

621.393
V473
C.4

14 DE

ESTUDIO TECNICO ECONOMICO Y
FINANCIERO DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA
PROVINCIA DE MANABI

~~RESPONSABLE~~
~~INVENTARIADO~~

INGRESADO A INVENTARIO CON
ORD. No. 2836

INVENTARIADO
RESPONSABLE: 16 MAR. 1981

TESIS DE GRADO

Para optar el título de Ingeniero en Electricidad



BIBLIOTECA

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA
DEL LITORAL

~~RESPONSABLE~~
~~INVENTARIADO~~

ESPOL-CIB
INVENTARIO
06 SEP 2018
POR: *[Signature]*

*1/12/81
Inventariada*

Por:
REGULO L. VERA A.

M

La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestas en esta Tesis, corresponden exclusivamente al Autor.

(Art. Sexto del Reglamento de Exámenes y Títulos profesionales de la Escuela Superior Politécnica del Litoral).

REGULO/L. VERA/A.

Guayaquil, Noviembre de 1969.



BIBLIOTECA

Justicia?

ING. GUSTAVO LARREA R.
DIRECTOR DE TESIS



BIBLIOTECA

DEDICATORIA:

Con el más profundo cariño
y respeto dedico esta tesis
a mis queridos padres.



BIBLIOTECA

I N D I C E

Pág. N°

Introducción	1
<u>Capítulo I</u>	
1. 1 Estado actual del servicio eléctrico de la Provincia de Manabí	2
1. 2 Alcance del Estudio	2
1. 3 Programa de Obras	2
1. 4 Financiación	3
1. 5 Ejecución y Administración del Proyecto	4
1. 6 Conclusiones	4
<u>Capítulo II</u>	
2. 1 Generalidades	6
2. 2 Area de influencia del Proyecto	8
2. 3 Etapas del Estudio de Mercado	9
2. 4 Recopilación de Información	9
2. 5 Tabulación de la Información	10
2. 6 Análisis de la demanda actual	10
2. 7 Pronóstico de la demanda y energía	25
2. 7. 1 Generalidades	25
2. 7. 2 Proyección de la demanda	25
2. 7. 3 Pronóstico del Consumo Homogéneo	26
2. 7. 4 Pronóstico del consumo Industrial	27
2. 7. 5 Pronóstico del Consumo de Alumbrado Público	33
2. 7. 6 Proyección de la Energía Generada y Demanda Máxima	33
2. 7. 7 Resumen del Pronóstico de la Demanda	50
<u>Capítulo III</u>	
3. 1 Generalidades	53
3. 2 Plan detallado a corto plazo	53
3. 3 Plan General a largo plazo	54
<u>Capítulo IV</u>	
4. 1 Obras que resultan del estudio de mercado	63
4. 2 Generación	63
4. 3 Transmisión y subtransmisión	65
4. 4 Subestaciones	80
4. 5 Distribución	80

Capítulo V

5.1 Generalidades	85
5.2 Costo total del programa de obras	85
5.3 Distribución de las inversiones	88
5.4 Inversiones Generales	89

Capítulo VI

6.1 Generalidades	90
6.2 Cronograma de ejecución de obras	90
6.3 Calendario de inversiones	90

Capítulo VII

7.1 Objetivo	96
7.2 Estudio Económico	96
7.3 Evolución de las inversiones en explotación	96
7.4 Costos de Explotación	98
7.5 Fondo anual para depreciación	101
7.6 Ingresos de Explotación	104
7.7 Proyección Financiera	108
7.8 Estudio Financiero	111

Capítulo VIII

8.1 Generalidades	117
8.2 Entidad Ejecutora	117
8.3 Entidad Encargada de la Explotación	117
8.4 Reglamento de Explotación para la Empresa Eléctrica de Manabí	119



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

El Instituto Ecuatoriano de Electrificación esta llevando adelante el desarrollo del Programa Nacional de Electrificación mediante la ejecución de varios proyectos, uno de los cuales constituye el Proyecto Manabí.

La ejecución de estas obras demanda un esfuerzo supremo para que puedan llegar a su feliz término. Pues la situación actual por la que atravieza el País es de limitación, principalmente de recursos financieros.

Por lo tanto la finalidad de esta tesis será el de realizar un Estudio Económico-Financiero del Sistema Eléctrico Integrado de la Provincia de Manabí, con el propósito de conocer las necesidades de fondos y el respectivo financiamiento de las obras necesarias para atender adecuadamente su área de influencia.

Otra finalidad de este trabajo, será la de encontrar una Entidad adecuada llamada a ser la Operadora y Administradora de este sistema eléctrico.



ELECTRIFICACION

CAPITULO I

RESUMEN Y CONCLUSIONES

- 1.2 Estado Actual del Servicio Eléctrico de la Provincia de Manabí.- La administración y operación del servicio eléctrico en la ciudad de Manta y Montecristi está a cargo de INECEL y la de Portoviejo a cargo de la Empresa Eléctrica Portoviejo, asociada a INECEL.

En las poblaciones restantes (Rocafuerte, Bahía, Chone, Tosagua, Calceta, Sucre, Santa Ana y Jipijapa) los servicios eléctricos están administrados por los respectivos Municipios.

Las ciudades de Manta y Portoviejo tienen servicio eléctrico - las 24 horas del día. En las demás poblaciones, el servicio es de 6 pm. a 6 am.

Las centrales de generación que están en funcionamiento en el sistema de Manabí son los siguientes:

Nombre	Tipo	Potencia	Primer año de operación
Buque-Planta APD - Manta	Vapor	4000 Kw	1.964
Manta	Diesel	500 Kw	1.955
Portoviejo	Diesel	500 Kw	1.965
Bahía	Diesel	800 Kw	1.964-67
Chone	Diesel	332 Kw	1.954-62
Jipijapa	Diesel	590 Kw	1.960-62-65
TOTAL		6722 Kw	

Las ciudades de Manta y Portoviejo están interconectadas por una línea de transmisión de 69 Kv y forman un solo mercado eléctrico. El resto de las poblaciones forman mercados aislados, alimentados por sus propias fuentes de generación.

La capacidad de los sistemas eléctricos públicos es limitada y las plantas industriales de la provincia de Manabí tienen sus propias instalaciones generadoras.

- 1.2 ALCANCE DEL ESTUDIO.- Este estudio presenta la interacción eléctrica de todas las ciudades de la provincia de Manabí, las mismas que estarán alimentadas desde una sola central térmica ubicada en Manta, de tal modo que se constituirá en la provincia un sistema eléctrico único.

PROGRAMA DE OBRAS.- Para satisfacer los requerimientos del mercado - hasta el año 1.980 serán necesarias las siguientes obras:

Generación: Central diesel de Manta con una capacidad inicial de 13.600 Kw y 3 unidades adicionales de 3.400 Kw cada una en los años 1.973-1.975 y 1.978.

Transmisión: Líneas de 69 Kv: 32.8 Km
 Líneas de 34.5 Kv: 147.5 Km
 Líneas de 13.8 Kv: 133.0 Km

Subestaciones: Manta 13.8/69 Kv: 15.000 KVA
 Portoviejo 69/13.8 Kv: 7.500 KVA
 69/34.5 Kv: 10.000 KVA
 13.8/6.3 Kv: 1.500 KVA

Otras ciudades 34.5/13.8 KV: 8.000 KVA

Distribución: Manta: 9.000 abonados
 Portoviejo: 9.000 "
 Otras ciudades: 12.000 "



BIBLIOTECA

Algunas de las obras de este programa están ya construídas y se encuentran en operación, tal es el caso de la línea Manta-Portoviejo, las subestaciones de Manta y Portoviejo y parte de las redes de distribución de estas ciudades.

El costo del programa de obras para el Sistema de Manabí es el siguiente:

	(Miles de Sucres)		
	Invertido hasta 1.968	Por invertirse período 1.969-80	Total
Moneda Local	3.420	33.950	37.370
Divisas	17.140	124.940	142.080
Total	20.560	158.890	179.450

1.4 FINANCIACION.- Parte del Proyecto Manabí se ha financiado con un préstamo concedido por Eximbank cuyo monto asciende a la cantidad de \$... 23'871.000 para financiar los gastos en divisas de las obras de transmisión, subtransmisión y distribución requeridas inicialmente.

La central diesel de Manta se ha financiado con un préstamo del Gobierno Polaco que cubre el 80% del valor FOB. del equipo, que comprende cuatro unidades diesel-eléctrica de 3.400 Kw cada una. El monto de este préstamo asciende a \$41'421.000.

Además se necesitará otro préstamo extranjero para financiar 3 unidades adicionales de 3.400 Kw cada una que se requerirán para la operación del sistema hasta 1.980. Este préstamo cubrirá el 80% del --

valor FOB. del equipo. El monto de este préstamo es de \$ 30'672,000.

Las demás obras de ampliación del sistema son financiadas con fondos provenientes de los ingresos netos de explotación y el fondo para depreciación sobre estas bases, las inversiones correspondientes al período 1.969-1980 se financiarán de la siguiente manera:

a) Gastos en Divisas

Préstamo EXIMBANK (saldo)	\$ 6'764,000
Préstamo Gobierno Polaco	41'421,000
Otro préstamo extranjero	30'672,000
Subtotal	\$ 78'857,000

b) Gastos en Moneda Local

Aporte del Gobierno del Ecuador	\$ 20'500,000
Aporte de INECEL	24'000,000
Subtotal	44'500,000

c) Recursos propios de explotación	\$ 189'999,000
Subtotal	189'999,000

d) T O T A L	\$ 313'356,000
--------------	----------------

- 1.5 EJECUCION Y ADMINISTRACION DEL PROYECTO.- El organismo ejecutor del proyecto es actualmente - INECEL, el mismo que tiene también a su cargo la operación y administración de las obras ya construídas y que están en operación.

Posteriormente se encargará de toda la administración y operación una Empresa Eléctrica Provincial sea ésta constituída por los Municipios e INECEL como accionistas, ó una Empresa constituída por INECEL con independencia Técnica Económica y Administrativa.

- 1.6 CONCLUSIONES.- El Sistema eléctrico integrado de la provincia de Manabí traerá como consecuencia un gran desarrollo económico y un bienestar social para la mayoría de sus habitantes.

Para lograr cumplir en su totalidad el programa de obras, así como para cubrir todos los gastos adicionales que demande la normal operación del sistema será necesario realizar cambios en los niveles tarifarios que rigen actualmente.

El Sistema no requerirá comprar energía proveniente del Sistema Nacional Interconectado por lo menos hasta después del año 1.980, a menos que se realice reformas en el precio medio de venta (\$0,25/Kwh)

pués éste resulta elevado con respecto a los costos unitarios de producción de la central diesel.



BIBLIOTECA

CAPITULO II

ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO Y PRONOSTICO DE DEMANDA Y ENERGIA

- 2.1 GENERALIDADES.- El objetivo del estudio de mercado en un proyecto consiste en estimar cuantitativamente las necesidades de "servicios" o bienes que demandará una zona geográfica definida, que constituye el área de influencia del proyecto.

En lo que se refiere al análisis de precios para un estudio de mercado eléctrico, este resulta innecesario, puesto que la naturaleza de este mercado no lo permite debido a que no existe la libre competencia, mas bien constituye un monopolio natural y el precio del servicio eléctrico es solo función de los costos de explotación del sistema eléctrico.

En este caso, la zona geográfica la constituye la Provincia de - Manabí para lo cual se realizará el estudio del mercado eléctrico de sus respectivas ciudades que la conforman.

El volumen de servicios requeridos por el área de influencia del proyecto, constituye lo que se denomina la demanda, la que determinará la localización y tamaño del proyecto.

En el caso del mercado eléctrico, la expresión de la demanda exige el uso de ciertos términos técnicos, pues éste se expresa en unidades de potencia y por lo general se utiliza el Kilovatio (Kw). La utilización de la potencia en el tiempo da como resultado la energía, la que se expresa normalmente en Kilovatios-hora (KWH) o Megavatios-hora (MWH)

El gráfico N°1, demuestra que los puntos de una Curva son las necesidades de potencia en los tiempos 1, 2, 3, ... 24 horas, de un mercado eléctrico hipotético. El área encerrada por esta curva con el eje de las abscisas, constituye la energía. Si la potencia se expresa en KW y el tiempo en horas, la energía se expresará en KWH

La forma de esta curva es la que normalmente presenta el mercado eléctrico, y se le conoce con el nombre de "Curva de Carga"

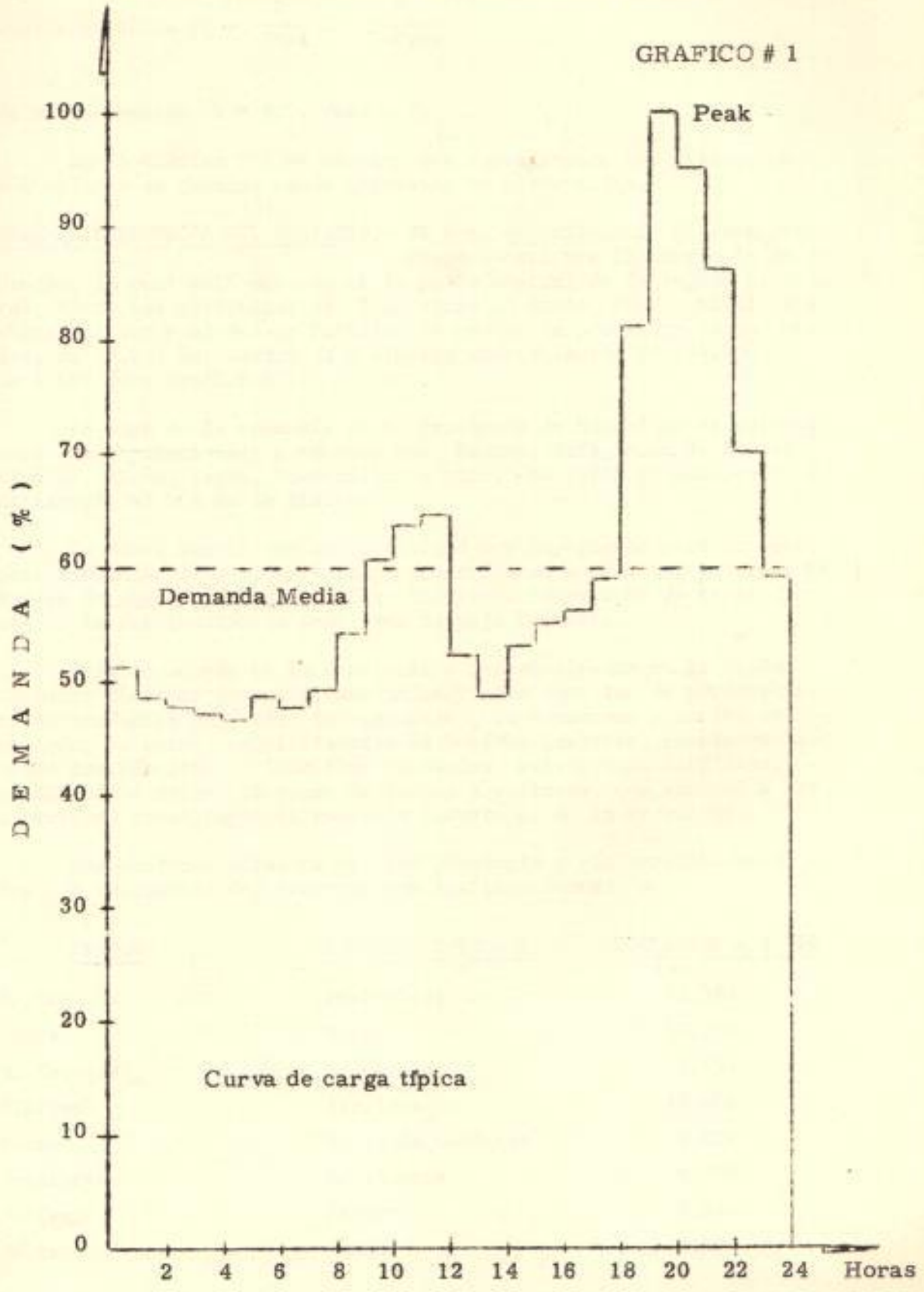
Se observará, que existe en la curva un punto en que la necesidad de potencia es máxima, a este punto se le denomina Pico de la Curva de Carga ó Peak.

Cabe mencionar aquí el término factor de carga, que es un indicador de la bondad de un centro de consumo. Se define como la relación por cociente de la demanda media de dicho centro, en un determinado período de tiempo para la demanda máxima producida en dicho período.

Matemáticamente el factor de Carga se expresaría así:

$$\text{ENERGIA } E = P_1.t_1 + P_2.t_2 + P_3.t_3 + \dots P_n.t_n$$

Estudio Técnico Económico y Financiero
del Sistema Eléctrico de la Provincia de Manabí



$$\text{POTENCIA MEDIA } p = \frac{E}{t_n - t_1} = \frac{E}{T}$$

$$\text{FACTOR DE CARGA } f_c = \frac{p}{P_{\max}} = \frac{E}{T \cdot P_{\max}}$$

de donde también $E = f_c \cdot P_{\max} \cdot T$.

En el Gráfico N°1 se muestra una curva típica del sistema cuyos valores de demanda están expresado en porcentajes.

- 2.2 AREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO.- El área de influencia de este proyecto constituye la provincia de Manabí, la cual está ubicada en la parte central de la región Litoral, entre las provincias de: Esmeraldas al norte, Pichincha al este Guayas al sur y el Océano Pacífico al oeste; la provincia tiene una área de 18.831 km. cuadrados y alberga una población de 794.700 hb. en 1.969 (ver Gráfico N°2)

La base de la economía de la provincia de Manabí es la agricultura y los principales productos son: Banano, café, caña de azúcar, algodón, cacao, tagua, higuerrillas y yuca. En 1.966 se cultivaba únicamente el 65% de la tierra.

La pesca constituye una actividad muy importante y es la base para las industrias conserveras y frigoríficas y para las fábricas de harina de pescado de Manta. Otra industria importante de la provincia es la fabricación de sombreros de paja toquilla.

Existen además en la provincia y principalmente en la ciudad de Manta diversas instalaciones industriales como las de procesamiento de productos agrícolas (oleaginosas), de conservas y harina de pescado, de carne; embotelladoras de bebidas gaseosas, contándose además con fábricas de ladrillos prensados, estructuras metálicas, productos de nylon, fábricas de fideos y galletas, que sumadas a las anteriores constituyen el complejo industrial de la Provincia.

Los cantones ubicados en esta provincia y que constituyen el área de influencia del proyecto son los siguientes:

<u>CANTON</u>	<u>CABECERA CANTONAL</u> *	<u>POBLACION A 1.969</u>
Portoviejo	Portoviejo	45.380
Manta	Manta	44.390
Montecristi	Montecristi	6.450
Jipijapa	Jipijapa	17.400
Sucre	Bahía de Caráquez	9.850
Rocafuerte	Rocafuerte	4.870
Bolívar	Calceta	5.510
Junín	Junín	2.140

24 de Mayo	Sucre	3.450
Chone	Chone	15.960
Sta. Ana	Sta. Ana	4.390
Paján	Paján	2.310

* Capital de la Provincia

No está incluido el cantón El Carmen que fue creado recientemente, - además forma parte del área de influencia de la Cooperativa de Electrificación Sto. Domingo Ltda.

- 2.3 ETAPAS DEL ESTUDIO DE MERCADO.- Puesto que un estudio de mercado - tiene como función primordial pro - porcionar criterios útiles para determinar la capacidad que ha de - instalarse en la nueva unidad productora, éste se desarrollará en - las siguientes etapas:

I.- Recopilación de información

II.- Tabulación de la información

III.- Análisis de la demanda actual

IV.- Proyección de la demanda

- 2.4 RECOPIACION DE INFORMACION.- La información que es necesario reco - pillar para el estudio del mercado se refieren fundamentalmente a datos estadísticos; y en el caso del mer - cado eléctrico tratará sobre los siguientes tópicos:

- a) Potencia Instalada
- b) Demanda Máxima
- c) Energía Generada
- d) Energía Vendida
- e) Factor de Carga
- f) Pérdidas de Energía
- g) Número de consumidores



Este grupo de datos, da un resumen de las características del mercado eléctrico.

Adicionalmente se hace necesario recopilar en detalle la información relativa a la energía vendida de acuerdo con el tipo de consumidores.

Residencial

Industrial

Comercial

Fiscales y Municipales

Se tendrá también en detalle, tanto el número de consumidores como la energía que éstos consumen.

- 2.5 TABULACION DE LA INFORMACION.- La tabulación de los antecedentes, tiene que estar dirigida a presentar en forma resumida la información, y además deberá estar presentada en una manera tal que permita el análisis rápido de la misma.

Lamentablemente las empresas suministradoras de energía eléctrica en la Provincia de Manabí, no cuentan con suficientes estadísticas, pues el servicio eléctrico ha estado atendido inadecuadamente. Existen solo desde el año 1.964 para las ciudades de Manta, Portoviejo, Bahía de Caráquez, Chone y Jipijapa. En los cuadros N°1 y N°2 se muestran datos de energía generada mensual de las ciudades de Manta y Portoviejo, en el año 1.968. Los cuadros N°3, 4, 5, y 6 presentan datos de energía facturada mensual y número de abonados de las indicadas ciudades en los años 1.968 y 1.967. Los cuadros N°7, 8, 9, 10, y 11 presentan datos estadísticos anuales, de las ciudades de Manta, Portoviejo, Bahía de Caráquez, Chone y Jipijapa, desde el año 1.964 hasta 1.968.

