

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE INGENIERO EN LA
ESPECIALIZACION DE ELECTROTECNIA
DE LA "ESCUELA POLITECNICA NACIONAL"

ESTUDIO PREVIO PARA UNA REORGANIZACION DESTINADA A OBTENER UNA
OPERACION RENTABLE DE LA EMPRESA
ELECTRICA "ESMERALDAS" S.A.

JOSE OSWALDO BOADA CORNEJO

Quito - Ecuador

Octubre - 1966

I N D I C E D E M A T E R I A S

	Pág.
Capítulo I.- GENERALIDADES	
1.- Funcionamiento de la Industria Eléctrica	
a.- Historia de la Industria Eléctrica en el Ecuador	1
b.- La Industria Eléctrica	2
c.- Monopolio Natural	4
2.- La Empresa Eléctrica "Esmeraldas" S.A.	
a.- Antecedentes	7
b.- Constitución de la Empresa Eléctrica Esmeraldas S.A.	9
c.- Organización	13
d.- Operación	15
3.- Fuentes de Energía	18
4.- Fuentes de Capital	19
5.- Estadísticas Existentes	
5.1.- Capacidad instalada	21
5.2.- Demanda Máxima	22
5.3.- Energía	23
6.- Estado actual de las Instalaciones	
6.1.- Generación	24
6.2.- Distribución	25
6.3.- Modificación y Futuras Ampliaciones	32

Capítulo II.- ANALISIS DEL ESTADO ECONOMICO ACTUAL

1.- Análisis del Estado Económico Actual	
1.1.- Capitalización	35
1.2.- Inversiones en Operación	36
1.3.- Costos de Operación	37
1.4.- Ingresos de la Empresa	39
1.5.- Resultado del Ejercicio Económico	39
2.- Conclusión	41

Capítulo III.- TARIFAS

1.- Demanda y Mercado de Energía	42
1.1.- Población Servida	43
1.2.- Número de Abonados	47
1.3.- Consumo Promedio Mensual	47
1.4.- Incidencia en el Pico	48
2.- Capacidad Instalada	53
3.- Proyección de Energía	54
4.- Inversiones brutas en Operación	56
4.1.- Generación	57
4.2.- Subestaciones	61
4.3.- Distribución	62
4.4.- Generales	66
5.- Organización de la Empresa	68

	Pág.
6.- Estudio de Costos	73
6.1.- Costos Fijos de Capital	73
6.2.- Costos Variables de Operación	88
7.- Análisis Financiero	95
8.- Fuentes y Usos de Fondos	96
9.- Estudio de las Tarifas	99
9.1.- Tipos de Tarifas	101
9.2.- Tipos de Tarifas a Aplicarse	107
9.3.- Localización de Costos	110
9.4.- Distribución de los Costos	120
9.5.- Precios medios del KWh para cada Clase de Servicio	126
9.6.- Características de las Tarifas a Diseñarse	127
9.7.- Pliego tarifario Propuesto	135
9.8.- Pliego tarifario Vigente	145
10.- Definiciones y Condiciones Generales	150
11.- Resultados obtenidos con las tarifas propuestas	157
Capítulo IV.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES GENERALES	162
1.- Estadísticas	163
2.- Clasificación y Normalización de la Contabilidad	164

I N D I C E D E C U A D R O S

	Pág.
1.- Datos Estadísticos existentes sobre Demanda y Energía	175
2.- Inversiones en operación y depreciación en el período Enero - Octubre /65	176
3.- Análisis del Ejercicio Económico en el período Enero - Octubre /65	180
4.- Resumen del Ejercicio Económico en el período Enero - Octubre /65	181
5.- Proyección de Demanda	182
6.- Proyección de Energía y Factor de Carga	184
7.- Inversiones brutas en operación.	186
8.- Depreciaciones, Amortizaciones e Inversiones netas	189
9.- Cargas Financieras y Seguros	191
10.- Salarios mensuales del Personal	192
11.- Costos Variables de operación y Capital de Trabajo	198
12.- Precio promedio del KWh	200
13.- Análisis Financiero	201
14.- Detalle de aportes de Capital	202
15.- Detalle de abonos por préstamo de EXIMBANK	203
16.- Fuentes y usos de Fondos	204
17.- Costos por Demanda	206
18.- Costos por Consumidor	209
19.- Prorrateo Costos Generales	211

	Pág.
20.- Cálculo Demandas y Consumos anuales Ponderados	215
21.- Cálculo de las Demandas para repartición de Cargos por Demanda	218
22.- Repartición de Cargos por Demanda	221
23.- Repartición de Cargos por Consumidor	225
24.- Repartición de Cargos por Energía	228
25.- Precio medio para cada tipo de Servicio	229
26.- Distribución por Frecuencia de abonados al Servicio Residencial (Febrero - Septiembre /65)	230
27.- Distribución por Frecuencia de abonados al Servicio Comercial General (Febrero - Septiembre /65)	235
28.- Distribución por Frecuencia de Cines y Emisoras (Febrero - Septiembre /65)	240
29.- Información sobre abonados al Servicio Industrial (Baja tensión)	241
30.- Distribución por Frecuencia de Entidades Oficiales (Febrero - Septiembre /65)	242
31.- Cálculo de Ingresos con las Tarifas Propuestas.- Ser <u>v</u> vicio Residencial	247
32.- Cálculo de Ingresos con las Tarifas Propuestas.- Ser <u>v</u> vicio Comercial	249
33.- Cálculo de Ingresos con las Tarifas Propuestas.- Ser <u>v</u> vicio Industrial Baja Tensión	252

I N D I C E D E G R A F I C O S

Gráfico

No.	Título	Pág.
1	Evolución de Capacidad Instalada y Demanda Máxima	273
2	Proyección de la proporción de población servida	274
3	Proyección demográfica y de la población servida	275
4	Curva de Carga del día 5 de Agosto de 1965	276
5	Proyección de Demanda Máxima y Capacidad Instalada	277
6	Curva de Carga diaria típica.- Primer semestre 1966	278
7	" " " " " Segundo " 1966	279
8	" " " " " 1967	280
9	" " " " " 1968	281
10	Representación de las Tarifas Residenciales	282
11	Representación de las Tarifas Comerciales	283
12	Representación de las Tarifas Industriales	284

I N D I C E D E O R G A N I G R A M A S

1	Organización Actual	285
2	Organización Propuesta	286

I N D I C E D E P L A N O S

1	Sistema de alta tensión en funcionamiento (trazado)	287
2	Sistema nuevo de baja tensión en funcionamiento (trazado)	288

I N T R O D U C C I O N

Luego de trabajar un año como Asesor Técnico de la Empresa Eléctrica "Esmeraldas", cuando realmente comenzaba su operación, he tenido la oportunidad de conocerla en su totalidad y de establecer las siguientes consideraciones:

El sistema con que operaba la Empresa adolecía de fallas que tenían su principal origen en la difícil situación económica que ha atravesado la Empresa desde su formación, por no haberse realizado una programación de su desenvolvimiento económico.

Como resultado de esta falta de programación, la organización -- adoptada por la Empresa tenía caracteres de emergencia; es decir que su organización se estableció para atender el suministro de energía eléctrica a la ciudad, sin considerar la incidencia que en el desarrollo de la Empresa iban a tener las diferentes áreas de trabajo.

Asimismo, debido a esta emergencia, no se había realizado un estudio de tarifas, supliendo esta falta con una simple copia de las tarifas vigentes en la Empresa Eléctrica Municipal de Milagro.

Concluí entonces que, dada la importancia del sistema, y el hecho de que tiene que ser sistema aislado, se imponía la necesidad de un estudio que contemple la programación económica y la organiza-

1.- FUNCIONAMIENTO DE LA INDUSTRIA ELECTRICA COMO SERVICIO PUBLICO

a.- Historia de la Industria Eléctrica en el Ecuador.-

Hasta el año 1937, sin que exista ninguna disposición estatal en materia de electrificación, los Municipios tomaron a su cargo el suministro de energía eléctrica, porque así lo exigían los requerimientos del servicio.

En 1945 se dicta la Ley de Régimen Municipal, en la que se establece que la electrificación es un servicio público a cargo de los Municipios. Esta disposición fue interpretada generalmente en el sentido de que el servicio eléctrico es un servicio de tipo social, sin que tenga que necesariamente financiarse por sí mismo.

En estas circunstancias, la mayoría de los sistemas eléctricos en el país ha sido de propiedad de los Municipios, trayendo como consecuencia su operación inadecuada en cuanto se refiere a aspectos de la calidad del servicio mismo, y de financiación de su mantenimiento, mejoras y expansiones.

Asimismo, siendo los Municipios Entidades que dependen mucho de la política del lugar, la operación de los sistemas eléctricos, más que con criterio técnico, se ha efectuado de acuerdo con el momento político.

Esto ha hecho que el gobierno cree, por intermedio del Ministerio de Fomento, el Instituto Ecuatoriano de Electrificación, con el objeto de que canalice el funcionamiento de la industria eléctrica en el país, prestando el asesoramiento técnico necesario y promoviendo la formación de Empresas Eléctricas en el país.

De esta manera en el Ecuador se halla en marcha un Plan General que contempla en definitiva el establecimiento de sistemas eléctricos administradas por Entidades autónomas, y financiados generalmente por los Municipios y por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación, en principio, pudiendo también participar capitales privados y de Entidades oficiales o particulares. Estas Empresas tienen la misión de crear el mercado que justifique la operación de sistemas a nivel nacional en un futuro.

b.- La Industria Eléctrica.-

Como consecuencia de la nueva concepción de la industria Eléctrica totalmente independiente en su operación y economía, se ha constituido en una actividad con ciertas características similares a las de cualquier actividad industrial o comercial. Estas características son:

- Emplea un número de personas en trabajos inherentes a

su función;

- Compite por mercado para su producto, el KWH;
- Compite en el Mercado de valores para obtener capitales;
- Debe tener una operación rentable, que le haga posible atraer capitales que le permitan permanecer en operación y financiar extensiones para atender nuevas demandas;
- Vende un servicio al público;
- Tiene problemas de empleados y de relaciones públicas.

Desde el punto de vista comercial, el abastecimiento de energía eléctrica es un servicio público por cuanto provee a los consumidores de un servicio que les es indispensable, de lo que se derivan características que definen lo que se llama de utilidad pública, como la permanente disponibilidad del servicio de acuerdo con las necesidades del público servido.

Estas características exigen sistemas costosos, habiendo inclusive una relación grande entre el capital invertido y el costo de la mano de obra.

c.- Monopolio Natural.-

La variabilidad de la carga incide negativamente en los costos de producción.

En efecto, determina el mayor o menor funcionamiento de los dispositivos de regulación de las centrales, afectando la operación económica del sistema en cuanto a mantenimiento se refiere.

Además, determina el menor o mayor aprovechamiento de la inversión hecha, la que depende de la demanda máxima del sistema a servir, y no de la cantidad de energía a suministrar.

Estos efectos son disminuídos cuando el número de consumidores aumenta. Esto sucede en razón de la diferencia de tiempo en que se suceden los máximos, dando como resultado variaciones menores de la carga, y que la Demanda máxima del sistema sea menor que la suma de las demandas máximas de los componentes del mismo.

De esta manera la potencia instalada se hace mucho menor que la necesaria al suplirse al sistema por medio de varias centrales pequeñas. La inversión será menor por consiguiente.

Además, las unidades de mayor capacidad, tienen mayor eficiencia, reduciéndose entonces los costos de operación.

Al considerarse la industria eléctrica un servicio público, capaz de autofinanciarse, se impone la necesidad de - que su producción sea la más económica posible.

Se ha logrado esto, estableciendo que un solo sistema se haga cargo del suministro de energía eléctrica en una -- área determinada.

Esto, unido a que el suministro del servicio eléctrico es indispensable para el público; a que la competencia directa resultaría antieconómica e insatisfactoria en general, ha hecho que se llame a la industria eléctrica un Monopolo natural.

Los Gobiernos promueven la formación de compañías que hagan el suministro de energía eléctrica en una área determinada, a la que se llama área de concesión; Las indus -- trias así constituidas, tienen ventajas y desventajas, - que podemos resumir de la siguiente manera:

- Ventajas:

- El Estado garantiza la ausencia total de competen-- cia directa en el área de concesión;

- Le asiste el derecho de ocupar calles y plazas como sus necesidades lo determinan;
- Al funcionar como monopolio, tiene oportunidad de reunir elementos de juicio suficientes para encontrar siempre la forma más económica de operación; - se refiere esto, a los estudios que se hacen a base de estadísticas respecto a la evolución de consumos, abonados, etc.
- Desventajas:
 - El Estado, al garantizar la ausencia de competencia directa, protege al público de posibles abusos por parte de la compañía, mediante regulaciones que limitan las ganancias que obtenga la compañía, así como la forma en que se obtengan los valores de recuperación.

Asimismo, regula la forma del suministro del servicio en lo que se refiere a características como vol
taje, frecuencia, estabilidad del servicio.

 - El funcionamiento de la industria eléctrica como mo
nopolio trae consigo la obligatoriedad por parte de la compañía, de tener energía disponible permanente

mente y para todo el que la solicite.

Debe anotarse que la industria eléctrica concebida en esta forma, aunque el Estado la proteja de la competencia directa, debe llevar una atinada política comercial para disminuir los efectos que en su economía produce lo que se llama competencia indirecta.

Esta competencia indirecta puede resumirse en los siguientes términos:

- Plantas generadoras que las industrias generalmente prefieren mantener dentro de sus instalaciones;
- Servicios substitutivos, como ser gas para ser usado en artefactos de cocina, refrigeración e inclusive en alumbrado;
- La preferencia mostrada por el público de gastar su dinero en compra de artículos que no consuman energía eléctrica, o en viajes, etc.

2.- LA EMPRESA ELECTRICA ESMERALDAS S.A. .-

a.- Antecedentes.-

Como quedó indicado en el numeral anterior, también en la ciudad de Esmeraldas el servicio eléctrico estuvo propor-

cionado por el Municipio.

Las características generales del servicio proporcionado pueden resumirse de la siguiente manera:

- No continuidad del servicio; largas temporadas de no operación del sistema, debido a la falta de mantenimiento adecuado en razón de que el personal encargado de estas labores debía su presencia en muchas ocasiones, más que a criterio técnico, a su posición con respecto al sector político de turno en la administración municipal;
- Inestabilidad de voltaje y frecuencia;
- Capacidad del sistema, inferior a la requerida por la demanda existente;
- Discriminación en la adjudicación del servicio, debida muchas ocasiones a consignas de orden político;
- Operación antieconómica del sistema, debida a la característica de servicio social, de que se le había dotado al servicio eléctrico, según se anotara anteriormente;

Esto ha ocasionado que sectores privados de industrias, -

comercio y aún de residencias simplemente, hayan optado por abastecerse de energía eléctrica a partir de plantas pequeñas, particulares, con el consiguiente costo alto.

Asimismo, los abonados al servicio público, ante la desconfianza en ese servicio público, se mantenían al margen del uso de artefactos eléctricos que habrían determinado una operación más ventajosa del sistema.

Cabe mencionarse también la incidencia que este ha tenido en la falta de industrialización en la ciudad, pues sin energía resulta utópico pensar en el establecimiento de industrias, ni siquiera de maquinarias pequeñas que faciliten el trabajo del obrero.

b.- Constitución de la Empresa Eléctrica Esmeraldas S.A.-

Para solucionar el problema que representaba el suministro de energía eléctrica con las características anotadas, se constituyó la Empresa Eléctrica Esmeraldas S.A. con la intervención de la Ilustre Municipalidad del Cantón Esmeraldas y del Instituto Ecuatoriano de Electrificación.

A partir de los Estatutos de la Empresa, publicados en el periódico "EL COSMOPOLITA", editado en la ciudad de Esmeraldas, correspondiente al día Domingo 26 de Mayo de 1963,

bajo el título CONSTITUCION DE LA COMPAÑIA EMPRESA ELEC--
TRICA SOCIEDAD ANONIMA Y PROTOCOLIZACION DE SUS ESTATUTOS,
se establece que:

- En la ciudad de Esmeraldas, el día viernes 29 de Marzo de 1963, ante el Notario Público Primero del Cantón, - señor Carlos Alvarez Castro, comparecieron los señores Jorge Jalil Zambrano y el Dr. Alfredo Larrea Cañizares, en sus calidades de Alcalde y Procurador Síndico Municipal, y el Sr. Ing. Edgardo Larenas Flores en su calidad de Gerente General del Instituto Ecuatoriano de -
Electrificación, a más de Testigos de Honor; solicitaron se eleve a Escritura Pública los Estatutos que le entregaran, y que entre otras cosas dicen:

- Se constituye en la ciudad de Esmeraldas, la Empresa -
Eléctrica Sociedad Anónima Civil y Mercantil, la que -
administrará comercialmente la energía eléctrica generada en sus instalaciones; asumirá por venta, arrendamiento u otro contrato, la administración de energía -
eléctrica producida por personas naturales o jurídicas, para lo que ejecutará las obras y realizará las instalaciones necesarias.

- La Empresa Eléctrica "Esmeraldas S.A." realizará ges--

tiones para que personas u organismos entren a formar parte de ella, con el objeto de dar a la Compañía el vigor económico necesario para satisfacer las necesidades eléctricas de la Provincia de Esmeraldas.

- El domicilio principal de la Compañía será la ciudad de Esmeraldas, pudiendo la Empresa tener oficinas en otras ciudades del País, si sus necesidades así lo determinan.
- La duración de la Compañía será de treinta años contados desde la fecha en que quede legalmente constituida, pudiendo prorrogarse el plazo de duración si así lo resolviere la Junta General de Accionistas, por lo menos seis meses antes del vencimiento del plazo fijado anteriormente.

De esta manera se ha resumido y expresado el objeto, el domicilio, la duración de la Empresa Eléctrica Esmeraldas S.A.

Asimismo, estos Estatutos, en el Capítulo III, hablan sobre la Administración de la Empresa, en términos que se resumen a continuación:

La Empresa Eléctrica "Esmeraldas S.A." estará administra-

da por los siguientes organismos, enumerados en orden de autoridad que les asiste:

- Junta General de Accionistas
- Directorio
- Gerencia

La Junta General de Accionistas la integran todos los Accionistas de la Compañía. Es la suprema autoridad de la Compañía, sin perjuicio del control que corresponde al Instituto Ecuatoriano de Electrificación como tal.

El Directorio de la Compañía está integrada por cinco miembros elegidos en la siguiente forma:

- Dos Directores nombrados por la Junta General de Accionistas.
- Dos Directores designados por el Instituto Ecuato - riano de Electrificación.
- Un Director que es el Alcalde de la ciudad, o quien haga sus veces.

Los Directores tienen dos años de duración en sus funciones pudiendo ser reelegidos indefinidamente.

El Gerente de la Compañía es nombrado por el Institu-

to Ecuatoriano de Electrificación y dura en sus funciones dos años, pudiendo asimismo ser reelegido indefinidamente.

Es el representante legal de la Empresa pudiendo intervenir directamente en operaciones que no impliquen enajenación y gravamen de inmuebles y efectuar gastos por cuenta de la Empresa cuando no excedan de los ----
\$ 50.000.00.

c.- Organización.-

La organización con que opera la Empresa Eléctrica Esme--
raldas S.A., consta en el Organigrama No.1

- Departamentos:

En la actualidad funcionan dos Departamentos indepen -
dientemente: Administración y Producción.

El Departamento de Administración opera con dos Secciones: Secretaría y Facturación, y Contabilidad.

El Departamento de Producción funciona con dos Secciones: Generación y Distribución.

Debe anotarse que la Sección Distribución se ocupa también de las instalaciones de los abonados a la red, y

lectura de contadores.

El mantenimiento del sistema está a cargo de estas dos secciones: Generación y Distribución.

- Personal:

Dirige la operación total de la Empresa, el Gerente.

En la Sección Contabilidad el responsable es un Contador, teniendo la colaboración de dos Ayudantes de Contabilidad.

La sección Secretaría Facturación consta de un Secretario.

En el Departamento de Producción, la plaza correspondiente al Director Técnico se ha hallado ocupada por el Asesor Técnico, quien ha hecho sus veces. Dirige la operación de las dos secciones: Generación y Distribución.

Sus colaboradores inmediatos son el Jefe de Máquinas (Jefe de la Sección Generación), y el Jefe de Líneas (Jefe de Distribución).

El Jefe de Máquinas tiene la colaboración de cuatro Operadores Tableristas y de cuatro Ayudantes. Con --

ellos se encarga también del mantenimiento de las instalaciones.

El Jefe de Líneas dirige el trabajo de seis electricistas, y del personal encargado de trabajos ocasionales como ser horados en el suelo para plantar postes, -- obras de carpintería, etc.

d.- Operación.-

La Empresa Eléctrica "Esmeraldas S.A." comenzó a operar como tal, el mes de Abril de 1964.

Para Generación disponía de un grupo diesel-eléctrico marca Caterpillar, de una potencia nominal de 350 KW, arrendado por sus propietarios: la Empresa Eléctrica "Quito S.A." primero, y el Instituto Ecuatoriano de Electrificación después.

Este Grupo alimentaba al sistema a través de un transformador que elevaba la tensión de 440 voltios, producida por el Grupo, a 2400 voltios que era el voltaje de distribución, en alta tensión. Este transformador, sin placa, era rebobinado. De su potencia se sabía que era de 300 KVA. Por consiguiente, la capacidad del sistema, en cuanto a generación se refiere, estaba limitada a 300 KW.

Para Distribución la Empresa disponía del sistema de distribución de propiedad del Municipio.

La Empresa comenzó a suministrar energía eléctrica durante 12 horas al día, por las siguientes razones:

- La capacidad de generación era inferior a la demanda existente, por motivos anotados anteriormente; esto determinó que se sirva casi exclusivamente a abonados de tipo residencial, con demanda baja, iluminación en su mayor parte.
- Asimismo, el número de abonados era pequeño, debido a la política que seguía la Empresa en cuanto se refiere a la estrictez en los pagos, contraria a la costumbre que se tenía, como se indicara anteriormente con oportunidad de tratar de los antecedentes a la constitución de la Empresa Eléctrica "Esmeraldas S.A."
- El único grupo disponible, no podía funcionar durante las 24 horas, por razones técnicas.

Este servicio durante 12 horas al día, y a instalaciones residenciales y de tipo comercial, determinaba la existencia de plantas particulares que a más de suministrar energía a sus propietarios, les permitía vender la energía a -

moradores de sectores aledaños, e inclusive tener redes de distribución para sectores alejados.

En el mes de Noviembre de 1.964, la Empresa disponía ya de un grupo diesel eléctrico contratado con Electro Ecuatoriana, con una potencia nominal de 440 KW, y de una parte del sistema de distribución proyectado por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación para la Empresa;

Así, a partir del 1o. de Diciembre del mismo año, la Empresa ha servido durante las 24 horas, con cortas interrupciones debidas a fallas en el sistema de distribución, o a trabajos de incorporación de sectores al servicio.

Esto ha determinado el incremento en el consumo de energía por los abonados, en razón de que ellos se han previsto de artefactos eléctricos de los que no hacían uso mientras el servicio no fuera proporcionado durante las 24 horas.

Además, algunas industrias se han incorporado ya al sistema del servicio público, y el número de abonados mismo, ha experimentado un aumento considerable.

Sin embargo, la competencia no ha sido eliminada totalmente, por cuanto la Empresa no se halla en posibilidad de extender sus instalaciones a fin de atender la demanda existente en toda la ciudad.

Finalmente podemos resumir diciendo que la Empresa Eléctrica "Esmeraldas S.A.", ha venido a hacer realidad una vieja aspiración de los moradores de la ciudad de Esmeraldas en todos los sectores públicos y privados, cual es disponer de un servicio eléctrico que les permita mejorar las condiciones de vida y promover el establecimiento de industrias.

3.- FUENTES DE ENERGIA.-

La Empresa Eléctrica "Esmeraldas S.A." dispone en la actualidad para la generación de energía eléctrica, de TRES grupos diesel eléctricos, de características similares y que a continuación se describen.

Cada unidad consta de:

Motor a petróleo sistema Diesel, estacionario, marca BLACKSTONE, modelo ERS8 de trabajo pesado, arranque en frío e inyección sólida; 4 tiempos, 8 cilindros verticales, 8 3/4" de carrera; potencia 634 H.P. al nivel del mar en trabajo continuo, con 720 r.p.m.; en ejecución standard, sobrealimentado con turbocargador; equipo de impulsión: volante pesado apropiado para el servicio eléctrico; acoplamiento directo para el impulso del generador y de la excitatriz.

Nos. Serie	ERS8	G 61627
	ERS8	G 65A201
	ERS8	G 65D97

Alternador trifásico, 2400 voltios, 550 KVA, factor de potencia 0.8; frecuencia 60 ciclos/segundo; marca BROWN BOVERI; - con excitatriz acoplada directamente al igual que el alternador al eje del motor de impulsión.

Generadores	Nos. Serie	B 67980
		B 65999
		B 65998

Excitatrices	Br. Boveri	816122
	Br. Boveri	505080
	Br. Boveri	505081

4.- FUENTES DE CAPITAL.-

Deben distinguirse dos clases: fuentes internas y fuentes externas, en cuanto se refiere al lugar de origen, nacional o - extranjero.

Como fuentes de capital, internas, constan los dos accionistas que en la actualidad financian el funcionamiento de la - Empresa, y que son, como quedara anotado al hablar de la cons

titución de la misma, el Instituto Ecuatoriano de Electrificación, y la Ilustre Municipalidad del Cantón Esmeraldas.

Como fuente de capital externo, la Empresa dispone de un Préstamo contratado con el Banco de Exportación e Importación de los Estados Unidos de América (EXIMBANK), a través de Inecel.

Este préstamo se ha contratado hasta la suma de US \$ ----
\$ 805.777.00 concedido en forma progresiva.

La Empresa pagará un interés del 5 1/2% anual calculado sobre los saldos deudores.

El pago total se efectuará en 34 cuotas semestrales, a partir del 15 de Mayo de 1967 en que se efectuará el pago de la primera cuota.

Este Préstamo tiene por objeto financiar:

- Instalación de grupos diesel eléctricos en una potencia de 2.000 KW.
- Construcción de una subestación con capacidad de 3.000 KVA
- Construcción de 10 Km. de línea de distribución primaria, para 13.2 KV.
- Construcción de las redes de distribución de la ciudad de

atrás, es insuficiente para la demanda existente; además por la falta de transformadores, los circuitos tienen que extenderse teniendo como resultado regulaciones de tensión inadmisibles en muchos lugares. Se usan los sistemas Monofásico y Trifásico.

Su aislamiento también es defectuoso.

Respecto a su disposición física, y a las estructuras, es también inadecuada, ya que la postería (madera, rieles y hormigón) es en muchos casos - demasiado baja y antigua, lo que ha dado lugar a continuos y peligrosos accidentes.

La disposición horizontal de los conductores, - por las estructuras usadas (cruceas) da al sistema condiciones de peligrosidad para los inmuebles, dada su cercanía a balcones y ventanas, - por no haber en muchas ocasiones veredas que permitan el montaje adecuado.

