gráficos N°2_2 y 2_3.

El conductor normalmente utilizado es de cobre, sin embargo, existen tramos, en el sector rural especialmente, en los cuales se utiliza hierro galvanizado como conductor.

Los soportes en la zona central de la ciudad de Latacunga son de hierro. La disposición de los conductores es en triángulo equilátero.

En la parte periférica de la ciudad se hallan instalados postes de madera, pero en la actualidad existe la tendencia a utilizar postes de hormigón centrifugado.

En la zona rural los soportes son de madera no tratada, por lo cual sus condiciones son deficientes, lo que provoca continuar suspensiones del servicio.

Las líneas primarias que recorren el área rural tienen una longitud aproximada de 108 Km, lo que indica la importancia que tiene para el sistema eléctrico las instalaciones en este sector.

El voltaje secundario nominal del sistema para conexión trifásica es de 208/120 V.

1.3 Serie Estadística de capacidad y consumo...

A fin de tener una visión exacta de la magnitud de generación, venta de la energía, número de abonados, crecimiento de la demanda máxima y aspectos afines, indicaremos en este estudio los valores estadísticos correspondientes al período 1.968_1.972.

Con tal objeto clasificaremos a los abonados y sus correspondientes consumos en los tipos de servicio en los que el Sistema Eléctrico de Latacunga los ha separado.

Estos tipos de servicio son los siguientes:

1. Domiciliario
 - a) Urbano
 - b) Rural
2. Cocinas eléctricas
3. Industrial
4. Venta de Energía en bloque
 - a) A Pujilí
 - b) A Saquisilí

Los diferentes datos estadísticos se han tabulado en los siguientes cuadros:

Número de abonados	: Cuadro N°2.1
Consumo por tipo de servicio:	Cuadro N°2.2
Energía generada, demanda máxi <u>ma</u> , factor de carga, capacidad instalada	: Cuadro N°2.3

La información indicada en los cuadros han servido como base para la elaboración de los Gráficos N°2.4, 2.5, y 2.6.

CONSIDERACIONES GENERALES:

- El número de abonados indicado en el cuadro N°2.1 es el promedio de los abonados contados una vez al mes durante cada uno de los 12 meses del año.
- Se considera como consumo homogéneo el correspondiente a los tipos de servicio: domiciliario (urbano y rural) y de cocinas eléctricas.
- El consumo de alumbrado público para el período 1.969-1.972 ha sido estimado en base al de 1.968, porque para el período mencionado primeramente, no se ha llevado una estadística correcta.

De la información indicada en los cuadros N°2.1 a N°2.3, se desprenden las siguientes conclusiones:

1. Con respecto al número de abonados:
 - a) El número de abonados homogéneos de la zona urbana corresponde al 66% del total de abonados homogéneos, en el período de estudio.
 - b) La tasa de crecimiento acumulativa anual de los abonados homogéneos de la zona urbana es 4,49%.
La tasa de crecimiento acumulativa anual de los abonados homogéneos de la zona rural es 3,20%.
La tasa de crecimiento acumulativa anual de los abonados homogéneos totales es 4,06%.
 - c) El número de abonados que poseen cocinas eléctricas crecen con una tasa acumulativa anual de 6,22%.
 - d) El número de abonados industriales crece con una tasa acumulativa anual de 6,20%.

e) La tasa de crecimiento del número total de abonados es 4.13%.

2. Con respecto al consumo:

a) El consumo de los abonados homogéneos urbanos corresponde al 69.4%, del total del consumo homogéneo.

b) Mientras el consumo domiciliario urbano se incrementa a razón de 9.72% por año, el consumo domiciliario rural aumenta a razón de 3.86% por año, lo que resulta en un crecimiento anual del consumo domiciliario total de 8.52%.

c) El consumo correspondiente a cocinas eléctricas tiene un incremento anual de 3,03%.

d) El consumo industrial varía en el período que analizamos, en forma bastante irregular como consecuencia de las restricciones de servicio que ha venido soportando este sector. La tasa de crecimiento anual promedio es de apenas 2.76%.

e) La venta de energía en bloque a nivel alta tensión a los cantones Pujilí y Saquisilí, disminuye en el año 1.970, (con relación al año anterior), porque estos cantones y el área rural de concesión son los sectores más afectados cuando se suspende el servicio, ya sea por fallas en las líneas o equipos o por falta de capacidad de generación. El porcentaje de crecimiento promedio anual es 6,88%.

f) El consumo total crece con una tasa promedio anual de 6,00%

3. Con respecto a la energía generada y demanda máxima...

a) La energía generada por las centrales Illuchi I e Illuchi II, corresponde al 65,60% y 34,40%, respectivamente de la

energía generada total en el período 1.968-1.972.

- b) La energía generada en el período crece a razón de 5,45%, porcentaje que es relativamente bajo y que muestra el reducido progreso de la zona.
- c) La demanda máxima del sistema crece con una rata acumulativa promedio anual de 3,69%, la cual es baja debido básicamente a la restricción del servicio en las horas d e pico que sufren los abonados industriales, y en algunos casos los usuarios, de la zona rural. Esta restricción del uso del servicio se fundamenta en la falta de capacidad de generación en la temporada seca, por una parte, y por otra, el defecto de capacidad instalada en la subes-tación de reducción "El Calvario".

2. CONDICIONES ACTUALES DE OPERACION.-

La I. Municipalidad de Latacunga, como propietaria del Sistema Eléctrico, es la entidad encargada de su operación y mantenimiento, a través de la Dirección de Servicios Eléctricos Municipales.

A Continuación analizaremos las condiciones bajo las cuales se realiza la operación y mantenimiento de las instalaciones, separándolas por sus etapas funcionales:

a) Generación:

Las Centrales Illuchi I y II con 4.200 Kw instalados funcionan como se expresó anteriormente, con las aguas del río Illuchi, cuyo caudal variable impide obtener de las centrales su capacidad nominal, especialmente en la época de verano.

La capacidad firme de las Centrales es de 3.000 Kw, según información de la Dirección de Servicios Eléctricos.

Este defecto de capacidad ha obligado a que se restrinja el servicio a las industrias y al sector rural, especialmente en las horas de pico, creando un grave problema que frena el progreso de la provincia y ocasionando las molestias obvias a los usuarios. Con el fin de solucionar esta situación el Municipio ha contratado con la firma Consultora INCONEC la realización de los estudios de factibilidad para ejecutar las obras de cierre y regulación de la Laguna de Salayambo, cuyos caudales alimentan el río Illuchi.

DESCRIPCION DEL PROYECTO. _

La Laguna de Salayambo está situada en la Cordillera Oriental a 3.840 m. sobre el nivel del mar. Tiene una salida hacia el norte que va al río Illuchi y por la parte sur, está alimentada por las aguas que salen de los pantanos y lagunas de Pishcacocho situadas sobre la costa 3.980.

Se proyecta cerrar la laguna con el fin de almacenar las aguas en la época lluviosa y utilizarlas en la época seca. La regulación de los caudales se haría por medio de una compuerta de fondo situada en el cauce del río que sale de la laguna. La consultora estima como razonable una altura máxima de embalse de 12 metros. La superficie de la laguna es de aproximadamente 14 hectáreas, que con la altura en mención daría un volumen almacenado de agua de alrededor de $1.6 \times 10^6 \text{ m}^3$.

Este caudal almacenado permite extraer $0.44 \text{ m}^3/\text{seg}$, durante 8,4 horas diarias en el período seco, que se estima será de 4 meses, con lo cual se solucionará el defecto de potencia en las Centrales Illuchi.

INCONEC, en su estudio de factibilidad, recomienda la construcción de una presa de tierra con alcantarilla, la cual entre las diferentes alternativas es la más barata. Sin embargo, conviene revisar el mencionado estudio en razón de que parece que la humedad del terreno es más alta que la estimada por la consultora en sus cálculos y además porque el material (tierra) requerido para su construcción no existe en la cantidad suficiente y a corta distancia como INCONEC estimó.

PERSONAL EN LAS CENTRALES DE GENERACION. _

El personal que labora en las Centrales Illuchi es el siguiente:

- Jefe de la Central	1
- Operador de máquinas	9
- Aguatero	6

Además del personal mencionado, en caso de problemas emergentes en las obras hidráulicas, la Dirección de Obras Públicas Municipales, contribuye con el personal necesario.

El personal inicialmente mencionado, es el encargado de la operación y mantenimiento de las dos Centrales y de las obras hidráulicas.

Los operadores trabajan 36 horas semanales, y no reciben sobretiempo.

De manera general, se puede decir que la operación del sistema de generación se la realiza adecuadamente, principalmente, debido a que el sistema no es complicado, y al reducido número de unidades generadoras, que permiten que los operadores dediquen algún tiempo a labores de mantenimiento. Sin embargo estimamos conveniente instruir a los operadores con el propósito de que se

lleven con más orden los registros diarios de generación.

Igualmente es indispensable capacitarlos mediante cursos, para que se familiaricen con los equipos con que trabajan, a la vez de proporcionarles conocimientos sobre las normas básicas de seguridad, para un eficiente desempeño en sus labores.

b) Transformación.-

La subestación de reducción de El Calvario es operada por 4 Operadores y 2 Auxiliares que trabajan por turnos. La labor básica de este personal es llevar un registro de la carga de los alimentadores primarios que parten de la subestación así como también operar los interruptores que conectan los transformadores con la barra de alta tensión. Al respecto es significativo señalar que el sistema de protección de esta subestación no reviste las características técnicas necesarias, a tal punto que una falla en los circuitos primarios es despejada después de un lapso relativamente largo después de ocurrida.

c) Distribución.-

El personal clasificado en esta etapa realiza, también, el mantenimiento de las líneas de transmisión, del sistema de alumbrado público, construcción de las ampliaciones, instalación de servicio a los nuevos usuarios y desconexiones por falta de pago. En total son 19 trabajadores cuya denominación es la siguiente:

- Subinspector de redes	2
- Reparador de líneas	2
- Reparador ayudante	6
- Reparador de turno	5
- Chofer	3
- Mecánico electricista	1

Como se puede apreciar el reducido número de trabajadores, para efectuar un número tan basto de labores, hace que la operación y mantenimiento del sistema de distribución no sea eficiente. Esta afirmación se comprenderá mejor si consideramos lo expresado anteriormente, que existen 108 Km. de redes primarias - en el sector rural, gran parte de los cuales se hallan en zonas de difícil acceso.

Las condiciones bajo las cuales realizan sus labores no son las adecuadas, en vista de que no se dispone del equipo de trabajo apropiado, ni la suficiente preparación técnica, condiciones indispensables para el desempeño de sus funciones.

d) Comercialización.-

Este Departamento tiene a su cargo la lectura de los contadores de energía, facturación de las planillas mensuales - por consumo de energía y la correspondiente recaudación. El personal ocupado en esta área es el siguiente:

- Jefe de Facturación	1
- Auxiliares	3
- Lectores	2
T O T A L	6

La facturación de los consumos mensuales ha venido realizándola el Jefe de Facturación y los 3 Auxiliares, los cuales han sido insuficientes para atender al creciente número de consumidores, provocando con ello el atraso de la emisión mensual y consecuentemente de la recaudación.

Los dos lectores titulares no alcanzan a cubrir el área total de prestación de servicio, por lo cual tienen que ser ayudados por los auxiliares antes mencionados o eventualmente, por el personal denominado como auxiliar del sistema de distribución.

La recaudación se la realiza en la Tesorería Municipal, a la cual ha venido concurriendo los abonados que por propia iniciativa han deseado abonar sus planillas mensuales.

Esta situación ha sido la causa para que se hayan acumulado gran cantidad de planillas incobrables de años anteriores, cuyo valor asciende aproximadamente a \$ 1.500.000 hasta mediados de 1.973.

Desde el mes de junio de 1.973 la facturación de las planillas mensuales se la realiza en máquinas I.B.M. con lo cual se ha logrado que el período de recaudación se acorte notablemente.

e) Administración.-

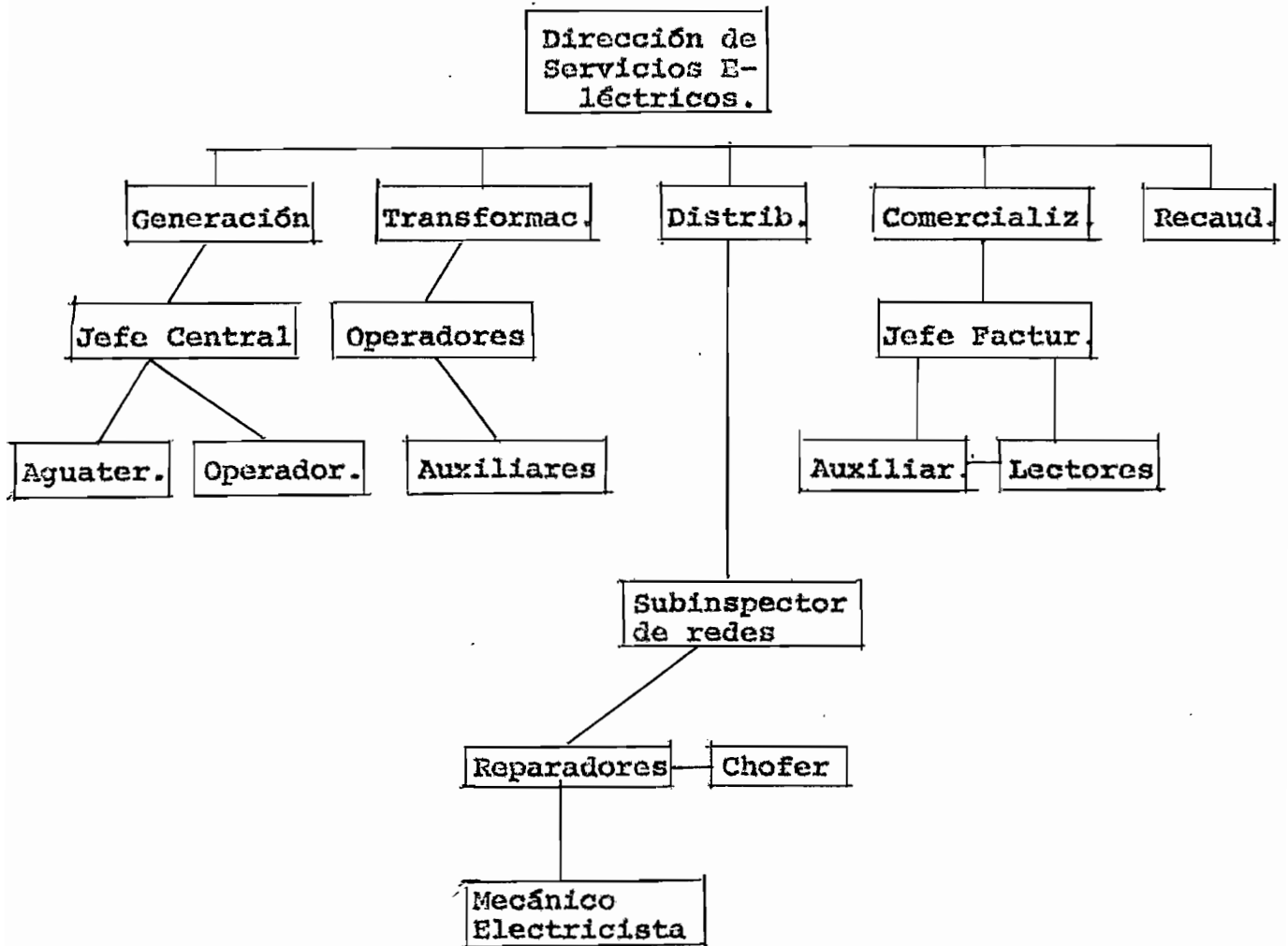
El sistema eléctrico al ser de propiedad municipal está bajo la Administración de las entidades municipales especialmente en los que se refiere a asuntos económicos, y regulada por lo que establece la Ley de Régimen Municipal.

Esta condición, en la cual se desenvuelve el sistema eléctrico, le impide tener la agilidad y dinámica requeridas para la continua expansión, típica de la industria eléctrica.

Por otra parte, la debilidad económica de la Municipalidad incapaz de situar fondos para la expansión y eficaz mantenimiento del sistema, han sido una de las causas del mal estado en que se encuentran las instalaciones.

El Director de los Servicios Eléctricos Municipales, tiene a su cargo la dirección general del sistema eléctrico en lo que se refiere a aspectos técnicos.

A continuación se presenta el Organigrama actual de Sistema Eléctrico:



3. CALIDAD DEL SERVICIO.-

Al hablar sobre la calidad del Servicio, suministrado por el Sistema Eléctrica Municipal de Latacunga, analizaremos lo relativo a continuidad del servicio, regulación de voltaje y de frecuencia.

3.1 Continuidad del Servicio.-

Como se expresó anteriormente, debido a la notable reducción de caudal del río Illuchi en la época d e

caudal del río Illuchí en la época de estiaje, la capacidad de generación de las dos Centrales Illuchí es de apenas 3.000 Kw, por lo cual se suspende el servicio, cuando esta situación ocurre, a gran parte de la zona rural y a algunas industrias, especialmente en las horas de pico del sistema.

Además, las líneas del sector rural debido a su mala condición provocan frecuentes fallas, que no son despejadas oportunamente por los equipos de protección del sistema, por lo cual la zona que permanece sin servicio eléctrico es mucho más amplia que la que debería sufrir las consecuencias de una falla si los equipos de protección reunirían las elementales características de selectividad y velocidad.

El tiempo requerido para reponer el servicio a la zona afectada depende de la localización de la falla, que por lo general ocurre en sitios distantes de la ciudad de Latacunga, sitios a los cuales el personal encargado del mantenimiento tarda un tiempo relativamente largo, debido a la distancia y a las difíciles condiciones de acceso.

3.2 Regulación de voltaje.-

El sistema de distribución del sistema eléctrico que estamos estudiando no tiene ningún equipo de regulación automática de voltaje, por lo cual la regulación se ejecuta únicamente en los generadores actuando sobre las excitatrices. Esto provoca que el voltaje de generación, por tanto, el de salida de la subestación de reducción de El Calvario varía en un margen muy amplio, como se muestra en el Gráfico N°2-7, correspondiente al segundo sábado de septiembre de 1.973, e l cual es considerado con el día de mayor carga del mes.

Con el fin de establecer el voltaje de servicio, se tomaron lecturas en algunos transformadores de distribución, encontrándose que los que más distaban de las normas técnicas establecidas correspondían a los transformadores conectados al alimentador rural Norte, el cual tiene una longitud de 30 Km y un voltaje nominal de 6.3 KV.

Las lecturas siguientes se tomaron a las 7:00 pm. del 16 de septiembre de 1.973.

Alimentador Rural Norte

Transformador localizado al fin del alimentador

Voltajes secundarios leídos:

Entre fases

A-B = 147 V

B-C = 149 V

C-A = 142 V

Fase-neutro

A-N = 78 V

B-N = 69 V

C-A = 77 V

Transformador localizado al comienzo del alimentador

Voltajes secundarios leídos

Entre fases

A_B = 189 V

B_C = 197 V

C_A = 197 V

Fase-Neutro

A_N = 104 V

B-N = 108 V

C-N = 108 V

Si escogemos 146 V como el voltaje promedio, entre fases, del transformador situado al fin del alimentador Rural Norte, y 208 V el voltaje nominal, el porcentaje de regulación de este alimentador es el siguiente:

$$\% \text{ de reg} = \frac{(208 - 146) \times 100}{146} = 42.4 \%$$

Este valor es extremadamente alto, y lo señalamos simplemente como referencia para tener una idea de la regulación de voltaje en este alimentador.

Se debe señalar que las lecturas tomadas en otros alimentadores daba como resultado mejores condiciones de regulación que el antes señalado, aunque no se hallaban dentro de los límites permisibles.

3.3 Regulación de frecuencia.--

La frecuencia nominal del sistema es 60 ciclos/seg.

Sin embargo, la frecuencia de operación varía entre los 58.9 ciclos/seg. y los 60.6 ciclos/seg, es decir en un rango de 1.7 ciclos/seg.

En consecuencia el porcentaje de variación de la frecuencia está comprendido entre - 1.83 % y + 1,00 %. Esta variación, si bien es cierto es alta, está dentro de los límites permisibles. Sin embargo considerando que el sistema actual - funcionará interconectado, con una central diesel primeramente, y luego con el sistema de transmisión que transportará la energía generada por la Central Pisayambo, es recomendable revisar

los reguladores de velocidad de las turbinas, a fin de que estos respondan rápidamente a los cambios de velocidad y por tanto de frecuencia.

Por otra parte, la variación de la frecuencia reviste caracteres de importancia en lo que se refiere a la operación de aparatos sensibles a la frecuencia, entre los que se pueden mencionar los aparatos electrónicos, motores sincrónicos, relojes eléctricos, etc. Desde este punto de vista, conviene también, mantener la frecuencia nominal dentro de un rango reducido, tomando en cuenta que en el área de concesión del sistema eléctrico que se estudia, existen industrias que para algunos de sus procesos utilizan motores sincrónicos.

4. PERDIDAS DE ENERGIA...

A partir de la energía generada y energía facturada que se hallan tabuladas en los Cuadros N° 2-3 y 2-2 respectivamente, calcularemos las pérdidas de energía en el período 1.968 - 1.972.

Debemos señalar que el Municipio, no ha facturado en ninguna ocasión el consumo correspondiente al alumbrado público, por lo cual este rubro se consideraría como pérdidas de energía, - desde el punto de vista económico.

En este estudio enfocaremos en dos aspectos el asunto pérdidas de energía:

1. Considerando como pérdidas de energía los Kilovatios-hora resultantes de la diferencia entre la energía generada y la energía facturada, correspondiendo por tanto, el valor así obtenido, a las pérdidas en las instalaciones, las pér

didas por contrabando, y el consumo correspondiente al alumbrado público y,

2. Considerando al consumo del alumbrado público como si se lo facturara realmente, para obtener en este caso, únicamente las pérdidas en las instalaciones y las pérdidas por contrabando.

1. Considerando el consumo de alumbrado público como pérdida de energía.-

La información referente a energía generada y energía facturada, indicada en los cuadros N°2_3 y 2_2 puede resumirse en la siguiente:

AÑO	ENERGIA GENERADA (Kwh)	ENERGIA FACTURADA (Kwh)	PERDIDAS DE ENERGIA (%)
1968	11.402.610	7.919.305	30.55
1969	12.246.030	8.626.566	29.56
1970	13.071.500	8.865.061	32.19
1971	13.771.220	9.487.192	31.11
1972	14.099.580	9.971.458	29.28
Total 1968- 1972	64.590.940	44.869.582	30.54

2.

Considerando como si se facturara realmente el consumo del alumbrado público.

La energía consumida por el alumbrado público en el periodo 1.968-1.972, es la siguiente:

(Kwh)	
1.968	458.000
1.969	487.000
1.970	521.000
1.971	558.000
1.972	602.000

Por tanto, las pérdidas de energía, correspondientes únicamente a pérdidas en las instalaciones y pérdidas por contrabando son las siguientes:

AÑO	ENERGIA GENERADA (Kwh)	ENERGIA FACTURADA (Kwh)	PERDIDAS DE ENERGIA (%)
1968	11.402.610	8.377.305	26.54
1969	12.246.030	9.113.566	25.58
1970	12.071.500	9.386.061	28.20
1971	13.771.220	10.045.192	27.06
1972	14.099.580	10.573.458	25.01
Total 1968- 1972	64.590.940	47.495.582	26.47

De los resultados obtenidos puede deducirse lo siguiente:

- a) El Municipio ha dejado de facturar el consumo correspondiente al servicio de alumbrado público, energía que corresponde al 5.85 % de la energía facturada total en el período de 1.968-1.972.
- b) Las pérdidas conjuntas en las instalaciones y por contrabando tienden a disminuir (26.54 % en 1.968, 25.01 % en 1972), sin embargo, de lo cual son altas.
- c) Si consideramos como aceptable para este sistema, un 3 % de pérdidas debidas al contrabando, las pérdidas de energía en las instalaciones físicas son del orden del 23 %, valor extremadamente alto, a pesar de tener una importante parte de sus instalaciones en la zona rural.

SISTEMA LATACUNGA
NUMERO DE ABONADOS.

<u>TIPO DE SERVICIO</u>	<u>1.968</u>	<u>1.969</u>	<u>1.970</u>	<u>1.971</u>	<u>1.972</u>
I. Domiciliario					
1.1 Urbano	2.449	2.601	2.741	2.818	2.919
1.2 Rural	1.296	1.304	1.315	1.402	1.470
Total Domiciliario	3.745	3.905	4.056	4.220	4.389
II. Cocinas Eléctricas	146	157	163	170	173
Total servicio homogéneo	3.891	4.062	4.219	4.390	4.562
III. Industrial	136	145	149	156	173
IV. Venta de energía en bloque	2	2	2	2	2
V. Alumbrado público	1	1	1	1	1
T O T A L	4.030	4.210	4.371	4.549	4.738

Cuadro N° 2.1

SISTEMA LATAACUNGA

CONSUMO POR TIPO DE SERVICIO (Kwh)

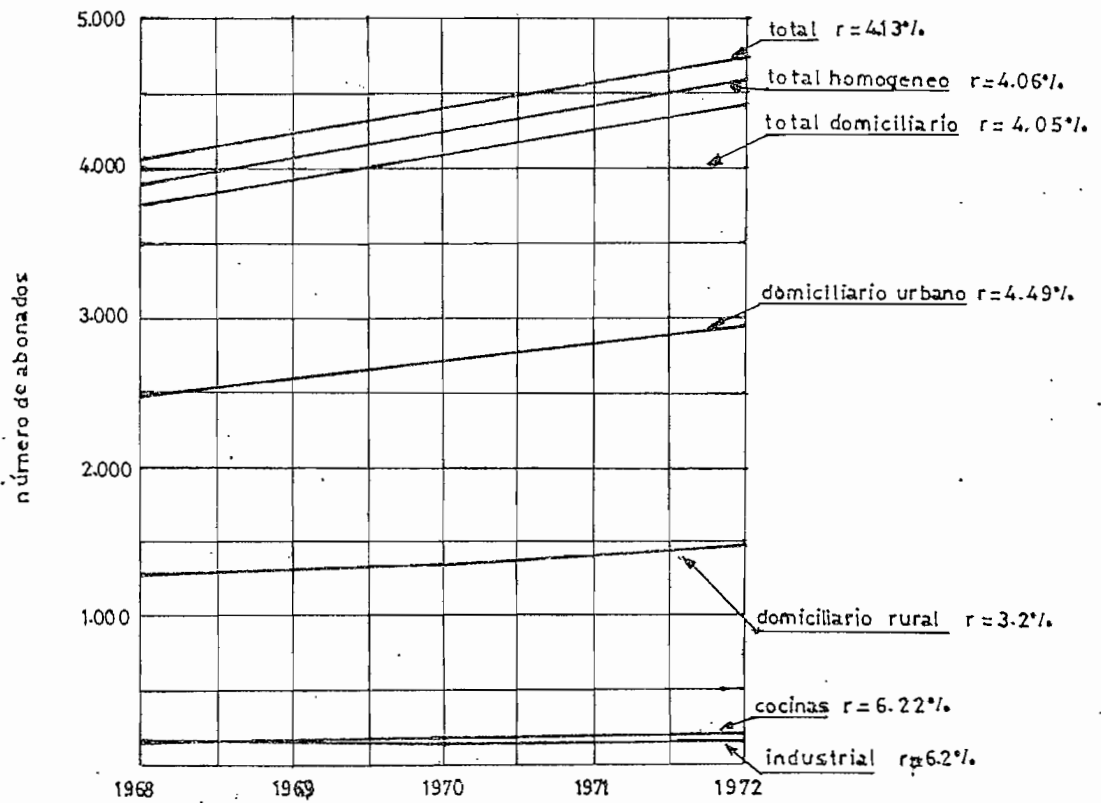
TIPO DE SERVICIO	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	Período 1968-1972
I. Domiciliario						
1.1 Urbano	2.872.810	3.170.546	3.483.520	3.826.883	4.162.127	17.516.886
1.2 Rural	797.392	770.043	802.432	773.288	927.137	4.070.292
Total domiciliario	3.670.202	3.940.589	4.285.952	4.600.171	5.090.264	21.587.178
II. Cocinas eléctricas	655.902	726.249	765.626	764.528	739.038	3.671.343
Total servicio homogéneo	4.326.104	4.666.838	5.051.578	5.384.699	5.829.302	25.258.521
III. Industrial	2.875.331	3.202.348	3.125.993	3.204.493	3.206.156	15.614.321
IV. Venta de energía en bloque	717.870	757.380	687.490	898.000	936.000	3.996.740
V. Consumo de Alumbrado Público	458.000	487.000	521.000	558.000	602.000	2.626.000
TOTAL CONSUMO	8.377.305	9.113.566	9.386.061	10.045.192	10.573.458	47.495.582

SISTEMA IATACUNGA

ENERGIA GENERADA (KWH) -- DEMANDA MAXIMA (KW) -- FACTOR DE CARGA -- CAPACIDAD INSTALADA

	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	Período 1968-1972
I. Energía generada (Kwh)						
Illuchi I					35.500	35.500
Grupo N°1 (1)	1'135.475	622.700	600.700	1'128.500	1'118.000	4'605.375
Grupo N°2	7'628.305	7'884.610	7'349.800	7'778.540	7'092.360	37'733.615
Grupo N°3						
Total Illuchi I	8'763.780	8'507.310	7'950.500	8'907.040	8'245.860	42'374.490
Illuchi II	2'638.830	3'738.720	5'121.000	4'864.180	5'853.720	22'216.450
Total energía generada	11'402.610	12'246.030	13'071.500	13'771.220	14'099.580	64'590.940
II. Demanda máxima (Kw)	3.114	3.312	3.480	3.600	3.600	3.600
III. Factor de Carga (%)	41,80	42.21	42.88	43,67	44,71	43,10
IV. Capacidad instalada (Kw)	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200

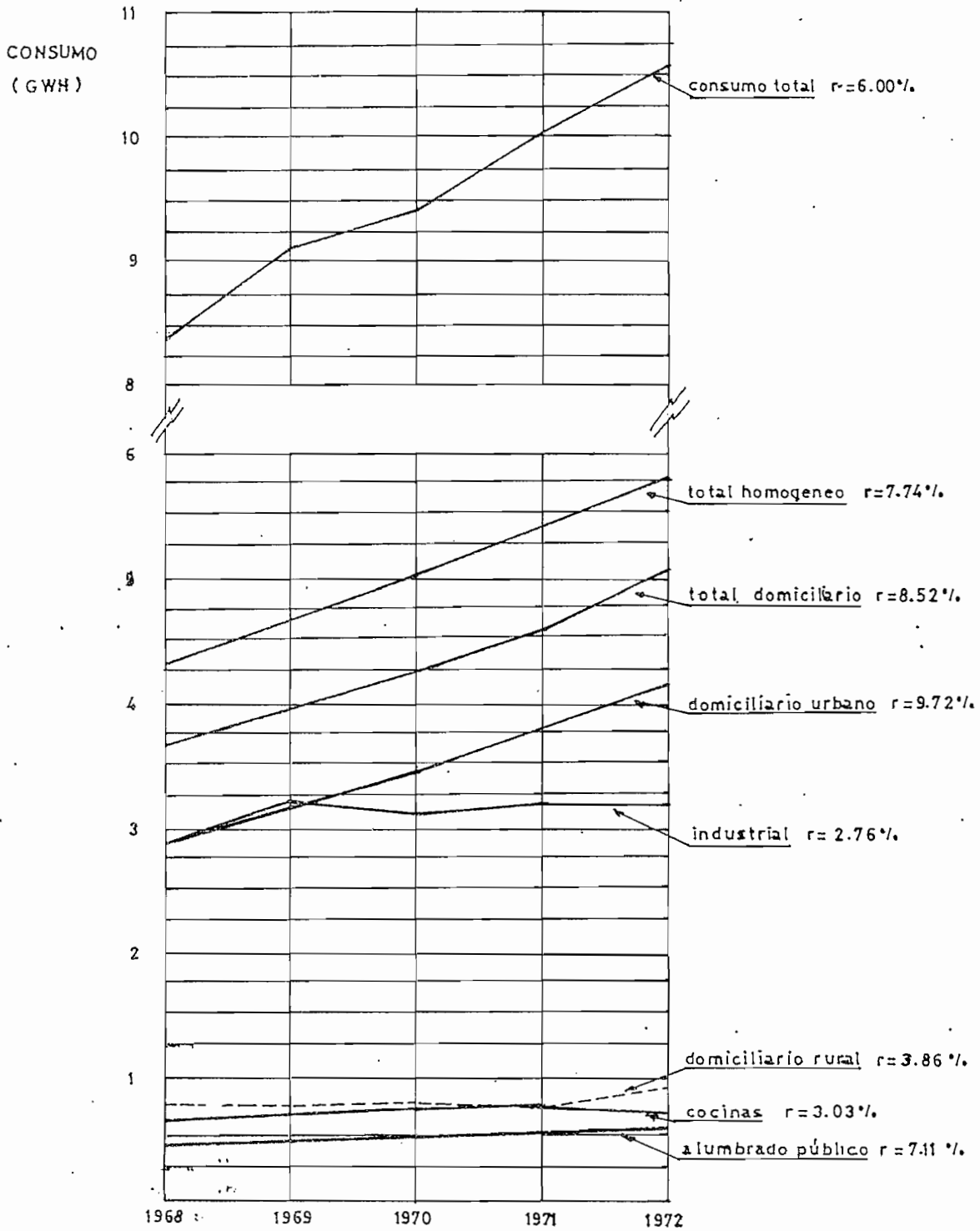
NOTA: (1) EL grupo N°1 de la Central Illuchi I, permaneció descompuesto desde fines de 1.967 hasta Septiembre de 1.972, mes en el cual se reinició su funcionamiento.



SISTEMA ELECTRICO DE LATACUNGA

CRECIMIENTO DEL NUMERO DE ABONADOS

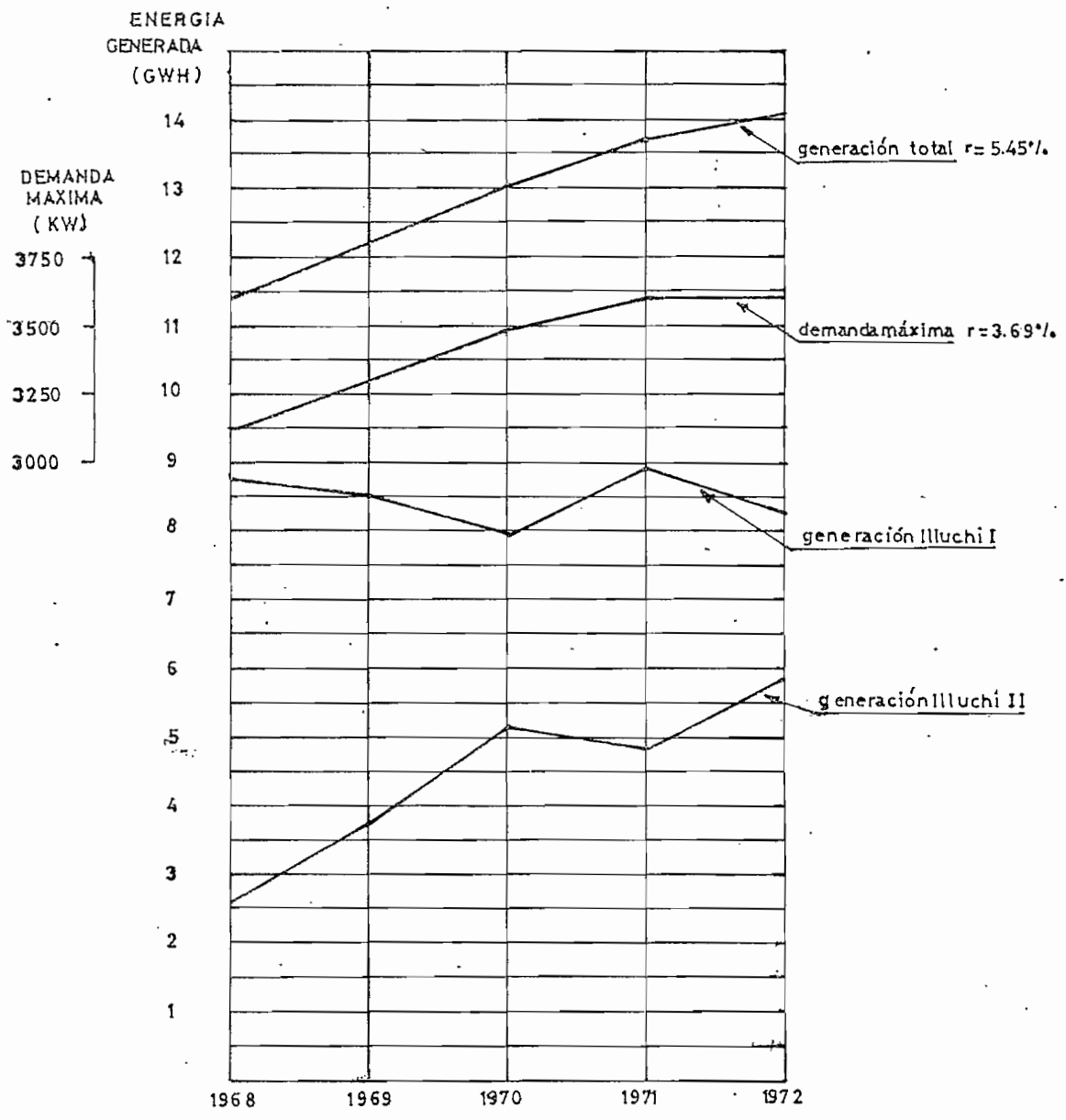
GRAFICO Nº 2-4



SISTEMA ELECTRICO DE LATACUNGA

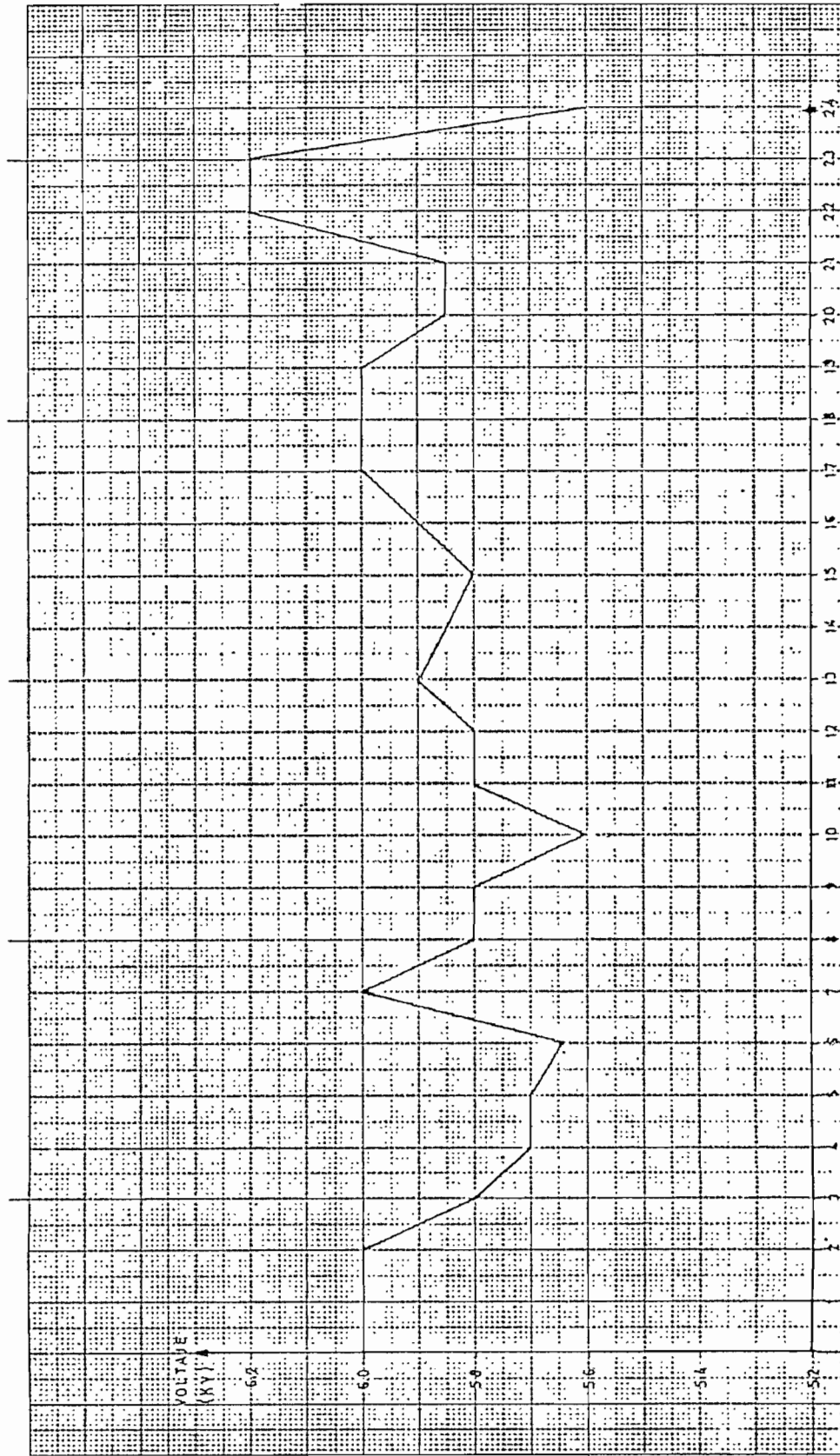
CONSUMO ANUAL POR TIPO DE SERVICIO

GRAFICO Nº 2-5



SISTEMA ELECTRICO DE LATACUNGA
ENERGIA GENERADA Y DEMANDA MAXIMA

GRAFICO Nº 2-6



VOLTAJE DE BARRAS DE LA SUBESTACION "EL CALVARIO"

(8 de Septiembre de 1973)

GRAFICO N° 2-7

CAPITULO TERCERO

ANALISIS ECONOMICO DEL SISTEMA ELECTRICO DE LATACUNGA

1. LAS INVERSIONES EN OPERACION Y SU RENDIMIENTO

Antes de proceder al análisis del aspecto económico del Sistema Eléctrico de Latacunga, creemos necesario establecer algunos criterios generales que servirán como base para el estudio que nos proponemos realizar.

1.1 Costos de explotación.-

Los costos o gastos que deben realizarse para producir y entregar la energía eléctrica a los consumidores se conoce como gastos de explotación. Estos gastos se dividen en dos grupos principales:

- a) Costos fijos, y;
- b) Costos variables

Los primeros son función del capital invertido en la construcción de las instalaciones del sistema eléctrico y en consecuencia están íntimamente relacionados con la capacidad del sistema. En los costos fijos se incluye los intereses o rendimientos, la depreciación, los seguros e impuestos.