- 2.6 ANALISIS DE LA DEMANDA ACTUAL.- Los cuadros estadísticos presentados en el acápite anterior, nos dan poca información de la forma en que se ha venido desarrollando el mercado eléctrico de la provincia, puesto que, como ya se dijo, éste ha estado atendido inadecuadamente por lo que en la mayoría de las veces los centros de generación instalados apenas abastecen a un grupo muy reducido de consumidores, sumándose a esto la ineficiencia que se ha ido aumentando año a año ha dado como resultado que el mercado eléctrico no se haya desarrollado normalmente.

No obstante se cuenta con una estadística mas detallada (cinco años) de los mercados eléctricos de Manta y Portoviejo, considerados los más importantes de la provincia.

En el año 1.964, se empezó a organizar en Manta la atención adecuada del fluido eléctrico, el 66.1% de la energía consumida fue para uso residencial-comercial, el 22.8% para uso industrial y el 11.6% para alumbrado público, esto constituyó el 60.5% de la energía total generada, el 39.5% fueron pérdidas, robos y servicios gratuitos. La demanda máxima registrada fue de 397 KW y el factor de carga 30%

En el año 1.965 se observa un crecimiento fuerte del consumo de energía debido desde luego a una mejor atención en el servicio. En este año el 71% del consumo total de energía fue para uso residencial-comercial, el 20.8% para uso industrial y el 8.2% para alumbrado público, constituyendo el 63.3% de la energía generada, y el 36.7% pérdidas y robos.

Se observa que en estos años la energía se utilizó fundamentalmente para usos residenciales y comerciales y muy poco en el uso industrial, pues éstas aunque existentes ya, tenían sus propias fuentes de generación.

MES	Energía Generada APD (KWH)	Energía Generada C. Diesel (KWH)	Energía Generada C. Total (KWH)	Autogeneración (KWH)	Generación Neta (KWH)	Demanda Máxima (KW)
Enero	711.736	-	711.736	77.600	634.136	1.780
Febrero	695.560	-	695.560	70.176	625.384	1.810
Marzo	757.550	-	757.550	69.920	687.630	1.460
Abril	748.240	-	748.240	72.010	676.230	1.550
Mayo	844.637	7.199	851.836	77.368	774.468	1.820
Junio	928.848	18.760	947.608	70.584	877.024	1.850
Julio	1'039.248	6.317	1'045.565	70.528	975.037	1.850
Agosto	981.816	13.700	995.516	71.784	923.732	1.870
Septiembre	951.724	10.800	962.524	75.448	887.076	1.960
Octubre	949.376	24.017	973.393	78.204	895.189	1.970
Noviembre	925.808	26.120	951.928	78.632	873.296	2.360
Diciembre	1'050.548	33.060	1'083.608	80.360	1'003.248	2.420
NOTA: (1) No incluye la energía vendida a Portoviejo						

Responsable

Revisado

Fecha

Mes	Generación Central KWH	Energía Comprada (1) KWH	Generación Total Kwh	Demanda Máxima KW
Enero	97.276	369.380	466.656	1.300
Febrero	36.755	324.500	361.255	1.300
Marzo	60.127	325.600	385.727	1.350
Abril	55.179	347.600	402.779	1.380
Mayo	87.234	349.800	437.034	1.500
Junio	69.502	343.860	413.362	1.470
Julio	33.233	352.440	385.673	1.520
Agosto	48.499	394.680	443.179	1.606
Septiembre	49.010	406.560	455.570	1.600
Octubre	67.080	396.880	463.960	1.590
Noviembre	99.336	386.540	485.876	1.620
Diciembre	61.695	374.800	436.495	1.600
	764.926	4372.640	5137.566	

NOTA (1): Comprada a Manta.

Responsable

Revisado

Fecha

MES	Energía Facturada (Kwh)		Residencial		Total	Número de Abonados			Total
	Industrial	Ent.Of.	A. Públc	Comercial		Residencial	Industrial	Ent. Of.	
Enero	240.233	4.606	40.000	293.204	578.043	3.578	47	20	3.645
Febrero	246.552	4.569	40.000	274.261	565.382	3.593	47	21	3.661
Marzo	215.194	3.786	40.000	277.873	536.853	3.593	46	21	3.660
Abril	204.840	2.971	40.000	251.699	499.510	3.598	47	21	3.666
Mayo	258.550	2.523	40.000	294.587	595.660	3.596	47	21	3.664
Junio	379.287	3.764	40.000	293.251	716.302	3.618	48	21	3.687
Julio	404.623	2.586	40.000	268.580	715.789	3.662	47	21	3.730
Agosto	462.213	6.429	40.000	332.745	841.387	3.650	48	21	3.719
Septembre	349.268	4.911	40.000	343.791	737.970	3.688	48	20	3.756
Octubre	382.758	5.517	40.000	337.628	765.903	3.724	48	19	3.791
Noviembre	342.656	4.205	40.000	317.814	704.675	3.724	49	19	3.792
Diciembre	359.881	4.242	40.000	345.787	749.910	3.726	48	19	3.793

Responsable

Revisado

Fecha

MES	Energía Facturada (KWH)		Número de Abonados	
	Residencial Comercial (1)	Industrial A. Púlic Total	Residencial Comercial (1)	Industrial Total
Enero	170,506	42,007 33,000 245,513	3,385	23 3,408
Febrero	164,286	55,126 33,000 252,412	3,382	24 3,406
Marzo	151,835	49,211 33,000 234,046	3,352	23 3,355
Abril	153,463	57,327 33,000 243,790	3,405	24 3,429
Mayo	179,575	58,943 33,000 271,518	3,436	27 3,463
Junio	171,126	64,964 33,000 269,090	3,498	27 3,525
Julio	161,393	52,166 33,000 246,559	3,519	24 3,543
Agosto	188,432	59,794 33,000 281,226	3,549	25 3,574
Septiembre	199,955	51,174 33,000 284,129	3,570	26 3,596
Octubre	190,819	57,958 33,000 281,777	3,582	27 3,609
Noviembre	198,407	69,099 33,000 300,506	3,591	29 3,620
Diciembre	188,339	57,197 33,000 278,536	3,637	29 3,666

NOTA: (1) Incluido Entidades Oficiales

Responsable

Revisado

Fecha

DATOS ESTADÍSTICOS DE MANTA - Año 1967

Cuadro No 5

MES	Energía Facturada (KWH)		Total	Número de Abonados				
	Residencial Comercial	Industrial Et. Ofc A. Pública		Residencial Comercial (1)	Industrial Total			
Enero	267.925	179.063	5.750	30.000	482.738	3.274	37	3.311
Febrero	259.401	174.543	3.581	30.000	467.525	3.290	38	3.328
Marzo	226.965	156.830	4.948	30.000	418.743	3.335	38	3.373
Abril	257.304	138.901	4.300	30.000	430.505	3.366	40	3.406
Mayo	256.878	216.895	4.811	30.000	508.584	3.394	41	3.435
Junio	246.566	331.649	5.257	30.000	613.472	3.448	42	3.490
Julio	235.171	312.253	5.748	30.000	583.172	3.445	42	3.487
Agosto	250.871	262.764	5.720	30.000	549.355	3.454	43	3.497
Septiembre	256.234	249.139	5.570	30.000	540.943	3.487	44	3.531
Octubre	261.210	171.021	5.680	30.000	467.911	3.507	45	3.552
Noviembre	268.980	240.178	4.510	30.000	543.668	3.538	46	3.584
Diciembre	245.434	202.927	4.400	30.000	482.761	3.554	46	3.600
	NOTA: (1)		Incluye abonados de Entidades Oficiales					

Responsable

Fecha

Mes	Energía Facturada (Kwh)		Número de Abonados	
	Residencial Comercial (1)	Industrial A. Público (2)	Residencial Comercial (1)	Industrial Total
Enero	173.488	31.000	3.202	3.202
Febrero	149.596	31.000	3.186	3.186
Marzo	146.133	31.000	3.107	3.107
Abril	177.216	31.000	2.945	2.945
Mayo	140.416	31.000	3.300	3.300
Junio	196.165	31.000	3.235	3.235
Julio	149.527	31.000	3.019	3.059
Agosto	141.420	31.000	3.255	3.276
Septiembre	165.988	31.000	3.283	3.304
Octubre	156.875	31.000	3.310	3.332
Noviembre	146.562	31.000	3.335	3.357
Diciembre	177.484	31.000	3.296	3.320
NOTAS: (1) Incluidas Entidades Oficiales (2) Consumo Estimado (3) El consumo industrial de los meses anteriores a Julio está incluido en el consumo comercial				

Responsable

Revisado

Fecha

Cuadro No 7

	1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	Tasa de Credimiento (%) (1)
1.-Número de Habitantes	30.650	38.090	39.600	41.160	42.750	3.0
2.-Habitantes por Abonado		12.7	12.1	11.9	11.5	
3.-Número de Abonados		3.010	3.278	3.457	3.714	7.2
4.-Consumo por Abonado KWH/Abonado		763	867	895	991	9.0
5.-Consumo Homogéneo	MWH	2.295,3	2.841,0	3.093,2	3.681,3	17.0
6.-Consumo Industrial	MWH	140,9	672,5	1.716,3	2.636,2	78.5
7.-Consumo Alumbr. Público	MWH	73,1	265,9	330,6	360,0	21,8
8.-Consumo Total	MWH	631,5	3.233,7	4.887,9	6.089,4	35.0
9.-Pérdidas de Energía	%	39,5	36,7	27,6	27,2	26,4
10.-Energía Generada	MWH	1.043,8	5.107,7	6.748,9	8.366,6	10.876,4
11.-Factor de Carga	%	30.0	46.6	50.0	51.6	51.3
12.-Demanda Máxima	KW	397	1.250	1.540	1.850	2.420
13.-Vatios/Habitante		11	33	39	45	57
14.-Capacidad Instalada	KW	6.307	6.307	4.500	4.500	4.500
14.-Horas diarias de servicio eléctrico		24	24	24	24	24

NOTA: (1) Período 1.965 - 1.968

Responsable

Revisado

Fecha

	1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	Tasa de Crecimiento (%)
1.-Número de Habitantes	35.780	37.530	39.390	41.310	43.310	4.9
2.-Habitantes por Abonado	9,7	10,2	11,1	12,5	12,3	
3.-Número de Abonados	3.677	3.681	3.547	3.294	3.516	- 1,5
4.-Consumo por Abonado KW/H/Abonado	328	379	452	490	602	16,4
5.-Consumo Homogéneo	1.206,1	1.396,3	1.602,7	1.615,5	2.118,1	15,0
6.-Consumo Industrial	-	-	(1)135,6	599,2	675,0	12,6 (3)
7.-Consumo Alumbr. Público	285,6	301,5	367,6	372,0	396,0	8,5
8.-Consumo Total	1.491,8	1.697,8	2.105,9	2.586,7	3.189,1	21,0
9.-Pérdidas de Energía	34,0	47,2	50,8	41,6	37,9	1,7
10.-Energía Generada	2.260,5	3.212,3	4.278,3	(2) 4.431,0	5.137,6	22,8
11.-Factor de Carga	23,8	31,5	42,5	34,9	36,2	
12.-Demanda Máxima	1.085	1.165	1.190	1.450	1.620	10,5
13.-Wattios/Habitante	30	31	30	35	37	
14.-Capacidad Instalada	946	1.446	1.446	1.446	500	
15.-Horas diarias de servicio eléctrico	15	24	24	24	24	
NOTAS:(1) Energía vendida para la producción de agua potable durante los primeros seis meses. Desde julio, 1.966 la producción de agua potable ha tenido sus propias instalaciones generadoras.						
(2) Portoviejero compra energía desde el mes de Octubre de 1.967						
(3) Período 1.967-1.968						

Responsable

Revisado

Fecha

	1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	Tasa de Crecimiento (%)
1.-Número de Habitantes	9.820	9.320	9.450	9.590	9.720	1.5
2.-Habitantes por Abonado	8.8	8.7	8.6	8.3	8.3	
3.-Número de Abonados	1.043	1.070	1.102	1.159	1.177	2.7
4.-Consumo por Abonado KWH/abonado	216	231	327	333	377	14.9
5.-Consumo Homogéneo KWH	224.919	247.700	360.654	386.308	444.000	18.4
6.-Consumo Alumbr. Público KWH	39.271	43.036	103.000	135.344	161.125	43.5
7.-Consumo Total KWH	263.190	290.736	463.654	521.652	605.125	23.0
8.-Pérdidas de Energía (1) %	41.0	40.0	37.0	30.5	26.4	
9.-Energía Generada KWH	446.267	484.560	735.958	750.800	822.100	16.4
10.-Factor de Carga %	17.9	19.1	27.0	24.5	23.5	
11.-Demanda Máxima KW	265	290	310	350	400	8.8
12.-Vatios/Habitante	31	31	33	36	41	
13.-Capacidad Instalada KW	650	650	790	800	800	
14.-Horas diarias de servicio eléctrico	13	13	13	13	13	
NOTA: (1) Incluye servicios gratuitos						

Cuadro Nº 10

	1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	Tasa de Crecimiento (%)
1.-Número de Habitantes	13.750	14.170	14.610	15.050	15.500	3.0
2.-Habitantes/Abonado	24	24	23.6	23.6	22.0	
3.-Número de Abonados	573	590	619	638	705	5.3
4.-Consumo por Abonado KWH/Abonado	585	445	448	457	466	
5.-Consumo Homogéneo KWH	220.833	262.268	277.462	291.566	328.530	
6.-Consumo Alumbrado Público KWH	71.837	85.329	87.508	93.458	124.000	14.4
7.-Consumo Total KWH	292.670	347.597	364.970	398.666	452.530	
8.-Pérdidas de Energía (1) %	38.0	38.0	41.7	40.0	35.0	
9.-Energía Generada KWH	472.048	560.640	625.464	664.443	697.730	10.6
10.-Factor de Carga %	17	20	21	22	22	
11.-Demanda Máxima KW	320	320	340	340	360	1.5
12.-Wattios por Habitante	23	23	23	23	23	
13.-Capacidad Instalada KW	332	332	332	332		
14.-Horas diarias de servicio eléctrico	12	12	12	12	12	
NOTA : (1) Incluye servicios gratuitos						

Responsable

Revisado

Fecha

	1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	Tasa de Crecimiento (%)
1.-Número de Habitantes	14.510	15.050	15.610	16.200	16.780	3.7
2.-Habitantes/Abonado	16.6	16.6	16.3	16.0	16.2	
3.-Número de Abonados	874	906	957	1.012	1.033	4.2
4.-Consumo por Abonado Kwh/Abonado	215	220	248	252	262	5.0
5.-Consumo Homogéneo KWH	187.910	199.320	237.336	255.024	270.646	9.5
6.-Consumo Alumbr. Público KWH	101.577	105.329	124.912	129.560	134.272	7.0
7.-Consumo Total KWH	289.487	304.649	362.248	384.584	404.918	8.8
8.-Pérdidas de Energía %	35	35.1	40.7	37.0	35.0	
9.-Energía Generada KWH	445.360	469.600	610.881	611.041	622.950	8.8
10.-Factor de Carga %	23.1	23.3	20.5	20.5	20.5	
11.-Demanda Máxima KW	220	230	340	340	350	
12.- Vatios/Habitante	15	15	22	21	21	
13.-Capacidad Instalada KW	590	590	590	590	590	
14.-Horas diarias de servicio eléctrico	12	12	12	12	12	

Responsable

Revisado

Fecha

La demanda máxima en 1.965 fue de 1,225 KW y el factor de carga fue 46.6%

Ya en el año de 1.966 se nota la incorporación de algunas industrias al servicio eléctrico de la ciudad; en este año el 58.1% del consumo total de energía fue para uso residencial-comercial, el 35.1% para uso industrial y el 6.8% para alumbrado público; esto representa el 72.4% de la energía generada, el 27.6% pérdidas y robos. La demanda máxima alcanzada en este año fue 1,540 KW y el factor de carga 53%, valor que demuestra la influencia del consumo industrial en el mercado.

En el año 1.967 el 50.8% del consumo total de energía fue para uso residencial-comercial, el 43.3% para uso industrial y el 5.9% para alumbrado público, esto representó el 72.8% de la energía generada, el 27.2% pérdidas y robos. En este año la demanda máxima alcanzó el valor de 1.850 KW y el factor de carga 51.6%

En el año 1.968 el consumo de energía para uso industrial es mayor que para uso residencial-comercial, el primero representa el 48% y el segundo el 46% del consumo total, el 6% es para alumbrado público, esto representa el 73.6% de la energía generada el 26.4% pérdidas y robos. La demanda máxima registrada en este año es de 2.420 KW y el factor de carga 51.3%

Se observa en estos dos últimos años la influencia cada vez mayor del consumo industrial y como consecuencia una mejor utilización de la energía, con el consecuente abaratamiento de la misma debido a la reducción de los costos de producción. Los precios promedios totales de venta desde el año 1.966 hasta 1.968 han ido variando desde \$0.81/KWH en 1.966, \$0.749/KWH en 1.967 hasta \$0.60/KWH en 1.968. Hay que considerar que a partir del mes de Octubre del año 1.967 Manta ha estado vendiendo energía en bloque a la ciudad de Portoviejo por medio de una línea de transmisión que une a estas dos ciudades logrando con ello una mejor utilización de la capacidad instalada en Manta (4.000KW)

Otro mercado de importancia en la provincia lo constituye la ciudad de Portoviejo, capital de la Provincia, siendo la utilización de la energía para fines predominantemente residencial-comercial, constituyedo en 1.968 el 66.4% del consumo total. El uso de la energía para fines industriales no está muy desarrollado, en ese mismo año constituye solo el 21.2% del consumo total y el 12.4% del consumo total ese año fue destinada para alumbrado público. Dichos valores no han variado fundamentalmente durante el año 1.967 año en aparece el consumo industrial de energía. Los porcentajes anteriores constituyen en total el 62% de la energía generada y comprada, pues, como se dijo anteriormente la ciudad de Portoviejo compra energía a Manta desde Octubre del año 1.967. El 38% restante constituyen pérdidas de energía y robos. La demanda máxima en 1.968 alcanzó el valor de 1.620 KW y el factor de carga el 36.3%

Los precios promedios de venta registrados en esta ciudad fueron de \$0.839/KWH en 1.966, \$0.860/KWH en 1.967 y \$0.86/KWH en 1.968

Las ciudades restantes de la provincia constituyen mercados eléctricos de relativa importancia, actualmente no tienen servicio eléctrico permanente las 24 horas del día, únicamente las centrales operan en horas de obscuridad (12 horas). Sin embargo dentro de ellas cabe mencionar, las ciudades de Bahía de Caráquez, Jipijapa y Chone que tienen una importancia relativa en el mercado eléctrico de la Provincia. Actualmente en todas estas ciudades, a excepción de Bahía de Caráquez, al servicio eléctrico en ellas es bastante deficiente. El uso de la energía en estas ciudades ha sido utilizada únicamente para fines residenciales y de alumbrado público. El precio promedio de venta se ha mantenido en dichas ciudades en \$1/KWH.

Al hacer el análisis de la demanda y de los consumos de energía, se han clasificado a los consumidores en los siguientes grupos:

- a) Homogéneos: Se pueden considerar consumidores homogéneos, a aquéllos que se caracterizan por su gran número pero de bajo consumos unitarios, entre estos podemos considerarlos a los Residenciales, Comerciales y a las Entidades Fiscales y Municipales.
- b) Industrial: Son aquellos consumidores en un número reducido caracterizados por elevados consumos unitarios. Una propiedad importante de este tipo de consumo, es que no incide en el pico de la curva.
- c) Alumbrado Público: Consiste en el alumbrado de calles, plazas y parques y fachadas de algunos edificios públicos, se le considera como un solo consumidor.

Los cuadros N°7, 8, 9, 10 y 11 presentan en detalle sobre los consumos y el número de estos tipos de consumidores para el período 1.964-1.968.

Las tasas de crecimiento en estos últimos años, en los mercados de Manta y Portoviejo han sido elevados, esto se debe al gran impulso que está teniendo el desarrollo de la energía eléctrica en esta provincia, valores que deberán permanecer elevados hasta que se logre estabilizar el mercado. En el período 1.965-1.968 en Manta, la tasa de crecimiento del consumo industrial fue de 78.5%, el consumo homogéneo fue de 17% y el de alumbrado público el 21.8%. El número de abonados creció con una tasa de 7.2%.

La población para Manta en 1.968 fue de 42.750 habitantes lo que da una relación de 11.5 habitantes por abonado homogéneo. Es decir que sólo el 53% de la población de Manta recibe servicio eléctrico.

En el mismo período para Portoviejo el consumo homogéneo creció con el 15%, el alumbrado público con el 9.6% y el crecimiento industrial en el período 1.967-1.968 bajó el 1.5%, sin embargo, en el período 1.967-1.968 creció 6.75%. En el año 1.968 la población de Portoviejo fue de 43.310 habitantes lo que da una relación de 12.3 habitantes por abonado. Es decir que sólo el 54% de la población de Portoviejo recibe servicio eléctrico.