En los puntos extremos del sistema, se han observado tensiones de hasta 60 V., lo que indica una regulación de tensión del 50%.

b.- Sistema nuevo:

Constituye en realidad una ínfima proporción respecto al sistema total de baja tensión, pues no alcanza sino a una longitud de 3.000 mts. aproximadamente.

Fue construido a fines de 1964, a igual que la parte nueva del sistema de alta tensión, y de acuerdo asimismo al proyecto existente.

En el centro de la ciudad sirve a las calles Sucre y Bolívar. Sistema Trifásico a 4 conductores.

En la parroquia Luis Tello el sistema es Monofásico a 3 conductores.

En la calle Bolívar, se halla montada sobre postera de hormigón centrifugado de 9 mts. de altura; en la calle Sucre y en la parroquia Luis Tello, el montaje se ha hecho sobre la postera de alta tensión. (Ver Plano No.2)

La disposición de los conductores es vertical.

Las tensiones de servicio en todo el sistema de baja

tensión son 121/210 V. y 120/240 V.

- Alumbrado Público:

Es deficiente; en cada poste se halla montada una lámpara incandescente de 50 Watts - 110 Voltios, sin protección física ni eléctrica de ninguna clase.

Además, por falta asimismo de fondos de la Empresa no ha sido posible la instalación del hilo piloto que independice el servicio, con la consiguiente pérdida por energía no facturada, y por la disminución de la vida útil de las lámparas.

- Acometidas:

La difícil situación por la que ha atravesado la Empresa desde su formación, ha determinado que su política contemple la provisión por parte del abonado, de los materiales de la acometida, así como del contador de energía.

Dada la costumbre de los habitantes al desorden total con que se administró el servicio por parte del Municipio, la forma en que se ha cumplido este requisito por los abonados es sumamente inadecuada, en cuanto a calibres de los conductores y

a su montaje mismo se refiere.

La consecuencia ha sido que en la generalidad de los casos, las acometidas no cumplen con regulaciones técnicas de ninguna clase.

6.3.- Modificaciones y Futuras Ampliaciones.-

6.3.1.- Generación:

Se tiene planeada la instalación de 1.000 KW. - en unidades diesel-eléctricas, en el año de -- 1967.

6.3.2.- Distribución:

De lo expuesto al tratar sobre el estado de las redes de distribución, se desprende que es inaplazable la necesidad del reemplazo de la red - antigua por red nueva.

Justamente el Proyecto existente se refiere a - todo el sistema de distribución, incluyendo la instalación de la subestación 2.4 - 13.2 KV., - 1.500 KVA. y el aumento de 1.200 KVA. en 1967.

El sistema proyectado tiene las siguientes ca-- racterísticas:

- Alta Tensión:

13.2 KV.; trifásico con neutro común a alta y baja tensión, sólidamente conectado a tierra.

Dos alimentadores principales, en lazo normalmente abierto.

Conductor usado: ACSR No.2 AWG.

Postería de hormigón centrifugado; disposición triangular de los conductores.

- Transformación:

90 unidades monofásicas 7.620 - 120/240 V., con una capacidad total de 2.242,5 KVA.

- Baja Tensión:

Conductor aleación de aluminio. Postería de hormigón centrifugado.

Sistemas Monofásico y Trifásico.

Tensiones de servicio: 121/208 V. y 120/240 V

- Alumbrado Público:

Lámparas de vapor de mercurio, mixtas e incandescentes.

Control horario del alumbrado.

El Proyecto prevé: las prolongaciones del sistema de alta tensión hasta la Planta de tratamiento de Agua Potable, al Sur de la ciudad, situada a unos 2.000 mts. del límite urbano, y a las obras portuarias proyectadas en la parte occidental del sector alto de "Las Palmas" a unos 1.000 mts. del sector actualmente poblado.

1.- ANALISIS DEL ESTADO ECONOMICO ACTUAL.-

Para establecer el estado económico de la Empresa, se toman en consideración los siguientes puntos:

1.1.- Capitalización.-

Como se dijo al hablar de la constitución de la Empresa, el Capital Social está suscrito por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación y el Municipio de Esmeraldas.

A continuación se expone el detalle del Capital Suscrito, Pagado y por pagar, por parte de cada uno de los accionistas; este detalle es elaborado a base de las informaciones proporcionadas por el Departamento de Finanzas, de INECEL.

ACCIONISTAS	C A P I T A L		
	SUSCRITO	PAGADO	POR PAGAR
INECEL	4'100.000	1'911.170	2'188.830
MUNICIPIO ESMERALDAS	4'100.000	950.000	3'150.000
T O T A L E S	8'200.000	2'861.170	5'338.830

La cuota anual que corresponde pagar a cada accionista es de \$ 1'100.000.00

1.2.- Inversiones en Operación.-

Las inversiones realizadas por la Empresa comprenden - tres áreas de trabajo: Generación, Distribución y Servicio, y Generales.

1.2.1.- Generación:

Comprende equipamiento de la Central de Generación; grupos nuevos contratados con ELECTRO -- ECUATORIANA, y actualmente en servicio; depósitos de combustible y agua, usados, en buen estado; Casa de Máquinas, nueva.

1.2.2.- Distribución:

Comprende dos partes:

Aporte del Municipio y otra parte construída - por la Empresa.

Como se dijera al hablar de las instalaciones - existentes, lo construído por la Empresa, y parte del aporte del Municipio, es sistema nuevo.

1.2.3.- Generales:

Se refiere a inversiones para la administración

de la Empresa.

Todas estas inversiones constan en el cuadro No.2

1.3.- Costos de Operación.-

Se agrupan en dos clases:

Costos fijos de capital, y costos variables de operación --
ción. Estos costos variables de operación a su vez pueden ser costos directos o indirectos de operación.

1.3.1.- Costos fijos de capital:

Comprenden los costos que sin ser necesario que se cubran para que la Empresa opere, se producen a través del tiempo en relación con las inversiones. Agrupan a las depreciaciones y amortizaciones. Agrupan solamente estos dos rubros normalmente en el análisis que se está haciendo; sin embargo, forman parte de estos costos fijos de capital, los costos de uso del dinero, es decir las cargas financieras o rentabilidad, y los seguros.

El detalle de los costos considerados en este análisis consta en el cuadro No.2, a base de in

formación obtenida en la Empresa.

1.3.2.- Costos variables de operación:

Son los que debe cubrir la Empresa para mantener operando el sistema. Esto es: combustible, lubricante, personal, y parte de los gastos generales de administración.

1.3.2.1.- Costos directos de operación:

Agrupan aquellos costos variables de operación, de los que no se puede prescindir para operar el sistema; es decir que se diferencian de los costos indirectos de operación, en que aunque no se cubran éstos, puede funcionar el sistema (Costos de administración, parte de personal).

El detalle de estos costos variables de operación, consta en el cuadro No.3. Asimismo, este cuadro se ha elaborado a partir de los datos suministrados por la Sección de Contabilidad de la Empresa.

1.4.- Ingresos de la Empresa.-

Los ingresos de la Empresa obtenidos en el período de - información (Enero a Octubre/65), según asimismo los datos proporcionados por la Oficina de Contabilidad de la Empresa, constan en el Cuadro No.4

1.5.- Resultado del Ejercicio Económico.-

Comparando los Costos de Servicio y los Ingresos obtenidos (Cuadro No.4), se puede establecer el resultado del Ejercicio Económico en este período.

Del Cuadro No.4 se desprenden las siguientes conclusiones:

1.5.1.- La Empresa ha perdido en el período analizado, la suma de \$ 205.795.00

Debe anotarse que no se ha considerado el Costo de uso del dinero (Intereses y Rentabilidad)

1.5.2.- Los ingresos por venta de energía, que son los que deben cubrir los costos de servicio, apenas alcanzan a hacerlo con los costos variables de operación.

1.5.3.- El efecto que las inversiones tienen en los cos

tos de servicio, se manifiesta en que los costos de capital representan un 21.6% de los costos de servicio.

Pueden anotarse como causas para esta desfavorable operación de la Empresa:

- Pérdidas de energía ocasionadas por el estado en que se encuentran las redes de distribución. Inclusive - esto ocasiona que el alumbrado público permanezca en cendido durante el día, sin facturarse esta energía.

- Bajo factor de carga, debido en gran parte a:

No suscripción al servicio de muchas unidades de consumo, debido a la desconfianza en el servicio público, desconfianza provocada por el mal servicio pro --porcionado anteriormente.

Tarifas que no promueven el mejor uso de la energía eléctrica por parte de los abonados industriales, especialmente.

Tarifas que no permiten la incorporación al servicio, de una gran parte de la población, de escasos recursos económicos.

2.- CONCLUSION.-

Es necesario un estudio económico de la operación de la Empresa para los próximos años, estudio que deberá contemplar desde Instalaciones necesarias de acuerdo a una proyección de demanda y consumos, hasta la elaboración del pliego de tarifas convenientes.

1.- DEMANDA Y MERCADO DE ENERGIA.-

La ciudad de Esmeraldas es un puerto cuya economía gira casi exclusivamente alrededor de la exportación de banano; en muy poca escala influye también en su economía, la explotación de la pesca y de la industria maderera, en razón de que no existe un suficiente número de vías de comunicación con el resto del país.

En consecuencia, la situación económica de la ciudad y aún de la zona, dependerá de las fluctuaciones que tenga el mercado internacional de sus productos; debe considerarse además, que son productos no susceptibles de ser guardados para mejores épocas.

La Industria se halla circunscrita a un campo demasiado estrecho, ya que la existente sólo sirve para proveer de bienes y servicios a la ciudad; esto significa que no hay ingresos provenientes de otras localidades.

Con estos antecedentes, la proyección de demanda y consumos se hace a partir de la población servida (Residencial-Comercial) para luego integrar lo correspondiente a consumos de tipo especial e industrial de que se tengan noticias.

Por cuanto no ha existido un servicio continuo anteriormente,

sin disponerse entonces de estadísticas que permitan establecer una tendencia definida, se hace la proyección de demanda y consumo, a base de estimaciones de los siguientes factores:

- Número de abonados.
- Consumo promedio mensual.
- Incidencia en el pico.

1.1.- Población Servida.-

De los registros llevados por la Empresa se desprende que el número de abonados residenciales representa un 30% de la población total, tomando un índice de 8 habitantes por abonado. (Según la Junta de Planificación, el número de habitantes por hogar es de 7. Pero como normalmente se observa que en algunos casos un abonado proporciona servicio a otras personas del mismo inmueble, se estima el número de habitantes por abonado, en 8).

Esto se explica por el hecho de que el sistema se halla limitado en su capacidad de distribución por el mal estado de las redes, lo que no permite suministrar un buen servicio incidiendo negativamente en el ánimo de los pobladores.

Además, el sistema se halla en servicio desde hace poco tiempo, como se dijo antes, y evidentemente la reacción del mercado se producirá posteriormente.

Otra razón es que las tarifas de la Empresa, y su política respecto de los abonados, resulta prohibitiva del servicio a una gran parte de la población, dada la inversión que debe hacer el suscriptor del servicio (medidor, acometida).

Se estima sin embargo, que en el año 1971 se habrá estabilizado el sistema en cuanto se refiere al número de abonados, llegando a servirse a un 80% de la población.

No se considera que llegue a servirse a una mayor proporción de la población, por cuanto las condiciones en que vive una parte considerable de ella, hacen pensar en que será difícil que se incorporen al sistema.

Se considera que este incremento de la población servida se realizará en forma hiperbólica, ya que nunca comenzará con cero ni llegará a servirse al 100% de la población.

El incremento estimado de la proporción de población servida, consta en el gráfico No.2.

Esta variación de proporción de población servida responde a la ecuación hallada de la siguiente manera:

Como se tienen dos datos: 30% de la población, para el punto de partida (1965) y 80% para la población servida en el año 1971, se busca una ecuación de hipérbola con dos parámetros. La ecuación escogida es:

$$y = a x^m$$

Esta es la ecuación de una hipérbola ubicada en el cuarto cuadrante, cuyas asíntotas son los ejes horizontal y vertical.

El eje horizontal representará el 100% de la población.

El valor inicial del 30% pasará a ser -0.7 y el valor final del 80% será -0.2

El proceso para determinar los parámetros de la ecuación es:

$$x = \text{años}$$

$$-0.2 = a x 7^m \quad (1)$$

$$-0.7 = a x 1^m \quad (2)$$

$$(1) : a = - \frac{0.2}{7^m}$$

Dando valores, tendríamos el siguiente cuadro:

C A L C U L O			I N T E R P R E T A C I O N	
X	X^m	X^m	Año	Proporc. Población ($1 + ax^m$)
1	1.0	-0.699	1.965	.30
2	.64	-0.4474	1.966	.5526
3	.525	-0.3669	1.967	.6339
4	.41	-0.2866	1.968	.7134
5	.355	-0.2481	1.969	.7519
6	.316	-0.2208	1.970	.7792
7	.286	-0.1999	1.971	.8001

1.2.- Número de Abonados.-

A partir de los índices estimados de población servida, y de la proyección de población realizada por la Junta Nacional de Planificación, se llega al número probable de abonados. (Cuadro No.5).

La evolución de la población servida puede verse también en el Gráfico No.3

1.3.- Consumo Promedio Mensual.-

A partir de los datos provenientes de los registros de la Empresa se obtiene el consumo promedio mensual que actualmente tiene cada abonado (51,366 KWh/abonado).

Se ha previsto un incremento anual del 3%, en el consumo promedio mensual (exponencialmente). Se ha previsto este bajo incremento anual, debido al poco desarrollo económico que acusa la zona, por lo menos en el período de estudio (3 años).

1.4.- Incidencia en el Pico.-

Al analizar la incidencia de los consumos en la demanda en el pico, tiene que estudiarse la curva de carga diaria representativa de un período.

En vista de que hasta el mes de Setiembre no se tendría la curva representativa, puesto que las características promedios del año se registrarán entre los meses de Julio a Diciembre, por ser el período de una relativa estabilidad en las actividades de la ciudad de Esmeraldas; y en vista además, de que no se tiene la suficiente información por tratarse de un período en que aún la Empresa se ha hallado en etapa de construcción y de acondicionamiento de sus instalaciones, tanto en Generación cuanto en Distribución, se ha tomado como base la curva de carga registrada el día 5 de Agosto de 1965, en que, además de haberse tenido la demanda máxima, se tuvieron también consumos normales entre los abonados -

comerciales y residenciales, por ser día festivo; los abonados industriales del lugar también operaron normalmente, ya que eran fábricas de hielo y de colas. Esta curva es la constante en el Gráfico No.4

La energía generada para los abonados al servicio Residencial y Comercial, ha sido de 5.100 KWh.

La demanda requerida por estos abonados en la hora de pico ha sido de 550 KW., hallando este valor luego de restar de la demanda máxima, las demandas correspondientes a otros consumos.

Podemos hallar el factor de carga de la energía generada para estos servicios.

$$F_c = \frac{\text{Dem. media}}{\text{Dem. máxima}}$$

$$F_c = \frac{5.100}{24 \times 550} \frac{\text{KWh}}{\text{h KW}} = 0.387$$

Esta será la relación que nos sirva para la proyección de la demanda a partir de la proyección de los consumos.

Realmente, lo más probable es que mejore la curva de carga; sin embargo, dada la naturaleza de este estudio, y ya que no sabríamos hasta qué punto mejoraría la cur-

va de carga, se asume que el factor de carga de estos consumos será el mismo; es decir que la curva de carga será similar a la del día 5 de Agosto de 1965 (Para los servicios Residencial y Comercial).

De esta manera, hallando los consumos diarios de estos tipos de servicio, y aplicando este factor de carga, se encuentran las demandas máximas (a nivel de los abonados) para cada año. (Cuadro No.5)

A estas demandas máximas de los servicios Residencial y Comercial, se suman las demandas estimadas de servicio Industrial en alta y baja tensión, y la demanda del alumbrado público, obtenida del proyecto de Distribución existente (excepto para el año 1966 en que se ha estimado esta demanda).

En esta forma se obtienen las demandas máximas a nivel de distribución.

Para hallar la demanda a nivel de Generación se han hecho las siguientes consideraciones:

En el año 1966 seguirá en servicio el sistema de distribución antiguo. Las pérdidas asignadas son:

Hasta bornes de baja de transformadores: 24%

Hasta el punto de entrega al abonado: 30%

Se consideran altas las pérdidas en alta tensión especialmente porque el alimentador que une a la central de Generación y el sistema de distribución es construido para 13.2 KV. y funciona solamente a 2.4 KV., como se anotara en el 1er. Capítulo de este estudio.

Además, como se dijo anteriormente, las condiciones de aislamiento de las redes antiguas de alta tensión son definitivamente deficientes.

Esto ocasiona fallas de alta impedancia, lo que se traduce en pérdidas de potencia.

Desde el año 1967 se considera que entrará en servicio la nueva red de distribución. Se estiman las siguientes pérdidas:

Hasta bornes de baja tensión en transformadores: 14%

Hasta sistema de distribución, baja tensión: 18%

De esta manera se llega a la Demanda Máxima requerida por los usuarios, a nivel de Generación.

Se ha considerado también la demanda requerida por los servicios internos de la central de Generación.

Estos servicios se refieren a Iluminación, refrigeración de los grupos (ventiladores accionados por motores eléctricos), instrumentos de medida y protección, bombas auxiliares, herramientas para mantenimiento.

Finalmente se han obtenido las estimaciones de las demandas máximas del sistema.

A partir del año 1969, por no tener información sobre probables abonados industriales, se ha previsto un ligero incremento del 5% de la demanda del tipo industrial en baja tensión en la hora de pico.

Este incremento se ha considerado para la demanda de tipo industrial en baja tensión que trabaja en la hora de pico, que se ha estimado (en base a informaciones reales) para el año de 1968.

Todo este proceso se halla en el cuadro No.5 (Proyección de Demanda).

En el Gráfico No. (5) se ha representado la Proyección de Demanda.

Además, se han realizado las curvas de carga diaria típicas estimadas, para cada uno de los años que prevé este estudio. (Gráficos Nos. 6-7-8-9)

En las curvas de carga diaria típicas, la estimación de las demandas horarias de los consumos Residencial y Comercial, se ha hecho tomando la misma proporción que para cada hora de la curva de carga del día 5 de Agosto de 1965 ha existido entre las demandas y la demanda máxima para esos servicios. Esta proporción se ha aplicado a las demandas máximas estimadas para cada año, obteniéndose la demanda estimada para cada hora.

Como ya se dijo anteriormente, para las demandas de los otros tipos de servicio, se han considerado las potencias solicitadas ya a la Empresa, y los ciclos de trabajo denunciados; en el caso del alumbrado público se ha tomado como base el proyecto existente de Redes de Distribución.

2.- CAPACIDAD INSTALADA.-

Para satisfacer la demanda prevista, se considera la instalación de 1.000 KW. a nivel de Generación, a mediados de 1967, en dos grupos de 500 KW. c/u.

Este equipamiento es más conveniente por cuanto, para promover el consumo, la Empresa debe tener capacidad de reserva.

Además, el mantenimiento de las unidades exige que haya una -
unidad de reserva con capacidad igual a la unidad de mayor ca-
pacidad existente.

Al hablar de las modificaciones y Ampliaciones de las instala-
ciones existentes, se mencionó ya el proyecto de red de dis-
tribución de Esmeraldas, con las características principales
de este proyecto.

Con esta capacidad de Generación y Distribución, se estima -
que se satisfará la demanda prevista, cuya evolución se halla
representada en el Gráfico No.5.

3.- PROYECCION DE ENERGIA.-

La proyección de energía se ha hecho de acuerdo con los crite-
rios expuestos anteriormente.

Respecto a la distribución de la energía consumida por los -
abonados a los servicios residencial y comercial, se ha hecho
conservando la relación entre la energía consumida actualmen-
te por cada tipo de servicio.

De los registros de la Empresa, se desprende que el consumo -
del servicio comercial representa el 33.2% de la energía con-
sumida por los abonados a los servicios Residencial y Comer -

en sus construcciones, que sirva de Talleres, - Oficinas de la Central y Bodega. Se ha considerado que esta construcción se realizará en 1966.

En 1968 deberá entrar en servicio un nuevo edificio que aloje a las unidades que se prevé - van a instalarse.

De esta manera se determinan las ampliaciones - que se harán en el rubro Edificios y Estructu - ras para Generación.

Las inversiones para este rubro serán en su totalidad en moneda local.

4.1.2.- Depósitos de Combustible y Agua:

Asimismo, deberá entrar en servicio en 1968 una ampliación de los instalados actualmente.

4.1.3-1.4.- Motores, Instalaciones Auxiliares, Generadores y Tableros:

De acuerdo con la proyección de demanda y - capacidad instalada, se prevé para el año 1968 la operación de dos grupos Diesel eléctricos de 500 KW. c/u.

4.1.5.- Instalación para agua:

Actualmente la Empresa se provee del agua necesaria para refrigeración de los grupos y para los servicios generales de la Central, a través de tanqueros, en razón de que la red de distribución de agua potable no llega aún, ni siquiera al sector poblado más próximo a la Central. Sin embargo, de acuerdo con el plan de la Empresa de Agua Potable, en el año 1967 se tendrá ya la red a 1.500 Mts. de la Central.

Si bien es cierto que el agua para refrigeración de los grupos no necesita ser potable, no debe perderse de vista que suponiendo se pueda conseguir en cualquier sitio de la ciudad, agua apropiada, la irregularidad que caracteriza a los servicios proporcionados por unidades transportadoras, pondría en peligro la continuidad necesaria para la operación de los equipos. Además, es evidente la necesidad de disponer de agua potable para el consumo del personal que opere la central.

Si se analiza la posibilidad de obtener agua a

partir de una perforación local, se tendrá necesidad de la instalación de la estación de bombeo lo que acarrearía una alta inversión incrementada por la necesaria para la potabilización del agua a consumirse por el personal.

Se llega entonces a la conclusión de que conviene tomar el servicio de la red de agua potable, debiendo para esto hacerse la instalación de 1.500 Mts. de tubería, más los accesorios e instrumentos necesarios.

Será cubierta esta inversión, con moneda local.

4.1.6.- Equipo de Operación y Mantenimiento:

Es obvio que la operación y mantenimiento de una Central de Generación exige la disponibilidad de un equipo que, a más de hacer posible el trabajo, permita ahorro de tiempo y elimine riesgos de trabajo.

La estimación hecha para las inversiones de este rubro incluye: herramientas, equipo de taller, puente grúa, centrifugadora.

La ampliación a operar desde 1968, de este equipo

po de operación y mantenimiento, se estima que estará financiada en un 20% de su costo neto -- (sin considerar los costos adicionales para utilización del préstamo), en moneda local.

4.1.7.- Adecuación de la vía de acceso a la Central:

Los valores constantes en este rubro corresponden a la inversión realizada por la Empresa en el año 1964, para hacer posible el tránsito de vehículos transportadores de combustible y agua, entre la ciudad y el sitio donde se halla la central.

NOTA: Esta numeración no corresponde a la del Cuadro No.7

4.2.- Subestaciones.-

4.2.1.- Subestación de Elevación:

Los grupos generan a 2.400 voltios; como la Distribución se realizará a 13.200 voltios, se ha proyectado una subestación de elevación.

En la actualidad las unidades transformadoras se encuentran montadas, pero no instaladas, es

decir que no se hallan conectadas al sistema. -
En el Proyecto de distribución existente se han
tomado en cuenta los dispositivos de protección
y control. La capacidad nominal de este equipo
es de 1.500 KVA.

Operará esta subestación desde el año 1967 jun-
to con la red proyectada. La inversión se ha he-
cho ya, por lo que este rubro se considera en-
tre las inversiones en moneda local.

Para el año 1968 se prevee la ampliación de es-
ta subestación en 1.200 KVA; la inversión que -
cubra sus costos se considera estará cubierta -
en un 10% por moneda local.

4.3.- Distribución.-

Como se dijera anteriormente, el sistema de distribu --
ción estará constituido por instalaciones entregadas -
por el Municipio como aporte de capital, y por inversio-
nes hechas por la Empresa.

En el Cuadro No.7, apartado 3, se encuentran ubicados -
los costos registrados en la Empresa, de los diferentes
elementos del sistema en operación, a niveles de alta -

tensión, transformación y baja tensión.

El renglón 3.1.1.1.1., se refiere a materiales entregados por el Municipio como aporte de capital, para la construcción del sistema de alta tensión (13.2 KV) en la Parroquia Luis Tello.

El resto de valores anotados en el renglón 3.1.1. (aporte del Municipio) corresponde a cifras obtenidas del avalúo realizado por el Ing. Marcelo Hidalgo, funcionario en ese entonces del Instituto Ecuatoriano de Electrificación.

En el apartado 3.1.2. (inversiones de la Empresa), constan asimismo valores registrados en la Empresa, y además las estimaciones resultantes del análisis del proyecto de las redes de distribución, existente, así como de los costos obtenidos por Inecel con referencia a los materiales especificados para el antes mencionado Proyecto.

Respecto al apartado 3.2., transformación, cabe hacer las siguientes aclaraciones:

De los transformadores entregados por el Municipio como aporte de capital, una parte puede seguir utilizándose

en sistemas a 2.4 KV (renglón 3.2.1.2.). El resto se ha ubicado en el renglón 3.2.1.1., es decir, entre materiales que no pueden ser utilizados posteriormente, por el estado en que se hallan. Asimismo los valores anotados corresponden al avalúo mencionado anteriormente.

Las unidades consideradas en el apartado 3.2.2. como inversiones de la Empresa, se han clasificado en transformadores nuevos a 2.4 KV, antiguos a 2.4 KV (posteriormente utilizables) y transformadores nuevos a 7.6 KV.

Los transformadores antiguos a 2.4 KV se refieren a unidades adquiridas por compra a EMELEC, de unidades reparadas, en buen estado. Esta compra se efectuó con el resultado de la venta del transformador de elevación de - 300 KVA, 440-2.400 voltios al Municipio de Quevedo.

Las unidades nuevas son las adquiridas por contrato con ELECTRO ECUATORIANA.

Asimismo, en los rubros correspondientes a baja tensión, se tienen inversiones que el Municipio ha entregado en concepto de aporte de capital, e inversiones realizadas por la Empresa.

En cuanto a los aportes del Municipio, también se ha to

mado como fuente de información referente a los costos, el avalúo hecho por el Sr. Ing. Marcelo Hidalgo.

Para las inversiones de la Empresa, las que se estiman van a operar en 1966, se han puntualizado en sus costos, de acuerdo con información obtenida en la Sección Contable de la Empresa.

Para las ampliaciones, se ha tomado en cuenta, a igual que para alta tensión y transformación, el proyecto -- existente, elaborado conjuntamente por la Empresa e Inecel, así como la estimación de los costos, a base de la experiencia que Inecel tiene al respecto.

Las ampliaciones previstas en el sistema de Distribución para operar en 1968, se han tomado con un índice -- aproximado del 4% de las inversiones brutas en operación en 1967.