Los costos variables son aquellos que varían en función de la producción de la energía (Kwh), y en estos se incluyen los gastos de operación y mantenimiento de cada una de las etapas funcionales del sistema eléctrico.

1.2 Necesidad de una adecuada rentabilidad.-

En nuestros países en vías de desarrollo, especialmente, se nota un acelerado avance industrial y un alto -

crecimiento de la población, factores que provocan un acentuado crecimiento de la demanda eléctrica, que obliga a realizar a las entidades concesionarias del servicio, continuas e importantes inversiones.

Estos requerimientos de capital deben ser satisfechos con fondos propios de las empresas, como también con aportes externos. Estos aportes pueden ser canalizados a través de distintas fuentes, como aportes de capital social, obtención de créditos preferentemente a largo plazo, emisión de obligaciones, etc.

En algunas oportunidades se ha afirmado que no necesariamente, deben tener rentabilidad las empresas u organismos privados dedicados a la prestación de servicios públicos, basando tal aseveración en el principio de que el usuario obtenga economía en la prestación del servicio.

En realidad, la economía del servicio se obtiene a través del tiempo, cuando el mercado de energía se ha desarrollado adecuadamente y cuando el servicio puede ser entregado al usuario en forma continua y eficiente por parte de las concesionarias. El hecho de obtener una rentabilidad adecuada para hacer frente al crecimiento y desarrollo de las instalaciones necesarias para el futuro, es entonces, una necesidad razonable.

Es notorio que si la concesionaria no es capaz intrínsecamente de poder remunerar los capitales invertidos, no sólo desalienta a sus propietarios a seguir invirtiendo para su expansión, sino que no podría obtenerse el concurso de capitales de terceros para financiar sus obras.

Los métodos que se pueden adoptar para incorporar el factor rentabilidad dentro de los costos del servicio eléctrico se podrían dividir en dos grandes grupos:

- a) el que sigue el principio que se conoce generalmente con el nombre de "retribución justa sobre el capital accionario o capital de riesgo invertido" y;
- b) el que sigue el principio de "utilidad justa sobre el activo neto o inmovilizado de la empresa"

El primer principio permite cubrir los siguientes rubros:

- a) gastos directos de explotación
- b) cargas por concepto de depreciación
- c) intereses sobre deudas a largo plazo
- d) una utilidad adecuada para el capital en acciones.

El segundo principio permite cubrir los siguientes rubros:

- a) gastos directos de explotación
- b) cargas por concepto de depreciación
- c) una remuneración del activo inmovilizado neto de la empresa o base tarifaria.

En la legislación sobre aspectos tarifarios de nuestro país se aplica el segundo principio.

1.3 Fijación del nivel de rentabilidad adecuado.-

Este es uno de los aspectos más delicados que se deben establecer. Para ello deberá tenerse en cuenta las condiciones particulares en que desarrolla su actividad cada empresa (el lugar y el momento considerado, mercado, situación económica del país, etc.)

Además deben tenerse presente ciertos factores de comparación, tales como la tasa de interés vigente en los mercados financieros, la rentabilidad normal de empresas comerciales e

industrias comunes, la seguridad y/o el riesgo en la inversión, las leyes vigentes con relación al servicio eléctrico, etc, y por lo tanto debería ser también variable en función de los mismos.

De estos factores, quizás sea el riesgo el que en mayor medida contribuya a determinar una tasa de rentabilidad en un momento dado, ya que, se debe admitir que el costo del capital está compuesto de dos elementos: a) interés puro y b) compensación del riesgo.

En resumen, hay dos conceptos importantes a tener en cuenta en relación a la tasa de rentabilidad: 1) que hay una tasa de interés mínima para cada momento y en cada mercado, debajo de la cual nadie invierte su dinero, y 2) cada empresa de acuerdo a sus características ofrece ciertos riesgos en compensación de los cuales el inversor requiere una proporción adicional de beneficio.

En el "Reglamento para fijación de tarifas de los servicios eléctricos" vigente en nuestro país se establece en 10.5% la rentabilidad sobre la base tarifaria o capital neto inmovilizado.

1.4 Rentabilidad del Sistema Eléctrico de Latacunga.-

Establecidos en esta forma algunos criterios generales analizaremos a continuación, la rentabilidad obtenida por el Sistema Latacunga.

Para tal objeto se procederá en el siguiente orden:

- 1) Determinación de las inversiones en operación.

- 2) Cálculo de las cuotas anuales de depreciación
- 3) Cálculo del fondo acumulado de depreciación
- 4) Determinación de los gastos directos de operación y mantenimiento.
- 5) Determinación de la Base Tarifaria
- 6) Cálculo de la rentabilidad.

El estudio de la rentabilidad se realizará para el período 1.968-1.973, por considerarse la información de este período más o menos confiable. Se debe indicar que el Municipio de Latacunga no ha llevado una contabilidad separada para el sistema eléctrico, por lo cual algunos valores han tenido que ser estimados en base a información de otros sistemas eléctricos de características similares.

1.4.1 Inversiones en operación.-

En el cuadro N°3.1, se indican las inversiones en operación, para cada etapa funcional y para cada uno de los años de estudio. El valor de las diferentes instalaciones se ha basado en el establecido por el Municipio en 1966 como también se ha obtenido de contratos, facturas, etc, que reposan en el Archivo del Municipio.

Las inversiones se han dividido en las siguientes etapas fundamentales:

1. Generación
2. Transmisión
3. Transformación
4. Distribución
5. Equipos generales

1. Generación.-

En este rubro se incluyen terrenos, estructuras y equiu

pos electromecánicos, obras hidráulicas, canales, túneles, reservorios, etc.

2. Transmisión._

Corresponde al valor de las líneas de Transmisión Illuchi I-Latacunga, Illuchi I-Illuchi II, e Illuchi I-Lasso.

3. Transformación._

En este rubro se incluyen el valor de las subestaciones de elevación de las Centrales Illuchi y el de la subestación reductora "El Calvario"

4. Distribución._

Comprende el valor de las instalaciones del sistema de distribución primario y secundario, como también las instalaciones correspondientes al sistema de alumbrado público. Es importante aclarar que las acometidas y los contadores de energía son de propiedad de los abonados, por lo cual no se incluyen en las inversiones en operación del sistema eléctrico.

5. Equipos generales._

Incluye equipos de oficina, de transporte, de comunicaciones, herramientas, equipo de laboratorio y en general e equipo misceláneo.

Como se puede apreciar en el cuadro N°3.1, las inversiones en operación, en el período 1.968-1.973, están distribuídas en los siguientes porcentajes, con respecto al total de inversiones:

Generación	57.97 %
Transmisión	2.78 %
Transformación	9.30 %
Distribución	29.12 %
Generales	0.83 %

1.4.2 Cálculo de las cuotas anuales de depreciación.-

La depreciación es la pérdida o extinción gradual del valor de los bienes en servicio por la acción del uso, el transcurso del tiempo y el avance tecnológico.

La depreciación puede ser real o teórica, la depreciación real es la verdadera disminución del valor de los bienes y es determinado por peritos en valuación. La depreciación teórica es la disminución del valor de los bienes, determinado por algún método teórico, generalmente con fines de contabilidad.

El método utilizado para el cálculo de la depreciación de las instalaciones en servicio del Sistema Latacunga, es el método lineal, sin valor residual, por ser éste, el método que se ajusta a la Reglamentación vigente.

Las cuotas de depreciación calculadas con este método son constantes para cada año y resultan de dividir el valor de la inversión para el número de años de vida útil probable de cada equipo.

Al respecto debemos indicar que hemos calculado las cuotas anuales de depreciación, con los índices de depreciación establecidos en el "Reglamento para fijación de tarifas de los Servicios Eléctricos". El mencionado cálculo se indica en el cuadro N°3.2.

Con el propósito de visualizar el cálculo de las cuotas anuales de depreciación, se calcula a continuación, las cuotas de depreciación correspondiente a Generación.

Inversiones en Operación (miles de sucres) (Cuadro 3-1)

1. Illuchi I 1° Etapa	8.500
2. Illuchi I 1° Etapa	5.500
3. Illuchi II	<u>5.800</u>
Total Inv. en operación	19.800

Porcentaje de depreciación establecido por el Reglamento de Fijación de tarifas para la etapa de generación = 2 %

Entonces las cuotas anuales de depreciación,, en miles de sucres, son las siguientes:

1. Illuchi I 1° Etapa	$8.500 \times 0,02 = 170$
2. Illuchi I 2° Etapa	$5.500 \times 0.02 = 110$
3. Illuchi II	$5.800 \times 0.02 = 116$
Total cuotas anuales de depreciación	<u>396</u>

1.4.3 Cálculo del Fondo Acumulado de Depreciación.-

En vista que el Sistema Eléctrico que estamos estudiando no dispone de ninguna información referente al fondo acumulado de depreciación, fue necesario establecer el fondo que debería haberse obtenido hasta el año 1.968. Esta determinación se basó en el año de instalación de cada uno de los equipos y en la aplicación de los índices de depreciación antes mencionados. El detalle del cálculo del fondo acumulado de depreciación se expresa en el cuadro N°3-3.

1.4.4 Gastos directos de operación y mantenimiento. -

Los gastos de operación y mantenimiento en el período 1.968-1.973, se obtuvieron en el Departamento Financiero del Municipio, y se detallan en el Cuadro N°3-4. Como se puede apreciar, el mayor volumen de gastos corresponde a la etapa de generación y un gasto muy bajo en transmisión. Los porcentajes de los gastos en cada una de las etapas con respecto al total de gastos son los siguientes:

Generación	40.14 %
Transmisión	2,00 %
Transformación	8.47 %
Distribución	26.18 %
Comercialización	9.77 %
Administración	13.44 %

1.4.5 Base Tarifaria. -

Como se expresó anteriormente la base tarifaria es la suma del capital neto invertido y el capital de trabajo. Se entiende por capital de trabajo la cantidad de dinero requerido por el servicio eléctrico para cumplir con sus obligaciones, durante el período comprendido desde el momento en que la energía es consumida y el momento que es pagado por el usuario. A la base tarifaria se conoce también con la designación de capital inmovilizado neto, y es sobre este rubro que se calcula la rentabilidad.

En este estudio el capital de trabajo se ha calculado como la cuarta parte de los gastos anuales de operación y mantenimiento, o sea corresponde a 90 días de labor, que es el tiempo que normalmente requiere el sistema eléctrico de Lata -

cunga, para recaudar los ingresos por consumo de energía. Se espera que pronto se reducirán este período.

El cálculo de la base tarifaria se realiza en el Cuadro N°3_5.

1.4.6 Rentabilidad.-

Sobre la base tarifaria se han calculado rentabilidades de 2%, 4% y 6%, para cada etapa funcional y para cada uno de los años en estudio.

Para lograr las rentabilidades mencionadas, el sistema eléctrico debería haber obtenido, en el período de estudio, las siguientes utilidades: (Cuadro N°36)

Rentabilidad	Utilidad (miles de sucres)
2 %	2.304
4 %	4.505
6 %	6.910

Al estudiar los resultados de explotación (punto 3 de este capítulo) se encontrará la rentabilidad realmente obtenida por el sistema eléctrico.

2. COSTOS DE PRODUCCION DE LA ENERGIA Y PRECIOS MEDIOS DE VENTA.-

En esta parte del estudio se calcularán los ingresos que debería haber conseguido el Sistema Latacunga para cubrir los costos del servicio y obtener rentabilidad sobre la base tarifaria.

Establecidos los ingresos se obtendrá el costo y el precio medio de venta para el período 1.969-1.973.

El costo promedio del Kwh se obtendrá dividiendo los costos del servicio, para los Kwh vendidos en el período de estudio.

El precio promedio de venta del Kwh se obtendrá dividiendo los costos del servicio más el rubro rentabilidad, para los Kwh vendidos en el período de estudio.

2.1 Costos de producción de la Energía..

Como se indicó anteriormente, los costos de explotación o producción de la energía comprenden la depreciación, los gastos de operación y mantenimiento y la rentabilidad. En el sistema que analizamos no existen los rubros de seguros e impuestos.

En el cuadro N°3.7, hemos realizado una subdivisión de los costos de explotación, separando los costos del servicio y la rentabilidad.

En los costos del servicio se incluyen únicamente las cuotas anuales de depreciación y los gastos directos de operación y mantenimiento, que son los rubros que indispensablemente deben recuperarse para evitar la consunción de los capitales.

Los componentes de los costos del servicio: cuotas anuales de depreciación y gastos directos de operación y mantenimiento, representan el 41 % y 59 %, respectivamente, de los costos del servicio.

Si a los costos del servicio se añade la rentabilidad (calculada en el cuadro N°3_6) se obtienen los costos de explotación que deben ser cubiertos con los ingresos por venta de energía.

El costo y el precio medio de venta del Kwh se obtiene dividiendo los costos del servicio y los costos de explotación respectivamente para la energía vendida.

Los resultados pueden resumirse así:

	Período 1.969-1.973		
	Miles de Suces	MWH	Precio medio \$/Kwh
1. Costos del servicio	10.491	50.357	0.208
2. Costos del Servicio + 2% Rentabilidad.	12.795	50.357	0.254
3. Costos del servicio + 4% Rentabilidad	15.096	50.357	0.300

Los valores de costos y precios unitarios de la energía son bastante bajos debido principalmente a que las inversiones en operación y los gastos directos de operación y mantenimiento son bajos comparados con sistemas eléctricos de características similares. Por lo tanto consideramos indispensable que se efectúe un avalúo de los bienes e instalaciones en servicio del Sistema Latacunga, con el objeto de partir sobre bases confiables cualquier estudio posterior, y lo que es más importante, llevar al aspecto contable en forma eficiente.

A continuación analizaremos la influencia de los diferentes componentes del costo en el nivel de precios de la energía eléctrica del sistema en estudio.

2.1.1 Influencia de los gastos de explotación y rentabilidad en el nivel de precios...

El fondo acumulado de depreciación que debía haberse recuperado en el período 1.969-1.973 es de \$ 4.273 . 000 (Cuadro N°3.7) y los gastos directos de operación efectuados en el mismo período alcanzan a un valor de \$ 6.218.000. Por tanto, el total de costos del servicio es \$ 10.491.000.

Los valores que debían haberse recuperado para rentabilidades de 2% y 4% son \$ 2.304.000 y \$ 4.605.000 respectivamente.

La energía vendida en el período que analizamos es de 50.357 Kwh.

En consecuencia, el costo del Kwh para cubrir los diferentes rubros es el siguiente:

- a) Para cubrir las cuotas anuales de depreciación: \$ 0.08485/Kwh
- b) Para cubrir los gastos directos de operación y mantenimiento \$ 0.12348/Kwh.
- c) Para cubrir los costos del servicio: \$ 0.20833/Kwh
- d) Para obtener una rentabilidad de 2%: \$ 0.04575/Kwh
- e) Para obtener una rentabilidad de 4%: \$ 0.09145/Kwh

De los resultados obtenidos se puede deducir que los diferentes costos se distribuyen en los siguientes porcentajes con respecto al precio de venta:

	Para rentabilidad 2 %	Para rentabilidad 4 %
1. Depreciación	33.39	28.30
2. Gastos Directos de O y M	48.59	41.19
3. Costos del servicio	81.98	69.49
4. Rentabilidad	18.02	30.51
T O T A L	100.00	100.00

3. RESULTADOS DE LA EXPLOTACION DEL SISTEMA ELECTRICO..

Los resultados de la explotación del Sistema Eléctrico de Latacunga, se basarán en la información de energía facturada e ingresos facturados y recaudados por venta de energía para el período 1.968-72, información obtenida en la Sección Estadísticas (Comercialización) de los Servicios Eléctricos Municipales.

3.1 Ingresos facturados..

Los ingresos facturados se tabulan en el cuadro N°3-8, para cada tipo de servicio y a cada uno de los años en estudio. Como se puede apreciar en el mencionado cuadro, los ingresos por venta de energía correspondientes a los años 1968, 1.969 y 1.970 no alcanzan a cubrir los correspondientes costos del servicio, peor a obtener rentabilidad. Por esta razón el Municipio de Latacunga, elevó los cargos tarifarios en Septiembre de 1.971, con lo cual se consiguió una cierta bonanza en el aspecto económico del servicio eléctrico.

Analizando los resultados económicos del período 1.968-1.972, se vé que los costos del servicio alcanzaron a un valor de \$ 10.491.000 (Cuadro N°3.7) y los ingresos por venta de energía \$ 10.081.909. Por tanto las pérdidas llegan a \$ 409.091. Esto quiere decir que se cubrieron únicamente los gastos directos de operación y mantenimiento, y un 90% de las cuotas anua -

les de depreciación del período.

3.2 Energía facturada y precios medios de venta.-

La energía facturada para cada tipo de servicio y para cada uno de los años en estudio se tabula en el cuadro N°3.9 y los correspondientes precios de venta en el cuadro 3.10.

En el capítulo II, se expresó que el Municipio no ha facturado la energía correspondiente al consumo del alumbrado público, que alcanza en el período en estudio a 2.626 MWh. Esta situación hace que el precio medio de venta del Kwh disminuya de \$ 0.225/Kwh a \$ 0.212/Kwh.

Por otra parte, el precio medio de la energía vendida en bloque a los cantones Pujilí y Saquisilí en los años 1.971 y 1.972, disminuye notablemente, debido a que los contadores de energía, en los que se mide la energía vendida, localizados en la Subestación de maniobra San Felipe, se hallan descompuestos, por lo cual se factura únicamente los cargos mínimos establecidos en los contratos celebrados entre el Municipio de Latacunga y los Municipios de Pujilí y Saquisilí.

3.3 Ingresos recaudados.-

Los ingresos facturados no se han recaudado en su totalidad, existiendo un aumento progresivo de planillas no cobradas, a través de período que estudiamos.

A continuación indicamos el monto de estas planillas no cobradas a partir del año 1.968, según información del Departamento Financiero Municipal.

31-XII-68	\$	833.477.33
31-XII-69	\$	945.997.00
31-XII-70	\$	1.043.885.00
31-XII-71	\$	1.324.586.47
31-XII-72	\$	1.493.665.12

Se puede deducir, por tanto, que en el período comprendido entre el 31 de diciembre de 1.968 y el 31 de diciembre de 1.972 (4 años) se han acumulado \$ 660.187,79. Si prorrateamos este valor para un período de 5 años (1-I-68 - 31-XII-72), tenemos un monto no recaudado de \$ 825.234,70, lo que equivale a decir que no se ha recaudado el 8.19 % de los ingresos facturados en el período.

Por otra parte, estos ingresos no recaudados influyen sobre los resultados de explotación, a tal punto que los \$ 409.091 perdidos por los bajos tarifarios se aumentan a \$ 1.234.325,70, por lo cual con los ingresos recaudados se han cubierto los gastos directos de operación y mantenimiento y sólo parte de las cuotas anuales de depreciación.

Sin embargo, la situación económica real del Sistema Latacunga, es más crítica, debido a que los ingresos que hubieron de haberse destinado para conformar el "fondo acumulado de depreciación" del sistema eléctrico, se han incluido en el "fondo común" del presupuesto Municipal, el cual ha servido para financiar las obras que el Municipio ha tenido que realizar en su jurisdicción.

Las conclusiones sobre el aspecto económico del Sistema Eléctrico de Latacunga pueden resumirse en las siguientes:

- a) En el período 1.968-1.973, no ha alcanzado a cubrir los costos del servicio, teniendo una pérdida de alrededor de \$ 410.000, que representa el 4% de los costos del servicio en ese período.
- b) Los ingresos facturados mensuales por consumo de energía no se han recaudado en su totalidad acumulándose en el período 1.968-72 una cantidad aproximada de \$ 825.000, que equivale al 8.2 % de los ingresos facturados.
- c) Si se consideran como pérdidas los valores no recaudados, debido a la dificultad de hacerlos efectivos, las pérdidas totales ascienden aproximadamente a \$ 1.235.000, de lo cual se deduce que se han cubierto los gastos de operación y mantenimiento y apenas el 71% de las cuotas anuales de depreciación.
- d) El Municipio, sin embargo, ha invertido la parte de las cuotas de depreciación recuperadas, en obras ajenas a la electrificación, dificultando la expansión del sistema que ha incidido definitivamente en las defectuosas condiciones técnicas, analizadas en el capítulo II.

En vista de esta situación creemos conveniente en primer lugar, que se implante un eficiente sistema de contabilidad que podría ser el "Sistema Uniforme de Cuentas" que INECEL ha generalizado en las Empresas Eléctricas y Organismos de Electrificación del país.

Por otra parte, y considerando la tendencia nacional de que sean empresas o sociedades anónimas las entidades encargadas de la electrificación y que éstas han sido la solución para los problemas del sector eléctrico que anteriormente soportó el país, estimamos que con la conformación de la Empresa Eléctrica Regio-

nal, o de un Organismo descentralizado del Municipio se podrá administrar con agilidad y con criterios eminentemente técnicos y económicos el actual Sistema Eléctrico Municipal de Latacunga.

4. EL PLIEGO TARIFARIO VIGENTE Y LA POLITICA SEGUIDA POR EL MUNICIPIO.-

Los bajos cargos tarifarios han sido la causa de la descapitalización del Sistema Latacunga.

Hasta el mes de Septiembre de 1.971 se venía aplicando un pliego tarifario, cuyos cargos bajos impidieron cubrir los costos del servicio, como se estableció anteriormente en este estudio. Por esta razón, en el mes antedicho el Municipio promulgó una Ordenanza Municipal mediante la cual aprobó un nuevo pliego tarifario, con el cual se elevaron las tarifas en aproximadamente 40%, sin embargo de lo cual, estas nuevas tarifas, son insuficientes para generar fondos para las obras que necesariamente se deben ejecutar y que se señalarán en el próximo capítulo.

4.1 El pliego tarifario vigente.-

a. Servicio Residencial

\$ 11.25 mensuales como mínimo, con derecho a un consumo de 30 Kwh.

\$ 0.20 por cada Kwh de exceso.

b. Servicio de artefactos productores de calor

\$ 10,00 mensuales como mínimo, con derecho a un consumo de 30 Kwh.

\$ 0,20 por cada Kwh de exceso.

c. Servicio para haciendas

\$ 15,00 mensuales como mínimo, con derecho a un consumo de 30 Kwh.

\$ 0,35 por cada uno de los siguientes 100 Kwh consumidos en el mes.

\$ 0,30 por cada Kwh de exceso.

d. Servicio Industrial

d.1 Servicio a nivel alta tensión

\$ 5,00 por cada HP de potencia instalada

\$ 0,30 por cada uno de los primeros 100 Kwh de consumo por cada HP de potencia instalada.

\$ 0,20 por cada uno de los siguientes 100 Kwh de consumo por cada HP de potencia instalada.

\$ 0,15 por cada Kwh de exceso.

d.2 Servicio a nivel baja tensión

Se aplicarán los cargos para el servicio a nivel alta tensión más 20% de recargo sobre el valor de la planilla, por concepto de arriendo del transformador.

e. Servicio Asistencial

Los establecimientos de Asistencia Social y los Educativos primarios gratuitos pagarán la tarifa correspondiente al literal (a) con el 50% de rebaja.

f. Servicio ocasional sin medidor

\$ 5,00 diarios por cada 100 w de potencia instalada.

g. Servicio ocasional con medidor

Se cobrará de acuerdo a la tarifa que le corresponda con un recargo del 50%.

4.2 Observaciones al pliego tarifario vigente.-

Las acotaciones que deben realizarse al pliego de tarifas vigente son las siguientes:

1. Los cargos tarifarios son bajos, a tal punto que la energía vendida por el Sistema Eléctrico de Latacunga es la más ba
rata del país.

Con fines de comparación, indicamos los precios medios de venta del Kwh obtenidos en 1.972, por el Sistema Eléctrico de Latacunga y por algunas Empresas Eléctricas, con generación hidráulica.

PRECIOS MEDIOS DE VENTA DEL KWH (\$/Kwh) 1.972

ENTIDAD	TIPO DE SERVICIO				To- tal
	Residen cial	Comer- cial	Indus triaI	Alumbra do Pú blico.	
Sistema Eléctrico Latacunga	0.259	0.259	0.371	0.000	0.226
E.E. Ambato	0.415	0.426	0.401	0.212	0.387
E.E. Riobamba	0.570	0.548	0.363	0.342	0.458
E.E. Bolívar	0.875	0.869	0.474	0.405	0.655
E.E. Alausí	0.629	0.586	0.391	0.387	0.541
TOTAL NACIONAL	0.735	0.994	0.657	0.451	0.739

NOTA: Los precios medios de venta de Kwh del Sistema Latacunga son los obtenidos anteriormente en este trabajo.

Los precios medios de venta del Kwh de las empresas eléctricas y el total nacional se han tomado del "Boletín Estadístico N°7", publicado por INECEL.

2. No se incluye en el pliego tarifario una tarifa comercial , por lo cual la tarifa residencial se aplica tanto a este servicio como al comercial, sin adoptar la diferenciación universalmente aceptada de estos dos tipos de servicio.
3. La única tarifa residencial existente no permite dar un tratamiento justo y promocional a aquellos abonados que tienen consumos altos, o que imponen un buen factor de carga al sistema.
4. Se han creado tipos de tarifas especiales (cocinas y haciendas) tipos que no se hallan contemplados en los Reglamentos vigentes, y que podrían ser incorporados dentro de los tipos de tarifas existentes.
5. La tarifa aplicable a los abonados industriales que toman la energía a nivel baja tensión, no puede considerarse realmente como tarifa ya que aplica un porcentaje de recargo (20%), por arriendo del transformador, el cual debería incorporarse en el cargo por demanda, o en los primeros bloques de consumo.
6. Los descuentos contemplados para los establecimientos como asistencia social, o establecimientos educacionales primarios gratuitos son muy elevados (50%).
7. El pliego tarifario no establece la tarifa para el servicio de alumbrado público, entendiéndose que este servicio se sigue considerando gratuito.

4.3 Política seguida por el Municipio.-

El servicio eléctrico suministrado con las instalaciones de propiedad del Municipio de Latacunga ha tenido un sen tido eminentemente social y político. Este criterio del servi cio de electricidad, que también la han hecho propio los dife rentes Municipios del país, se ha tomado como fundamento para que la energía eléctrica se entregue al usuario a precios tan bajos que han impedido el ágil desenvolvimiento que requiere - el sector eléctrico.

El consumo de energía de las dependencias Municipales y el del alumbrado público no ha sido pagado. Por otra parte, - las planillas atrasadas de algunos usuarios han sido anuladas, por petición de los interesados, con la condición que estos co mienzan a abonar sus obligaciones por uso del servicio.

Resumiendo lo analizado en este capítulo podemos afirmar que el Sistema Latacunga soporta una continua descapitalización debido a sus bajos cargos tarifarios, situación que de permanecer insoluble traerá como consecuencia la provisión de un defi ciente servicio eléctrico que influirá directamente en la com odidad de los usuarios residenciales, y lo que es más importante en el progreso comercial e industrial de la provincia de Cotopa xi.

Por estas razones, hemos estimado conveniente incluir en este trabajo la realización de un Estudio Tarifario que, apro vechándose de las conclusiones obtenidas solucione, con la ur gencia que reviste las circunstancias, la situación económica por la que atravieza el Sistema Eléctrico del Municipio de La tacunga.

INVERSIONES EN OPERACION
(miles de sucres)

Cuadro 3-1 HOJA 1/2

1.968 1.969 1.970 1.971 1.972 1.973

I. GENERACION						
1.1	Illuchi I 1° Etapa 1.400 Kw	8.500	8.500	8.500	8.500	8.500
1.2	Illuchi I 2° Etapa 1.400 Kw	5.500	5.500	5.500	5.500	5.500
1.3	Illuchi II 1.400 Kw	5.800	5.800	5.800	5.800	5.800
	Total generaci6n	19.800	19.800	19.800	19.800	19.800
II. TRANSMISION						
2.1	Illuchi I-Latacunga 23 KV-9.5 Km.	500	500	500	500	500
2.2	Illuchi II-Illuchi I 23 KV-3 Km.	158	158	158	158	158
2.3	Illuchi I-Subestac. Norte-Lasso	291	291	291	291	291
	Total transmisi6n	949	949	949	949	949
III. TRANSFORMACION						
3.1	Subestac. Illuchi I 1°Etapa 1.750 KVA-2,3/ 23 KV	615	615	615	615	615
3.2	Subestac. El Calvario 1°Etapa-1.750 KVA- 23/6.3 KV	615	615	615	615	615
3.3	Subestac. Illuchi I 2°Etapa- 1.750 KVA- 2.3/23 KV	615	615	615	615	615
3.4	Subestac. El Calvario 2°Etapa-1.750 KVA- 23/6.3 KV	615	615	615	615	615

INVERSIONES EN OPERACION

Cuadro N°3-1

HOJA 2/2

(miles de sucres)

1.968 1.969 1.970 1.971 1.972 1.973

3.5	Subestac. Illuchi II-1.750 KVA-2.3/23 KV	615	615	615	615	615	615	615
3.6	Subestac. El Calvario 3°Etapa 1.750 KVA-23/6.3 KV	-	-	-	-	-	-	615

Total transformación 3.075 3.075 3.075 3.075 3.075 3.075 3.690

IV. DISTRIBUCION

4.1	Sistema existente hasta 1.970	9.853	9.853	9.853	9.853	9.853	9.853	9.853
4.2	Inversiones en el periodo 1.970-1.973	-	-	71	71	127	283	76

Total distribución 9.853 9.853 9.924 9.924 9.980 10.136

V. GENERALES

5.1	Instalaciones existentes hasta 1.970	150	257	257	257	257	257	257
5.2	Instalaciones posteriores a 1.970	-	-	20	45	84	130	

Total generales 150 257 277 302 341 387

TOTAL INVERSIONES EN OPERACION 33.827 33.924 34.025 34.050 34.145 34.962

CUOTAS ANUALES DE DEPRECIACION (miles de sueres) Cuadro N°3--2 HOJA 1/2

% de Deprec. 1.968 1.969 1.970 1.971 1.972 1.973

I. GENERACION

1.1 Illuchi I, 1° Etapa	2.00	170	170	170	170	170	170	170
1.2 Illuchi I, 2° Etapa	2.00	110	110	110	110	110	110	110
1.3 Illuchi II	2.00	116	116	116	116	116	116	116
Total generación		396	396	396	396	396	396	396

II. TRANSMISION

2.1 Illuchi I-Latacunga	3.00	15	15	15	15	15	15	15
2.2 Illuchi II-Illuchi I	3.00	5	5	5	5	5	5	5
2.3 Illuchi I-Sub Norte-Lasso	3.00	9	9	9	9	9	9	9
Total transmisión		29	29	29	29	29	29	29

III. TRANSFORMACION

3.1 Subest. Illuchi I 1° Etapa	3.00	19	19	19	19	19	19	19
3.2 Subest. El Calvario 1° Etapa	3.00	19	19	19	19	19	19	19
3.3 Subest. Illuchi I 2° Etapa	3.00	19	19	19	19	19	19	19
3.4 Subest. El Calvario 2° Etapa	3.00	19	19	19	19	19	19	19
3.5 Subest. Illuchi II	3.00	19	19	19	19	19	19	19
3.6 Subest. El Calvario	3.00							19
Total transformación		95	95	95	95	95	95	114

CUOTAS ANUALES DE DEPRECIACION
(miles de sucres)

Cuadro N° 3-2 HOJA 2/2

8 de 1.968 1.969 1.970 1.971 1.972 1.973
deprec.

IV. DISTRIBUCION						
4.1	Sistema existente hasta 1.970	3,00	296	296	296	296
4.2	Inversiones en el periodo 1.970-1.973	3.00	2	2	4	8
	Total distribución		296	298	300	304
V. GENERALES						
5.1	Instalaciones existentes hasta 1.970	10.00	15	26	26	26
5.2	Instalaciones posteriores a 1.970	10.00	2	5	8	13
	Total generales		15	28	31	39
	TOTAL CUOTAS ANUALES DE DEPRECIACION		831	846	849	882

FONDO ACUMULADO DE DEPRECIACION

Cuadro N°3-3

HOJA 1/2

(miles de sucres)

1.968 1.969 1.970 1.971 1.972 1.973

I. GENERACION

1.1	Illuchi I 1° Etapa	2.550	2.720	2.890	3.060	3.230	3.400
1.2	Illuchi I 2° Etapa	1.430	1.540	1.650	1.760	1.870	1.980
1.3	Illuchi II	232	348	464	580	696	812
	Total generacion	4.212	4.608	5.004	5.400	5.796	6.192

II. TRANSMISION

2.1	Illuchi I-Latacunga	225	240	255	270	285	300
2.2	Illuchi II-Illuchi I	10	15	20	25	30	35
2.3	Illuchi I-Subest. Norte-Lasso	18	27	36	45	54	63
	Total transmision	253	282	311	340	369	398

III. TRANSFORMACION

3.1	Subest. Illuchi I 1° Etapa	285	304	323	342	361	380
3.2	Subest. El Calvario 1° Etapa	285	304	323	342	361	380
3.3	Subest. Illuchi I 2° Etapa	247	266	285	304	323	342
3.4	Subest. El Calvario 2° Etapa	247	266	285	304	323	342
3.5	Subest. Illuchi II	38	57	76	95	114	133

FONDO ACUMULADO DE DEPRECIACION

Cuadro N°3-3 HOJA 2/2

(valles de suores)

1.968 1.969 1.970 1.971 1.972 1.973

3.6 Subest. El Calvario 3° Etapa 19

Total transformación

1.102 1.197 1.292 1.387 1.482 1.596

IV. DISTRIBUCION

4.1 Sistema construido hasta 1.970

3.678 3.974 4.270 4.566 4.862 5.158

4.2 Sistema construido en el periodo 1970-73

2 4 8 16

Total distribución

3.678 3.974 4.272 4.570 4.870 5.174

V. GENERALES

5.1 Instalaciones existentes hasta 1.970

15 41 67 93 119 145

5.2 Instalaciones periodo 1.970-1.973

2 7 15 28

Total generales

15 41 69 100 134 173

TOTAL FONDO ACUMULADO DE DEPRECIACION

9.260 10.102 10.948 11.797 12.651 13.533

GASTOS DIRECTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO Cuadro N°3-4 HOJA 1/1

(en miles de suaves)

1.968 1.969 1.970 1.971 1.972 1.973

I.	GENERACION								
1.1	Illuchi N°I y II								
1.1.1.	Personal	339	348	383	398	424	492		
1.1.2.	Materiales	65	68	54	61	73	200		
	Total generación	404	416	437	459	497	692		
II.	TRANSMISION								
2.1	Personal	15	15	17	15	20	18		
2.2	Materiales	8	5	6	8	8	10		
	Total transmisión	23	20	23	23	28	28		
III.	TRANSFORMACION	65	69	75	81	153	169		
IV.	DISTRIBUCION	282	290	331	278	371	343		
V.	COMERCIALIZACION	92	96	107	109	138	165		
VI.	ADMINISTRACION	153	160	180	134	151	195		
	TOTAL GASTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO	1.019	1.051	1.153	1.084	1.338	1.592		

NOTA: Los gastos en personal para cada una de las etapas funcionales se detallan en los anexos N°3-1, 3-2, 3-3, 3-4 y 3-5.

BASE TARIFARIA
(miles de sucres)

Cuadro N° 3

BOJA 1/2

	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973
I. GENERACION						
1. Inversiones brutas	19.800	19.800	19.800	19.800	19.800	19.800
2. Fondo acumulado de depreciación	4.212	4.608	5.004	5.400	5.796	6.192
3. Inversiones netas	15.588	15.192	14.796	14.400	14.004	13.608
4. Capital de Trabajo	101	104	109	115	124	173
5. Base Tarifaria	15.689	15.296	14.905	14.515	14.128	13.781

II. TRANSMISION						
1. Inversiones brutas	949	949	949	949	949	949
2. Fondo acumulado de depreciación	253	282	311	340	369	398
3. Inversiones netas	696	667	638	609	580	551
4. Capital de Trabajo	6	5	6	6	7	7
5. Base Tarifaria	702	672	644	615	587	558

5. TRANSFORMACION						
Inversiones brutas	3.075	3.075	3.075	3.075	3.075	3.690
Base acumulado de depreciación	1.102	1.197	1.292	1.387	1.482	1.596
	1.973	1.878	1.783	1.688	1.593	2.094
	16	17	19	20	38	42
	1.989	1.895	1.802	1.708	1.631	2.136

(valores en millones)

1.968-	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973
9.853	9.853	9.924	9.924	9.980	10.136
3.678	3.974	4.272	4.570	4.870	5.174
6.175	5.879	5.652	5.354	5.110	4.962
71	73	83	70	93	86
6.246	5.952	5.735	5.424	5.203	5.048

IV. DISTRIBUCION

1. Inversiones brutas
2. Fondo Acumulado de depreciación
3. Inversiones netas
4. Capital de Trabajo
5. Base Tarifaria

V. GENERALES

1. Inversiones brutas
2. Fondo acumulado de depreciación
3. Inversiones netas
4. Capital de Trabajo
5. Base Tarifaria

GRAN TOTAL

33.827	33.934	34.025	34.050	34.145	34.962
9.260	10.102	10.948	11.797	12.651	13.533
24.567	23.832	23.077	22.253	21.494	21.429
255	263	268	271	335	398
24.822	24.095	23.365	22.524	21.829	21.827

1
3
1

(en miles de sucres)

1.963 1.969 1.970 1.971 1.972 1.973

I. GENERACION

1.1	Base tarifaria	15.689	15.296	14.905	14.515	14.128	13.781
1.2	Rentabilidad 2 %	314	306	298	290	283	276
1.3	Rentabilidad 4 %	628	612	596	581	565	551
1.4	Rentabilidad 6 %	941	918	894	871	848	827

II. TRANSMISION

2.1	Base tarifaria	702	672	644	615	587	558
2.2	Rentabilidad 2 %	14	13	13	12	12	11
2.3	Rentabilidad 4 %	28	27	26	25	23	22
2.4	Rentabilidad 6 %	42	40	39	37	35	33

III. TRANSFORMACION

3.1	Base tarifaria	1.989	1.895	1.802	1.708	1.631	2.136
3.2	Rentabilidad 2 %	40	38	36	34	33	43
3.3	Rentabilidad 4 %	80	76	72	68	65	85
3.4	Rentabilidad 6 %	119	114	108	102	98	128

CALCULO DE LA RENTABILIDAD

Cuadro N°3-6

HOJA 2/2

(Miles de Sueres)

1.968 1.969 1.970 1.971 1.972 1.973

IV. DISTRIBUCION

4.1	Base tarifaria	6.426	5.952	5.735	5.424	5.203	5.048
4.2	Rentabilidad 2 %	125	119	115	108	104	101
4.3	Rentabilidad 4 %	250	238	229	217	208	202
4.4	Rentabilidad 6 %	375	357	334	325	312	303

V. GENERALES

5.1	Base tarifaria	196	280	280	263	279	304
5.2	Rentabilidad 2 %	4	6	6	5	6	6
5.3	Rentabilidad 4 %	8	11	11	11	11	12
5.4	Rentabilidad 6 %	12	17	17	16	17	18

GRAN TOTAL

Base Tarifaria	24.822	24.095	23.365	22.524	21.829	21.827
Rentabilidad 2 %	496	482	467	450	437	437
Rentabilidad 4 %	993	964	935	901	873	873
Rentabilidad 6 %	1.489	1.446	1.402	1.351	13.10	1.310

PROMEDIO DE LA BASE TARIFARIA TOTAL

Base Tarifaria	24.459	23.730	22.945	22.177	21.828
Rentabilidad 2 %	489	475	459	444	437
Rentabilidad 4 %	978	949	918	887	873
Rentabilidad 6 %	1.468	1.424	1.377	1.331	1.310

DETERMINACION DEL PRECIO MEDIO DE VENTA DEL KWH-NIVEL ABONADO Cuadro

	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973	Periodo 1969-73
1. Cuotas anuales de depreciación	842	846	849	854	882	4.273
2. Gastos directos de Operac. y Mantenimiento	1.051	1.153	1.084	1.338	1.592	6.218
Subtotal costos del servicio	1.893	1.999	1.933	2.192	2.474	10.491
3. Rentabilidad 2 %	489	475	459	444	437	2.304
4. Rentabilidad 4 %	978	949	918	887	873	4.605
5. Total costos servicio + Rent. 2 %	2.382	2.474	2.392	2.636	2.911	12.795
6. Total costos servicio + Rent. 4 %	2.871	2.948	2.851	3.079	3.347	15.096
7. Energía vendida (MWH)	9.113	9.384	10.047	10.574	11.239	50.357
8. Costo promedio del Kwh cubriendo:						
8.1 Costos del servicio	0.208	0.213	0.192	0.207	0.220	0.208
8.2 Costos del servicio + Rentab. 2 %	0.261	0.264	0.238	0.249	0.259	0.254
8.3 Costos del servicio + Rentab. 4 %	0.315	0.314	0.284	0.291	0.298	0.300

INGRESOS FACTURADOS EN EL PERIODO 1.968-1.972 (SUCRES) Cuadro N°3.8 HOJA 1/1

TIPO DE SERVICIO	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	Periodo 1968-72
1. Domiciliario urbano	597.886	661.805	727.694	849.472	1'019.732	3'856.589
2. Domiciliario rural	237.484	235.325	246.854	270.618	344.374	1'334.655
3. Cocinas eléctricas	97.252	107.390	113.139	133.040	147.468	598.289
4. Industrial	464.440	516.859	510.205	792.217	1'189.098	3'472.819
5. Venta de energía en bloque	181.683	178.791	166.850	188.234	114.000	819.558
TOTAL INGRESOS FACTURADOS	1'578.745	1'700.170	1'754.742	2'233.581	2'814.672	10'081.910

ENERGIA FACTURADA EN EL PERIODO 1.968-1.972 (KWH) Cuadro N°3-9 HOJA 1/1

TIPO DE SERVICIO	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	Periodo 1968-72
1. Domiciliario urbano	2'872.810	3'170.546	3'483.520	3'826.883	4'163.127	17'516.886
2. Domiciliario rural	797.392	770.043	802.432	773.288	927.137	4'070.292
3. Cocinas eléctricas	655.902	726.249	765.626	784.528	739.038	3'671.343
4. Industrial	2'875.331	3'202.348	3'125.993	3'204.493	3'206.156	15.614.321
5. Venta de energía en bloque	717.870	757.380	687.490	898.000	936.000	3'996.740
TOTAL ENERGIA FACTURADA	7'919.305	8'626.566	8'865.061	9'487.192	9'971.458	44'869.582
Alumbrado Público	458.000	487.000	521.000	558.000	602.000	2'626.000
TOTAL ENERGIA QUE SE DEBIA FACTURAR	8'377.305	9'113.566	9'386.061	10'045.192	10'573.458	47'495.582