DICIEMBRE 1968

C I U D A D	Tipo	Marca	Capacidad Kw	Voltaje V	Velocidad RPM	Frecuencia c/s	Número de fases	Año de Instalación
1. Manta	Diesel	F. Morse	300	2.400	300	60	3	1951
	Diesel	F. Morse	200	2.400	300	60	3	1949
	Vapor	APD	4.000	1.738	-	-	-	1964
2. Portoviejo	Diesel	St. Deutz	500	6.000	514	60	3	1965
3. Bahfa	Diesel (1)	Caterpillar	350	240	1.200	60	3	1964
	Diesel	Blacstone	450	220	720	60	3	1967
4. Jipijapa	Diesel (1)	Caterpillar	350	480	1.200	60	3	1964
5. Chone	Diesel (2)	Caterpillar	350	240	1.200	60	3	1968
6. Santa Ana	Diesel	MWM	72	400	900	60	3	1953
7. Sucre	Diesel	MWM	40	230	1.800	60	3	1959
8. Junfn	Diesel	MAN	60	220	720	60	3	1952
9. Calceta	Diesel (3)	Caterpillar	150	240	1.800	60	3	1968
10. Rocafuerte	Diesel	Deutz	44	230	1.800	60	3	1965
TOTAL			7.106					

NOTAS (1) Comprado a F. E. Quito después de 15.000 horas de trabajo

(2) Traído de Salinas después de 25.000 horas de trabajo.

(3) Comprado a la Coop. de Electrificación Santo Domingo. Fecha Responsable

Revisado

Si se analiza este porcentaje en las otras ciudades restantes de la provincia, se nota que a excepción de Bahía de Caráquez en que el 79% de la población recibe energía eléctrica, las demás ciudades, el 52% o menos de la población recibe energía eléctrica. Siendo el más bajo para Calceta cuyo valor es 29%.

Las centrales de generación existentes totalizan 7.106 Kw de los cuales 4000 Kw corresponden al Buque planta APD ubicado en Manta y los 2.106 Kw corresponden a centrales aisladas ubicadas en las otras áreas restantes de la provincia y 1000 Kw adicionales corresponden a dos centrales diesel de 500 Kw cada una ubicadas en Manta y Portoviejo. El cuadro N°12 da un detalle de las centrales eléctricas existentes en el Sistema de Manabí.

Cabe indicar que no están incluidas las instalaciones para autogeneración existentes en la provincia y que totalizan 2.800 Kw de los cuales 2.400 Kw están instalados en varias de las industrias de Manta. Actualmente sólo INEPACA utiliza sus propias fuentes de generación; para las otras industrias sólo constituyen centrales de reserva.

2.7 PRONOSTICO DE LA DEMANDA Y ENERGIA

2.7.1 Generalidades.- La energía eléctrica en el área de influencia del proyecto es utilizada principalmente para fines residenciales. Este tipo de consumo seguirá siendo importante en los próximos 12 años. En 1.968 el 56% de la energía vendida se dedicó a fines residenciales.

Dentro del campo residencial, la electricidad se utiliza preferentemente para iluminación y para aparatos caseros.

El consumo que sigue en importancia es el industrial, que en 1.968 representó el 33% de la energía vendida. Las industrias existentes son de tipo liviano y de consumo relativamente bajo de electricidad.

2.7.2 Proyección de la Demanda.- Varios métodos son utilizados en la proyección de la demanda de mercados eléctricos, cuya diferencia entre ellos es el grado de detalle del cálculo, y naturalmente, esto trae como consecuencia que los resultados sean diferentes.

En la realización de la proyección de la demanda, se considera que la verdadera manifestación del mercado lo constituyen el consumo de energía y el factor de carga. Por tal razón, el procedimiento general a seguirse consiste en proyectar los consumos de energía y determinar los factores de carga que pueden esperarse en el futuro. Para la proyección de la energía generada se calculan las pérdidas de energías por distribución que razonablemente se pueden prever para el área.

El pronóstico de la energía consumida se hace a base de análisis de las características de cada tipo de servicio clasificado en: Consumo Homogéneo, Consumo Industrial y Consumo de Alumbrado Público: conceptos que ya fueron descritos anteriormente

El Consumo Homogéneo (residencial, comercial y de instituciones públicas) tiene relación directa con la población dando lugar al número de abonados del cual se deriva la relación habitante por abonado.

El pronóstico del número de abonado se basa en la proyección de la población, elaborada por la Sección de Análisis Demográfico de la - División de Estadísticas y Censos de la Junta Nacional de Planificación y Coordinación, y en la relación habitantes/abonado. Las metas adoptadas para la relación habitantes por abonado se basan en el análisis de las estadísticas del censo de población y vivienda último (1962) y tomando en cuenta también los programas de vivienda tendientes estos a reducir el déficit habitacional que soporta el país. (Habitantes/vivienda). Esto significa que hasta el año 1.975 se cubrirá el 40% del déficit habitacional.

Con este objeto es necesario el cálculo de un coeficiente que nos permita encontrar la relación habitantes/vivienda en el 1.975.

El método seguido es el siguiente:

Según datos proporcionados por la Junta Nacional de Planificación en el Plan General de Desarrollo Económico y Social. La familia promedio en el Ecuador es de 5 personas, valor que representa las condiciones óptimas de Habitantes/vivienda.

Como se ha previsto hasta 1.975 reducir el déficit de viviendas en un 40%, tenemos entonces que el número de viviendas en ese año será el número de viviendas actuales más el 40% del déficit actual de viviendas; es decir

$$V_{1.975} = V_{1968} + 0.40 (V_{opt} - V_{1.968}) \quad (1)$$

Suponemos entonces que el valor Habitantes/vivienda en el año 1.968 se ha conservado igual que el año 1.962.

Utilizando el símbolo K para representar la relación habitantes/vivienda tenemos:

$$K_{1968} = \frac{Hab.}{V_{1.968}}$$

$$K_{opt} = \frac{Hab.}{V_{opt}} = 5$$

$$K_{1975} = \frac{Hab.}{V_{1.975}}$$

de donde:

$$V_{1968} = \frac{\text{Hab.}}{K_{1968}} ; V_{op} = \frac{\text{Hab.}}{K_{opt}} = \frac{\text{Hab.}}{5} \text{ y } V_{1975} = \frac{\text{Hab.}}{K_{1975}}$$

reemplazando estos valores en (1) tenemos:

$$\frac{H}{K_{1975}} = \frac{H}{K_{1968}} + 0.40 \left(\frac{H}{5} - \frac{H}{K_{1968}} \right)$$

$$\frac{H}{K_{1975}} = \frac{H}{K_{1968}} + 0.40 \left(\frac{H \times K_{1968} - 5 H}{5 \times K_{1968}} \right)$$

$$\frac{H}{K_{1975}} = \frac{H}{K_{1968}} + 0.40 H \left(\frac{K_{1968} - 5}{5 K_{1968}} \right)$$

dividiendo para H tenemos:

$$\frac{1}{K_{1975}} = \frac{1}{K_{1968}} + 0.40 \left(\frac{K_{1968} - 5}{5 K_{1968}} \right)$$

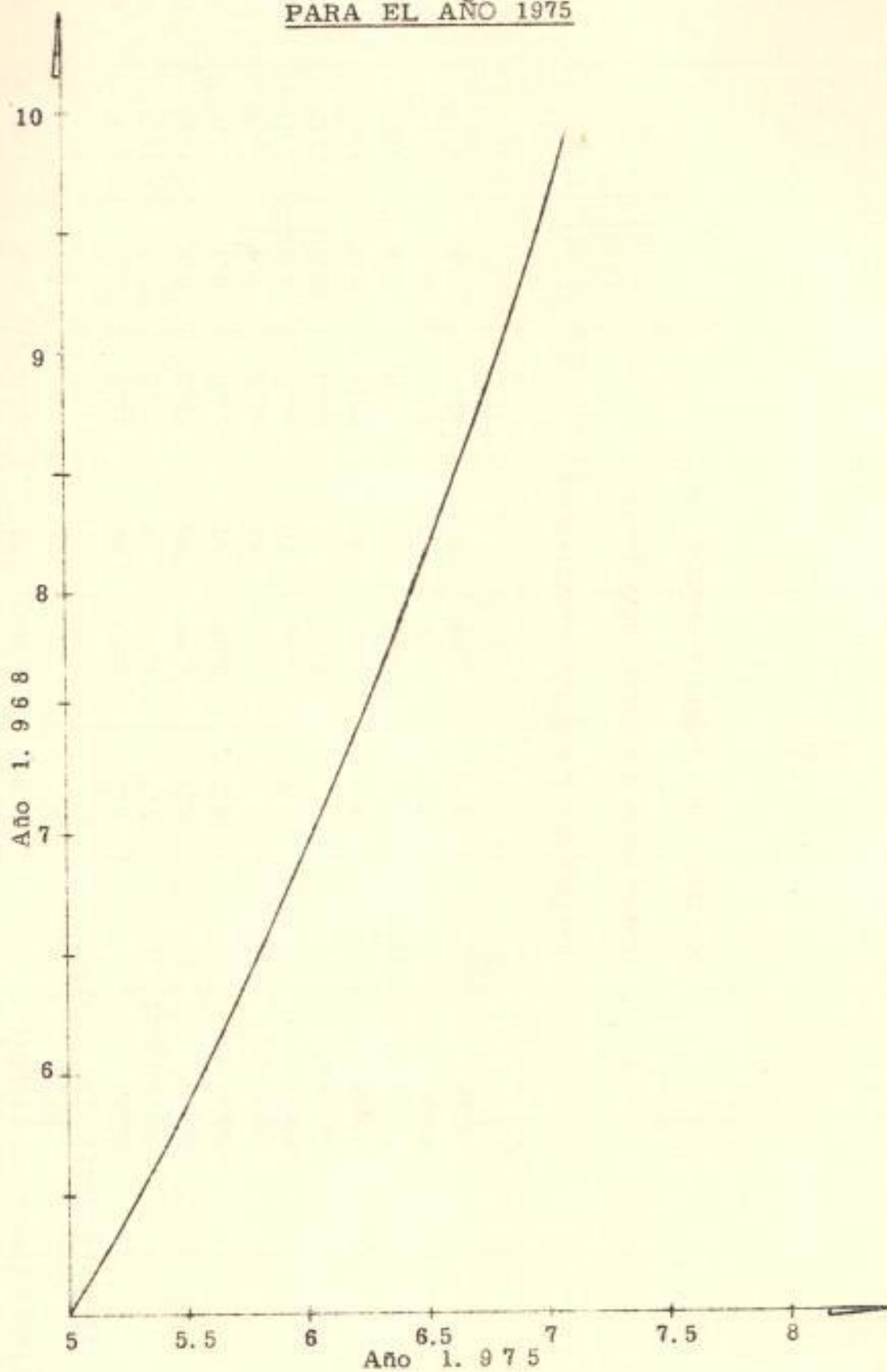
$$\frac{1}{K_{1975}} = \frac{1}{K_{1968}} + \frac{0.40 K_{1968} - 5 \times 0.4}{5 K_{1968}}$$

$$\frac{1}{K_{1975}} = \frac{5 + 0.40 K_{1968} - 5 \times 0.40}{5 K_{1968}}$$

$$\frac{1}{K_{1975}} = \frac{3 + 0.40 K_{1968}}{5 K_{1968}}$$

de donde

$$K_{1.975} = \frac{5 K_{1.968}}{3 + 0.4 K_{1.968}}$$

COEFICIENTE DE HACINAMIENTO HABITACIONALPARA EL AÑO 1975

Es decir la relación habitantes/vivienda en el año 1.975 será función esta misma relación, pero en 1.968 y el porcentaje de reducción de déficit. Mediante el gráfico N°3 encontramos el valor del coeficiente, Kl.975 para varios valores de Kl.968.

Con estos valores de habitantes/vivienda calculados y la relación de viviendas/abonado, expresada en porcentaje, nos imponemos como meta que dicho porcentaje subirá a 85% en el año 1.975 para las otras ciudades del sistema, en Manta y Portoviejo, las dos ciudades más importantes de la Provincia, donde se cree que habrá un mayor desarrollo de la población dicho porcentaje será de 95%. Esta relación expresada en porcentaje representa un "índice de electrificación" cuyo aumento equivale a electrificar más un mercado ya electrificado.

Con estos dos valores podremos encontrar ya la relación habitante abonado. El cuadro N°13 nos da esta relación para cada una de las ciudades que integran el área de influencia del sistema para el año 1.975. Desde el año 1.976 hasta 1.980 se supone que el mercado está ya estabilizado y por tanto la relación habitantes/abonado tendrá una reducción muy lenta de acuerdo a la importancia del mercado de cada ciudad.

En resumen los valores obtenidos son los siguientes:

Ciudad	Habitantes/abonado	
	1.975	1.980
Manta	6.8	6.4
Portoviejo	7.0	6.5
Chone	7.1	6.8
Jipijapa	7.1	6.8
Bahía de Caráquez	6.8	6.5
Total del área	7.0	6.6

La determinación del índice del crecimiento del consumo por abonado está fijada independientemente para cada área de servicio, de acuerdo con el ingreso per cápita de los habitantes de cada ciudad.

Todas las ciudades de la provincia, a excepción de Manta y Portoviejo, tiene servicio eléctrico sólo durante las horas de la noche, por lo que se ha considerado en todas estas ciudades un aumento de 25% para el segundo año de la proyección suponiendo que este incremento inicial representaría el consumo de energía durante las 24 horas del día. Después de este incremento brusco se estima que el consumo por abonado crecerá con el 3.5% acumulativo anual.

En las ciudades de Manta y Portoviejo, se estima que el consumo por abonado crecerá con el 4% acumulativo anual pues se supone que el standar de vida de estas ciudades crecerá con este porcentaje.

Si analizamos estos resultados veremos que están dentro de los límites aceptables pues el valor medio de crecimiento del ingreso per cápita, en el período 1960-1967 para todo el País, fue de 5.05% anual a precios constantes y 1.1% anual a precios constantes. Valores que son los límites máximos y mínimos para fijar las tasas anuales de crecimiento del consumo por abonado.

2.7.4 PRONOSTICO DEL CONSUMO INDUSTRIAL.— El consumo industrial en el área de influencia está limitado únicamente a las ciudades de Manta y Portoviejo, siendo Manta el centro industrial más importante de la provincia.

En esta ciudad, el consumo industrial ha tenido un crecimiento acelerado de 52% anual debido a la incorporación de algunas industrias al servicio eléctrico público, pues éstas tenían sus propias fuentes de generación, y a la creación de nuevas industrias. Actualmente únicamente INEPACA tiene su propia fuente de generación; sin embargo, se la ha incluido en la proyección de la demanda industrial de Manta. Se ha estimado que el crecimiento industrial total de Manta tendrá una tasa de 19.6% acumulativo anual hasta el año 1.975 y de allí en adelante crecerá con el 10% acumulativo anual. En el total del período representa el 13.4% anual.

La proyección del consumo industrial de Manta se basa considerando tres grupos de industrias, siendo estos INEPACA, ALES y varias industrias de menores consumos. Las dos primeras se ha considerado que su producción está estabilizada y por tanto crecerán con el 10% acumulativo anual, valor que representa la tasa de crecimiento de la producción industrial bruta del Ecuador en el período 1.960-1.966. Para las otras industrias, considerando que éstas están desarrollándose en forma más acelerada, se ha estimado que tendrán en los primeros años un crecimiento mayor, que se irá estabilizando hasta el año 1.975. Se estima que hasta este año estas industrias crecerán con una tasa de 16.4% acumulativo anual y a partir del año 1.976 hasta 1.980 crecerán con una tasa de 10% acumulativo anual.

El cuadro N°14 presenta en detalle la proyección del consumo industrial de Manta.

En la ciudad de Portoviejo el consumo industrial es de menos importancia, sin embargo, se están creando en estos últimos años, pequeñas industrias como consecuencia de las mejoras del servicio eléctrico debido ello a la entrada de la línea de transmisión entre Manta y Portoviejo. Con estas consideraciones se estima una tasa de crecimiento de 10% acumulativo anual para el consumo industrial de esta ciudad.

Este porcentaje se ha estimado tomando como base las estadísticas de la producción industrial bruta, expresada en sucres, de todo el país. Se observa que dicha producción creció desde 2.011 millones de sucres en 1.960 hasta 3.691 millones de sucres en 1.966, lo que representa un crecimiento de 10% anual.

PROYECCION DEL CONSUMO INDUSTRIAL DE MANTA

AÑO	INDUSTRIA INEPACA (MWH)	INDUSTRIA ALES (MWH)	OTRAS INDUSTRIAS (MWH)	TOTAL (MWH)
1.964	1.080	1.348		
1.965	1.317	1.355		
1.966	1.493			
1.967	1.672			
1.968	1.856	1.438	2.408	(1)3.846
1.969	2.040	1.580	3.010	6.630
1.970	2.246	1.740	3.654	7.640
1.971	2.470	1.914	4.326	8.710
1.972	2.715	2.105	5.010	9.830
1.973	2.990	2.320	5.690	11.000
1.974	3.290	2.550	6.360	12.200
1.975	3.620	2.800	6.990	13.440
1.976	3.978	3.082	7.690	14.750
1.977	4.380	3.390	8.460	16.230
1.978	4.813	3.730	9.307	17.850
1.979	5.300	4.100	10.240	19.640
1.980	5.825	4.513	11.262	21.600

NOTA: (1) No incluye INEPACA

Fecha

Responsable

Revisado

2.7.5

PROYECCION DEL CONSUMO DE ALUMBRADO PUBLICO

El pronóstico del consumo de alumbrado público se basa principalmente en los programas de ampliación y renovación de las redes de distribución, en cada una de las ciudades del área de influencia de este proyecto, programas que persiguen el mejoramiento de los niveles de iluminación del alumbrado público.

El promedio del consumo de alumbrado público para todo el área de influencia del proyecto es de 9 Kwh/habitante/año, esto es debido a que a excepción de Manta y Bahía de Caráquez, cuyos consumos alcanza el valor 11 y 16.5 Kwh/habitante/año respectivamente, las demás ciudades de la provincia tienen consumos muy por debajo de 10Kwh/habitante/año, debido esto en las mayorías de las veces por no estar bien atendido el servicio eléctrico y porque éste se ha limitado únicamente en las áreas céntricas de las ciudades.

Con los programas de mejoramiento del alumbrado público se espera que hasta el año 1.975 este consumo alcance el valor de 14 Kwh/hab./año en todas las ciudades, excepto Bahía de Caráquez, en donde se estima que crecerá permanentemente con una tasa de 3% anual debido a que en esta ciudad, el alumbrado público podría decirse que es muy bueno, si lo comparamos con otras ciudades del país.

A partir del año 1.975, en que se considera que este consumo está ya dentro de los valores normales se estima que tendrá una tasa de crecimiento aproximadamente igual a las tasas de crecimiento de la población de cada ciudad, pues, por lo general, este consumo tiene relación directa con la población.

La tasa de crecimiento del alumbrado público en el período 1.975-1.980 es de 4% acumulativa anual. Este valor constituye la tasa de crecimiento normal de los alumbrados públicos de algunas ciudades sudamericanas que se han analizado.

En los cuadros N°15 al 27 se han desarrollado conjuntamente los pronósticos de los consumos de energía por tipo de consumidor, de cada una de las ciudades que integran el área de influencia del Sistema de la Provincia de Manabí.

2.7.6

PROYECCION DE LA ENERGIA GENERADA Y DEMANDA MAXIMA

a) Pérdidas de energía, en distribución y requerimientos de energía en las subestaciones principal. Para el pronóstico de la energía generada es necesario hacer un análisis de las pérdidas que por distribución ocurren en los sistemas eléctricos, pues no toda la energía que se genera es entregada totalmente al consumidor.

Estas pérdidas son determinadas fundamentalmente considerando el estado de las redes de distribución, la cantidad de energía que se distribuye gratuitamente y más las pérdidas por hurtos y robos.

En la ciudad de Manta, principal mercado eléctrico en el área del proyecto, las pérdidas de energía por distribución se han ido re-

duciendo desde el 39.5% en el año 1.964 hasta 26.4% en el año 1.968 como consecuencias de mejoras realizadas en la red de distribución y así mismo haciendo un mejor control en las pérdidas por hurtos y robos. En virtud de esto, se espera que hasta el año 1.975 estas han bajado a un 20% y al año 1.980 a 15%.

Los porcentajes de pérdidas de energía por distribución observados en el año 1.968 en las principales ciudades de área de influencia del proyecto fueron los siguientes:

Ciudad	Pérdidas de Energía %
Portoviejo	38
Chone	35
Bahía de Caráquez	26.4
Jipijapa	35
Manta	26.4

Se observa que los valores más elevados corresponden a Portoviejo, Chone y Jipijapa, esto es consecuencia del mal estado de las redes de distribución, lo que podría decirse que en todo el área de influencia del proyecto, las pérdidas tienen un valor elevado debido al pésimo estado de las redes, pues éstas han tenido poco o casi ningún mantenimiento. Se exceptúa Manta y Bahía de Caráquez ciudades en donde se han estado realizando importantes mejoramientos de la red de distribución.

En base a un análisis de los estados actuales de las redes de distribución, de los programas de renovación y construcción y considerando las pérdidas por transmisión y transformación que ocurrirán en los casos en que la energía necesita ser transmitida (3% aprox.) se han fijado las siguientes metas:

Ciudades	Pérdidas de Energía por distribución (%)	
	1.975	1.980
Portoviejo	22	18
Chone	24	20
Bahía de Caráquez	24	21
Jipijapa	24	21
Manta	20	15
Otras ciudades	25	21

Tomando como base el consumo total de energía y las pérdidas por distribución se puede determinar los requerimientos de energía, sea que esta provenga desde una central generadora o desde una subestación principal de alimentación. En el estudio que nos ocupa, se han determinado los requerimientos de energía en las subestación principal, ya sea en Portoviejo o Manta.