Las estimaciones hechas para las inversiones en moneda local y divisas en estas ampliaciones, se han realizado en base a las relaciones entre moneda local y divisas -- en las inversiones en operación en 1967.

Respecto a las inversiones en operación en equipo de -- operación y mantenimiento, se las considera necesarias

a efecto de obtener un mayor rendimiento del personal, a base de la eliminación de tiempo ocioso y de riesgos de trabajo.

Se estima que de estas inversiones, el 30% de estas inversiones será cubierto por moneda local, más los gastos de utilización del préstamo.

4.4.- Generales.-

Se han agrupado los rubros correspondientes a servicios de administración y de operación de todo el sistema. -
Contempla los siguientes conceptos:

4.4.1.- Vehículos:

Actualmente la Empresa opera con los servicios de un vehículo tipo liviano que es empleado en movilización de personal, equipo y materiales - de todas las áreas de trabajo de la Empresa. Es to trae como consecuencia pérdidas de tiempo - que se traducen en falta de organización del - trabajo. Además, dadas las características del vehículo y el trabajo a que está sometido, su - deterioro se ha producido aceleradamente con - los consiguientes problemas de mantenimiento.

En estas circunstancias, se considera de imprescindible necesidad, la adquisición de una unidad por lo menos de tipo mediano que operaría en el transporte de personal, material y equipo para el mantenimiento y construcción de ampliaciones del sistema de distribución.

Por informaciones obtenidas por la Empresa, se conoce que el costo de dicha unidad, con las adaptaciones que le hagan útil en el servicio a prestar, sería de 179.000 sucres.

Para el año de 1967 se considera que quedará fuera de operación la unidad actualmente en servicio, y que se deberá adquirir una unidad similar.

4.4.2.- Mobiliario:

Asimismo se consideran necesarias ampliaciones del mobiliario de acuerdo con el crecimiento que acusará la Empresa.

4.4.3.- Local:

Se prevé ampliaciones con el mismo criterio anterior.

4.4.4.- Material de bodega:

Se considera el retiro de \$ 130.628 en el año - 1967, por tratarse de materiales para redes que funcionen a 2.4 KV.

5.- ORGANIZACION DE LA EMPRESA.-

Como se dijera anteriormente, la organización actual de la Empresa es inconveniente para su operación.

En efecto, el hecho de que los mismos operadores de la Cen --tral de Generación hagan el mantenimiento de los equipos, hace que o no haya tiempo suficiente para realizar el trabajo, o el personal trabaje durante mucho tiempo, lo que además de estar ceñido con las disposiciones del Código de trabajo, --afecta sensiblemente el rendimiento del personal.

Por esta razón se estima necesario que la Empresa mantenga entre su personal a nivel de generación, trabajadores dedicados a mantenimiento, quienes deben ser mecánicos especializados - en Diesel.

Otro aspecto relacionado con el personal de Generación, es la necesidad de aumentar el número de operadores en 1967 cuando se disponga de la ampliación prevista de 1.000 KW.

Respecto al personal que opera y mantiene el sistema de distribución, debe anotarse que actualmente atiende también el servicio a los consumidores, es decir que se ocupa de conexiones, cortes del servicio, lectura de medidores, instalación de acometidas. Esto ocasiona el deficiente cumplimiento de ambas funciones: la operación, mantenimiento y construcción de ampliaciones de las redes de distribución, y la atención de los usuarios.

En la organización propuesta se prevé la independencia de estos dos sectores de operación, ya que es la manera más efectiva de que sea factible el cumplimiento de programas de mantenimiento y control de las partes del sistema y el conocimiento de las características de los abonados, conocimiento que servirá para establecer las correspondientes estadísticas en base de las que serán posibles futuras planificaciones de la Empresa.

Estos programas constan en forma de reglamentos que la Empresa espera poner en ejecución.

Asimismo, en el aspecto administrativo de la Empresa, aparece actualmente una profusión de labores realizadas por el personal que actualmente mantiene. Esto se traduce en que se ejerza control desde la oficina de contabilidad sobre todas las -

actividades, resultando en definitiva, una desorganización en la información y control de las actividades de la Empresa.

Asimismo, en Secretaría se realiza la facturación y la elaboración de los registros de consumidores; la recaudación se la hace con personal dependiente de la oficina de contabilidad.

No existe una sección que se dedique a la obtención y utilización de los datos estadísticos.

En estas circunstancias, la organización propuesta trata de subsanar estos problemas, con la reorganización de las funciones administrativas de la Empresa.

- Organización Propuesta:

Considerando los aspectos anotados anteriormente, se propone la organización grafizada en el organigrama No.2.

En esta organización se prevé las siguientes áreas de trabajo:

Producción, comercialización y administración general.

En producción se agrupan generación y distribución. Generalmente se habla de producción de energía eléctrica, para referirse exclusivamente al nivel de generación. Sin embargo, la verdad es que la energía eléctrica no es producida mien

tras no es consumida,

En el área de generación se considera la necesidad de que existan, además del Jefe de Planta, operadores tableris --tas, Ayudantes I, y Ayudantes II a partir de 1967. Este personal estaría organizado en cuatro equipos de trabajo, de manera que puedan operar en tres turnos diarios, de ocho - horas, quedando libre un equipo diariamente. De esta manera se cumplirá con las disposiciones laborales del país, y será posible la rotación de los equipos en los diferentes turnos.

Se ha considerado además la necesidad de un equipo de mecánicos que se dediquen al mantenimiento de las unidades.

En el área de distribución y servicio se prevee la existencia de un jefe de redes, al mando de linieros, encargados de la operación, mantenimiento y construcción de ampliaciones del sistema de distribución; se considera además, la existencia en el área de servicio, de un Jefe de Servicio, y de electricistas instaladores, que se encarguen del control, mantenimiento y atención de los abonados en lo que a sus instalaciones se refiere.

En comercialización se trata de agrupar las dependencias - que tengan a su cargo las relaciones comerciales entre la

Empresa y sus abonados; esto es: lectura de medidores, facturación y recaudación. Además, se prevé que estas dependencias estarán encargadas de elaborar estadísticas respecto de los consumidores.

En el área de administración general, se han agrupado las dependencias encargadas de la información, coordinación y control de las áreas de trabajo, así como de la programación de la política general de la Empresa.

En general, se ha establecido un tipo de organización lineal-funcional, en razón de que el volumen de trabajo no justificaría una organización tipo totalmente funcional.

La coordinación de las diferentes áreas de operación, se realizaría como en líneas generales se expone a continuación:

El organismo máximo de la Empresa sería la Junta General de Accionistas, siguiéndole en importancia el Directorio y finalmente la Gerencia.

En el área de Producción existiría un Ingeniero Jefe, en la Plaza de Director Técnico, con un ayudante coordinador; el Director Técnico tendría ingerencia también en el área de comercialización, así como también el área de adminis--

tración General en la misma Comercialización.

En el Organigrama No.2, se ha establecido además el número de personas que desempeñarían cada una de las funciones.

6.- ESTUDIO DE COSTOS.-

Los costos en que la Empresa incurrirá al operar su sistema, puede resumirse en dos grandes grupos: costos fijos de capital y costos variables de operación.

6.1.- Costos Fijos de Capital.-

Son los que se refieren a las inversiones en operación. Agrupan: depreciaciones, cargas financieras, seguros.

6.1.1.- Depreciación:

Se refiere a la pérdida de valor que experimentan los equipos e instalaciones. Esta pérdida de valor se produce debido a la combinación de los siguientes factores:

6.1.1.1.- Deterioro por efecto del uso a que ha estado sometido.

6.1.1.2.- Obsolescencia.

6.1.1.3.- Inadecuamiento.

6.1.1.4.- Exigencias de las autoridades.

6.1.1.1.- Es evidente que los equipos disminuirán su vida útil, y con ella su valor, a medida que su uso sea mayor. Se --
acentúa esto en el caso de las máquinas rotativas.

6.1.1.2.- Se refiere a la pérdida de valor que experimentan los equipos e instalaciones al ser conveniente su reemplazo --
por unidades modernas, con las que --
los costos variables de operación --
sean menores.

6.1.1.3.- Puede suceder que las características del mercado servido experimenten va--
riaciones tales que en un momento da--
do ya no sean adecuadas las caracte--
rísticas de los equipos e instalaciones, y resulte más conveniente el re--
emplazo de las unidades, que el reade--
cuamiento de las instalaciones.

6.1.1.4.- A pesar de que la legislación ecuatoriana apoya en todo sentido a la industria eléctrica en su afán de fomentarla, debe tenerse en cuenta que el crecimiento urbanístico ocasionará - que ya sean los sistemas de generación, o ya sean los sistemas de distribución, se encuentren ubicados en un momento dado, en áreas en las que regulaciones estatales o municipales no lo permitan. Esto ocasionará la remoción de los equipos, cuando no su inutilización.

Así pues, los criterios mencionados respecto de los motivos por los que los equipos e instalaciones pierden valor, hace que se hable generalmente de dos tipos de depreciación: física y funcional.

6.1.2.- Cargas Financieras:

A pesar de que los capitales en operación sean de origen público, el hecho de que la industria eléctrica funcione como Empresa Privada, le per

mite obtener rentabilidad sobre las inversiones en operación, rentabilidad que en todo caso se revertirá en beneficio público por cuanto servirá para ampliaciones y mejoras del servicio.

Además, según la estructura dada a la Empresa, pueden existir Accionistas del sector privado.

Esto es conveniente, por cuanto de esta manera parte del sector privado interviene directamente en el servicio público, quedando de esta manera esta actividad al margen de la influencia de factores políticos; se constituye además este sector privado, en parte interesada en la buena marcha de la Empresa.

Este ingreso de accionistas privados se conseguirá solamente si se garantiza una adecuada rentabilidad que compita con las ventajas ofrecidas a los inversionistas en cualquier otra actividad comercial o industrial.

Las cargas financieras que se apliquen al capital proveniente de préstamo externo, servirán también para cubrir los intereses exigidos por

las Entidades prestamistas.

6.1.3.- Seguros:

Es obvio que la Empresa no puede cubrirse de todo riesgo que implique imposibilidad de su operación, es decir de circunstancias de fuerza mayor que le impidan operar en un momento dado.

Existiendo en nuestro sistema económico Empre - sas cuya actividad consiste en reintegrar cantididades correspondientes a los daños sufridos por las causas anotadas, será buena política que la Empresa negocie estos seguros tanto para el personal, cuanto para equipos e instalaciones.

A continuación se exponen las consideraciones y cálcu - los hechos para obtener estos costos fijos de capital.

1.- Depreciaciones:

Se considera que al final de la vida útil de las - instalaciones y equipos, existirá un costo de remoción. Además, la tendencia inflacionaria de la moneda nacional, hace necesaria la previsión de valores de reposición mayores que las inversiones iniciales; o en su defecto, que no se consideren valores resi-

duales.

1.1.- Generación:

Para los rubros de edificios y estructuras e instalaciones para suministro de agua, se han considerado las vidas medias probables de -- acuerdo con valores promedios establecidos.

Para el rubro de motores diesel e instalaciones auxiliares, se ha hecho las siguientes - consideraciones:

La vida media de los motores diesel depende - en gran parte, de la velocidad. A mayor velocidad, menor vida media probable. Asimismo, - otro factor preponderante es el ciclo de operación. Cuando se tiene máquinas de menor número de tiempos, la vida media probable es menor. Esto, porque el número de explosiones para la misma velocidad, es menor mientras de - más tiempos sea la máquina.

Según normas americanas, para potencias de - 500 KW, la velocidad más conveniente es de - 720 r.p.m. Asimismo, según las mismas normas

americanas, para equipos de funcionamiento - continuo, de velocidad 720 r.p.m., con un funcionamiento de aproximadamente 6.000 horas al año, la depreciación anual es del 12%.

Según las curvas de carga típicas estimadas, el promedio de horas diarias a funcionar los equipos, es de 12.

Si se considera que un mes pasará fuera de servicio a efecto de mantenimiento, el tiempo de operación será de aproximadamente 4.000 horas al año.

Si aplicamos el cociente de las horas de funcionamiento sobre las 6.000 horas consideradas, al porcentaje anual de depreciación anotado anteriormente, nos resulta que el porcentaje anual de depreciación a aplicar será :

$$\frac{4.000 \text{ hs}}{6.000 \text{ hs}} \times 12\% = 8\% \text{ anual}$$

Tomando en cuenta las consideraciones adicionales al desgaste mismo de las máquinas, consideraciones anotadas anteriormente, la vida media estimada es de 10 años.

Por las condiciones en que se encuentran los depósitos de agua y combustible, y por el hecho de que en todo caso estarán de acuerdo - sus características con las de las máquinas a servir, se consideran igual vida media probable (10 años), a igual que para el equipo de operación y mantenimiento.

En el rubro de generadores y tableros, considerando que los generadores, a pesar de ser - máquinas rotativas, su vida media será mayor que la de los equipos diesel, por no estar su jetos al trabajo que como en el caso de los - motores mencionados consiste de movimiento a base de explosiones internas, se estima una - vida media de 15 años.

1.2.- Subestaciones:

Se calcula su depreciación, a base de la vida media considerada, igual que la del sistema - de distribución, en 25 años.

1.3.- Distribución:

Se han considerado depreciaciones a base de -

estimaciones de vida media probable, para materiales nuevos, materiales antiguos utilizables, y materiales antiguos no utilizables.

Para los materiales nuevos, se ha considerado una vida media probable de 25 años, vida media que es promedial entre valores establecidos como normales.

Para los materiales antiguos utilizables, que son transformadores a 2.4 Kv en buen estado, se les ha considerado la misma vida media probable, es decir 25 años. Esto no quiere decir que se estima que servirán 25 años más, sino que a base de esa consideración se estima su depreciación anual.

Para los materiales antiguos no utilizables, se cree conveniente que la Empresa recupere su valor total en el año 1966, ya que en 1967 ya serán retirados del servicio, entrando a operar en su reemplazo unidades nuevas previstas en el Proyecto de la red de distribución.

Respecto a los transformadores de distribución adquiridos por compra a EMELEC, se les

asigna una vida probable de 10 años. Esta estimación se la hace en base al estado en que se hallan a pesar de ser reparados.

Se estima asimismo, una vida media de 10 años para el equipo de operación y mantenimiento.

1.4.- Generales:

A los vehículos se les asigna una vida probable de 5 años, en razón de que en este caso la depreciación asignada en el mercado es, como se conoce, sumamente acelerada.

Para el mobiliario se estima la vida útil -- asignada por la ley, que es de 10 años. Asimismo se estima que deberá readecuarse el local, a los diez años.

Como los materiales de bodega son en su gran mayoría materiales de distribución, se les -- asigna una vida media probable de 25 años.

2.- Amortizaciones:

Se trata de prever la recuperación de la suma invertida en la adecuación de la vía de acceso a la cen-

tral de generación, en 25 años.

Métodos de Depreciación:

El sentido de la estimación de costos por depreciación, en definitiva, es prever la acumulación de un fondo que al final de la vida útil de las instalaciones y equipos, tenga un valor capaz de solventar el reemplazo de las unidades. Esto, porque dada la característica de continuidad de la industria eléctrica, no se debe pensar en restituir a los inversionistas el capital utilizado.

En consecuencia, se puede tratar de obtener esta recuperación del valor perdido por las instalaciones, con diferentes métodos:

- Método lineal:

Considera que la recuperación se hace igual que la pérdida de valor a través del tiempo, es decir proporcionalmente. Analíticamente expuesto, el método responde a la ecuación de una recta.

- Método de proporción constante:

Considera que se puede recuperar la inversión en proporción anual constante aplicada a la inversión neta

en operación en el año anterior. De esta manera, el valor residual de la instalación no puede ser cero, aunque se haya impuesto esta consideración.

- Fondo acumulado:

Consiste en que el valor recuperado en cada año, -- producirá un interés. La suma del capital recuperado y de los intereses por él producido, debería ser -- igual, al final de la vida útil de los equipos e instalaciones, al valor perdido por ellos.

- Avalúos parciales:

Considera la posibilidad de determinar anualmente el valor real de las instalaciones, debiéndose recupe - rar de los ingresos brutos de la Empresa, el valor - correspondiente a la diferencia entre las estimacio - nes anuales.

- Método digital:

Es un método por el que se trata de recuperar la inversión en cuotas anuales que son decrecientes y que se computan de la siguiente manera:

$$C = m S$$

en la que:

C = Cuota anual

m = factor anual

S = Capital total a recuperarse

El factor m, para cada año se calcula de la siguiente manera:

Es una fracción que tiene como denominador la suma de los dígitos correspondientes hasta llegar a la vida media estimada. El numerador para cada año, es el ordinal de la vida del equipo o instalación de que se trate, pero en orden inverso; es decir que para el primer año se tendría en el numerador la cifra correspondiente a la vida media estimada. Ejemplo:

Vida media estimada: 5 años

Para el primer año, la proporción a aplicar al capital S sería:

$$m = \frac{5}{1 + 2 + 3 + 4 + 5} = \frac{5}{15}$$

Para el segundo año, m sería igual a

$$\frac{4}{15}$$

y así sucesivamente.

El método escogido en este estudio, es el método lineal, ya que la forma en que se traten los fondos recuperados, estarán de acuerdo, exclusivamente, con la política económica a seguir por la Empresa en cuanto se refiere a la custodia de sus valores. Además, si son reinvertidos en mejoras y ampliaciones del sistema, deberán producir una rentabilidad, posibilidad de inversión que no debe perderse de vista.

Otra razón es que la forma de considerar la depreciación misma de los equipos e instalaciones, es proporcional al tiempo de vida; tratándose de prever el tiempo de recuperación de esos valores, deberá hacérsela también proporcionalmente al tiempo de servicio.

La relación unitaria a aplicarse a la inversión bruta en operación a efecto del cálculo de las sumas a recuperarse anualmente, es la inversa del tiempo de vida media estimada para cada uno de los rubros.

Este cálculo consta en el cuadro No.8 .

2.- Cargas Financieras:

Con el criterio expuesto anteriormente respecto de la -

necesidad de que los capitales en operación produzcan - una rentabilidad capaz de atraer capitales privados en el mercado de valores, y dadas las características de - seguridad de la industria eléctrica por suministrar un servicio de primera necesidad, se estima conveniente la previsión de una rentabilidad del 7% anual sobre las inversiones netas en operación.

El cálculo correspondiente a esta rentabilidad o cargas financieras, se resume en el cuadro No.9 .

Las inversiones netas se refieren a las diferencias entre las respectivas inversiones brutas en operación y - los fondos acumulados de depreciación obtenidos por la Empresa hasta el año anterior.

3.- Seguros:

Por no existir información respecto de los índices adoptados para las cuotas a pagar a las compañías aseguradas en el país, se adoptan índices promedios autorizados por la FEDERAL POWER COMMISSION de los Estados Unidos de Norteamérica.

Estos índices son:

Generación	0.25	%	anual
------------	------	---	-------

Subestaciones	0.25	%	anual
Distribución	0.15	%	"
Generales	0.15	%	"

Estos índices son aplicables a las inversiones brutas - en operación.

Los cálculos hechos aplicando estos índices, constan - también en el cuadro No.9 .

6.2.- Costos Variables de Operación.-

Se refieren a los costos que debe cubrir la Empresa para mantener operando el sistema.

Agrupar:

- Combustible y lubricante
- Materiales de mantenimiento
- Personal
- Gastos Generales de administración

6.2.1.- Combustible y Lubricante:

Inciden en los costos variables de operación a

nivel de Generación.

Para el cálculo de los costos por combustible y lubricante, deben considerarse los factores que los determinan:

- Consumos específicos de los grupos en función de la potencia suministrada.
- Curvas de duración de carga del sistema.
- Costos unitarios de combustible y lubricante.

A base de estos factores se puede calcular el consumo y el costo total por consumo de combustible y lubricante, en el período de estudio.

Pero, en realidad, el rendimiento de los motores diesel no varía considerablemente con la variación de la potencia suministrada, lo que no sucede con las centrales a vapor o hidráulicas.

Además, las curvas de duración de la carga del sistema se podrían establecer solamente a base de las estimaciones de las curvas de carga diaria típicas hechas para cada año, curvas que seguramente van a variar de la situación real; de

esa manera, la exactitud que se quiera ganar - con el empleo de curvas de duración, va a ser - muy relativa, por los elementos en base de los que se haga, es decir por las curvas de carga.

Con estos antecedentes, se concluye que no se - cometerá error de consideración si se calcula a base de los consumos promedios combustible y lu**bricante** por cada KWh generado, de los grupos - que actualmente operan, en razón de que son de similares características que los previstos, y de que son nuevos, no habiendo por tanto posibi**lidad** de que los datos sean afectados por el es**tado** de las instalaciones.

Estos consumos son obtenidos de los datos sumi**nistrados** por la sección de contabilidad de la Empresa, traducidos a sucres por KWh. Se apli**can** a la energía a nivel de generación.

6.2.2.- Materiales de mantenimiento:

Se refieren a materiales que se necesitan para hacer reemplazamientos en cualquiera de los ni**veles**: generación o distribución.

La estimación de estos costos se ha hecho a base de la experiencia que al respecto tiene la Empresa.

6.2.3.- Personal:

La estimación de los costos por personal de que disponga la Empresa, ha sido hecha de acuerdo con la organización propuesta y con las siguientes consideraciones adicionales:

Las condiciones en que opere la Empresa, depende fundamentalmente de la manera en que trabaje su personal.

El rendimiento de este personal está en función del grado de identificación que tenga con la Empresa; y esta posición tiene mucho que ver con el salario que perciba por su trabajo.

Con estos antecedentes, y conociendo las remuneraciones que actualmente perciben los trabajadores de la Empresa, así como los resultados obtenidos con la actual administración de salarios (desatención de sus labores por realizar trabajos ajenos a la empresa, que le permitan incrementar sus ingresos económicos; principios de -

descontento por no considerar justas las remuneraciones respecto de las percibidas por otros - trabajadores, etc.), se ha analizado la posibilidad de orientar la administración de salarios en la Empresa hacia otra política.

Se ha hecho una especie de evaluación de cargos por ranking; esto es, que a base de una estimación ligera de la importancia relativa de los - cargos, responsabilidad que implica cada cargo, esfuerzos físico y mentales, condiciones de trabajo, se han estimado los sueldos que percibi -- rían los trabajadores.

Esta estimación consta en el cuadro No.10, en - el que se consignan además los costos reales de debidos a las cargas sociales fijadas por la ley: aportes al seguro social, fondo de reserva, dé-- cimo tercer sueldo.

6.2.4.- Gastos Generales de Administración:

Agrupar: materiales de oficina, arriendo de lo- cal, comunicaciones, mantenimiento del equipo - de oficina, operación y mantenimiento de vehículos, gastos de representación, etc.

El cálculo se ha hecho, asimismo, a base de la experiencia obtenida en lo que lleva de operar la Empresa, considerando también la organización propuesta y el crecimiento previsto de la misma empresa.

6.2.5.- Capital de Trabajo:

En vista de que los ingresos de la Empresa serán el resultado de la venta de energía, y su recaudación no se efectuará antes de producirla y venderla, debe disponerse de fondos suficientes para operar hasta que esta recaudación se realice.

El pago por parte de los usuarios sería mensual, por ser a su vez, esa la modalidad en que ellos obtienen sus ingresos.

Entonces la Empresa deberá disponer de fondos para cubrir los costos variables de operación durante un mes y medio, para compensar los retrasos siempre observados en los usuarios para cancelar sus planillas. Inclusive, sería físicamente imposible que con la organización propuesta se haga la recaudación en menos de ocho días.

Este fondo es el que se llama capital de trabajo.

En el cuadro No.11, se consignan los costos variables de operación, así como el capital de trabajo. Los valores anotados se refieren a cada año. Estos valores de Capital de trabajo son los que se anotaran al encontrar los costos por cargas financieras, en el cuadro No.9.

Precio Promedio del KWh :

Con el objeto de establecer las condiciones en que operará la Empresa en el período de estudio, y para el diseño mismo de las tarifas, es necesario obtener el precio promedio al que se venderá la energía.

El cálculo de este precio promedio del KWh consta en el cuadro No.12, cálculo que se realiza a base de los costos totales del servicio y de la proyección de la energía vendida.

De este cálculo resulta que el precio medio de venta en el período será de

0.8202 sucres / KWh

7.- ANALISIS FINANCIERO.-

Con el objeto de establecer el estado económico de la Empresa al cabo de cada año de operación, se hace el análisis constante en el cuadro No.13, de acuerdo con las estimaciones hasta aquí hechas.

De este análisis se desprende lo siguiente:

- En el año 1966 no se obtendrá la totalidad de la rentabilidad prevista. Sin embargo, el resto de los costos del servicio sí serán cubiertos.
- En los años 1967 y 1968 sí se cubrirá la totalidad de costos, inclusive las cargas financieras, quedando además un saldo a favor de la Empresa cada año. Estos saldos, o ingresos netos, cubren la parte no obtenida de rentabilidad prevista en 1966.

En este estudio sólo se han considerado los ingresos provenientes de la venta de energía, ya que son los únicos susceptibles de estimación cuantitativa.

Es probable que haya también ingresos provenientes de multas a abonados morosos. Estos ingresos, sin embargo, no son susceptibles de estimación, y la naturaleza de este estudio no permite prever la estabilidad económica de la Empresa conside

rando fuentes de ingresos de estas características.

Luego de haber establecido la posibilidad de la operación de la Empresa, en cuanto se refiere a los ingresos por venta de energía y los egresos por todos los costos de operación (Costos fijos de capital y variables de operación), se pasa a analizar la posibilidad de que en las condiciones de operación previstas, la Empresa esté en capacidad de hacer efectivo el programa de inversiones y el cumplimiento de los compromisos económicos en que incurrirá la Empresa.

8.- FUENTES Y USOS DE FONDOS.-

Los fondos provendrían de los aportes de capital, y del préstamo contratado, en principio. Posteriormente, es probable que se incorporen personas naturales o jurídicas, en calidad de Accionistas de la Empresa.

Además se dispondrá de los fondos provenientes de la rentabilidad producida por los capitales en operación, y de los fondos recuperados por concepto de depreciaciones y amortizaciones, estableciéndose una política de reinversión.

El total de estos fondos disponibles, deberá ser usado en las inversiones programadas, en el cumplimiento de los compromisos económicos adquiridos, y en la disponibilidad del Capital

- A más de permitir a la Empresa cubrir todos los costos del servicio, debe asegurar una estabilidad de ingresos, aunque los consumos de los abonados no sean los previstos.
- Debe evitarse en lo posible que se presenten las tarifas con una estructura difícil de ser entendida por el usuario común y corriente.
- Las tarifas deben estar estructuradas en tal forma que el costo unitario del KWh sea mayor para consumos menores o antieconómicos (Caso de las tarifas con cargo por demanda). De esta manera, se promoverá el mayor y más económico consumo.
- La condición anterior es posible si se hace una distribución justa de todos los costos del servicio entre los diferentes tipos de usuarios.
- Para el progreso de la Empresa, y para el cumplimiento de la función social de ella, las tarifas deben preverse también con miras a que habitantes que por sus escasos recursos económicos no se incorporan aún al servicio, estén en posibilidad de hacerlo.
- Por último, las tarifas deben ser fácilmente aplicables, de manera que no se incurra en mayores costos por facturación.