PRECIO MEDIO DEL KWH FACTURADO EN EL PERIODO 1.968-1.972 (\$/Kwh) Cuadro N°3-10 HOJA 1/1

TIPO DE SERVICIO	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	Periodo 1968-72
1. Domiciliario urbano	0.208	0.209	0.209	0.222	0.245	0.220
2. Domiciliario rural	0.298	0.306	0.308	0.350	0.371	0.328
3. Cocinas eléctricas	0.148	0.148	0.148	0.170	0.200	0.163
4. Industrial	0.162	0.161	0.163	0.247	0.371	0.222
5. Venta de energía en bloque	0.253	0.236	0.228	0.210	0.122	0.205
PRECIO PROMEDIO TOTAL DE LA ENERGIA FACTURADA	0.199	0.197	0.198	0.235	0.282	0.225
PRECIO PROMEDIO DE LA ENERGIA QUE SE DEBIA FACTURAR	0.188	0.186	0.186	0.222	0.226	0.212

	Núme ro	Sueldo individual	Total mensual	Aporte patro- nal	Sueldo a nivel a- nual	Décimo cuarto	Décimo tercero + Fondo reserva	Total anual
I. GENERACION								
Jefe Central	1	3.500	3.500			1.750		
Operador	9	1.200	10.800			10.800		
Guardian-aguatero	6	600	3.600			3.600		
Personal a jornal	6	400	2.400			2.400		
TOTAL GENERACION	22		20.300	3.756	288.672	18.550	40.600	347.822
II. TRANSFORMACION								
Operador 1	4	600	2.400			2.400		
Operador 2	2	800	1.600			1.600		
TOTAL TRANSFORMACION	6		4.000	740	56.880	4.000	8.000	68.880
III. DISTRIBUCION								
Inspector general	1	2.200	2.200			1.540		
Subinspector de redes	2	1.200	2.400			2.400		
Reparador de líneas	2	800	1.600			1.600		
Reparador ayudante	6	600	3.600			3.600		
Reparador de turno	5	800	4.000			4.000		
Chofer	3	1.320	3.960			3.960		

Número	Nóme	Sueldo	Total	Aporte	Sueldo a	Décimo	Décimo	Total
	ro	indivi	men	patro-	nivel a-	cuarto	tercero +	annual
		dual	sual	nal	nual		Fondo	
		-	-				Reserva	

IV. COMERCIALIZACION

Jefe de facturación	1	1.100	1.100			1.100		
Auxiliares	3	900	2.700			2.700		
Lectores	2	800	1.600			1.600		
TOTAL COMERCIALIZACION	6		5.400	999	76.788	5.400	10.800	92.988

V. ADMINISTRACION

Director	1	5.000	5.000			2.000		
Administrador	1	2.500	2.500			1.750		
Secretario-Bodeguero	1	1.100	1.100			1.100		
Conserje	1	700	700			700		
TOTAL ADMINISTRACION	4		9.300	1.721	132.252	5.550	18.600	156.402
GRAN TOTAL	57		56.760	10.502	807.144	50.600	113.520	971.264

Número	Sueldo individual	Total mensual	Aporte patronal	Sueldo a nivel anual	Décimo cuarto	Décimo tercero + Fondo Reserva	Total anual
--------	-------------------	---------------	-----------------	----------------------	---------------	--------------------------------	-------------

I. GENERACION

Jefe Central	1	3.890	3.890		2.334		
Operador	9	1.310	11.790		11.790		
Personal a jornal	6	450	2.700		2.700		
Guardián-aguatero	6	660	3.960		3.960		
TOTAL GENERACION	22		22.340	4.133	20.794	44.680	383.140

II. TRANSFORMACION

Operador 1	4	660	2.640		2.640		
Operador 2	2	870	1.740		1.740		
TOTAL TRANSFORMACION	6		4.380	810	4.380	8.760	75.420

III. DISTRIBUCION

Inspector general	1	2.400	2.400		1.680		
Subinspector de redes	2	1.310	2.620		2.620		
Reparador de líneas	3	870	2.610		2.610		
Reparador ayudante	6	660	3.960		3.960		
Reparador de turno	5	870	4.350		4.350		
Chofer	3	1.440	4.320		4.320		
TOTAL DISTRIBUCION	20		20.260	3.748	19.540	288.096	348.156

	Nú- ro	Suel- do in- di- vi- dual	Total men- sual	Aporte patro- nal	Suel- do a nivel a- nual	Décimo cuarto	Décimo tercero + Fondo de Reserva	Total anual
IV. COMERCIALIZACION								
Jefe de facturación	1	1.230	1.230			1.230		
Auxiliares	3	1.000	3.000			3.000		
Lectores	2	890	1.780			1.780		
TOTAL COMERCIALIZACION	6		6.010	1.112	85.464	6.010	12.020	103.494
V. ADMINISTRACION								
Director	1	5.550	5.550			2.220		
Administrador	1	2.780	2.780			1.946		
Secretario Bodeguero	1	1.230	1.230			1.230		
Conserje	1	780	780			780		
TOTAL ADMINISTRACION	4		10.340	1.913	147.036	6.176	20.680	173.892
GRAN TOTAL	58		63.330	11.716	900.552	56.890	126.660	1'084.102

	Núme ro	Sueldo individual	Total men- sual	Aporte patro- nal	Sueldo a nivel a- nual	Décimo cuarto	Décimo tercero + Fondo de Reserva	Total anual
I. GENERACION								
Jefe Central	1	3.890	3.890			2.334		
Operador	9	1.310	11.790			11.790		
Guardián-aguatero	6	750	4.500			4.500		
Personal a jornal	6	500	3.000			3.000		
TOTAL GENERACION	22		23.180	4.238	329.616	21.624	46.360	397.600
II. TRANSFORMACION								
Operador 1	4	750	3.000			3.000		
Operador 2	2	870	1.740			1.740		
TOTAL TRANSFORMACION	6		4.740	877	67.404	4.740	9.480	81.624
III. DISTRIBUCION								
Subinspector	2	1.310	2.620			2.620		
Reparador	2	870	1.740			1.740		
Reparador ayudante	6	660	3.960			3.960		
Reparador de turno	5	870	4.350			4.350		
Chofer	3	1.440	4.320			4.320		
TOTAL DISTRIBUCION	18		16.990	3.143	241.596	16.990	33.980	292.566

	Número	Sueldo individual	Total mensual	Aporte patronal	Sueldo a nivel anual	Décimo cuarto	Décimo tercero + Fondo de Reserva	Total anual
IV. COMERCIALIZACION								
Jefe de facturación	1	1.230	1.230			1.230		
Auxiliares	3	1.000	3.000			3.000		
Lectores	2	890	1.780			1.780		
TOTAL COMERCIALIZACION	6		6.010	1.112	85.464	6.010	12.020	103.494
V. ADMINISTRACION								
Director	1	5.550	5.550			2.220		
Secretario-Bodeguero	1	1.280	1.280			1.280		
Conserje	1	780	780			780		
TOTAL ADMINISTRACION	3		7.610	1.408	108.216	4.280	15.220	127.716
GRAN TOTAL	55		58.530	10.828	832.296	53.644	117.060	1003.000

95

	Nº	Nº	Sueldo	Total	Aporte	Sueldo a	Décimo	Décimo	Total
			individual	men -	patrio-	nivel a-	cuarto	tercerot-	anual
			dual	sual	nal	nual		Fondo de	
								Reserva	
I. GENERACION									
Jefe Central	1	2.500	2.500				1.750		
Operador	9	1.530	13.770				13.770		
Guardián-aguatero	6	900	5.400				5.400		
Personal a jornal	6	500	3.000				3.000		
TOTAL GENERACION	22		24.670		4.564	350.808	23.920	49.340	424.068
II. TRANSFORMACION									
Operador 1	4	960	3.840				3.840		
Operador 2	2	1.080	2.160				2.160		
TOTAL TRANSFORMACION	6		6.000		1.110	85.320	6.000	12.000	103.320
III. DISTRIBUCION									
Subinspector	2	1.800	3.600				3.600		
Reparador	2	1.080	2.160				2.160		
Reparador ayudante	6	960	5.760				5.760		
Reparador de turno	5	960	4.800				4.800		
Chofer	3	1.800	5.400				5.400		
Mecánico Electricista	1	960	960				960		

Número	Sueldo individual	Total mensual	Aporte patronal	Sueldo a nivel anual	Décimo cuarto	Décimo tercero + Fondo Reserva	Total anual
--------	-------------------	---------------	-----------------	----------------------	---------------	--------------------------------	-------------

IV. COMERCIALIZACION

Jefe de facturación	1	1.600	1.600	1.600	1.600		
Auxiliares	3	1.200	3.600	3.600	3.600		
Lectores	2	1.150	2.300	2.300	2.300		
TOTAL COMERCIALIZACION	6	7.500	1.388	106.656	7.500	15.000	129.156

V. ADMINISTRACION

Director	1	5.750	5.750	2.300			
Secretario Bodeguero	1	1.600	1.600	1.600			
TOTAL ADMINISTRACION	3	8.550	1.582	121.584	5.100	17.100	143.784
GRAN TOTAL	56	69.400	12.840	986.880	65.200	138.800	1'190.880

Nóme Sueldo Sueldo in Sueldo Dé- Total
 ró individ. dividual prome- a nivel Décimo
 Enero-Sep.Oct.-Cdb. dio men cuarto cimo anual
 sual - nual Terc.
 + Fon
 do R.

I. GENERACION

Jefe Central	1	2.500	3.000	2.625	1.838
Operador	9	1.530	1.836	14.458	14.458
Guardián-aguetero	6	900	1.152	5.778	5.778
Chofer	1	1.800	2.280	1.920	1.920
Personal a jornal	6	800	1.140	5.310	5.310
TOTAL GENERACION	23		30.091	3.460	402.612

					29.304	60.182	492.098
--	--	--	--	--	---------------	---------------	----------------

II. TRANSFORMACION

Operador 1	4	960	1.140	4.020				
Operador 2	1	1.080	1.290	1.133				
TOTAL TRANSFORMACION	5		5.153	593	68.952	5.153	10.306	84.411

III. DISTRIBUCION

Subinspector	2	1.800	2.160	3.780	3.780
Reparador	2	1.080	1.296	2.268	2.268
Reparador ayudante	6	960	1.152	6.048	6.048
Reparador de turno	5	960	1.152	5.040	5.040
Chofer	2	1.800	2.280	3.840	3.840
Mecánico electricista	1	960	1.296	1.044	1.044

N°	Nóme	Sueldo individual Ene-Sept	Sueldo individual Oct-Dic.	Sueldo promedio mensual	Aporte patronal	Sueldo a nivel anual	Déci mo Cuarto	Déci mo Ter cero +	Total anual
18	TOTAL DISTRIBUCION		22.020	2.532	294.624	22.020	44.040	360.684	
IV. COMERCIALIZACION									
1	Jefe de facturación	1.600	1.920	1.680		1.680		1.680	
3	Auxiliares	1.200	1.440	3.780		3.780		3.780	
2	Lectores	1.150	1.380	2.415		2.415		2.415	
6	TOTAL COMERCIALIZACION		7.875	906	105.372	7.875	15.750	128.997	
V. ADMINISTRACION									
1	Director	5.750	6.000	5.813		5.813		2.325	
1	Secretario-bodeguero	1.600	1.920	1.680		1.680		1.680	
1	Conserje	1.200	1.440	1.260		1.260		1.260	
1	Chofer	1.800	2.280	1.920		1.920		1.920	
1	Dibujante	1.000	1.380	1.095		1.095		1.095	
5	TOTAL ADMINISTRACION		11.768	1.353	157.452	8.280	23.536	189.268	
57	GRAN TOTAL		76.907	8.844	1029.012	72.632	153.814	1'255.4	

SUELDOS DEL PERSONAL - PERIODO : (SUCRES) ANFXO N°3-5 HOJA 3/3
 1.969-1.973

	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973
I. GENERACION	347.822	383.140	397.600	424.068	492.098
II. TRANSFORMACION	68.880	75.420	81.624	103.320	84.411
III. DISTRIBUCION	305.172	348.156	292.566	390.552	360.684
IV. COMERCIALIZACION	92.988	103.494	103.494	129.156	128.997
V. ADMINISTRACION	156.402	173.892	127.716	143.784	189.268
T O T A L	971.264	1'084.102	1'003.000	1'190.880	1'255.458

CAPITULO CUARTO

E S T U D I O T A R I F A R I O

1. PROYECCION DE LA DEMANDA Y ENERGIA.-

1.1 Generalidades.-

La previsión de la demanda futura es un requisito indispensable para la programación de las inversiones, tanto en el sector eléctrico, como en los restantes sectores de la economía. El hecho de que sea más importante en este sector que en otros no sólo proviene de los elevados insumos de capital que son necesarios para agregar una nueva capacidad de producción, sino de la característica peculiar de la generación eléctrica que es la imposibilidad de almacenar el producto. Esta circunstancia le quita la flexibilidad que se da en casi todas las industrias y que les permite absorber las variaciones estacionales o cíclicas, al mismo tiempo que se planifica la nueva inversión a base de las tendencias a largo plazo de la demanda.

El hecho de que la proyección de la demanda constituya un requisito de información para poder formular los programas de inversión, tiene como lógica consecuencia que los riesgos y los costos que involucran estos programas ejerzan una influencia directa e importante sobre la metodología que deba adoptarse en la proyección.

La proyección es en esencia un problema integral que tiene todas las características de lo que se ha dado en llamar el problema general de formular decisiones en condiciones de incertidumbre y/o de información incompleta. En el caso de la programación de inversiones en el sector eléctrico, el problema es principalmente de incertidumbre porque se está tratando con

diciones futuras de un mercado, cuyas características son cambiantes.

El costo de la subestimación de la demanda eléctrica estará dado por la pérdida del bienestar de consumidor doméstico insatisfecho más la disminución de la producción del sector industrial, artesanal y en algunos casos agropecuario, el costo de una sobreestimación de dicha demanda estará dado por la dilapidación de los recursos.

1.2 Métodos de proyección de la demanda y energía.-

Los métodos de proyección de la demanda se los clasifica en tres grupos que son:

- a) métodos de extrapolación en el tiempo;
- b) métodos en los cuales la variación del consumo eléctrico se asocia a una o más variables macroeconómicas, además del tiempo, mediante procedimientos de correlación simple o múltiple, y
- c) métodos directos y de encuesta.

Los métodos de extrapolación simple son todos aquellos procedimientos mediante los cuales se ajusta a los datos de la experiencia pasada una determinada curva que tiene el tiempo como variable independiente y la demanda y el consumo eléctricos como variables dependientes. La forma funcional más usada en la práctica es la exponencial con un sólo parámetro, o sea con una tasa constante de crecimiento anual.

Los resultados obtenidos en los métodos de extrapolación se ajustarán a la realidad futura en la medida en que las nuevas condiciones se acerquen a las que caracterizaron el período que sirve de base a la extrapolación realizada. Si la demanda eléctrica se ha visto reducida en el pasado reciente por

restricciones en la oferta o por un estancamiento en el proceso de desarrollo económico, la extrapolación de la tendencia histórica sólo tendrá validez cuando se puedan introducir los ajustes correspondientes a las probables condiciones que prevalecerán en el futuro.

Los métodos de correlación con variables macroeconómicas comprenden aquellos en que la demanda eléctrica se determina en forma de una predicción de segundo orden, o sea, estudiando su relación con determinadas variables, por ejemplo, el producto bruto, la producción industrial, el ingreso personal disponible, el ritmo de urbanización, etc, y formulando pronósticos acerca de su evolución probable. Esas variables vienen a desempeñar así el papel de variables independientes.

El tercer grupo de los métodos de proyección de la demanda, o sea el de los métodos de encuesta, comprende aquellos procedimientos de consulta directa con las empresas industriales y un muestreo de las tendencias probables de los consumidores domésticos. La consulta directa mejora en grado considerable la validez de las proyecciones de la demanda industrial, pues es sabido que los métodos estadísticos que utilizan el análisis de regresión, como son en general los de los dos primeros grupos, solamente son adecuados cuando se trata de grupos numerosos y homogéneos, y esto está muy lejos de cumplirse en el caso del sector industrial, en que un núcleo pequeño y heterogéneo de empresas cubre un importante porcentaje de la producción del sector.

1.3 Proyección de la demanda y energía del sistema eléctrico de Latacunga.-

1.3.1 Consideraciones generales.-

Los métodos de proyección de la demanda señala-

dos anteriormente no son incompatibles, por el contrario, son complementarios, por lo cual en este estudio, se los ha combinado tratando de que con su uso simultáneo la proyección refleje lo más exactamente las condiciones futuras probables. Para tal objeto se han analizado algunos factores que incidirán definitivamente en la elaboración de la proyección. Estos factores son:

1. La tendencia pasada en el crecimiento del número de usuarios de consumo de energía y de la demanda máxima
2. El estado económico general de la población servida por el sistema eléctrico, y la influencia que ejercerá la provisión del servicio eléctrico de eficiente calidad.
3. La ampliación de las plantas industriales existentes y la instalación de nuevas industrias.
4. La política seguida por el Municipio en el aspecto tarifario y las proyecciones futuras considerando un nivel de precios justo de la energía entregada al usuario.

La proyección de la demanda y energía para el sistema Latacunga se ha realizado para el período 1.974-1.977, período para el cual se elaborará el estudio tarifario.

A continuación se analizan los pasos seguidos en este estudio de proyección, cuyos resultados se hallan resumidos en el cuadro N°4.1.

- a) Proyección de la población y número de abonados homogéneos
La proyección de la población del área servida por el sistema eléctrico Latacunga ha sido tomada de la "Proyección de la Población para el período 1.962-1.975" elaborada por la Junta Nacional de Planificación. En esta proyección está comprendida tanto la población de la zona urbana como rural.

La población del área servida crece desde 85,563 habitantes en 1.973, hasta 89.335 habitantes en 1.977, es decir con una rata acumulativa anual de 1.45 %.

El crecimiento del número de abonados homogéneos, esto es, abonados residenciales y comerciales, se ha realizado en base a la tendencia de años anteriores debido a que los sectores doméstico y comercial presentan homogeneidad estadística. Se ha considerado incrementos anuales de 4.80 %, 5.00 %, 5.2 % y 5.5% para los años 1.974, 1.975, 1.976 y 1.977 respectivamente.

b) Consumo por abonado homogéneo y consumo homogéneo.-

En base a los datos estadísticos de energía facturada del período 1.968-1.973 (cuadro 2.9) se ha obtenido el consumo por abonado homogéneo para los años mencionados. Estos valores son los siguientes:

AÑO	CONSUMO/ABONADO/HOMOGENEO Kwh/abonado/año	INCREMENTO ANUAL (%)
1.968	1.112	
1.969	1.149	3.33
1.970	1.197	4.18
1.971	1.227	2.51
1.972	1.278	4.16
1.973	1.331	4.15

Teniendo como base el consumo por abonado homogéneo correspondiente a 1.973, hemos estimado que este consumo disminuirá en 10 % para el año 1.974, debido al aumento apreciable que tendrá el costo de la energía, llegándose por tanto a un valor de 1200 /Kwh/ab/año. Sin embargo, esta disminución del consumo es transitoria por lo que se ha considerado un incremento anual de 5 %

5,2 % y 5,5 % para los años 1.975, 1.976 y 1.977. En consecuencia los valores de consumo por abonado homogéneo para el período de proyección son:

AÑO	CONSUMO POR ABONADO HOMOGÉNEO Kwh/abonado/año	INCREMENTO ANUAL (%)
1.974	1.200	
1.975	1.260	5.00
1.976	1.323	5.20
1.977	1.389	5.50

El consumo homogéneo se halla, por tanto, del producto del número de abonados homogéneos y el consumo por abonado homogéneo y es el siguiente:

AÑO	CONSUMO HOMOGÉNEO (MWH)
1.974	6.004
1.975	6.619
1.976	7.311
1.977	8.098

c) Consumo industrial.- La proyección del consumo industrial reviste caracteres especiales, debido a su falta de homogeneidad en su crecimiento. Esto se debe a 3 razones principales:

1. El aumento de la producción industrial que, aún para un valor constante en el coeficiente de intensidad de consumo eléctrico (Kwh por unidad monetaria de valor agregado) del sector, conducirá a un incremento paralelo del consumo de electricidad.

2. El proceso de electrificación en cada uno de los sectores industriales que tiende a aumentar dicho coeficiente de intensidad, sea por un mayor grado de mecanización del proceso o por el uso de aparatos eléctricos de elevado consumo.

3. La modificación en la estructura industrial que conduce generalmente a un aumento en la participación relativa de industrias con altos coeficientes de intensidad de consumo eléctrico como las industrias electro-metalúrgicas.

Estas consideraciones se han tomado muy en cuenta para la proyección del consumo industrial del sistema Latacunga. Por esta razón la proyección se ha dividido en dos partes:

- a) la correspondiente a las industrias existentes
- b) la correspondiente a las industrias que se instalarán en el futuro o que planean su ampliación.

En cuanto a las primeras, se ha dicho anteriormente, que sufren un crítico racionamiento de la energía, debido a los factores ya establecidos. Por tanto se ha considerado que partir del año 1.974, en que se dispondrá de suficiente capacidad de generación, estas industrias podrán aumentar su producción y en consecuencia el consumo eléctrico. Por otra parte se ha tomado en cuenta, también, la incorporación al sistema eléctrico de industrias que utilizan procedimientos manuales, como las que fabrican bloques de cemento, o pequeñas industrias que elaboran derivados de la leche en la zona rural. El porcentaje de incremento acumulativo anual del consumo eléctrico para estas industrias se ha estimado en 10 % para el período 1.974-1.977.

Las industrias que realizarán la ampliación de sus plantas industriales y las que se instalarán en la área de concesión del sistema eléctrico han merecido un tratamiento especial. Para tal fin se ha realizado encuestas o consultas directas en las empresas industriales para establecer su régimen de funcionamiento y su consumo probable. El resultado de esta consulta se detalla en el anexo n°4.1. Es importante señalar que las industrias INDACO, que fabricará brocas helicoidales y herra -

mientas afines y que cubrirá el mercado del Pacto Andino, y los talleres de reparación y mantenimiento de la Fuerza Aérea Ecuatoriana (localizado en la Base Aérea Cotopaxi), modificarán notablemente el mercado del consumo industrial, debido a su importante requerimiento de energía y a los futuros programas de ampliación de sus instalaciones.

d) Venta de energía en bloque.- La venta de energía en bloque a nivel 6.3 KV, a los cantones Pujilí y Saquisilí se ha proyectado en base al consumo del período 1.968-1.973 y considerando además el hecho de que el servicio se entregará en forma continua.

Los valores obtenidos son los siguientes:

AÑO	VENTA DE ENERGIA (MWH)	INCREMENTO ANUAL (%)
1.974	1.042	6.00
1.975	1.115	7.00
1.976	1.204	8.00
1.977	1.313	9.00

e) Consumo del alumbrado público.- Debido a que no se ha llevado una estadística confiable en lo referente al consumo de alumbrado público, éste se ha estimado en base a la potencia instalada en el año 1.973, y se ha proyectado para los años 1.974-1.977, con una rata acumulativa anual de 7.5 %. Los resultados son los siguientes:

AÑO	CONSUMO DE ALUMBRADO PUBLICO	INCREMENTO ANUAL (%)
1.973	647	7.50
1.974	696	7.50

1.975	748	7.50
1.976	804	7.50
1.977	864	7.50

f) **Energía total vendida.**- La energía total vendida es el resultado de la suma del consumo homogéneo, consumo industrial, venta de energía en bloque y consumo del alumbrado público. Los resultados son los siguientes:

AÑO	ENERGIA TOTAL VENDIDA (MWH)	% DE INCREMENTO
1.973	11.239	49.71
1.974	16.826	21.78
1.975	20.490	7.58
1.976	22.043	9.00
1.977	24.026	

El gran incremento de la energía vendida en los años 1.974 y 1.975, se debe al elevado consumo de las nuevas industrias que se señalaron anteriormente.

g) **Pérdidas de energía.**- Para establecer la energía que deberá generarse en el período de proyección, a partir de la energía vendida, es necesario establecer los valores de pérdidas de energía, valores que deberán comprender las pérdidas eléctricas en las instalaciones y las debidas a contrabandos (robos) y autoconsumo.

Para establecer estos valores de pérdidas de energía se han considerado los valores correspondientes al período 1.968 - 1.973, y la influencia que ejercerá el cambio y mejoramiento de las redes de distribución que se efectuará a partir del año 1.974, aspecto que se discutirá posteriormente cuando se

aborde el tema de las obras que deberán ser ejecutadas.

Las pérdidas de energía en el período 1.968-1.973, fueron establecidas en el capítulo II, y son las siguientes:

AÑO	PERDIDAS DE ENERGIA (%)
1.968	26.5
1.969	25.6
1.970	28.2
1.971	27.1
1.972	25.0
1.973	23.0

Las pérdidas de energía calculadas para el período 1.974-77 son las siguientes:

AÑO	PERDIDAS DE ENERGIA (%)
1.974	19.0
1.975	17.0
1.976	15.0
1.977	15.0

Se considera que partir del año 1.976, las pérdidas de energía se estabilizan debido a que en ese año se finaliza el programa de mejoramiento de redes, y se estabiliza en 15 % por considerarse razonable este porcentaje de pérdidas debido a que gran parte de las instalaciones se hallan el sector rural, e l cual es servido por una extensa red primaria.

h) Energía generada... La energía generada se ha calculado a partir de la energía total vendida y de las pérdidas de energía. Los resultados son los siguientes:

AÑO	ENERGIA VENDIDA (MWH)	PERDIDAS DE ENERGIA (%)	ENERGIA GENERADA (MWH)
1.974	16.826	19.0	20.773
1.975	20.490	17.0	24.687
1.976	22.043	15.0	25.933
1.977	24.026	15.0	28.266

- i) Demanda máxima y factor de carga.- la demanda máxima del sistema eléctrico de Latacunga ha permanecido estabilizada en los años 1.971 y 1.972, debido a las causas ya conocidas. Sin embargo, a partir de 1.974, la demanda máxima del sistema podrá ser satisfecha debido a que se añadirá a la capacidad instalada actual, 775 Kw, que corresponden a un grupo térmico. Además se construirán las obras en la Laguna de Salayambo.

En la proyección de la demanda máxima se ha considerado las cargas de las industrias actuales y futuras que intervendrán en el pico del sistema, así como también las de los usuarios homogéneos de la zona rural, que en la actualidad sufren la restricción del servicio eléctrico en las horas de máxima carga.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

AÑO	DEMANDA MAXIMA (Kw)
1.973	4.100
1.974	4.900
1.975	5.900
1.976	6.250
1.977	6.650

El gran aumento de la demanda máxima en los años 1974 y 1975, se debe básicamente a la incorporación al sistema eléctrico de las industrias nuevas que señalamos en la proyección del consumo industrial. A partir del año 1.976, el crecimiento de la demanda máxima es más lento, y corresponde al crecimiento normal tanto de los usuarios homogéneos, como de los industriales.

El factor de carga es el parámetro de mayor importancia entre los que ayudan a caracterizar, aunque desde luego no lo determinan unívocamente el diagrama de carga o la función de demanda en el tiempo de un centro de consumo.

En el sistema en estudio este factor tiene una variación irregular en el período que estudiamos, debido a algunos factores entre los que se deben mencionar:

- a) Las restricciones del servicio eléctrico, que mantiene constante la demanda máxima mientras aumenta el consumo (1.971-1.972).
- b) El consumo industrial crece en mayor proporción que la demanda que interviene en el pico (1.974-1.975).
- c) El descorche del sistema debido a la suficiente disponibilidad de potencia y energía (1.976).

El factor de carga para los años de proyección es el siguiente:

AÑO	FACTOR DE CARGA (%)
1.973	40.64
1.974	48.39
1.975	47.77
1.976	47.36
1.977	48.52

Establecidos de esta forma los requerimientos de potencia y energía eléctrica para el período 1.974-1.977, es necesario programar las obras que deberán ejecutarse para poder satisfacer al mercado y al mismo tiempo solucionar los problemas técnicos, que se estudiaron en el capítulo II.

1.4 OBRAS PROGRAMADAS.-

Antecedentes.- En vista de la situación tanto técnica como económica que soporta el sistema eléctrico, la Municipalidad de Latacunga y el Instituto Ecuatoriano de Electrificación, han decidido afrontar conjuntamente la mejor solución para lo cual las autoridades de estos dos organismos han efectuado conversaciones tendientes a celebrar un Convenio de Administración del Sistema Eléctrico.

Este convenio se firmaría a comienzos de 1.974, INECEL según este Convenio, se comprometería a ejecutar las obras necesarias para proveer de un eficiente servicio a los usuarios a prestar asesoramientos, al Municipio sobre aspectos económicos en general.

Las obras que INECEL efectuará en el Sistema Latacunga son parte de las que se ha programado realizar en el Sistema Regional Centro-Norte, basado en la política de integración eléctrica regional a nivel nacional que se abordó en el capítulo I de este estudio.

Las obras programadas son las siguientes:

a) Generación:

- a.1 Compra e instalación de un grupo diesel-eléctrico a comienzos de 1.974.

- a.2 Instalaciones para proveer al sistema Latacunga y a la provincia de Cotopaxi de la energía proveniente de la Central hidroeléctrica de Pisayambo a partir de 1.976.
- b) Transmisión.
- b.1 Construcción de la línea Ambato-Latacunga a 69 KV y 40 Km. de longitud que transmitirá la energía de Pisayambo como también la proveniente del sistema interconectado Alao-Ambato.
- c) Transformación:
- c.1 Subestación elevadora de 1.000 KVA, 4.16-6.3-13,8 KV. Esta subestación irá acoplada al grupo térmico de 775 Kw y se interconectará con el sistema existente de 6.3 KV, permitiendo además la construcción de alimentadores a 13.8 KV.
- c.2 Subestación reductora de 10/13 MVA, OA/FA, 69/13.8 KV. Esta subestación en la que alimentará a la provincia de Cotopaxi, con la energía proveniente de Pisayambo y posteriormente del Sistema nacional interconectado.
- c.3 Transformador 4.0/5.2 MVA OA/FA, 13.8/23 KV. Mediante este transformador se conecta el sistema a 13.8 KV de la subestación del numeral c.2 con el sistema a 23 KV existente.
- d) Distribución.-

En la etapa de distribución, el programa de obras está dividido en 3 fases.

En la primera etapa a realizarse en el bienio 1.974-1.975

se mejorarán y ampliarán las redes del sector urbano con un costo de \$ 1.440.000

En la segunda etapa, que se proyecta ejecutar en 1.974, se mejorará el alimentador rural norte, cuyas deficientes condiciones se estudiaron en el capítulo II, y el costo se ha estimado en \$ 1.200.000

La tercera etapa comprende un programa de ampliación y mejoras de redes del sector rural, como también parte del urbano con un costo total de \$ 3.600.000 de los cuales el 50 % se invertirá en 1.975 y el resto en 1.976.

2. DETERMINACION DEL PRECIO PROMEDIO DE VENTA DEL KWH

La magnitud de los ingresos por venta de energía son función de las tarifas que se aplican para cada tipo de servicio. Estos ingresos deberán cubrir los costos del servicio y además obtener una rentabilidad sobre la base tarifaria, como se mencionó en detalle en el capítulo III de este trabajo.

El diseño de las tarifas para el servicio eléctrico consiste básicamente en obtener los ingresos para cubrir los rubros anotados, mediante un tratamiento justo de cada grupo de abonados de acuerdo a sus características. Por esta razón es necesario determinar primeramente, el precio promedio de venta total de la energía. El procedimiento que se seguirá para determinar este precio es similar al adoptado en el capítulo III para obtener el costo y el precio de venta del Kwh en el período 1.968-1.973.

2.1 Procedimiento para la determinación del precio medio de venta del Kwh.

El cálculo del precio promedio del Kwh se ha realizado para el período 1.974-1.977. En consecuencia el estudio económico y tarifario tendrá validez únicamente para este período, debiéndose realizar los ajustes necesarios para los años posteriores, a 1.977, debido a la variación de los parámetros que intervienen en los cálculos tarifarios.

Los pasos que se seguirán en este estudio, para la determinación del precio medio de venta del Kwh son en su orden los siguientes:

1. Determinación de las inversiones en operación.
2. Cálculo de las cuotas anuales de depreciación.
3. Cálculo del fondo acumulado de depreciación.
4. Determinación de los gastos directos de operación y mantenimiento.
5. Determinación de la base tarifaria.
6. Cálculo de la rentabilidad.
7. Cálculo del precio medio de venta del Kwh.

2.1.1. Determinación de las inversiones en operación.-

Las instalaciones del sistema eléctrico que estarán en operación en el período 1.974-1.977 son las existentes hasta 1.973, más las obras programadas (señaladas anteriormente) que ejecutará INECEL en cumplimiento al Convenio de Administración entre este Instituto y el Municipio de Latacunga y como parte del programa de obras en el Sistema Regional Centro-Norte.

El costo de las diferentes instalaciones depende de la fecha de su instalación.

Por esta razón, se han revalorizado a partir de 1.974, las inversiones realizadas con anterioridad a junio de 1.970, fecha en la cual se produjo la devaluación monetaria disminuyendo el tipo de cambio de \$ 18.18/US dólar a \$ 25.25/US dólar.

La revalorización de estas inversiones se ha realizado utilizando "índices deflatores" calculados por el Banco Central del Ecuador, índices que dan la magnitud del aumento de los costos de las instalaciones con relación al año 1.973.

La revalorización de las instalaciones existentes se ha calculado en base al valor de las inversiones establecidas en el Municipio de Latacunga, en 1.966, y se indican en el anexo N°4-2.

Los "índices deflatores" mencionados son los siguientes:

AÑO N	Relación de costos entre el Año 1.973 y el Año N.
1.966	1.61807
1.968	1.49999
1.969	1.40684

Las inversiones realizadas en el período comprendido entre junio de 1.970 y diciembre de 1.973, se han establecido en base a los datos proporcionados por el Departamento Financiero del Municipio, o de planillas, facturas, contratos y otros documentos que reposan en el Archivo Municipal.

El valor de las obras programadas han sido obtenidos de los presupuestos elaborados por INECEL.

Las inversiones de operación para cada uno de los años del período que se estudia y clasificadas por sus etapas funcionales se han tabulado en el cuadro N°4-2.

2.1.2 Cálculo de las cuotas anuales de depreciación.-

A partir de las inversiones en operación (cuadro N° 4.2), se ha calculado las cuotas anuales de depreciación para cada uno de los años que se estudian y para cada etapa funcional del sistema eléctrico (ver cuadro N°4.3)

El método de depreciación utilizado es el método lineal sin valor residual. Los índices de depreciación que se han aplicado son los establecidos en el "Reglamento para la fijación de tarifas de los servicios eléctricos" vigente.

2.1.3 Cálculo del fondo acumulado de depreciación.-

En vista de que no existe en la contabilidad del Municipio de Latacunga los valores correspondientes al fondo acumulado de depreciación de las instalaciones existentes del Sistema eléctrico, fue necesario establecer el valor que debía haberse acumulado hasta el año 1.974. En el Anexo N°4-3 se ha calculado el fondo acumulado de depreciación de las instalaciones existentes hasta junio de 1.970, considerando la revalorización de los equipos con los mismos "índices deflatores" con que se revalorizaron las inversiones en operación.

Con los valores del fondo acumulado de depreciación obtenidos del Anexo mencionado (Anexo 4.3) para 1.974, se encuentra el fondo acumulado de depreciación para cada uno de los años siguientes sumando la cuota anual del cuadro N°4.3. Estos valores se detallan en el cuadro N°4.4

2.1.4 Determinación de los gastos directos de operación y mantenimiento.-

El cálculo de los gastos directos de operación y man_

tenimiento han merecido un cuidadoso estudio, para el cual se ha aprovechado las conclusiones técnicas y económicas obtenidas en los capítulos anteriores.

En el cuadro N°4-5, se establecen los gastos para el período en estudio y para cada etapa funcional, como también los gastos correspondientes a los años 1.972 y 1.973, los cuales se los transcribe con fines de comparación.

A continuación se analizarán los gastos de operación y mantenimiento en cada etapa funcional.

Gastos en generación.- La energía con que se aprovisionará el área de concesión del Sistema Latacunga provendrá de las Centrales Illuchi, del grupo térmico de 775 Kw (a partir de 1.974), del sistema interconectado Ambato Alao en los años 1.975 y 1.976, y de la Central Pisayambo a partir de 1.977.

La cantidad de potencia y energía que suministrará cada una de estas fuentes ha sido calculada en base a las curvas típicas anuales de carga que se han grafizado considerando la potencia que solicitaban al sistema los consumidores normales, y la potencia y régimen de funcionamiento de las grandes industrias.

Las curvas de carga mencionadas se hallan en los gráficos N°4.1, 4.2, 4.3, 4.4 y 4.5

Para el año 1.974 se han elaborado dos curvas de carga: la una corresponde a la temporada de invierno y la otra a la temporada de verano. Esta diferencia de las curvas de carga para cada una de las épocas se debe a que las obras de cie -

rre y regulación de la Laguna Salayambo se estima que no estarán terminadas sino hasta mediados de 1.974, sin poder obtenerse en consecuencia, de las centrales Illuchi su capacidad nominal en el verano de ese año. La fábrica INDACO y otras industrias han manifestado que en vista de este problema, programarán el funcionamiento de sus equipos de tal manera de no intervenir en el pico del sistema.

Una vez terminadas las obras de embalse mencionadas, la Central Illuchi y el grupo térmico de 775 Kw, podrán satisfacer los requerimientos de potencia para el resto de 1.974.

En el año 1.975, la demanda máxima promedia anual del sistema se ha calculado en 5.700 Kw. Como la capacidad máxima instalada en ese año es de 4.975 Kw (Illuchi 4.200 Kw, y 775 Kw grupo térmico) se requiere comprar una potencia de .. 1.000 Kw en el pico, al Sistema Alao-Ambato.

De un estudio de alternativas ha resultado lo más económico comprar los 1.000 Kw en el intervalo que va desde las 3.00 pm. hasta la 1.00 am. del día siguiente. O sea que el factor de carga que impone el sistema Latacunga al Sistema Alao-Ambato es del 41.6 %.

El grupo térmico se ha programado para que funcione entre las 9 am. y 12 m y las 7:00 pm. y 8:00 pm.

La demanda máxima promedia anual calculada para el año 1.976 es 6.100 Kw. En consecuencia la potencia requerida del Sistema Alao-Ambato es 1.300 Kw, durante el mismo período de 1.975.

En 1.977 se considera que se recibirá la energía proveniente de la Central Pisayambo. Para ese año se ha calculado que

la demanda máxima promedio anual llegará a 6.500 Kw (Gráfico N°4.5), por tanto se requerirá de Pisayambo 1.750 Kw entre - las 3:00 pm. y la 1:00 am. del siguiente día.

Los gastos de operación y mantenimiento de las Centrales Illuchi se han calculado considerando la influencia de la incorporación al sistema del grupo térmico y la compra de energía, que permitirán una mejor programación de los turnos de los operadores, por una parte, y por otra, un ahorro en los gastos de mantenimiento. Se ha considerado también, un aumento de los salarios del personal y la tendencia de elevación de los costos de los materiales.

Los gastos de combustibles y lubricantes del grupo térmico y el costo de la energía comprada se calculan en el anexo N°4.4.

Gastos en transmisión.- Los gastos directos de operación y mantenimiento en las líneas de transmisión se han calculado con un índice de \$ 1.500 por Km. para el sistema existente de 23 Kv y de \$ 2.000 por Km. para la línea de transmisión Ambato Latacunga. (Cuadro N°4.5), valores obtenidos de sistemas eléctricos similares.

Gastos en transformación.- Los gastos directos de operación y mantenimiento de las subestaciones de transformación se han calculado tomando en cuenta la necesidad que tanto - las instalaciones existentes como las programadas tengan un eficiente mantenimiento. Se ha considerado como razonable un valor de \$ 20 por KVA, a partir de 1.974.

Gastos en distribución.- los gastos directos de operación y mantenimiento se han calculado a razón de \$ 80 por abonado. Este valor es un índice aceptable para un sistema eléctrico

como el que analizamos y permitirá realizar una adecuada labor de mantenimiento, la misma que se facilitará notoriamente debido a que gran parte de las instalaciones de distribución se mejorarán a partir de 1.974, como se indicó al hablar de las inversiones en operación.

Gastos en comercialización y administración.- Para obtener una eficiente gestión administrativa y comercial se ha estimado conveniente que estos departamentos deberán organizarse en tal forma que su estructuración sea similar al de otras empresas eléctricas con buenas características de gestión empresarial.

En Anexos N°4.5, se calcula la remuneración anual del personal que laboraría en las áreas citadas contemplando los beneficios sociales estipulados en en las leyes laborales vigentes. Se calculan también, en el Anexo N°4.5, los gastos totales que se requerirán realizar en las citadas áreas.

2.1.5. **Determinación de la base tarifaria.**- A partir de las inversiones en operación (cuadro N°4.2), del fondo acumulado de depreciación (cuadro N°4.4) y de los gastos directos de operación y mantenimiento (cuadro N°4.6) se ha calculado la base tarifaria, de la siguiente forma:

Base tarifaria = inversiones netas + Capital de Trabajo

Inversiones netas = Inversiones en operación - Fondo acumulado de depreciación.

Capital de Trabajo = Gastos directos de operación y manteni.

La base tarifaria se ha calculado para cada uno de los años

del período que estudiamos y para cada etapa funcional del sistema eléctrico, y se indica en el cuadro N°4.6.

2.1.6 Cálculo de la rentabilidad.- la rentabilidad calculada sobre la base tarifaria se muestra en el Cuadro N°4.7. La rentabilidad se ha calculado para cada año del período 1.974-1.977 y para cada etapa funcional para porcentajes de 2 %, 4 % y 6 %.

2.1.7 Determinación del costo promedio del Kwh, a nivel abonado.- En el cuadro N°4.8, se han calculado los costos del servicio, esto es la suma de las cuotas anuales de depreciación y de los gastos de operación y mantenimiento. La suma de los costos del servicio y el rubro correspondiente a la rentabilidad representa el monto que deberá cubrirse con los ingresos por venta de energía.

El costo del Kwh, y el precio medio de venta del Kwh se obtiene dividiendo, los costos de servicio y los costos del servicio más la rentabilidad para la energía total vendida, respectivamente.