Los cuadros N°15 hasta N°27 muestran los requerimientos totales de energía, a nivel de subestaciones para cada una de las ciudades del área de influencia del sistema eléctrico de la provincia de Manabí.

En el cuadro N°28 se puede ver los requerimientos totales de energía, a nivel de subestación principal para todo el área de influencia, cuyo resumen es el siguiente:

Año	Consumo Total (MWH)	Pérdidas de energía (1) (%)	Energía en Subestaciones MWH
1.968	12.940	309	18.710
1.970	18.300	27	25.100
1.973	31.530	23	40.900
1.975	41.140	21	52.240
1.977	50.530	20	62.960
1.980	65.510	16.5	78.350

(1) por distribución y transmisión.

b) Factores de cargas anuales y demanda máxima.- El factor de carga anual, como ya lo hemos definido al iniciar este capítulo, expresa la relación entre la potencia hipotética media durante el año y la potencia máxima requerida durante una hora. El factor de carga se obtiene efectuando los siguientes cálculos:

Dividiendo la producción bruta anual por 8760- que es el número de horas que tiene el año, se obtiene la potencia media horaria.

Dividiendo esta potencia media por la máxima, resulta el valor del factor de carga, que se expresa generalmente en porcentaje.

El factor de carga tiene una importancia económica y técnica considerable, porque refleja la medida en que se aprovecha la instalación. A una misma potencia instalada, un mayor factor de carga significa utilizar más energía, lo que indudablemente se traduce en menor costo por KWH. Mientras más alto sea el factor de carga, mayor provecho se obtendrá de la misma instalación en términos de energía total producida, que es lo que constituye el insumo propiamente tal del proceso productivo o del consumo final en usos domésticos y otros. La demanda de

tipo industrial da lugar a factores de carga más elevados, pues aquélla se suele mantener durante y mayor número de horas en el día. Tal es el caso de Manta, en donde el factor de carga está por encima del 50% (51.3% en el año 1.968) que es una ciudad industrial. En cambio la demanda de tipo doméstico, tiende a producir factores de carga bajos, porque se concentra en pocas horas del día, como en el caso de Portoviejo cuyo valor fue de 36.3% en el año 1.968, siendo aún más bajo en otras ciudades de la provincia, - pues fluctúan entre el 20% y el 23%.

Las metas para el factor de carga se basan en los conceptos descritos anteriormente y los análisis de los ya obtenidos en años anteriores.

Los siguientes factores de carga se fijan como metas para los años 1.975 y 1.980 en cada una de las ciudades del área del proyecto.

Ciudad	Factor de Carga %		
	1.968	1.975	1.980
Manta	51.3	53.0	54.0
Portoviejo	36.3	37.5	37.5
Chone	22	25	25
Jipijapa	20,5	25	25
Bahía de Caráquez	23,5	25	25

En función de los requerimientos de energía en subestación principal y con la determinación previa del factor de carga, se puede calcular ya las demandas máximas anuales, requeridas en subestación. En resumen se ha obtenido los siguientes valores de demanda máxima:

Ciudad	Demanda Máxima (KW)		
	1.968	1.975	1.980
Manta	2.420	6.670	9.710
Portoviejo	1.620	3.630	5.460
Chone	360	1.320	1.780
Jipijapa	350	1.060	1.460
Bahía de Caráquez	400	660	830

En los cuadros N°15 hasta 27.... se presenta en forma detallada - los pronósticos de demanda realizados para cada una de las ciudades, y algunas poblaciones que integran el área de influencia del Sistema Eléctrico de la Provincia de Manabí.

Cabe indicar que se ha hecho el pronóstico de demanda considerando dos períodos. El período 1.968-1.975, período que comprende la etapa de desarrollo de los sistemas eléctricos de la Provincia, y el período - 1.975-1.980 que comprende la etapa de estabilización, en donde los sistemas eléctricos se desarrollan en forma normal.

En el cuadro N°28 se ha desarrollado el pronóstico de demanda correspondiente a todo el área de influencia del proyecto. Los índices de crecimiento medio anual resultantes para la demanda máxima del área total de influencia del proyecto son los siguientes:

Período	Tasa de crecimiento media anual (%)
1.968-1.975	14.8
1.975-1.980	8.4

27.7

RESUMEN DEL PRONOSTICO DE LA DEMANDA

En el cuadro N°29 se hace un resumen de la proyección de los consumos.

La población servida en el año 1.975 será de 203.750 habitantes y en el año 1.980 de 257.700 habitantes.

Las pérdidas por distribución y transmisión se irán reduciendo gradualmente hasta llegar a 21% en el año 1.975 y a 16.5% en el año 1.980.

El factor de carga se irá mejorando como consecuencia del incremento del consumo industrial, de tal manera se espera que alcance el 41% en el año 1.975 experimente un pequeño descenso como consecuencia de incorporación de mercado de bajo factor de carga y en 1.980 sube nuevamente a 41%.

De esta manera la demanda máxima tendrá una tasa de crecimiento bastante elevada hasta el año 1.975 (14.8%) debido al fuerte incremento de mercados eléctricos. Desde el año 1.975 hasta 1.980 se estima que la demanda máxima tenga un crecimiento normal y crezca con una tasa de 8.4% acumulativa anual. Los cálculos correspondientes a demanda máxima se han considerado a nivel de una subestación principal, o fuente generadora.



BIBLIOTECA

	77	1978	1979	1980	% 1968-1980
1. Número de Habitantes	440	240.550	248.900	257.700	4.3
2. Habitantes/Abonado	6.8	6.7	6.6	6.6	
3. Número de Abonados	180	37.770	37.390	39.060	11.2
4. Consumo por abonado	Mwh/Ab 861	0.895	0.932	0.975	3.8
5. Consumo Homogeneo	MWH 444	32.030	34.850	38.077	15.1
6. Consumo Industrial	MWH 820	19.600	21.570	23.720	14.8
7. Consumo Alumbrado Publ.	MWH 316	3.440	3.580	3.713	8.6
8. Consumo Total	MWH 580	55.070	60.000	65.510	14.5
9. Pérdidas de Energía	% 0.0	19.0	18.0	16.5	
10. Energía en Subestación	MWH 960	67.800	72.850	78.350	12.6
11. Factor de Carga	% 0.5	40.5	40.5	41.0	
12. Demanda Máxima en Subest. Kw					
a) Manta (1)	370	9.030	9.750	10.460	
b) Portoviejo (2)	320	4.690	5.030	5.460	
c) Chone	480	1.580	1.680	1.780	
d) Jipijapa (3)	360	1.440	1.540	1.650	
e) Rocafuerte (4)	520	540	560	580	
f) Calceta (5)	530	560	580	590	
g) Santa Ana	260	270	290	300	
h) Sucre	250	260	280	300	
i) Bahía de Caráquez	720	760	790	830	
TOTAL	810	19.130	20.500	21.950	12.2
13. Demanda per Cápita	Vatios/Habit. 77	80	82	85	

NOTAS: (1) Incluye Montecristi y Jara
(2) Incluye Picoazá y Colón
(3) Incluye Paján y América d
(4) Incluye Charapotó, Rio Ch
(5) Incluye Tosagua y Junín
(6) Se integran Bahía de Caráq
(7) Se integra la industria INE
 crecimiento brusco
(8) Se observa reducción en el

	1968	1970	1972	1974	1976	1978	1980
1. Número de habitantes	155.190	171.140	183.570	196.850	224.620	240.550	257.700
2. Consumo Total Mwh	12.940	18.300	27.280	35.960	46.370	55.070	65.510
3. Pérdidas de energía (1) %	30,9	27,0	24,5	22,0	21,0	19,0	16,5
4. Energía en subestaciones Mwh	18.710	25.100	36.100	46.080	58.450	67.800	78.350
5. Factor de carga %	38,7	38,5	40,0	40,5	40,5	40,5	41,0
6. Demanda máxima en Subest. Kw	5.525	7.500	10.240	12.960	16.600	19.130	21.950
7. Demanda per cápita Wattios/Hab.	36	44	56	66	74	80	85

(1) A nivel de distribución y transmisión

C A P I T U L O I I I

PLAN GENERAL DE EQUIPAMIENTO

- 3.1 Generalidades.- Cualquiera que sea el método utilizado en la proyección de la demanda, la primera tarea para abordar el problema técnico de la oferta será expresar la demanda en términos de capacidad instalada requerida. Por diferencia entre la requerida y la existente, se determinará la nueva capacidad instalada.

Determinadas las energías que ha de proveerse y la capacidad que ha de instalarse, se planteará el problema de elegir entre las alternativas posibles para alcanzar tal capacidad, definiendo así las características del sistema eléctrico. Ello exigirá el estudio de los costos de inversión y producción y la evaluación económica de dichas alternativas desde diversos puntos de vista.

El plan general trazado para el Sistema Eléctrico de la Provincia de Manabí se lo ha concebido en dos etapas de desarrollo:

- a) El plan detallado a corto plazo, el cual está siendo actualmente ejecutado por INECEL que comprende obras necesarias para cubrir las necesidades de energía eléctrica hasta el año 1.975, y
- b) El plan general a largo plazo que comprende la selección de las centrales generadoras, a partir del año 1.976

- 3.2 Plan detallado a Corto Plazo.- Comprende las obras que actualmente están siendo ejecutadas por INECEL, muchas de ellas están ya determinadas y se encuentran en operación. Estas obras se complementarán con la nueva central térmica a instalarse en Manta. Se espera que a partir del año 1.971 en adelante operará el Sistema eléctrico integrado, y hasta el año 1.975 será necesario incrementar ciertas instalaciones tales como subestaciones y unidades nuevas de generación. Se ha considerado hasta este año el plan a Corto Plazo.

A partir del año 1.976 se interconectarán al sistema integrado las ciudades de Bahía de Caráquez y Paján mediante nuevas líneas de transmisión; será necesario además la ampliación de subestaciones y redes de distribución para nuevos abonados, las mismas que satisfacerán adecuadamente al mercado hasta el año 1.980, año en que finaliza el período de estudio del Sistema; pues éste comprende desde el año 1.969 hasta el año 1.980 (12 años).

Desde el año de 1.976, será necesario también incrementar la central de generación, que para efectos del estudio económico-financiero se lo hará mediante nuevas unidades térmicas de la misma capacidad unitaria que las ya instaladas (3.400 Kw); no obstante, a partir de este mismo año, entrará en operación el Proyecto Paute, el cual tendrá una capacidad instalada de 1' 050.000 Kw y que formará parte del sistema principal de Generación del Sistema Nacional interconectado, por lo cual se estudiará la conveniencia de tomar energía hidro-

eléctrica de esta central a partir del año 1.976. La selección económica de estas alternativas de generación da como resultado que se considere desde este año un plan general a largo plazo pues la sustitución de la energía hidro-eléctrica por la térmica vendría a constituir la solución definitiva de la alimentación de los sistemas eléctricos aislados, para constituirse en un sistema interconectado alimentado por una gran central generadora, consiguiendo un mayor abaratamiento de los costos de producción de la energía.

- 3.3 PLAN GENERAL A LARGO PLAZO.- Se lo llama así al período que comprende a partir del año 1.976 hasta 1.980 en el que se estudiará como otra alternativa de generación la interconexión del Sistema Eléctrico de Manabí al Sistema Nacional interconectado el cual estará alimentado por centrales hidro-eléctricas.

Por tanto, en el período 1.976-80 tenemos dos alternativas de equipamiento y de generación:

- 1.- Equipamiento con las unidades diesel necesarias para la atención adecuada del mercado, las cuales serán de una capacidad unitaria igual a las ya existentes (3.400 Kw). La velocidad de rotación de estas unidades variará según la futura utilización de ellas, no obstante asumiremos que ésta va a ser la misma que las anteriores ya instaladas.
- 2.- La otra alternativa de generación constituye la compra en bloque de energía del Sistema Nacional Generación y Transmisión, el cual está alimentado por grandes centrales hidro-eléctricas (Proyecto Paute y Pisayambo). El propietario administrador de este sistema será INECEL, el mismo que venderá la energía de estos proyectos a un precio medio de venta de \$ 0.25/KWH puesto a nivel de subestaciones en cada centro de consumo. El cuadro N°33 nos da el cálculo del precio medio de venta de energía del Sistema Nacional de Generación y Transmisión.

En la selección de la alternativa de generación más conveniente durante el período 1.976-1.980 es necesario realizar un análisis económico de los costos de producción de la energía a nivel de generación - en caso de la alternativa N°1, y a nivel de 69KV en el caso de la alternativa N°2. Un análisis más profundo sería considerar estos costos a dos niveles pues aproximadamente 1/2 de la energía producida se queda en Manta a nivel de 13.8 KV (Generación), y el otro 1/2 se eleva a 69 KV para ser entregado al resto del sistema. En el caso de entregar se la energía a nivel de 69 KV, sería necesario que la mitad de ella sea reducida en Manta a 13.8 KV y entregada a nivel de Generación debido a que esta ciudad recibe a este voltaje la energía, el cual es el mismo que el de generación de la central. Este análisis se evitará por existir igualdad de condiciones en las dos alternativas.

En el análisis de los costos de producción de la alternativa N°1 se consideran los siguientes costos:

- a) Operación y Mantenimiento de la central diesel.
- b) los costos de combustible cuyo valor está determinado en \$ 0.12/KWH valor que está demostrado en el gráfico N°8

EVALUACION ECONOMICA DE LA ALTERNATIVA N° 1

(Miles de Suces)

	1.976	1.977	1.978	1.979	1.980
Gastos de Operación y Mantenimiento	979	1.020	1.190	1.214	1.214
Gastos por Combustible	6.780	7.303	7.864	8.450	9.089
SUBTOTAL	7.759	8.323	9.054	9.664	10.303
Fondo para Depreciación	4.640	4.640	5.410	5.410	5.410
TOTAL DE GASTOS DE GENERACION	12.399	12.963	14.464	15.074	15.703
INGRESOS DE EXPLOTACION	36.195	39.507	43.032	46.894	51.240
Relación BENEFICIO/COSTO	2,92	3,05	2,98	3,11	3,26

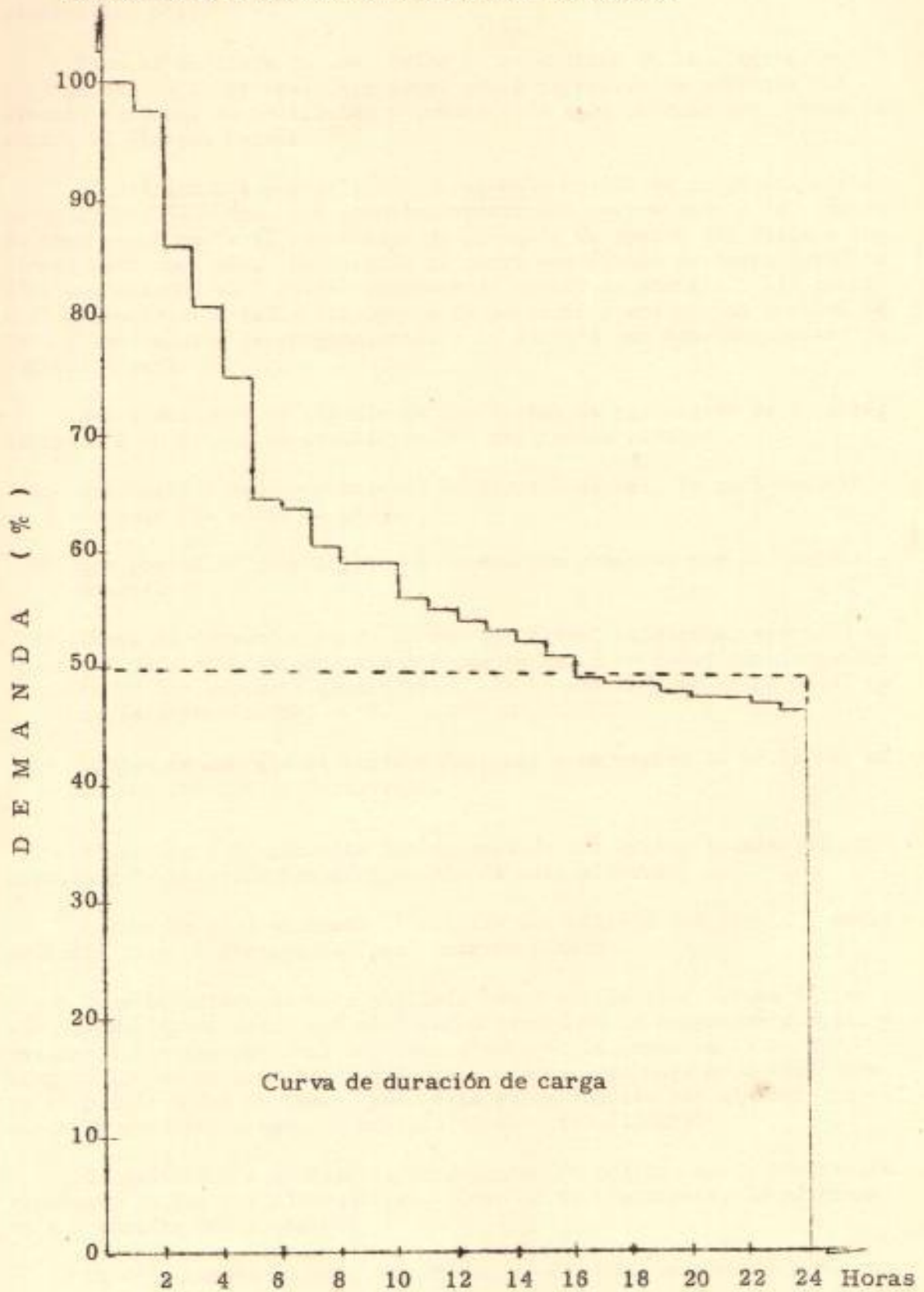
Fecha

Responsable

Revisado

Estudio Técnico Económico y Financiero

del Sistema Eléctrico de la Provincia de Manabí



- c) Cuota de depreciación de la central diesel, valor que corresponde a 5%

En el cuadro N°30 están calculados los valores correspondientes a los costos totales de producción y la relación Beneficio/Costo para la alternativa N°1.

Para el análisis de los costos de producción de la alternativa N°2 es necesario hacer consideraciones sobre el aporte de potencia del Sistema Nacional de Generación y Transmisión y la energía que debería vender al Sistema Manabí.

El Gráfico N°4 prescriba la curva de duración de carga del sistema en el que se indica que aproximadamente 50% corresponde a la carga de base y que sería el porcentaje de potencia de aporte del Sistema Nacional para cada año. Utilizando la curva modificada de carga (Gráfico N°5) encontramos el % correspondiente al aporte de energía. El cuadro N°31 presenta el detalle del aporte de potencia y energía al Sistema Manabí y los valores correspondientes a la energía que deberá generar la central diesel.

Ahora entramos al cálculo de los costos de producción de la alternativa N°2 en el que se consideran los siguientes puntos:

- a) Operación y Mantenimiento de la central diesel, la cual operará durante las horas de pico.
- b) Los costos de combustible de la energía generada por la central diesel.
- c) Cuota de depreciación de la central diesel existente, que será menor para esta alternativa por cuanto habrá un menor funcionamiento de las unidades generadoras. Se ha adoptado un valor de 3% para la depreciación.
- d) Compra de energía al Sistema Nacional a un precio de \$0.25/KWH en la subestación de Portoviejo.

El cuadro N°32 presenta los valores de los costos totales de producción y la relación Beneficio/Costo de esta alternativa.

El cuadro N°33 presenta el detalle del cálculo del precio medio de venta para el Sistema Nacional Interconectado.

Como resultado de este análisis vemos que la alternativa N°1 es más favorable, es decir que al Sistema Manabí no le convendrá comprar energía al Sistema Nacional Interconectado por lo menos en el período comprendido entre los años 1.976-1.980 a menos que haya modificaciones en el precio medio de venta, pues éste valor resulta más elevado que el costo de producción que con energía térmica (\$0.21/KWH).

El gráfico N°6 muestra la representación gráfica de la evaluación económica de las dos alternativas. Como se ve claramente, la alternativa N°1 resulta más favorable.

De esta manera en este estudio se ha adoptado un equipamiento con unidades diesel hasta el año 1.980.

APORTE DE POTENCIA (KW) Y DE ENERGIA (MWH)
DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION Y GENERACION

	1976	1977	1978	1979	1980	
Energía Generada (En subestaciones)	Mwh	58.450	62.960	67.800	72.850	78.350
Factor de carga	%	40.5	40.5	40.5	40.5	41.0
Demanda Máxima	Kw	16.600	17.810	19.130	20.500	21.950
Relación Potencia comprada / demanda máxima	%	50	50	50	50	50
Energía comprada (% del total anual)	%	92.5	92.5	92.5	92.5	92.0
Energía comprada (1)	Mwh	54.070	58.240	62.720	67.390	72.080
Energía generada por la central en pico	Mwh	4.380	4.720	5.080	5.460	6.270
Aporte de potencia de la central (2) Kw	Kw	8.300	8.900	9.600	10.300	11.000
<p>NOTAS (1): Subestación de Portoviejo (2): En hora de pico.</p>						

Responsable

Fecha

(Miles de Suces)

	1976	1977	1978	1979	1980
1. Operación y mantenimiento de la Central Diesel	979	979	979	979	979
2. Cuota de depreciación de la central	2.322	2.322	2.322	2.322	2.322
3. Costos de Combustible	508	548	589	633	727
4. Compra de energía	13.518	14.560	15.680	16.848	18.020
TOTAL de Gastos	17.327	18.409	19.750	20.782	22.048
5. Ingresos de Explotación	36.195	39.507	43.032	46.894	51.240
6. Relación Beneficio/Costo	2.09	2.15	2.18	2.26	2.32

 Responsable
 Revisado

Fecha

COSTO DEL KWH VENDIDO POR EL
SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION (1)
(Miles de Sucre)

Cuadro N° 33

61/.