9.1.- Tipos de Tarifas.-

El desarrollo de la industria eléctrica ha implicado un verdadero proceso de investigación respecto del tipo de tarifas a aplicarse. Así han aparecido tarifas de diferentes tipos y en diferentes épocas. A continuación se trata de exponer en forma general las características - de los tipos más comunmente usados:

- Tarifa de tipo fijo:

Se denomina así al tipo de tarifas que establecen un cobro mensual o anual, por unidad de carga conectada. Ej.: \$ 10,00 por mes por foco de 100 W.

Una variación de este tipo de tarifa es el tipo con descuento. Es decir que se aplican descuentos por bloques de costos que representa la factura. Ej.:

Bloques (\$)	Descuentos (%)
Los primeros 100	0
Los siguientes 200	15
Los siguientes 500	30
El exceso	35

En general este tipo de tarifa no es conveniente, por

cuanto no considera el tiempo de uso de la potencia requerida.

Esto hace que no se puedan repartir equitativamente los costos de operación tornándose entonces en cobro favorable a unos abonados y desfavorable para otros, dependiendo esta diferencia del tipo de consumo de los abonados.

- Tarifa proporcional al consumo:

Consiste en la repartición de la totalidad de los costos de operación entre la energía vendida. Ej.: \$/ 1,00 por cada KWh consumido.

Tiene la ventaja de ser sencilla para los abonados y sencilla también en su aplicación.

Sin embargo, tiene las siguientes desventajas:

- . No asegura un mínimo de ingresos a la Empresa, ingresos éstos que son necesarios para cubrir por lo menos parte de los costos fijos de operación.
- . No implica una repartición equitativa de los costos entre los tipos de consumidores con diferentes formas de usar la potencia requerida.

. Con este tipo de tarifa no se promueve el incremento del uso de energía eléctrica ya que con cualquier consumo el precio del KWh es el mismo.

- Tarifa proporcional al consumo y escalonada:

Es una variación del tipo anterior y consiste en el precio diferente por KWh consumido en bloques determinados. Es de tipo degresivo, es decir que a bloques de consumo creciente, el precio por KWh es menor. Ej.:

\$ 1,00 por cada KWh de los primeros 20 KWh consumidos en el mes.

\$ 0,80 por cada uno de los siguientes 50 KWh consumidos en el mes.

\$ 0,60 por cada KWh de exceso en el consumo durante el mes.

Este tipo de tarifas promueve el incremento del uso de energía eléctrica por parte de los usuarios, y permite agrupar en los primeros bloques, por lo menos - parte de los costos que no son función de la energía generada.

Por lo demás, presenta las mismas ventajas y desventaja

jas que el tipo anterior.

- Proporcional al consumo, escalonada y con cargo mínimo:

Es una variación del tipo anteriormente enunciado, - con la ventaja de asegurar con un mínimo, un ingreso fijo a la Empresa, que aunque no cubra todos los gastos que no son función de la energía, por lo menos - cubre los llamados costos por consumidor. Ej.:

\$/ 20,00 como mínimo de pago mensual con derecho a un consumo de hasta 20 KWh.

\$/ 0,80 por cada uno de los siguientes 30 KWh consumidos durante el mes.

\$/ 0,60 por cada uno de los KWh de exceso consumidos durante el mes.

- Tipos polinómicos:

Agrupan los tipos de tarifa que consideran algunos - cargos en el cobro por el servicio eléctrico.

. Tarifa con cargo por demanda máxima:

Fue propuesta por el Dr. Hopkinson, y es un tipo de tarifa binomia. Considera un cargo que incluye

costos imputados a la demanda y a consumidor, --
cuantificados en relación con la demanda máxima -
registrada por el usuario.

Considera además un cargo por energía consumida.

De esta manera se tiene que en el precio unitario
de KWh incide el factor de carga que presente el
usuario. Ej.:

\$ 10,00 mensuales por KWh de demanda máxima.

\$ 0,60 por cada KWh consumido durante el mes.

Puede modificarse este tipo de tarifas introdu --
ciendo bloques en los cargos por energía. Estos -
bloques serían crecientes en el consumo, mientras
el precio del KWh será decreciente. Ej.:

\$ 10,00 mensuales por KWh de demanda máxima.

\$ 0,90 por cada uno de los primeros 20 KWh de con
sumo mensual.

\$ 0,50 por cada KWh de exceso.

. Otro tipo de tarifa que contempla el factor de -
carga del abonado, es el propuesto por el Sr. --
Wright. Está estructurada en cargos por horas uso
de la potencia contratada. Ej.:

\$ 1,00 por cada una de las primeras 50 horas de uso de cada KW de demanda máxima, en el mes.

\$ 0,80 por cada una de las siguientes 100 horas de uso de cada KW de demanda máxima, durante el mes.

\$ 0,60 por cada una de las horas de exceso de uso de cada KW de demanda máxima en el mes.

Como se ve, este tipo de tarifas reúne las características que se anotara deben tener, excepto -- que la Empresa debe asegurar por lo menos parte de sus costos fijos aunque no haya consumo. Es decir que faltaría la fijación de un cargo adicional, o en su defecto establecer el primer bloque como mínimo de pago mensual.

. Localizando los costos que ocasiona el suministro de energía eléctrica, resulta que en realidad no se ha puntualizado en ninguno de los tipos de tarifas enunciados un cargo por servicio o por consumidor, separadamente.

El tipo de tarifa que sí lo expone es el llamado de tres cobros, o "Doherty".

Este tipo de tarifa resulta ser una modificación

de la demanda máxima de Hopkinson, mediante la in tr o d u c c i o n de un cargo por consumidor. La forma de presentar este tipo de tarifa se ve en el ejem p l o siguiente:

₡ 20,00 mensuales por KW de demanda máxima.

₡ 15,00 mensuales por consumidor.

₡ 0,90 por cada KWh de consumo mensual.

(Este cargo por energía puede ser también es calo n a d o).

Se estima que el tipo ideal sería una combinación de - los tres últimos tipos de tarifas enunciados, de manera que se llegue a una estructura que contenga car g o s s e p a r a d o s se p a r a d e m a n d a m á x i m a, por consumidor, y un cargo es calo n a d o por energía, expresado en forma de horas uso. De esta manera reuniría las características que según - se anotara anteriormente deben tener las tarifas para - cumplir con su función en la operación de la Empresa.

9.2.- Tipos de Tarifas a Aplicarse.-

Al hacer la elección del tipo de tarifa a aplicarse en la Empresa Eléctrica "Esmeraldas S.A.", se tomanen -- cuenta las consideraciones anteriormente citadas y que hacen referencia a las características que deban reunir esas tarifas. Sin embargo existen también factores que

influyen decisivamente en esta elección. Estos factores se originan en el hecho de que una modificación de las tarifas implica una reacción negativa del público, debido especialmente a la tendencia a no hacer innovaciones en las actividades de tipo económico (cuando de pagar se trata), lo que traería como consecuencia que las relaciones entre la Empresa y los abonados se afecten. Se concluye entonces que los tipos de tarifas a aplicarse para cada tipo de usuario, son los siguientes:

- Servicio Residencial y Comercial, tarifa proporcional al consumo, escalonada, y con un cargo mínimo.

Las razones para que se adopte este tipo de tarifas son:

- . Los consumos no justificarían la inversión en instrumentos registradores de demanda máxima necesarios para poder facturar separadamente los cargos por demanda.
- . Las tarifas que actualmente se aplican a estas clases de servicio son del mismo tipo, lo que facilitaría la aceptación de las nuevas tarifas por parte del público.

- Servicios industriales y especiales. Para estos tipos de servicio se cree conveniente la aplicación de una tarifa de demanda máxima, con cargo por energía escalonado en forma de horas uso.

Se llega a esta conclusión, por las siguientes razones:

- . En caso de no disponer de medidores de demanda máxima, existiría la posibilidad de hacer una estimación bastante aproximada de esa demanda máxima, a base de la carga conectada y del ciclo de trabajo de cada usuario.
- . La tarifa vigente ya considera la influencia del factor de carga del usuario, pues es del tipo de horas uso por unidad de potencia instalada, con un mínimo mensual.

Esto hace que sí sea factible pasar al tipo de tarifa propuesto.

Para ninguna clase de servicio se cree conveniente que en la tarifa a aplicarse aparezca un cargo separado por consumidor, dada la poca educación que respecto del servicio eléctrico tiene todavía el público en Esmeraldas,

lo que unido a la desconfianza en todo servicio público, haría que se resistan a pagar por algo que no creen recibir. No sucede lo mismo con la energía misma y la demanda, de las que los costos sí son posibles de recuperar en forma de cargos separados, por lo menos entre los abonados al servicio industrial o especial.

Se estima necesaria la clasificación de los usuarios de acuerdo con el nivel al que tomen la energía (alta o baja tensión) y su incidencia en las horas de pico. (Sin restricciones o fuera de horas de pico).

Finalmente para el alumbrado público se estima conveniente la aplicación de la tarifa de tipo único o proporcional al consumo ya que el alumbrado público es un servicio del que se puede conocer el consumo exacto y las horas en que actúa su carga.

9.3.- Localización de Costos.-

Con el objeto de estructurar las tarifas de acuerdo con la incidencia que tengan los diferentes factores en la operación de la Empresa, se reparten a continuación los costos del servicio.

La operación de la Empresa implica costos que aparecen

por tres factores: por demanda a satisfacer, por la atención a los usuarios, y por la producción misma de energía.

En consecuencia, es necesario hacer la imputación de los costos que aparecen en los diferentes niveles de la operación de la Empresa, entre estos tres tipos de costos: por demanda, por consumidor, y por energía.

9.3.1.- Costos referentes a Generación:

9.3.1.1.- Costos de Capital:

Siendo las inversiones a nivel de Generación, función principalmente de la demanda prevista para el sistema, los costos de capital se imputarán a la demanda.

9.3.1.2.- Combustible y Lubricante:

Realmente, por el hecho de que el rendimiento de los grupos depende de la potencia que esté suministrando, la demanda tiene influencia en los costos por combustible. Mas, en vista de que en todo caso la forma de la curva

de carga es una estimación, y de que en los equipos diesel los consumos es pecíficos tienen poca variación con respecto a la carga suministrada, se imputan, estos costos a la energía, ya que en definitiva estos consumos van a estar en función de la energía generada.

9.3.1.3.- Materiales de mantenimiento:

Es evidente que los materiales de mantenimiento serán necesarios a causa de la operación del sistema de generación.

Sin embargo, estos materiales de mantenimiento que en su mayoría van a ser piezas móviles de los equipos, van a originar costos que dependerán de la capacidad de los equipos en que van a ser utilizados; no incidirá la energía, ya que la velocidad de estas piezas móviles no depende de la energía generada sino de la velocidad de diseño.

Además de estas piezas móviles, también son susceptibles de reemplazo de mantenimiento, piezas en las que como en el caso de las componentes de las cámaras de combustión, el desgaste ma quinal se produce por la potencia suministrada, existiendo la mayor parte de este desgaste, aún si la potencia suministrada es baja.

En consecuencia, se estima que los costos por materiales de mantenimiento a nivel de generación son imputables a la demanda y a la energía.

Se estima que estos costos se distribuyen en un 30% por energía, y el 70%, por demanda.

9.3.1.4.- Personal:

9.3.1.4.1.- Personal de operación:

El número de trabajadores depende del tipo de la central, del número de unidades a operar y del

tiempo de operación de -
las instalaciones.

Sin embargo, en el caso -
específico de Esmeraldas,
el personal varía muy po-
co con la capacidad insta-
lada a nivel de genera --
ción. El factor fundamen-
tal es el cuidado de los
grupos mientras operan. -
Por tanto, prácticamente
los costos por personal -
se deben a la operación -
de los grupos, siendo en-
tonces sus costos imputa-
bles a la energía.

Para el año 1966 se prevé
que el mismo personal de
operación realice el man-
tenimiento de la central,
como se ha venido hacien-
do desde cuando la Empre-
sa inició su operación.

De acuerdo con el tiempo que necesitan para estas labores, se estima que por mantenimiento va a haber un costo del 5% del costo referente al personal de operación.

9.3.1.4.2.- Personal de mantenimiento:

Asimismo, los costos se referirán a la labor realizada. Como se anotara que los costos por materiales de mantenimiento se imputarán a la demanda y a la energía, los costos por personal de mantenimiento serán imputables a demanda y energía, en la misma proporción, es decir 70 y 30% respectivamente.

Los valores considerados, son los previstos para ca

da año.

9.3.1.5.- Equipo de operación y mantenimiento:

Como los costos que aparecerían son - costos de capital, y éstos dependen - de las inversiones, tienen que ver - con las características de los grupos a operar y mantener. Así como los costos de capital de los grupos son imputables a la demanda, los costos referentes al equipo de operación y mantenimiento serán imputados a la demanda.

9.3.2.- Costos referentes a la subestación de elevación:

La subestación va a estar ubicada junto a la - central de generación.

Los costos van a ser solamente de capital, ya - que no se requiere labor, y los costos de mantenimiento son insignificantes.

En consecuencia, los costos referentes a la subestación de elevación van a relacionarse con - la inversión; ésta a su vez depende de la demanda prevista. Se imputan entonces a la demanda.

9.3.3.- Costos referentes a Distribución:

Los costos que se refieren al sistema de distribución, se originan fundamentalmente en la ubicación de los usuarios y en la demanda a ser servir.

En efecto, si la Empresa suministrara toda la energía a nivel de generación, no se tendrían los costos por distribución. Pero, distribuyendo en una área lejana de la central, la ubicación de los usuarios hace que la Empresa invierta capitales en su sistema de distribución y se produzcan los costos adicionales de operación y mantenimiento de ese sistema.

Sin embargo, las inversiones no sólo dependen de la ubicación de los consumidores, sino también de la demanda prevista. En efecto, los factores que determinan el diseño del sistema son: potencia a transportar, y distancia a cubrir.

Consecuentemente, siendo los conductores los que están determinados por la potencia a transportar, en definitiva, se imputan los costos ocasionados por los conductores y accesorios de

conexión, a la demanda; los postes, torres, accesorios de soporte, son imputados a consumidor.

En cuanto se refiere a transformación, asimismo su número y capacidad dependen del grado de dispersión de los usuarios, es decir su ubicación, y de la demanda a satisfacer.

Se cree conveniente repartir los costos relacionados con los transformadores de distribución, entre la demanda y consumidores, proporcionalmente respecto de los costos anteriormente imputados a demanda y consumidor.

Asimismo, los costos relacionados con el personal de operación y mantenimiento, estarían distribuidos en la misma proporción; igualmente se repartirán los costos por materiales de mantenimiento.

9.3.4.- Costos referentes a comercialización y servicios:

Se refieren a los costos ocasionados por la atención a los usuarios, la labor necesaria pa-

ra lecturas de medidores, facturación, recaudación, mantenimiento de acometidas, control del servicio suministrado a nivel de los usuarios.

Por tanto, estos costos son imputados a los consumidores.

9.3.5.- Costos de administración general:

Como estos costos se producen por toda la operación de la Empresa, se repartirán proporcionalmente entre los costos por demanda, por consumidor y por energía, de los que se hablara anteriormente.

De acuerdo con los criterios expuestos, se realiza esta localización de costos, en los cuadros Nos.17, 18 y 19.

Para el prorratio de los costos generales de administración, se toma como base de este prorratio la suma de - los costos por demanda, por consumidor y por energía encontrados en los cuadros antes citados; se reparten luego proporcionalmente entre estos tres costos por demanda, por consumidor y energía. Este cálculo consta en el cuadro No.19 .

9.4.- Distribución de los Costos.-

Obtenidos los diferentes costos clasificados de acuerdo con los criterios enunciados, y en los cuadros también indicados, se pasa a hacer la distribución de estos costos entre los diferentes tipos de usuarios, de acuerdo con la incidencia que estos grupos de usuarios presen - ten.

9.4.1.- Cargos por Demanda:

Para la distribución de los costos imputados a la demanda, existen tres métodos comúnmente usados:

- Incidencia en el Pico
- Picos no coincidentes
- Demanda promedio y exceso

El método de incidencia en el pico consiste en la repartición de los costos por demanda entre los abonados que se encuentren en el pico del - sistema, de acuerdo con la incidencia que su demanda tenga en la demanda máxima del sistema.

Este método no es conveniente, ya que puede darse el caso de consumos que no incidan en el pi-

co, sin que por eso dejen de incidir en los costos por demanda. Según este método, no se les - aplicarían cargos por demanda.

El método de los picos no coincidentes prevé la repartición de los costos por demanda en proporción de las demandas máximas registradas en la curva de carga. Sin embargo de eliminar la des-ventaja anotada en el método anterior, no es - tampoco conveniente ya que no considera la for-ma de usar la energía; es decir que no conside-ra el tiempo de uso de las instalaciones.

El método de demanda promedio y exceso prevé la ubicación de los costos por demanda promedio - (como si el sistema generara la misma cantidad de energía prevista, pero con factor de carga - 1) y su aplicación a todos los usuarios por -- igual. Luego se sirve del método de los picos - no coincidentes, repartiendo el resto de costos por demanda entre los excesos de las demandas - máximas de cada grupo de abonados sobre sus de-mandas promedios.

En este método se resumen los anteriores, con -

la ventaja adicional de considerar el factor de carga de cada grupo de usuarios; es decir que - además se está considerando el uso total de los equipos y no solamente en el pico del sistema - ni en los picos no coincidentes.

Se concluye que el método más conveniente es el de demanda promedio y exceso.

Repartición de cargos por demanda:

Se la hace entre los grupos de abonados previstos:

Residenciales

Comerciales

Industriales : baja tensión
 alta tensión sin restricciones
 alta tensión fuera de las horas
 de pico

Alumbrado público

Como el método a usar es el de demanda promedio y exceso, el cálculo estará en función de la demanda máxima y del consumo.

En razón de que como se vió en el estudio de los costos del servicio, los costos no son constan-

tes ni siquiera en los costos fijos de capital, se estima conveniente establecer demandas máximas y consumos ponderados; esto es que en el cálculo de la demanda máxima promedio de cada tipo de servicio influya su consumo; asimismo en el consumo promedio anual, que influya la demanda máxima prevista para cada año.

Se ha establecido que esto se puede conseguir a base de las siguientes ecuaciones:

$$D = \frac{\sum D_i W_i}{\sum W_i} \quad W = \frac{\sum D_i W_i}{\sum D_i}$$

en las que:

D = Demanda máxima ponderada para el período

W = Energía anual ponderada para el período

D_i = Demanda máxima estimada para cada año

W_i = Energía estimada para cada año

Este cálculo se encuentra tabulado en el cuadro No.21

Se basa este cálculo en los datos anotados en el cuadro No.6 en lo que se refiere a energía, y en las curvas de carga diaria típicas estimadas para cada año, en lo que se refiere a las demandas máximas.

Luego de encontrar las demandas máximas ponderadas y los consumos ponderados, se hace el cálculo de las demandas sobre las que se hará la repartición de los cargos por demanda, para cada tipo o grupo de abonados.

Para la repartición entre comerciales y residenciales, se estima como se dijo al principio de este estudio, que la proporción existente entre los consumos actuales se mantendrá constante en el período de estudio, y sería también la relación entre las demandas máximas de estos grupos de abonados, ya que su uso se limita casi exclusivamente a alumbrado para ambos tipos de usuarios.

Los datos de KW y KWh usados en este cálculo, se obtuvieron en el cuadro No.21.

Los KWh ajustados se refieren a la modificación

correspondiente a la diferencia entre los KWh ponderados para el sistema y los KWh ponderados para los grupos de abonados.

Los KW promedio son el resultado de dividir los KWh que se prevé se producirán, para las horas de funcionamiento de las Instalaciones.

Los KW de exceso ajustados al pico son los que resultan de aplicar a los excesos de demanda, la relación entre el exceso de demanda del sistema y la suma de los excesos de demanda de los diferentes tipos de abonados.

No son iguales esta suma de demandas de exceso, y el exceso de demanda del sistema, precisamente porque existe la diversificación.

En el cuadro No.22 se calculan los cargos por Demanda para cada clase de servicio, de acuerdo con el nivel al que tomen la energía.

(En los cuadros en que constan los cálculos anotados anteriormente, existen ejemplos de los cálculos hechos).

9.4.2.- Repartición de los cargos por consumidor:

Es evidente que las diferentes clases de servicio ocasionan diferentes costos por consumidor.

Sin embargo, dada la circunstancia de que no -- existe información estadística que permita establecer cuantitativamente las proporciones en - que incide cada clase de servicio en los costos por consumidor, se asume que estos costos se reparten proporcionalmente al número de planillas mensuales estimadas para cada clase de servi -- cio.

Esta repartición de costos por consumidor se halla en el cuadro No.23 .

9.4.3.- Repartición de cargos por energía:

Asimismo, a base de la energía vendida total, y los costos totales imputados a energía, se establece el costo por energía para cada clase de - servicio, de acuerdo con la energía vendida a - cada una. (Cuadro No.24)

9.5.- Precios Medios del KWh para cada clase de Servicio.-

Establecidos los cargos por demanda, por consumidor y

por energía para cada clase de servicio, y a base de la estimación de la energía a venderse, se llega en el cuadro No.25, a los precios medios de venta del KWh para cada grupo de abonados.

A base de estos precios medios, de los cuadros de distribución por frecuencia (Cuadros Nos.26, 27, 28, 30) de los abonados existentes actualmente, de la información referente a abonados industriales en baja tensión (Cuadro No.29) existentes, y de las solicitudes de energía a nivel de alta tensión, se diseñan las tarifas a aplicarse a cada tipo de servicio.

9.6.- Características de las Tarifas a Diseñarse.-

9.6.1.- Servicio residencial:

Con el objeto de promover la incorporación de sectores de población de escasos recursos económicos al servicio eléctrico, se estima necesaria la existencia de dos tipos de tarifas, tipos que se han denominado R-1 y R-2

R-1 será la tarifa a aplicarse a abonados de bajo consumo, para los que, mientras se mantengan en los límites fijados de consumo, el precio medio del KWh será menor que para abonados al ser

vicio R-2 con un mismo consumo. El momento en que rebase los límites fijados entre estas dos tarifas, el precio medio será igual que si fuera R-2 .

Las condiciones de aplicación de estas tarifas R-1 y R-2 se establecen de tal manera que para pasar de R-2 a R-1, debe en un período determinado de tiempo, pagar un precio unitario mayor que si ya estuviera en R-1 (para iguales consumos). De esta manera se trata de evitar el decremento del consumo con miras a pasar a una tarifa más baja.

En relación con la tarifa R-2, se le da una estructura tal que permita una mayor estabilidad de ingresos al establecer un mayor precio medio del KWh para los consumos en que se halla el mayor número de abonados (entre 25 y 33 KWh/mes). Asimismo, la estructura de la tarifa promueve el incremento del consumo de energía, al reducir el precio medio cuando pasen de consumos que actualmente pueden considerarse consumos medios.

La estructura de esta tarifa R-2 responde tam--

bién a la fijación de precios del KWh tomando en cuenta bloques que cubran la energía consumida a diferentes horas. En consecuencia, los bloques serán crecientes, mientras el precio del KWh de esos bloques serán decrecientes, ya que el mayor consumo implica mayor utilización de la potencia requerida.

Finalmente se procura no variar en mayor grado los cargos mínimos propuestos respecto de los contemplados en las tarifas vigentes, a fin de evitar una reacción desfavorable de los usuarios.

9.6.2.- Servicio comercial:

En primer lugar se estima necesaria también la existencia de dos tipos de tarifas, con el objeto de promover un mayor consumo de energía eléctrica.

La tarifa C-1 agruparía la mayoría de los abonados. Asimismo, se considera la necesidad de asegurar una mejor estabilidad de ingresos a base de bloques crecientes con precios decrecientes del KWh. Asimismo, se establecen cargos mínimos

que no difieren en mucho respecto de los contem
plados en las tarifas vigentes.

La tarifa C-2 agruparía a los abonados que al -
pasar de un consumo límite, vayan teniendo un -
precio medio del KWh menor que el previsto en -
la tarifa C-1.

9.6.3.- Servicio industrial en baja tensión:

Como se dijera anteriormente, se diseña una ta-
rifa de tipo binomial, con los cargos por ener-
gía distribuidos en bloques. Estos bloques con-
sideran las horas de duración de los picos que
se estima van a haber diariamente. Es decir, -
que se trata de asegurar a la Empresa ingresos
provenientes de la utilización del sistema en -
las diferentes horas.

Los cargos por demanda no se ajustan al resultado
del estudio de costos, ya que se apartaría -
mucho de los cargos establecidos actualmente, -
con la desventaja de que en las tarifas vigen -
tes se contemplan cargos mínimos por unidad de
potencia instalada, pero con derecho a unas ho-
ras uso, mientras que en las que se diseñan, se

rá cargo mínimo sin derecho a consumo.

También se trata de reducir el precio unitario de la energía, cuando el factor de carga sea - considerable. De esta manera se espera promover la mejor utilización de la potencia requerida - por los abonados a esta clase de servicio.

9.6.4.- Servicio industrial en alta tensión sin restricciones:

Se refiere al servicio contratado a nivel de alta tensión, con el derecho de usar la energía - inclusive en las horas de pico.

Asimismo, tampoco se determinan los cargos por demanda de acuerdo con los resultados del estudio de costos, ya que esto provocaría una reacción desfavorable por parte de los usuarios. Esta reacción se suscitaría porque es lógico que los costos por demanda en alta tensión serán menores que a nivel de baja tensión.

En estas circunstancias, se fijan los cargos fijos por demanda, menores que para los abonados al servicio industrial en baja tensión.

En los primeros bloques de los cargos por energía, se trata de recuperar los costos fijos no establecidos en el cargo por demanda.

Finalmente se trata de promover la mejor utilización de la potencia requerida, estableciendo precios que produzcan precios unitarios menores que con las tarifas vigentes, a partir de un consumo que implique un buen factor de carga.

9.6.5.- Servicio en alta tensión fuera de pico:

Se refiere al servicio contratado a nivel de alta tensión, con el compromiso de no utilizar energía en las horas de pico del sistema.

El diseño de estas tarifas se hace también a base de los criterios para el servicio de alta tensión en general, mencionados en el numeral anterior, con la circunstancia de que por estar fuera de pico, los cargos por demanda serán menores aún que para los industriales en alta tensión sin restricciones.

9.6.6.- Alumbrado público:

Como se dijera anteriormente, se adopta la tari

fa tipo único, proporcional al consumo.

9.6.7.- Servicios ocasionales:

Se fijan tarifas que son las que se aplican actualmente, aunque no se encuentran determinadas en el pliego tarifario vigente. No son susceptibles, en realidad, de estimación estos consumos, por el mismo hecho de ser considerados ocasionales.