Los resultados obtenidos para el período 1.974-1.977 son los siguientes:

a) Costos del servicio	= S/0,317/Kwh
b) Costos del servicio + rentabilidad 2%	= S/0,365/Kwh
c) Costos del servicio + rentabilidad 4%	= S/0,412/Kwh
d) Costos del servicio + rentabilidad 6%	= S/ 0,460/Kwh

Con el precio promedio de venta calculado corresponde ahora, diseñar las tarifas las mismas que al aplicarse a la estructura de los consumos de los diferentes tipos de servicio deberán dar un precio promedio de venta, lo mas cercanamente posi-

ble al calculado, o dicho de otro modo, establecidos los ingresos que deberá recibir el sistema eléctrico (costos del servicio + rentabilidad), en el período de explotación, se debe calcular el ingreso con que aportará cada consumidor de acuerdo a sus propias características, siendo éste en esencia el problema del diseño de tarifas.

3. CRITERIOS GENERALES PARA EL DISEÑO DE TARIFAS PARA EL SERVICIO ELECTRICO.-

La fijación de los precios de venta en la industria de producción de la energía eléctrica presenta dos problemas principales que derivan, uno, del carácter de monopolio típico de esta industria, y el otro, de las características físicas o condiciones técnicas que definen el suministro.

Este doble aspecto del problema tarifario obliga a distinguir dos conceptos en materia de precios:

- 1) Precio medio o nivel medio general de precios;
- 2) Precios específicos aplicables a cada tipo de consumo o a cada consumidor en particular.

El servicio eléctrico es una combinación de cantidad, intensidad y oportunidad del uso de la energía, que es propia de cada consumidor y que tiene una influencia décisiva en el régimen de costos de la empresa.

Por esta razón no puede hablarse estrictamente del precio de la energía eléctrica sin especificar las condiciones en que esta energía se suministra.

De allí la necesidad de disponer de tarifas que no son pre

cios sino tablas o escalas de precios que valen para las múltiples modalidades de consumo que se presentan en la práctica.

Las tarifas eléctricas deben ser "justas". Pero este aspecto de justicia implica la acción de 2 grupos, el de los empresarios y el de los consumidores.

Desde el punto de vista del empresario, una tarifa "justa" sería la que conduzca a una remuneración atrayente al esfuerzo económico realizado, esto es, a la inversión y a los gastos de explotación.

Desde el punto de vista del consumidor, sería aquella que para una condición dada: volumen y tipo de consumo, fuentes de abastecimiento disponibles, etc, conduzcan al costo mínimo del servicio sin desmejorar la calidad de éste.

El servicio eléctrico está definido por un conjunto de factores tales como la cantidad de energía, la demanda máxima, el período diario o anual en que ésta ocurre, el factor de carga, el factor de potencia y la localización del consumo. Estos factores tienen influencia en el régimen de costos de la empresa abastecedora.

Como primer paso en la elaboración de las tarifas corresponde investigar las relaciones que existen entre los factores mencionados y los diversos elementos del costo total.

El "análisis funcional de costos" empleado corrientemente en investigaciones tarifarias, distribuye todos los costos de la empresa entre tres funciones o elementos principales a saber:

- 1) Demanda o Capacidad;
- 2) Energía, y
- 3) Consumidor.

La suma de las cantidades asignadas a cada uno de estos tres elementos debe ser igual a los ingresos totales de explotación requeridos.

El cargo por consumidor representa el costo de la lectura de los medidores, facturación, registro y contabilización de consumos, recaudación y otros gastos del consumidor que son in dependientes del consumo y de la demanda.

Los resultados del análisis funcional de costos, con índi ces específicos por Kwh de energía, por Kw de demanda y por con sumidor, constituyen sólo una guía para el diseño de tarifas, ya que es difícil aplicarse en la práctica en forma estricta a la mayoría de los consumidores, o sea diseñar una tarifa trino-
mia.

Por tanto, lo práctico en el caso de los consumos residen-
ciales, comerciales y otros de monto moderado, es incorporar -
los cargos por demanda y por consumidor al cargo por consumo. Su recuperación puede lograrse mediante un recargo en los pri-
meros bloques de consumo de precio unitario más alto, con un -
mínimo que debería cubrir parte de los cargos fijos. Se llega así a definir para el consumo residencial y para gran parte de el comercial una tarifa de bloques de consumo de costos unitarios descendentes.

En los consumos industriales y otros de carácter especial, que tengan gran carga conectada y demandas relativamente eleva-
das, es indispensable separar los cargos por demanda y por e-
nergía. Esto conduce a la tarifa llamada "binomia" o de dos -
cargas.

El costo por consumidor resulta en estos casos tan pequeño

que se refiere normalmente a la demanda máxima, debe tener un mínimo que cubra, al menos en parte, el costo que representa para la empresa tener en todo tiempo a disposición del cliente una determinada capacidad de instalaciones.

Por otra parte, las tarifas eléctricas no deben ser discriminatorias, esto es, que la tarifa debe aplicarse sin discriminación, a todos los consumidores que por sus características sean clasificables dentro de la categoría de consumo a que está destinada la tarifa.

Otra de las características de las tarifas es su "simplicidad" en su aplicación y su facilidad de comprensión por parte de los usuarios.

4. DISEÑO DE LAS NUEVAS TARIFAS.-

4.1 Criterios: Para el diseño de las nuevas tarifas para el sistema eléctrico de Latacunga se han tomado en cuenta los siguientes criterios:

1. Las tarifas deben ser justas.
2. Las tarifas no deben ser discriminatorias
3. Las tarifas deben ser promocionales.
4. Las tarifas deben ser simples y de fácil comprensión para el usuario.
5. Las tarifas deben dar un grado aceptable de estabilidad de ingresos.
6. Las tarifas deben cubrir los costos del servicio y además dar una rentabilidad razonable.
7. La estructura tarifaria debe ser similar a la de las Empresas Eléctricas que conformarán el Sistema Regional - Centro Norte, con el propósito de hacer dinámica la integración tarifaria futura.

4.2 Procedimiento

4.2.1 Cargos por demanda, por energía y por consumidor.- Como se mencionó al hablar del "análisis funcional de costos", en el numeral 3, de este capítulo es necesario establecer los valores de cargo por demanda, cargo por energía y cargo por consumidor, valores que serán únicamente referenciales, y que servirán para dar una idea de su magnitud y en base de los cuales se calcularán los valores correspondientes a cada uno de los tipos de servicio.

Cargo por demanda.- los rubros imputables al cargo por demanda son los costos del capital. Por tanto, se incluirán en este cargo, las cuotas anuales de depreciación y la rentabilidad.

En consecuencia, el cargo por demanda para el período 1.974-1.977, resultará de dividir la suma de las cuotas anuales de depreciación (en el período) más la rentabilidad que deberá obtenerse, para la suma de las demandas máximas anuales.

Es necesario señalar que la rentabilidad con que realizaremos nuestros cálculos oscilará alrededor del 4 %, por considerarse que este valor será razonable para el inicio de la explotación rentable del sistema, y porque además el incremento tarifario para conseguir tal rentabilidad es del orden de 60 %, como se deducirá posteriormente, incremento que es relativamente alto pero que sin embargo, es indispensable si deseamos solucionar la situación técnica y económica del sistema que estudiamos.

Los valores de cuotas anuales de depreciación, rentabilidad y demandas máximas, fueron ya calculados y se expresan a continuación:

Cuotas anuales de depreciación, en el período 1.974-1.977 (miles de sucres):	8.742 (cuadro 4.3)
Rentabilidad 4 %, en el período 1.974-1.977 (miles de sucres):	7.926 (cuadro 4.7)
Suma de las demandas máximas anuales en período 1.974-1.977 (Kw):	23.700 (cuadro 4.1)

Por tanto el cargo por demanda A, tiene el siguiente valor:

$$A = \frac{(8.742 + 7.926) \text{ (miles de sucres)}}{23.700 \text{ (Kw)}} = \$ 703/\text{Kw/año}$$

$$A = \$ 59/\text{Kw/mes.}$$

Cargo por energía.- consideramos que los rubros imputables a la energía son los gastos directos de operación y mantenimiento, exclusive los gastos correspondientes a comercialización, que son más bien función del número de abonados.

Por tanto, el cargo por energía en el período 1.974-1.977 - resultará de dividir los gastos de operación y mantenimiento (excluido Comercialización) para la energía total vendida en el citado período.

Los valores requeridos para el cálculo son los siguientes:

Gastos de operación y mantenimiento, (excluido comercialización)(miles de sucres)	15.848 (cuadro 4.5)
---	---------------------

Energía total vendida en el período

1.974_1.977 (MWH)

83.385 (Cuadro
4.1)

El cargo por energía B, tiene el siguiente valor:

$$B = \frac{15.848.000 \text{ SUCRES}}{83.385.000 \text{ Kwh}} = \$ 0.1901 /\text{Kwh}$$

Cargo por consumidor... los gastos imputables al cargo, por consumidor, como se expresó anteriormente, son los realizados para leer los contadores de energía, facturar, registrar y contabilizar el consumo, recaudar el valor de las planillas mensuales, etc. Todas estas operaciones realiza el Departamento de Comercialización, por lo cual, los gastos asignados a este Departamento en el cálculo de gastos de operación y mantenimiento (Cuadro N°4.5) son los que determinan el cargo por consumidor.

Los valores requeridos para realizar el cálculo del cargo por consumidor son los siguientes:

Gastos en Comercialización en el
período 1.974_1.977 (miles de sucres)

1.856 (Cuadro
4.5)

N°de abonados en el período 1.974_1.977

21.612 (Cuadro
4.1)

Entonces el valor del cargo por consumidor C es el siguiente:

$$C = \frac{\$ 1.856.000}{21.612 \text{ abonados}} = \$ 85.90/\text{abonado/año}$$

$$C = \$ 7.20/\text{abonado/mes.}$$

Resumiendo, los valores referenciales de cargos por demanda (A), por energía (B) y por consumidor (C), son los siguientes:

A = \$ 59/Kw/mes

B = \$ 0.1901/Kwh

C = \$ 7.20/abonado/mes.

Establecidos, en esta forma, los cargos por demanda, por energía y por consumidor, corresponde seguidamente calcular los cargos con que cada consumidor deberá aportar para cubrir los costos totales que debe incurrir el sistema eléctrico para suministrar la potencia y energía al mercado. Para tal fin, es necesario estudiar las características que cada consumidor o grupo de consumidores impone al sistema, características que se refieren básicamente a la potencia solicitada y al tiempo que esta magnitud se utiliza.

4.2.2 Estudio de la carga.- Cada uno de los tipos de servicio, cuya clasificación es universalmente aceptada, presentan curvas de carga cuyas características son típicas. Estas curvas de carga se indican en el gráfico N°4.6.

Del gráfico mencionado se puede deducir lo siguiente:

1. La curva de carga de los usuarios residenciales presentan un valor máximo (pico) entre las 6.30 pm. y las 8.30 pm. debido a que la carga preponderante de estos usuarios es la iluminación. En el transcurso del día la carga solicitada por estos usuarios es relativamente baja.
2. La curva de carga del sector comercial presenta dos picos, uno en la mañana y otro, más alto, en horas de la noche, debido igualmente a la iluminación. Se puede apreciar que estos usuarios imponen severas condiciones al sistema, ya que utilizan gran potencia solamente durante pocas horas al día siendo, en consecuencia su factor de carga muy bajo.

3. La curva de carga del servicio industrial, es prácticamente lineal en el período comprendido entre las 8.00 y las 18.00 horas, debido a que las industrias normalmente programan su funcionamiento para una jornada de trabajo. El funcionamiento de las industrias durante este período mejora notablemente el factor de carga del sistema, a la vez que la no intervención en el pico es beneficiosa para el sistema eléctrico, ya que le evita realizar una notable adición de capacidad de generación.

4. En lo referente al alumbrado público, la curva de carga es constante, en el período comprendido entre las 18.00 horas y las 6.00 horas del siguiente día, y permanece prácticamente invariable durante todo el año, ya que su control usualmente se realiza por medio de relojes horarios o células fotoeléctricas.

Factor de carga. Este es uno de los parámetros que caracteriza los diferentes tipos de servicio.

El factor de carga en la relación por cociente entre la demanda media y la demanda máxima, ocurridas en un período de tiempo. Dicho de otro modo, el factor de carga es la relación entre lo que realmente se ha utilizado y lo que podría haberse usado si la demanda máxima hubiera permanecido constante. Un buen factor de carga, en consecuencia, implica un aumento de energía generada por parte del sistema eléctrico que conduce a un aumento de la rentabilidad en su explotación. De ahí que es conveniente que las entidades concesionarias del servicio eléctrico, fomenten el mejoramiento de este factor, mediante programas promocionales que incentiven un mayor consumo de la energía en horas que no sean las de demanda máxima del sistema.

Como se puede apreciar, en las curvas de carga típicas para cada tipo de servicio (Gráfico N°4.6), el factor de carga del servicio industrial es el más alto, siguiéndole aquel del servicio residencial y por último el del servicio comercial.

Por las razones expuestas, es lógico colegir que los niveles o precios medios de venta de la energía que deben obtenerse por la aplicación de las tarifas, deben ser superiores para el servicio comercial, medios para el residencial e inferiores para el servicio industrial.

4.2.3 Cuadros de distribución por frecuencia.-

Estos cuadros son una herramienta fundamental tanto para el proceso de diseño de las tarifas, como para la operación posterior de cálculo de los ingresos que se obtendrían mediante la aplicación del pliego tarifario.

Estos cuadros, elaborados para cada tipo de servicio, indican la "frecuencia" o número de usuarios, cuyos consumos mensuales se catalogan en un bloque de consumo determinado.

Por ejemplo, al hablarse de un grupo de abonados de una Empresa, se dice que existen 50 abonados cuyo consumo mensual es 10 Kwh, 80 abonados cuyo consumo mensual es 20 Kwh, etc.

Como paso previo a la elaboración de los cuadros de distribución por frecuencia se deben realizar lo que se conoce como "hoja Tally", que es un registro al cual se trasladan, uno a uno los valores de consumos mensuales, de cada uno de los abonados, consumos que se obtienen del catastro de facturación, correspondiente al mes representativo de un año.

En el gráfico N°4.7, se indica la hoja Tally de los abonados comerciales de la zona rural del Sistema Eléctrico de Latacunga.

El mes representativo, a que se hizo referencia anteriormente, se escogió en el año de 1.972, y resultó ser el mes de Julio.

A partir de las hojas Tally se confeccionan los cuadros de Distribución por Frecuencia (Cuadro N°4.9), los cuales están compuestos por las siguientes columnas:

- a) Bloque de Kwh
- b) Número de planillas que están en el bloque
 - b.1 Parciales
 - b.2 Acumuladas
- c) Kwh que están en el bloque
 - b.1 Parciales
 - b.2 Acumuladas

Los cuadros de distribución por frecuencia, se han elaborado separadamente para la zona urbana y para la zona rural, con el propósito de analizar claramente la estructura de estas dos zonas de consumo.

4.2.4 Estructura de los consumos.-

En esta parte analizaremos, en base a los cuadros de distribución por frecuencia, la estructura de los consumos de los abonados clasificados en cada tipo de servicio, a fin de fijar los bloques de consumos que deberán tener las tarifas a diseñar se.

1. Servicio residencial

1.1 Servicio Residencial Urbano.-

Del cuadro de distribución por frecuencia correspondiente se puede establecer que hasta el bloque de 15 Kwh de consumo mensual existen 381 usuarios que consumen 1.677 Kwh, lo que representa un consumo promedio por abonado de 4.4 Kwh. Expresando en porcentajes los citados valores se puede decir que el 17.6 % de los abonados del servicio residencial urbano consumen apenas el 1.02 % del consumo total del servicio.

El número de abonados cuyos consumos mensuales están comprendidos entre 16 Kwh y 40 Kwh, es 552 y su consumo es 15.207 Kwh o sea el consumo promedio es 27.5 Kwh, esto es, el 25.6 % de los abonados consumen el 9.28 % de la energía total del servicio.

Los abonados que tienen un consumo mensual superior a 40 Kwh son 1.227, presentan un consumo total de 147.086 Kwh, consecuentemente el consumo promedio es 120 Kwh, o sea que el 56.80 % de los abonados consume el 89.70 % del consumo total del servicio residencial urbano.

El consumo promedio total de los abonados residenciales de la ciudad es 75.9 Kwh/mes.

El siguiente cuadro es un resumen de lo expresado anteriormente:

Bloque de consumo	N°de abonados	Consumo (Kwh)	Consumo promedio (Kwh/abo)	Porcentaje de número abonados	Porcentaje consumo.
0 - 15	381	1.677	4.4	17.6	1.02
16- 40	552	15.207	27.5	25.6	9.28
41 y sup.	1.227	147.086	120,0	56,8	89,70
TOTAL	2.160	163.970	75.9	100.0	100.00

1.2 Servicio Residencial Rural.-

Por consideraciones análogas a las anteriores se deducen los siguientes valores:

Bloque de consumo	N°de abona.	Consumo (Kwh)	Consumo promedio (Kwh)	Porcenta je núme-- abonados	Porcenta je consu mo
0 - 15	486	2.775	5.7	38.7	8.10
16 -40	545	14.384	26.4	43.3	42.00
41 y sup.	226	17.083	75.6	18.0	49.90
TOTAL	1.257	34.242	27.2	100.0	100.00

2. Servicio Comercial

2.1 Servicio Comercial Urbano

Los valores son los siguientes:

Bloque de consumo	N°de abonados	Consumo (Kwh)	Consumo promedio (Kwh)	Porcenta je núme-- ro abo.	Porcenta je consu mo.
0 - 15	78	483	6.3	10.4	0.56
16 -40	123	3.531	28.7	16.5	3.98
41 y sup.	546	84.401	154.7	73.1	95.46
TOTAL	747	88.500	118.5	100.0	100.00

2.2 Servicio Comercial Rural

Bloque de consumo	N° de abonados	Consumo (Kwh)	Consumo promedio (Kwh)	Porcenta je núme-- abonados	Porcenta je consu mo
0 - 15	17	114	6.7	11.6	0.32

16 - 40	48	1.425	29.7	32.7	10.26
41 y sup.	82	12.343	150.5	55.7	88.92
TOTAL	147	13.882	94.4	100.0	100.00

3. Servicio Industrial.-

Los cuadros de distribución por frecuencia de los abonados industriales, se han realizado, clasificando a los abonados de acuerdo a la potencia instalada. En general, se puede apreciar, que los abonados industriales, tanto del sector urbano como del sector rural, presentan un factor de carga sumamente bajo, debido a la deficiente programación del uso de sus e-quipos. El factor de carga que presenta el sector industrial total es 10.8 %.

4.3 Las nuevas tarifas.- Aprovechándose de los criterios y consideraciones realizadas, se han diseñado las siguientes tarifas:

I. SERVICIO RESIDENCIAL.-

TARIFA R - 1

\$ 10.00 como mínimo de pago mensual con derecho a 15 Kwh
\$ 0.40 por cada Kwh de exceso

TARIFA R - 2

\$ 20,00 como mínimo de pago mensual con derecho a 40 Kwh
\$ 0,40 por cada uno de los siguientes 60 Kwh
\$ 0,35 por cada uno de los siguientes 200 Kwh
\$ 0,30 por cada Kwh de exceso.

Se ha estimado conveniente que los abonados clasificados se

tualmente en el "servicio de cocinas eléctricas" y "servicio de haciendas", se incorporen en una sola tarifa (R-3) a fin de evitar la proliferación de clasificaciones de tipo de servicio, que por otra parte no contempla el "Reglamento para la fijación de tarifas de los servicios eléctricos". La inclusión de estos abonados en el servicio residencial se basa, además, en el hecho de que la magnitud y uso de la energía es similar a la de los abonados residenciales, con consumos mensuales relativamente altos.

TARIFA R - 3

\$ 65.00 como mínimo de pago mensual con derecho a 150 Kwh
\$ 0.35 por cada uno de los siguientes 250 Kwh
\$ 0.30 por cada Kwh de exceso.

II. SERVICIO COMERCIAL

TARIFA C - 1

\$ 12,00 como mínimo de pago mensual con derecho a 15 Kwh
\$ 0.50 por cada Kwh de exceso

TARIFA C - 2

\$ 30.00 como mínimo de pago mensual con derecho a 40 Kwh
\$ 0.50 por cada uno de los siguientes 210 Kwh
\$ 0.40 por cada uno de los siguientes 250 Kwh
\$ 0.35 por cada Kwh de exceso

III. SERVICIO INDUSTRIAL

TARIFA I - A

\$ 15.00 por cada Kw de potencia instalada, con derecho a 15 Kwh por cada Kw.
\$ 0.40 por cada uno de los siguientes 50 Kwh por cada Kw.

\$ 0.35 por cada uno de los siguientes 50 Kwh por cada Kw
\$ 0.30 por cada Kwh de exceso

TARIFA I - 1

\$ 15.00 por cada Kw de demanda facturable, con derecho a 10
Kwh por cada Kw.

\$ 0.40 por cada uno de los siguientes 50 Kwh por cada Kw

\$ 0.35 por cada uno de los siguientes 50 Kwh por cada Kw

\$ 0.30 por cada Kwh de exceso.

TARIFA I - 2

\$ 12.00 por cada Kw de demanda facturable, con derecho a 10
Kwh por cada Kw.

\$ 0.40 por cada uno de los siguientes 50 Kwh por cada Kw

\$ 0.35 por cada uno de los siguientes 50 Kwh por cada Kw

\$ 0.30 por cada Kwh de exceso

TARIFA I - 3

\$ 10.00 por cada Kw de demanda facturable, con derecho a 10
Kwh por cada Kw.

\$ 0.35 por cada uno de los siguientes 50 Kwh por cada Kw

\$ 0.28 por cada Kwh de exceso

IV. SERVICIO A ENTIDADES OFICIALES.-

TARIFAS EO-1 y EO-2

Se aplican las del Servicio Comercial con una bonificación
máxima de 15 % sobre el valor de la planilla mensual.

V. SERVICIO DE ALUMBRADO PUBLICO.-

TARIFA A - P

\$ 0.35 por cada Kwh consumido en el mes.

VI. SERVICIOS OCASIONALES

6.1 Sin medidor

TARIFA O-SM

\$ 5.00 diarios por cada 100 W o fracción de carga conectada.

6.2 Con medidor

TARIFA O-CM

Se aplicarán las tarifas comerciales correspondientes con un recargo de 100 % sobre el valor de la planilla.

VII. VENTA DE ENERGIA EN BLOQUE A PUJILI Y SAQUISILI.--

La tarifa es la siguiente:

\$ 30.00 por cada Kw de demanda máxima, sin derecho a consumo

\$ 0.20 por cada uno de los primeros 100 Kwh por cada Kw de demanda máxima

\$ 0.18 por cada uno de los siguientes 100 Kwh por cada Kw de demanda máxima.

\$ 0.15 por cada Kwh de exceso.

4.4 Análisis de las tarifas diseñadas

a) Servicio residencial.-- en el pliego tarifario vigente se contempla una sola tarifa para el servicio residencial, sin embargo, en el pliego diseñado se establecen tres tarifas residenciales (R-1, R-2 y R-3) considerando que existe un amplio rango de consumos y que existen un gran número de usuarios con consumos bajos, los cuales son generalmente de reducidos recursos económicos. A estos usuarios se les aplica la tarifa R-1, cuyo cargo mínimo es reducido.

La tarifa R-2 se aplica a usuarios cuyos consumos son media nos y altos. El cargo mínimo es \$ 20.00 (más alto que en la R-1

y los bloques se han diseñado con precios unitarios descendentes de la energía, con el propósito, de promocionar un mayor consumo.

La tarifa R-3 se aplicará a los abonados residenciales que poseen cocinas eléctricas y a los actuales usuarios clasificados en el "servicio de haciendas". Estos abonados por sus propias características presentan consumos elevados, por lo cual; esta tarifa tiene un cargo mínimo más alto, que el de las tarifas anteriores.

Como principio básico, se trató de que las nuevas tarifas afecten en el menor grado posible a los usuarios de reducidos recursos económicos.

b) Servicio comercial.- el pliego tarifario actual no contempla el servicio comercial, de ahí que la energía consumida por los usuarios comerciales se facture con la tarifa residencial.

Sin embargo, como se estudió anteriormente, estos abonados deben tener tarifas más altas, que las que se aplican a los abonados residenciales. En este estudio se contemplan dos tarifas para el servicio comercial (C-1 y C-2) basadas en una delimitación de los consumos que se ha establecido en 40 Kwh.

Por tanto, la tarifa C-1, se aplicaría a los comerciales - pequeños (0-40 Kwh) y la C-2 a los medianos y grandes, cuyos consumos serán superiores a 40 Kwh.

El cargo mínimo para la tarifa C-2 se aumenta notablemente (de \$ 11.25 a \$ 30.00) sin embargo este aumento es completamente razonable, si se consideran sus características de consumo y

se desea mantener un nivel de precios justo y coherente, con la tarifa C-1 y con los otros tipos de servicio.

c) Servicio Industrial.-

Para este servicio se han diseñado 4 tarifas: I-A, I-1, I-2 e I-3. Se debe recordar que el pliego tarifario actual contempla únicamente dos tarifas, la primera aplicable a los industriales que toman la energía a nivel alta tensión (con transformador de propiedad del abonado), y la otra que se aplica a los abonados que toman la energía a nivel baja tensión. A estos últimos se aplica la tarifa de los abonados a nivel alta tensión y se recarga su planilla en 20 %.

En este estudio, se han clasificado a los abonados industriales en 4 tarifas, ciñéndose a la clasificación difundida en las entidades eléctricas del país, éstas son:

a) Tarifa I-A, o tarifa Industrial.- Artesanal.-

La cual se aplica a los industriales que tienen una potencia instalada de hasta 15 Kw. Estos abonados antes que industriales propiamente, son artesanos que utilizan sus equipos para producción en pequeña escala y que constituyen, en el sistema eléctrico que estudiamos, la gran mayoría dentro de la clasificación industrial. Es pertinente, por tanto, otorgarles un tratamiento especial, mediante tarifas promocionales, a fin de incentivar su progreso, sin que esto quiera significar que la energía deba venderse a costos excesivamente bajos.

Para esta tarifa, como para todas las industriales se establece un cargo por demanda, dentro del cual se dá derecho a un determinado consumo. Los cargos por energía son descendentes para consumos progresivos, y se incluye los parámetros demanda y horas-uso, con el objeto de incentivar a los usuarios a pro-

gramar en forma acertada el uso de sus equipos, esto es a utilizar un mayor tiempo la capacidad instalada, con lo cual se consigue una disminución del precio promedio del Kwh.

El cargo por demanda para la Tarifa I-A, es \$ 15.00/Kw y los cargos por energía disminuyen desde \$ 0.40/Kwh hasta \$ 0.30 /Kwh, en 3 bloques. Como ejemplo., se puede señalar que un abonado que tenga un factor de carga de 30%, pagaría la energía con un precio promedio de \$ 0.383/Kwh, pero si mejorara su factor de carga a 55%, el precio promedio se reduciría a \$ 0.345/Kwh, es decir en 11,00 %.

b) Tarifa I-1

Esta tarifa se aplica a los industriales que toman la energía a nivel baja tensión. Su estructura es similar a la de la tarifa I-A, diferenciándose en la cantidad de energía que tiene derecho en el cargo por demanda. Para esta tarifa este consumo es 10 Kwh/Kw, en vez de 15 Kwh/kw para la tarifa I-A. El precio medio de venta de la energía que se obtendría con la aplicación de la Tarifa I-1, para un factor de carga de 55 % es de \$ 0.350/Kwh.

c) Tarifa I-2

Esta tarifa se aplica a los industriales que toman la energía a nivel alta tensión, o sea, a través de un transformador de su propiedad.

La estructura tarifaria de esta tarifa es similar a aquella de la I-1, pero tomando en consideración que el sistema eléctrico no realiza ninguna inversión, ni mantenimiento, en el transformador de esta clase de abonados, el cargo por demanda se ha reducido en \$ 3.00, con relación al de la I-1, es decir el cargo por demanda es \$ 12,00/Kw. Dentro de esta tarifa se clasifi

carían las grandes industrias que funcionan actualmente, las cuales al programar adecuadamente el uso de sus equipos, obtendrían un precio de la energía de \$ 0.338/Kwh, para un factor de carga de 60 %.

d) Tarifa I-3

Se aplica a aquellas industrias que toman la energía a nivel alta tensión en horas que no corresponden a las de pico del sistema. Como se podrá apreciar los industriales que no inciden en el pico, mejoran el factor de carga del sistema total, porque elevan la potencia de los "valles" de la curva de carga, consiguiendo con ello una mejor utilización de las Centrales generadoras y de las instalaciones. De ahí que el precio promedio de venta de la energía al aplicarse esta tarifa, debe ser inferior a los que determinan las otras tarifas industriales. Por ejemplo, una industria (I-3) que funciona con un factor de carga de 60% pagaría la energía a razón de \$ 0.305 / Kwh.

d) Servicio a Entidades Oficiales.-

La tarifa que se aplicará a los abonados oficiales se establece, basado en el criterio difundido a nivel nacional en las Empresas Eléctricas, de aplicar las tarifas de servicio comercial con un descuento, debido a la función de servicio a la comunidad. El descuento máximo en este caso es de 15 % sobre el valor de la planilla.

e) Servicios Ocasionales.-

Se entiende por servicios ocasionales, el suministro de energía eléctrica para un período de 30 días o menos. En esta clasificación se hallan comprendidas los comercios que se ubican en la vía pública y que en consecuencia utilizan la energía por períodos cortos; no son pues, usuarios estables, y el

hecho de proveerles energía, obliga al concesionario mantener equipos e instalaciones "ociosas" gran parte de tiempo. Por este motivo las tarifas en este caso son altas.

Se establecen dos tarifas, una aplicable a los abonados que toman la energía directamente de los circuitos secundarios (sin medidor) y otra para los ocasionales que utilizan la energía a través de un contador de energía.

La tarifa O-SM (sin medidor) tiene un cargo de \$ 5.00 diarios por cada 100 W o fracción de carga conectada, y la tarifa O-CM (con medidor), es la tarifa comercial correspondiente con un recargo de 100 % sobre el valor de la planilla.

f) Venta de energía en bloque a Pujilí y Saquisilí.-

Como se expresó anteriormente, la energía vendida a los cantones Pujilí y Saquisilí, se entraga a nivel 6.3 KV en la subestación S. Felipe, localizada en Latacunga.

Por tanto, la tarifa diseñada determina un precio medio de venta de la energía, que contempla los parámetros tarifarios únicamente hasta el nivel 6.3 KV, es decir no incluye el sistema de distribución.

Al aplicarse la tarifa diseñada al consumo y a la potencia solicitada por los dos cantones, esto es 78.000 Kwh y 450 Kw se obtiene un precio promedio de la energía de \$ 0.365/Kwh.

4.3 Cálculo de ingresos con las tarifas diseñadas.-

Para comprobar que las tarifas diseñadas cubran efectivamente los costos del servicio y generen rentabilidad, es necesario efectuar el cálculo de ingresos que se obtendrían mediante su aplicación. Para este objeto, nos servimos de los cuadros de distribución por frecuencia, los cuales son

una herramienta ágil para efectuar la mencionada cuantificación la misma que se indica detalladamente en el cuadro N°4-10, para cada tipo de servicio y separadamente para la zona urbana y rural.

En resumen, los resultados obtenidos del cálculo de ingresos son los siguientes:

TIPO DE SERVICIO	CONSUMO (KWH)	INGRESOS (SUCRES)	PRECIO MEDIO DE VENTA DEL (KWH) (\$/Kwh)
RESIDENCIAL	263.833	125.877	0.477
COMERCIAL	102.382	56.815	0.555
INDUSTRIAL	203.725	101.379	0.498
ENTIDADES OFICIALES	15.958	6.307	0.395
ALUMBRADO PUBLICO	54.830	19.191	0.350
VENTA DE ENERGIA EN BLOQUE	78.000	28.440	0.365
TOTAL	718.728	338.009	0.470

El precio promedio total de \$ 0.470/Kwh, es el que han de terminado los abonados normales. Sin embargo, las grandes industrias que funcionarán en la zona de concesión del servicio eléctrico, recibirán la energía a precios más bajos que los industriales normales, debido al hecho de que con su funcionamiento se mejorará notablemente el factor de carga del sistema total, y además porque industrias de magnitud emplean gran cantidad de mano de obra, que solucionan en cierto grado, problemas socio-económicos, como la desocupación, y el éxodo de la población a centros donde las fuentes de trabajo son más numerosas.

4.4 Influencia de las grandes industrias en el precio promedio de venta del Kwh.

Por las consideraciones expresadas arriba, se ha calculado que el precio promedio de venta para las grandes industrias en conjunto es de \$ 0.300/Kwh, valor que es ligeramente inferior a aquél que se obtendría mediante la aplicación de la tarifa I-3, con un factor de carga de 60 %, factor con el cual funcionarían las industrias grandes.

Ahora bien, este precio promedio de venta de la energía que se entregará a las grandes industrias hace disminuir el precio promedio de venta (\$ 0.470/Kwh) a un valor que se debe determinar.

En el cuadro N°4-11, se calcula el nuevo precio promedio de venta que resulta ser \$ 0.407/Kwh, siendo éste el precio promedio real de la energía que vendrá el Sistema Eléctrico de Latacunga, en el período 1.974-1.977.

4.5 Rentabilidad con el precio promedio de venta.-

La rentabilidad anual promedia que obtendría el sistema eléctrico durante el período de estudio se calcula de la siguiente manera:

$$r \% = \frac{PPV \times E_v - CS}{B,T} \times 100, \text{ en donde}$$

PPV = precio promedio de venta en el período 1.974-1.977

E_v = Energía vendida en el período 1.974-1.977

CS = Costos del servicio en el período 1.974-1.977

B,T = Base Tarifaria en el período 1.974-1.977

Los valores son los siguientes:

$$PPV = \$ 0.407/Kwh$$

$$E_v = 83.385 \text{ MWH} \quad (\text{Cuadro N}^\circ 4.8)$$

$$CS = \$ 26.446.000 \quad (\text{Cuadro N}^\circ 4.8)$$

$$B \cdot T = \$ 198.138.000 \quad (\text{Cuadro N}^\circ 4.7)$$

En consecuencia:

$$f \% = \frac{0.407 \times 83.385 - 26.446}{198.138} \times 100 = 3.78 \%$$

Es importante estudiar, en esta parte del trabajo, el aumento de ingresos que provocarán las tarifas diseñadas, en relación con los ingresos que se obtienen con las tarifas en vigencia.

4.6 Comparación de ingresos con las tarifas diseñadas y las tarifas vigentes.-

Como paso previo para realizar la comparación de ingresos entre las tarifas diseñadas y las actuales, es necesario calcular los ingresos que se han obtenido en el mes representativo (Julio/1.972), con las tarifas vigentes. Este cálculo se detalla en el cuadro N°4.12 y se ha realizado basándose en los cuadros de distribución por frecuencia.

En resumen, los resultados obtenidos son los siguientes:

TIPO DE SERVICIO	CONSUMO (KWH)	INGRESOS (SUCRES)	PRECIO MEDIO DE VENTA DEL (KWH) (\$/Kwh)
RESIDENCIAL	263.833	80.035	0.303
COMERCIAL	102.382	25.738	0.251
INDUSTRIAL	203.725	83.408	0.409

ENTIDADES OFICIALES	15.958	2.647	0.166
ALUMBRADO PUBLICO	54.830	0.000
VENTA DE ENERGIA EN BLOQUE	78.000	18.280	0.234
TOTAL	718.128	210.108	0.292

El aumento del precio medio de venta de la energía al aplicarse las tarifas diseñadas, en relación con el precio promedio de venta actual es el siguiente (Ver cuadro N°4.13):

TIPO DE SERVICIO	PRECIO MEDIO DE VENTA		INCREMENTO (%)
	TARIFAS VIGENTES	TARIFAS DISEÑADAS	
RESIDENCIAL	0.303	0.477	57.28
COMERCIAL	0.251	0.555	120.74
INDUSTRIAL	0.409	0.498	21.55
ENTD. OFICIALES	0.166	0.395	138.27
ALUMB. PUBLICO	0.000	0.350	
VENTA EN BLOQUE	0.234	0.365	55.28
TOTAL	0.292	0.470	60.87

Como se puede apreciar, el aumento total del precio medio de venta del Kwh es bastante alto (60.87 %), siendo los abonados de los servicios comercial y entidades oficiales los que sufren un incremento mayor, debido a que las tarifas vigentes son muy bajas.

En cuanto a la energía consumida por el alumbrado público, se dijo en el capítulo III, que no es pagada en la actualidad, sin embargo, se debe tomar conciencia de que ésta energía l e

cuesta al Sistema Eléctrico y bajo el principio básico de que el Municipio promulgue una Ordenanza para el cobro del Alumbrado Público, la cual debe contemplar tasas aplicables a los usuarios del servicio eléctrico, de acuerdo a la tarifa en que se hallan clasificados.

4.7 Incidencia de las tarifas diseñadas en los abonados.-

La aplicación de las nuevas tarifas determinarán una variación específica de la planilla mensual que cada abonado deberá abonar. Esta variación es función de la energía utilizada en el mes por cada consumidor. Con el propósito de cuantificar esta variación, haremos una comparación del valor de las planillas entre las tarifas vigentes y las diseñadas para diferentes consumos:

1. Servicio Residencial.-

CONSUMO MENSUAL	PLANILLA CON LAS TARIFAS ACTUALES (\$)	PLANILLA CON LAS TARIFAS DISEÑADAS (\$)	INCREMENTO (%)
10	11.25	10.00	(11.10)
20	11.25	12.00	6.70
50	15.25	24.00	57.00
100	25.25	44.00	74.30
200	45.25	79.00	74.60
500	105.25	174.00	65.30

2. Servicio Comercial

CONSUMO MENSUAL (KWH)	PLANILLA CON LAS TARIFAS ACTUALES (\$)	PLANILLA CON LAS TARIFAS DISEÑADAS (\$)	INCREMENTO (%)
10	11.25	12.00	6.70
20	11.25	14.50	28.90
50	15.25	35.00	129.50
100	25.25	60.00	137.60
200	45.25	100.00	143.10
500	105.25	235.00	223.30

3. Servicio Industrial.-

La compración se realiza con la Tarifa I-1 diseñada, para una potencia unitaria (1 Kw) y para diferentes factores de carga:

FACTOR DE CARGA	PLANILLA CON LAS TARIFAS ACTUALES (\$)	PLANILLA CON LAS TARIFAS DISEÑADAS (\$)	INCREMENTO (%)
0.30	76.10	84.30	10.80
0.40	92.30	105.90	14.70
0.50	105.20	127.50	21.20
0.60	118.29	149.10	26.10
0.70	131.00	170.70	30.30

Para hacer más visual el incremento para los diferentes tipos de consumo se ha grafizado la variación del precio medio de venta, en función de consumo. En los gráficos N°4.8 a 4.12., se puede apreciar claramente esta variación y a la vez comparar con las tarifas vigentes.

5. EL PLIEGO TARIFARIO PROPUESTO Y CONDICIONES QUE REGULAN SU APLICACION.-

El pliego tarifario es el conjunto de tarifas aplicables a los diferentes tipos de servicio. Este pliego para que entre en vigencia, y por tanto tenga validez legal, debe ser aprobado por el organismo estatal regulador, el mismo que según lo que estipula la Ley Básica de Electrificación de Septiembre de 1.973, es el Directorio del Instituto Ecuatoriano de Electrificación -INECEL-.

En el "Reglamento para la fijación de tarifas de los Servicios Eléctricos" se establecen las condiciones que regulan la aplicación del pliego tarifario, las mismas que se indican a continuación, conjuntamente con el Pliego Tarifario diseñado.

**TARIFAS PROPUESTAS PARA LA VENTA DE ENERGIA ELECTRICA
SUMINISTRADAS POR EL SISTEMA ELECTRICO DE LATACUNGA**

DEFINICIONES Y CONDICIONES GENERALES

CLASES DE SERVICIO

A. Servicio Residencial.-

Se denomina así al suministro de energía eléctrica a casas, edificios, departamentos, etc., destinado exclusivamente para residencia del abonado.

B. Servicio Comercial.-

Se denomina así al suministro de energía eléctrica a casas, edificios, departamentos, etc., destinado por el abonado o por sus inquilinos para fines de negocio o actividades profesionales, educaciones e institucionales y a locales destinados a cualquier actividad por la cual su propietario o sus arrendatarios perciban alguna remuneración del público que a ellos concurre.

Se clasificará por lo tanto, dentro de este servicio, el suministro de energía a tiendas, almacenes, hoteles, pensiones, salas de cines, escuelas, colegios y universidades, clínicas y hospitales, consulados, embajadas, iglesias, etc.

En caso de que la casa, edificio, departamento, etc, o parte de ellos sirva a la vez como residencia del abonado o de sus inquilinos y si sólo existe un medidor de energía, todo consumo de energía se lo considerará como servicio comercial, pero en estos casos, el abonado podrá solicitar la instalación de un medidor independiente para el consumo de energía en la parte del edificio instalada como residencia, siempre que la misma esté separa-

da del área destinada a comercio por medio de paredes o tabiques permanentes, que las instalaciones interiores de cada área sean completamente independientes unas de otras, sin posibilidad de interconexión entre ambas y que el medidor se pueda colocar en un sitio adecuado y accesible a todas horas para los inspectores del Sistema Eléctrico de Latacunga pero en general, debe restringirse este tipo de instalación.

C. Servicio Industrial.-

Se denomina así al suministro de energía eléctrica a motores eléctricos que muevan maquinaria destinada a la elaboración de algún producto en fábricas, talleres, etc, para la elaboración (hornos) en cualquier proceso de elaboración y para procesos electro-líticos, o en general para cualquier proceso industrial. Se incluye en este servicio el suministro de energía eléctrica para usos industriales de los Municipios, Consejos Provinciales y otras Entidades de servicio público.

Constituye parte del servicio industrial el servicio de alumbrado de los locales destinados a la elaboración del producto, siempre que la carga total conectada del alumbrado no sea mayor del 10 % de la demanda en motores, hornos, tanques electrolíticos, etc, que constituyen la demanda industrial pura.

Cuando la demanda por alumbrado de fábricas, talleres, etc, sea mayor del 10 % de la demanda industrial pura, el Sistema Eléctrico de Latacunga podrá exigir la instalación de un medidor independiente para el servicio de alumbrado y aplicará la tarifa general que corresponda.

El abonado puede solicitar a la Empresa la instalación de un medidor independiente para el alumbrado, en tal caso, ese servicio de alumbrado se considerará como servicio comercial.