	1976	1977	1978	1979	1980	Perfodo 1976-80
1. Servicio de la deuda	248.047	240.684	297.771	308.988	308.988	
2. Operación y Mantenimiento del Sistema de Generación	26.540	31.270	33.270	35.450	37.540	
3. Operación y mantenimiento del Sistema de Transmisión	7.270	7.550	7.820	8.290	8.760	
4. Administrativos Generales	6.820	7.090	7.360	7.640	7.910	
5. TOTAL	288.677	286.594	346.221	360.368	363.198	1'645.058
6. Energía Vendida Gwh	950	1.110	1.293	1.485	1.704	6.542
Costo de la energía vendida S/Kwh	0.30	0.26	0.27	0.24	0.21	0.25
(1) Proyectos Pautp y Pisayambo.						

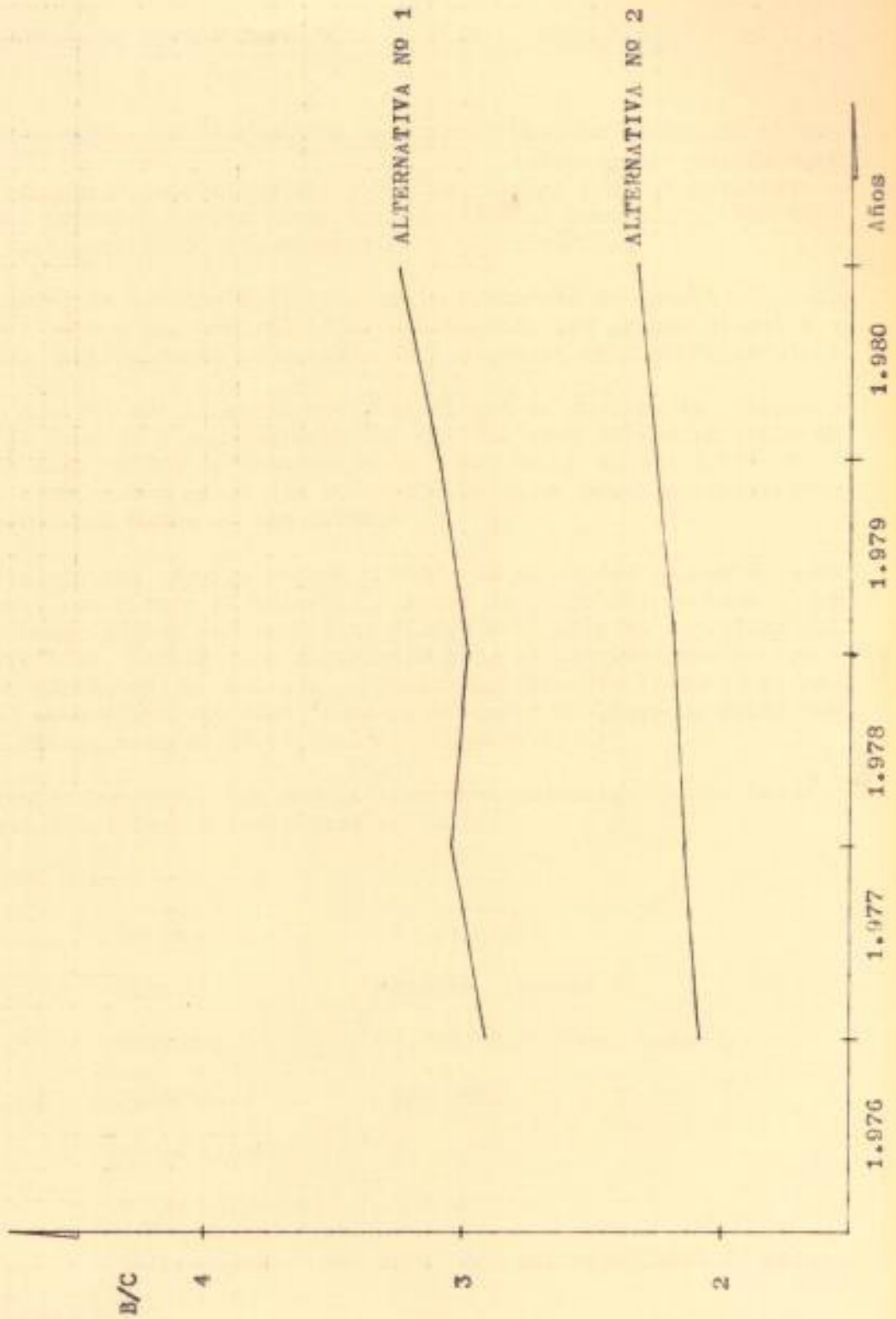
Responsable

Revisado

Fecha

ESTUDIO TECNICO ECONOMICO Y FINANCIERO
DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA PROVINCIA DE
MANABI

EVALUACION ECONOMICA DE LAS ALTERNATIVAS NO 1 Y NO 2



CAPITULO IV

PROGRAMA DE EQUIPAMIENTO PARA EL PLAN A CORTO PLAZO

- 4.1 Obras que resultan del estudio de mercado.- Una vez realizado el estudio de mercado de energía, es necesario determinar las obras requeridas para el abastecimiento del mercado. Estas obras corresponden a: Generación, Transmisión, Subtransmisión, Transformación y Distribución.
- 4.2 Generación.- El Sistema Eléctrico de la Provincia de Manabí contará con una central térmica compuesta por grupos diesel-eléctricos. Inicialmente se instalarán 4 unidades de 3.400KW cada una.

De acuerdo con el gráfico N°7 en el que se muestra la proyección de la demanda y equipamiento del sistema será necesario poner en operación otra unidad de generación de 3.400 KW en el año 1.974, y 2 unidades adicionales en el año 1.976 y 1.978 para abastecer adecuadamente el mercado hasta el año 1.980.

Esta central térmica estará ubicada en la ciudad de Manta, pues ésta ciudad constituye el principal centro de carga del sistema. Hay que considerar además que como ésta ciudad está ubicada a orillas del Océano Pacífico, ofrece agua suficiente para el enfriamiento de las máquinas, además de que por ser un puerto marítimo facilita el transporte del combustible lo cual, como es evidente se logra un costo muy bajo del mismo, esto es \$1.695/galón. (Bunker C).

Presentamos ahora las especificaciones generales de las unidades diesel-eléctricas a instalarse en Manta:

M O T O R:

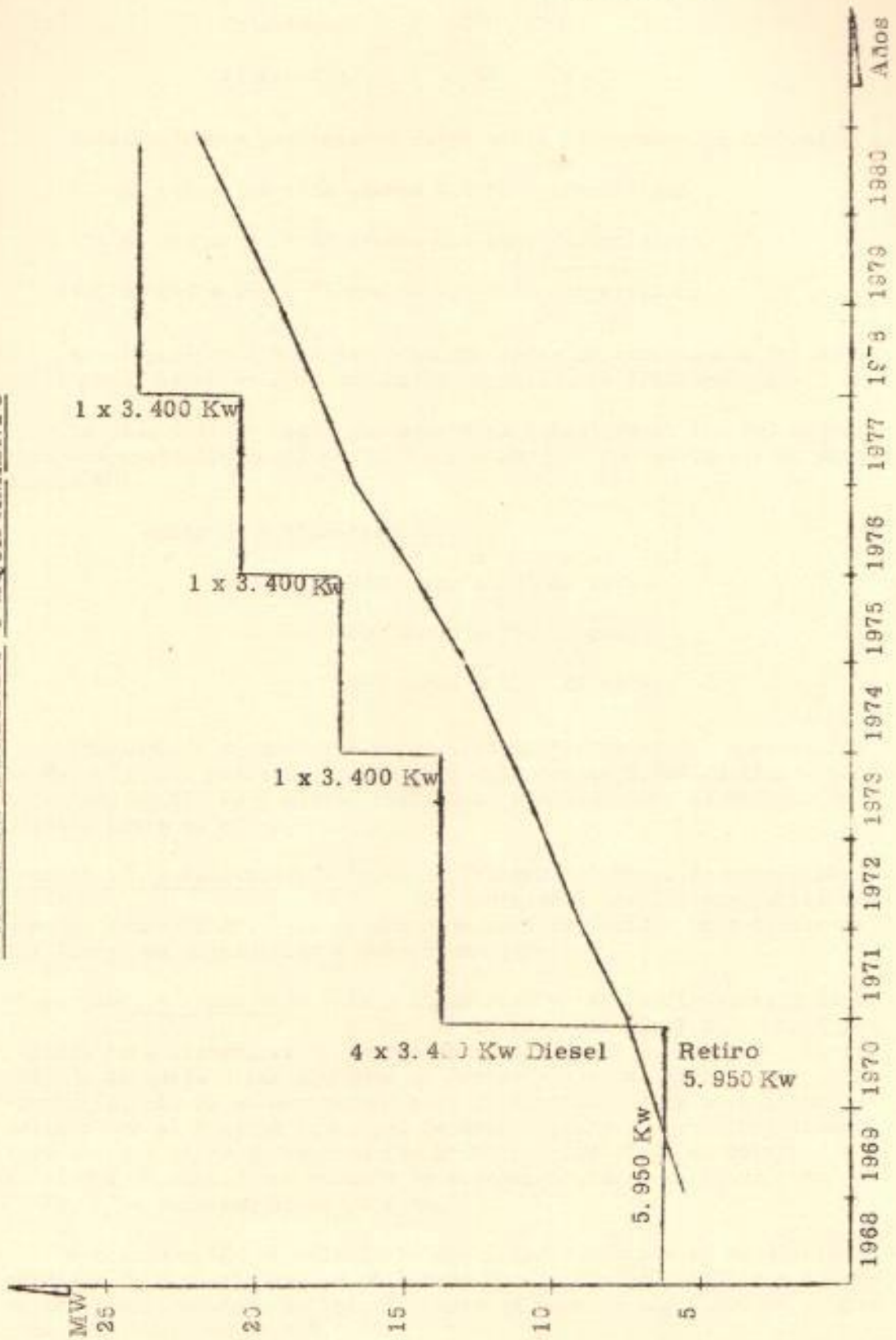
Marca.-	H Cegielski
Tipo:	Diesel (Bunker C)
Potencia:	4.900 C.V 950m s.nm
Velocidad:	150 RPM
N° de tiempo:	2
N° de cilindros:	7
Enfriamiento:	Por agua, con intercambiador de calor.

GENERADOR

Marca:	Dolmel
Potencia:	3.400 KW
Voltaje:	13.800 voltios

GRAFICO # 7

CURVA DE DEMANDA Y EQUIPAMIENTO



N° de fases:	3
Factor de Potencia:	0.8
Velocidad:	150 RPM
Frecuencia:	60 c/s.

Adicionalmente presentamos datos sobre el consumo de combustible:

50% de carga 166 + 5% gramos C.V hora garantizado.

75% de carga 163 + 5% gramos C.V hora garantizado.

100% de carga 160 + 5% gramos C.V hora garantizado.

En el gráfico N°8 se presenta una curva de rendimiento del combustible para varios valores de carga expresada en \$/KWH generado.

La vida útil de estas unidades está calculada en 170.000 horas, - para una operación anual de 5000 horas por año con un factor de potencia de 80%.

Forma de Utilización:

1.000 horas a 50% de carga

3.200 horas a 75% de carga

800 horas a 100% de carga.

Concluyendo diremos que en el Sistema Eléctrico de la Provincia de Manabí, será necesario instalar 7 unidades de 3.400 KW c/u. que totalizan 23.800 KW y podrán satisfacer adecuadamente la demanda del mercado hasta el año 1.980.

- 4.3 Transmisión y Subtransmisión.- El Sistema Eléctrico de Manabí estará conformado por las siguientes líneas de transmisión: Ver cuadro N°34 características principales de las líneas de transmisión y subtransmisión.

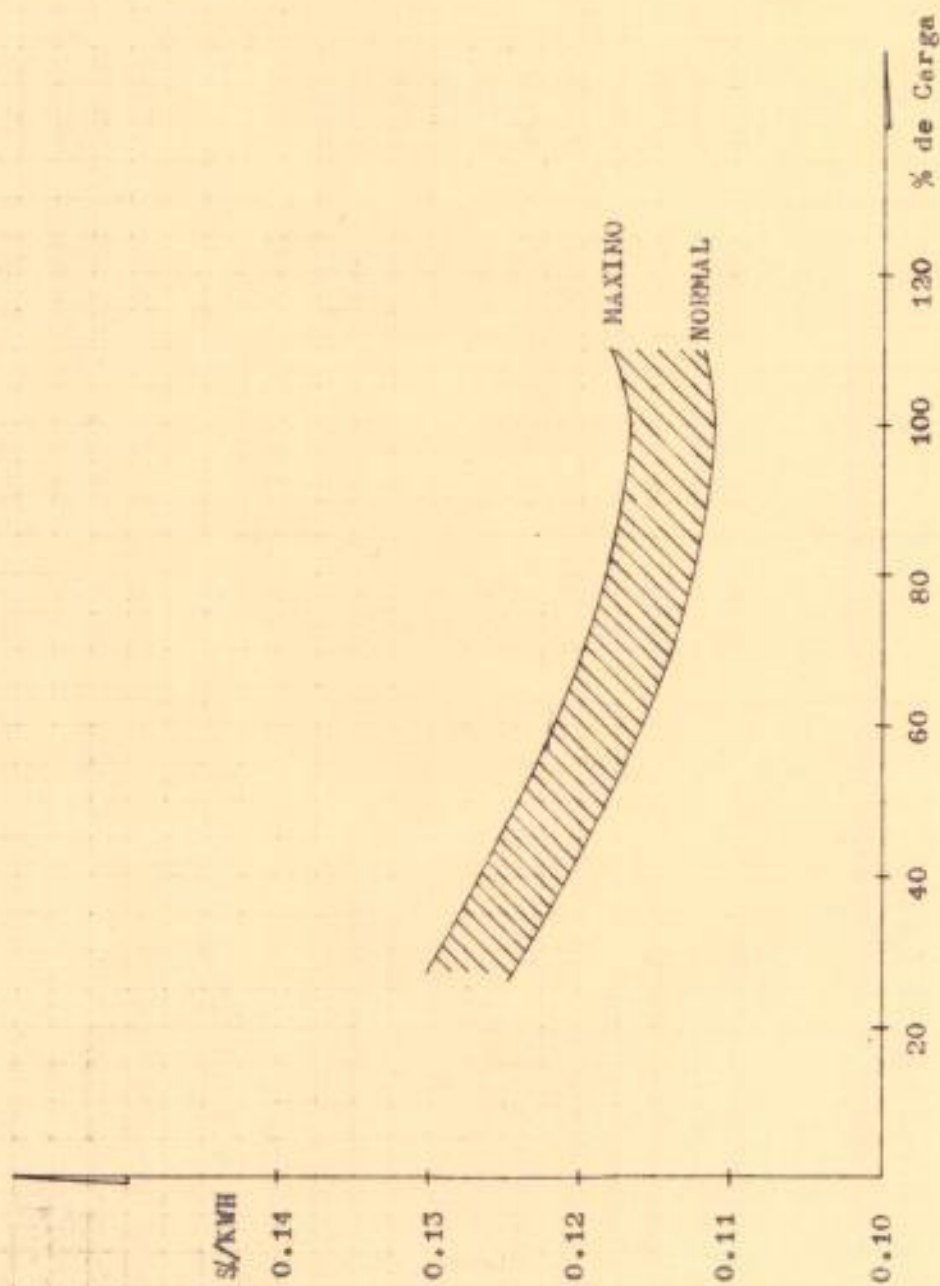
Línea Manta.- Portoviejo.- Esta línea está ya en funcionamiento desde el mes de Octubre del año 1.967. Está proyectada para transmitir la energía proveniente de la central diesel ubicada en Manta a las ciudades de Portoviejo y del norte y sur de la Provincia. En el futuro cuando este Sistema Eléctrico este interconectado con el Sistema Principal de Generación y Transmisión, transmitirá energía desde la subestación principal instalada en Portoviejo a la ciudad de Manta. La tensión de transmisión de ésta línea es de 69 KV. y la longitud es de 32.8 Km.

A continuación se calcularán los valores máximos de regulación y pérdidas de potencia que se obtendrán con la máxima potencia a transmitirse en el período de estudio, esto es para el año 1.980 en que este valor será de 14.400. KVA.

Gráfico No 8

ESTUDIO TECNICO ECONOMICO Y FINANCIERO
DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA PROVINCIA DE
MANABI

CURVA DEL RENDIMIENTO DEL COMBUSTIBLE



TRANSMISION	Longitud Km	Tensión KV	Conductor	N° de Circuitos	Potencia a trasm. (2)	Tipo de estructura
1. Línea de Manta - Portoviejo	32.8	69	266.8 MCM ACSR	1	14.400	Hormigón
2. Línea Portoviejo - Rocafuerte	18.7	34.5	266.8 MCM ACSR	1	4.920	"
3. Línea Rocafuerte - Tosagua	28.5	34.5	266.8 MCM ACSR	1	4.060	"
4. Línea Tosagua - Bahía	30.0	34.5	2/0 AWG ACSR	1	1.000	"
5. Línea Tosagua - Chone	19.0	34.5	4/0 AWG ACSR	1	2.250	"
6. Línea Portoviejo - Santa Ana	16.3	34.5	4/0 AWG ACSR	1	2.920	"
7. Línea Santa Ana - Jipijapa	35.0	34.5	4/0 AWG ACSR	1	2.570	"
SUBTRANSMISION						
1. Manta - Montecristi	10.9	13.8	2 AWG ACSR (1)	1		"
2. Manta - Jaramijó	7.0	13.8	2 AWG ACSR	1		"
3. Subest. Rocafuerte - Alhajuela	25.4	13.8	2 AWG ACSR	1		"
4. Subest. Rocafuerte - Charapotó	12.7	13.8	2 AWG ACSR	1		"
5. Subest. Rocafuerte - Rocafuerte	2.4	13.8	2 AWG ACSR	1		"
6. Subest. Jipijapa - Jipijapa	0.8	13.8	2 AWG ACSR	1		"
7. Subest. Jipijapa - Paján	30.0	13.8	2 AWG ACSR	1		"
8. Subest. Tosagua - Junín	21.0	13.8	2 AWG ACSR	1		"
9. Subest. Portoviejo - Colón	7.0	13.8	2 AWG ACSR	1		"
10. Subest. Portoviejo - Picoazá	5.0	13.8	2 AWG ACSR	1		"
11. Subest. Sucre - Sucre	5.8	13.8	2 AWG ACSR	1		"
12. Subest. Santa Ana - Santa Ana	5.0	13.8	2 AWG ACSR	1		"

NOTAS: (1) El conductor neutro de estas líneas es N° 4 AWG ACSR

(2) En el año 1980 en KVA.

Responsable

Revisado

Fecha

Datos técnicos de la línea Manta - Portoviejo

Tensión: 69.000

Conductor: 266,8 MCM ACSR

Longitud: 32,8 Km = 20,5 millas

Potencia a transmitirse en 1.980: 14.400 KVA

Factor de potencia: 0,8 ind.

Resistencia del conductor para

GMD = 14 pies : 0,785 ohms/milla

Resistencia del conductor a 50°C : 0,385 ohms/milla

Con estos datos procedemos al cálculo de la regulación de la línea

$$\begin{aligned} \text{Reg en \%} &= \frac{10^5 (\text{KVA}) \times S}{\bar{E}_1^2} (r \cos \phi_r - X \text{ Sen } \phi_r) \\ &= \frac{10^5 (14.400) 20,5}{69.000^2} (0,385 \times 0,8 + 0,785 \times 0,6) \\ &= 48 \% \end{aligned}$$

Para el cálculo de las pérdidas de potencia de la línea es necesario previamente calcular la corriente de línea para dicha potencia (14.400 KVA)

$$\bar{I} = \frac{1000 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \bar{E}_1}$$

$$\bar{I} = \frac{1000 \times 14.400}{\sqrt{3} \times 69.000}$$

$$\bar{I} = 121 \text{ amp.}$$

Procedemos luego a calcular las pérdidas de potencia de la línea.

$$\begin{aligned} \text{Pérdidas en \%} &= \frac{173 \text{ rs } \bar{I}}{\text{El } \cos \phi_r} \\ &= \frac{173 \times 0,385 \times 20,5 \times 121}{69.000 \times 0,8} \end{aligned}$$

$$\text{Pérdidas} = 3\%$$



Estos valores nos demuestran que hasta el año 1.980 la línea Manta-Portoviejo transmitirá potencia dentro de los valores normales de regulación y pérdidas.

Línea Portoviejo-Chone.- Esta línea esta proyectada para servir a las ciudades del norte del Sistema Eléctrico de la Provincia. Las ciudades que corresponden al circuito norte son: Rocafuerte, Calceta, Junín, Chone y Bahía de Caráquez, que se interconectará al sistema a partir del año 1.976. La tensión de estas líneas de transmisión es de 34.500 voltios. La línea Portoviejo-Chone tiene una longitud de 66,2 Km y el ramal Tosagua-Bahía de Caráquez 30 Km.

Para esta línea calcularemos también los porcentajes de regulación y pérdidas de potencia que se tendrán en el año 1.980. Será necesario efectuar varios cálculos para diferentes tramos de la línea en que la potencia a transmitirse no es la misma en toda su longitud.