9.6.8.- Entidades Oficiales:

Las entidades oficiales (Fiscales o Municipales), no podrían estar incluidas en los servicios residencial ni industrial, teniendo más posibilidad de encuadrarse entre los comerciales, por tratarse de oficinas; se las incluye en este servicio comercial, con una bonificación en forma de descuento, del 20% sobre el valor de la planilla correspondiente.

A partir de los cuadros de distribución por frecuencia elaborados a base de las planillas emitidas por la Empresa, y de la información referente a los abonados al servicio industrial en baja tensión (Cuadros Nos.26, 27

28, 29, 30), y a partir también de los precios medios - determinados para cada clase de servicio en el cuadro - No.25, se establece que las tarifas que cumplen con las condiciones anotadas anteriormente, son las constantes en el siguiente pliego tarifario.

Este pliego tarifario incluye las tarifas a aplicarse a abonados al servicio industrial en alta tensión sin restricciones y fuera de pico, diseñadas en base de las informaciones obtenidas de las solicitudes de energía que han hecho a la Empresa.

Asimismo, se consideran en este pliego tarifario, cláusulas que promuevan el uso de la energía con instalaciones que no encarezcan la distribución, que aseguren a - la Empresa ingresos estables a pesar de la variación de los costos de operación (por variación de los precios - de combustible); asimismo, se prevé el hecho de que la suspensión del servicio a un abonado por solicitud de - éste, debida a circunstancias de fuerza mayor que ac -- túen sobre él, no implique un reembolso adicional del - abonado a efecto de la reanudación del servicio.

Estas cláusulas son las que se denominan respectivamente:

- De factor de potencia,
- De reajuste de combustible, y
- Adicional.

9.7.- Pliego Tarifario Propuesto.-

1.- Servicio Residencial:

1.a.- Tarifa R - 1

Aplicación: Esta tarifa se aplicará a los abonados al servicio residencial que consuman de 0 a 20 KWh mensuales.

Cargos : \$/ 15 mensuales como mínimo de pago, con derecho a un consumo de - hasta 10 KWh durante el mes.

\$/ 1,00 por cada KWh de exceso en el consumo durante el mes.

1.b.- Tarifa R - 2

Aplicación: Esta tarifa se aplicará a los abonados al servicio residencial que consuman más de 20 KWh mensuales.

Cargos : \$/ 25 mensuales como mínimo de pa-

go, con derecho a un consumo de -
hasta 20 KWh durante el mes.

\$/ 1,00 por cada uno de los 80 KWh
siguientes en el consumo durante
el mes.

\$/ 0.75 por cada uno de los 100 -
KWh siguientes en el consumo du -
rante el mes.

\$/ 0.55 por cada KWh de exceso en
el consumo durante el mes.

NOTAS: Un abonado de la tarifa R-1 pasará a -
la tarifa R-2, cuando durante tres me-
ses consecutivos su consumo mensual pa
se de 20 KWh.

El abonado de la tarifa R-2 cuyo consu-
mo mensual sea inferior a 20 KWh durante
tres meses consecutivos, pasará a -
la tarifa R-1.

2.- Servicio Comercial:

2.a.- Tarifa C - 1

Aplicación: Esta tarifa se aplicará a los abona
nados al servicio comercial que -
consuman de 0 a 300 KWh mensuales.

Cargos : \$/ 35 mensuales como mínimo de pa-
go, con derecho a un consumo de -
hasta 25 KWh durante el mes.

\$/ 0.95 por cada uno de los 75 KWh
siguientes en el consumo durante
el mes.

\$/ 0.75 por cada uno de los 100 -
KWh siguientes en el consumo du -
rante el mes.

\$/ 0.60 por cada KWh de exceso en
el consumo mensual .

2.b.- Tarifa C - 2

Aplicación: Esta tarifa se aplicará a los abona
nados al servicio comercial que -
consuman más de 300 KWh mensuales.

Cargos : \$/ 250 mensuales como mínimo de pag
o, con derecho a un consumo de -

hasta 300 KWh durante el mes.

\$ 0.60 por cada uno de los 200 -
KWh siguientes en el consumo du -
rante el mes.

\$ 0.50 por cada KWh de exceso en
el consumo durante el mes.

NOTAS: Un abonado de la tarifa C-1 pasará a -
la tarifa C-2, cuando durante tres me
ses consecutivos su consumo mensual -
pase de 300 KWh.

Un abonado de la tarifa C-2 pasará a -
la tarifa C-1, cuando durante tres me
ses consecutivos su consumo mensual -
sea menor de 300 KWh.

3.- Servicio Industrial:

3.a.- Tarifa I - 1

Aplicación: Esta tarifa se aplicará a los abou
nados al servicio industrial que
tomen la energía de los circuitos
secundarios de la Empresa. Se -

aplicará también a los abonados - que tomen la energía directamente de los bornes de baja tensión de un transformador de propiedad de la empresa.

Cargos : \$/ 25 mensuales por cada KW de demanda facturable, sin derecho a consumo.

\$/ 0.85 por cada uno de los primeros 60 KWh de consumo mensual por cada KW de demanda facturable.

\$/ 0.65 por cada uno de los 90 KWh siguientes de consumo mensual por cada KW de demanda facturable.

\$/ 0.55 por cada uno de los 90 KWh siguientes de consumo mensual por cada KW de demanda facturable.

\$/ 0.45 por cada KWh de exceso en el consumo mensual.

3.b.- Tarifa I - 2

Aplicación: Esta tarifa se aplicará a los abo

nados al servicio industrial que tomen la energía directamente de los circuitos primarios de la Empresa, mediante la instalación de transformadores de propiedad del abonado.

Cargos : \$/ 18 mensuales por KW de demanda facturable sin derecho a consumo.

\$/ 0.80 por cada uno de los primeros 60 KWh de consumo mensual por cada KW de demanda facturable.

\$/ 0.65 por cada uno de los 90 KWh siguientes de consumo mensual por cada KW de demanda facturable.

\$/ 0.55 por cada uno de los 90 KWh siguientes de consumo mensual por cada KW de demanda facturable.

\$/ 0.45 por cada KWh de exceso en el consumo durante el mes.

3.c.- Tarifa I - 3

Aplicación: Esta tarifa se aplicará a los abo

- 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 % del exceso de carga instalada.

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

Cuando se disponga de medidor de demanda máxima, la demanda facturable será la registrada por este medidor en los últimos 12 meses, inclusive el mes de facturación.

3.e.- Cláusula de factor de potencia:

La planilla del abonado industrial (I-1, I-2, I-3), cuyo factor de potencia sea menor de 0.85, será recargada en la relación por cociente entre 0.85 y el factor de potencia obtenido.

4.- Servicios Ocasionales:

4.a.- Tarifa 0 - 1

Aplicación: Esta tarifa se aplicará a los abo-
nados al servicio ocasional que -
toman la energía a efecto de pro-
mover negocios ubicados en la -
vía pública o portales, sin medi-
dor.

Cargos : \$ 5 diarios por cada 100 Watios -
instalados, o fracción.

NOTA: A los abonados al servicio ocasional -
que dispusieren en su instalación, de -
un contador de energía, se les aplicará
la tarifa C-2, con un recargo del 50% -
sobre el valor de la planilla.

4.b.- Tarifa 0 - 2

Aplicación: Esta tarifa se aplicará a los abo-
nados al servicio ocasional que -
usaren energía en locales cerra--
dos, y en sitios donde no exista
contador de energía.

Cargos : \$ 2.50 diarios, por cada 100 Watts instalados, o fracción.

5.- Servicio a Entidades Oficiales:

Se les aplicará la tarifa comercial correspondiente, con una bonificación máxima del 20% sobre el valor de la planilla.

6.- Servicio de alumbrado Público:

Tarifa A.P.

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

Cargos : \$ 0.70 por cada KWh consumido durante el mes.

NOTA : El precio del KWh incluye el mantenimiento de las instalaciones por parte de la Empresa.

Toda ampliación a realizarse correrá a cargo del Municipio.

7.- Cláusula de reajuste de combustible:

Se aplicará a todos los servicios.

- Cuando el costo del combustible con el cual la Empresa produce la energía sea diferente de \$ 2.54 por galón americano puesto en la planta, se aumentará el valor de la planilla en la cantidad que resulte de multiplicar los KWh facturados por el cociente que se obtenga de dividir la diferencia del costo de combustible, entre los KWh vendidos por la Empresa.

Estos cálculos serán basados en los datos de los últimos 12 meses, inclusive el mes de facturación.

8.- Cláusula adicional:

Cuando por causas de fuerza mayor o fortuitas, debidamente justificadas y aceptadas por la Empresa, el usuario solicitare la suspensión temporal del suministro de energía eléctrica, la Empresa no cobrará derechos de reconexión al reanudar el servicio al abonado.

9.8.- Pliego Tarifario Vigente.-

1.- Servicio Residencial:

Cargos: \$ 25,00 Mensuales como mínimo de

pago, con derecho a un -
consumo de hasta 25 KWh
durante el mes.

₡ 0,90 Por cada uno de los si--
guientes 25 KWh de consuo
mo durante el mes.

₡ 0,80 Por cada KWh de exceso -
de consumo durante el mes.

2.- Servicio Comercial:

Cargos: ₡ 35,00 Mensuales como mínimo de
pago, con derecho a un -
consumo de hasta 25 KWh
durante el mes.

₡ 1,20 Por cada uno de los si--
guientes 25 KWh de consuo
mo durante el mes.

₡ 1,00 Por cada KWh de exceso -
de consumo durante el -
mes.

3.- Servicio Industrial:

I - 1 Aplicación: Esta tarifa se aplica a los abonados al Servicio Industrial, que tienen una carga conectada de hasta 2 H.P.

Cargos : \$ 20 mensuales por cada H.P., como mínimo de pago, con derecho a un consumo de hasta 20 KWh por H.P.

\$ 0,72 por cada uno de los siguientes 15 KWh por H.P., consumidos durante el mes.

\$ 0,604 por cada uno de los siguientes 10 KWh por H.P., consumidos durante el mes.

\$ 0,456 por cada KWh de exceso consumido durante el mes.

I - 2 Aplicación: Esta tarifa se aplica a los abonados al Servicio Industrial, que tienen una carga conectada igual o superior a 2 H.P.

Cargos : \$ 18 mensuales por H.P., como m

nimo de pago con derecho a un -
consumo de hasta 20 KWh por H.P.

\$ 0,72 por cada uno de los si --
guientes 15 KWh por H.P. consumi
dos durante el mes.

\$ 0,604 por cada uno de los si--
guientes 10 KWh por H.P. consumi
dos durante el mes.

\$ 0,456 por cada KWh de exceso -
consumido durante el mes.

4.- Servicio a Radiodifusoras:

Cargos: \$ 100 Mensuales por cada KW de
potencia instalada, como
mínimo de pago, con dere-
cho a un consumo de 100 -
KWh por KW, durante el -
mes.

\$ 0,75 Por cada uno de los si --
guientes 100 KWh por KW,
consumidos durante el --
mes.

\$/ 0,67 Por cada KWh de exceso -
consumido durante el mes.

5.- Servicio a Cines:

Cargos: \$/ 140 Mensuales como mínimo de
pago, con derecho a un -
consumo de hasta 100 KWh
durante el mes.

\$/ 1,10 Por cada uno de los si --
guientes 100 KWh consumi-
dos durante el mes.

\$/ 0,95 Por cada KWh de exceso -
consumido durante el mes.

Las tarifas constantes en el pliego antes anotado, se han re-
presentado en los Gráficos Nos.10, 11, 12, 13, 14 en los que
se puede fácilmente determinar el precio medio del KWh para -
cualquier consumo y en cada tarifa. Estos gráficos se han cons-
truido con escala hiperbólica.

Se puede además establecer con estos gráficos, las relaciones
entre los precios medios resultantes de las tarifas vigentes
y las propuestas.

Se cree conveniente establecer además del pliego tarifario, - definiciones y condiciones generales que permitan a la Empresa la clasificación de los usuarios en las clases de Servicio correspondientes para la facturación y orientar las relaciones contractuales entre los usuarios y la Empresa.

10.- DEFINICIONES Y CONDICIONES GENERALES.-

Clases de Servicio.-

A.- Servicio Residencial:

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

B.- Servicio Comercial:

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

nistro de energía a tiendas, almacenes, salas de cine, - radio - emisoras, escuelas, colegios y universidades; clínicas y hospitales; consulados, embajadas, iglesias, -- etc., 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 el consumo de energía se la 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 separada 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 de la Empresa; para en general, debe restringirse este tipo de instalación.

C.- Servicio Industrial:

Se denomina así al suministro de energía eléctrica a mo-

tores eléctricos que muevan maquinaria destinada a la elaboración de algún producto en fábricas, talleres, etc., para calefacción (hornos) en cualquier proceso de elaboración; para procesos electrolíticos, o en general para cualquier proceso industrial. Se incluye en este servicio el suministro de energía eléctrica para usos industriales de los Municipios, Consejo Provincial y otras entidades de servicio público.

En general, se puede decir que una industria elabora productos a partir de la materia prima que reciba. Por ejemplo, una fábrica de cajas de cartón elabora las cajas a expensas de las planchas de cartón que recibe. Constituye parte del servicio industrial el servicio de alumbrado a los locales destinados a la elaboración del producto, siempre que la carga total conectada de 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., es mayor del 10% de la demanda industrial pura, la Empresa podrá exigir la instalación de un medidor independiente para el servicio del alumbrado y aplicará la tarifa comercial 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 comercial. Un ascensor en una residencia debe facturarse como residencial.

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 la libre ocupación del público.

E.- Servicios Municipales y Fiscales:

Se denomina así al suministro de energía eléctrica para usos generales a 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 ser

vicios 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 arrienda 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 treinta días o menos.

G.- Disposiciones Generales:

El Departamento de abonados de la Empresa o su equivalente determinará la clase de servicio solicitado, en base a la información obtenida en el sitio por los inspectores de la Empresa.

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

H.- Carga Conectada:

Por el término "Carga Conectada" se entenderá la capaci-

dad total de los equipos y aparatos eléctricos, lámparas y artefactos de alumbrado eléctrico, etc., conectados por el abonado a su instalación, según sus placas de fábrica. Esta carga conectada se la expresará en KW para todos los servicios.

Se considerará también, como carga conectada y se sumará a la anterior, cada receptáculo (tomacorriente) vacío, a razón de 100 Watios cada uno, cuando algún aparato o equipo no tuviere placa de fábrica o indicación de su capacidad, la Empresa podrá determinar a su criterio esta capacidad.

I.- Carga Facturable:

Por carga facturable se entiende un porcentaje de la carga conectada para cuya determinación se dan instruccio--nes en las tarifas industriales. Esta carga facturable se considerará como "demanda máxima", hasta cuando la Empresa instale medidores de "demanda mínima".

REGLAS GENERALES.-

- 1.- El servicio se suministrará y medirá por medio de un aparato de medida en cada punto de entrega y para cada consumidor. Dos o más puntos de entrega para un solo consu-

midor serán considerados cada uno como un servicio separado y se presentarán planillas separadas para cada punto de entrega.

- 2.- El servicio que se suministre 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 de medida del consumidor se detuviere, la cantidad de energía consumida durante el período mensual será calculada tomando como base el valor promedio de KWh consumidos 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 extensión de la planilla, de no pagarse dentro de ese período la Empresa podrá suspender el servicio.
- 5.- La Empresa determinará el valor del derecho de reconexión de los servicios desconectados por falta de pago, valor que cubre parcialmente los gastos ocasionados en mano de obra, movilización, etc., que se efectúa en la desconexión y reconexión correspondientes.
- 6.- Las presentes tarifas no incluyen ningún impuesto, por -

lo tanto el consumidor pagará todo impuesto creado o por crearse, sobre el importe de la facturación correspondiente.

7.- La Empresa determinará y exigirá, para responder por el pago del valor del consumo, la devolución del contador y otros aparatos y materiales en el mismo buen estado en que fueron instalados, que el abonado haga un depósito con relación a los indicados valores.

11.- RESULTADOS OBTENIDOS CON LAS TARIFAS PROPUESTAS.-

A partir de los cuadros de distribución por frecuencia e información adicionales respecto de los abonados actuales, y aplicando las tarifas propuestas, se obtienen los ingresos en los cuadros Nos.31, 32, 33, 34, en los que se llega aproximadamente a los precios promedios impuestos en el cuadro No.25, para cada clase de servicio.

A fin de establecer la comparación con los ingresos obtenidos con las tarifas vigentes, se realiza el cálculo de estos ingresos en el cuadro No.35.

Finalmente se establece la comparación entre los ingresos obtenidos con las tarifas vigentes y las propuestas, en el cuadro No.36.

De esta comparación se concluye que los ingresos obtenidos con las tarifas propuestas serían menores en un 7.43 %, que los obtenidos con las tarifas vigentes.

En realidad esto aparece porque todavía se trata de un mercado potencial, mercado que se espera reaccionará en la forma prevista y que entonces la Empresa con las tarifas propuestas puede cubrir los costos de servicio.

La diferencia notoria entre el precio medio total calculado en el cuadro No.12, y el resultante en el cuadro No.36, se debe a que los ingresos calculados en este cuadro No.36 no incluyen abonados en alta tensión previstos en el cuadro No.12.

Se concluye también que las tarifas propuestas, si bien no producen incremento de los ingresos por los abonados que existen actualmente, en cambio aseguran una mayor estabilidad de ingresos debida a la nueva estructura de las tarifas, a base de bloques mayores de energía en los diferentes precios unitarios del KWh.

La comparación entre las tarifas diseñadas y las vigentes, resulta fácil realizar a base de los gráficos correspondientes. En este trabajo, a fin de facilitar esta comparación, se han grafizado las tarifas propuestas y las vigentes, en

los gráficos Nos.10, 11 y 12 .

De estas comparaciones resulta que:

La energía vendida en R - 1 , resulta más barata que la ven
dida en R - 2 y que con la tarifa vigente. Sin embargo, al
pasar el límite entre R - 1 y R - 2 (20 KWh/mes), el pre
cio promedio es el mismo que en R - 2, y mayor que en la ta
rifa vigente.

Esto (el menor precio para consumos muy pequeños) está de -
acuerdo con el criterio expuesto en principio, de que es ne-
cesario promover la incorporación de sectores de escasos re-
cursos económicos al servicio eléctrico.

Esta igualdad entre los precios promedios previstos para R-1
y R-2, se mantiene hasta consumos de 100 KWh durante el mes.
A consumos mayores que 100 KWh, el precio medio con tarifa -
R-1 es superior que con R-2 .

El precio promedio previsto para R-2 a partir de estos 100 -
KWh va bajando hasta un consumo de 250 KWh, en que es igual
que el previsto en la tarifa residencial vigente. Luego, a -
consumos mayores que 250 KWh, el precio medio previsto es me
nor que el obtenido con la tarifa residencial vigente.

Aunque para grandes consumos (a partir de 250 KWh) se baje -

el precio respecto del previsto por la tarifa vigente, se tienen mayores ingresos por el servicio residencial, debido a la elevación del precio en los bloques intermedios respecto de los precios promedios obtenidos con la tarifa vigente. Aumenta este incremento al considerar que la gran mayoría de los abonados se encuentran justamente en los consumos en que se ha previsto este incremento de precio.

Asimismo, del análisis de los gráficos correspondientes a las tarifas vigentes y propuestas para el Servicio Comercial, se desprende que aunque se baje el precio promedio del KWh en los consumos en que se halla la mayoría de los abonados, se mantiene el precio medio para los de poco consumo (hasta 25 KWh/mes).

La tarifa C - 2 prevé el mayor precio de la energía que con la tarifa vigente para abonados que consuman menos de 235 KWh, pero a partir de 235 KWh, es más barata.

Asimismo, al comparar los gráficos correspondientes a las tarifas C-1 y C-2 propuestas, se llega a la conclusión de que el precio medio de la energía en C-2 es más alto; esto es lógico, por cuanto un abonado agrupado en C-2 demanda mayor atención por parte de la Empresa. Este mayor precio se mantiene hasta el consumo de aproximadamente 588 KWh. A partir de este consumo mensual, el precio medio del KWh es más

bajo respecto del previsto en la tarifa C-1 .

Respecto a las tarifas Industriales, de la comparación de - los gráficos respectivos, se desprende que las tarifas diseñadas aseguran una mayor estabilidad de ingresos ya que si - los consumos son pequeños, el precio por KWh es mucho mayor que el previsto en la tarifa vigente, lo que promoverá el me jor uso de la potencia requerida por los usuarios.

de servicio suministrado.

A continuación se describen en forma general los medios que se es
timan adecuados para obtener las informaciones antes anotadas.

1.- Estadísticas:

Es necesario que se lleven estadísticas completas respecto de demandas y consumos a diferentes niveles de producción.

A nivel de generación, se llevan estas estadísticas perfectamente a través de registros que mantiene la Empresa.

Restaría entonces comenzar a efectuar medidas de control a ni
veles de alta tensión, baja tensión, y de abonados.

Estos datos, a más de permitir un adecuado mantenimiento, ser
virán para establecer índices que luego serán elementos básicos para programaciones futuras y para localización de cos --
tos.

Con el objeto de obtener estas informaciones a nivel de abona
dos, a igual que satisfacer la necesidad del conocimiento ca
bal por parte de la Empresa, de todos y cada uno de sus abona
dos, se recomienda el uso de los formularios constantes en -
las hojas 1 y 2 del Anexo No.1 .

2.- Clasificación y Normalización de la Contabilidad:

La contabilidad es una técnica de información a través de la cual se llega a la comprensión de los fenómenos económicos - que resultan de la actividad de la Empresa.

Para que sea útil la contabilidad debe ser ágil; es decir, - capaz de suministrar rápidamente la información requerida; debe ser además clara y concisa, es decir que esté formada por cuentas que no permitan confusiones en su aplicación, a pesar de establecerse convencionalmente sus nombres; finalmente, debe estar estructurada con miras a cumplir con el objetivo impuesto previamente, es decir, abarcar todos los aspectos que impliquen la operación de la Empresa.

En nuestro caso, como se dijo anteriormente, es necesario que la contabilidad suministre información referente a todos los niveles de producción; es decir, debe ser una contabilidad - analítica.

El Instituto Ecuatoriano de Electrificación ha dado ya el primer paso para establecer normas que rijan la contabilidad de las Empresas, resumiendo las características anotadas, en el llamado Sistema Uniforme de Cuentas para Empresas Eléctricas, sistema que fue elaborado con posterioridad a la denuncia de esta Tesis.

Por tanto, se pasa a explicar en líneas generales la estructura de este sistema uniforme de cuentas.

2.1.- El establecer una determinada técnica, sea esta de control, producción o comercialización, presenta el problema de estructurarla de manera que represente el mínimo costo en su aplicación.

Contemplando esta circunstancia, el sistema uniforme de cuentas a que se hace referencia, se compone de normas para aplicarse por niveles de venta anual de energía, - para lo que se han clasificado las Empresas de la siguiente manera:

- I. Empresas con una venta anual de 50'000.000 KWh, o más.
- II. Empresas cuya venta anual esté comprendida entre 5'000.000 y 50'000.000 de KWh.
- III. Empresas cuya venta anual está comprendida entre 500.000 y 5'000.000 de KWh.
- IV. Empresas cuya venta total anual es inferior a 500.000 KWh.

Sin embargo, se faculta a las empresas la adopción de un

tipo superior al que le corresponda pero nunca inferior a él.

2.2.- Sistema a aplicarse:

La Empresa Eléctrica Esmeraldas estará ubicada en el tercer grupo, de acuerdo con las estimaciones hechas; por tanto, en líneas generales el sistema contable a usarse sería de las siguientes características:

Se clasifica el control de la operación económica de la empresa, en los siguientes grupos de cuentas:

- Activo

- . Inmovilizado
- . Disponible
- . Realizable
- . Pendiente

- Pasivo

- . No exigible
- . Exigible
- . Pendiente

- Cuentas de ingresos

- . Ingresos de explotación

- . Ingresos ajenos a la explotación
- Cuentas de gastos
 - . Gastos de explotación
- Cuentas de resultados
 - . Pérdidas y ganancias

Con esta clasificación se ha cubierto todo lo referente al ejercicio económico de la Empresa.

A continuación se expone la significación de cada uno de los renglones anotados:

1. Activo:

Se refiere a :

a) Bienes e instalaciones en servicio:

- Costo original de bienes e instalaciones propios de los que se sirve la Empresa para su operación, y los costos de mejoras en propiedades tomadas en arriendo.
- Capital intangible:

Gastos de organización, derechos de patentes, marcas, licencias o privilegios y concesiones

similares.

- Centrales generadoras a motores de combustión interna:

Costos de terrenos y servidumbre, edificios y estructuras, depósitos de fuentes de energía (combustible), motores de combustión interna con sus instalaciones auxiliares, generadores, equipo eléctrico complementario, y diversos equipos de la central generadora.

- Subestaciones de elevación

- Redes de distribución

Costos y derechos anexos relativos a terrenos destinados a instalaciones y operaciones de distribución de energía eléctrica; edificios y estructuras; baterías de acumuladores (para casos de emergencia); postes, torres y accesos; conductores y accesorios; conductores aéreos y accesorios; transformadores de distribución.

- Instalaciones de servicio a los consumidores:

Costos y gastos de instalación de acometidas, medidores, instalaciones dentro de las propiedades de los consumidores (de responsabilidad de la Empresa), aparatos en arriendo para servicio de los consumidores, y sistema de alumbrado público y señales luminosas.

- Instalaciones generales:

Costos y derechos anexos a: terrenos que no es tán incluidos en cuentas anteriores, como edificios y estructuras para oficinas generales, mobiliario y equipo de oficina, equipo de transporte, equipo de talleres generales, equipo de laboratorio, equipo de comunicaciones, equipos diversos.

b) Bienes e instalaciones para uso futuro:

Costo original de los bienes e instalaciones adquiridas y mantenidas por la Empresa para su uso futuro.

c) Bienes e instalaciones en proceso de reclasificación:

Registro, por transferencia, de los costos de ins

talaciones y bienes que, al entrar en vigencia es
te sistema de cuentas, no se hallan debidamente -
clasificadas.

- Activo disponible:

a) Caja:

Ingresos y pagos efectuados en moneda corriente,
o medios de pago referentes a cuentas bancarias.

b) Bancos:

Depósitos efectuados en establecimientos banca --
rios, así como retiros a través de documentos ha-
bilitantes.

c) Disponible destinado a:

Fondo de depreciación, fondo de reserva, fondo de
estabilización; fondo de amortización de otras -
propiedades y fondos especiales diversos.

- Activo realizable:

a) A corto plazo:

- Cuentas por recibir;

Saldos debidos por consumidores en ejercicios

anteriores; en el ejercicio corriente, o de -
compañías asociadas.

- Obligaciones y préstamos por recibir:

Préstamos a la vista a corto plazo, aceptación
de banqueros, títulos negociables u otras apli
caciones transitorias de dinero.

- Diversos deudores:

Intereses y dividendos por recibir, de opera--
ciones ajenas al objetivo de la Empresa, ---
arriendos por recibir, ingresos no facturados
y otros activos corrientes.