No se considerará como servicio industrial al suministro de energía eléctrica para accionamiento de ascensores en edificios públicos, comerciales o residenciales, debiendo facturarse esta energía como residencial, comercial, etc, según el caso.

D. Servicio de Alumbrado Público.-

Se denomina así al suministro de energía eléctrica para alumbrado de calles, plazas, parques, sitios de recreo, pilas luminosas, etc, que son para libre ocupación del público.

E. Servicio a Entidades Oficiales.-

Se denomina así al suministro de energía eléctrica para usos generales de las oficinas y dependencias de los Municipios, Consejos Provinciales, y Gobierno Nacional del Ecuador, cuyo funcionamiento se halla financiado por fondos provenientes de sus respectivos presupuestos o impuestos especialmente creados y siempre que presten servicios gratuitos o sin fines comerciales al público.

No se clasificará dentro de este servicio el suministro de energía eléctrica a edificios, departamentos, oficinas u otras propiedades de las instituciones definidas anteriormente, cuando se las arriende o ceda a otros.

F. Servicios Ocasionales.-

Por Servicios Ocasionales se entenderá el suministro de energía eléctrica para ser utilizada en cualquier finalidad durante un período de 30 días o menos.

G. Disposiciones Generales.-

El Sistema Eléctrico Latacunga determinará la clase de servicio solicitado, en base a la información obtenida en el sitio por

los Inspectores del Sistema Eléctrico.

En caso de existir alguna duda sobre la ubicación de un a bonado dentro de cualquiera de los servicios aquí definidos, el Sistema Eléctrico Latacunga se reserva el derecho de hacerlo de acuerdo a su mejor criterio.

H. Carga Conectada..

Por el término Carga Conectada se entenderá la capacidad total de los equipos y aparatos eléctricos, lámparas y artefactos de alumbrado público, etc. conectadas por el abonado a su instalación, según sus placas de fábricas. Esta carga conectada se la expresará en Kilovatios (Kw) para todos los servicios.

Se considerará también, como carga conectada y se sumará a la anterior, cada receptáculo (toma corriente) vacío a razón de 100 vatios cada uno.

Cuando algún aparato o equipo no tuviere placa de fábrica o indicación de su capacidad, el Sistema Eléctrico Latacunga podrá determinar a su criterio esta capacidad.

I. Carga facturable..

Por carga facturable o demanda facturable se entiende una parte de la carga conectada o la totalidad de esta carga, para cuya determinación se dan instrucciones en las tarifas industriales. Esta carga facturable se considerará como demanda máxima hasta cuando se instalen medidores de demanda máxima.

REGLAS GENERALES:

1. El servicio se suministrará y medirá por medio de un apar-

- to registrador en cada punto de entrega y para cada consumidor. Dos o más puntos de entrega para un solo consumidor serán considerados cada uno como un servicio separado y se presentarán planillas separadas para cada punto de entrega.
2. El servicio que se suministra es para el uso exclusivo del consumidor y no podrá revenderse ni facilitarse en otra forma a terceros.
 3. Dado el caso que el aparato registrador del consumidor se detuviere, la cantidad de energía consumida durante el período mensual, será calculado tomando como base el valor promedio de Kwh consumido en los dos meses anteriores.
 4. Las planillas por el servicio suministrado bajo estas tarifas, deberán pagarse dentro de los quince días siguientes a la fecha de emisión de la planilla. De no pagarse dentro de ese período, el Sistema Eléctrico Latacunga podrá suspender el servicio.
 5. El Sistema Eléctrico Latacunga determinará el valor del derecho de reconexión de los servicios desconectados por falta de mano de obra, movilización, etc, que se efectúan en la desconexión y reconexión correspondiente.
 6. Los presentes tarifas no incluyen ningún impuesto; por lo tanto, el consumidor pagará todos impuestos creados o por crearse, sobre el importe de la facturación correspondiente.
 7. Para responder por el pago del valor del consumo, la devolución del contador y otros aparatos y materiales, es el mismo buen estado en que fueron instalados, el Sistema Eléctrico Latacunga determinará y exigirá que el abonado haga un depósito en relación a los indicados valores.

TARIFAS PROPUESTAS PARA EL SISTEMA ELECTRICO LATACUNGA

A. SERVICIO RESIDENCIAL

A - 1 TARIFA R-1

APLICACION: Esta tarifa se aplicará a los abonados de ser
vicio residencial, que consuman de 0 a 40 Kwh
según una carga conectada de hasta 600 vatios
mientras no establezcan consumos mensuales su
periores a 40 Kwh.

CARGOS: \$ 10.00 mensuales como mínimo de pago, con de
recho a un consumo de hasta 15 Kw hora
durante el mes.
\$ 0.40 por cada uno de los siguientes ²⁵ Kwh con
sumidos en el mes.

A - 2 TARIFA R-2

APLICACION: Esta tarifa se aplicará a los abonados de ser
vicio residencial cuyos consumos mensuales sean
superiores a 40 Kwh, se aplicará también a los
nuevos abonados de servicio residencial que -
tengan una carga conectada superior a 600 va-
tios, siempre que sus consumos mensuales sean
superiores a 40 Kwh.

CARGOS: \$ 20.00 mensuales, como mínimo de pago, con de
recho a un consumo de hasta 40 Kwh du
rante el mes.
\$ 0.40 por cada uno de los siguientes 60 Kwh
consumidos en el mes.
\$ 0.35 por cada uno de los siguientes 200 Kwh
consumidos en el mes.
\$ 0.30 por cada Kwh de exceso en el consumo
durante el mes.

NOTA: Un abonado de la tarifa R-1 pasará a la tarifa R-2, cuando por tres meses consecutivos su consumo mensual sea mayor a 40 Kwh.

Un abonado de la Tarifa R-2 pasará a la Tarifa R-1, cuando por tres meses consecutivos su consumo mensual sea menor a 40 Kwh.

A-3 TARIFA R-3

APLICACION: Esta tarifa se aplicará a los abonados residenciales que posean cocinas eléctricas, y a los abonados actuales al servicio de haciendas.

CARGOS: \$ 65.00 mensuales como mínimo de pago, con derecho a un consumo de hasta 150 Kwh durante el mes.

\$ 0.35 por cada u de los siguientes 250 Kwh consumidos durante el mes.

\$ 0.30 por cada K de exceso en el consumo durante el mes.

B. SERVICIO COMERCIAL...

B-1 Tarifa C-1

APLICACION: Esta tarifa se aplica a los abonados al servicio comercial que consuman de 0 a 40 Kwh, se aplicará también a nuevos abonados que tengan una carga colada de hasta 500 vatios mientras no estable consumos mensuales superiores a 40 Kwh.

CARGOS: \$ 12.00 mensuales, como mínimo de pago, con derecho a un consumo de hasta 15 Kwh durante el mes.

\$ 0.50 por cada uno de los siguientes 25 Kwh consumidos en el mes.

B-2 TARIFA C-2

APLICACIONES: Esta tarifa se aplicará a los abonados al servicio comercial cuyos consumos mensuales sean superiores a 40 Kwh, se aplicará también a los nuevos abonados al servicio comercial que tengan una carga superior a 600 vatios, siempre que sus consumos mensuales sean superiores a 40 Kwh.

CARGOS:

- \$ 30.00 mensuales como mínimo de pago, con - derecho a un consumo de hasta 40 Kwh, durante el mes.
- \$ 0.50 por cada uno de los siguientes 210 Kwh consumidos en el mes
- \$ 0.40 por cada uno de los siguientes 250 Kwh consumidos en el mes.
- \$ 0.35 por cada Kwh de exceso, en el consumo durante el mes.

NOTA: Un abonado de la Tarifa C-1 pasará a la C-2 cuando por - tres meses consecutivos su consumo mensual sea mayor a 40 Kwh.

Un abonado de la Tarifa C-2 pasará a la Tarifa C-1 cuando por tres meses consecutivos su consumo mensual sea infe_rior a 40 Kwh.

C. SERVICIO INDUSTRIAL.-

C.1 Tarifa C-A

APLICACION: Esta tarifa se aplicará a los abonados al servicio industrial-artesanal, que tomen la ener

gía de los circuitos secundarios del Sistema Eléctrico y que tengan una demanda facturable de hasta 15 Kw.

CARGOS:

- \$ 15.00 por cada Kw de demanda facturable como mínimo de pago mensual, con derecho a un consumo de hasta 15 Kwh por cada Kw de demanda facturable.
- \$ 0.40 por cada uno de los siguientes 50 Kwh por cada Kw de demanda facturable
- \$ 0.35 por cada uno de los siguientes 50 Kwh por cada Kw de demanda facturable.
- \$ 0.30 por cada Kwh de exceso en el consumo durante el mes.

C.2 TARIFA I-1

APLICACION: Esta tarifa se aplicará a los abonados al servicio industrial que tomen la energía de los circuitos secundarios del Sistema Eléctrico. Se aplicará también, a los abonados que tomen la energía de los circuitos primarios, pero a través de un transformador de propiedad del Sistema Eléctrico.

CARGOS:

- \$ 15.00 por cada Kw de demanda facturable con derecho a un consumo de hasta 10 Kwh por cada Kw de demanda facturable.
- \$ 0.40 por cada uno de los siguientes 50 Kwh por cada Kw de demanda facturable.
- \$ 0.35 por cada uno de los siguientes 50 Kwh por cada Kw de demanda facturable
- \$ 0.30 por cada Kwh de exceso en el consumo durante el mes.

C.3 TARIFA I-2

APLICACION: Esta tarifa se aplicará a los abonados al servicio industrial que tomen la energía de los circuitos primarios del Sistema Eléctrico o a través de un transformador de propiedad del abonado.

CARGOS:

- \$ 10.00 por cada Kw de demanda facturable con derecho a un consumo mensual de hasta 10 Kwh por cada Kw de demanda facturable
- \$ 0.40 por cada uno de los siguientes 50 Kwh por cada Kw de demanda facturable.
- \$ 0.35 por cada uno de los siguientes 50 Kwh por cada uno de los Kw de demanda facturable
- \$ 0.30 por cada Kwh de exceso en el consumo durante el mes.

C.4 Tarifa I-3

APLICACION: Esta tarifa se aplicará a los abonados al servicio industrial que tomen la energía directamente de los circuitos primarios de distribución únicamente durante las horas que el Sistema Eléctrico considere de mínima demanda del sistema.

CARGOS:

- \$ 10.00 por cada Kw de demanda facturable con derecho a un consumo mensual de hasta 10 Kwh por cada Kw de demanda facturable.
- \$ 0.35 por cada uno de los siguientes 50 Kwh por cada Kw de demanda facturable.
- \$ 0.28 por cada Kwh de exceso en el consumo durante el mes.

C.5 DETERMINACION DE LA DEMANDA FACTURABLE.-

Por "demanda facturable" se entiende la demanda máxima registrada en el respectivo medidor de demanda ocurrida durante los últimos 12 meses, incluido el de facturación.

Cuando la instalación del abonado no tenga el medidor de demanda máxima, la demanda facturable se calculará 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 % exceso de carga instalada.

Cualquier fracción que resultare del registro de los medidores de demanda máxima o del cálculo indicado, se asimilará al entero próximo superior.

C.6 CLAUSURA DEL FACTOR DE POTENCIA.-

En el caso de que el factor de potencia de un abonado industrial sea menor de 0.85 la facturación mensual será recargada en la relación por cociente entre 0.85 y el factor de potencia obtenido.

D. SERVICIO A ENTIDADES OFICIALES.-

D.1 TARIFAS EO-1 y EO-2

APLICACION: Estas tarifas se aplicarán a todas las oficinas y dependencias fiscales y municipales cuyas características sean las especificadas en la definición de servicios a entidades oficiales.

CARGOS: Se aplicarán las tarifas comerciales correspondientes, con una bonificación máxima del 15 %, si el Sistema Eléctrico lo cree conveniente.

E. SERVICIO DE ALUMBRADO PUBLICO

E. 1 TARIFA A P

APLICACION: Esta tarifa se aplicará a todo el servicio de alumbrado público.

CARGOS: \$ 0.35 por cada Kwh consumido en el mes.

F. SERVICIOS OCASIONALES

F.1 Tarifa O SM

APLICACION: Esta tarifa se aplicará a los abonados al servicio ocasional que tomen la energía sin medidor, a efectos de promover negocios ubicados en la vía pública o en lugares particulares para cualquier finalidad.

CARGOS: \$ 5.00 diarios por cada 100 W o fracción de carga conectada.

F.2 Tarifa O-CM

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

CARGOS: Se aplicarán en tarifas comerciales correspondientes con un recargo de 100 % sobre el valor de la planilla.

G. VENTA DE ENERGIA EN BLOQUE A LOS CANTONES PUJILI Y SAQUISILI

APLICACION: Esta tarifa se aplicará a la energía vendida en bloque a los cantones Pujilí y Saquisilí a nivel 6.3 KV en Latacunga.

CARGOS:

- \$ 30.00 por Kw de demanda máxima sin derecho a consumo
- \$ 0.20 por cada uno de los primeros 100 Kwh por cada Kw de demanda máxima.
- \$ 0.18 por cada uno de los siguientes 100 Kwh de demanda máxima
- \$ 0.15 por cada Kwh de exceso consumido en el mes.

	1.971	1.972	1.973	1.974	1.975	1.976	1.977
1.- Número de habitantes (2)	81.995	83.144	84.336	85.563	86.800	88.059	89.336
2.- Habitantes por abonado homogéneo	18.7	18.2	17.7	17.1	16.5	16.0	15.3
3.- Número de abonados homogéneos	4.390	4.562	4.774	5.003	5.253	5.526	5.830
4.- Consumo por abonado homogéneo (Kwh/año)(3)	1.227	1.278	1.331	1.200	1.260	1.323	1.389
5.- Consumo homogéneo (MWh)	5.387	5.830	6.354	6.904	6.619	7.311	8.098
6.- Consumo industrial (MWh) (4)	3.204	3.206	3.256	9.084	12.008	12.724	13.751
7.- Venta de energía en bloque (MWh) (5)	898	936	982	1.042	1.115	1.204	1.313
8.- Consumo de alumbrado público (MWh) (6)	558	602	647	696	748	804	864
9.- Energía total vendida (MWh)	10.047	10.574	11.239	16.826	20.490	22.043	24.036
10.- Pérdidas de energía (%) (7)	27.0	25.0	23.0	19.0	17.0	15.0	15.0
11.- Energía generada (MWh)	13.771	14.100	14.596	20.773	24.687	25.933	28.266
12.- Factor de carga (%) (8)	43.67	44.71	40.64	48.39	47.77	47.36	48.52
13.- Demanda Máxima (KW) (11)	3.600	3.600	4.100	4.900	5.900	6.250	6.650
14.- Potencia comprada (KW) (9)					1.000	1.300	1.750
15.- Capacidad instalada (KW) (10)	4.200	4.200	4.200	4.975	4.975	4.975	4.975
16.- Capacidad disponible (KW)	4.200	4.200	4.200	4.975	5.975	6.275	6.725

NOTAS: (1).- La información correspondiente a los años 1.971 y 1.972 es la proporcionada en la Dirección de Servicios Eléctricos Municipales. La información correspondiente al año 1.973 se ha proyectado basándose en los valores de Enero a Abril. La proyección de los años posteriores se ha proyectado en base a la información mencionada y a las características futuras del Sistema Eléctrico.

(2).- La población indicada se ha tomado de la Proyección de la Población, realizada por la Junta Nacional de Planificación y corresponde a la población de la ciudad de Ica y a la de la zona rural servida por el sistema eléctrico.

(3).- Se considera que en el año 1.974 el consumo por abonado homogéneo decrece, debido a que el costo de la energía se incrementa notablemente. En los años siguientes el mencionado consumo se incrementa progresivamente.

(4).- El consumo industrial, a partir de 1.973, se ha descumpleto en el consumo industrial de las industrias existentes y el de las industrias que planean su instalación o ampliación a partir de Diciembre de 1.973 como se indica en el Anexo N° 1

- (5).- Comprende la energía en bloque vendida a los cantones Pujilí y Saquisilí.
- (6).- A partir de 1.973 se considera un incremento acumulativo anual de 7.5%
- (7).- Las pérdidas de energía, desde 1.974, se considera que disminuirán debido a que se emprenderá en el período 1.974 - 1.977 un programa de mejoramiento del sistema, especialmente en transmisión y distribución.
- (8).- El factor de carga disminuye en 1.973 debido a que la fábrica de brocas helicoidales IMBACO, con una potencia instalada de 800 KW., inicia su producción en Diciembre de ese año. En 1.975 disminuye nuevamente porque el sistema sufre un desmorche en razón de que se dispone de suficiente capacidad de generación.
- (9).- Corresponde a la potencia comprada en los años 1.975 y 1.976 al Sistema Ala -Ambato y en 1.977 a Pisayambo.
- (10).- De acuerdo al convenio de Administración firmado entre INECEL y el I. Municipio de Latacunza, el primer organismo instalará un grupo adicional de 775 KW. a comienzos de 1.974.
- (11).- Por algunos años el sistema eléctrico ha permanecido corchado por falta de capacidad en la subestación de reducción de El Calvario y por la notable reducción del caudal de agua que alimenta a las Centrales Illuchi.

INVERSIONES EN OPERACION (1)

Cuadro N° 4.2 Hoja 1/3

(miles de sucres)

	1.972	1.973	1.974	1.975	1.976	1.977
I.- GENERACION						
1.1.- Iluehi I 1ª Etapa 1.400 KW (2)	8.500	8.500	13.754	13.754	13.754	13.754
1.2.- Iluehi I 2ª Etapa 1.400 KW (2)	5.500	5.500	8.899	8.899	8.899	8.899
1.3.- Iluehi II 1.400 KW	5.800	5.800	9.385	9.385	9.385	9.385
1.4.- Obras de cierre y regulacion en la Laguna de Salayambo (3)			4.000	4.000	4.000	4.000
1.5.- Grupo Diesel de 775 KW. (4)			3.044	3.044	3.044	3.044
Total Generacion	19.800	19.800	39.082	39.082	39.082	39.082
II.- TRANSMISION						
2.1.- Iluehi - I Latacunga 23 KV - 9.5 Km	500	500	809	809	809	809
2.2.- Iluehi - II Iluehi I 23 KV - 9.5 Km	158	158	256	256	256	256
2.3.- Iluehi - I Subest. Norte - Lasso	291	291	471	471	471	471
2.4.- Ambato - Latacunga 69 KV - 40 Km (5)			7.200	7.200	7.200	7.200
Total Transmision	949	949	1.536	1.536	1.536	1.536
III.- TRANSFORMACION						
3.1.- Subestacion Iluehi I, 1ª Etapa 1.750 KVA. 2.3/23 KV.	615	615	995	995	995	995
3.2.- Subestacion El Calvario 1ª Etapa 1.750 KVA. 23/6.3 KV.	615	615	995	995	995	995
3.3.- Subestacion Iluehi I, 2ª Etapa 1.750 KVA. 2.3/23 KV.	615	615	995	995	995	995
3.4.- Subestacion El calvario 2ª Etapa 1.750 KVA. 23/6.3 KV.	615	615	995	995	995	995

INVERSIONES EN OPERACION (1)

Cuadr N- 4.2 H-3 2/3

(miles de sucres)

	1.972	1.973	1.974	1.975	1.976	1.977
3.5.- Subestación Illuchi II 1.750 KVA 2.3/23 KV	615	615	995	995	995	995
3.6.- Subestación El Calvario 3ª Etapa 1.750 KVA 23/6.3 KV		615	995	995	995	995
3.7.- Subestación 1.000 KVA. 4.16 - 6.3 - 13.8 KV. (6)			500	500	500	500
3.8.- Subestación 10/13 MVA, OA/FA 69/13.8 KV.				5.000	5.000	5.000
3.9.- Transformador 4.0/5.2 MVA. OA/FA, 13.8/23 KV (7)				1.500	1.500	1.500
Total Transformación	3.075	3.690	6.470	12.970	12.970	12.970
IV.- DISTRIBUCION						
4.1.- Sistema construido hasta 1.970	9.853	9.853	15.832	15.832	15.832	15.832
4.2.- Sistema construido entre 1.970 y 1.973	127	283	283	283	283	283
4.3.- Sistema por construirse en el período 1.974 - 1.975 (8)			1.000	1.440	1.440	1.440
4.4.- Mejoramiento de feeder Rural Norte (8)			1.200	1.200	1.200	1.200
4.5.- Programa de ampliación y mejora de re- des (8)				1.800	1.800	1.800
Total Distribución	9.980	10.136	18.315	20.555	22.355	22.355
V.- GENERALES						
5.1.- Inversiones hasta 1.970	257	257	375	375	375	375
5.2.- Inversiones período 1.970 - 1.973	84	130	130	130	130	130

INVERSIONES EN OPERACION (1)

Cuadro N- 4.2 Hoja 3/3

(miles de sures)

	1.972	1.973	1.974	1.975	1.976	1.977
5.3.- Inversiones futuras			300	500	500	500
Total Generales	341	387	805	1.005	1.005	1.005
TOTAL INVERSIONES EN OPERACION	34.145	34.962	66.208	82.348	84.148	84.148

NOTAS: (1).- Las inversiones en operación de los equipos instalados con anterioridad a Junio de 1.970 se consideran que se revalorizarán en el año 1.974, como se detalla en el anexo N° 4.2.

(2).- El valor de reposición de la Central Illuehi N° I es de \$ 14.000.000, en 1.966, correspondiendo \$ 8.500.000 a la primera etapa por haberse ejecutado conjuntamente las obras hidráulicas y parte de las civiles para las dos etapas. En consideración la segunda etapa tiene un valor de \$ 5.500.000.

(3).- Corresponde al valor de las obras de cierre y regalación de la Laguna de Salayambo, basado en el Estudio de Factibilidad realizado por la firma consultora INCONEC. En el valor indicado se incluye la vía de acceso a la obra.

(4).- Corresponde al grupo térmica que INECEL instalará en cumplimiento al convenio firmado entre esa entidad y el Municipio de Latacunga.

(5).- El valor de la línea de transmisión Ambato - Latacunga, ha sido proporcionado por la División de Planificación de INECEL.

(6).- Es el transformador que se acoplará al grupo térmico de 775 KW.

(7).- Es el transformador que servirá para acoplar la línea de transmisión Ambato-Latacunga con el Sistema de 23 KV existente.

(8).- Inversiones que INECEL realizará en cumplimiento del convenio antes mencionado y como parte del programa de obras en el Sistema Regional Centro - Norte.

CUOTAS ANUALES DE DEPRECIACION (1)

Cuadro N° 4.3 Hoja 1/2

(miles de sucres)

	% de depre-	1.972	1.973	1.974	1.975	1.976	1.977
	ciación (2)						
I.- GENERACION							
1.1	Iluchi I 1ª Etapa	2.00	170	275	275	275	275
1.2	Iluchi I 2ª Etapa	2.00	110	178	178	178	178
1.3	Iluchi II	2.00	116	188	188	188	188
1.4	Otras Leguna Salayambo (3)	2.00		40	80	80	80
1.5	Grupo diesel 775 KW.	6.67		203	203	203	203
	Total Generación		396	884	924	924	924
II.- TRANSMISION							
2.1	Iluchi I - Latacunga	3.00	15	24	24	24	24
2.2	Iluchi III Iluchi I	3.00	5	8	8	8	8
2.3	Iluchi I - Sub. Norte - Lasso	3.00	9	14	14	14	14
2.4	Ambato - Latacunga	3.00			216	216	216
	Total Transmisión		29	46	262	262	262
III.- TRANSFORMACION							
3.1	Subest. Iluchi I 1ª Etapa	3.00	19	30	30	30	30
3.2	Subest. El Calvario 1ª Etapa	3.00	19	30	30	30	30
3.3	Subest. Iluchi I 2ª Etapa	3.00	19	30	30	30	30
3.4	Subest. El calvario 2ª Etapa	3.00	19	30	30	30	30
3.5	Subest. Iluchi II	3.00	19	30	30	30	30
3.6	Subest. El calvario 3ª Etapa	3.00		30	30	30	30
3.7	Subest. 1.000 KVA.	3.00		15	15	15	15

CUOTAS ANUALES DE DEPRECIACION (1)

Cuadro N° 4.3

Hoja 2/2

(miles de sucres)

	% de depre- ciación (2)	1.972	1.973	1.974	1.975	1.976	1.977
3.8 Subst. 10/13 MVA-OA/FA.	3.00				150	150	150
3.9 Transf. 4.0/5.2 MVA - OA/FAI	3.00				45	45	45
Total Transformación		95	114	195	390	390	390
IV. - DISTRIBUCION							
4.1 Sistema construido hasta 1.970	3.00	296	296	475	475	475	475
4.2 Sistema construido entre 1.970 y 1.973	3.00	4	8	8	8	8	8
4.3 Sistema por construirse en 1974 - 1.975	3.00			30	43	43	43
4.4 Mejoramiento del feeder Rural Norte	3.00			36	36	36	36
4.5 Programa de ampliación y mejoras	3.00				54	108	108
Total Distribución		300	304	549	616	670	670
V. - GENERALES							
5.1 Inversiones hasta 1.970	10.00	26	26	38	38	38	38
5.2 Inversiones período 1.970 - 1.973	10.00	8	13	13	13	13	13
5.3 Inversiones futuras	10.00			30	50	50	50
Total Cuotas Anuales de Depreciación		854	882	1.755	2.293	2.347	2.347

NOTAS: (1) En consideración de que las inversiones realizadas hasta Junio del año 1.970, se consideran que se revalorizarán en 1.974, se ha calculado las correspondientes cuotas anuales de depreciación, las mismas que se detallan en el Anexo N° 4.3.

(2) El porcentaje de depreciación indicado en este cuadro para cada una de las etapas funcionales, es el que establece el "reglamento para la Fijación de Tarifas de los Servicios Eléctricos".

(3) El valor de la cuota anual de depreciación en 1.974 para las obras que se ejecutarán en la Leguna de Salavambo, es la mitad de la cuota anual normal, porque dichas obras se consideran que entrarán en operación a mediados de ese año.

FONDO ACUMULADO DE DEPRECIACION (1)
(miles de sucres)

Cuadro N° 4.4 Hoja 1/2

	1.972	1.973	1.974	1.975	1.976	1.977
I. - GENERACION						
1.1 Ililuchi I 1ª Etapa	3.230	3.400	5.776	6.051	6.326	6.601
1.2 Ililuchi I 2ª Etapa	1.870	1.980	3.382	3.560	3.738	3.916
1.3 Ililuchi II	696	812	1.502	1.690	1.878	2.066
1.4 Obras Laguna Selayambo			40	120	200	280
1.5 Grupo diesel 775 KW.			153	356	559	762
Total Generación	5.796	6.192	10.853	11.777	12.701	13.625
II. - TRANSMISION						
2.1 Ililuchi I-Latacunga	285	300	509	533	557	581
2.2 Ililuchi II-Ililuchi I	30	35	65	73	81	89
2.3 Ililuchi I-Sub Norte-Lasso	54	63	116	130	144	158
2.4 Ambato - Latacunga				216	432	648
Total Transmisión	369	398	690	952	1.214	1.476
III. - TRANSFORMACION						
3.1 Subest. Ililuchi 1ª Etapa	361	380	645	675	705	735
3.2 Subest. El Calvario 1ª Etapa	361	380	645	675	705	735
3.3 Subest. Ililuchi I 2ª Etapa	323	342	372	402	432	462
3.4 Subest. El Calvario 2ª Etapa	323	342	372	402	432	462
3.5 Subest. Ililuchi II	114	133	245	275	305	335
3.6 Subest. El calvario 3ª Etapa		19	61	91	121	151
3.7 Subest. 1.000 KVA.			15	30	45	60
3.8 Subest. 10/13 KVA OA/FA.				150	300	450
3.9 Transf. 4.0/5.2 KVA OA/FA.				45	90	135

FONDO ACUMULADO DE DEPRECIACION (1)
(miles de sucres)

Cuadro N° 4.4 Hoja 2/2

	1.972	1.973	1.974	1.975	1.976	1.977
Total Transformación	1.482	1.596	2.355	2.745	3.135	3.525
IV.- DISTRIBUCION						
4.1 Sistema construido hasta 1.970	4.862	5.158	8.802	9.277	9.752	10.227
4.2 Sistema construido entre 1.970 y 1.973	8	16	24	32	40	48
4.3 Sistema por construirse en 1.974 - 1.975			30	73	116	159
4.4 Mejoramiento del feeder Rural-Norte			36	72	108	144
4.5 Programa de ampliación y mejoras				54	162	270
Total Distribución	4.870	5.174	8.892	9.508	10.178	10.848
V.- GENERALES						
5.1 Inversiones hasta 1.970	119	145	250	288	326	364
5.2 Inversiones período 1.970 - 1.973	15	28	41	54	67	80
5.3 Inversiones futuras			30	80	130	180
Total Generales	134	173	321	422	523	624
TOTAL FONDO ACUMULADO DE DEPRECIACION	12.651	13.533	23.111	25.404	27.751	30.098

NOTAS: (1) El Municipio de Latacunga no tiene en su contabilidad el rubro correspondiente al Fondo Acumulado de depreciación, por lo que fue necesario calcular el correspondiente al año 1.974, en base del cual se realiza el cálculo para los años subsiguientes. El mencionado cálculo se realiza en el Anexo N° 4.3.

GASTOS DIRECTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO (1)
(miles de sures)

Cuadro N° 4.5 Hoja 1/2

	1.972	1.973	1.974	1.975	1.976	1.977
I.- GENERACION						
1.1 Centrales Ilinchi I y II (2)	497	692	840	840	840	840
1.2 Central térmica 775 KW.						
1.2.1 Personal			50	45	47	25
1.2.2 Materiales			15	15	15	10
1.2.3 Combustible (3)			357	299	325	78
Subtotal Central Térmica			422	359	387	113
1.3 Subtotal Generación Térmica e Hidráulica	497	692	1.262	1.199	1.227	953
Compra de energía (3)				1.100	1.430	1.925
Total Generación	497	692	1.262	2.299	2.657	2.878
II.- TRANSMISION						
2.1 Líneas existentes 23 Km 23 KV (4)	28	28	35	35	35	35
2.2 Ambato-Latacunga 40 Km 69 KV (4)				80	80	80
Total Transmisión	28	28	35	115	115	115
III.- TRANSFORMACION (5)						
3.1 Sistema actual 10.500 KVA	153	169	210	210	210	210
3.2 Subestación 1.000 KVA.			20	20	20	20
3.3 Subestación 10/13 MVA.			200	200	200	200
3.4 Transformador 4.0/5.2 MVA.				80	80	80
Total Transformación	153	169	230	510	510	510
IV.- DISTRIBUCION (6)						
	371	343	400	420	442	466
						1.179
						1

GASTOS DIRECTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO (1) Cuadro N° 4.5 Hoja 2/2
(miles de sucres)

	1.972	1.973	1.974	1.975	1.976	1.977
V.- COMERCIALIZACION (7)	138	165	387	416	507	546
VI.- ADMINISTRACION (7)	151	195	626	675	763	820
TOTAL GASTOS DIRECTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO	1.338	1.592	2.940	4.435	4.994	5.335

NOTAS: (1) Los valores correspondientes a los años 1.972 y 1.973 son proporcionados por el Departamento Financiero del Municipio.

(2) Los gastos de operación y mantenimiento de las Centrales Illuchi, se ha calculado a partir de 1.974 a razón de \$200/KW, que es un valor obtenido de sistemas de generación hidráulica de características similares. En forma general se ha considerado que debido a la compra de energía, a partir de 1.975, los turnos de los operadores de las centrales mencionadas se programarán con el objeto de disminuir los sobretiempos en cuanto sea posible.

(3) Ver anexo N° 4.4

(4) Los gastos directos de operación y mantenimiento para las líneas existentes a 23 KV se han calculado con un índice de \$1.500/Km., a partir de 1.974. Para la línea Ambato-Iatacunga se ha calculado a razón de \$2.000/Km.

(5) Se ha estimado que los gastos en transformación serán del orden de 20/KVA, a partir de 1.974.

(6) A partir de 1.974, se calcula con el índice de \$80/abonado.

(7) En el Anexo N° 4.5, se calculan los gastos en personal y varios para el período 1.974 - 1.977, para las áreas de administración y comercialización.

DETERMINACION DE LA BASE TARIFARIA (1)
(miles de sueres)

Cuadro Nº 4.6 Hoja 1/2

	1.972	1.973	1.974	1.975	1.976	1.977
I.- GENERACION						
1. Inversiones brutas	19.800	19.800	39.082	39.082	39.082	39.082
2. Fondo acumulado de depreciación	5.796	6.192	10.853	11.777	12.701	13.625
3. Inversiones netas	14.004	13.608	28.229	27.305	26.381	25.457
4. Capital de trabajo	124	173	316	575	664	720
5. Base tarifaria	14.128	13.781	28.545	27.880	27.045	26.177
II.- TRANSMISION						
1. Inversiones brutas	949	949	1.536	8.736	8.736	8.736
2. Fondo acumulado de depreciación	369	398	690	952	1.214	1.476
3. Inversiones netas	580	551	846	7.784	7.522	7.260
4. Capital de trabajo	7	7	9	29	29	29
5. Base tarifaria	587	558	855	7.813	7.551	7.289
III.- TRANSFORMACION						
1. Inversiones brutas	3.075	3.690	6.470	12.970	12.970	12.970
2. Fondo acumulado de depreciación	1.482	1.596	2.355	2.745	3.135	3.525
3. Inversiones netas	1.593	2.094	4.115	10.225	9.835	9.445
4. Capital de trabajo	38	42	56	128	128	128
5. Base tarifaria	1.631	2.136	4.171	10.353	9.963	9.573
IV.- DISTRIBUCION						
1. Inversiones brutas	9.980	10.136	18.315	20.555	22.355	22.355
2. Fondo acumulado de depreciación	4.870	5.174	8.892	9.508	10.178	10.848
3. Inversiones netas	5.110	4.962	9.423	11.047	12.177	11.507
4. Capital de trabajo	93	86	100	105	111	117

DETERMINACION DE LA BASE TARIFARIA (1)
(miles de sucres)

Cuadro No 4.6 Hoja No 2/2

	1.972	1.973	1.974	1.975	1.976	1.977
5. Base tarifaria	5.203	5.048	9.523	11.152	12.288	11.624
V - GENERALES						
1. Inversiones brutas	341	387	805	1.005	1.005	1.005
2. Fondo acumulado de depreciación	134	173	321	422	523	624
3. Inversiones netas	207	214	484	583	482	381
4. Capital de trabajo (2)	72	90	253	273	318	342
5. Base tarifaria	279	304	737	856	800	723
GRAN TOTAL						
1. Inversiones brutas	34.145	34.962	66.208	82.348	84.148	84.148
2. Fondo acumulado de depreciación	12.651	13.533	23.111	25.404	27.751	30.098
3. Inversiones netas	21.494	21.429	43.097	56.944	56.397	54.050
4. Capital de trabajo	335	398	735	1.109	1.249	1.334
5. Base Tarifaria	21.829	21.827	43.832	58.053	57.646	55.384

NOTAS (1) El capital de trabajo se ha calculado en base a 90 días de labor, o sea, es la cuarta parte de los gastos anuales de operación y mantenimiento.

(2) El capital de trabajo que se indica en equipos "generales" corresponde a los gastos de comercialización y administración.

Calculo de la Rentabilidad
(miles de sures)

Cuadro N° 4.7 Hoja 1/2

	1.972	1.973	1.974	1.975	1.976	1.977
I.- GENERACION						
Base tarifaria	14.128	13.781	28.545	27.880	27.045	26.177
Rentabilidad 2%	283	276	571	558	541	524
Rentabilidad 4%	565	551	1.142	1.115	1.082	1.047
Rentabilidad 6%	848	827	1.713	1.673	1.623	1.571
II - TRANSMISION						
Base tarifaria	587	558	855	7.813	7.551	7.289
Rentabilidad 2%	12	11	17	156	151	146
Rentabilidad 4%	23	22	34	313	302	292
Rentabilidad 6%	35	33	51	463	453	437
III.- TRANSFORMACION						
Base tarifaria	1.631	2.136	4.171	10353	9.963	9.573
Rentabilidad 2%	33	43	83	207	199	191
Rentabilidad 4%	65	85	167	414	399	383
Rentabilidad 6%	98	128	250	621	598	574
IV.- DISTRIBUCION						
Base tarifaria	5.203	5.048	9.523	11.152	12.288	11.624
Rentabilidad 2%	104	101	190	223	246	232
Rentabilidad 4%	208	202	381	446	492	465
Rentabilidad 6%	312	303	571	669	738	697
V.- GENERALES						
Base tarifaria	279	304	737	856	800	723
Rentabilidad 2%	6	6	15	17	16	14

CALCULO DE LA RENTABILIDAD
(miles de sucres)

Cuadro N° 4.7 Hoja 2/2

	1.972	1.973	1.974	1.975	1.976	1.977
Rentabilidad 4%	11	12	29	34	32	29
Rentabilidad 6%	17	18	44	51	48	43
GRAM TOTAL						
Base tarifaria	21.829	21.827	43.832	58.053	57.646	55.384
Rentabilidad 2%	437	437	877	1.161	1.153	1.108
Rentabilidad 4%	873	873	1.753	2.322	2.306	2.215
Rentabilidad 6%	1.310	1.310	2.630	3.483	3.459	3.323
PROMEDIO DE LA BASE TARIFARIA TOTAL						
Base tarifaria	21.828	21.828	32.830	50.943	57.850	56.515
Rentabilidad 2%	437	437	657	1.019	1.157	1.130
Rentabilidad 4%	873	873	1.313	2.038	2.314	2.261
Rentabilidad 6%	1.310	1.310	1.970	3.057	3.471	3.391

DETERMINACION DEL COSTO PROMEDIO DEL KWH. A NIVEL ABOWADO

Cuadro N° 4.8 Hoja 1/1

	1.973	1.974	1.975	1.976	1.977	Periodo
1.						1.974-1.977
2.	882	1.755	2.293	2.347	2.347	8.742
3.	1.592	2.940	4.435	4.994	5.335	17.704
4.	2.494	4.695	6.728	7.341	7.682	26.446
5.	437	657	1.019	1.157	1.130	3.963
6.	873	1.313	2.038	2.314	2.261	7.926
7.	1.310	1.970	3.057	3.471	3.391	11.889
8.	2.911	5.352	7.747	8.498	8.812	30.409
9.	3.347	6.008	8.766	9.655	9.943	34.372
10.	3.784	6.665	9.785	10.812	11.073	38.335
11.	11.239	16.826	20.490	22.043	24.026	83.385
11.1	0.220	0.279	0.328	0.333	0.320	0.317
11.2	0.259	0.318	0.378	0.386	0.367	0.365
11.3	0.297	0.357	0.428	0.438	0.414	0.412
11.4	0.337	0.396	0.478	0.490	0.461	0.460

CUADRO DE DISTRIBUCION POR FRECUENCIA
SERVICIO RESIDENCIAL URBANO

Cuadro N° 4.9 Hoja 1/23

Bloque Kwh.	P L A N I L L A S		Bloque Kwh.	P L A N I L L A S		K W H.	K W H.
	Parciales	Acumuladas		Parciales	Acumuladas		
0	205	205	34-35	38	839	1.308	13.311
1	5	210	36-40	94	933	3.573	16.884
2	6	216	41-45	89	1.022	3.831	20.715
3	6	222	46-50	104	1.126	4.983	25.698
4	6	228	51-55	78	1.204	4.135	29.833
5	11	239	56-60	72	1.276	4.202	34.035
6	10	249	61-65	60	1.336	3.809	37.844
7	13	262	66-70	71	1.407	4.812	42.656
8	9	271	71-75	45	1.452	3.289	45.945
9	12	283	76-80	55	1.507	4.300	50.245
10	16	299	81-85	46	1.553	3.812	54.057
11	12	311	86-90	50	1.603	4.395	58.452
12	19	330	91-95	83	1.636	3.075	61.527
13	19	349	96-100	40	1.676	3.930	65.457
14	15	364	101-110	64	1.740	6.732	72.189
15	17	381	111-120	55	1.795	6.371	78.560
16	24	405	121-130	40	1.835	4.992	83.552
17	18	423	131-140	30	1.865	4.065	87.617
18	25	448	141-150	28	1.893	4.097	91.714
19	14	462	151-160	24	1.917	3.731	95.445
20	29	491	161-170	25	1.942	4.135	99.580
21	38	529	171-180	27	1.969	4.727	104.307
22	16	545	181-190	19	1.988	3.521	107.828
23	22	567	191-200	13	2.001	2.551	110.379
24	19	586	201-220	29	2.030	6.142	116.521
25	22	608	221-240	17	2.047	3.949	120.470
26	23	631	241-260	22	2.069	5.457	125.927
27	25	656	261-280	16	2.085	4.322	130.249
28	25	681	281-300	9	2.094	2.598	132.847

CUADRO DE DISTRIBUCION POR FRECUENCIA Cuadro N° 4.9 Hoja 2/23
 SERVICIO RESIDENCIAL URBANO

Bloque Kwh.	P L A N I L L A S		K W H.	Bloque Kwh.	P L A N I L L A S		K W H.	Acumulados
	Parciales	Acumuladas			Parciales	Acumuladas		
29	18	699	522	301-350	16	2.110	5.009	137.856
30	39	738	1.170	351-400	14	2.124	5.200	143.056
31	22	760	682	401-450	10	2.134	4.217	147.273
32	22	782	704	451-500	4	2.138	1.945	149.218
33	19	801	627	501-550	3	2.141	1.524	150.742
				551 y SUP	19	2.160	13.228	163.970