Comenzando por el ramal Tosagua-Bahía de Caráquez calcularemos estos valores. Las características técnicas son:

Tensión: 34.500 voltios
 Conductor: 2/0 AWG ACSR
 Longitud: 30 Km = 18.7 millas
 Potencia a transmitirse en 1.980: 1.000 KVA
 Factor de Potencia: 0.8 ind.
 Resistencia del conductor a 50°C: 0.895 ohms/milla
 Reactancia del conductor: 0.832 ohms/milla
 G M D = 4 pies 10 pulg.

Procedemos luego al cálculo de la regulación para este tramo:

$$\begin{aligned} \text{Reg en \%} &= \frac{10^5 (\text{KVA}) \times S}{\bar{E}L^2} (r \cos \phi_R - X \text{ Sen } \phi_R) \\ &= \frac{10^5 \times 1000 \times 18.7}{34.500^2} (0.895 \times 0.8 + 0.832 \times 0.6) \\ &= 1.9\% \end{aligned}$$

Calculamos ahora la corriente de línea para esta potencia.

$$\begin{aligned} \bar{I} &= \frac{1000 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \bar{E}L} \\ &= \frac{1000 \times 1000}{\sqrt{3} \times 34.500} \\ &= 17.0 \text{ amp.} \end{aligned}$$

y luego calculamos las pérdidas de potencia.

$$\begin{aligned} \text{Pérdidas en \%} &= \frac{173 r s \bar{I}}{\bar{E}l \cos \phi R} \\ &= \frac{173 \times 0.895 \times 18.7 \times 17}{34.500 \times 0.8} \\ &= 1.8\% \end{aligned}$$

Para el ramal Tosagua-Chone efectuaremos los cálculos correspondientes como en el caso anterior.

Las características técnicas son:

Tensión: 34.500 voltios

Conductor: 4/0 AWG ACSR

Longitud: 19 Km = 11.9 millas

Potencia a transmitirse en 1.980: 2.250 KVA

Factor de potencia: 0.8 ind.

Resistencia del conductor a 50°C: 0.592 ohms/milla

Reactancia del Conductor: 0.772 ohms/milla

GD: 4 pies 10 pulg.

La regulación para este tramo, aplicando el mismo método todo anterior, tendrá un valor de:

$$\begin{aligned} \text{Reg \%} &= \frac{10^5 (\text{KVA})S}{\bar{E}L^2} (r \cos \phi_R - X \sin \phi_R) \\ &= \frac{10^5 \times 2.250 \times 11.9}{34.500^2} (0.592 \times 0.8 + 0.772 \times 0.6) \\ &= 2.1\% \end{aligned}$$

La corriente de línea para este tramo tendrá un valor de:

$$\begin{aligned} \bar{I}_L &= \frac{1000 (\text{KVA})}{\sqrt{3} \times \bar{E}L} \\ &= \frac{1000 (2.250)}{\sqrt{3} \times 34.500} \\ &= 38 \text{ amp.} \end{aligned}$$

Las pérdidas de potencia tendrán un valor de:

$$\begin{aligned} \text{Pérd. en \%} &= \frac{173 \times r \times s \times \bar{I}}{\bar{E}L \times \cos \phi_R} \\ &= \frac{173 \times 0.592 \times 11.9 \times 38}{34.500 \times 0.8} \\ &= 1.7\% \end{aligned}$$

Es necesario ahora calcular el voltaje que existiría en los terminales de la subestación de Tosagua ya que hemos considerado que el voltaje en los terminales de Chone y Bahía debe ser 34.500 voltios.

$$\bar{E}_s = \bar{E}_r + \bar{I} (R \cos \phi - X \sin \phi)$$

$$= 34,500 + 38(0,592 \times 11,9 \times 0,8 + 0,772 \times 11,9 \times 0,6)$$

$$= 34,900 \text{ voltios.}$$

Calculamos ahora la potencia que deberá transmitir el ramal Rocafuerte-Tosagua. Esta será la suma de la potencia para Chone más las pérdidas, la potencia para Bahía más las pérdidas y la potencia que absorberá el área de Tosagua-Calaceta-Jumín. Esta potencia corresponde a un valor de 4,060 KVA.

Los datos técnicos para el ramal Tosagua-Rocafuerte son:

Tensión: 34,900 voltios

Conductor: 266,8 MCM ACSR

Longitud: 28,5 Km = 17,8 millas

Potencia a transmitirse en 1,980: 4,060 KVA

Factor de potencia: 0,8 ind.

Resistencia del Conductor: 0,385 ohms/milla

Reactancia: 0,656 ohms/milla

La regulación de este tramo de línea tiene el siguiente valor:

$$\begin{aligned} \text{Reg \%} &= \frac{10^5 (\text{KVA}) S}{\bar{E}L^2} (r \cos \phi_R - X \sin \phi_R) \\ &= \frac{10^5 \times 4060 \times 17,8}{34,900^2} (0,385 \times 0,8 + 0,656 \times 0,6) \\ &= 4,2\% \end{aligned}$$

La corriente de línea tendrá el siguiente valor:

$$\bar{I} = \frac{1000 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \bar{E}L}$$

$$= \frac{1000 \times 4.060}{\sqrt{3} \times 34.900}$$

$$= 67 \text{ amps.}$$

Las pérdidas de potencia tendrán un valor de:

$$\text{Pérdidas \%} = \frac{173 \times r \times s \times \bar{I}}{\bar{E}L \times \cos \phi R}$$

$$= \frac{173 \times 0.385 \times 17.8 \times 67}{34.900 \times 0.8}$$

$$= 2.8\%$$

Será necesario calcular nuevamente el voltaje a la altura de la subestación de Rocafuerte, y calcular la potencia que deberá transmitir el ramal Rocafuerte-Portoviejo, esto es la potencia del ramal Tosa-gua-Rocafuerte, consideradas las pérdidas sumada la potencia de la subestación de Rocafuerte.

El voltaje en los terminales de Rocafuerte será:

$$\bar{E}_s = \bar{E}_R + \bar{I} (R \cos \phi R - X \text{ sen } \phi R)$$

$$= 34.900 + 67 (6.85 \times 0.8 + 11.7 \times 0.6)$$

$$= 35.740 \text{ voltios}$$

La potencia a transmitirse en este ramal será de: 4.920 KVA.

Los datos técnicos para el ramal Rocafuerte Portoviejo son:

Tensión: 35.700 voltios

Conductor: 266.8 MCM ACSP

Longitud: 18.7 Km = 11.7 millas

Potencia a transmitirse en 1.980: 4.920 KVA

Factor de potencia: 0.8 ind.



Resistencia del conductor a 50°C: 0.385 ohms/milla

Reactancia: 0.656 ohms/milla

La regulación de este tramo de línea tendrá el siguiente valor:

$$\begin{aligned} \text{Reg \%} &= \frac{10^5 (KVA) S}{\bar{E}L^2} (r \cos \phi_R - X \sin \phi_R) \\ &= \frac{10^5 (4.920) 11.7}{35.700^2} (0.385 \times 0.8 + 0.656 \times 0.6) \\ &= 3.2\% \end{aligned}$$

La corriente de línea tendrá el siguiente valor:

$$\begin{aligned} \bar{I} &= \frac{1000 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \text{ EL}} \\ &= \frac{1000 \times 4920}{\sqrt{3} \times 35.700} \\ &= 80 \text{ amp.} \end{aligned}$$

Las pérdidas de potencia tendrán un valor de:

$$\begin{aligned} \text{Pérdidas en \%} &= \frac{173 \times r \times s \times \bar{I}}{\bar{E}L \times \cos \phi_R} \\ &= \frac{173 \times 0.385 \times 11.7 \times 80}{35.700 \times 0.8} \\ &= 2.2\% \end{aligned}$$

El voltaje en la subestación de Portoviejo será:

$$\begin{aligned}\bar{E}_s &= \bar{E}_R + \bar{I} (R \cos \phi_R - X \sin \phi_R) \\ &= 35,740 + 80 (4.50 \times 0.8 + 7.15 \times 0.6) \\ &= 36,400 \text{ voltios.}\end{aligned}$$

Línea Portoviejo-Jipijapa.- Esta línea alimentará a las ciudades del sur del Sistema Eléctrico de la Provincia. Las ciudades que corresponde al circuito sur son: Santa Ana, Sucre, Jipijapa y Pajañ. La tensión de esta línea será como en el caso anterior de 34,500 voltios y tiene una longitud de 51.3 Kms.

En la sección de línea Jipijapa-Subest. de Sucre, calculamos los valores de regulación y pérdidas que se obtendrán con la potencia a transmitirse en el año 1.980.

Los datos técnicos para esta sección de línea son:

Tensión: 34,500 voltios

Conductor: 4/0 AWG ACSR

Longitud: 26 Km = 16.2 millas

Potencia a transmitirse en 1.980: 2,100 KVA

Factor de potencia: 0.8 ind.

Resistencia del conductor a 50°C = 0,592 ohms/milla

Reactancia = 0,772 ohms/ milla

Calculamos la regulación

$$\begin{aligned}\text{Reg. en \%} &= \frac{10^5 (\text{KVA}) S}{E L^2} (r \cos \phi_R - x \sin \phi_R) \\ &= \frac{10^5 \times 2,100 \times 16.2}{34,500^2} (0,592 \times 0.8 + 0,772 \times 0.6) \\ &= 2.7\%\end{aligned}$$

La corriente de línea será:

$$\begin{aligned}\bar{I} &= \frac{1000 \text{ (KVA)}}{\sqrt{3} \times \bar{E}L} \\ &= \frac{1000 \times 2,1000}{\sqrt{3} \times 34,500} \\ &= 35 \text{ amp.}\end{aligned}$$

Los valores de pérdidas de potencia que obtendremos serán:

$$\begin{aligned}\text{Pérd. en \%} &= \frac{173 \times r \times s \times \bar{I}}{\bar{E}L \times \cos \phi_R} \\ &= \frac{173 \times 0,592 \times 16,2 \times 35}{34,500 \times 0,8} \\ &= 2,1\%\end{aligned}$$

El voltaje en la subestación de Sucre será:

$$\begin{aligned}\bar{E}_s &= \bar{E}L + \bar{I} (R \cos \phi_R - X \sin \phi_R) \\ &= 34,500 + 35 (9,59 \times 0,8 + 12,5 \times 0,6) \\ &= 35,030 \text{ voltios} \quad 35,000 \text{ voltios.}\end{aligned}$$

Para la sección de línea entre la subestación de Sucre y la subestación de Santa Ana, tenemos que la potencia a transmitirse será de 2.520 KVA.

Datos técnicos son:

Tensión: 35.000 voltios

Conductor: 4/0 AWG ACS?



Longitud: 9 Km = 5.6 millas

Potencia a transmitir en 1.980: 2.520 KVA

Factor de Potencia: 0.8 ind.

Resistencia a 50°C = 0.592 ohms/milla

Reactancia de la línea = 0.772 ohms/milla.

La regulación será:

$$\begin{aligned} \text{Reg. en \%} &= \frac{10^5 (\text{KVA}) \times S}{EL^2} (r \cos \phi_R - x \sin \phi_R) \\ &= \frac{10^5 \times 2.520 \times 5.6}{35000^2} (0.592 \times 0.8 + 0.772 \times 0.6) \\ &= 1.1\% \end{aligned}$$

La corriente de línea en esta sección será:

$$\begin{aligned} \bar{I} &= \frac{1000 \times \text{KVA}}{\sqrt{3} \times \bar{E}L} \\ &= \frac{1000 \times 2.520}{\sqrt{3} \times 35000} \\ &= 42 \text{ amp.} \end{aligned}$$

Las pérdidas de potencia serán:

$$\begin{aligned} \text{Pérdidas en \%} &= \frac{173 \times r \times S \times \bar{I}}{EL \cos \phi_R} \\ &= \frac{173 \times 0.592 \times 5.6 \times 42}{35000 \times 0.8} \end{aligned}$$

$$= 0.86\%$$

El voltaje en la subestación de Santa Ana será:

$$\begin{aligned}\bar{E}_s &= \bar{E}_R + \bar{I} (R \cos \phi_R - X \sin \phi_R) \\ &= 35000 + 42 (3.31 \times 0.8 + 4.32 \times 0.6) \\ &= 35.250 \text{ voltios.}\end{aligned}$$

Para la sección de línea entre la subestación de Santa Ana y la subestación de Sucre, tenemos que la potencia a transmitirse será:

$$2.920 \text{ K V A.}$$

Los datos técnicos de esta sección son:

Tensión: 35.200 voltios

Conductor: 4/0 AWG ACSR

Longitud: 16.3 Km = 10.1 millas

Potencia a transmitir en 1.980 = 2.920 K V A

Factor de potencia: 0.8 ind.

Resistencia del conductor a 50°C = 0.592 ohms/milla

Reactancia de la línea: 0.772 ohms/milla

La regulación será:

$$\begin{aligned}\text{Reg en \%} &= \frac{10^5 (KVA) S}{\bar{E}_I^2} (r \cos \phi_R - X \sin \phi_R) \\ &= \frac{10^5 \times 2.920 \times 10.1}{35.200^2} (0.592 \times 0.8 + 0.772 \times 0.6) \\ &= 2.2 \%\end{aligned}$$

La corriente de línea en esta sección será:

$$\begin{aligned}\bar{I} &= \frac{1000 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \bar{E}_L} \\ &= \frac{1000 \times 2,920}{\sqrt{3} \times 35,200} \\ &= 48 \text{ amp.}\end{aligned}$$

Las pérdidas de potencia serán:

$$\begin{aligned}\text{Pérd. en \%} &= \frac{173 \times r \times s \times \bar{I}}{\bar{E}_L \times \cos \phi_R} \\ &= \frac{173 \times 0,592 \times 10,1 \times 48}{35,200 \times 0,8} \\ &= 1,8 \%\end{aligned}$$

El voltaje en la subestación de Portoviejo será:

$$\begin{aligned}\bar{E}_s &= \bar{E}_R + \bar{I} (R \cos \phi_R - X \sin \phi_R) \\ &= 35,250 + 48 (5,97 \times 0,8 + 7,80 \times 0,6) \\ &= 35,700 \text{ voltios.}\end{aligned}$$

Considerando que ya se ha calculado el voltaje que deberá tenerse en las barras de 34.500 voltios, en la subestación de Portoviejo para tener un voltaje de 34.500 voltios en los terminales de Chone, del circuito norte, el voltaje que se tendrá en los terminales de la subestación de Jipijapa será de 35.200 voltios, por lo que si repetimos el cálculo para este valor de voltaje, tendremos que los porcentajes de regulación y pérdidas en cada sección de la línea se reducirán aun más.

Los valores calculados de regulación y pérdida de potencia para los circuitos de transmisión (Norte y Sur) nos indican que las líneas

operarán normalmente dentro de los límites aceptables de regulación y pérdidas.

Líneas de Subtransmisión.- Además de las líneas de transmisión antes mencionadas el sistema comprende varias líneas de Subtransmisión a 13.800 voltios. El cuadro N°34 da detalles sobre las líneas de subtransmisión del sistema. En total, hasta el año 1.975 se construirán 103 Kms. y hasta el año 1.980 se construirán 133 Kms. adicionales.

- 4.4 Subestaciones.- Las subestaciones que se requieren en el sistema hasta el año 1.980 están distribuidas en 9 ciudades. La capacidad total instalada hasta el año 1.980 será de 42.000 KVA.

En el cuadro N°35 se presenta en detalle las subestaciones del sistema indicado en cada una de ellas la ubicación, relación de voltajes, capacidad y años de entrada en operación de las ampliaciones necesarias.

- 4.5 Distribución.- En el sistema eléctrico de la provincia se construirán redes de distribución para 30.000 nuevos abonados hasta el año 1.980

El cuadro N°36 da en detalle el número de abonados de cada ciudad del sistema que serán servidos hasta el año 1.980.

En el gráfico N°9 se muestra el croquis del sistema eléctrico de la provincia en su configuración hasta el año 1.980.

El gráfico N°10 indica el diagrama unifilar del sistema eléctrico a partir del año 1.971. En él están indicados los centros de generación que operarán hasta el año 1.970 tanto en Manta como en Porto Viejo y que saldrán de servicio cuando inicie la operación la nueva central diesel de Manta en el año 1.971.

<u>SUBESTACION EN MANTA</u>								
De elevación 13 8/69 KV								
Transformadores de 2.500 KVA	2.500 KVA exist.	2.500 KVA en el año 1970-1972-1974-1976-1978	Total: 15.000 KVA					
<u>SUBESTACION EN PORTOVIEJO</u>								
De acoplamiento 69/34.5 KV								
Transformador de 2.500	2.500 KVA en el año 1970	-1972-1976-1979	Total 10.000 KVA					
De reducción 69/13.8 KV								
Transformadores de 2.500 KVA	2.500 KVA exist.	2.500 KVA en el año 1972	-1977 Total 7.500 KVA					
De reducción 13.8/6.3 KV	1.500 KVA exist.							
Subestaciones de Reducción 34.5/13.8 KV								
<u>SUBESTACION EN ROCAFUERTE</u>								
Transformador de 1.000 KVA	1.000 KVA en el año 1970							
<u>SUBESTACION EN TOSAGUA</u>								
Transformador de 1.000 KVA	1.000 KVA en el año 1970							
<u>SUBESTACION EN CHONE</u>								
Transformadores de 1.000 KVA	1.000 KVA en el año 1970-1973							
<u>SUBESTACION EN BAHIA</u>								
Transformador de 1.000 KVA	1.000 KVA en el año 1976							
<u>SUBESTACION EN SUCRE</u>								
Transformador de 500 KVA	500 KVA en el año 1970							
<u>SUBESTACION EN SANTA ANA</u>								
Transformador de 500 KVA	500 KVA en el año 1970							
<u>SUBESTACION EN JIPIJAPA</u>								
Transformador de 1.000 KVA	1.000 KVA en el año 1970-1973							

Responsable

Revisado

Fecha

REDES DE DISTRIBUCION DEL SISTEMA

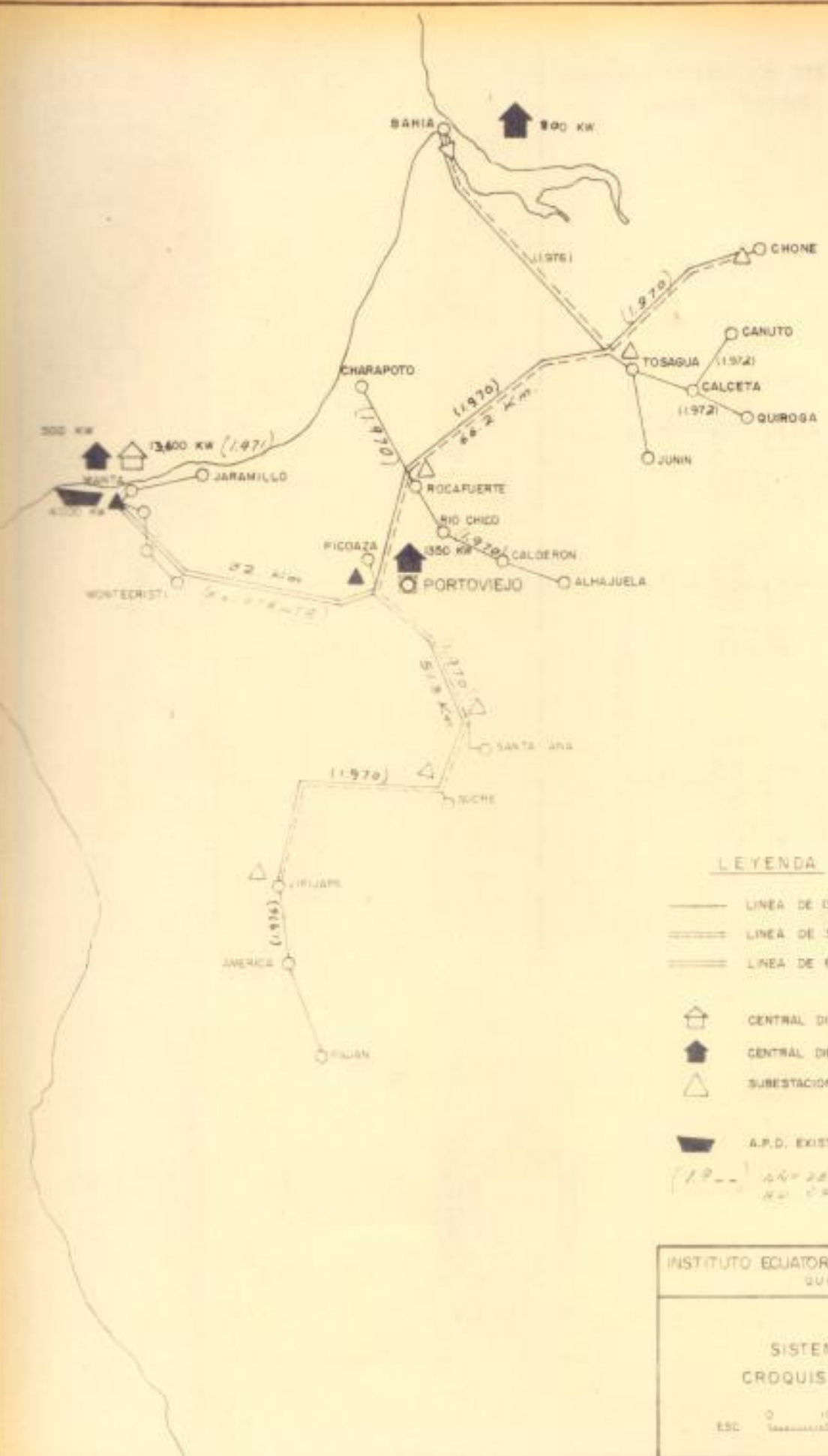
Cuadro N° 36

Manta	6.500 abonados hasta 1975	2.500 abonados adicionales hasta 1980					
Portoviejo	5.500 " " 1975	3.500 " " 1.980					
Jipijapa	2.000 " " 1975	1.000 " " 1980					
Chone	2.000 " " 1975	1.000 " " 1980					
Otras poblaciones	3.000 " " 1975	3.000 " " 1980					
TOTAL	19.000 " " 1975	11.000 " " 1980					

Responsable

Revisado

Fecha



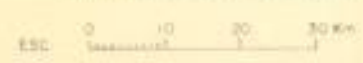
LEYENDA

- LINEA DE 13,8 KV
- - - LINEA DE 34,5 KV
- == LINEA DE 69 KV
- 🏠 CENTRAL DIESEL PROGRAMADA
- 🏠 CENTRAL DIESEL EXISTENTE
- △ SUBSTACION PROGRAMADA
- 🌊 A.P.D. EXISTENTE

1970 LÍNEA DE ENTRADA NO COMPLETADA

INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
QUITO - ECUADOR

SISTEMA - MANABI
CROQUIS DEL SISTEMA



CAPITULO V

COSTO ESTIMADO DEL PROGRAMA DE OBRAS

- 5.1 GENERALIDADES.- La decisión de llevar adelante un proyecto significa asignar a su realización una cantidad de varios recursos, que se pueden agrupar en dos grandes tipos: a) los que requiere la instalación de un proyecto, y b) los requeridos para la etapa de funcionamiento propiamente dicho.