- Ordenes y cheques por recibir:

- Depósitos especiales y garantías.

b) A largo plazo:

- Almacenes:

Materiales comprados para uso de la Empresa, -
materiales en tránsito, materiales para otros
fines.

- Capital a realizar.- Acciones

- Obligaciones y préstamos a recibir.

- Títulos de renta:

Títulos de deuda pública u otros semejantes ad
quiridos por la Empresa.

- Activo pendiente:

Comprende: Créditos en suspenso, obras y servi
cios en construcción, títulos readquiridos y -
garantías de los consumidores.

2. Pasivo:

- No exigible

Incluye capital y reservas

- Exigibles

A corto plazo: cuentas por pagar, obligaciones, -
deudas vencidas, dividendos, intereses vencidos,
intereses en curso, y otros créditos corrientes.

A largo plazo:

- Pendiente:

Débitos en suspenso, depósitos de los consumido--
res.

3. Cuentas de ingresos:

Incluyen todos los ingresos de explotación o ajenos a ella, perfectamente clasificados, de acuerdo con el origen que esos ingresos tengan.

4. Cuentas de gastos:

Asimismo, incluyen los gastos en las diferentes áreas y niveles de operación de la Empresa.

5. Las cuentas de resultado:

Incluyen ingresos, gastos, deducciones de las rentas, estableciéndose ordenadamente los valores a través de los que se puede colegir los resultados del ejercicio económico en el período de operación de la Empresa.

Finalmente, se estima necesario para la posibilidad de aplicación de este sistema, la implantación de medios ágiles de información, que permitan disponer oportunamente en la sección contable, de los costos que por los diferentes conceptos se producen en la operación de la Empresa.

Respecto a los costos por personal, se solucionaría a -

C U A D R O N° 1

DATOS ESTADISTICOS EXISTENTES SOBRE DEMANDA Y ENERGIA

AÑO	MESES	DEMANDA MAXIMA (KW)	ENERGIA PRODUCIDA (KWh)	FACTOR DE CARGA	ENERGIA VENDIDA (KWh)	PERDIDAS (%)
1.965	Febrero	540	129.680	.3573	81.783	37
	Marzo	540	155.952	.3881	98.620	36.5
	Abril	540	130.700	.3361	114.036	12.5
	Mayo	555	149.000	.3608	113.999	23.5
	Junio	570	167.300	.4076	110.663	34
	Julio	590	182.200	.415	123.243	32.5
	Agosto	660	193.600	.3942	118.884	38.5
	Septiembre	620	191.400	.4287	125.117	34.5
(PERIODO)		660	1'299.832	.3390	886.345	32

C U A D R O N° 1

G U A D R O N° 2 - 1

INVERSIONES EN OPERACION Y DEPRECIACION EN EL PERIODO ENERO-OCTUBRE/65

	INVERSION	DEPRECIACION			AMORTIZACION		
		%	%	₡	%	%	₡
		ANUAL	PERIODO	PERIODO	ANUAL	PERIODO	PERIODO
1. GENERACION							
1.1 Edificios y Estructuras	161.653	3	2.5	4.046			
1.2 Depósitos de Combustible y Agua	45.985	10	8.3	3.817			
1.3 Motores Diesel e Instala ciones Auxiliares	1'756.563	10	8.3	145.795			
1.4 Generadores y Tableros	1'184.016	6.7	5.6	66.305			
1.5 Adecuación camino de ac ceso a Central	65.590	"			4	3.3	2.164
Subtotal (1)	3'213.807			219.963			2.164
2. DISTRIBUCION							
2.1 Aporte del Municipio							
2.1.1 Materiales nuevos	123.892	4	3.3	4.088			

G U A D R O N° 2 - 1

G U A D R O N° 2 - 2

INVERSIONES EN OPERACION Y DEPRECIACION EN EL PERIODO ENERO-OCTUBRE/65

	INVERSION (\$)	DEPRECIACION		AMORTIZACION			
		%	%	\$	%	%	\$
		ANUAL	PERIODO	PERIODO	ANUAL	PERIODO	PERIODO
2.1.2 Materiales en buen estado	108.313	4	3.3	3.574			
2.1.3 Materiales en mal estado	40.162	4	3.3	1.325			
2.1.4 Transformadores de 2.4 KV	2.600	10	8.3	216			
Subtotal (2.1)	274.967			9.203			
2.2 Inversiones de la Empresa							
2.2.1 Postes, torres y accesorios	139.758	4	3.3	4.612			
2.2.2 Conductores aéreos	396.894	4	3.3	13.097			
2.2.3 Transformadores de 7.6 KV	64.398	4	3.3	2.125			

G U A D R O N° 2 - 2

G U A D R O N° 2 - 3

INVERSIONES EN OPERACION Y DEPRECIACION EN EL PERIODO ENERO-OCTUBRE/65

INVERSION	DEPRECIACION			AMORTIZACION		
	(\$)	%	%	\$	%	%
		ANUAL	PERIODO	PERIODO	ANUAL	PERIODO
2.2.4 Transformadores de						
2.4 KV	20.692	10	8.3	1.717		
2.2.5 Pararrayos	2.534	4	3.3	84		
Subtotal (2.2)	624.276			21.635		
Subtotal (2)						
3. GENERALES						
3.1 Vehículos	35.000	20	16.6	5.810		
3.2 Mobiliario	50.483	10	8.3	4.206		
3.3 Adecuaciones de Local	35.883	10	8.3	3.278		
3.4 Material de Bodega	503.560	4	3.3	16.617		
Subtotal (3)	624.926			29.911		
4. TOTAL (1 + 2 + 3)	4'737.976			280.709		2.164
5. TOTAL COSTOS FIJOS DE CA-						

CUADRO N° 2 - 3

C U A D R O N° 2 - 4

INVERSIONES EN OPERACION Y DEPRECIACION EN EL PERIODO ENERO-OCTUBRE/65

INVERSION	DEPRECIACION			AMORTIZACION		
	(S/)	%	%	S/	%	%
		ANUAL	PERIODO	PERIODO	ANUAL	PERIODO
PITAL :	S/ 282.873	(depreciación + amortización)				

NOTAS :

- (2.1.2) Materiales que aunque son usados, pueden ser utilizados en sistemas de 2.4 KV
- (2.1.3) Materiales que no pueden ser ya utilizados.
- (2.1.4) Transformadores comprados a Emelec usados en buen estado. Se consigna el valor de compra del transformador de elevación luego vendido a Quevedo. Con este valor se adquirió un lote de transformadores por compra a Emelec.
- (2.2.4) Transformadores comprados también a Emelec con el producto de la venta citada.

C U A D R O N° 2 - 4

C U A D R O N° 3

ANALISIS DEL EJERCICIO ECONOMICO EN EL PERIODO ENERO-OCTUBRE/65

SUCRES

1. COSTOS VARIABLES DE OPERACION

1.1 Combustible	370.906.39
1.2 Lubricante	64.262.00
1.3 Agua	120.00
1.4 Materiales de Mantenimiento	3.070.30
1.5 Arrendamiento del Grupo Caterpillar	40.000.00
1.6 Equipos Varios	4.430.00
1.7 Personal	374.906.00
1.8 Gastos Generales de Administración	164.879.20
1.9 Total Costos Variables de Operación	1'022.573.89

C U A D R O N° 3

C U A D R O N° 4

RESUMEN DEL EJERCICIO ECONOMICO EN EL PERIODO ENERO-OCTUBRE/65

	SUCRES
1. COSTOS VARIABLES DE OPERACION	1'022.574
2. COSTOS FIJOS DE CAPITAL	282.873
3. TOTAL COSTOS DE OPERACION (1 + 2)	1'305.447
4. INGRESOS	
4.1 Venta de Energía	1'081.412
4.2 Fuera de Operación	3.142
4.3 Reconexiones	15.098
4.4 Total Ingresos (4.1 + 4.2 + 4.3)	1'099.652
5. RESULTADO DEL EJERCICIO ECONOMICO (4.4 - 3)	(-) 205.795

C U A D R O N° 4

C U A D R O N° 5 - 1

PROYECCION DE DEMANDA

	1966	1967	1968	1969	1970	1971
Población (habitantes)	46.030	49.380	52.955	56.767	60.854	65.235
Proporción de Población Servida	0,5526	0,6339	0,7134	0,7519	0,7792	0,8001
Población Servida (habitantes)	25.436	31.301	37.778	42.683	47.417	52.194
Abonados (resid. y comercial)	3.180	3.912	4.722	5.335	5.927	6.524
KWh Consumidos/Abonado.Mes	52,906	54,493	56,127	57,811	59,545	61,331
MWh Consumidos	1.947	2.451	3.016	3.408	3.786	4.167
KWh Consumidos/Día	5.335	6.715	8.263	9.356	10.372	11.416
Factor de Carga para Res. Com.	0.387	0,387	0,387	0,387	0,387	0,387
Demanda Máxima a Nivel Abonados.						
(KW)	574	723	890	1.007	1.117	1.230
Demanda Alumbrado Público (KW)	50	150	180	200	200	200
Demanda Ind. Alta Tensión						
H. Pico (KW)	12	12	24	24	24	24
Demanda Ind. Baja Tensión (KW)	30	60	70	70	70	70
+				74	77	81

C U A D R O N° 5 - 1

C U A D R O N° 5 - 2

PROYECCION DE DEMANDA

	1966	1967	1968	1969	1970	1971
Demanda Total en la Red (KW)	666	945	1.164	1.301	1.411	1.524
(+)				1.305	1.418	1.535
Demanda a Nivel Generación (KW)	866	1.228	1.513	1.691	1.834	1.981
(+)				1.696	1.934	2.086
Servicios Internos Central (KW)	35	50	60	70	70	80
Demanda Máxima (KW)	901	1.278	1.573	1.761	1.904	2.061
(+)				1.766	2.004	2.166

C U A D R O N° 5 - 2

NOTA :

(+) Se considera un incremento anual del 5% para la demanda Industrial en baja tensión en las horas del pico.

C U A D R O N° 6 - 1

PROYECCION DE ENERGIA Y FACTOR DE CARGA

A Ñ O S

	1966	1967		1968		1966 - 1968		
	NIVEL ABNDS.	NIVEL GERAC.	NIVEL ABNDS.	NIVEL GENRAC.	NIVEL ABNDS.	NIVEL GENRAC.	NIVEL ABNDS.	NIVEL GENRAC.
1. ENERGIA (MWh)								
1.1 Residenciales	1.300	1.690	1.637	1.932	2.015	2.378	4.952	6.000
1.2 Comerciales	647	841	814	960	1.001	1.181	2.462	2.982
1.3 Industriales								
Baja Tensión	247	321	1.392	1.643	1.629	1.922	3.268	3.886
1.4 Alumbrado Público	219	285	657	775	788	930	1.664	1.990
1.5 Alta Tensión								
General	105	130	105	120	210	239	420	489
1.6 Alta Tensión								
Fuera de Pico	365	453	985	1.123	1.241	1.415	2.591	2.991
1.7 Totales	2.883	3.720	5.590	6.553	6.884	8.065	15.357	18.338

C U A D R O N° 6 - 1

CUADRO N° 6 - 2

PROYECCION DE ENERGIA Y FACTOR DE CARGA

A Ñ O S

	1966		1967		1968		1966 - 1968	
	NIVEL ABNDS.	NIVEL GENRAC.	NIVEL ABNDS.	NIVEL GENRAC.	NIVEL ABNDS.	NIVEL GENRAC.	NIVEL ABNDS.	NIVEL GENRAC.
2. FACTOR DE CARGA								
2.1 Demanda Máxima								
(KW)		901		1.278		1.573		1.573
2.2 Factor de Carga		0,47		0,58		0,58		0,445
3. CONSUMO PROMEDIO								
3.1 Población								
(habitantes)	46.030	46.030	49.380	49.380	52.955	52.955		
3.2 KW/Hab.Año	62,63	80,82	113,2	132,7	130	152,3		

CUADRO N° 6 - 2

C U A D R O N° 10 - 1

SALARIOS MENSUALES DEL PERSONAL

	1 9 6 6			1 9 6 7			1 9 6 8		
	<u>N° TRA</u>	<u>SALARIO</u>	<u>TOTAL</u>	<u>N° TRA</u>	<u>SALARIO</u>	<u>TOTAL</u>	<u>N° TRA</u>	<u>SALARIO</u>	<u>TOTAL</u>
	BJDRS.			BJDRS.			BJDRS.		
1. ADMINISTRACION									
Gerente	1	5.000	5.000	1	5.000	5.000	1	5.000	5.000
Secretario	1	1.500	1.500	1	1.500	1.500	1	1.500	1.500
Contador	1	2.500	2.500	1	2.500	2.500	1	2.500	2.500
Auxiliares de									
Contabilidad	2	1.500	3.000	2	1.500	3.000	2	1.500	3.000
Bodeguero				1	2.000	2.000	1	2.000	2.000
Mensajero Por									
tero	1	800	800	1	800	800	1	800	800
	<u>6</u>		<u>12.800</u>	<u>7</u>		<u>14.800</u>	<u>7</u>		<u>14.800</u>
(+ cargas sociales)			<u>16.000</u>			<u>18.500</u>			<u>18.500</u>

C U A D R O N° 10 - 1

C U A D R O N° 10 - 2

SALARIOS MENSUALES DEL PERSONAL

	1 9 6 6		1 9 6 7		1 9 6 8	
	<u>N° TRA</u>		<u>N° TRA</u>		<u>N° TRA</u>	
	BJDRS.	SALARIO TOTAL	BJDRS.	SALARIO TOTAL	BJDRS.	SALARIO TOTAL
2. COMERCIALIZACION						
2.1 Facturación y Estadística						
Lectores			2	1.500 3.000	2	1.500 3.000
Facturador			1	1.500 1.500	1	1.500 1.500
Recaudador			1	2.000 2.000	1	2.000 2.000
			<u>4</u>	<u>6.500</u>	<u>4</u>	<u>6.500</u>
(+ cargas sociales)				<u>8.125</u>		<u>8.125</u>
2.2 Servicio						
Inspector Jefe			1	3.000 3.000	1	3.000 3.000

C U A D R O N° 10 - 2

C U A D R O N° 10 - 3

SALARIOS MENSUALES DEL PERSONAL

	1 9 6 6			1 9 6 7			1 9 6 8		
	<u>N° TRA</u> BJDRS.	SALARIO	TOTAL	<u>N° TRA</u> BJDRS.	SALARIO	TOTAL	<u>N° TRA</u> BJDRS.	SALARIO	TOTAL
Instala-									
dores				2	1.500	3.000	2	1.500	3.000
Chofer				1	1.500	1.500	1	1.500	1.500
				<u>4</u>		<u>7.500</u>	<u>4</u>		<u>7.500</u>
(+ cargas sociales)						<u>9.375</u>			<u>9.375</u>
3. PRODUCCION									
3.1 Dirección									
Director									
Técnico				1	7.000	7.000	1	7.000	7.000
Ayudante				1	2.000	2.000	1	2.000	2.000
				<u>2</u>		<u>9.000</u>	<u>2</u>		<u>9.000</u>
(+ cargas sociales)						<u>11.250</u>			<u>11.250</u>

C U A D R O N° 10 - 3

C U A D R O N° 10 - 4

SALARIOS MENSUALES DEL PERSONAL

	1 9 6 6			1 9 6 7			1 9 6 8		
	<u>N° TRA</u> BJDRS.	SALARIO	TOTAL	<u>N° TRA</u> BJDRS.	SALARIO	TOTAL	<u>N° TRA</u> BJDRS.	SALARIO	TOTAL
3.2 Generación									
Jefe de									
Planta	1	4.000	4.000	1	4.000	4.000	1	4.000	4.000
Operadores									
Tableris-									
tas	4	2.000	8.000	4	2.000	8.000	4	2.000	8.000
Ayudantes									
I	4	1.000	4.000	4	1.200	4.800	4	1.200	4.800
Ayudantes									
II				4	900	3.600	4	900	3.600
Mecánicos									
de Manteni-									
miento				2	1.500	3.000	2	1.500	3.000

C U A D R O N° 10 - 4

C U A D R O N° 10 - 5

SALARIOS MENSUALES DEL PERSONAL

	1 9 6 6			1 9 6 7			1 9 6 8		
	<u>N° TRA</u>	<u>SALARIO</u>	<u>TOTAL</u>	<u>N° TRA</u>	<u>SALARIO</u>	<u>TOTAL</u>	<u>N° TRA</u>	<u>SALARIO</u>	<u>TOTAL</u>
	<u>BJDRS.</u>			<u>BJDRS.</u>			<u>BJDRS.</u>		
	<u>9</u>		<u>16.000</u>	<u>15</u>		<u>23.400</u>	<u>15</u>		<u>23.400</u>
(+ cargas sociales)			<u>20.000</u>			<u>29.250</u>			<u>29.250</u>
3.3 Distribución									
Jefe de									
Redes	1	3.000	3.000	1	3.000	3.000	1	3.000	3.000
Jefes de									
Grupo	2	2.000	4.000	2	2.000	4.000	2	2.000	4.000
Linieros	6	1.500	9.000	6	1.500	9.000	6	1.500	9.000
	<u>9</u>		<u>16.000</u>	<u>9</u>		<u>16.000</u>	<u>9</u>		<u>16.000</u>
(+ cargas sociales)			<u>20.000</u>			<u>20.000</u>			<u>20.000</u>

C U A D R O N° 10 - 5

C U A D R O N° 10 - 6

SALARIOS MENSUALES DEL PERSONAL

	1 9 6 6		1 9 6 7		1 9 6 8	
	N° TRA BJDRS.	SALARIO TOTAL	N° TRA BJDRS.	SALARIO TOTAL	N° TRA BJDRS.	SALARIO TOTAL
TOTALES	<u>25</u>	<u>44.800</u>	<u>41</u>	<u>77.200</u>	<u>41</u>	<u>77.200</u>
(+ cargas sociales)		<u>56.000</u>		<u>96.500</u>		<u>96.500</u>

Nota:

Cargas Sociales:

- a. Décimo tercer sueldo: 7,6923 %
 - b. Fondo de Reserva: 7,6923 %
 - c. Aportes Patronales: 9,5 %
- TOTAL 24,8846 % 25 %

C U A D R O N° 10 - 6

C U A D R O N° 11 - 1

COSTOS VARIABLES DE OPERACION Y CAPITAL DE TRABAJO

	1966	1967	1968	PERIODO
1. GENERACION				
1.1 Combustible y Lubricante (0,26234 \$/KWh Gener.)	975.905	1'719.114	2'115.772	4'810.791
1.2 Personal	239.778	404.626	404.626	1'049.030
1.3 Materiales de Mantenimiento	10.000	15.000	20.000	45.000
Subtotal (1)	1'225.683	2'138.740	2'540.398	5'904.821
2. DISTRIBUCION				
2.1 Personal	239.778	293.728	293.728	827.234
2.2 Materiales de Mantenimiento	9.000	54.824	57.074	120.898
Subtotal (2)	248.778	348.552	350.802	948.132
3. COMERCIALIZACION				
3.1 Personal	20.000	236.783	236.783	493.566
Subtotal (3)	20.000	236.783	236.783	493.566
4. GENERALES				
4.1 Personal de Administración	171.820	221.795	221.795	615.410

C U A D R O N° 11 - 1

C U A D R O N° 11 - 2

COSTOS VARIABLES DE OPERACION Y CAPITAL DE TRABAJO

	1966	1967	1968	PERIODO
4.2 Gastos Generales de Admi				
nistración	110.000	120.000	120.000	350.000
Subtotal (4)	281.820	341.795	341.795	965.410
TOTALES (1 + 2 + 3 + 4)	1'776.281	3'065.870	3'469.778	8'311.929
Capital de Trabajo	222.035	383.233	433.722	1'039.990

C U A D R O N° 11 - 2

C U A D R O N° 12

PRECIO PROMEDIO DEL KWh

	(Referencia)	1966	1967	1968	PERIODO
1. COSTOS FIJOS DE CA PITAL					
1.1 Depreciaciones y Amortizaciones	Cuadro N° 8	550.542	604.387	955.801	2'110.730
1.2 Cargas Financie ras	Cuadro N° 9	381.723	728.170	1'003.227	2'113.120
1.3 Seguros	Cuadro N° 9	11.360	19.371	30.315	61.046
Subtotal (1) (\$)		943.625	1'351.928	1'989.343	4'284.896
2. COSTOS VARIABLES DE OPERACION (\$)	Cuadro N° 11	1'776.281	3'065.870	3'469.778	8'311.929
3. COSTOS TOTALES (1 + 2) (\$)		2'719.906	4'417.798	5'459.121	12'596.825
4. ENERGIA A VENDERSE (KWh)	Cuadro N° 6				15'357.000
5. PRECIO PROMEDIO (\$/KWh)					0,8202

C U A D R O N° 12

C U A D R O N° 13

ANALISIS FINANCIERO

	(Referencia)	1966	1967	1968
1. INGRESOS DE OPERACION				
1.1 Energía Vendida (KWh)	Cuadro N° 6	2'883.000	5'590.000	6'884.000
1.2 Precio Promedio de Venta (\$/KWh)	Cuadro N° 12	0,8202	0,8202	0,8202
1.3 Ingresos por Venta de Energía (\$)		2'364.637	4'584.918	5'646.257
2. COSTOS DE OPERACION (Menos Cargas Financ.) (\$)	Cuadro N° 12	2'338.183	3'689.628	4'455.894
3. INGRESOS INCLUSIVE CARGAS FINANCIERAS (\$)		26.454	895.290	1'190.363
4. CARGAS FINANCIERAS (\$)	Cuadro N° 9	381.723	728.170	1'003.227
5. INGRESOS NETOS (3 - 4) (\$)		(-) 355.269	167.120	187.136

C U A D R O N° 13

C U A D R O N° 14

DETALLE DE APORTES DE CAPITAL

	HASTA 1965	1966	1967
INECEL			
Aportes Previstos	1'900.000	1'100.000	1'100.000
Aportes Pagados	1'911.170		
Saldo	(+) 11.170		
Aporte Presupuestado		1'410.000	
Aportes a Pagar		1'410.000	778.830
MUNICIPALIDAD DE ESMERALDAS			
Aportes Previstos	1'900.000	1'100.000	1'100.000
Aportes Pagados	950.000		
Saldo	(-)950.000		
Aportes a Pagar		2'050.000	1'100.000

REFERENCIA:

Información de la División de Explotación y Finanzas, del Instituto Ecuatoriano de Electrificación.

C U A D R O N° 14

C U A D R O N° 15

DETALLE DE ABONOS POR PRESTAMO DE EXIMBANK

	1966	1967	1968
1. INVERSION (SUCRES)	2'619.000	3'288.199	
2. PLAZO DE PAGO (AÑOS)	17	17	
3. FACTOR DE ANUALIDAD	0,09204197	0,09204197	
4. ANUALIDAD			
+ Amortización del Capital (Suces)		97.013	224.150
+ Intereses (Suces)		144.045	319.560
+ Subtotal (4)		241.058	543.710
5. SALDO DEUDOR	2'619.000	5'810.186	5'586.036

NOTAS:

(+) Corresponden, en 1968, a los pagos que debe hacer la Empresa por concepto de Intereses y Amortizaciones correspondientes a las dos Inversiones (1966 y 1967), hechas a base del préstamo.

Los saldos deudores (5) corresponden a las sumas sobre las que se pagarán Intereses en el siguiente año.