CUADRO DE DISTRIBUCION POR FRECUENCIA
SERVICIO COMERCIAL URBANO

Cuadro N° 4.9 Hoja 3/23

Bloque Kwh.	P L A N I L L A S		Bloque Kwh.	P L A N I L L A S		Bloque Kwh.	P L A N I L L A S		Bloque Kwh.	P L A N I L L A S		Bloque Kwh.	P L A N I L L A S	
	Parciales	Acumuladas		Parciales	Acumuladas		Parciales	Acumuladas		Parciales	Acumuladas		Parciales	Acumuladas
0	28	28	0	0	0	34-35	8	170	277	2.838				
1	0	28	0	0	0	36-40	31	201	1.181	4.019				
2	2	30	4	4	4	41-45	20	221	863	4.882				
3	3	33	9	13	13	46-50	23	244	1.099	5.981				
4	0	33	0	13	38	51-55	33	277	1.747	7.728				
5	5	38	25	44	44	56-60	21	298	1.230	8.958				
6	1	39	6	79	79	61-65	25	323	1.581	10.539				
7	5	44	35	87	87	66-70	25	348	1.695	12.234				
8	1	45	8	141	141	71-75	18	366	1.315	13.549				
9	6	51	54	181	181	76-80	20	386	1.562	15.111				
10	4	55	40	181	203	81-85	27	413	2.244	17.355				
11	2	57	22	203	263	86-90	26	439	2.287	19.642				
12	5	62	60	263	341	91-95	13	452	1.208	20.850				
13	6	68	78	341	383	96-100	13	465	1.279	22.129				
14	3	71	42	383	488	101-110	29	494	3.064	25.193				
15	7	78	105	488	600	111-120	22	516	2.532	27.725				
16	7	85	112	600	651	121-130	17	533	2.115	29.840				
17	3	88	51	651	687	131-140	25	558	3.391	33.231				
18	2	90	36	687	744	141-150	14	572	2.018	35.249				
19	3	93	57	744	844	151-160	19	591	2.948	38.197				
20	5	98	100	844	970	161-170	6	597	1.000	39.197				
21	6	104	126	970	1.124	171-180	13	610	2.290	41.487				
22	7	111	154	1.124	1.285	181-190	10	620	1.852	43.339				
23	7	118	161	1.285	1.333	191-200	10	630	1.937	45.276				
24	2	120	48	1.333	1.483	201-210	21	651	4.447	49.723				
25	6	126	150	1.483	1.561	211-240	14	665	3.224	52.947				
26	3	129	78	1.561	1.615	241-260	10	675	2.515	55.462				
27	2	131	54	1.615	1.699	261-280	7	682	1.862	57.324				
28	3	134	84	1.699	1.815	281-300	7	689	2.000	59.329				
29	4	138	116	1.815	2.085	301-350	17	706	5.529	64.853				
30	9	147	270	2.085	2.240	351-400	10	716	3.790	68.643				
31	5	152	155	2.240	2.528	401-450	6	722	2.551	71.194				
32	9	161	288	2.528	2.561	451-500	4	726	1.880	73.074				
33	1	162	23	2.561		501-550	8	734	4.205	77.279				
						551-500P	13	747	11.221	88.500				

CUADRO DE DISTRIBUCION POR FRECUENCIA
SERVICIO DE COCINAS ELECTRICAS SECTOR URBANO (Cuadro Nº 4.9 Hoja 4/23)

Bloque Kwh.	P L A N I L L A S		K W H		Bloque Kwh.	P L A N I L L A S		K W H.		Acumuladas
	Parciales	Acumuladas	Parciales	Acumuladas		Parciales	Acumuladas	Parciales	Acumuladas	
0	33	33	0	0	341-350	2	121	687	14.129	
1-10	4	37	15	15	351-400	7	128	2.651	16.780	
11-20	2	39	29	44	400-420	2	130	816	17.596	
21-30	0	39	0	44	421-440	5	135	2.165	19.761	
31-50	7	46	278	322	441-450	1	136	447	20.208	
51-70	9	55	548	870	451-460	0	136	0	20.208	
71-100	8	63	639	1.509	461-480	7	143	3.317	23.525	
101-150	10	73	1.242	2.751	481-500	3	146	1.480	25.505	
151-160	1	74	158	2.909	501-520	2	148	1.024	26.029	
161-170	3	77	497	3.406	521-540	2	150	1.071	27.100	
171-180	4	81	700	4.106	541-550	1	151	550	27.650	
181-190	5	86	925	5.031	551-560	1	152	560	28.210	
191-200	3	89	581	5.612	561-580	5	157	3.379	31.589	
201-220	9	98	1.906	7.512	581-600	2	159	1.183	32.772	
221-240	3	104	689	8.207	601-650	3	162	1.245	34.017	
241-250	4	105	980	9.187	651-700	0	162	0	34.017	
251-260	1	106	255	9.442	701-750	1	163	709	34.729	
261-280	2	108	537	9.979	751-800	3	166	2.297	37.023	
281-300	2	110	595	10.574	801-900	0	166	0	37.023	
301-320	4	114	1.220	11.794	901-1000	2	168	1.911	38.934	
321-340	5	119	1.648	13.442	1001 y SUP	4	172	6.796	45.730	

CUADRO DE DISTRIBUCION POR FRECUENCIA

SERVICIO A ENTIDADES OFICIALES SECTOR URBANO

Cuadro N° 4.9 Hoja 5/23

Bloque Kwh.	P L A N I L L A S		K W H.		Bloque		P L A N I L L A S		K W H.	
	Parciales	Acumuladas	Parciales	Acumuladas	Kwh.	Parciales	Acumuladas	Parciales	Acumuladas	
0	9	9	0	0	171-180	1	28	175	1.273	
1-5	2	11	8	8	181-200	0	28	0	1.273	
6-10	1	12	7	15	201-220	1	29	214	1.487	
11-15	2	14	24	39	221-240	1	30	230	1.717	
16-20	0	14	0	39	241-280	0	30	0	1.717	
21-30	1	15	26	65	281-300	1	31	291	2.008	
31-40	2	17	73	138	301-350	1	32	327	2.335	
41-50	1	18	42	180	351-400	0	32	0	2.335	
51-70	1	19	62	242	401-450	1	33	438	2.773	
71-100	5	24	418	660	451-500	1	34	471	3.244	
101-150	2	26	272	932	501-550	1	35	527	3.771	
151-160	0	26	0	932	551-SUP	2	37	3.010	6.781	
161-170	1	27	166	1.098						

CUADRO DE DISTRIBUCION POR FRECUENCIA

Cuadro N° 4.9 Hoja 6/23

SERVICIO A ENTIDADES OFICIALES SECTOR URBANO (CON DCTO. DE 50% EN LA T. VIGENTES)

Bloque Kwh.	P L A N I L L A S		K W H.	Bloque		P L A N I L L A S		K W H.	P L A N I L L A S	
	Parciales	Acumuladas		Parciales	Acumuladas	Parciales	Acumuladas			
0	0	0	0	171-180	0	0	6	0	0	484
1-10	0	0	0	181-190	1	1	7	182	182	666
11-20	0	0	0	191-200	1	1	8	195	195	861
21-30	1	30	30	201-220	1	1	9	214	214	1.075
31-40	0	30	30	221-240	0	0	9	0	0	1.075
41-50	0	30	30	241-260	1	1	10	246	246	1.321
51-60	3	174	204	260-300	0	0	10	0	0	1.321
61-100	0	0	204	301-350	1	1	11	335	335	1.656
101-110	0	0	204	351-450	0	0	11	0	0	1.656
111-120	1	113	317	451-500	1	1	12	456	456	2.112
121-160	0	0	317	501-550	1	1	13	535	535	2.647
161-170	1	167	484	551-SUP	6	6	19	6.395	6.395	9.042

CUADRO DE DISTRIBUCION POR FRECUENCIA
 SERVICIO INDUSTRIAL - ARTESANAL - SECTOR URBANO Cuadro N° 4.9 Hoja 7/23

POTENCIA INSTALADA		BLOQUES DE K W H				TOTAL
HP	KW	1º	2º	3º	4º	
1	0.7	15	1			16
1	0.7	15	50		65	16
1	0.7	1				180
1	0.7	15	18			1
1	0.7	15	50	3		33
1	0.7	15	25			68
1	0.7	15	50			40
1	0.7	15	14			347
1	0.7	15	21			29
1	0.7	30	100			36
2	1.5	9		100	7	237
2	1.5	16				9
2	1.5	5				16
2	1.5	9				5
2	1.5	30				9
2	1.5	30	12			42
2	1.5	17	71			101
2	1.5	30	100			17
2	1.5	12		100	76	306
2	1.5	12				12

CUADRO DE DISTRIBUCION POR FRECUENCIA
SERVICIO INDUSTRIAL ARTESANAL SECTOR URBANO Cuadro Nº 4.9 Hoja 8/23

POENCIA INSTALADA		BLOQUES DE K W H.				TOTAL
HP	KW	1º	2º	3º	4º	
3	2.2	15				15
3	2.2	42				42
3	2.2	45	79			129
3	2.2	45	300	68		413
3	2.2	45	173			218
3	2.2	45	46			91
3	2.2	4				4
3	2.2	45	65			110
3	2.2	20				20
3	2.2	45	44			89
3	2.2	45	73			118
3	2.2	45	259			304
3	2.2	45	9			54
4	3.0	34				34
4	3.0	45	57			102
4	3.0	1				1
4	3.0	0				0
4	3.0	10				10
4	3.0	45	46			91
4	3.0	0				0
4	3.0	45	150	150	121	466
4	3.0	45	43			88

CUADRO DE DISTRIBUCION POR FRECUENCIA
SERVICIO INDUSTRIAL - MESASAL SECTOR URB.MO Cuadro N° 4.10 Hoja 9/23

POTENCIA HP	POTENCIA INSTALADA KW	BLOQUES DE K W H.				TOTAL
		1º	2º	3º	4º	
5	3.7	7				7
5	3.7	60	144			204
5	3.7	52				52
5	3.7	60	41			101
5	3.7	0				0
5	3.7	33				33
5	3.7	60	27			87
5	3.7	0				0
5	3.7	27				27
5	3.7	25				25
5	3.7	60	200	200	560	1.020
5	3.7	60	44			104
6	4.5	75	101			176
6	4.5	7				7
6	4.5	28				28
6	4.5	75	250	250	25	600
6	4.5	75	26			101
6	4.5	75	37			112
6	4.5	75	85			160
6	4.5	71				71
7	5.2	90	231			321
7	5.2	41				41
7	5.2	90	300	218		608
7	5.2	90	59			149
7	5.2	67				67
7	5.2	90	41			131

CUADRO DE DISTRIBUCION POR FRECUENCIA
 SERVICIO INDUSTRIAL ARTESANAL SECTOR URBANO Cuadro N° 4.9 Hoja 10/23

POTENCIA INSTALADA		BLOQUE K W H.				TOTAL
HP	KW	1°	2°	3°	4°	
8	6.0	19				19
8	6.0	0				0
8	6.0	10				10
8	6.0	90	300	63		453
8	6.0	90	73			163
8	6.0	90	67			157
8	6.0	10	0			10
8	6.0	90	8			98
9	6.7	48	0			48
9	6.7	105	35			140
9	6.7	50	0			50
9	6.7	105	198			303
10	7.5	120	400	132		652
10	7.5	120	400	400	7	927
10	7.5	120	82			202
10	7.5	120	107			227
10	7.5	120	59			179
10	7.5	0	0			0
10	7.5	120	290			410
10	7.5	120	363			483
10	7.5	117				117
10	7.5	120	92			212
10	7.5	42				42
10	7.5	93				93
10	7.5	47				47
10	7.5	120	53			173
10	7.5	61				61
10	7.5	29				29
10	7.5	120	51			171

CUADRO DE DISTRIBUCION POR FRECUENCIA
SERVICIO INDUSTRIAL - ARTESANAL SECTOR URBANO

Cuadro N° 4,9 Hoja 11/23

POTENCIA HP	INSTALADA KW	BLOQUES DE K W H.			TOTAL
		1°	2°	3°	
11	8.2	135	450	22	607
11	8.2	135	450	450	1.267
11	8.2	95			95
12	9.0	135	31		166
12	9.0	135	450	450	2.574
12	9.0	135	165		300
12	9.0	109			109
12	9.0	0			0
14	10.4	165	49		214
15	11.2	180	600	243	1.023
15	11.2	180	600	600	2.688
15	11.2	180	200		380
16	12.0	180	85		265
17	12.7	195	650	578	1.423
17	12.7	195	92		287
18	13.4	210	573		783
18	13.4	210	89		239
18	13.4	210	84		299
18	13.4	210	700	46	956
19	14.2	225	244		469
20	14.9	225	750	115	1.840
20	14.9	225	726		951
20	14.9	225	750	1.738	3.463
20	14.9	225	750	583	1.558
20	14.9	0			0
TOTAL INDUSTRIAL		8.828	14.453	6.256	35.562
ARTESANAL (0-15 Kw)		684.1			
POTENCIA FACTURABLE = 734 Kw.					

CUADRO DE DISTRIBUCION POR FRECUENCIA

Cuadro N° 4.9 Hoja 12/23

ABONADOS INDUSTRIALES - ARTESANALES QUE ACTUALMENTE SE HALLAN CLASIFICADOS EN LA TARIFA A NIVEL ALTA TENSION (SECTOR URBANO)

POTENCIA HP	INSTALADA KW	BLOQUES DE K W H.			TOTAL
		1º	2º	3º	
2	1.5	7	250	250	7
6	4.5	75	250	250	2.468
8	6.0	90	260	93	350
10	7.5	120	400		613
11	8.2	41			41
15	11.2	147			147
15	11.2	80			80
20	14.9	0			0
20	14.9	70			70
		840	1.610	1.019	1.893
	93.3				5.362

Total Industrial-Artesa
nal Actualmente Clasifi
cado en la Tarifa a Mi-
val Alta Tension 125

Potencia Facturable = 98 KW.

**CUADRO DE DISTRIBUCION POR FRECUENCIA
SERVICIO RESIDENCIAL RURAL**

Cuadro No 4.9 Hoja 15/23

Bloque K/H.	P L A N I L L A S		Bloque K/H.	P L A N I L L A S		K V H.	Acumulados
	Parciales	Acumulados		Parciales	Acumulados		
0	185	0	34-35	22	912	156	14.904
1	188	9	36-40	59	1.031	2.255	17.159
2	206	36	41-45	32	1.063	1.367	18.526
3	212	18	46-50	50	1.113	2.427	20.953
4	227	60	51-55	23	1.136	1.217	22.170
5	243	80	56-60	23	1.159	1.343	23.513
6	258	90	61-65	8	1.167	506	24.019
7	280	154	66-70	9	1.176	616	24.635
8	301	168	71-75	6	1.182	433	25.068
9	318	153	76-80	10	1.192	776	25.844
10	382	640	81-85	7	1.199	587	26.431
11	400	198	86-90	2	1.201	176	26.607
12	415	180	91-95	3	1.204	276	26.883
13	438	299	96-100	14	1.218	1.392	28.275
14	462	336	101-110	4	1.222	428	28.703
15	486	360	111-120	6	1.228	688	29.391
16	504	888	121-130	6	1.234	645	30.036
17	528	408	131-140	4	1.238	543	30.579
18	552	432	141-150	2	1.240	287	30.866
19	577	475	151-160	1	1.241	154	31.020
20	643	1.320	161-170	4	1.245	657	31.677
21	665	462	171-180	2	1.247	350	32.027
22	686	462	181-190	1	1.248	182	32.209
23	699	299	191-200	5	1.253	986	33.195
24	715	384	201-220	1	1.254	209	33.404
25	732	425	221-240	1	1.255	225	33.629
26	753	546	241-260	1	1.256	244	33.873
27	766	351	261-280	0	1.256	0	33.873
28	791	700	281-300	0	1.256	0	33.873
29	813	638	301-350	0	1.256	0	33.873
30	912	2.970	351-400	1	1.257	369	34.242
31	928	496	401-450	0	1.257	0	34.242
32	937	288	451-500	0	1.257	0	34.242
33	950	429	500 y SUP	0	1.257	0	34.242

CUADRO DE DISTRIBUCION POR FRECUENCIA
SERVICIO COMERCIAL RURAL

Cuadro N° 4.9 Hoja 16/23

Bloque KWH.	P L A N I L L A S		Bloque KWH.	P L A N I L L A S		K W H.	Acumulados	K W H.	Acumulados
	Parciales	Acumulados		Parciales	Acumulados				
0	7	7	34-35	3	54	102	0	1.120	
1	0	7	36-40	11	65	419	0	1.539	
2	0	7	41-45	6	71	254	0	1.793	
3	0	7	46-50	12	83	585	0	2.378	
4	0	7	51-55	9	92	476	0	2.854	
5	0	7	56-60	5	97	292	0	3.146	
6	1	8	61-65	2	99	127	6	3.273	
7	0	8	66-70	2	101	138	6	3.411	
8	0	8	71-75	5	106	367	0	3.778	
9	0	8	76-80	5	111	390	0	4.168	
10	3	11	81-85	1	112	84	6	4.252	
11	1	12	86-90	3	115	267	36	4.519	
12	2	14	91-100	4	119	388	47	4.907	
13	0	14	101-110	2	121	210	71	5.117	
14	2	16	111-120	4	125	462	71	5.579	
15	1	17	121-130	3	128	383	99	5.962	
16+	0	17	131-140	0	128	0	114	5.962	
17	0	17	141-150	3	131	439	114	6.401	
18	2	19	151-160	1	132	156	150	6.557	
19	0	19	161-170	0	132	0	150	6.557	
20	4	23	171-180	1	133	179	230	6.736	
21	0	23	181-190	1	134	185	230	6.921	
22	2	25	191-200	1	135	200	274	7.121	
23	0	25	201-220	2	137	420	274	7.541	
24	1	26	221-240	1	138	231	298	7.772	
25	2	28	241-260	1	139	252	348	8.024	
26	4	32	261-280	0	139	0	452	8.024	
27	1	33	281-300	1	140	300	479	8.324	
28	1	34	301-350	1	141	315	507	8.639	
29	2	36	351-400	1	142	384	565	9.023	
30	13	49	401-450	3	145	1.319	955	10.342	
31	1	50	451-500	0	145	0	986	10.342	
32	1	51	501 y SUP	2	147	3.540	1.018	13.882	
33	0	51					1.018		

CUADRO DE DISTRIBUCION POR FRECUENCIA
SERVICIO A HACIENDAS

Cuadro N° 4.9 Hoja 17/23

Bloque KWH	P L A N I L L A S		Bloque KWH.	P L A N I L L A S		Acumuladas	K W H.	Acumuladas	K W H.	Acumuladas
	Parciales	Acumuladas		Parciales	Acumuladas					
0	27	27	34-35	0	61	61	0	0	0	769
1	0	27	36-40	4	65	65	153	0	153	922
2	0	27	41-45	0	65	65	0	0	0	922
3	1	28	46-50	2	67	67	96	0	96	1.018
4	0	28	51-55	3	70	70	161	0	161	1.179
5	1	29	56-60	1	71	71	60	0	60	1.239
6	0	29	61-65	1	72	72	65	0	65	1.304
7	0	29	66-70	2	74	74	133	0	133	1.437
8	1	30	71-75	0	74	74	0	0	0	1.437
9	0	30	76-80	0	74	74	0	0	0	1.437
10	2	32	81-85	0	74	74	0	0	0	1.437
11	0	32	86-90	0	74	74	0	0	0	1.437
12	0	32	91-95	1	75	75	95	0	95	1.532
13	2	34	96-100	5	80	80	500	0	500	2.032
14	0	34	101-110	1	81	81	103	0	103	2.135
15	1	35	111-120	2	83	83	232	0	232	2.367
16	2	37	121-130	0	83	83	0	0	0	2.367
17	1	38	131-140	2	85	85	369	0	369	2.636
18	1	39	141-150	5	90	90	734	0	734	3.370
19	0	39	151-160	2	92	92	312	0	312	3.682
20	0	39	161-170	0	92	92	0	0	0	3.682
21	0	39	171-180	4	96	96	699	0	699	4.381
22	2	41	181-190	1	97	97	181	0	181	4.562
23	2	43	191-200	4	101	101	792	0	792	5.354
24	1	44	201-220	2	103	103	431	0	431	5.785
25	0	44	221-240	1	104	104	222	0	222	6.007
26	1	45	241-260	5	109	109	1.256	0	1.256	7.263
27	0	45	261-280	2	111	111	544	0	544	7.807
28	0	45	281-300	1	112	112	283	0	283	8.090
29	2	47	301-350	2	114	114	676	0	676	8.766
30	10	57	351-400	4	118	118	1.494	0	1.494	10.260
31	1	58	401-450	3	121	121	1.234	0	1.234	11.494
32	3	61	451-500	0	121	121	0	0	0	11.494
33	0	61	501 y SUP	6	127	127	5.269	0	5.269	16.763

CUADRO DE DISTRIBUCION POR FRECUENCIA
SERVICIO DE COCINAS ELECTRICAS - SECTOR RURAL

Cuadro N° 4.9 Hoja 18/23

Bloque KWH	P L A N I L L A S		K W H.	
	Parciales	Acumuladas	Parciales	Acumulados
0	3	3	0	0
1-30	1	4	29	29
31-100	0	4	0	29
101-150	0	4	0	29
151-160	1	5	158	187
161-200	0	5	0	187
201-300	0	5	0	187
301-350	1	6	305	492
351-500	0	6	0	492
501 y SUP	4	10	2.636	3.128

**CUADRO DE DISTRIBUCION POR FRECUENCIA
SERVICIO A ENTIDADES OFICIALES - SECTOR RURAL**

Cuadro N° 4.9 Hoja 19/23

Blaque N°.	P L A N I L L A S		K W H	
	Parciales Acumuladas	Parciales Acumulados	Parciales Acumuladas	Parciales Acumulados
0	3	3	0	0
1-50	0	3	0	0
51-100	0	3	0	0
101-130	0	3	0	0
131-140	1	4	135	135
141-200	0	4	0	135
201-300	0	4	0	135
301-500	0	4	0	135
501--SUP	0	4	0	135

CUADRO DE DISTRIBUCION POR FRECUENCIA
SERVICIO INDUSTRIAL - ARTESANAL. SECTOR RURAL

Cuadro N° 4.3 Hoja 20/23

POTENCIA HP	INSTALADA KW	B L O Q U E S D E K W H.				TOTAL
		1º	2º	3º	4º	
1	0.7	2				2
1	0.7	15	17			32
1	0.7	15	17			32
1	0.7	15	50	16		81
1	0.7	15	50	17		82
1	0.7	0				0
1	0.7	15	15			30
1	0.7	15	50	15		80
1	0.7	15	17			32
2	1.5	30	3			33
2	1.5	30	70			100
2	1.5	30	43			73
2	1.5	30	48			78
2	1.5	0				0
2	1.5	27				27
2	1.5	30	41			71
2	1.5	30	60			90
2	1.5	30	10			40
2	1.5	30	93			123
2	1.5	24				24
2	1.5	30	70			100

CUADRO DE DISTRIBUCION POR FRECUENCIA
SERVICIO INDUSTRIAL ARTESANAL SECTOR RURAL

Cuadro N° 4.9 Hoja 21/23

POTENCIA HP	INSTALADA KW	B L O C U E S DE K W H.				TOTAL
		1º	2º	3º	4º	
3	2.2	45	150	150	102	447
3	2.2	45	54			99
3	2.2	45	128			173
3	2.2	31				31
3	2.2	3				3
6	4.5	1				1
8	6.0	90	121			211
9	6.7	37				37
10	7.5	28				28
10	7.5	0				0
12	9.0	135	219			354
12	9.0	13				13
18	13.4	210	42			252
20	14.9	225	75			300
20	14.9	0				0
TOTAL INDUSTRIAL ARTESANAL (0-15 KW)		173				
POTENCIA FACTURABLE =		144 KW				
		1.336	1.443	198	102	3.079

SERVICIO INDUSTRIAL A NIVEL BAJA TENSION-SECTOR RURAL		B L O C U E S DE K W H.				TOTAL
POTENCIA HP	INSTALADA KW	1º	2º	3º	4º	
30	22.4	199	-	-	-	199
DEMANDA FACTORAR		199	-	-	-	199

NOTA: Existe actualmente, en la zona rural, un solo usuario con las características para ser clasificado, en las tarifas propuestas, dentro de la tarifa I-1.

CUADRO DE DISTRIBUCION POR FRECUENCIA
 DE ABONDOS INDUSTRIALES ARTESANALES QUE ACTUALMENTE SE HALLAN CLASIFICADOS
 EN LA TARIFA A NIVEL ALTA TENSION (SECTOR RURAL) Cuadro N° 4.9 Hoja 22/23

POTENCIA HP	INSTALADA KV	B L O C U E D E K W H.				TOTAL
		1º	2º	3º	4º	
3	2.2	45	64			109
3	2.2	0				0
4	3.0	45	450	5		500
4	3.0	38				38
7	5.2	90	300	300	1.752	2.442
7	5.2	0				0
8	6.0	0				0
20	14.9	225	750	750	678	2.403
20	14.9	0				0
		443	1.564	1.055	2.430	5.492

TOTAL INDUSTRIAL ARTESANAL
 CLASIFICADO ACTUALMENTE EN
 LA TARIFA A NIVEL ALTA TENSION 76

POTENCIA FACTURABLE = 60 KW.

CUadro DE DISTRIBUCION POR FRECUENCIA
 SERVICIO INDUSTRIAL NIVEL ALTA TENSION (T RIF I-2) SECTOR SUR L Cuadro 4.9 Hoja 23/23

POTENCIA: INSTALAD.		DEMANDA		BLOQUE DE KWH.				TOTAL
HP	KW	FACTURABLE	KW	1º	2º	3º	4º	
28	20.9		21	210	1.050	1.050	421	2.731
30	22.4		22	200				200
31	23.1		23	230	565			795
32	23.9		24	240	1.200	682		2.122
40	29.8		28	280	320			600
40	29.8		28	280	630			910
44	32.8		31	310	1.550	1.550	61	3.471
55	41.0		33	370	1.850	1.150		3.370
130	100.0		77	770	2.800			3.570
164	122.3		93	930	4.650	4.650	600	10.830
307	229.0		183	1.830	9.150	9.150	23.000	43.130
344	256.6		204	2.040	10.200	3.760		16.000
TOT L INDUSTRIAL			771	7.690	33.965	21.992	24.082	87.729
NIVEL ALTA TENSION		1.245						

TOT L INDUSTRIAL
 NIVEL ALTA TENSION 1.245

CALCULO DE INGRESOS CON LAS TARIFAS PROPUESTAS - Servicio Urbano - Julio 1973

Bloque	Planill.	K W H	K W H	Ingresos	Precio me
K W H	acumul.	acumul.	bloque	S/.	dio S./Kwh

I. SERVICIO RESIDENCIAL

TARIFA R-1 S/ .10.00 mínimo con derecho a 15 Kwh.

S/ . 0.40 por cada Kwh de exceso

0-15	381	1.677	(933 - 381) x 15 + 1.677	9.957	933x10.00= 9.330
16-40	933	16.884		6.927	6.927x 0.40= 2.771
				16.884	12.101
					0.717

TARIFA R-2 S/ .20.00 mínimo con derecho a 40 Kwh.

S/ . 0.40 por cada uno de los siguientes 60 Kwh.

S/ . 0.35 por cada uno de los siguientes 200 Kwh.

S/ . 0.30 por cada Kwh de exceso.

0- 40	933	16.884	(2.160- 933)x 40 + 16.884= 65.984	49.080	1.227x20.00= 24.540
41-100	1.676	65.457	(2.160-1.676)x100 + 65.457=113.857	47.893	47.893x 0.40= 19.157
101-300	2.094	132.847	(2.160-2.094)x300 +132.847=152.647	98.790	38.790x 0.35= 13.577
301 y sup	2.160	163.970		11.323	11.323x 0.30= 3.397
					60.671
					0.413

TARIFA R-3 S/ .65.00 mínimo con derecho a 150 Kwh.

S/ . 0.35 por cada uno de los siguientes 250 Kwh.

S/ . 0.30 por cada Kwh de exceso.

0-150	73	2.751	(172- 73) x 150 + 2.751 = 17.601	17.601	172x65.00= 11.180
151-400	128	16.760	(172-128) x 400 + 16.780 = 34.380	16.779	16.779x 0.35= 5.873
401 y sup	172	45.730		11.350	11.350x 0.30= 3.405
				45.730	20.458
					0.447
				209.700	92.230
					0.445

TOTAL SERVICIO RESIDENCIAL

CALCULO DE INGRESOS CON LAS TARIFAS PROPUESTAS - Servicio Urbano - Julio 1973

Cuadro # 4-10
Hoja 2/11

Bloque	Planill.	Kwh	acumul.	acumul.	F O R M U L A	Kwh	Ingresos	Precio me-
						bloque	S/.	diario/kwh

II. SERVICIO COMERCIAL

TARIFA C-1 S/.12.00 mínimo con derecho a 15 Kwh.

S/. 0.50 por cada Kwh de exceso

0-15	78	488	(201 - 78) x 15 + 488	2.333	201 x 12.00 =	2.412
16-40	201	4.019		1.686	1.686 x 0.50 =	843
				4.019		3.255

TARIFA C-2 S/.30.00 mínimo con derecho a 40 Kwh.

S/. 0.50 por cada uno de los siguientes 210 Kwh.

S/. 0.40 por cada uno de los siguientes 250 Kwh.

S/. 0.35 por cada Kwh de exceso.

0-40	201	4.019	(747-201)x 40+ 4.019=	21.840	546 x 30.00 =	16.380
41-250	670	54.188	(747-670)x250+54.188 =	47.579	47.579 x 0.50 =	23.790
251-500	726	73.074	(747-726)x500+73.074 =	10.136	10.136 x 0.40 =	4.054
501 y sup	747	86.500		4.926	4.926 x 0.35 =	1.724
				84.481		45.946

TOTAL SERVICIO COMERCIAL

49.263

III. SERVICIO INDUSTRIAL

TARIFA I-A S/.15.00 por cada Kw, con derecho a 15 Kwh por cada Kw.

S/. 0.40 por cada uno de los siguientes 50 Kw por cada Kw.

S/. 0.35 por cada uno de los siguientes 50 Kw por cada Kw.

S/. 0.30 por cada Kwh de exceso.

CALCULO DE INGRESOS CON LAS TARIFAS PROPUESTAS - Servicio Urbano - Julio 1973

Potencia facturable (KW)	Bloques de consumo (Kwh)				Kwh en el bloque	Ingresos S/.	Precio medio S./Kwh
	1°	2°	3°	4°			
832	9.668	16.063	7.275	7.918	40.924	12.480	
					9.668	832x15.00=	
					16.063	16.063x 0.40=	
					7.275	7.275x 0.35=	
					7.918	7.918x 0.30=	
					40.924		0.582
<p>TARIFA I-1 S/. 15.00 por cada Kw, con derecho a 10 Kwh por cada Kw. S/. 0.40 por cada uno de los siguientes 50 Kwh por cada Kw. S/. 0.35 por cada uno de los siguientes 50 Kwh por cada Kw. S/. 0.30 por cada Kw de exceso.</p>							
268	2.308	8.837	6.531	2.056	19.734	4.020	
					2.308	268x15.00=	
					8.837	8.837x 0.40=	
					6.531	6.531x 0.35=	
					2.056	2.056x 0.30=	
					19.734		0.580
<p>TARIFA I-2 S/. 12.00 por cada Kw, con derecho a 10 Kwh por cada Kw. S/. 0.40 por cada uno de los siguientes 50 Kwh por cada Kw. S/. 0.35 por cada uno de los siguientes 50 Kwh por cada Kw. S/. 0.30 por cada Kw de exceso.</p>							
826	7.289	15.611	5.428	18.240	46.568	9.912	
					7.289	826x12.00=	
					15.611	15.611x 0.40=	
					5.428	5.428x 0.35=	
					18.240	18.240x 0.30=	
					46.568		0.505
<p>TOTAL SERVICIO INDUSTRIAL</p>						57.612	0.539

CALCULO DE INGRESOS CON LAS TARIFAS PROPUUESTAS - Servicio Urbano - Julio 1973

Bloque	Planill.	K W H	acumul.	F O R M U L A	K W H	bloque	Ingresos	Precio me
K W H							S/.	dio S/./Kwh

IV. SERVICIO A ENTIDADES OFICIALES

TARIFA EO-1 S/.12.00 mínimo con derecho a 15 Kwh.
 S/. 0.50 por cada uno de los siguientes 210 Kwh.
 S/. 0.40 por cada uno de los siguientes 250 Kwh.
 S/. 0.35 por cada Kwh de exceso.

Descuento de 15% sobre el valor de la planilla.

0-15	14	39	(18 - 14) x 15 + 39 = 99	99	18 x 12.00 =	216		
16-40	18	168		69	69 x 0.50 =	35		
				168		251		
				168	Desc. 15%	213		1.270

TARIFA EO-2 S/.30.00 mínimo, con derecho a 40 Kwh.
 S/. 0.50 por cada uno de los siguientes 210 Kwh.
 S/. 0.40 por cada uno de los siguientes 250 Kwh.
 S/. 0.35 por cada Kwh de exceso.

Descuento de 15% sobre el valor de la planilla.

0- 40	18	168	(56-18) x 40 + 168 = 1.688	1.520	38 x 30.00 =	1.140		
41-250	40	3.038	(56-40) x 250 + 3.038 = 7.038	5.350	5.350 x 0.50 =	2.675		
251-500	46	5.356	(56-46) x 500 + 5.356 = 10.356	3.318	3.318 x 0.40 =	1.327		
501 y sup	56	15.823		5.467	5.467 x 0.35 =	1.913		
				15.655		7.055		
				15.655	Desc. 15%	5.997		0.383
				15.823		6.210		0.392

TOTAL SERVICIO A ENTIDADES OFICIALES

V. SERVICIO DE ALUMBRADO PUBLICO (*)

TARIFA A-P S/.0.35 por cada Kwh.

54.830	54.830 x 0.35 =	19.191	0.350
--------	-----------------	--------	-------

* El consumo de alumbrado público corresponde a la zona urbana y rural.

CALCULO DE INGRESOS CON LAS TARIFAS PROPUESTAS - Servicio Urbano - Julio 1973
VENTA DE ENERGIA EN BLOQUE

	K W H bloque	Ingresos S/.	Precio me- dio S./Kwh
--	-----------------	-----------------	--------------------------

VI. VENTA DE ENERGIA (*)

TARIFA: S/. 36.00 por cada Kw de demanda máxima sin derecho a consumo.
 S/. 0.20 por cada uno de los primeros 100 Kwh por cada Kw.
 S/. 0.18 por cada uno de los siguientes 100 Kwh por cada Kw.
 S/. 0.15 por cada Kw de exeso.

Demanda Máxima	Bloques de consumo			Total (Kwh)
	1	2	3	
450 Kw.	45.000	33.000	78.000	450x30.00= 13.500
				45.000x 0.20= 9.000
				33.000x 0.18= 5.940
				78.000
				26.440
				0.365

(*) Corresponde a la venta de energía en bloque a los cantones Pujilí y Saquisilí, a nivel 6.3 Kv en Latacunga.

TOTAL SERVICIO URBANO	554.079	233.086	0.457
MAS VENTA DE ENERGIA			

CALCULO DE INGRESOS CON LAS TARIFFAS PROPUESTAS - Servicio Rural - Julio 1973

Cuadro # 4-10
Hoja 6/11

Bloque	Planill.	KWH	acumul.	F O R M U L A	KWH bloque	Ingresos S/.	Precio medio S./Kwh
--------	----------	-----	---------	---------------	------------	--------------	---------------------

I. SERVICIO RESIDENCIAL

TARIFA R-1 S/. 10.00 mínimo, con derecho a 15 Kwh.

S/. 0.40 por cada Kwh de exceso.

0-15	486	2.775	(1.031-486) x 15 + 2.775	10.950	1.031x10.00=	10.310	
16-40	1.031	17.159		6.209	6.209x 0.40=	2.484	
				17.159		12.794	0.746

TARIFA R-2 S/. 20.00 mínimo, con derecho a 40 Kwh.

S/. 0.40 por cada uno de los siguientes 60 Kwh.

S/. 0.35 por cada uno de los siguientes 200 Kwh.

S/. 0.30 por cada Kwh de exceso.

0- 40	1.031	17.159	(1.257-1.031)x 40+17.159=26.199	9.040	226x20.00=	4.520	
41-100	1.218	26.275	(1.257-1.218)x100+26.275=32.175	5.976	5.976x 0.40=	2.390	
101-300	1.256	33.873	(1.217-1.256)x300+33.873=34.173	1.998	1.998x 0.35=	699	
301 y sup	1.257	34.243		69	69x 0.30=	21	
				17.989		7.639	0.446

TARIFA R-3 S/. 65.00 mínimo con derecho a 150 Kwh.

S/. 0.35 por cada uno de los siguientes 250 Kwh.

S/. 0.30 por cada Kwh de exceso.

0-150	94	3.399	(137- 94)x150+ 3.399= 9.849	9.849	137x65.00=	8.905	
151-400	124	10.752	(137-124)x400+10.752=15.952	6.103	6.103x 0.35=	2.136	
401 y sup	137	19.891		3.939	3.939x 0.30=	1.182	
				19.891		12.223	0.614

TOTAL SERVICIO RESIDENCIAL

32.647 0.603

CALCULO DE INGRESOS CON LAS TARIFAS PROPUESTAS - Servicio Rural - Julio 1973

Bloque	Planill.	K W H	K W H	Ingresos	Precio me-
K W H	acumul.	acumul.	F O R M U L A	bloque	do \$./Kwh

II. SERVICIO COMERCIAL

TARIFA C-1 S/. 13.00 mínimo con derecho a 15 Kwh.

S/. 0.50 por cada Kwh de exceso

0-15 17 114 (65-17)x15+114=834

16-40 65 1.539

834 65x12.00 780

705 705x 0.50 353

1.133 0.736

TARIFA C-2 S/. 30.00 mínimo, con derecho a 40 Kwh.

S/. 0.50 por cada uno de los siguientes 210 Kwh.

S/. 0.40 por cada uno de los siguientes 250 Kwh.

S/. 0.35 por cada Kwh de exceso.

0- 40 65 1.539 (147- 65)x40 + 1.539= 4.819

41-250 138 7.772 (147-138)x250+ 7.772=10.922

251-500 145 10.342 (147-145)x500+10.342=11.342

501 y sup 147 13.882 13.882

3.280 82x30.00= 2.460

5.203 5.203x 0.50= 2.602

1.320 1.320x 0.40= 528

2.540 2.540x 0.35= 889

12.343 6.479

13.882 7.612

TOTAL SERVICIO COMERCIAL

III. SERVICIO INDUSTRIAL

TARIFA I-A S/. 15.00 por cada Kw, con derecho a 15 Kw por cada Kw.

S/. 0.40 por cada uno de los siguientes 50 Kw por cada Kw.

S/. 0.35 por cada uno de los siguientes 50 Kw por cada Kw.

S/. 0.30 por cada Kwh de exceso.

CALCULO DE INGRESOS CON LAS TARIFAS PROPUESTAS - Servicio Rural - Julio 1978

Cuadro # 4-10
Hoja 8/11

Potencia facturable (KW)	Bloques de consumo (Kwh)				Kwh en el bloque	Ingresos S/.	Precio medio S./Kwh
	1°	2°	3°	4°	Total		
204	1.779	3.007	1.253	2.532	8.571	204x15.00= 3.060	
						3.007x 0.40= 1.203	
						1.253x 0.35= 439	
						2.532x 0.30= 760	
						8.571	0.637
<p>TARIFA I-1 S/. 15.00 por cada Kw, con derecho a 10 Kwh por cada Kw. S/. 0.40 por cada uno de los siguientes 50 Kwh por cada Kw. S/. 0.35 por cada uno de los siguientes 50 Kwh por cada Kw. S/. 0.30 por cada Kw de exceso.</p>							
28	199				199	23x15.00= 345	
						199	1.734
<p>TARIFA I-2 S/. 12.00 por cada Kw, con derecho a 10 Kwh por cada Kw. S/. 0.40 por cada uno de los siguientes 50 Kwh por cada Kw. S/. 0.35 por cada uno de los siguientes 50 Kwh por cada Kw. S/. 0.30 por cada Kw de exceso.</p>							
771	7.690	33.965	21.992	24.062	87.729	771x12.00= 9.252	
						33.965x 0.40= 13.586	
						21.992x 0.35= 7.697	
						24.062x 0.30= 7.225	
						87.729	0.430
TOTAL SERVICIO INDUSTRIAL						43.567	0.451

CALCULO DE INGRESOS CON LAS TARIFAS PROPUESTAS - Servicio Rural - Julio 1973

Bloque	Planill. K W H	K W H	Ingresos	Precio me-
K W H	acumul. acumul. F O R M U L A	bloque	S/.	dios /Kwh

IV. SERVICIO A ENTIDADES OFICIALES

TARIFA EO-1 S/ .12.00 mínimo con derecho a 15 Kwh.

S/ . 0.50 por cada Kwh de exeso.

Descuento 15% sobre el valor de la planilla

0-15	3	0	0	3 x 12	36
16-40	3	0	0	Decto. 15%	31

TARIFA EO-2 S/ .30.00 mínimo con derecho a 40 Kwh.

S/ . 0.50 por cada uno de los siguientes 210 Kwh.