Los recursos necesarios para la instalación constituyen el capital fijo o inmovilizado del proyecto, y los que requiere el funcionamiento constituyen el capital de trabajo o circulante. La reducción a términos monetarios del valor de estos diversos recursos plantea el problema de determinar los precios que han de emplearse en el cálculo. Estos precios pueden ser los del mercado o los de los costos sociales de los factores, entendiéndose por este concepto, el precio de mercado de los mismos corregidos conforme a criterios sociales.

Este capítulo tratará el cálculo de la inversión desde un punto de vista financiero, es decir, valorada a precios de mercado. La cuantía de la inversión así calculada representa una información esencial desde el punto de vista del desarrollo práctico y de la mecánica financiera del proyecto, a la vez que sirve de base para calcular la cuantía de la inversión social.

El proyecto deberá especificar cuánto habrá que invertir en moneda nacional y cuánto en moneda extranjera.

En las inversiones de moneda local están consideradas la mano de obra, materiales de adquisición, local, gastos de transporte interno, adquisición de terrenos, indemnizaciones, caminos de accesos.

En las inversiones de moneda extranjera concierne todo lo relacionado con la importación de equipos y materiales extranjeros.

- 5.2 Costo Total del Programa de Obras.- El costo total del programa de obras para el Sistema eléctrico de la provincia de Manabí asciende a

Moneda Local	\$ 37.370.000
Divisas	"142.080.000
T O T A L	\$179.450.000

Dentro de estas inversiones están comprendidas las obras de Generación, Transmisión, Transformación y Distribución, y además las inversiones generales.

PREDECUENTO DE INVERSIONES PERIODO 1968-1980
(Miles de Sucres)

	H. LOCAL	DIVISAS	TOTAL
1.- GENERACION: Central Diesel			
4 x 3.400 KW en 1.971	5.000	57.000	62.000
1 x 3.400 KW en 1.974	1.200	14.200	15.400
1 x 3.400 KW en 1.976	1.200	14.200	15.400
1 x 3.400 KW en 1.978	1.200	14.200	15.400
SUBTOTAL	8.600	99.600	108.200
2.- TRANSMISION Y SUBTRANSMISION			
Línea de 69 KV 32.8 Km.	1.680	1.800	3.480
Línea de 34.5 KV 147.5 Km.	5.160	5.170	10.330
Líneas de 13.8 KV 133 Km.	3.990	3.990	7.980
SUBTOTAL	10.830	10.960	21.790
3.- SUBESTACIONES			
De elevación a 69 KV 15.000 KVA	680	4.950	5.630
De acoplamiento 69/34.5 KV 10.000 ^u	470	3.200	3.670
De reducción 69/13.8 KV 7.500 KVA	410	2.550	2.960
De reducción 13.8/6.3 KV 1.500 KVA	30	280	310
De reducción 34.5/13.8 KV 7.000 KVA	360	1.750	2.110
De reducción 34.5/13.8 KV 1.000 KVA	80	320	400
SUBTOTAL	2.030	13.050	15.080
4.- DISTRIBUCION			
Redes para 30.000 nuevos abonados	15.000	15.000	30.000
5.- INVERSIONES GENERALES (2.5 %)	910	3.470	4.380
6.- INVERSION TOTAL	37.370	142.080	179.450

Responsable

Revisado

Fecha

	UNIDAD	M. LOCAL	DIVISAS	TOTAL
1.- GENERACION				
Central Diesel: Grupos de 3.400 - Ampliaciones	S/KW 4.000 KW	370 350	4.190 4.180	4.560 4.530
2.- LINEAS DE TRANSMISION Y SUBTRANS. MISION	S/KM			
Líneas de 69 KV		51.200	54.800	106.000
Líneas de 34.5 KV		35.000	35.000	70.000
Líneas de 13.8 KV		30.000	30.000	60.000
3.- SUBESTACIONES	S/KVA			
De 2.500 KVA - 69/13.8 KV Ampliaciones		92 36	380 320	472 356
De 2.500 KVA - 69/34.5 KV Ampliaciones		80 36	320 320	400 356
De 1.000 KVA - 34.5/13.8 KV Ampliaciones		60 30	250 250	310 280
De 1.500 KVA - 13.8/6.3 KV		20	187	207
De 500 KVA - 34.5/13.8 KV		50	350	400
4.- DISTRIBUCION	S/Abonado	500	500	1.000

Responsable

Fecha

El cuadro N°37 presenta en detalle el costo de cada una de las obras que comprende el proyecto.

- 5.3 Distribución de las inversiones.- El costo del programa de obras - expuesto anteriormente ha sido - estimado en función de los costos unitarios promedios observados en construcciones similares realizadas por INECEL, y en algunos casos informaciones extractadas de las propuestas por parte de los contra tistas y proveedores de equipo.

El cuadro N°38 da un detalle de los costos unitarios promedios para cada una de las obras que se requerirá en la operación del sis tema, siendo los resultados en porcentajes los siguientes:

	<u>Inversion Inicial</u>	<u>Ampliación</u>
a) <u>Generación Térmica</u>		
Gastos Locales	8 %	7.7 %
Divisas	92 %	92.3 %
b) <u>Transmisión</u>		
Líneas de 69 KV		
Gastos Locales	48 %	—
Divisas	52 %	—
Líneas de 34.5 KV		
Gastos Locales	50 %	—
Divisas	50 %	—
Líneas de 13.8 KV		
Gastos Locales	50 %	—
Divisas	50 %	—
Subestaciones		
De 2.500 KVA - 69/13.8 KV		
Gastos Locales	19 %	10 %
Gastos Divisas	81 %	90 %
De 2.500 KVA - 69/34.5 KV		
Gastos Locales	20 %	10 %
Gastos Divisas	80 %	90 %
De 1.000 KVA 34.5/13.8 KV		
Gastos Locales	19 %	10 %
Gastos Divisas	81 %	90 %

De 1.500 KVA 13.8/6.3 KV

Gastos Locales	11 %	8 %
Gastos Divisas	89 %	92 %

De 500 KVA 34.5/13.8 KV

Gastos Locales	12 %	8 %
Gastos Divisas	88 %	92 %

Distribución

Gastos Locales	50 %
Gastos Divisas	50 %

- 5.4 Inversiones Generales.- Forman parte de estas inversiones los accesorios adicionales para el montaje de equipo, tales como herramientas, vehículos, equipo de trabajo para los obreros, incluyen también el mobiliario y equipo de oficina, e quipos diversos etc. Esta inversión constituye alrededor del 2.5% de la inversión total del proyecto.



CAPITULO VI

CRONOGRAMA DE EJECUCION DE OBRAS Y CALENDARIO DE INVERSIONES

6.1 GENERALIDADES.- El programa de ejecución de obras establece la ordenación en que se procederá a la instalación y puesta en marcha de un proyecto. Su objetivo puede resumirse esencialmente en los siguientes puntos: a) prever una serie de problemas que se presentarán en la etapa de montaje y anticipar posibles soluciones; b) establecer una secuencia de inversiones sobre cuya base se estudiará el financiamiento del proyecto, y c) establecer el plan preliminar de funcionamiento hasta llegar a la capacidad normal.

6.2 Cronograma de ejecución de obras.- Algunas obras del programa están ya determinadas y se encuentran ya en operación. Para las obras faltantes se presenta un cronograma de ejecución de obras en el cuadro N°39 en el que mediante un diagrama de barras se indican los tiempos necesarios de construcción, de cada una de las obras faltantes.

El tiempo de construcción de una obra depende del ritmo de trabajo con que se realice, de la calidad y cantidad del personal, y equipos que se utilicen. Se ha considerado también los tiempos permisibles de la duración de la importación de equipos, desde la firma del contrato hasta la entrega del equipo.

Por tanto los tiempos de construcción que se han previsto en el Cronograma son razonables, y no exigirán demasíado esfuerzo por parte del constructor.

Existen métodos de análisis económicos para determinar el tiempo óptimo de construcción de una obra, analizando por un lado los beneficios que puede producir la rápida puesta en marcha de una obra, la disminución de los intereses durante la construcción, etc. y por otro lado el aumento del costo de la mano de obra (hora extras), adquisición de equipos, y el natural riesgo que se corre cuando las obras se realizan con demasíada urgencia.

6.3 Calendario de Inversiones.- Determinado el costo de cada una de las obras, y el tiempo en que tienen que realizarse, se puede entrar al cálculo del 'Calendario de Gastos de Ejecución de Obras', que se muestra en el cuadro N°40

En resumen el Calendario de Inversiones es el siguiente:

(MILES DE SUCRES)			
<u>Año</u>	<u>Gastos Locales</u>	<u>Dívisas</u>	<u>Total</u>
Hasta 1.968	3.420	15.390	18.810
1.969	10.350	13.820	24.170

(MILES DE SUCRÉS)

<u>Año</u>	<u>Gastos Locales</u>	<u>Divisas</u>	<u>Total</u>
1.970	6.660	53.800	60.460
1.971	2.270	2.400	4.670
1.972	960	1.920	2.880
1.973	2.190	13.580	15.770
1.974	950	1.420	2.370
1.975	5.800	20.900	26.700
1.976	1.290	4.470	5.760
1.977	2.490	13.580	16.070
1.978	990	800	1.790
1.979	—	—	—
1.980	—	—	—
T O T A L	37.370	142.080	179.450

	Años	1967		1978		1979		1980	
		Semestres		I	II	I	II	I	II
		I	II						
GENERACION									
Central diesel en Manta	4 x 3.400 Kw								
	1 x 3.400 Kw								
	1 x 3.400 Kw								
	1 x 3.400 Kw								
TRANSMISION									
Línea a 69 KV Portoviejo-Manta-Exist.									
Línea a 34.5 KV Jipijapa-Portoviejo									
Línea a 34.5 KV Portoviejo-Chone									
Línea a 34.5 KV Tosagua-Bahía									
Línea a 13.8 KV Varias Poblaciones									
TRANSFORMACION									
Subest. Elev. 13.8/69 KV en Manta									
Subest. Acopl. 69/34.5 KV en Portoviejo									
Subest. red 69/13.8 KV en Portoviejo									
Subest. red 13.8/6.3 KV en Portoviejo; Exist.									
Subest. red 34.5/13.8 KV en varias ciudades									
Subest. red 34.5/13.8 KV en Santa Ana y Sacre									
DISTRIBUCION									
Manta: 9.000 abonados									
Portoviejo 9.000 abonados									
Jipijapa: 3.000 abonados									
Chone: 3.000 abonados									
Otras poblaciones: 6.000 abonados									

	(1) Inversiones del Proyecto		1.969		1.970		
	M. Local	Divisas	Total	M. Local	Divisas	M. Local	Divisas
1.-GENERACION: Central diesel							
a) 4 x 3.400 KW en 1.971	-	-	-	300	5.200	2.700	51.800
b) 1 x 3.400 KW en 1.974	-	-	-	-	-	-	-
c) 1 x 3.400 KW en 1.976	-	-	-	-	-	-	-
d) 1 x 3.400 KW en 1.978	-	-	-	-	-	-	-
e) Subtotal	-	-	-	300	5.200	2.700	51.800
2.-TRANSMISION Y SUBTRANSMISION							
a) 32.8 Km. a 69 KV	1.680	1.800	3.480	-	-	-	-
b) 117.5 Km. en 1.970; 30 Km en 1.976 a 34.5 KV	-	4.120	4.120	4.110	-	-	-
c) 103 Km en 1.971; 30 Km en 1.976 a 13.8 Kv	-	3.090	3.090	2.580	-	510	-
d) Subtotal	1.680	9.010	10.690	6.690	-	510	-
3.-SUBESTACIONES							
a) 13.8/69 KV 15.000 KVA en Manta	230	950	1.180	90	800	-	-
b) 69/34.5 KV 10.000 KVA en Portoviejo	-	-	-	200	800	-	-
c) 69/13.8 KV 7.500 KVA en Portoviejo	230	950	1.180	-	-	-	-
d) 13.8/6.3 KV 1.500 KVA en Portoviejo	30	280	310	-	-	-	-
e) 34.5/13.8 KV 7.000 KVA en varias Pobl.	-	-	-	240	1.000	-	-
f) 34.5/13.8 KV 1.000 KVA en Suere y Sta Ana	-	-	-	80	320	-	-
g) Subtotal	490	2.180	2.670	610	2.920	-	-
4.-DISTRIBUCION							
a) Manta: 9.000 Abonados	850	2.050	2.900	500	1.200	500	-
b) Portoviejo: 9.000 Abonados	400	400	800	500	2.350	500	-
c) Jipijapa: 3.000 Abonados	-	1.000	1.000	500	-	500	-
d) Chone: 3.000 Abonados	-	1.000	1.000	500	-	500	-
e) Otras Poblaciones: 6.000 Abonados	-	1.500	1.500	750	-	750	-
f) Subtotal	1.250	5.950	7.200	2.750	3.550	2.750	-
5.-INVERSIONES GENERALES							
g) Subtotal	-	-	-	-	400	700	2.000
6.-INVERSION TOTAL	3.420	17.140	20.560	10.350	12.070	6.660	53.800

Responsable

Revisado

Fecha

	1.971		1.972		1.973		1.974		1.975	
	M. Local	Divisas	M. Local	Divisas	M. Local	Divisas	M. Local	Divisas	M. Local	Divisas
1.--	2,000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
a)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b)	-	-	1,420	12,780	1,200	12,780	-	-	-	-
c)	-	-	-	-	-	-	1,420	12,780	1,200	12,780
d)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
e)	2,000	-	1,420	12,780	1,200	12,780	1,420	12,780	1,200	12,780
2.--	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
a)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b)	-	-	-	-	-	-	-	-	1,050	1,050
c)	-	-	-	-	-	-	-	-	900	900
d)	-	-	-	-	-	-	-	-	1,950	1,950
3.--	90	800	-	-	90	800	-	-	90	800
a)	90	800	-	-	-	-	-	-	90	800
b)	90	800	-	-	-	-	-	-	-	-
c)	90	800	-	-	-	-	-	-	-	-
d)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
e)	-	-	60	500	-	-	-	-	60	500
f)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g)	270	2,400	60	500	90	800	-	-	240	1,850
4.--	-	-	450	-	450	-	500	-	300	650
a)	-	-	450	-	450	-	500	-	300	650
b)	-	-	450	-	450	-	450	-	400	850
c)	-	-	-	-	-	-	-	-	500	500
d)	-	-	-	-	-	-	-	-	500	500
e)	-	-	-	-	-	-	-	-	500	750
f)	-	-	900	-	900	-	950	-	2,200	3,250
5.--	-	-	-	-	-	-	-	-	210	1,070
6.--	2,270	2,400	960	1,920	2,190	13,580	950	1,420	5,600	20,900

Responsable

Revisado

Fecha

C A P I T U L O VII

ESTUDIO ECONOMICO FINANCIERO

- 7.1 Objetivo.- El objetivo del presente capítulo, es el de analizar primeramente el precio promedio de venta para suministrar la energía del Sistema Eléctrico de la Provincia de Manabí, con el fin de que pueda financiarse el programa de obras descrito anteriormente.

Para lograr este objetivo, habrá que determinar en primer lugar, la auto-generación de fondos del sistema, y canalizarlos hacia el financiamiento del programa.

Por tanto, el capítulo comprende dos partes: el estudio económico, y el estudio financiero.

- 7.2 Estudio Económico.- Comprende los siguientes puntos:

- a) Evolución de la inversión en explotación.
- b) Análisis de los gastos de explotación.
- c) Análisis del fondo de depreciación.
- d) Determinación del costo medio de la energía vendida y del precio medio de venta.
- e) Análisis de los ingresos de explotación.
- f) Análisis de pérdidas y ganancias o Proyección Financiera.

- 7.3 Evolución de la inversión en explotación:

El cuadro N°41 trae el cálculo de la evolución de la inversión bruta en explotación, o lo que contablemente llaman, ACTIVO FIJO ó BRUTO.

Este no es sino el resultado de los incrementos de inversión que se irá haciendo en el sistema, en el período 1.969-1.980 a lo que se tiene invertido al año 1.968, en cada uno de los elementos del sistema.

Para aclarar la idea, tenemos por ejemplo a la central diesel de Manta que de acuerdo a lo previsto en este estudio, será necesario instalar otra unidad diesel de 3400 Kw que iniciará su operación a partir del año 1.974, por tanto, tendrá que aparecer en el activo del balance al 31 de Diciembre del año 1.974 el valor de esta nueva unidad, o sea, 15,4 millones de sucres, así mismo, en los años 1.976 y 1.978 deberán entrar en operación otras dos unidades diesel de 3400 Kw cada una, por tanto, aparecerán en el activo el incremento de 15.4 millones de sucres en cada uno de estos años.

De la misma manera se ha procedido para todas las demás obras, -

Cuadro N° 41

	1968	1969	1978	1979	1980
I GENERACION Centrales Exist	17.460	17.460	-	-	-
Central diesel en Manta	-	-	108.200	108.200	108.200
II. TRANSMISION					
Línea Manta-Portoviejo 69 KV	3.480	3.480	3.480	3.480	3.480
Línea Portoviejo-Chone 34.5KV	-	-	4.634	4.634	4.634
Línea Tosagua-Bahfa 34.5 KV	-	-	2.100	2.100	2.100
Línea Portoviejo-Jipijapa 34.5KV	-	-	3.596	3.596	3.596
Líneas a 13.8 KV	-	-	7.980	7.980	7.980
SUBTOTAL	3.480	3.480	21.790	21.790	21.790
III. SUBESTACIONES					
En Manta 13.8/69 KV	1.180	1.180	5.630	5.630	5.630
En Portoviejo 34.5/69 KV	-	-	2.780	3.670	3.670
En Portoviejo 69/13.8 KV	1.180	1.180	2.960	2.960	2.960
En Portoviejo 13.8/6.3 KV	310	310	310	310	310
En Chone 34.5/13.8 KV	-	-	590	590	590
En Jipijapa 34.5/13.8 KV	-	-	590	590	590
En Rocafuerte 34.5/13.8 KV	-	-	310	310	310
En Tosagua 34.5/13.8 KV	-	-	310	310	310
En Bahfa 34.5/13.8 KV	-	-	310	310	310
En Santa Ana 34.5/13.8 KV	-	-	200	200	200
En Sucre 34.5/13.8 KV	-	-	200	200	200
SUBTOTAL	2.670	2.670	14.190	15.080	15.080
IV. DISTRIBUCION	7.700	10.200	35.900	37.700	37.700
V. INVERSIONES GENERALES (1)	2.060	2.060	6.440	6.440	6.400
VI. INVERSION TOTAL	33.310	35.810	186.520	189.210	189.210

NOTAS (1) Equipo Técnico y de Trabajo, moviliar

en función del cronograma de inversiones y el costo de cada una de ellas, o las inversiones adicionales que se harán en otras.

Así mismo, si una obra sale de operación, también tendrá que desaparecer del activo. Esto sucede con el buque Planta APD y la central diesel de 500 Kw instalada en Manta.

Resumiendo, esta evolución de la inversión en explotación, representa la suma de todas las inversiones, vistas al 31 de Diciembre de cada año de la proyección.

De esta manera se lograron los siguientes resultados:

Año	Capital en Explotación (Miles de Sucres)
1.969	35.810
1.970	58.630
1.971	112.450
1.972	115.120
1.973	117.480
1.974	135.570
1.975	137.470
1.976	164.540
1.977	167.830
1.978	186.520
1.979	189.210
1.980	189.210

- 7.4 Costos de Explotación.- Para proyectar los gastos de explotación, durante los 12 próximos años es necesario analizar los gastos en el pasado.

El cuadro N°42 trae un resumen de los gastos de explotación durante el año 1.968, el cálculo de los gastos de explotación unitarios, en función de las características físicas de cada uno de los elementos del sistema.