C U A D R O N° 15

C U A D R O N° 16 - 1

FUENTES Y USOS DE FONDOS

	1966	1967	1968
FUENTES DE FONDOS			
1. INGRESOS DE OPERACION	26.454	895.290	1'190.363
2. POR DEPRECIACIONES Y AMORTIZACIONES	550.542	604.387	955.801
3. PAGO DE ACCIONES DE CAPITAL			
3.1 Inceel	1'410.000	778.830	
3.2 Municipalidad de Esmeraldas	2'050.000	1'100.000	
Subtotal (3)	3'460.000	1'878.830	
4. PRESTAMO DEL EXIMBANK	2'619.000	3'288.199	
5. TOTAL FUENTES DE FONDOS (1 + 2 + 3 + 4)	6'655.996	6'666.706	2'146.164
USOS DE FONDOS			
6. INVERSIONES	5'165.429	4'483.313	
7. DEUDA A ELECTRO ECUATORIANA	555.182	555.182	555.182
8. ANUALIDADES DE PAGO POR PRESTAMO DE EXIMBANK		241.058	543.710

C U A D R O N° 16 - 1

C U A D R O N° 16 - 2

FUENTES Y USOS DE FONDOS

	1966	1967	1968
9. CAPITAL DE TRABAJO	222.035	383.233	433.722
10. TOTAL USOS DE FONDOS	5'942.646	5'662.786	1'532.614
11. SALDOS ANUALES (5 - 10)	713.350	1'003.920	613.550
12. SALDOS ACUMULADOS	713.350	1'717.270	2'330.820

C U A D R O N° 16 - 2

C U A D R O N° 17 - 1

COSTOS POR DEMANDA

	SUCRES	REFERENCIA
1. GENERACION Y SUBESTACION DE ELEVACION		
1.1 Depreciaciones y Amortizaciones	1'200.053	Cuadro N° 8
1.2 Rentabilidad de las Inversiones	1'010.414	Cuadro N° 9
1.3 Rentabilidad del Capital de Trabajo	9.593	Cuadro N° 9
1.4 Seguros	38.212	Cuadro N° 9
1.5 Materiales de Mantenimiento (Imputable a Demanda)	31.500	Cuadro N° 11
1.6 Personal de Mantenimiento (Imputable la Demanda)	17.137	Cuadro N° 11
Subtotal (1)	2'306.909	
2. DISTRIBUCION (COSTOS IMPUTABLES A LA DEMANDA)		
2.1 Alta Tensión		
2.1.1 Depreciaciones	38.407	Cuadro N° 8
2.1.2 Rentabilidad de inversiones	55.811	Cuadro N° 9
2.1.3 Rentabilidad de capital de trabajo	399	Cuadro N° 9
2.1.4 Materiales de mantenimiento (Imputable a demanda)	7.748	Cuadro N° 11

C U A D R O N° 17 - 1

C U A D R O N° 17 - 2

COSTOS POR DEMANDA

	SUCRES	REFERENCIA
2.1.5 Personal (Imputable a la demanda)	52.980	Cuadro N° 11
2.1.6 Seguros	1.234	Cuadro N° 9
Subtotal (2.1)	156.579	
2.2 Transformación		
2.2.1 Depreciaciones	38.487	Cuadro N° 8
2.2.2 Rentabilidad de inversiones	49.738	Cuadro N° 9
2.2.3 Rentabilidad de capital de trabajo	332	Cuadro N° 9
2.2.4 Materiales de mantenimiento	6.447	Cuadro N° 11
2.2.5 Personal	44.270	Cuadro N° 11
2.2.6 Seguros	1.087	Cuadro N° 9
Subtotal (2.2)	140.361	
2.3 Baja Tensión		
2.3.1 Depreciaciones	153.559	Cuadro N° 8
2.3.2 Rentabilidad de inversiones	215.062	Cuadro N° 9
2.3.3 Rentabilidad de capital de trabajo	1.537	Cuadro N° 9

C U A D R O N° 17 - 2

C U A D R O N° 17 - 3

COSTOS POR DEMANDA

	SUCRES	REFERENCIA
2.3.4 Materiales de mantenimiento	29.873	Cuadro N° 11
2.3.5 Personal	204.277	Cuadro N° 11
2.3.6 Seguros	4.724	Cuadro N° 9
Subtotal (2.3)	609.032	
Subtotal (2)	905.972	
TOTAL (1 + 2)	3'212.881	

C U A D R O N° 17 - 3

C U A D R O N° 18 - 1

COSTOS POR CONSUMIDOR

	SUCRES	REFERENCIA
1. DISTRIBUCION (IMPUTABLE A CONSUMIDOR)		
1.1 Alta Tensión		
1.1.1 Depreciaciones	100.825	Cuadro N° 8
1.1.2 Rentabilidad de inversiones	133.389	Cuadro N° 9
1.1.3 Rentabilidad de capital de trabajo	946	Cuadro N° 9
1.1.4 Materiales de mantenimiento	18.372	Cuadro N° 11
1.1.5 Personal	125.632	Cuadro N° 11
1.1.6 Seguros	2.925	Cuadro N° 9
Subtotal (1.1)	382.089	
1.2 Transformación		
1.2.1 Depreciaciones	69.319	Cuadro N° 8
1.2.2 Rentabilidad de inversiones	89.585	Cuadro N° 9
1.2.3 Rentabilidad de capital de trabajo	597	Cuadro N° 9
1.2.4 Materiales de mantenimiento	11.613	Cuadro N° 11
1.2.5 Personal	79.736	Cuadro N° 11

C U A D R O N° 18 - 1

C U A D R O N° 18 - 2

COSTOS POR CONSUMIDOR

	SUCRES	REFERENCIA
1.2.6 Seguros	1.958	Cuadro N° 9
Subtotal (1.2)	252.808	
1.3 Baja Tensión		
1.3.1 Depreciaciones	280.712	Cuadro N° 8
1.3.2 Rentabilidad de inversiones	338.821	Cuadro N° 9
1.3.3 Rentabilidad de capital de trabajo	2.411	Cuadro N° 9
1.3.4 Seguros	7.409	Cuadro N° 11
1.3.5 Personal	320.339	Cuadro N° 11
1.3.6 Materiales de mantenimiento	46.845	Cuadro N° 9
Subtotal (1.3)	996.537	
Subtotal (1)	1'631.434	
2. COMERCIALIZACION		
2.1 Personal	493.566	
TOTAL (1 + 2)	2'125.000	

C U A D R O N° 18 - 2

C U A D R O N° 19 - 1

PRORRATEO COSTOS GENERALES

	SUCRES		
1. COSTOS GENERALES			
1.1 Depreciaciones	229.368		
1.2 Rentabilidad de Inversiones	147.572		
1.3 Rentabilidad de Capital de Trabajo	8.503		
1.4 Seguros	3.497		
1.5 Costos de Operación (Generales)	965.410		
TOTAL (1)	1'354.350	(A PRORRATEAR)	
	SUCRES	INCREMENTO PRORRATEADO	COSTOS CORREGIDOS
2. COSTOS POR DEMANDA			
2.1 Generación y Subestación de			
Elevación	2'306.909 x 0.12 =	276.829	2'583.738
2.2 Distribución			
2.2.1 Alta tensión	156.579	18.789	175.368
2.2.2 Transformación	140.361	16.843	157.204

C U A D R O N° 19 - 1

C U A D R O N° 19 - 2

PRORRATEO COSTOS GENERALES

	SUORES	INCREMENTO PRORRATEADO	COSTOS CORREGIDOS
2.2.3 Baja tensión	609.032	73.084	682.116
Subtotal (2.2)	905.972	108.716	1'014.688
Subtotal (2)	3'212.881	385.545	3'598.426
3. GOSTOS POR CONSUMIDOR			
3.1 Distribución			
3.1.1 Alta tensión	382.089	45.851	427.940
3.1.2 Transformación	252.808	30.337	283.145
3.1.3 Baja tensión	996.537	119.584	1'116.121
Subtotal (3.1)	1'631.434	195.772	1'827.206
3.2 Comercialización			
3.2.1 Personal	493.566	59.228	552.794
Subtotal (3)	2'125.000	255.000	2'380.000

C U A D R O N° 19 - 2

C U A D R O N° 19 - 3

PRORRATEO COSTOS GENERALES

	SUCRES	INCREMENTO PRORRATEADO	COSTOS CORREGIDOS
4. COSTOS POR ENERGIA	5'904.594	713.805	6'618.399
5. BASE DE PRORRATEO (COSTOS TOTA LES - COSTOS GENERALES)	11'242.475		
TOTAL (2 + 3 + 4)		1'354.350	

C U A D R O N° 19 - 3

EJEMPLO DEL PROCESO DE CALCULO :

Costos generales prorrateados para Generación y Subestación de elevación (imputados a Demanda)

$$\frac{1'354.350 \text{ (Costos generales)}}{11'242.475 \text{ (Costos totales - Costos generales)}} = 0,12$$

$$0.12 \times 2'306.909 = 276.829$$

(Costos por generación y subestación)

Este será el incremento resultante del prorrateo.

Costos corregidos por Generación y Subestación de elevación -
(imputados a Demanda) :

$$2'306.909 + 276.829 = 2'583.738$$

C U A D R O N° 20 - 1

CALCULO DEMANDAS Y CONSUMOS ANUALES PONDERADOS

AÑOS	REFERENCIAS	RESID.	INDUST.	INDUST.	INDUST.	ALUMBR. PUBLICO	SISTEMA TOTAL	
		Y COMERCIAL	BAJA TENSION	ALTA TENSION (SIN REST)	ALTA TENSION (F. de PICO)			
1966:	KW	Cuadro N° 5	746	65	16	224	65	901
	MWh	Cuadro N° 6	2.531	321	130	453	285	3.720
	KW x MWh		1'888.126	20.865	2.080	101.472	18.525	3'351.720
1967:	KW		940	283	16	302	194	1.271
	MWh		2.892	1.643	120	320	775	6.553
	KW x MWh		2'718.480	464.969	1.920	97.082	150.350	8'328.863
1968:	KW		1.157	330	32	380	234	1.573
	MWh		3.559	1.922	239	1.123	930	8.065
	KW x MWh		4'117.763	634.260	7.648	339.146	217.620	12'686.245

C U A D R O N° 20 - 1

C U A D R O N° 20 - 2

CALCULO DEMANDAS Y CONSUMOS ANUALES PONDERADOS

REFEREN CIAS	RESID. Y COMERCIAL	INDUST. BAJA TENSION	INDUST. ALTA TENSION (SIN REST)	INDUST. ALTA TENSION (F. de PICO)	ALUMBR. PUBLICO	SISTEMA TOTAL
PERIODO : Σ KW	2.843	678	64	906	493	3.745
Σ MWh	8.982	3.886	489	1.415	1.990	18.338
Σ KW x MWh	8'724.369	1'120.094	11.648	537.700	386.495	24'366.828
D	971	288	24	327	194	1.329
W	3.069	1.652	182	1.080	784	6.506

D = Demanda máxima promedio para el período (KW)

W = Energía promedio para el período (MWh)

C U A D R O N° 20 - 2

EJEMPLO DEL PROCESO DE CALCULO :

Vamos a hallar los KW ponderados de demanda máxima para -
los abonados Residencial y Comercial:

$$\sum KW = 2.843$$

$$\sum MWh = 8.982$$

$$\sum KW \times MWh = 8'724.369$$

$$KW \text{ ponderados} = \frac{\sum KW \times MWh}{\sum MWh} = \frac{8'724.369}{8.982} = 971$$

$$MWh \text{ ponderados} = W = \frac{\sum KW \times MWh}{\sum KW} = \frac{8'724.369}{2.843} =$$
$$= 3.069$$

C U A D R O N° 21 - 1

CALCULO DE LAS DEMANDAS PARA REPARTICION DE CARGOS POR DEMANDA

CLASE DE SERVICIO	KW PONDERADOS	MWh PONDERADOS	MWh AJUSTADOS	KW PROMEDIO	KW EXCESO	KW EXCESO AJUSTADOS AL PICO
1. RESIDENCIAL	648	2.050	1.971	225	423	234
2. COMERCIAL	323	1.019	980	112	211	117
3. INDUSTRIAL BAJA TEN SION	288	1.652	1.588	181	107	59
4. INDUSTRIAL ALTA TEN SION (SIN RESTRIC- CIONES)	24	182	175	20	4	2
5. INDUSTRIAL ALTA TEN SION (FUERA DE PICO)	327	1.080	1.038	118	209	115
6. ALUMBRADO PUBLICO	194	784	754	86	108	60
TOTALES	1.804	6.767	6.506	742	1.062	587

NOTAS :

$$\text{MWh Ajustados} = \frac{\text{Total MWh ponderados para el sistema}}{\text{Total MWh ponderados para abonados}} \times \text{MWh ponderados parciales para abonados.}$$

C U A D R O N° 21 - 1

C U A D R O N° 21 - 2

CALCULO DE LAS DEMANDAS PARA REPARTICION DE CARGOS POR DEMANDA

NOTAS :

KW Exceso = KW Máximos Ponderados - KW Promedios

KW Promedios = $\frac{\text{MWh} \times 1.000}{\text{KW} \times 26.280 \text{ hs}}$

KW Exceso ajustados al Pico = $\frac{\text{KW exceso para el sistema}}{\text{KW exceso de abonados}} \times \text{KW exceso para abona}$
dos.

Para KW y MWh ponderados, ver Cuadro N° 20

C U A D R O N° 21 - 2 -

EJEMPLO DEL PROCESO DE CALCULO :

Demanda del servicio residencial:

KW ponderados : 648

MWh ponderados ajustados : 1.971

Este 1.971 resulta de ajustar los 2.050 MWh ponderados, de acuerdo con los MWh del Sistema (Cuadro N° 20) que es igual a 6.506

$$1.971 = 2.050 \times \frac{6.506 \text{ (MWh del sistema)}}{6.767 \text{ (MWh de los abonados)}}$$

$$\text{KW promedio} = \frac{1.971 \text{ MWh} \times 1.000 \frac{\text{KWh}}{\text{MWh}}}{648 \text{ KW} \times 3 \times 8.760 \text{ h}} = 225 \text{ KW}$$

$$\text{KW exceso} = 648 - 225 = 423$$

Estos 423 KW debe ajustarse al pico, a efecto de considerar la diversificación.

$$\text{Suma de KW de exceso} = 1.062$$

$$\text{KW exceso del pico} = 587 = 1.329 - 742 = 587$$

(KW ponderados para el Sistema) (Suma de KW
en Cuadro N° 20) promedio)

$$423 \times \frac{587}{1.062} = 234 \text{ KW}$$

Estos serán los KW de exceso para los abonados al servicio residencial.

C U A D R O N° 22 - 1

REPARTICION DE CARGOS POR DEMANDA

SISTEMA	RESIDEN CIAL	COMER CIAL	ALUM BRADO PUBLICO	INDUSTRIALES			
				B. T.	A. T. SIN RESTR.	A. T. F.H.P.	
1. GENERACION Y SUBES TACION ELEVACION							
Cargos por Deman- da (S/)	2'583.738						
KW :	1.329						
S/ / KW	1.945						
KW Promedio	742	225	112	86	181	20	118
S/ ($\frac{S/}{KW} \times KW$)	1'443.190	437.625	217.840	167.270	352.045	38.900	229.510
KW Exceso	587	234	117	60	59	2	115
S/	1'140.548	454.662	227.331	116.580	114.627	3.886	223.452

C U A D R O N° 22 - 1

2. DISTRIBUCION

2.1 Alta Tensión

C U A D R O N° 22 - 2

REPARTICION DE CARGOS POR DEMANDA

SISTEMA	RESIDEN CIAL	COMER CIAL	ALUM BRADO PUBLICO	INDUSTRIALES			
				B. T.	A. T. SIN RESTR.	A. T. F.H.P.	
Cargos por De- manda	175.368						
KW	1.329						
\$/KW	132						
KW Promedio	742	225	112	86	181	20	118
\$/	97.944	29.700	14.784	11.352	23.892	2.640	15.576
KW Exceso	587	234	117	60	59	2	115
\$/	77.414	30.888	15.444	7.920	7.788	264	15.180
2.2 Transformación							
Cargos por De- manda	157.204						
KW	1.074						
\$/KW	146						

C U A D R O N° 22 - 2

C U A D R O N° 22 - 3

REPARTICION DE CARGOS POR DEMANDA

	SISTEMA	RESIDEN CIAL	COMER CIAL	ALUM BRADO PUBLICO	INDUSTRIALES	
					B. T.	A. T. SIN RESTR. A. T. F.H.P.
KW Promedio	604	225	112	86	181	
S/	88.184	32.850	16.352	12.556	26.426	
KW Exceso	470	234	117	60	59	
S/	69.020	34.164	17.082	8.760	8.614	
2.3 Baja Tensión						
Cargos por De manda	682.116					
KW	1.074					
S\$/KW	635					
KW Promedio	604	225	112	86	181	
S/	383.540	142.875	71.120	54.610	114.935	
KW Exceso	470	234	117	60	59	

C U A D R O N° 22 - 3

C U A D R O N° 22 - 4

REPARTICION DE CARGOS POR DEMANDA

SISTEMA	RESIDEN CIAL	COMER CIAL	ALUM BRADO PUBLICO	INDUSTRIALES		
				B. T.	A. T. SIN RESTR.	A. T. F.H.P.
/\$	298.576	164.322	82.161	42.134	41.435	
TOTALES	3'598.426	1'327.086	710.978	421.182	689.772	45.690 483.718

C U A D R O N° 22 - 4

C U A D R O N° 23 - 1

REPARTICION DE CARGOS POR CONSUMIDOR

SISTEMA	RESIDENC.	COMER CIAL	INDUS TRIAL BAJA TENS.	ALUM- BRADO PUBLICO	ALTA TENSION SIN RESTRCC	ALTA TENSION FUERA DE PICO
1. POR DISTRIBUCION						
1.1 Alta Tensión						
1.1.1 Costos imputá dos a consumi dor (S/)	427.940					
1.1.2 Planillas Es- timadas	142.242	119.880	21.888	360	36	48
1.1.3 Costo por pla nilla (S/)	3,01					
1.1.4 Costo Total ($\frac{S/}{Plan} \times Plan$)	361.030	65.883	1.084	108	144	90

C U A D R O N° 23 - 1

C U A D R O N° 23 - 2

REPARTICION DE CARGOS POR CONSUMIDOR

	SISTEMA	RESIDENC.	COMER CIAL	INDUS TRIAL BAJA TENS.	ALUM- BRADO PUBLICO	ALTA TENSION SIN RESTRCC	ALTA TENSION FUERA DE PICO
1.2 Transformación							
1.2.1 Costos imputa dos a consumi dor (S/)		283.145					
1.2.2 Planillas es- timadas		142.164	119.880	21.888	360	36	
1.2.3 Costos por pla nilla (S/)		1,99					
1.2.4 Costo Total (S/)			238.687	43.557	716	72	
1.3 Baja Tensión							
1.3.1 Costos imputa dos a consumi dor (S/)		1'116.121					

C U A D R O N° 23 - 2

C U A D R O N° 23 - 3

REPARTICION DE CARGOS POR CONSUMIDOR

	SISTEMA	RESIDENC.	COMER CIAL	INDUS TRIAL BAJA TENS.	ALUM- BRADO PUBLICO	ALTA TENSION SIN RESTRCC	ALTA TENSION FUERA DE PICO
1.3.2 Planillas es- timadas	142.164	119.880	21.888	360	36		
1.3.3 Costos por planilla (\$)	7,85						
1.3.4 Costo Total (\$)		941.556	171.821	2.826	282		
2. POR COMERCIALIZACION							
2.1 Costos (\$)	552.794						
2.2 Planillas esti- madas	142.242	119.880	21.888	360	36	48	30
2.3 Costo por Plani- lla (\$)	3,88						
2.4 Costo Total (\$)		465.380	84.925	1.397	140	186	116
3. TOTALES (\$)	2'380.000	2'006.653	366.186	6.023	602	330	206

C U A D R O N° 23 - 3

C U A D R O N° 24

REPARTICION DE CARGOS POR ENERGIA

	GASTOS POR ENERGIA	KWh VENDIDOS	S\$/KWh
1. SISTEMA	6'618.399	15'357.000	0.43
2. SERVICIO RESIDENCIAL	2'134.160	4'952.000	
3. SERVICIO COMERCIAL	1'061.045	2'462.000	
4. INDUSTRIAL BAJA TENSION	1'408.408	3'268.000	
5. ALUMBRADO PUBLICO	717.132	1'664.000	
6. ALTA TENSION SIN RESTRICCIONES	181.006	420.000	
7. ALTA TENSION FUERA DE PICO	1'116.648	2'591.000	

C U A D R O N° 24

Referencias:

Costos por Energía (Cuadro N° 19)

Energía Vendida (Cuadro N° 6)

Ejemplo del Cálculo:

Para Servicio Residencial: $4'952.000 \text{ KWh} \times 0.43 \frac{\text{Suces}}{\text{KWh}} = 2'134.160 \text{ Suces}$

C U A D R O N° 25

PRECIO MEDIO PARA CADA TIPO DE SERVICIO

	SERVICIO RESIDENC.	SERVICIO COMERCIAL	INDUSTRIAL BAJA TENSION	ALUMBRADO PUBLICO	ALTA TENSION SIN RESTRIC. DE PICO	ALTA TENSION FUERA DE PICO	(REFE- RENCIA)
1. CARGOS POR							Cuadro
DEMANDA	1'327.086	710.978	689.772	421.182	45.690	483.718	N° 23
2. CARGOS POR							Cuadro
CONSUMIDOR	2'006.653	366.186	6.023	602	330	206	N° 24
3. CARGOS POR							Cuadro
ENERGIA	2'134.160	1'061.045	1'408.408	717.132	181.006	1'116.648	N° 25
4. TOTAL							
(1 + 2 + 3)	5'467.899	2'138.209	2'104.203	1'138.916	227.026	1'600.572	
5. kWh A VEN-							Cuadro
DERSE	4'952.000	2'462.000	3'268.000	1'664.000	420.000	2'591.000	N° 6
6. \$/kWh							
(4 ÷ 5)	1,1041	0.8684	0.6438	0.6844	0.5405	0.6177	

C U A D R O N° 25

C U A D R O N° 26 - 1

DISTRIBUCION POR FRECUENCIA DE ABONADOS AL SERVICIO RESIDENCIAL (FBRO-STBRE/65)

BLOQUES (KWh)	PLANILLAS		KWh	
	PARCIAL	ACUMULADO	PARCIAL	ACUMULADO
0	12	12	0	0
1	41	53	41	41
2	50	103	100	141
3	63	166	189	330
4	89	255	357	687
5	85	340	425	1.112
6	111	451	666	1.778
7	103	554	723	2.501
8	122	676	977	3.478
9	147	823	1.323	4.801
10	147	970	1.472	6.273
11	191	1.161	2.101	8.374
12	177	1.338	2.127	10.501
13	215	1.553	2.795	13.296

C U A D R O N° 26 - 1

C U A D R O N° 26 - 2

DISTRIBUCION POR FRECUENCIA DE ABONADOS AL SERVICIO RESIDENCIAL (FBRO-STBRE/65)

BLOQUES (KWh)	PLANILLAS		KWh	
	PARCIAL	ACUMULADO	PARCIAL	ACUMULADO
14	236	1.789	3.304	16.600
15	243	2.032	3.645	20.245
16	276	2.308	4.417	24.662
17	250	2.558	4.250	28.912
18	274	2.832	4.932	33.844
19	273	3.105	5.187	39.031
20	297	3.402	5.940	44.971
21	254	3.656	5.334	50.305
22	271	3.927	5.962	56.267
23	313	4.240	7.199	63.466
24	270	4.510	6.482	69.948
25	421	4.931	10.525	80.473
26	242	5.173	6.289	86.762
27	231	5.404	6.237	92.999

C U A D R O N° 26 - 2

C U A D R O N° 26 - 3

DISTRIBUCION POR FRECUENCIA DE ABONADOS AL SERVICIO RESIDENCIAL (FBRO-STBRE/65)

BLOQUES (KWh)	PLANILLAS		KWh	
	PARCIAL	ACUMULADO	PARCIAL	ACUMULADO
28	249	5.653	6.972	99.971
29	215	5.868	6.235	106.206
30	190	6.058	5.700	111.906
31-32	364	6.422	11.466	123.372
33-34	319	6.741	10.681	134.053
35-36	255	6.996	9.049	143.102
37-38	257	7.253	9.639	152.741
39-40	243	7.496	9.598	162.339
41-45	472	7.968	20.289	182.628
46-50	368	8.336	17.650	200.278
51-55	259	8.595	13.733	214.011
56-60	243	8.838	13.977	227.988
61-65	182	9.020	11.456	239.444
66-70	170	9.190	11.561	251.005

C U A D R O N° 26 - 3

C U A D R O N° 26 - 4

DISTRIBUCION POR FRECUENCIA DE ABONADOS AL SERVICIO RESIDENCIAL (FBRO-STBRE/65)

BLOQUES (KWh)	PLANILLAS		KWh	
	PARCIAL	ACUMULADO	PARCIAL	ACUMULADO
71-75	115	9.305	8.393	259.398
76-80	99	9.404	7.732	267.130
81-85	94	9.498	7.802	274.932
86-90	100	9.598	8.800	283.732
91-95	71	9.669	6.567	290.299
96-100	67	9.736	6.555	296.854
101-110	101	9.837	10.648	307.502
111-120	91	9.928	10.401	317.903
121-130	85	10.013	10.667	328.570
131-140	59	10.072	7.995	336.565
141-150	40	10.112	5.820	342.385
151-160	41	10.153	6.376	348.761
161-170	15	10.168	2.481	351.242
171-180	17	10.185	2.970	354.212

C U A D R O N° 26 - 4

C U A D R O N° 26 - 5

DISTRIBUCION POR FRECUENCIA DE ABONADOS AL SERVICIO RESIDENCIAL (FBRO-STBRE/65)

BLOQUES (KWh)	PLANILLAS		KWh	
	PARCIAL	ACUMULADO	PARCIAL	ACUMULADO
181-190	21	10.206	3.896	358.108
191-200	9	10.215	1.759	359.867
201-220	25	10.240	5.628	365.495
221-240	17	10.259	3.900	369.395
241-260	16	10.275	3.973	373.368
261-280	9	10.284	3.846	377.214
281-300	5	10.289	1.459	378.673
301-350	16	10.305	5.176	383.849
351-400	6	10.311	2.164	386.013
401-450	8	10.319	3.379	389.392
451-500	4	10.323	1.902	391.294
501 y más	13	10.336	11.108	402.402

C U A D R O N° 26 - 5

C U A D R O N° 27 - 1

DISTRIBUCION POR FRECUENCIA DE ABONADOS AL SERVICIO COMERCIAL GENERAL (FEB-SEBRE/65)

BLOQUES (Kwh)	PLANILLAS		KWh	
	PARCIAL	ACUMULADO	PARCIAL	ACUMULADO
0	4	4	0	0
1	11	15	11	11
2	9	24	18	29
3	15	39	45	74
4	6	45	24	98
5	7	52	35	133
6	3	55	18	151
7	11	66	77	228
8	10	76	80	308
9	11	87	99	407
10	10	97	100	507
11	10	107	110	617
12	10	117	120	737
13	16	133	208	945

C U A D R O N° 27 - 1

C U A D R O N° 27 - 2

DISTRIBUCION POR FRECUENCIA DE ABONADOS AL SERVICIO COMERCIAL GENERAL (FEB-STBRE/65)

BLOQUES (KWh)	PLANILLAS		KWh	
	PARCIAL	ACUMULADO	PARCIAL	ACUMULADO
14	11	144	154	1.099
15	12	156	180	1.279
16	31	187	496	1.775
17	16	203	272	2.047
18	20	223	360	2.407
19	14	237	266	2.673
20	22	259	440	3.113
21	25	284	525	3.638
22	20	304	440	4.078
23	26	330	598	4.676
24	23	353	552	5.228
25	39	392	975	6.203
26	26	418	676	6.879
27	26	444	702	7.581

C U A D R O N° 27 - 2

C U A D R O N° 27 - 3

DISTRIBUCION POR FRECUENCIA DE ABONADOS AL SERVICIO COMERCIAL GENERAL (FEB-STBRE/65)

BLOQUES (KWh)	PLANILLAS		KWh	
	PARCIAL	ACUMULADO	PARCIAL	ACUMULADO
28	20	464	560	8.141
29	23	487	667	8.808
30	17	504	510	9.318
31-32	32	536	1.008	10.326
33-34	40	576	1.340	11.666
35-36	41	617	1.456	13.122
37-38	34	651	1.275	14.397
39-40	34	685	1.343	15.740
41-45	74	759	3.182	18.922
46-50	79	838	3.792	22.714
51-55	67	905	3.551	26.265
56-60	66	971	3.828	30.093
61-65	57	1.028	3.591	33.684
66-70	53	1.081	3.604	37.288

C U A D R O N° 27 - 3

C U A D R O N° 27 - 4

DISTRIBUCION POR FRECUENCIA DE ABONADOS AL SERVICIO COMERCIAL GENERAL (FEB-STBRE/65)

BLOQUES (KWh)	PLANILLAS		KWh	
	PARCIAL	ACUMULADO	PARCIAL	ACUMULADO
71-75	68	1.149	4.964	42.252
76-80	46	1.195	3.588	45.840
81-85	41	1.236	3.403	49.243
86-90	64	1.300	5.632	54.875
91-95	38	1.338	3.534	58.409
96-100	47	1.385	4.606	63.015
101-110	57	1.442	6.013	69.028
111-120	64	1.506	7.392	76.420
121-130	47	1.553	5.899	82.319
131-140	47	1.600	6.368	88.687
141-150	49	1.649	7.130	95.817
151-160	29	1.678	4.510	100.327
161-170	34	1.712	5.627	105.954
171-180	21	1.733	3.685	109.639

C U A D R O N° 27 - 4

C U A D R O N° 27 - 5

DISTRIBUCION POR FRECUENCIA DE ABONADOS AL SERVICIO COMERCIAL GENERAL (FEB-STBRE/65)

BLOQUES (KWh)	PLANILLAS		KWh	
	PARCIAL	ACUMULADO	PARCIAL	ACUMULADO
181-190	26	1.759	4.823	114.462
191-200	9	1.768	1.760	116.222
201-220	24	1.792	4.990	121.212
221-240	18	1.810	4.167	125.379
241-260	13	1.823	3.221	128.600
261-280	9	1.832	2.444	131.044
281-300	6	1.838	1.760	132.804
301-350	9	1.857	6.223	139.027
351-400	8	1.865	2.996	142.023
401-450	5	1.870	2.079	144.102
451-500	4	1.874	1.925	146.027
501 y más	46	1.920	60.939	206.966

C U A D R O N° 27 - 5

C U A D R O N° 28

DISTRIBUCION POR FRECUENCIA DE CINES Y EMISORAS (FEBRO-STBRE/65)

C I N E S					E M I S O R A S				
BLOQUES (KWh)	PLANILLAS		KWh		BLOQUES (KWh)	PLANILLAS		KWh	
	PAR- CIAL	ACUMU LADO	PAR- CIAL	ACUMU- LADO		PAR- CIAL	ACUMU LADO	PAR- CIAL	ACUMU- LADO
0-100	0	0	0	0	0-100	0	0	0	0
101-200	0	0	0	0	101-200	0	0	0	0
201-300	0	0	0	0	201-300	1	1	271	271
301-400	0	0	0	0	301-350	1	2	342	613
401-450	1	1	423	423	351-400	0	2	0	613
451-500	3	4	1.457	1.880	401-450	2	4	850	1.463
501-550	5	9	2.668	4.548	451-500	0	4	0	1.463
551-600	6	15	3.468	8.016	501-550	1	5	532	1.995
					551-600	4	9	2.265	4.260
601 y más	16	31	12.721	20.737					
					601 y más	14	23	11.854	16.114

C U A D R O N° 28

C U A D R O N° 29

INFORMACION SOBRE ABONADOS AL SERVICIO INDUSTRIAL (BAJA TENSION)

CARGA CONECTADA (ESTIMADA) (KW)	DEMANDA MAXIMA (ESTIMADA) (KW)	KWh (FEB-SEPT/65)
15	8	1.405 (1)
40	30	91.960 (2)
8	6	11.288 (1)

NOTAS :

- (1) Corresponde a consumo de 6 meses.
- (2) Corresponde a consumo de 7 meses.