S/ . 0.40 por cada uno de los siguientes 250 Kwh

S/ . 0.35 por cada Kwh de exeso

0- 40	3	0	40	1 x 30.00=	30
41-250	4	135	95	95 x 0.50=	48
251-500	4	135	95	Decto. 15%	78
501 y sup	4	135	95		66
			135		0.491

TOTAL ENTIDADES OFICIALES

97 0.719

TOTAL SERVICIO RURAL

83.923 0.510

164.849

CALCULO DE INGRESOS CON LAS TARIFAS PROPUESTAS
Resumen del Servicio Urbano y Rural - Julio 1973

Cuadro # 4-10
 Hoja 10/11

	K W H		Ingresos S/.		Total Ingresos S/.	Precio medio de venta S./Kwh		Precio medio de venta total S./Kwh
	Servicio Urbano	Servicio Rural	Servicio Urbano	Servicio Rural		Servicio Urbano	Servicio Rural	
	Total Kwh	Total Ingresos S/.	Servicio Urbano	Servicio Rural	Servicio Urbano	Servicio Rural		

I. SERVICIO RESIDENCIAL

TARIFA R-1	16.884	17.159	34.043	12.101	12.794	24.895	0.717	0.746	0.731
TARIFA R-2	147.986	17.983	164.169	60.671	7.630	68.301	0.412	0.446	0.416
TARIFA R-3	45.730	19.891	65.621	20.458	12.223	32.681	0.447	0.614	0.498
Total Residencial	209.700	54.133	263.833	93.230	32.647	125.877	0.445	0.603	0.477

II. SERVICIO COMERCIAL

TARIFA C-1	4.019	1.539	5.558	3.255	1.133	4.388	0.810	0.736	0.789
TARIFA C-2	84.481	12.343	96.824	45.948	6.479	52.427	0.554	0.525	0.541
Total Comercial	88.500	13.882	102.382	49.203	7.612	56.815	0.556	0.548	0.555

III. SERVICIO INDUSTRIAL

TARIFA I-A	40.924	8.571	49.495	23.826	5.462	29.288	0.582	0.637	0.592
TARIFA I-1	19.734	192	19.933	10.458	345	10.803	0.530	1.734	0.542
TARIFA I-2	46.568	87.729	134.297	23.528	37.760	61.288	0.505	0.430	0.456
Total Industrial	107.226	96.499	203.725	57.812	43.567	101.379	0.539	0.451	0.498

CALCULO DE INGRESOS CON LAS TARIFAS PROPUESTAS
Resumen del Servicio Urbano y Rural - Julio 1973

Cuadro # 4-10
 Hoja 11 / 11

	K W H		Ingresos S/.		Total Ingresos S/.	Precio medio de venta S/./Kwh		Precio medio de venta total S/./Kwh
	Servicio Urbano	Servicio Rural	Servicio Urbano	Servicio Rural		Servicio Urbano	Servicio Rural	
IV. SERVICIO A ENTIDADES OFICIALES								
TARIFA EO-1	168	0	213	31	244	1.270	1.333	
TARIFA EO-2	15.655	135	5.997	66	6.063	0.383	0.386	
Total Entidades Oficiales	15.823	135	6.210	97	6.307	0.392	0.395	
V. SERVICIO DE ALUMBRADO PUBLICO								
	54.830		19.191		19.191	0.350	0.350	
VI. VENTA DE ENERGIA EN BLOQUE								
	78.000		28.440		28.440	0.365	0.365	
GRAN TOTAL	554.079	164.649	254.036	83.923	338.009	0.459	0.510	0.470

**CALCULO DEL NUEVO PRECIO MEDIO DE VENTA DEL KWH DEBIDO A LA INFLUENCIA DE LAS
GRANDES INDUSTRIAS**

Cuadro # 4-1
Hoja 1 / 1

	Periodo				
	1974	1975	1976	1977	1974-77
1. Consumo de los abonados residenciales (Mwh)	4.145	4.569	5.047	5.590	19.351
2. Precio medio de venta propuesto (S/. /Kwh)	0.477	0.477	0.477	0.477	0.477
3. Ingresos por venta de energía (miles de sucres)	1.977	2.179	2.407	2.566	9.223
4. Consumo de los abonados comerciales (Mwh)	1.608	1.773	1.959	2.169	7.509
5. Precio medio de venta propuesto (S/. /Kwh)	0.555	0.555	0.555	0.555	0.555
6. Ingreso por venta de energía (miles de sucres)	892	984	1.037	1.204	4.137
7. Consumo de entidades oficiales (Mwh)	251	277	305	339	1.172
8. Precio medio de venta propuesto (S/. /Kwh)	0.395	0.395	0.395	0.395	0.395
9. Ingreso por venta de energía (miles de sucres)	99	109	120	134	462
10. Consumo del alumbrado público (Mwh)	696	748	804	864	3.112
11. Precio medio de venta propuesto (S/. /Kwh)	0.350	0.350	0.350	0.350	0.350
12. Ingresos por venta de energía (miles de sucres)	244	261	281	302	1.088
13. Venta de energía en bloque (Mwh)	1.042	1.115	1.204	1.313	4.674
14. Precio medio de venta propuesto (S/. /Kwh)	0.365	0.365	0.365	0.365	0.365
15. Ingresos por venta de energía (miles de sucres)	380	407	439	479	1.705
16. Consumo industrial normal (Mwh)	3.228	3.550	3.977	4.494	15.249
17. Precio medio de venta propuesto (S/. /Kwh)	0.498	0.498	0.498	0.498	0.498
18. Ingresos por venta de energía (miles de sucres)	1.608	1.766	1.981	2.233	7.595
19. Consumo de las grandes industrias (Mwh)	5.356	6.453	7.747	9.257	32.313
20. Precio medio de venta propuesto (S/. /Kwh)	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300
21. Ingreso por venta de energía (miles de sucres)	1.757	2.537	2.624	2.777	9.695
22. TOTAL ENERGIA VENDIDA (Mwh)	16.826	20.490	22.043	24.023	83.335
23. PRECIO MEDIO RESULTANTE (S/. /Kwh)	0.414	0.402	0.406	0.408	0.407
24. INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA (miles de sucres)	6.957	8.245	8.939	9.600	33.941

CALCULO DE INGRESOS CON LAS TARIFAS VIGENTES - Servicio Urbano - Julio 1973

Cuadro # 4-12
Hoja 1 / 10

Bloque	Planill.	K W H	K W H	Ingresos	Precio me-
K W H	acumul.	acumul.	bloque	S/.	dio S/./Kwh

F O R M U L A

I. SERVICIO RESIDENCIAL

TARIFA R: S/ .11.25 mínimo, con derecho a 30 Kwh.
S/ . 0.20 por cada Kwh de exceso.

1.1. Abonados residenciales facturados como residenciales

0-30	738	9.990	(2.160-738) x 30 + 9.990	52.650	2.160x11.25=	24.300
31 y sup	2.160	163.970		111.320	111.320x 0.20=	22.264
				163.970		46.564
						0.284

1.2. Abonados comerciales facturados como residenciales

0-30	147	2.085	(747-147) x 30 + 2.085	20.085	747x11.25=	8.404
31 y sup	747	38.500		68.415	68.415x 0.20=	13.683
				88.500		22.087
						0.250

1.3. Entidades oficiales facturadas como residenciales

1.3.1. Sin descuento							
0-30	15	65	(37-15) x 30 + 65	725	37x11.25=	416	
31 y sup	37	6.781		6.056	6.056x 0.20=	1.211	
				6.781		1.627	
						0.240	

1.3.2. Con descuento de 50% sobre el valor de la planilla

0-30	1	30	(19-1) x 30 + 30	570	19x11.25=	214
31 y sup	19	9.042		8.472	8.472x 0.20=	1.694
				9.042		1.908
				9.042	Dto. 50%	954
				268.293		71.232
						0.106
						0.266

TOTAL SERVICIO RESIDENCIAL

CALCULO DE INGRESOS CON LAS TARIFAS VIGENTES - Servicio Urbano - Julio 1973

Cuadro # 4-12

Hoja 2 / 10

Bloque KWH acumul.	KWH acumul.	FORMULA	KWH bloque	Ingresos S/.	Precio medio S./Kwh
--------------------	-------------	---------	------------	--------------	---------------------

II. SERVICIO DE COCINAS ELECTRICAS

TARIFA Q: S/.10.00 mínimo, con derecho a 30 Kwh.
S/. 0.20 por cada Kwh de exceso

0-30	39	44	(172-39)x30+44	4.034	172x10.00=	1.720
31 y sup	172	45.730		41.696	41.696x 0.20=	8.339 0
				45.730		10.059 0.220
				45.730		10.059 0.220

TOTAL SERVICIO DE COCINAS ELECTRICAS

III. SERVICIO INDUSTRIAL

3.1. Abonados industriales que toman la energía a nivel baja tensión.

TARIFA: S/.5.00 por cada HP de potencia instalada.
S/.0.30 por cada uno de los primeros 100 Kwh/HP
S/.0.20 por cada uno de los siguientes 100 Kwh/HP
S/.0.15 por cada Kwh de exceso
20% de recargo sobre el valor de la planilla por concepto de arriendo del transformador.

3.1.1. Abonados con una potencia instalada de hasta 15 Kw.

Potencia instalada (HP)	1°	2°	3°	Total	Ingresos S/.	Precio medio S./Kwh
	30.197	5.024	341	35.562	30.197 30.197x0.30=	9.059
					5.024 5.024x0.20=	1.005
					341 341x0.15=	51
					35.561 Recarg.20%=	14.700
						17.640 0.496

CALCULO DE INGRESOS CON LAS TARIFAS VIGENTES - Servicio Urbano - Julio 1973

Potencia instalada (HP)	1°	2°	3°	Total	Kwh en el bloque	Ingresos S/.	Precio medio de venta S/. / Kwh
-------------------------	----	----	----	-------	------------------	--------------	---------------------------------

3.1.2. Abonados con una potencia instalada superior a 15 Kw.

358	19.289	445	-	19.734	358x5.00=	1.790	
					19.289 x 0.30=	5.787	
					445 x 0.20=	89	
						7.666	
					19.734 Recarg.20%	9.199	0.466

Total abonados industriales a nivel baja tensión

1.275	49.486	5.459	341	55.296		26.839	0.485
-------	--------	-------	-----	--------	--	--------	-------

3.2. Abonados industriales que toman la energía a nivel alta tensión

TARIFA: S/. 5.00 por cada HP de potencia instalada
 S/. 0.30 por cada uno de los primeros 100 Kwh/HP
 S/. 0.20 por cada uno de los siguientes 100 Kwh/HP
 S/. 0.15 por cada Kwh de exceso

3.2.1. Abonados con una potencia instalada de hasta 15 Kw.

125	3.494	600	1.268	5.362	125x5.00=	625	
					3.494 x 0.30=	1.048	
					600 x 0.20=	120	
					1.268 x 0.15=	190	
						1.983	0.370

CALCULO DE INGRESOS CON LAS TARIFAS VIGENTES - Servicio Urbano - Julio 1973

Potencia instalada (HP)	Blques de consumo (Kwh)			K w h en el bloque	Ingresos S/.	Precio medio de venta S/./ Kwh
	1°	2°	3°			

2.2.2. Abonados con una potencia instalada superior a 15 Kw.

1.442	31.219	5.500	9.849	46.568		
					1.442x5.00=	7.210
					31.219x0.30=	9.365
					5.500x0.20=	1.100
					9.849 x 0.15=	1.477
				46.568		19.153
						0.411

Total abonados industriales a nivel alta tensión

1.567	34.713	6.100	11.117	51.930		21.136	0.407
-------	--------	-------	--------	--------	--	--------	-------

TOTAL SERVICIO INDUSTRIAL

2.842	84.199	11.569	11.458	107.226		47.975	0.447
-------	--------	--------	--------	---------	--	--------	-------

TOTAL SERVICIO URBANO

				421.249		129.266	0.307
--	--	--	--	---------	--	---------	-------

CALCULO DE INGRESOS CON LAS TARIFAS VIGENTES - Servicio Urbano - Julio 1973

Cuadro # 4-12
Hoja 5 / 10

Bloque	Planill.	K W H	K W H	Ingresos	Precio me-
K W H	acumul.	acumul.	bloque	S/.	dio S/./Kwh
		F O R M U L A			

I. SERVICIO RESIDENCIAL

TARIFA R: S/. 11.25 mínimo, con derecho a 30 Kwh.
S/. 0.20 por cada Kwh de exceso.

1.1. Abonados residenciales facturados como residenciales.

0-30	912	12.935	(1.257-912)x30+12.935	23.285	1.257x11.25=	14.141	
31 y sup	1.257	34.242		10.957	10.957x	0.20=	2.191
				34.242		16.332	0.477

1.2. Abonados comerciales facturados como residenciales

0-30	49	955	(147-49)x30+955	3.895	147x11.25=	1.654	
31 y sup	147	13.882		9.987	9.987 x	0.20=	1.997
				13.882		3.651	0.263

1.3. Entidades oficiales facturadas como residenciales

0-30	3	0	(4-3)x30+0	30	4x11.25=	45	
31 y sup	4	135		105	105x	0.20=	21
				135		66	

TOTAL SERVICIO RESIDENCIAL

				48.259		20.049	0.415
--	--	--	--	--------	--	--------	-------

CALCULO DE INGRESOS CON LAS TARIFAS VIGENTES - Servicio Rural - Julio 1973

Bloque	Planill.	K W H	acumul.	F O R M U L A	K W H	bloque	Ingresos	Precio me-
K W H	acumul.	acumul.					S/.	dio S/./Kwh

II. SERVICIO DE COCINAS ELECTRICAS

TARIFA Q: S/. 10.00 mínimo con derecho a 30 Kwh
S/. 0.20 por cada Kwh de exceso

0-30	4	20	(10 - 4) x 30 + 20	200	10x10.00=	100		
31 y sup	10	3.128		2.919	2.919x 0.20=	584		
				3.128		684		0.219
TOTAL SERVICIO DE COCINAS ELECTRICAS						684		0.219

III. SERVICIO DE HACIENDAS

TARIFA H: S/. 15.00 mínimo con derecho a 30 Kwh.
S/. 0.35 por cada uno de los siguientes 100 Kwh.
S/. 0.30 por cada Kwh de exceso

0- 30	57	642	(127-57)x30+542 = 2.742	2.742	127x15.00=	1.905		
31-130	83	2.367	(127-83)x130+2.367=8.087	5.345	5.345x 0.35=	1.870		
131 y sup	127	16.763		8.676	8.676x 0.30=	2.603		
				16.763		6.378		0.381
TOTAL SERVICIO DE HACIENDAS						16.763		0.381

CALCULO DE INGRESOS CON LAS TARIFAS VIGENTES - Servicio Rural - Julio 1973

Cuadro # 4-12
Hoja 7/ 10

Potencia instalada (HP)	1°	2°	3°	Total	K w h en el bloque	Ingresos S/.	Precio medio de venta S/./Kwh
-------------------------	----	----	----	-------	--------------------	--------------	-------------------------------

IV. SERVICIO INDUSTRIAL

4.1. Abonados industriales que toman la energía a nivel baja tensión.

TARIFA: S/ .5.00 por cada HP de potencia instalada.
 S/ .0.30 por cada uno de los primeros 100 Kwh/HP
 S/ .0.20 por cada uno de los siguientes 100 Kwh/HP
 S/ .0.15 por cada Kwh de exceso.

20% de recargo sobre el valor de la planilla, por concepto de afriendo del transformador.

4.1.1 Abonados con una potencia instalada de hasta 15 Kw.

173	2.932	147	-	3.079	173x5.00=	865	
					2.932x0.30=	880	
					147x0.20=	29	
					3.079	1.774	
					3.079 Recargo 20%	2.129	0.691
30	199	-	-	199	30x5.00=	150	
					199x0.30=	60	
					199	210	
					199 Recargo 20%	252	1.266

Total abonados industriales a nivel baja tensión

203	3.131	147	-	3.278	3.278	2.381	0.726
-----	-------	-----	---	-------	-------	-------	-------

CALCULO DE INGRESOS CON LAS TARIFAS VIGENTES - Servicio Rural - Julio 1973

Potencia instalada (HP)	1'	2'	3'	Total	K w h en el bloque	Ingresos S/.	Precio medio de venta S./Kwh
-------------------------	----	----	----	-------	--------------------	--------------	------------------------------

4.2. Abonados que toman la energía a nivel alta tensión.

TARIFA: S/ .5.00 por cada HP de potencia instalada
 S/ .0.30 por cada uno de los primeros 100 Kwh/HP
 S/ .0.20 por cada uno de los siguientes 100 Kwh/HP
 S/ .0.15 por cada Kwh de exceso.

4.2.1. Abonados con una potencia instalada de hasta 15 Kw.

76	3.247	1.203	1.042	5.492	76x5.00=	380	
					3.247x0.30=	974	
					1.203x0.20=	241	
					1.042x0.15=	156	
						1.751	0.319

4.2.2. Abonados con una potencia instalada superior a 15 Kw.

1.245	75.299	12.430	-	87.729	1.245x5.00=	6.225	
					75.299x0.30=	22.590	
					12.430x0.20=	2.486	
					87.729	31.301	0.357

Total abonados industriales a nivel alta tensión.

1.321	78.546	13.633	1.042	93.221		33.052	0.355
-------	--------	--------	-------	--------	--	--------	-------

TOTAL SERVICIO INDUSTRIAL

1.524	81.677	13.730	1.042	96.499		35.433	0.367
-------	--------	--------	-------	--------	--	--------	-------

TOTAL SERVICIO RURAL

				164.649		62.544	0.330
--	--	--	--	---------	--	--------	-------

CALCULO DE INGRESOS CON LAS TARIFAS VIGENTES - Venta de energía en bloque - Julio 1973

Cuadro 4-12
Hoja 9 / 10

K W H totales	Ingresos S/.	Precio medio de venta S/./Kwh
------------------	-----------------	----------------------------------

VENTA DE ENERGIA EN BLOQUE

A) a Pujilí		
TARIFA S/ .5.00 mínimo con derecho a 20.000 Kwh		
S/ .0.25 por cada Kwh de exceso		
53.600 (53.600-20.000) x 0.25	5.000	
	8.400	
	13.400	0.250

B) a Saquisilí		
TARIFA S/ .4.500 mínimo con derecho a 22.500 Kwh.		
S/ . 0.20 por cada Kwh de exceso		
24.400 (24.400-22.500) x 0.20	4.500	
	380	
	4.880	0.200

TOTAL VENTA DE ENERGIA EN BLOQUE

78.000	18.280	0.234
--------	--------	-------

	K w h	Ingresos \$/.	de venta \$/kwh
I. SERVICIO RESIDENCIAL	316.553	91.399	0.288
II. SERVICIO DE COCINAS ELECTRICAS	48.858	10.743	0.220
III. SERVICIO DE HACIENDAS	16.763	6.976	0.381
IV. SERVICIO INDUSTRIAL			
4.1. A nivel baja tensión	53.574	29.220	0.409
4.2. A nivel alta tensión	145.151	54.188	0.373
Total servicio industrial	203.725	83.408	0.410
TOTAL SERVICIO URBANO Y RURAL	586.898	191.326	0.327
VI. VENTA DE ENERGIA EN BLOQUE	76.000	13.289	0.234
GRAN TOTAL	663.898	210.105	0.316

CUADRO COMPARATIVO DE INGRESOS ENTRE LAS TARIFAS VIGENTES Y LAS PROPUESTAS

Cuadro # 4-13
Hoja 1/1

Julio 1973

	K w h fact.	Ingresos \$/.		Prec. Med. E/Kwh Incremento		
		Tarifas vigentes	Tarifas propues.	Tarifas vigentes	Tarifas propues.	
					(%)	
I. SERVICIO RESIDENCIAL	263.833	80.035	125.877	0.303	0.477	57.28
II. SERVICIO COMERCIAL	102.382	25.738	56.815	0.251	0.555	120.74
III. SERVICIO A ENTIDADES OFICIALES	293.725	33.403	101.379	0.408	0.498	21.55
IV. SERVICIO A ENTIDADES OFICIALES	15.958	2.647	6.307	0.166	0.395	138.27
SUBTOTAL	565.398	191.828	283.735	0.327	0.492	50.29
V. VENTA DE ENERGIA EN BLOQUE	78.000	18.280	28.440	0.234	0.365	55.58
SUBTOTAL	663.398	210.108	312.225	0.316	0.477	50.85
VI. SERVICIO DE ALUMBRADO PUBLICO	54.830	-	19.191	-	0.350	
GRAN TOTAL	718.728	210.108	338.009	0.292	0.470	60.87

REVALORIZACION DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES EAST, JUNIO DE 1.970 (1)
 ANEXO N° 4.2 Hoja 1/2
 (miles de sueros)

	Fecha de Instalac. (1.966)	Valor de Reposic. (1.966)	Índice de revaloriz. (2)	Inversiones revalorizadas
I.- GENERACION				
1.1 Ililuchi I 1ª Etapa 1.400 KW.	1.954	8.500	1.61807	13.754
1.2 Ililuchi I 2ª Etapa 1.400 KW.	1.956	5.500	1.61807	8.894
1.3 Ililuchi II 1.400 KW.	1.967	5.800	1.61807	9.385
Total Generación		19.800		32.038
II.- TRANSMISION				
2.1 Ililuchi I - Latacunga 23 KV 9.5 Km.	1.954	500	1.61807	809
2.2 Ililuchi II - Ililuchi I 23 KV 3.0 Km.	1.967	158	1.61807	256
2.3 Ililuchi I - Sub Norte-Lasso 23 KV 22.75 Km (3)	1.967	291	1.61807	471
Total Transmisión		949		1.536
III.- TRANSFORMACION				
3.1 Subest. Ililuchi I 1ª Etapa 1.750 KVA 2.3/23KV	1.954	615	1.61807	995
3.2 Subest. El Calvario 1ª Etapa 1.750 KVA 2.3/6.3 KV	1.954	615	1.61807	995
3.3 Subest. Ililuchi I 2ª Etapa 1.750 KVA 2.3/23 KV	1.956	615	1.61807	995
3.4 Subest. El Calvario 2ª Etapa 1.750 KVA 2.3/6.3 KV	1.956	615	1.61807	995
3.5 Subest. Ililuchi II, 1.750 KVA 2.3/23 KV.	1.967	615	1.61807	995
3.6 Subest. El Calvario 1.750 KVA, 23/6.3 KV (4)	1.973	615	1.61807	995
Total Transformación		3.690		5.970
IV.- DISTRIBUCION				
4.1 Sistema Primario	1.954	1.819	1.61807	2.943
				128
				27-

REVALORIZACION DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES HASTA JUNIO DE 1.970
(miles de sueres)
ANEXO N°-4.2 Hoja 2/2

	Fecha de Instalac.	Valor de Reposic. (1.966)	Indice de Revaloriz. (2)	Inversiones Revalorizadas
4.1 Sistema Primario	1.956	114	1.61807	184
	1.958	1.365	1.61807	2.209
	1.968	344	1.49999	516
Total Sistema Primario		3.642		5.842
4.2 Sistema Secundario	1.954	3.410	1.61807	5.518
	1.956	1.107	1.61807	1.791
	1.958	1.107	1.61807	1.791
	1.968	587	1.49999	880
Total Sistema Secundario		6.211		9.980
Total Distribución		9.853		15.832
V.- GENERALES	1.958(5)	300	-	-
	1.968	150	1.49999	243
	1.968	107	1.40684	151
Total Generales		257		394

NOTAS: (1).- La revalorización de las instalaciones existentes hasta Junio de 1.970, se considera que se ejecutará en 1.974, y se realizado en base al costo de reposición establecido por el Municipio en 1.966.

(2).- El índice de revalorización corresponde al calculado por el Banco Central del Ecuador, como la relación entre el costo en el año 1.974 y el costo en el año de estudio, de las diferentes instalaciones.

(3).- La línea Illuchi I-Subestación Norte-Iasso con una longitud de 22.75 Km fue contratada en el año 1.967 a un costo de \$ 971.180, sin embargo la línea no está terminada, estimándose en un 30% del valor del contrato, el costo de reposición del tramo construido.

(4).- La subestación reductora del numeral 3.6 fue adquirida con anterioridad a 1.970, por lo que se considera para fines de revalorización.

(5).- Los equipos generales instalados en el año 1.958 se hallan depreciados para el año 1.974, razón por la cual no se consideran para fines de revalorización.

CUOTAS ANUALES DE DEPRECIACION Y FONDO ACUMELADO DE DEPRECIACION
DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES HASTA JUNIO /1.970 (1)
ANEXO Nº 4.3 Hoja 1/2

	% de depreciación. (2)	Fecha de instalac. en 1.966	Valor de reposic. en 1.966	Cuotas de Depreciac. hasta 1973	Fondo Acumulado de Deprec. 31/XII/73 (Enr./74)	Valor de Reposic. (Ener/74)	Cuotas de Deprec. de Ener/77
I. - GENERACION							
1.1 Illuchi I 1ª Etapa 1.400 KW.	2.00	1.954	8.500	170	3.400	13.754	275
1.2 Illuchi I 2ª Etapa 1.400 KW.	2.00	1.956	5.500	110	1.980	8.899	178
1.3 Illuchi II 1.400 KW.	2.00	1.967	5.800	116	812	9.385	188
Total Generación			19.800	396	6.192	32.038	641
II. - TRANSMISION							
2.1 Illuchi I Latacunga	3.00	1.954	500	15	300	809	24
2.2 Illuchi II Illuchi I	3.00	1.967	158	5	35	256	8
2.3 Illuchi I Sub Norte Lasso	3.00	1.967	291	9	63	471	14
Total Transmisión			949	29	398	1.536	46
III. - TRANSFORMACION							
3.1 Subest. Illuchi I 1ª Etapa	3.00	1.954	615	19	380	995	30
3.2 Subest. El Calvario 1ª Etapa	3.00	1.954	615	19	380	995	30
3.3 Subest. Illuchi I 2ª Etapa	3.00	1.956	615	19	342	995	30
3.4 Subest. El calvario 2ª Etapa	3.00	1.956	615	19	342	995	30
3.5 Subest. Illuchi II	3.00	1.967	615	19	133	995	30
3.6 Subest. El Calvario 3ª Etapa	3.00	1.973	615	19	19	995	30
Total Transformación			3.690	114	1.596	5.970	180

**CUOTAS ANUALES DE DEPRECIACION Y FONDO ACUMULADO DE DEPRECIACION
DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES HASTA JUNIO /1.970 (1) ANEXO N° 4.3 Hoja 2/2**

IV.- DISTRIBUCION	% de depre- ciacion. (2)	Fecha de instalac.	Valor de reposit. en 1.966	Cuotas de Depreciac. hasta 1973	Fondo Anu Fondo A mulado de acumulado Reposic. Deprec. (Enero/74 de Enero/74	Cuotas de Deprec. des- de Enero/74		
							Valor de reposit. en 1.966	Cuotas de Depreciac. hasta 1973
	3.00	1.954	5.229	157	3.140	5.081	8.461	254
	3.00	1.956	1.221	37	66	1.078	1.975	59
	3.00	1.958	2.472	74	1.184	1.916	4.000	120
	3.00	1.968	931	28	168	252	1.396	42
			9.853	296	5.158	8.327	15.752	475
V.- GENERALES	10.00	1.958	300	30	-	-	-	-
	10.00	1.968	150	15	90	135	225	23
	10.00	1.969	107	11	55	77	150	15
Total Generales			257	26	145	212	375	38

- NOTA:** (1).- El presente cuadro se ha realizado basado en el Anexo N° 4-2 "Revalorización de las instalaciones exis-
tentes hasta Junio de 1970".
- (2).- El porcentaje de depreciación, en cada una de las etapas funcionales en el que se establece en el Reglamen-
to para la fijación de tarifas de los servicios eléctricos".
- (3).- El fondo acumulado de depreciación a Enero de 1974 se halla revalorizando el obtenido, hasta el 31 de Diciem-
bre de 1973, con los índices de revalorización utilizados en el Anexo mencionado en la nota (1)

DETERMINACION DE LOS GASTOS POR COMBUSTIBLE Y COMPRA DE ENERGIA (1)

ANEXO N° 4-4 Hoja: 1/2

I.- Energía generada por el grupo térmico (MWH)	1.974	1.975	1.976	1.977
II.- Compra de energía (2) (3)	1.262	1.059	1.150	274
2.1 Energía comprada en bloques (MWH)		3.650	4.745	6.388
2.1 Demanda máxima comprada (MW)		1.000	1.300	1.750
III.- COSTO DE LA ENERGIA (miles de sucres)				
3.1 Térmica (combustible y lubricación) (4)	357	299	325	78
3.2 Compra de energía (5)				
3.2.1 Cargo por demanda		360	468	630
3.2.2 Cargo por energía		740	962	1.295
Total compra de energía		1.100	1.430	1.925
Total combustible + compra de energía	357	1.399	1.755	2.003

- NOTAS: (1) La energía generada por el grupo térmico y la energía comprada se ha calculado a partir de las curvas diaria típica, proyectada para cada año del estudio.
- (2) La compra de energía corresponde a la energía vendida por el Sistema Riobamba-Ambato, en los años 1975 y 1976, y en 1977 es la energía entregada desde Ambato, proveniente de la Central Pisayambo.
- (3) La cantidad de energía comprada, así como la demanda máxima comprada se ha fijado mediante un despacho de carga económico.
- (4) El costo por combustible de la energía generada por la central térmica se calcula en base a un rendimiento de 14 kWh/galón de diesel y un precio de \$3.60/galón. El costo de lubricantes se estima en el 10% del costo por combustible.
- (5) La energía comprada tiene un valor calculado con la tarifa:
 \$ 30.00 por cada KW de demanda máximas
 \$ 0.20 por cada uno de los siguientes 100 KWH por cada KW.
 0.25 por cada uno de los primeros 100 KWH por c/KW
 0.16 por cada KWH de exceso

GASTOS EN EL PERSONAL DE ADMINISTRACION Y COMERCIALIZACION

ANO 1974

ANEXO N° 4.5 Hoja 1/3

	Número	Sueldo Mensual Individual	Sueldo Mensual	Aporte Patronal mensual	Sueldo anual	Decimo Cuarto Sueldo	Decimo Tercero + Vacación + Fondo Res.	Total Anual
I. - ADMINISTRACION								
Administrador	1	8.000	8.000			3.200		
Secretaria	1	1.500	1.500			1.500		
Director Técnico	1	7.000	7.000			2.800		
Chofer	1	2.280	2.280			1.596		
Tesorero	1	2.500	2.500			1.750		
Bodeguero	1	2.000	2.000			2.000		
Conserje	1	1.200	1.200			1.200		
Contador	1	3.000	3.000			2.100		
Ayudante de Contabilidad	2	1.500	3.000			3.000		
Chofer	1	2.280	2.280			1.596		
Total Administracion			22.760	2.785	426.540	20.742	98.280	545.562
II. - COMERCIALIZACION								
Jefe de Departamento	1	2.500	2.500			1.750		
Leitores - inspectores	5	1.500	7.500			7.500		
Facturadores	2	1.500	3.000			3.000		
Recaudadores	2	1.500	3.000			3.000		
Informacion y Contrato	1	1.500	1.500			1.500		
Total Comercialización			17.500	1.488	227.856	16.750	52.500	297.106

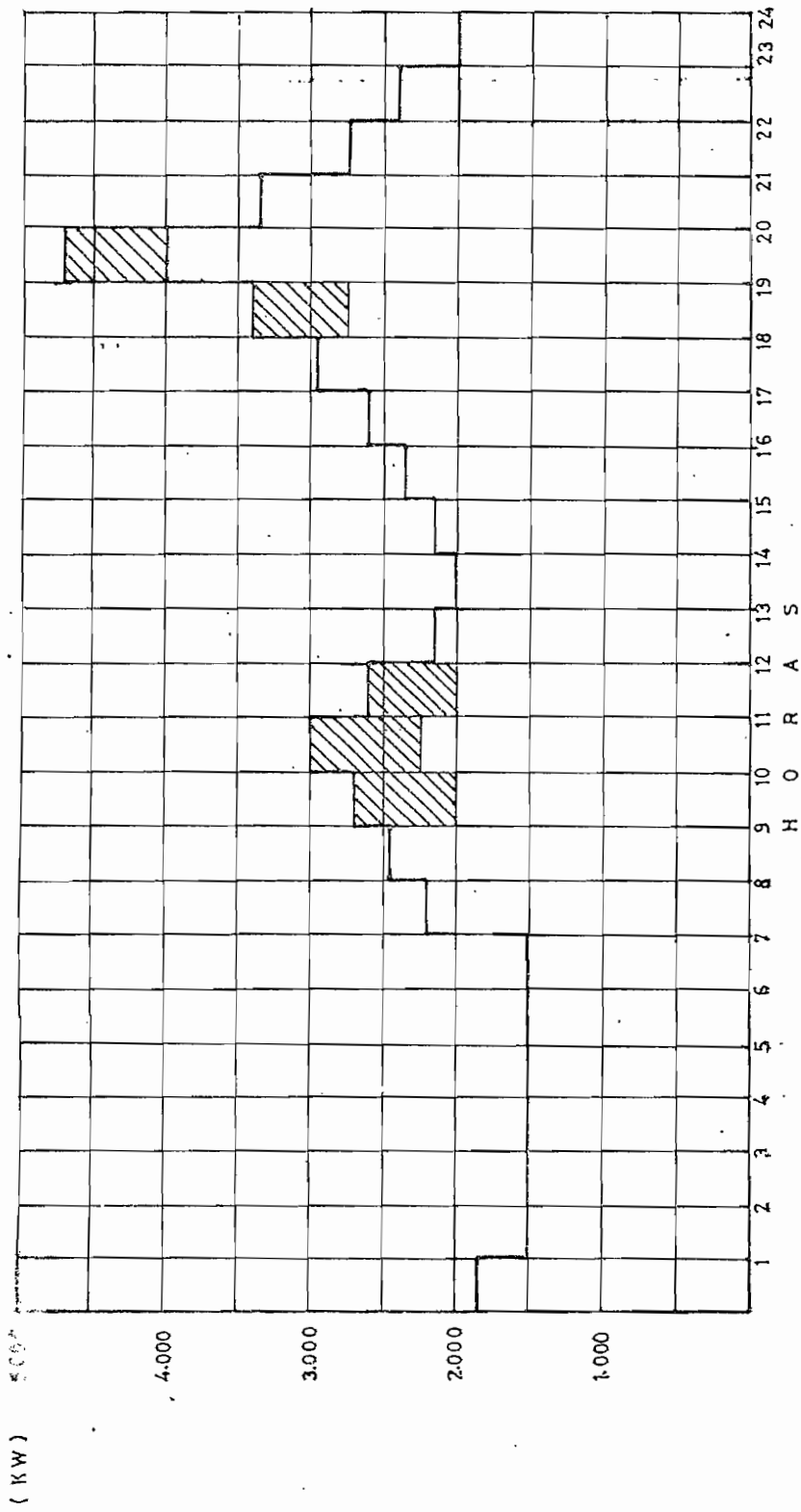
SUELDOS DE PERSONAL EN ADMINISTRACION Y COMERCIALIZACION AÑOS
 1-975 - 1-976 - 1-977
 ANEXO N° 4.5 Hoja 2/3

	1.974	1.975	1.976	1.977
I.- ADMINISTRACION (1)				
1.1 Sueldos del personal existente hasta 1974	545.562	589.207	636.344	687.250
1.2 Personal nuevo (2)			29.785	32.168
Total administración	545.562	589.207	666.129	719.418
II.- COMERCIALIZACION (1)				
2.1 Sueldos del personal existente hasta 1974	297.106	320.874	346.544	374.268
2.2 Personal nuevo (3)			59.570	64.335
Total Comercialización	297.106	320.874	406.114	438.603

- NOTAS:
- (1).- Los gastos en personal de administración y comercialización se ha calculado, para el período 1975-1977, en base a los gastos de 1974 incrementándose a partir de 1975 a razón de 8% anual.
 - (2).- En 1976 se incrementa un ayudante de contabilidad.
 - (3).- En 1976 se incrementa un lector y un recaudador.

1.974 1.975 1.976 1.977

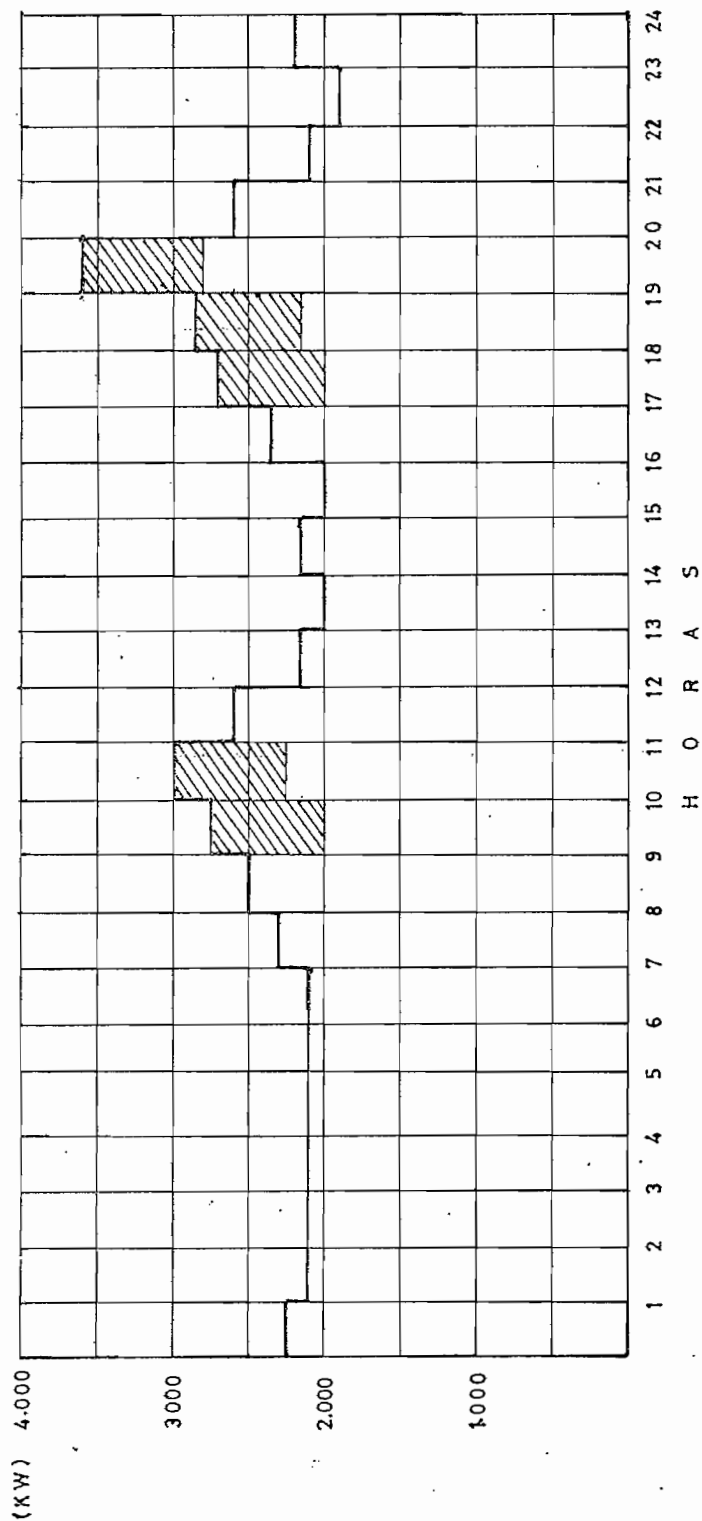
	1.974	1.975	1.976	1.977
I.- ADMINISTRACION				
1.1 Personal	545.562	589.207	666.129	719.418
1.2 Gastos de Oficina	5.000	6.000	7.000	8.000
1.3 Transporte	75.000	80.000	90.000	100.000
Total Administración	625.562	675.207	763.129	820.418
II.- COMERCIALIZACION				
2.1 Personal	297.106	320.874	406.114	438.603
2.2 Gastos de Oficina	6.000	7.000	8.000	9.000
2.3 Facturación en IBM.	75.500	79.300	83.341	87.926
2.4 Transporte de Lectores	8.400	9.000	9.500	10.000
Total Comercialización	387.006	416.174	506.955	545.529