C U A D R O N° 29

C U A D R O N° 30 - 1

DISTRIBUCION POR FRECUENCIA DE ENTIDADES OFICIALES (FBRO-STBRE/65)

BLOQUES (KWh)	PLANILLAS		KWh	
	PARCIAL	ACUMULADO	PARCIAL	ACUMULADO
0	0	0	0	0
1	0	0	0	0
2	0	0	0	0
3	0	0	0	0
4	6	6	23	23
5	0	6	0	23
6	0	6	0	23
7	5	11	33	56
8	8	19	63	119
9	13	32	117	236
10	8	40	78	314
11	0	40	0	314
12	8	48	93	407
13	0	48	0	407

C U A D R O N° 30 - 1

C U A D R O N° 30 - 2

DISTRIBUCION POR FRECUENCIA DE ENTIDADES OFICIALES (FBRO-STBRE/65)

BLOQUES (KWh)	PLANILLAS		KWh	
	PARCIAL	ACUMULADO	PARCIAL	ACUMULADO
14	0	48	0	407
15	0	48	0	407
16	8	56	127	534
17	0	56	0	534
18	0	56	0	534
19	0	56	0	534
20	0	56	0	534
21	0	56	0	534
22	0	56	0	534
23	0	56	0	534
24	4	60	94	628
25	0	60	0	628
26	6	66	159	787
27	0	66	0	787

C U A D R O N° 30 - 2

C U A D R O N° 30 - 3

DISTRIBUCION POR FRECUENCIA DE ENTIDADES OFICIALES (FBRO-STBRE/65)

BLOQUES (KWh)	PLANILLAS		KWh	
	PARCIAL	ACUMULADO	PARCIAL	ACUMULADO
28	0	66	0	787
29	0	66	0	787
30	0	66	0	787
31-32	0	66	0	787
33-34	6	72	206	993
35-36	8	80	288	1.281
37-38	5	85	186	1.467
39-40	0	85	0	1.467
41-45	6	91	265	1.732
46-50	8	99	398	2.130
51-55	11	110	577	2.707
56-60	1	111	59	2.766
61-65	8	119	514	3.280
66-70	1	120	67	3.347

C U A D R O N° 30 - 3

C U A D R O N° 30 - 4

DISTRIBUCION POR FRECUENCIA DE ENTIDADES OFICIALES (FEBRO-SEPT/65)

BLOQUES (KWh)	PLANILLAS		KWh	
	PARCIAL	ACUMULADO	PARCIAL	ACUMULADO
71-75	14	134	1.024	4.371
76-80	8	142	614	4.985
81-85	0	142	0	4.985
86-90	0	142	0	4.985
91-95	8	150	780	5.765
96-100	13	163	1.285	7.050
101-110	8	171	852	7.902
111-120	9	180	1.149	9.051
121-130	0	180	0	9.051
131-140	0	180	0	9.051
141-150	0	180	0	9.051
151-160	0	180	0	9.051
161-170	8	188	1.325	10.376
171-180	7	195	1.242	11.618

C U A D R O N° 30 - 4

G U A D R O N° 30 - 5

DISTRIBUCION POR FRECUENCIA DE ENTIDADES OFICIALES (FBRO-STBRE/65)

BLOQUES (KWh)	PLANILLAS		KWh	
	PARCIAL	ACUMULADO	PARCIAL	ACUMULADO
181-190	0	195	0	11.618
191-200	0	195	0	11.618
201-220	0	195	0	11.618
221-240	0	195	0	11.618
241-260	0	195	0	11.618
261-280	4	199	1.122	12.740
281-300	0	199	0	12.740
301-350	0	199	0	12.740
351-400	4	203	1.572	14.312
401-450	0	203	0	14.312
451-500	0	203	0	14.312
501 y más	0	203	0	14.312

G U A D R O N° 30 - 5

C U A D R O N° 31 - 1

CALCULO DE INGRESOS CON LAS TARIFAS PROPUESTAS.- SERVICIO RESIDENCIAL

T A R I F A R - 1

BLOQUES (KWh)	PLANILLAS ACUMULADAS	KWh ACUMULADOS		KWh BLOQUES	I N G R E S O S	
0 - 10	970	6.273	$(3402-970) \times 10 +$			
			$+ 6587 = 30.907$	30.907	$3.402 \times 15 =$	\$ 51.030
11 - 20	3.402	44.971	$= 44.971$	14.064	$14.064 \times 1.0 =$	14.064
				44.971		65.094

PRECIO MEDIO DE VENTA = \$/ 1.4474/KWh

T A R I F A R - 2

0 - 20	3.402	44.971	$(10.336-3.402) \times 20 +$			
			$+ 44.971 = 183.651$	138.680	$6.934 \times 25 =$	173.350
0 - 100	9.736	296.854	$(10.336-9.736) \times 100 +$			
			$+ 296.854 = 356.854$	173.203	$173.203 \times 1.00 =$	173.203
0 - 200	10.215	359.867	$(10.336-10.215) \times 200$			
			$+ 359.867 = 384.067$	27.213	$27.213 \times 0.75 =$	20.410
EXCESO	10.336	402.402	$= 402.402$	18.335	$18.335 \times 0.55 =$	10.084

C U A D R O N° 31 - 1

C U A D R O N° 31 - 2

CALCULO DE INGRESOS CON LAS TARIFAS PROPUESTAS.- SERVICIO RESIDENCIAL

	KWh	I N G R E S O S
	BLOQUES	
	357.431	377.047
PRECIO MEDIO DE VENTA = \$	1.0548/kWh	
TOTAL (R - 1 + R - 2)	402.402	442.141
PRECIO MEDIO DE VENTA = \$	1.0987/kWh	

C U A D R O N° 31 - 2

C U A D R O N° 32 - 1

CALCULO DE INGRESOS CON LAS TARIFAS PROPUESTAS.- SERVICIO COMERCIAL

BLOQUES (KWh)	PLANILLAS ACUMULADAS	KWh ACUMULADOS		BLOQUES (KWh)	I N G R E S O S
(TARIFA C - 1)					
0 - 25	392	6.203	(1838-392) 25 + 6203 =		
			= 42.353	42.353	1.838x35 = \$ 64.330
100	1.385	63.015	(1838-1385) 100 +		
			+ 63.015 = 108.315	65.962	65.962x0.95 = 62.664
200	1.768	116.222	(1838-1768) 200 +		
			+ 116.222 = 130.222	21.907	21.907x0.75 = 16.430
EXCESO	1.838	132.804	= 132.804	2.582	2.582x0.60 = 1.549
				132.804	144.973

PRECIO MEDIO DE VENTA : 1.0916 \$/KWh

(TARIFA C - 2)					
0 - 300	1.838	132.804	(1920-1838) 300 +		
			+ 132.804 = 157.404	24.600	82x250 = 20.500

C U A D R O N° 32 - 1

C U A D R O N° 32 - 2

CALCULO DE INGRESOS CON LAS TARIFAS PROPUESTAS.- SERVICIO COMERCIAL

BLOQUES (KWh)	PLANILLAS ACUMULADAS	KWh ACUMULADOS		BLOQUES (KWh)	I N G R E S O S	
(TARIFA C - 2)						
500	1.874	146.027	(1920-1874) 500 +			
			+ 146.027 = 169.027	11.623	11.623x0.60 =	6.974
EXCESO	1.920	206.966	206.966	37.939	37.939x0.50 =	18.969
				74.162		46.443
PRECIO MEDIO DE VENTA : 0.6262 \$/KWh						
TOTAL (C-1 + C-2 GENERALES)				206.966		191.416
PRECIO MEDIO DE VENTA COMERCIAL GENERAL : 1,244 \$/KWh						

C U A D R O N° 32 - 2

SERVICIO A CINES (TARIFA C-2)

0 - 300	0	0	(31-0) 300 + 0 =			
			= 9.300	9.300	31 x 250 =	7.750
500	3	1.380	(31-3) 500 + 1.380 =			.
			= 15.380	6.080	4.080 x 0.60 =	3.648

C U A D R O N° 32 - 3

CALCULO DE INGRESOS CON LAS TARIFAS PROPUESTAS.- SERVICIO COMERCIAL

BLOQUES (KWh)	PLANILLAS ACUMULADAS	KWh ACUMULADOS		BLOQUES (KWh)	I N G R E S O S
SERVICIO A CINES (TARIFA C-2)					
EXCESO	31	20.737	= 20.737	5.357	5.337 x 0.50 = 2.668
PRECIO MEDIO DE VENTA : 0.6783 \$/KWh					
SERVICIO A EMISORAS (TARIFA C-2)					
0 - 300	1	271	(23-1) 300 + 271 =		
			= 6.871	6.871	23 x 250 = 5.750
500	4	1.463	(23-4) 500 + 1.463 =		
			= 10.963	4.092	4.092 x 0.60 = 2.455
EXCESO	23	16.114	= 16.114	5.151	5.151 x 0.50 = 2.575
				16.114	10.780
PRECIO MEDIO DE VENTA : 0.669 \$/KWh					
TOTAL SERVICIO COMERCIAL				243.817	216.262
PRECIO MEDIO TOTAL DE VENTA				0.8869 \$/KWh	

C U A D R O N° 32 - 3

C U A D R O N° 33

CALCULO DE INGRESOS CON LAS TARIFAS PROPUESTAS.- SERVICIO INDUSTRIAL BAJA TENSION

KW FACTURABLES	KWh en el 1er BLOQUE	KWh en el 2do BLOQUE	KWh en el 3er BLOQUE	KWh en EXCESO	KWh TOTALES
294	16.165	22.140	22.100	44.248	104.653

INGRESOS :

a) Por Demanda :	25 x 294 =	\$ 7.350
b) Por Energía :	16.165 x 0.85 =	13.740
	22.140 x 0.65 =	14.391
	22.100 x 0.55 =	12.155
	44.248 x 0.45 =	19.911
c) TOTAL		67.547

PRECIO MEDIO DE VENTA : 0.6454 \$/KWh

C U A D R O N° 33

C U A D R O N° 34 - 1

CALCULO DE INGRESOS CON LAS TARIFAS PROPUESTAS.- ENTIDADES OFICIALES

BLOQUES (KWh)	PLANILLAS ACUMULADAS	KWh ACUMULADOS		BLOQUES (KWh)	I N G R E S O S	
CON TARIFA C-1						
0 - 25	60	628	(199-60) 25 + 628 =			
			= 4.103	4.103	199 x 35 =	\$/ 6.965
100	163	7.050	(199-163) 100 +			
			+ 7.050 = 10.650	6.547	6.547 x 0.95 =	6.220
200	195	11.618	(199-195) 200 +			
			+ 11.618 = 12.418	1.768	1.768 x 0.75 =	1.326
300	199	12.740	= 12.740	322	322 x 0.60 =	193
				12.740		14.704

- BONIFICACION 20% INGRESOS REALES = 14.704 x 0.8 = \$/ 11.763

PRECIO MEDIO DE VENTA : 0.9233 \$/kWh

CON TARIFA C-2

0 - 300	199	12.740	(203-199) 300 +			
			+ 12.740 = 13.940	1.200	4 x 250 =	1.000

C U A D R O N° 34 - 1

C U A D R O N° 34 - 2

CALCULO DE INGRESOS CON LAS TARIFAS PROPUESTAS.- ENTIDADES OFICIALES

BLOQUES (KWh)	PLANILLAS ACUMULADAS	KWh ACUMULADOS	BLOQUES (KWh)	I N G R E S O S
CON TARIFA C-2				
500	203	14.312	(203-203) 500 +	
			+ 14.312 = 14.312	372 372 x 0.60 = 223
EXCESO	203	14.312	= 14.312	0
				1.572 1.223
				- BONIFICACION 20% INGRESOS REALES = 1.223 x 0.8 = \$/ 978
				PRECIO MEDIO DE VENTA : 0.6221 \$/KWh
				TOTAL INGRESOS DE ENTIDADES OFICIALES \$/ 12.741
			KWh	14.312
				PRECIO MEDIO DE VENTA 0.8902 \$/KWh

C U A D R O N° 34 - 2

C U A D R O N° 35 - 1

CALCULO DE INGRESOS CON LAS TARIFAS VIGENTES

BLOQUES (kwh)	PLANI- LLAS ACUMU- LADAS	KWh ACUMU- LADOS	BLOQUES KWh	I N G R E S O S		PRECIO PRO- MEDIO \$/KWh
1. SERVICIO RESIDENCIAL						
0-25	4.931	80.473	(10.336-4.931) 25 + + 80.473 =	215.598	10.336x25 =	\$ 258.400
26-50	8.336	200.278	(10.336-8.336) 50 + + 200.278 =	84.680	84.680x0.9 =	76.212
EXCESO	10.336	402.402	= 402.402	102.124	102.124x0.8 =	81.699
				402.402		416.311 1,034
2. SERVICIO COMERCIAL						
0-25	392	6.203	(1.920-392) 25 + + 6.203 =	44.403	1.920x35 =	67.200
26-50	838	22.714	(1.920-838) 50 + + 22.714 =	32.411	32.411x1.2 =	38.893

C U A D R O N° 35 - 1

C U A D R O N° 35 - 2

CALCULO DE INGRESOS CON LAS TARIFAS VIGENTES

BLOQUES (Kwh)	PLANI- LLAS ACUMU- LADAS	KWh ACUMU- LADOS		BLOQUES KWh	I N G R E S O S	PRECIO PRO- MEDIO \$/KWh
EXCESO	1.920	206.966	= 206.966	130.152	130.152x1.0 =	130.152
				206.966		236.245 1,14
3. SERVICIO INDUSTRIAL						
	19	104.653		104.653		53.583 0,512
4. SERVICIO EMISORAS						
	23	16.114		16.114		15.209 0,944
5. SERVICIO CINES						
0-100	0	0	(31-0) 100 + 0 =			
			= 3.100	3.100	31x140 =	4.340
101-200	0	0	(31-0) 200 + 0 =			
			= 6.200	3.100	3.100x1.0 =	3.410

C U A D R O N° 35 - 2

C U A D R O N° 35 - 3

CALCULO DE INGRESOS CON LAS TARIFAS VIGENTES

BLOQUES (KWh)	PLANI- LLAS ACUMU- LADAS	KWh ACUMU- LADOS		BLOQUES KWh	I N G R E S O S	PRECIO PRO- MEDIO \$/KWh
EXCESO	31	20.737	20.737	14.537	$14.537 \times 0.95 =$	13.810
				20.737		21.560 1,04
6. SERVICIO ALUMBRADO PUBLICO						
		121.161		121.161		133.277 1,10
7. ENTIDADES OFICIALES						
0-25	60	628	$(203-60) 25 + 628 =$			
			$= 4.203$	4.203	$203 \times 25 =$	5.075
26-50	99	2.130	$(203-99) 50 +$			
			$+ 2.130 = 7.330$	3.127	$3.127 \times 0.90 =$	2.814
EXCESO	203	14.312	$= 14.312$	6.982	$6.982 \times 0.80 =$	5.586
				14.312		13.475 0,942
TOTAL				886.345		889.660 1,004

C U A D R O N° 35 - 3

C U A D R O N° 36 - 1

COMPARACION DE INGRESOS CON TARIFAS PROPUESTAS Y VIGENTES

	KWh	FACTU		INCREMENTO	
		SUCRES TARIFA VIGENTE	RADOS TARIFA PROPTA.	SUCRES	%
1. SERVICIO RESIDENCIAL					
R - 1	44.971		65.094		
R - 2	357.431		377.047		
TOTAL	402.402	416.311	442.141	25.830	6.2
2. SERVICIO COMERCIAL					
C - 1	132.804		144.973		
C - 2	74.162		46.443		
TOTAL	206.966	236.245	191.416	(-) 44.829	(-) 18.97
3. EMISORAS	16.114	15.209	10.780	(-) 4.429	(-) 29.12
4. CINES	20.737	21.560	14.066	(-) 7.494	(-) 34.75
5. INDUSTRIAL BAJA					
TENSION	104.653	53.583	67.547	13.964	26.06

C U A D R O N° 36 - 1

C U A D R O N° 36 - 2

COMPARACION DE INGRESOS CON TARIFAS PROPUESTAS Y VIGENTES

	KWh	FACTU RADOS		REFERENCIA	INCREMENTO	
		SUCRES			SUCRES	%
		TARIFA VIGENTE	TARIFA PROPIET.			
6. ALUMBRADO PUBLICO	121.161	133.277	84.813		(-) 48.464	(-) 36.36
7. ENTIDADES OFICIALES	14.312	13.475	12.741		(-) 734	(-) 5.44
TOTAL	886.345	889.660	823.504		(-) 66.156	(-) 7.43
PRECIO PROMEDIO TARIFAS VIGENTES				S/ 1.004/kWh		
PRECIO PROMEDIO TARIFAS PROPUESTAS				S/ 0.9291/kWh		

C U A D R O N° 36 - 2

A N E X O N ° 2

EMPRESA ELECTRICA "ESMERALDAS" S.A.

BALANCE CONSOLIDADO AL _____ de 196

A C T I V O	PARCIAL	TOTAL
<u>I N V E R S I O N E S</u>		
20 <u>Bienes e Instalaciones en Servicio</u>		
20.3 Centrales Generadoras a Motores - Combustión Interna	_____	
20.5 Redes de Distribución		
20.6 Instalaciones de Servicios a Consumidores		
20.7 Instalaciones Generales - (Equipos)	_____	
21 <u>Otros Bienes e Instalaciones</u>		
22 <u>Instalaciones Eléctricas Compradas</u>		
23 <u>Instalaciones Eléctricas Vendidas (Crédito)</u>		
24 <u>Bienes e Instalaciones arrendadas a otros</u>		
25 <u>Bienes e Instalaciones para uso futuro</u>		
26 <u>Bienes e Instalaciones en Proceso de Reclasificación</u>	--	
27 <u>Bienes e Instalaciones en otros Servicios Públicos</u>	--	

<u>A C T I V O</u>	<u>PARCIAL</u>	<u>TOTAL</u>
28 <u>Otras Propiedades</u>		
<u>D I S P O N I B L E</u>		
40 <u>Caja</u>		
41 <u>Bancos</u>		
42 <u>Disponible destinado a : Di-- versos</u>		
<u>R E A L I Z A B L E</u>		
A Corto Plazo		
60 <u>Cuanta por Recibir</u>		
61 <u>Obligaciones y Préstamos por Recibir</u>		
62 <u>Deudores Diversos</u>		
63 <u>Ordenes de Pago y Cheques por Recibir</u>		
64 <u>Depósitos Especiales y Garan- tías</u>		
A Largo Plazo		
65 <u>Almacenes</u>		
65.0 <u>Materiales en Existencia</u>		
65.1 <u>Materiales en Tránsito</u>		
65.2 <u>Materiales para otros fi- nes</u>		

P A S I V O	PARCIAL	TOTAL
<u>N O E X I G I B L E</u>		
10 <u>Capital</u>		
10.0 Acciones Comunes - Pagadas		
10.1 Acciones Preferidas - Pagadas		
10.2 Acciones Suscritas - Pendientes		
<hr/>		
11 <u>Reservas</u>		
11.0 Reserva para depreciación de las Instalaciones		
11.1 Reserva Legal para Devoluciones		
11.2 Reserva para estabilización		
11.3 Reserva para amortizaciones		
11.4 Reservas para depreciación y Amortización -- otras Propiedades		
11.5 Reservas para Cuentas Incoobrables		
11.6 Reservas para Seguros		
11.7 Reservas para Indemnizaciones, pérdidas y daños		

P A S I V O	PARCIAL	TOTAL
11.8 Reservas para Previsión Social		
11.9 Otras Reservas		
<u>EXIGIBLE</u>		
A Corto Plazo		
30 <u>Cuenta por Pagar</u>		
31 <u>Obligaciones por Pagar</u>		
32 <u>Obligaciones por Recibir -</u> <u>- Descontadas</u>		
33 <u>Deudas a Largo Plazo - Venci-</u> <u>das</u>		
34 <u>Dividendos Declarados</u>		
35 <u>Intereses Vencidos</u>		
37 <u>Otros Créditos Corrientes</u>		
A Largo Plazo		
38 <u>Obligaciones - Bonos sin Ga--</u> <u>rantía</u>		
39 <u>Diversas Deudas a Largo Plazo</u>		
<u>P E N D I E N T E S</u>		
51 <u>Créditos en Suspenso</u>		
53 <u>Ayuda para Construcciones</u>		
55 <u>Depósito de los Consumidores</u>		
90 <u>Pérdidas y Ganancias (Saldo)</u>		
TOTAL DEL PASIVO S/		

I N V E R S I O N E S	P A R C I A L	T O T A L
-----------------------	---------------	-----------

ACTIVO INMOVILIZADO

20 Bienes e Instalaciones en Servicio

20.0 Capital Intangible

20.00 Organización

20.01 Diversas Propiedades Intangibles

20.3 Centrales Generadoras a Motores de Combustión Interna

20.30 Terrenos y Servicios

20.31 Edificios y Estructuras

20.32 Depósitos de Combustible, Gasógenos y Accesorios

20.33 Motores de Combustión Interna

20.34 Generadores

20.35 Equipo Eléctrico - Complementario

20.36 Diversos Equipos - de las Centrales a Motores de Combustión Interna

I N V E R S I O N E S	P A R C I A L	T O T A L
-----------------------	---------------	-----------

20.5 Redes de Distribución

20.50 Terrenos y Servicios

20.51 Edificios y Estructuras

20.52 Equipos de Subestación de Distribución

I N V E R S I O N E S	PARCIAL	TOTAL
20.5 Redes de Distribución		
20.50 Terrenos y Servi-- dumbre		
20.51 Edificios y Estructu-- turas		
20.52 Equipos de Subesta-- ción de Distribu-- ción		
20.53 Baterías de Acumu-- ladores		
20.54 Postes, Torres, y Accesorios		
20.55 Conductores Aéreos y Accesorios		
20.56 Conductores Subte-- rráneos		
20.57 Conductores Subte-- rráneos y Acceso-- rios		
20.58 Transformadores de Distribución		
20.6 Instalaciones de Servi-- cios a Consumidores		
20.60 Acometidas para - los Consumidores		
20.61 Medidores		

I N V E R S I O N E S	P A R C I A L	T O T A L
20.62 Instalaciones dentro de la Propiedad de los <u>Consumidores</u>		
20.63 Aparatos en arriendo dentro de la propiedad de los <u>consumidores</u>		
20.64 Sistema de Alumbrado Público y <u>señales luminosas.</u>		
20.7 Instalaciones Generales		
20.70 Terrenos y <u>Servidumbre</u>		
20.71 Edificios y <u>Estructuras</u>		
20.72 Mobiliario y <u>Equipos de Oficina</u>		
20.73 Equipo de <u>Transporte</u>		
20.74 Equipo de Bodega		
20.75 Equipo de Talleres		
20.76 Equipo de <u>Laboratorio</u>		
20.77 Equipo de <u>Comunicaciones</u>		

Cuentas de Ingresos	Parcial	Total
70 Ingresos de Explotación		
70.0 Servicio Residencial		
70.00 Venta de Energía - con Medidor		
70.01 Venta de Energía - sin Medidor		

70.1 Servicio Comercial		
70.10 Venta de Energía - con Medidor		
70.11 Venta de Energía - sin Medidor		

70.2 Servicio Industrial		
70.20 Venta de Energía - con Medidor		
70.21 Venta de Energía - sin Medidor		

70.3 Servicio Rural		
70.30 Venta de Energía - con Medidor		
70.31 Venta de Energía - sin Medidor		

70.4 Servicios para los Poderes Públicos		

CUENTAS DE INGRESOS	PARCIAL	TOTAL
70.40 Venta de Energía - con Medidor		
70.41 Venta de Energía - sin Medidor		
70.42 Alumbrado Público		
70.5 Otras Empresas de Elec- tricidad		
70.6 Tracción Eléctrica		
70.7 Otras Empresas de Servi- cia Público		
70.8 Servicios Interdeparta-- mentales		
70.9 Otros Ingresos		
71 <u>Ingresos - Ajenos a la Explo- tación</u>		
71.0 Ingresos Patrimoniales		
71.1 Mercaderías, Servicios y Obras		
TOTAL DE INGRESOS \$/		

CUENTAS DE GASTOS	PARCIAL	TOTAL
<u>80 Gastos de Explotación - Cuentas Principales</u>		
80.2 Gastos en Producción - - Centrales a Motores - de Combustión Interna		
80.3 Otros Gastos en Producción		
80.4 Gastos en Transmisión		
80.5 Gastos en Distribución		
80.6 Gastos en los Consumidores y en Recaudación		
80.7 Administración General		
<u>81 Gastos Ajenos a la Explotación</u>		
81.0 Gastos por Intereses y - Amortizaciones		
81.1 Gastos por Mercaderías, Servicios y Obras		
81.2 Otras deducciones de la Renta		
	TOTAL DE GASTOS	\$/

CUENTAS DE RESULTADOS	PARCIAL	TOTAL
90.0 Renta Bruta de Explotación		
90.00 Total Ingresos de Explotación		
90.01 Total Gastos de Explotación		
	SALDO \$/	
<u>MENOS : DEDUCCIONES</u>		
90.1 Deducciones de la Renta Bruta de Explotación		
90.11 Cuota de Depreciación		
90.12 Reserva Legal		
90.13 Otras Reservas		
90.2 Rentas Ajenas a la Explotación		
90.3 Deducciones de la Renta Líquida		
90 <u>Pérdidas y Ganancias</u>		\$/ <hr/>