energía térmica

SISTEMA ELECTRICO DE LATACUNGA

CURVA DE CARGA DIARIA TIPICA PARA EL INVIERNO DEL AÑO 1974

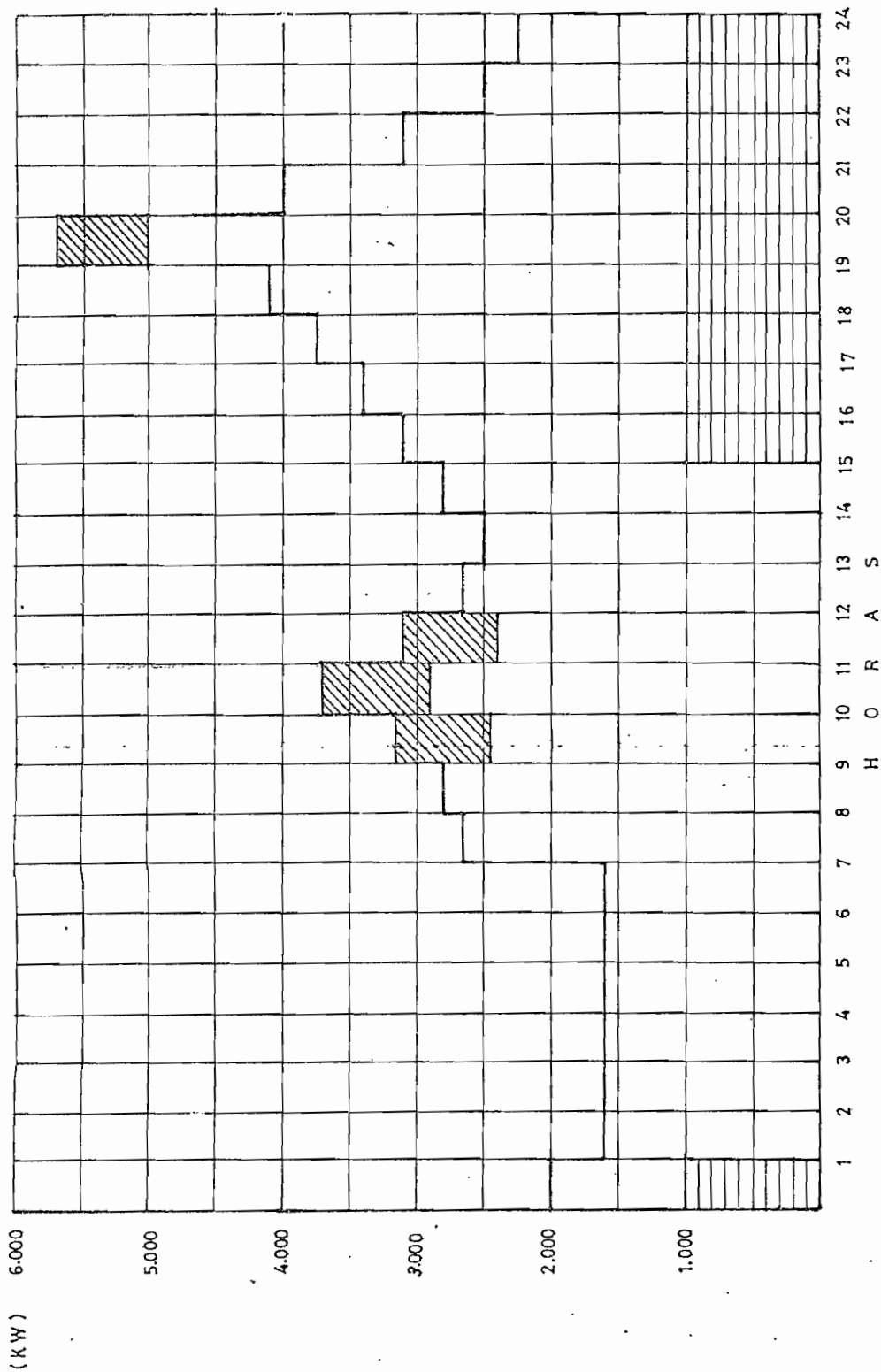




energía térmica

SISTEMA ELECTRICO DE LATACUNGA

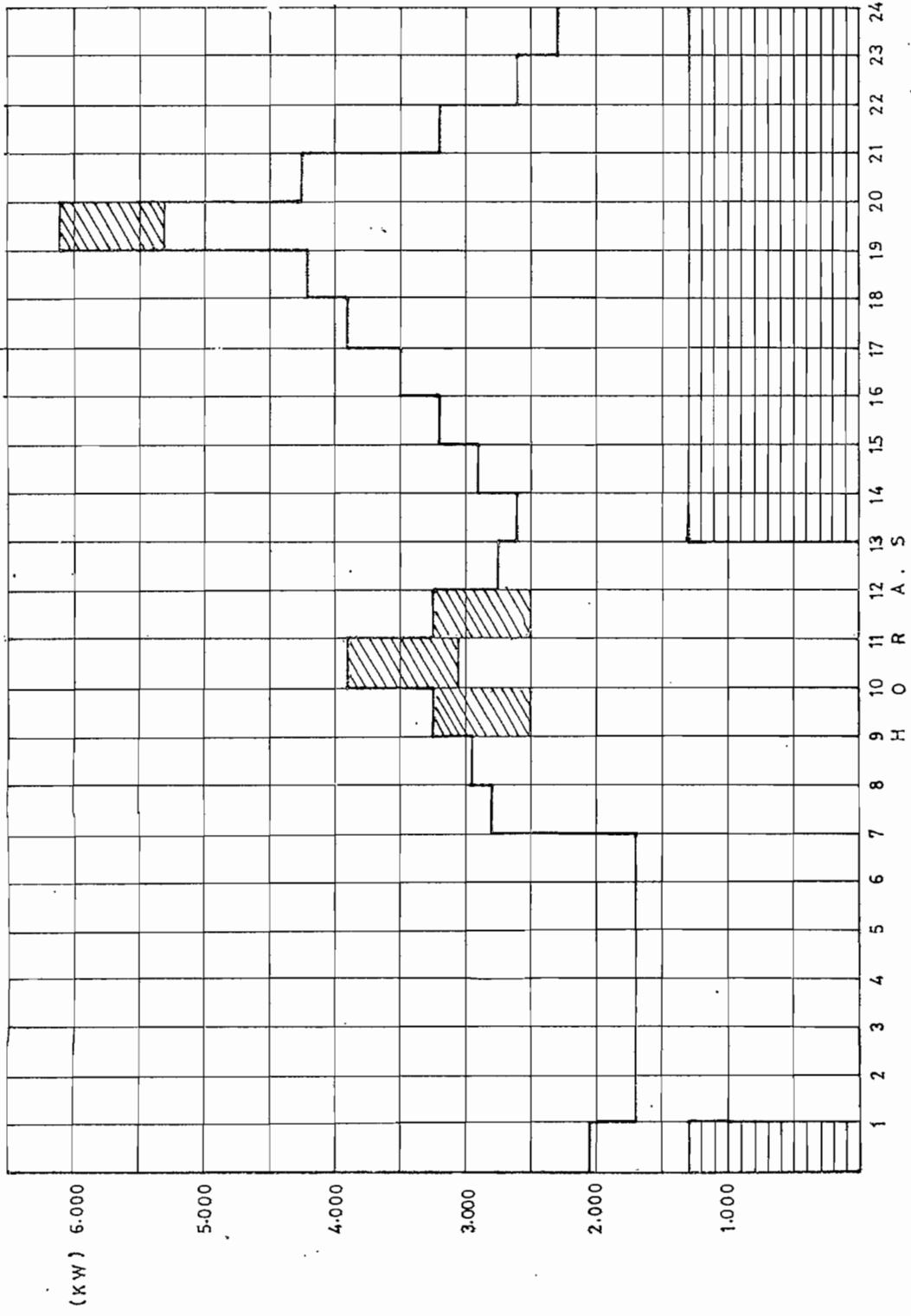
CURVA DE CARGA DIARIA TIPICA PARA EL VERANO DELAÑO 1974



GRAFICO N° 4-2



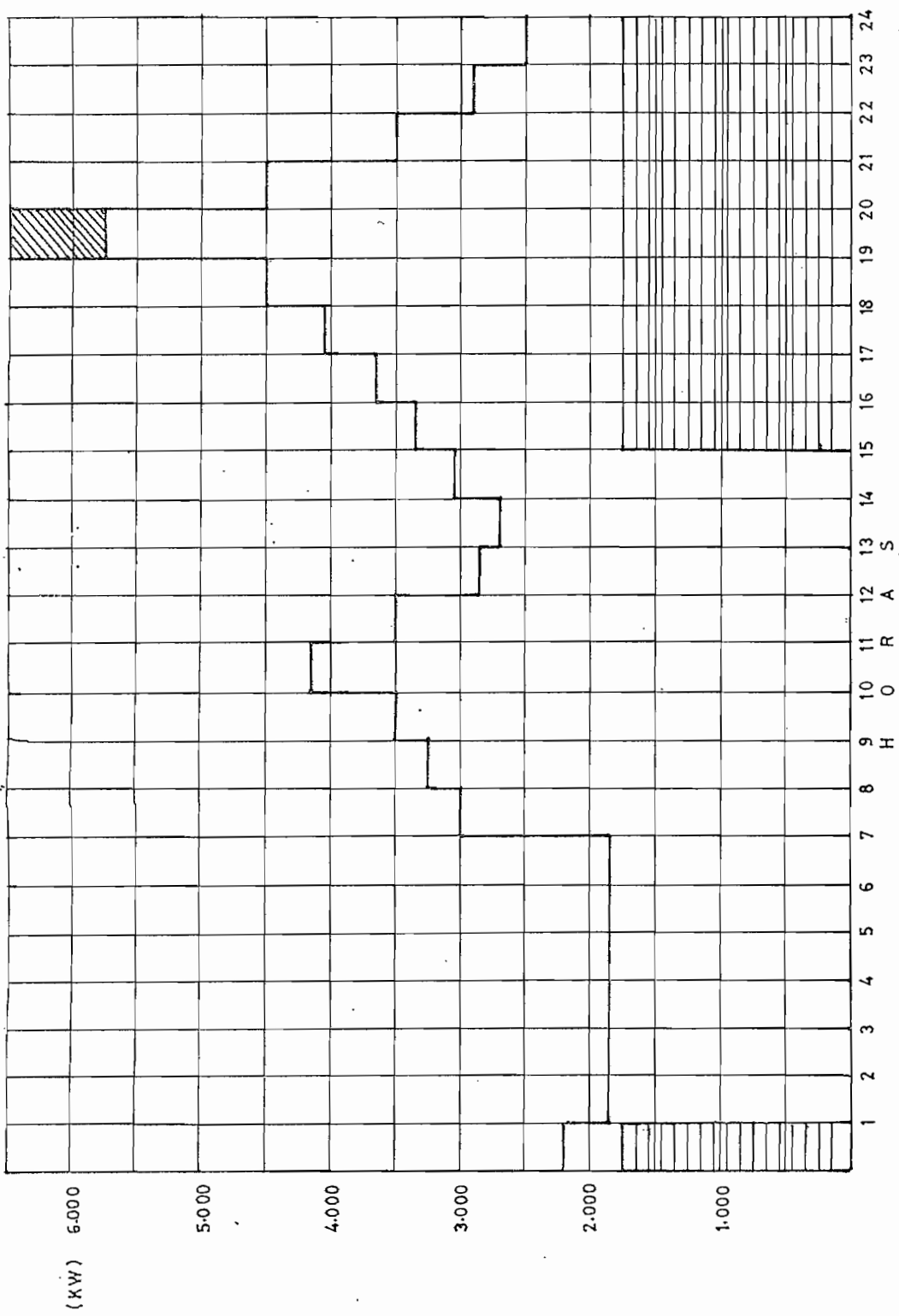
 energía térmica
 energía comprada



SISTEMA ELECTRICO DE LATACUNGA
 CURVA DE CARGA DIARIA TIPICA PARA EL AÑO 1975



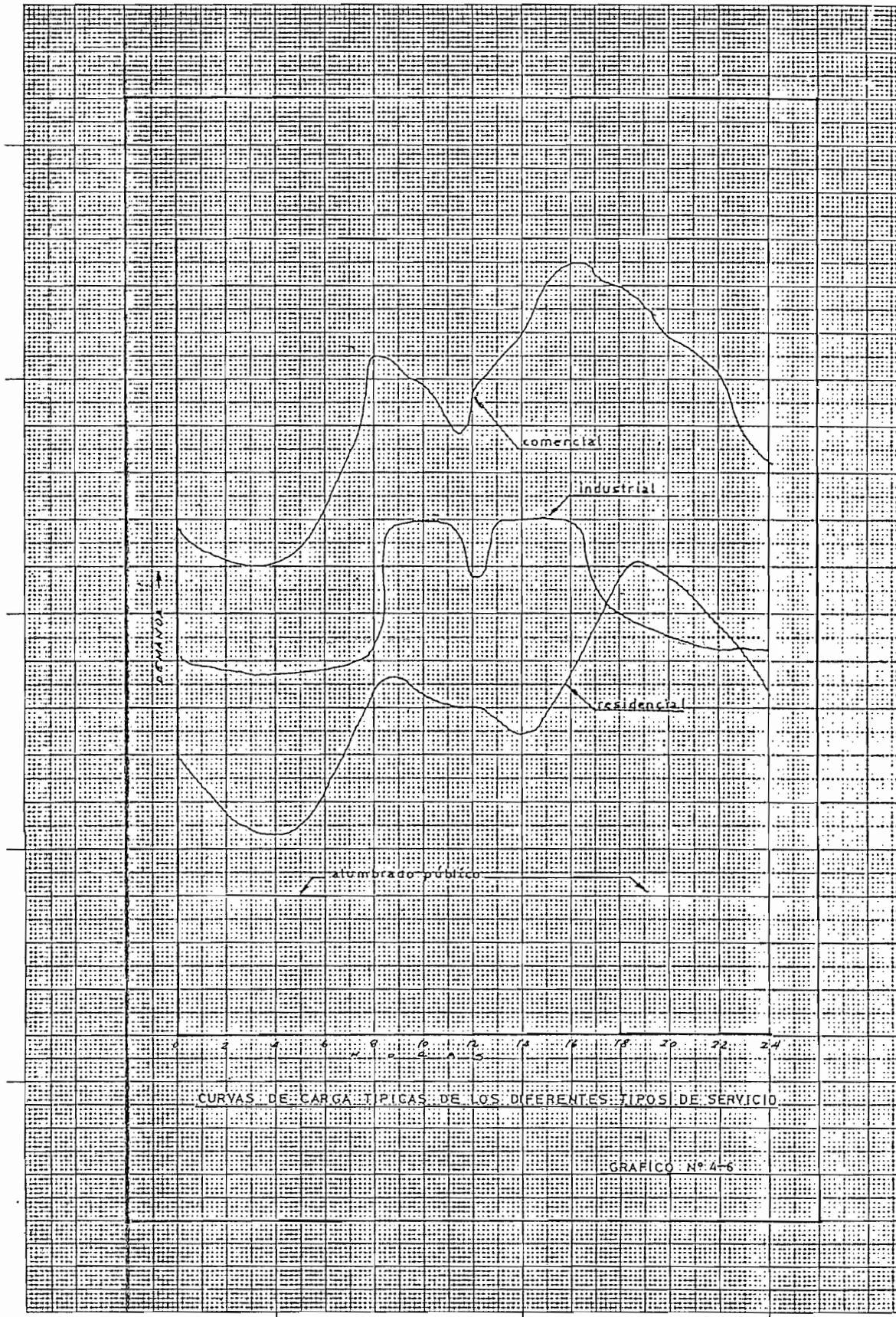
 energía térmica
 energía comprada

SISTEMA ELECTRICO DE LATACUNGA
 CURVA DE CARGA DIARIA TIPIÇA PARA EL AÑO 1976



 energía térmica
 energía comprada

SISTEMA ELECTRICO DE LATACUNGA
 CURVA DE CARGA DIARIA TIPICA PARA EL AÑO 1977



CURVAS DE CARGA TÍPICAS DE LOS DIFERENTES TIPOS DE SERVICIO.

GRAFICO N° 4-6

HOJA TALLY DE LOS ABONADOS COMERCIALES DEL SECTOR RURAL

Kwh en el bloque	TALLY	Kwh en el bloque	SECTOR RURAL
0	IIII	31	1
1	0	32	1
2	0	33	0
3	0	34-35	34-34-34
4	0	36-40	36-36-37-37-38-39-40-40-38-40
5	0	41-45	41-43-42-41-42-45-43
6	I	46-50	47-50-48-50-47-50-49-50-49-47-48
7	0	51-55	53-55-44-55-53-51-52-55-52
8	0	56-60	58-59-57-60-58
9	0	61-65	65-62
10	III	66-70	68-70
11	I	71-75	72-74-75-74-72
12	II	76-80	79-77-78-76-80
13	0	81-85	84
14	II	86-90	90-89-88
15	I	91-95	95-94
16	0	96-100	99-100
17	0	101-110	108-102
18	II	111-120	115-120-110-117
19	0	121-130	128-126-129
20	IIII	131-140	0
21	0	141-150	142-143-145
22	II	151-160	156
23	0	161-180	179
24	0	181-200	185-200
25	0	201-220	215-205
26	IIII	221-240	231
27	I	241-280	252
28	I	281-300	300
29	II	301-350	315
30	IIII III	351-400	384-450-430-419-2040-1540

GRAFICO No 4-7

PRECIO MEDIO DE
VENTA DEL KWH.
(S) / KWH

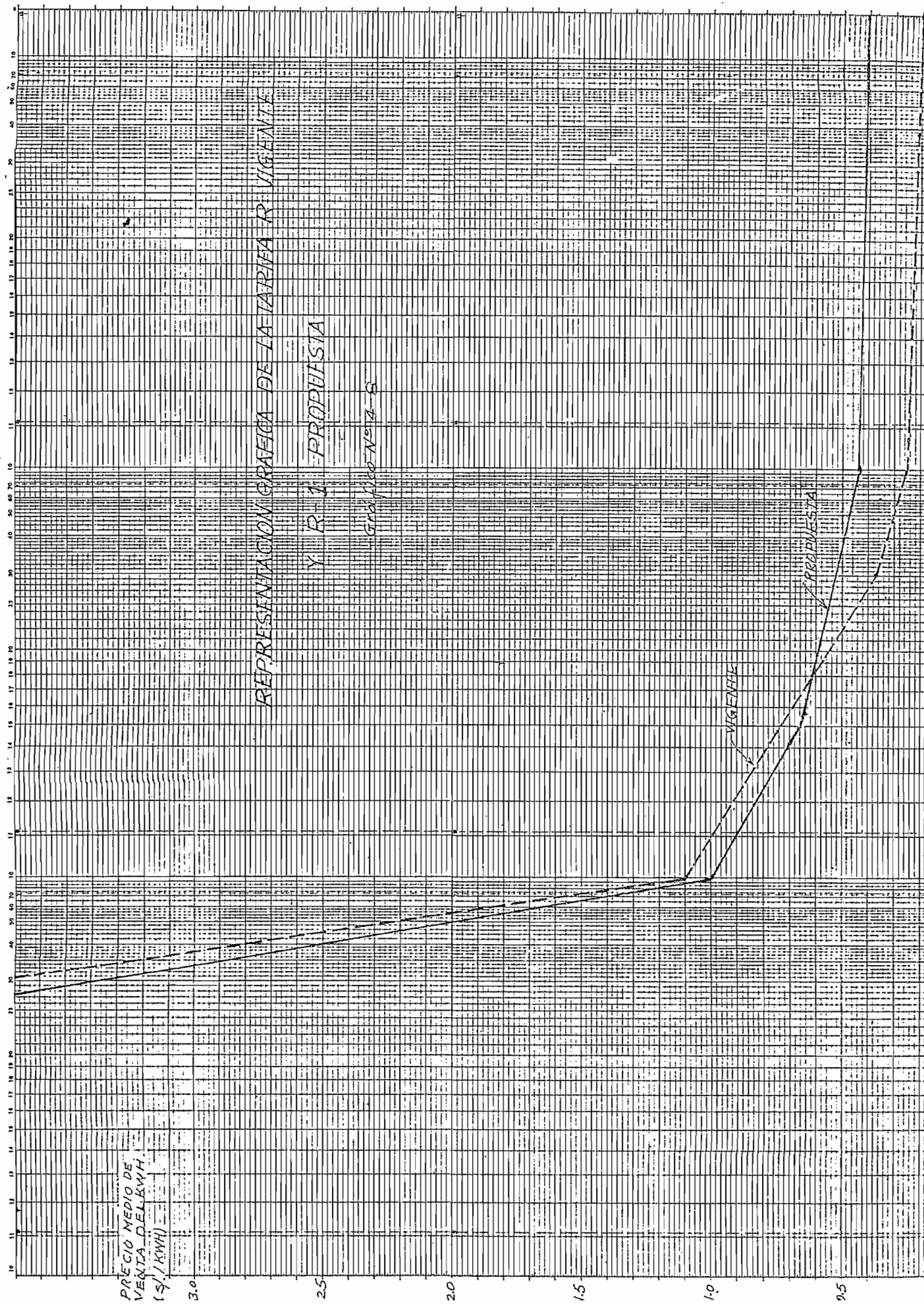
REPRESENTACION GRAFICA DE LA TARIFA R VIGENTE

Y R 1 PROPUESTA

GRÁFICO N° 14 - B

VIGENTE

PROPUESTA



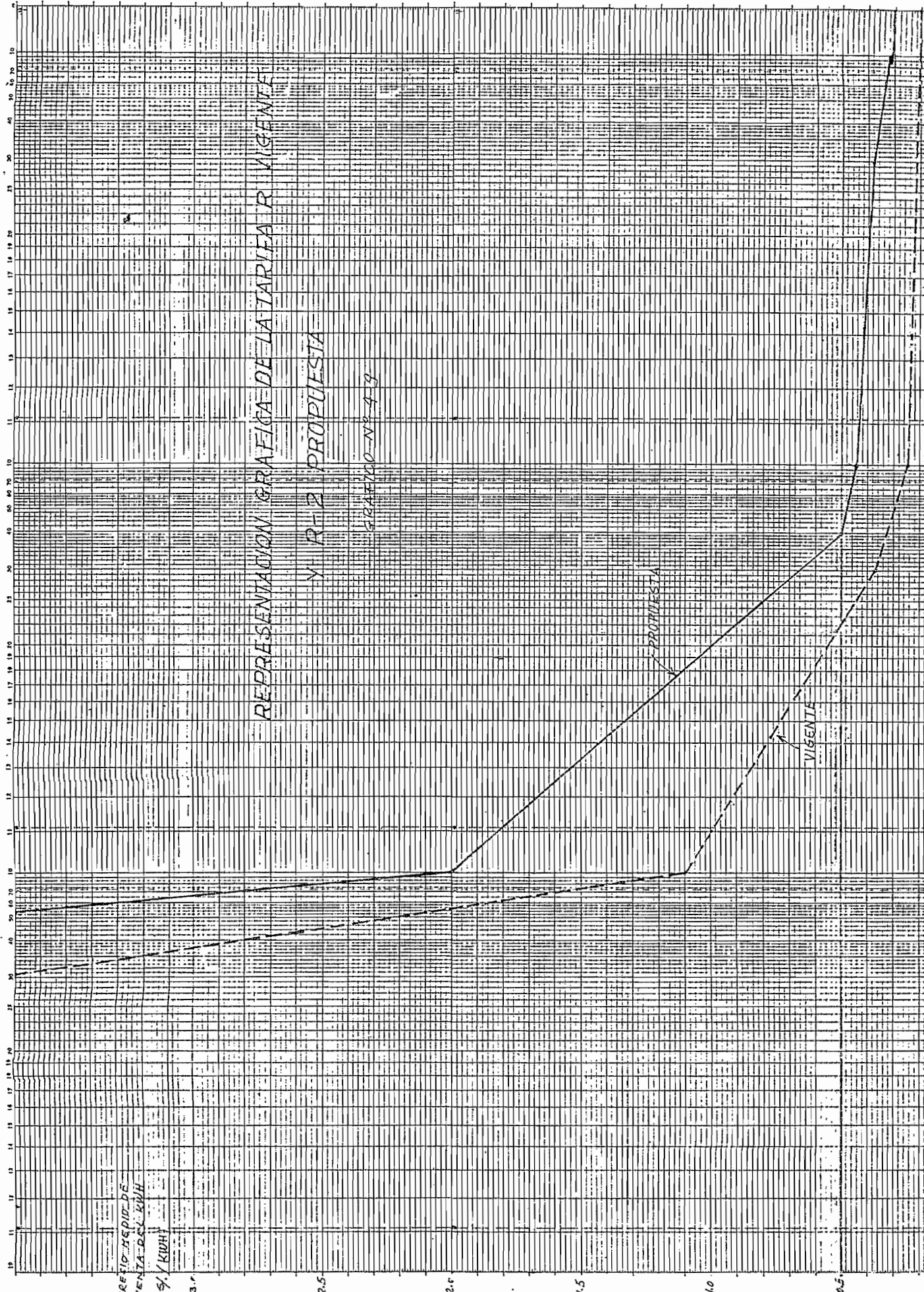
PRECIO MEDIO DE
VENTA DEL KWH
(9/1974)

REPRESENTACION GRAFICA DE LA TARIFA R VIGENTE
Y R-2 PROPUESTA

GRAFICO N° 49

PROPIUESTA

VIGENTE



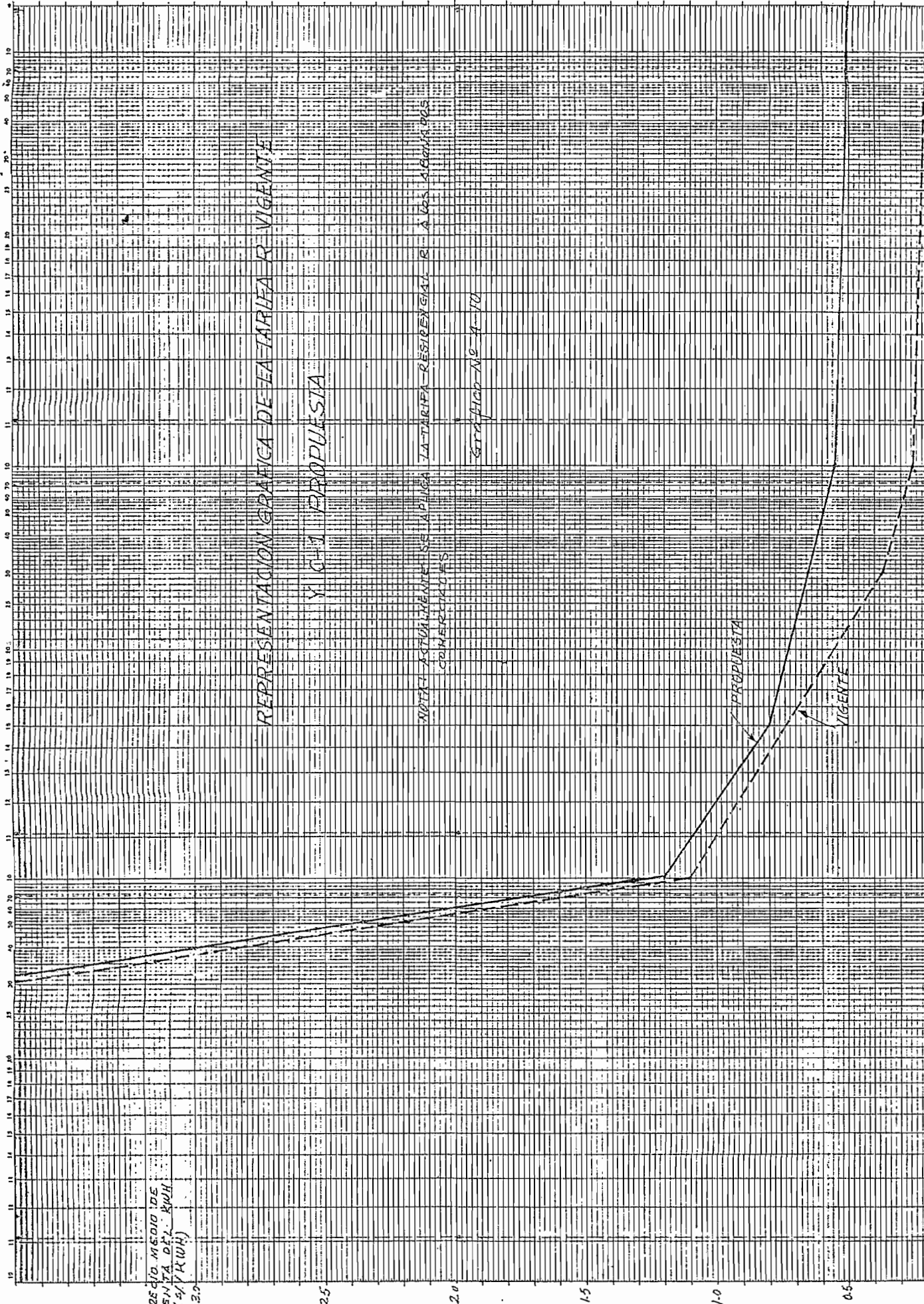
RECIBO MEDIO DE
EMTA D.L. RWH
(477 RWH)
3.0

REPRESENTACION GRAFICA DE LA TARIFA R VIGENTE Y C-1 PROPUESTA

NOTA: SEGUN VIGENTE SE LA PUNTA
COMERCIALES

LA TARIFA RESIDENCIAL B A LOS ASESORADOS

Gráfico No 4-10



PRECIO MEDIO DE
VENTA DEL KWH

\$/KWH

3.0

2.5

2.0

1.5

1.0

0.5

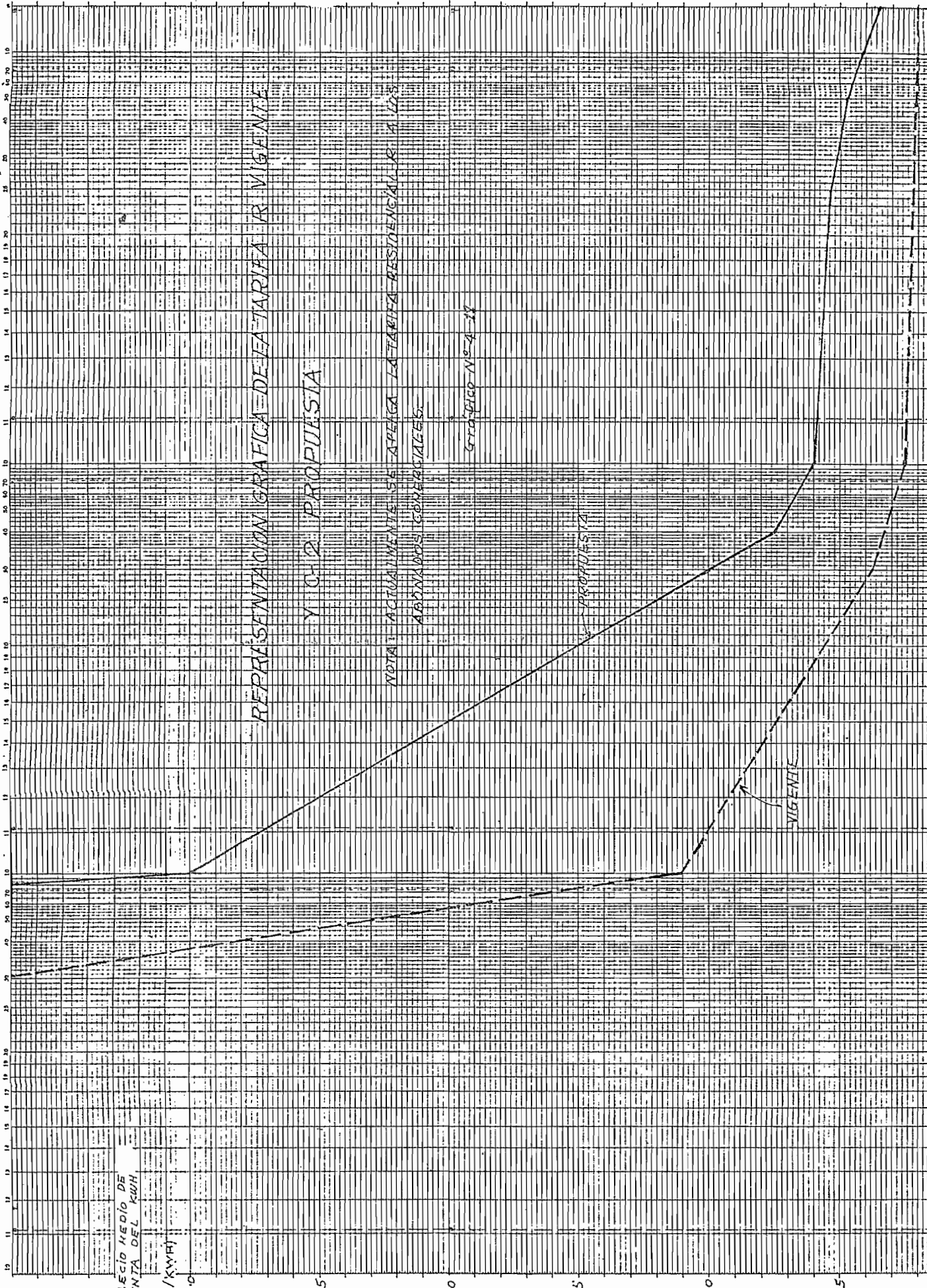
REPRESENTACION GRAFICA DE LA TARIFA VIGENTE Y O-2 PROPUESTA

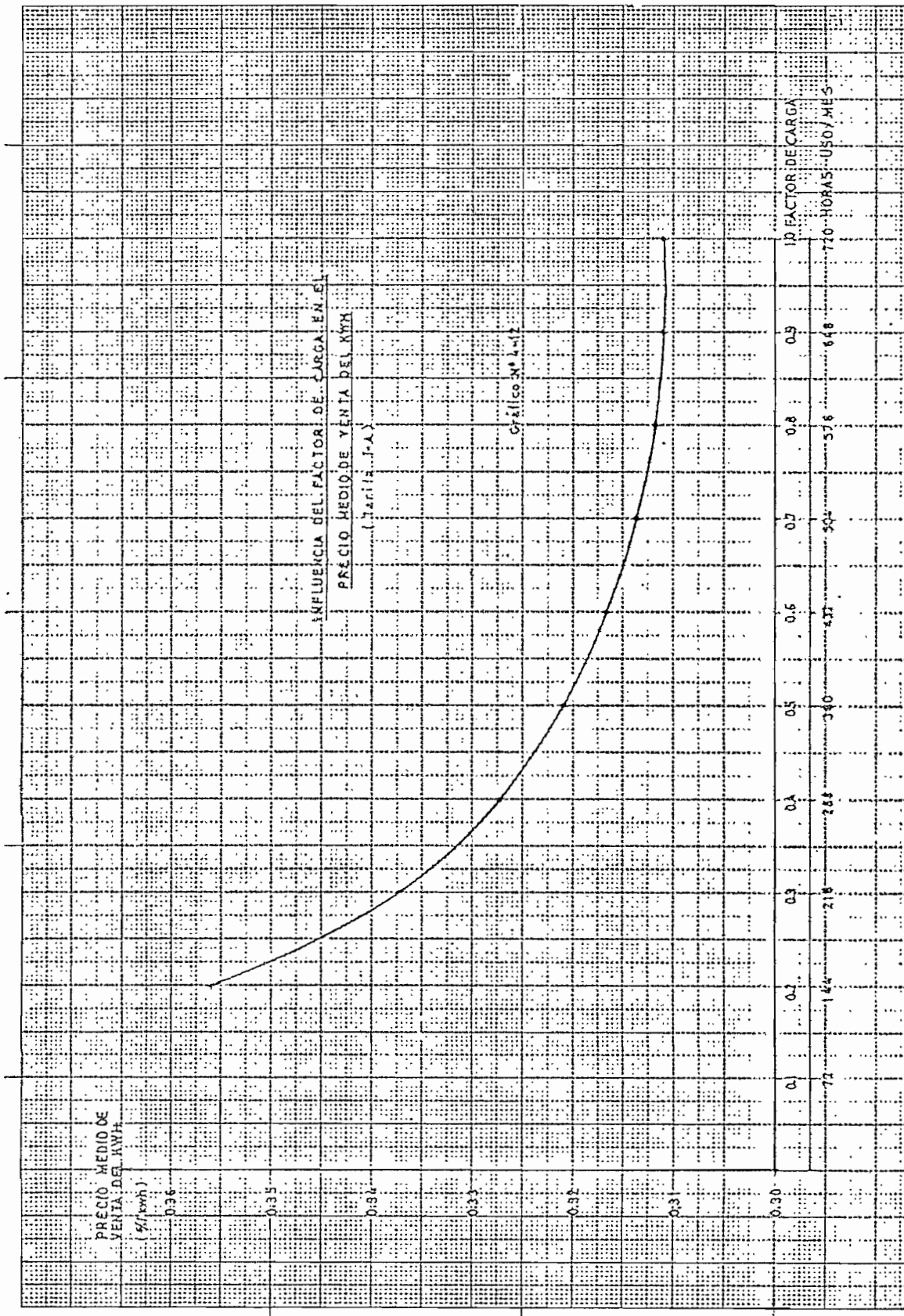
NOTA: ACTUALMENTE SE APLICA LA TARIFA RESIDENCIAL A LOS
ABONADOS CONECTADOS.

GRÁFICO N° 4-17

PROPOSTA

VIGENTE





CAPITULO QUINTO

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Durante la ejecución de los capítulos precedentes se ha examinado la situación por la que atravieza el Sistema Eléctrico de Latacunga, se han establecido sus causas y, en algunos casos, se han presentado soluciones. En esta parte del estudio se expondrán en forma resumida, las conclusiones a las que se ha llegado, y se presentarán, en forma general las recomendaciones, en tendiéndose que para problemas específicos se requiere de análisis detallados.

El aspecto técnico está correlacionado con el económico , sin embargo, se presentarán las observaciones, separadamente para cada uno de los aspectos mencionados , para de esta forma conseguir, una mejor comprensión de cada uno de ellos

I) CONCLUSIONES

Aspectos generales

- 1) La provincia de Cotopaxi, a pesar de tener recursos económicos y gran potencial humano, no ha podido desarrollarse al ritmo del progreso actual, debido a la falta de energía eléctrica en suficiente calidad y cantidad.
- 2) La falta de energía eléctrica ha impedido atraer industrias a la zona.
- 3) Gran número de industrias existentes han tenido que equipararse con grupos térmicos para su autoconsumo, lo que ha incidido en un aumento de los costos de producción.
- 4) La actividad predominante en laprovincia de Cotopaxi es la

agropecuaria. Sin embargo, las continuas interrupciones del servicio eléctrico que ha soportado el sector rural ha provocado notables pérdidas económicas, y lo que es más importante, un atraso en la mecanización de los procesos industriales.

A) ASPECTO TECNICO. -

- 1) La capacidad instalada es insuficiente para satisfacer la demanda del mercado.
- 2) En la época de verano, debido a la acentuada escasez de a gua, no es posible obtener la capacidad nominal de las Centrales Illuchi.
- 3) El Sistema de protección de las Centrales, subestaciones y sistema de distribución es deficiente, razón por la cual, en caso de fallas sale todo el sistema o gran parte de él, fuera de servicio.
- 3) No existe regulación automática de voltaje en la subestación El Calvario.
- 4) Las redes de distribución se hallan en deficientes condiciones, En el sector rural, especialmente, el material de las líneas es acero galvanizado, lo cual provoca elevadas pérdidas de energía y gran caída de tensión. Las estructuras se hallan en pésimas condiciones.
- 5) Falta capacidad instalada en transformadores de distribución en la ciudad.
- 6) Los circuitos primarios de distribución del área rural, son

bastante largos y, en la actualidad están sobrecargados, especialmente el alimentador Rural Norte.

7) El nivel de iluminación es bajo en la ciudad. En la mayoría de las poblaciones de la zona rural, el mantenimiento del sistema de alumbrado público, no es continuo, por lo cual permanecen fuera de servicio gran número de luminarias, durante períodos prolongados.

B) ASPECTO ECONOMICO..

- 1) El Sistema contable del sistema eléctrico, no se ha implementado adecuadamente, a tal punto, que presenta dificultad la realización de un estudio económico exacto.
- 2) El sistema eléctrico ha sufrido una continua descapitalización debido a los bajos cargos tarifarios. En el período 1.968-1.973, no se ha alcanzado a cubrir los costos del servicio, acumulándose una pérdida de alrededor de \$ 410.000.
- 3) Por otra parte, los ingresos facturados por consumo de energía no se han recaudado en su totalidad. En el período 1.968-1.972, no se ha recuperado aproximadamente \$ 825.000.
- 4) Si se consideran como pérdidas económicas el valor de las planillas no recaudadas, las pérdidas totales ascienden, en el período mencionado, a aproximadamente \$ 1.235.000, de lo cual se deduce que se han cubierto los gastos de operación y mantenimiento y apenas el 71 % de las cuotas anuales de depreciación.
- 5) El Municipio ha invertido las cuotas anuales de depreciación obtenidas en obras ajenas a la electrificación, dificultando de esta forma, la ampliación de las instalaciones.
- 6) El consumo del sistema de alumbrado público, y el de las depen

cias Municipales, se ha considerado gratuito.

7) Debido a que los contadores de energía, de la subestación de sccionamiento San Felipe, en los que se mide la energía entregada a los Cantones Pujilí y Saquisilí se hallan descompuestos, se ha facturado a esos cantones el valor mínimo que establece el contrato de compra-venta de energía, celebrado con el Municipio de Latacunga.

II) RECOMENDACIONES.-

Consideramos que gran parte de los problemas que afronta el Sistema Eléctrico de Latacunga han sido causados por los bajos -cargos tarifarios, los cuales han sido insuficientes para cubrir los costos de la explotación y peor aún para generar fondos para la ampliación de las instalaciones. Esta debilidad económica ha incidido directamente en la imposibilidad de ofrecer al usuario un eficiente servicio.

Por otra parte, la organización económica y administrativa del sistema eléctrico, no ha sido la más adecuada, por lo cual estimamos conveniente que, el Municipio de Latacunga participe como accionista en la Empresa Regional, que estará conformada por las empresas eléctricas que operan actualmente en el área de influencia del Sistema Regional Centro-Norte.

Se debe indicar que el Instituto Ecuatoriano de Electrificación celebró con el Municipio de Latacunga un convenio Previo.

A continuación presentaremos las recomendaciones referentes al aspecto técnico y al económico:

1) Aspecto Técnicos

1. Cumplir con el programa de obras que INECEL ha planificado ejecutar en la Provincia de Cotopaxí. El programa es el siguiente:

a) Generación

- a.1 Instalación de un grupo diesel eléctrico con una potencia de 775 Kw, en 1.974
- a.2 Instalaciones para proveer al Sistema Latacunga y a la Provincia de Cotopaxí de la energía proveniente de la Central Hidroeléctrica de Pisayambo.

b) Transmisión

- b.1 Construcción de la línea Ambato-Latacunga a 69 KV-40 Km, que transmitirá la energía de Pisayambo, en 1.975.

c) Transformación.-

- c.1 Instalación de la subestación elevadora de 1.000 KVA, 4.16 6.3- 13.8 KV. Esta subestación irá acoplada al grupo diesel de 775 Kw. Se interconectará con el sistema existente de 6.3 KV, permitiendo además, la construcción de alimentadores a 13.8 KV.
- c.2 Instalación de la subestación reductora de 10/13 MVA, OA/FA, 69/13.8 KV. Esta subestación alimentará a la provincia de Cotopaxí inicialmente con la energía proveniente de Pisayambo y posteriormente del Sistema Nacional Interconectado.
- c.3 Instalación de un transformador 4.0/5.2 MVA, OA/FA, 13.8/KV que servirá para la conexión de la subestación de 10/13 MVA con el sistema a 23 KV existente.

d) Distribución...

Las obras en distribución está dividida en tres partes:

1. Mejoramiento y ampliación de redes de la ciudad de Latacunga en el bienio 1.974-1.975
2. Mejoramiento del alimentador Rural Norte, en 1.974

3. Ampliación y mejoras de las redes de la zona rural, en 1.975 y 1.976
 2. Mejorar el sistema de alumbrado público y mantener un récord actualizado de la potencia instalada en alumbrado público.
 3. En cuanto al mejoramiento de las líneas de distribución rural, se debe prestar atención, en la necesidad de efectuar seccionamientos de las líneas primarias de gran longitud y transferir cargas a otros alimentadores. Por esta razón es necesario terminar la construcción de la línea Illuchi I, Subestación Norte-Lasso, con lo cual se serviría a gran parte de la zona norte del área de concesión del sistema.
 4. Se debe implementar el sistema eléctrico de un adecuado sistema de protecciones.
- B) ASPECTO ECONOMICO
- 1) Es necesario organizar los Departamentos de Contabilidad y Comercial a fin de que cumplan sus funciones en forma ágil y efectiva. En el aspecto contable estimamos conveniente aplicar el "Sistema Uniforme de Cuentas" que INECEL ha implantado en las Empresas Eléctricas del país.
 - 2) Se debe efectuar un inventario y avalúo de las instalaciones del sistema eléctrico
 - 3) Es indispensable elevar las tarifas del servicio eléctrico, a fin de detener la acelerada descapitalización.
 - 4) El Municipio deberá promulgar una Ordenanza Municipal para cobro del servicio de alumbrado público.

- 5) De aceptarse la aplicación del Pliego Tarifario diseñado en este estudio se deben dar los siguientes pasos:
- a) Clasificar a los abonados de acuerdo al tipo de servicio que le corresponde según sus características.
 - b) Actualizar la potencia instalada de los abonados industriales.
 - c) Instalar medidores de demanda máxima, por lo menos en las industrias de mayor potencia instalada.
 - d) Reparar los contadores de energía de la Subestación San Felipe, e instalar dos medidores de demanda máxima, uno para Saquisilí y otro para Pujilí.
 - e) Aprovechar las situaciones propicias, como mejoramiento del servicio para implantar el nuevo pliego tarifario. La Implantación del pliego tarifario pero podría realizar en dos o tres etapas, con el propósito de no crear situaciones negativas por parte de los usuarios.
 - f) Iniciar y mantener un programa de relaciones públicas y promoción de ventas para lograr buenas relaciones entre usuarios y empresa.

BIBLIOGRAFIA

1. Estudios sobre la electricidad en América Latina. Volumen I - Naciones Unidas. México, D. F., Octubre de 1962.
 2. The Electric Power Business - Edwin Vennard 1962.
 3. Electric System Operation - Skrotzky. First Edition 1954.
 4. Generating Stations - Alfred H. Lovell.
 5. Electric Utility Rate Economics - Russell E. Caywood - Sixth Printing - 1972.
 6. Ingeniería Económica - George A. Taylor. Primera reimpre-sión. 1972.
 7. Costos y tarifas en el suministro de electricidad - D.J. Bolton 1944.
 8. Apuntes de clases de la asignatura "Economía y Administración", dictada por el ingeniero Guido Soria. 1972.
 9. Ley Básica de Electrificación de 1961.
 10. Ley Básica de Electrificación de 1973.
 11. Informe del Gerente General de INECEL al Ministro de Recursos Naturales. 1972.
 12. Boletín Estadístico N° 7 - INECEL- 1972.
-