Los valores gastados en la operación y en el mantenimiento del sistema así como los gastos de comercialización, administrativos y generales se han extraído del Estado Económico del Sistema al 31 de Diciembre de 1.968.

			Personal (Miles de Sucres)	Repuestos (Miles de Sucres)	Total	Indice Uni- tario
GENERACION:						
Buque planta APP: 4.000 KW	Operac. y Mant. Combustible	956	1.734 4.108	2.690 4.108	672 \$/KW 0.275 \$/KWH	
Central Diesel: 500 KW	Operac. y Mant. Combustible	135	58 33	193 33	386 \$/KW 0.24 \$/KWH	
TRANSMISION:						
Manta-Portoviejo		65	15	80	2.450 \$/Km.	
SUBESTACIONES:						
Subestación Manta		2	13	15	6 \$/KVA	
Subestación Portoviejo		3	21	24	6 \$/KVA	
DISTRIBUCION:						
		345	87	432	114 \$/abonado	
COMERCIALIZACION:						
		283	96	379	100 \$/abonado	
ADMINISTRATIVOS Y GENERALES:						
		349	397	746	20 % del total de gastos	

Responsable

Fecha

Revisor

Los gastos de operación y mantenimiento de la nueva central diesel que operará a partir de 1.971, fueron calculados tomando en cuenta el número de personas que deberá operar la central, con la aplicación de sueldos razonables para cada cargo; y en gastos para materiales se considerará que estos serán el 20% de los gastos totales de operación y mantenimiento de la central.

Los gastos de operación y mantenimiento para las líneas a 34.5 KV desde Portoviejo a Chone, y Portoviejo a Jipijapa; las líneas de subtransmisión a 13.8 KV y la subestaciones de reducción en las otras ciudades del sistema se han calculado tomando en cuenta valores de datos estadísticos de instalaciones similares de otras empresas eléctricas ya que no se tienen valores para el Sistema de Manabí.

Para el cálculo de los gastos por combustible de la nueva central, se han calculado tomando en cuenta un rendimiento promedio de los grupos de 75%, y con un costo de combustible de \$1.6955/galón - puesto en los tanques de combustibles de la central. El valor calculado del costo del Kwh generado es de \$0.12/Kwh. El porcentaje correspondiente al rendimiento de los grupos fueron tomados de los valores propuestos por el fabricante presentados ya en el Capítulo IV.

De este modo se han obtenido los siguientes resultados de:

Gastos de operación y mantenimiento:

Generación	Total	Personal	Materiales y Repuestos
Buque Planta APD	\$672/KW	36%	64%
Central diesel 500KW	\$386/KW	70%	30%
Central diesel nueva	\$ 46/KW	80%	20%
Transmisión.			
Manta-Portoviejo	\$2.450/Km	80%	20%
Portoviejo-Chone	\$2.000/Km	80%	20%
Portoviejo-Jipijapa	\$2.000/Km	80%	20%
Líneas a 13.8 KV	\$400/Km	80%	20%
Subestaciones			
Subestación Manta	\$6/KVA	10%	90%
Subestación Portoviejo	\$6/KVA	10%	90%
Subestaciones en ciudades	\$12/KVA	67%	33%

	Total	Personal	Materiales y Repuestos
Distribución	\$114/abonado	80%	20%
Comercialización	\$100/abonado	74%	26%
Administrativa y Generales	25% del total de gastos.		

Estos gastos unitarios, con toda seguridad, no permanecerán constantes hasta el año 1.980, sino que se irán incrementando año tras año, como consecuencia de una desvalorización monetaria, aumentos de salarios, etc.

Por esta razón, los costos unitarios de explotación se han incrementado en la siguiente forma:

Personal	3% cada 2 años
Materiales y Repuestos	2% cada 2 años

Aplicando, para cada uno de los años de la proyección los índices incrementados en la forma descrita, a cada uno de los elementos del sistema, se han obtenido los siguientes resultados, y que están presentando en forma detallada en el cuadro N°43.

Años	Gastos (en miles de sucres)
1.969	9.839
1.970	12.176
1.971	9.796
1.972	10.763
1.973	12.578
1.974	14.284
1.975	16.312
1.976	18.413
1.977	19.786
1.978	21.057
1.979	22.526
1.980	23.682

- 7.5 Fondo anual para depreciación.- En el cuadro N°44 se han consignado los valores de depreciación de todo el Sistema Eléctrico de la Provincia (Generación, Transmisión, ---

	1968	1969	1978	1979	1980
I. GASTOS POR COMBUSTIBLE					
1.1 Buque Planta APD	4.108	5.050	-	-	-
1.2 Central Diesel 500 Kw	33	42	-	-	-
1.3 Central Diesel nueva	-	-	7.864	8.450	9.089
SUBTOTAL	4.141	5.092	7.864	8.450	9.089
II. OPERACION Y MANTENIMIENTO					
2.1 Generación					
a) Buque Planta APD	2.690	2.740	-	-	-
b) Diesel 500 Kw	193	197	-	-	-
c) Central diesel nueva	-	-	1.190	1.214	1.214
SUBTOTAL	2.883	2.937	1.190	1.214	1.214
2.2 Transmisión					
a) Línea a 69 KV	80	80	89	92	92
b) Líneas a 34.5 KV	-	-	320	329	329
c) Líneas a 13.8 KV	-	-	57	59	59
SUBTOTAL	80	80	466	480	480
2.3 Subestaciones					
a) En Manta	15	15	105	105	105
b) En Portoviejo	20	20	105	123	123
c) En otras ciudades	-	-	104	104	104
SUBTOTAL	35	35	314	332	332
2.4 Distribución	432	481	4.578	4.935	5.156
2.5					
2.5 TOTAL GASTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO	3.430	3.533	6.548	6.961	7.182
III. COMERCIALIZACION	379	423	4.006	4.300	4.492
IV. ADMIN. Y GENERALES	746	791	2.639	2.815	2.919
V. TOTAL GASTOS	8.696	9.839	21.057	22.526	23.682

NOTA (1): Considerando 6 meses de operación

Subtransmisión, Transformación Distribución e Inversiones Generales).

Estos valores de depreciación en sucres, representan el desgaste físico que experimentarán cada una de las obras en operación.

Para todos los casos se ha considerado la depreciación lineal y un valor residual nulo; entendiéndose por depreciación lineal la cuantía de la inversión dividida para el número de años de vida, ó vida media a signado.

Como vidas medias de trabajo se han considerado las siguientes:

- a) Generación: según datos del fabricante la vida media de la central térmica es de 20 años.
- b) Transmisión: 25 "
- c) Transformación: 25 "
- d) Distribución: 25 "
- e) Equipo Técnico y de trabajo: 13 años.

Estas son las vidas medias promedias observadas en América Latina para instalaciones similares.

Como consecuencia de estas vidas medias, se han aplicado los siguientes índices de depreciación:

- a) Generación 5%
- b) Transmisión 4%
- c) Transformación 4%
- d) Distribución 4%
- e) Equipo Técnico y de trabajo 8%

Aplicando los índices de depreciación mencionados a los respectivos elementos del sistema se obtuvieron los siguientes resultados:

Año	Depreciación (Miles de sucres)
1.969	2.119
1.970	2.548
1.971	5.325
1.972	5.431
1.973	5.525
1.974	6.403

	1969	1978	1979	1980
I. GENERACION				
Centrales Existentes	1.300	-	-	-
Central Diesel en Manta	- 0	5.410	5.410	5.410
Subtotal	1.300 0	5.410	5.410	5.410
II. TRANSMISION				
Manta - Portoviejo	139 9	139	139	139
Portoviejo - Chone	- 5	185	185	185
Portoviejo - Jipijapa	- 4	144	144	144
Tosagua - Bahía	- 4	84	84	84
Subtransmisión a 13.8 KV	- 9	319	319	
Subtotal	139 1	871	871	871
III. SUBESTACIONES				
Subestación Manta	47 0	225	225	225
Subestación Portoviejo	60 2	242	278	278
Subestaciones en ciudades	- 0	100	100	603
Subtotal	107 2	567	603	603
IV. DISTRIBUCION	408 0	1.436	1.508	1.508
V. INVERSIONES GENERALES	165 5	515	515	515
TOTAL	2.119 8	8.799	8.907	8.907

NOTA (1): Para 6 meses de operación.



1.975	6.479
1.976	7.766
1.977	7.898
1.978	8.799
1.979	8.907
1.980	8.907

- 7.6 Ingresos de Explotación.- El cálculo de los ingresos de explotación - se han basado primeramente en el análisis - del costo medio de la energía media, y en el análisis de los precios medios de venta que rigen actualmente en el sistema.

El cuadro N°45 presenta en detalle el costo medio de la energía - vendida para todos los años del estudio; se nota claramente que para los años 1.968, 1.969 y 1.970 estos costos resultan muy elevados en - comparación con los siguientes años, a partir de 1.971, ésto es consecuencia del alto costo de operación y mantenimiento de las centrales - existentes (Buque Planta APD y central diesel de 500 Kw), y además del bajo rendimiento de éstas, lo que trae un precio elevado de combustible por cada kilovatio, hora generado. Los costos medios obtenidos para estos años son \$0.87, \$0.83 y \$0.82 por cada kilovatio, hora vendido, para los años 1.968, 1.969 y 1.970 respectivamente.

A partir del año 1.971 el costo medio de la energía vendida se reduce notoriamente, lógica consecuencia de la operación de la nueva central diesel, en donde los gastos de operación, mantenimiento y los de combustible se reducen notablemente.

Cabe indicar que en estos gastos no están incluidos el servicio - de la deuda.

Analizando ahora el precio medio de venta actual del sistema vemos que para el año 1.968, estos fueron:

Consumo Homogéneo	\$. 1.10/Kwh
Consumo Industrial	\$. 0.49/Kwh
Venta a Portoviejo en bloque	\$. 0.39/Kwh
Consumo Alumbrado Público	\$. 0.14/Kwh

Para Portoviejo actualmente se vende en bloque y la E. E. Portoviejo efectúa la venta a nivel de abonado. Esta modalidad continuará así hasta el año 1.970.

Para el año 1.969 se ha hecho un nuevo reajuste de tarifas, por lo cual el precio medio de venta para el consumo homogéneo se ha reducido a \$.0.55/Kwh. Para los demás consumos no se han variado los precios medios de venta. Se estima que estos precios permanecerán constantes en el año 1.970.

COSTO MEDIO DE LA ENERGIA VENDIDA.
(Miles de Suces)

Cuadro N° 45

ANO	Gastos de Explotación	Fondo para depreciación	Total	Energía Vendida MWH	Costo medio de la Energía \$/KWH
1.968	8.696	2.119	10.815	12.380	0.87
1.969	9.839	2.119	11.958	14.378	0.83
1.970	12.176	2.548	14.724	18.043	0.82
1.971	9.796	5.325	15.121	23.520	0.64
1.972	10.763	5.451	16.194	27.280	0.59
1.973	12.578	5.525	18.103	31.530	0.57
1.974	14.284	6.403	20.687	35.960	0.58
1.975	16.312	6.479	22.791	41.140	0.55
1.976	18.413	7.766	26.179	46.370	0.56
1.977	19.786	7.898	27.684	50.580	0.55
1.978	21.057	8.799	29.856	55.070	0.54
1.979	22.526	8.907	31.433	60.000	0.52
1.980	23.682	8.907	32.589	65.510	0.50

Responsable

Revisado

Fecha

Cuadro N° 46

	1.968	1.9677	1.978	1.979	1.980
I.-VENTA DE ENERGIA (MWH)					
1.1 Consumo Homogéneo	3.681	4.27444	32.030	34.850	38.077
1.2 Consumo Industrial	3.846	4.59820	19.600	21.570	23.720
1.3 Venta a Portoviejo	4.373	4.99	-	-	-
1.4 Consumo Al. Público	480	51316	3.440	3.580	3.713
1.5 Total	12.380	14.37580	55.070	60.000	65.510
II.-PRECIOS MEDIOS DE VENTA \$/KWH					
2.1 Homogéneo	1.10	0.9.90	0.90	0.90	0.90
2.2 Industrial	0.40	0.5.55	0.55	0.55	0.55
2.3 Venta a Portoviejo	0.39	0.3	-	-	-
2.4 Alumbrado Público	0.14	0.1.40	0.40	0.40	0.40
2.5 Total	0.60	0.5.74	0.74	0.74	0.74
III.-INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA					
3.1 Homogéneo	4.075	3.84500	28.827	31.365	34.269
3.2 Industrial	1.900	2.52800	10.780	11.864	13.046
3.3 Venta a Portoviejo	1.831	1.95	-	-	-
3.4 Alumbrado Público	65	7326	1.376	1.432	1.485
3.5 Total	7.871	8.39326	40.983	44.661	48.800
IV.-OTROS INGRESOS DE EXPLOTAC.					
	32	16881	2.049	2.253	2.440
V.-TOTAL DE INGRESOS					
	7.903	8.56507	43.032	46.894	51.240

NOTAS: (1) Se estima que a, Sucre,
Sta. Ana Jipija para
estas poblacione

(2) Se estima que en este año.

El cuadro N°46 presenta un detalle de los ingresos para los años 1.969 y 1.970, dando precios medios de venta de \$.0.58/Kwh y \$.0.60/ - Kwh, que comparados con los costos unitarios, no cubren los costos de explotación ni depreciación.

Analizando los gastos totales de explotación partir del año 1971, y considerando que es necesario además cubrir el pago para servicio de la deuda de los préstamos obtenidos, se han elevado las tarifas para los consumos homogéneos y para el alumbrado público. La tarifa para el consumo industrial se considera que permanecerá constante. No obstante la tarifa para el consumo homogéneo se reducirá nuevamente en el año 1.976 y permanecerá constante hasta 1.980.

Los precios medios de venta del consumo homogéneo se han elevado a \$.1.15/Kwh desde 1.971 a 1.976, y se han reducido nuevamente a \$0.90 /Kwh desde 1.976 a 1.980.

La tarifa del consumo de alumbrado público se han elevado a \$0.40 /Kwh de tal modo que alcancen a cubrir los gastos de explotación, sin incluir depreciación.

La venta de energía en bloque a Portoviejo se suprimirá desde 1.971, pues a partir de este año se considera un sólo Sistema eléctrico en la provincia.

Los otros ingresos de explotación se han determinado como el 5 % de los ingresos por venta de energía, y se han considerado este porcentaje desde el año 1.971. Este valor se ha obtenido de otras empresas eléctricas ya constituidas y que han alcanzado este promedio en 4 ó 5 años de operación.

El Cuadro N°46 presenta un detalle de los ingresos de explotación desde 1.971 a 1.980 además de los otros dos años ya considerados (1969 y 1.970).

En resumen se han obtenido los siguientes valores

<u>AÑO</u>	<u>INGRESOS</u> (Miles de Suces)
1.969	8.563
1.970	11.174
1.971	20.858
1.972	24.465
1.973	28.523
1.974	32.962
1.975	38.159
1.976	36.195
1.977	39.507
1.978	43.032
1.979	46.894
1.980	51.240

Se observa una reducción de los ingresos en 1.976, como consecuencia de una reducción de la tarifa en el precio de venta para el consumo homogéneo.

7.7 Proyección Financiera.- La Proyección Financiera representa lo que contablemente se denomina "Pérdidas & Ganancias".

El Cuadro N°47 trae la proyección de las pérdidas y ganancias que obtendrá el Sistema desde el año 1.969 hasta 1.980. Esto resulta del contraste entre los ingresos totales que obtiene la operación del Sistema y los gastos de explotación del mismo. Así se obtuvo el siguiente resultado

(MILES DE SUCRES)

<u>AÑO.</u>	<u>INGRESOS</u>	<u>GASTOS</u>	<u>INGRESOS NETOS</u>	<u>RELACION GASTOS/INGRESO</u>
1.969	8.563	11.958	3.305*	1.4
1.970	11.174	14.724	3.550*	1.3
1.971	20.858	15.121	5.737	0.72
1.972	24.465	16.194	8.271	0.66
1.973	28.523	18.103	10.420	0.63
1.974	32.962	20.687	12.275	0.63
1.975	38.159	22.791	15.368	0.60
1.976	36.195	26.179	10.016	0.72
1.977	39.507	27.684	11.823	0.70
1.978	43.032	29.856	13.176	0.69
1.979	46.894	31.433	15.461	0.67
1.980	51.240	32.589	18.651	0.64

* Valores negativos o pérdidas

Se observa que la relación Gastos/Ingresos, durante los años 1969 y 1.970 es 1.4 y 1.3 respectivamente. Esto quiere decir que los ingresos no cubren los gastos de operación y depreciación, por razones que fueron ya explicadas; desde el año 1.971 hasta 1.980 esta relación varía desde 0.72 a 0.60, ésto significa que aproximadamente el 36 % de los ingresos de operación se dispondrá para gastos financieros (pago del servicio de la deuda y reinversiones).

La relación entre los Ingresos Netos y el Capital Neto en Explotación (Capital Bruto menos Depreciación Acumulada) expresada en porcentaje, representa la rentabilidad de la inversión neta, que resulta la siguiente:

	1968	1969		1978	1979	1980
1. INGRESOS						
a) Por venta de energía	7.871	8.395	3	40.983	44.661	48.800
b) Otros ingresos de explotación	32	168	1	2.049	2.233	2.440
c) Total de ingresos	7.903	8.563	7	43.032	46.894	51.240
2. GASTOS DE EXPLOTACION						
a) Generación	7.024	8.029	3	9.054	9.664	10.303
b) Transmisión	80	80	3	466	480	480
c) Subestaciones	35	35	7	314	332	332
d) Distribución	432	481	3	4.578	4.935	5.156
e) Comercialización	379	423	3	4.006	4.300	4.492
f) Admín. y Generales	746	791	7	2.639	2.815	2.919
g) SUBTOTAL	8.696	9.839	3	21.057	22.526	23.682
h) Fondo de depreciación	1.547	2.119	3	8.799	8.907	8.907
i) TOTAL GASTOS	10.243	11.958	1	29.856	31.433	32.589
3. INGRESOS NETOS	(2.340)	(3.305)	3	13.176	15.461	18.651
4. CAPITAL BRUTO EN EXPLOT.	33.310	35.810	0	186.520	189.210	189.210
5. DEPRECIACION ACUMULADA	4.921	7.040	0	63.214	72.121	81.028
6. CAPITAL NETO DE EXPLOT.	28.389	28.770	0	123.306	117.089	108.182
7. RENTABILIDAD DE LA IN- VERSION NETA %						
	(8.2)	(11.5)	0	10.7	13.2	17.2
8. SERVICIO DE LA DEUDA						
a) Eximbank	1.751	2.957	0	2.323	2.323	2.323
b) Crédito Polaco	-	-	0	5.560	2.665	-
c) Otros Proveedores	-	-	0	5.157	4.927	4.697
Total	1.751	2.957	0	13.040	9.919	7.020
UTILIDADES UNITARIAS						
(1)	(4.091)	(6.262)	0	136	5.546	11.631

NOTA (1): Valores Negativos ó pérdidas.

<u>AÑO</u>	<u>RENTABILIDAD DE LA INVERSIÓN NETA (%)</u>
1.969	10.5*
1.970	6.8*
1.971	5.7
1.972	8.5
1.973	11.0
1.974	11.6
1.975	15.1
1.976	8.3
1.977	10.2
1.978	10.4
1.979	12.9
1.980	16.8

* Valores Negativos

Se observa que durante los años 1.969 y 1.970 se obtiene una rentabilidad negativa; a partir del año 1.971 la rentabilidad se vuelve positiva como consecuencia de la reducción de los gastos de explotación y el aumento de los ingresos, debido al incremento en las tarifas; y crece hasta el año 1.975 para bajar en 1.976 debido a una reducción en las tarifas. A partir de 1.977 la rentabilidad crece hasta 16.8 %

Para el servicio de la deuda se ha calculado la anualidad de cada uno de los créditos concedidos para la financiación del proyecto y de los nuevos créditos a obtenerse. Las entidades que han concedido estos créditos son el EXIMBANK (Export & Import Bank) y la firma Polaca ELEKTRIM

El monto que deberá pagarse cada año para amortizar las deudas contraídas es el siguiente

<u>AÑO</u>	<u>SERVICIO DE LA DEUDA</u> (Miles de Suces)
1.969	2.957
1.970	2.614
1.971	7.690
1.972	9.720
1.973	9.414
1.974	10.980
1.975	10.598
1.976	12.141
1.977	11.627

1.978	13.040
1.979	9.915
1.980	7.020

Analizando los Ingresos Netos y el Servicio de la Deuda se tiene que, durante los cuatro primeros años de operación habrá pérdidas, obteniéndose utilidades a partir del año 1.973. En el año 1.976 se registrarán nuevamente pérdidas debido a la reducción en las tarifas y desde el año 1.977 se obtendrán utilidades, las mismas que irán creciendo gradualmente hasta 1.980.

- 7.8 Estudio Financiero.- Comprende las fuentes de recursos financieros - necesarios para la ejecución y funcionamiento y además se describe los mecanismos a través de los cuales fluirán esos recursos hacia los usos específicos del proyecto.

El cuadro N°48 presenta un resumen del estudio financiero, el - que se denomina FUENTES Y USOS DE FONDOS.

Considerando las fuentes de fondos tenemos:

- 7.8.1 Autogeneración de fondos, provenientes de la operación del sistema (Ingresos Netos de Explotación , más reinversión de cuotas de depreciación).
- 7.8.2 Aportes de Capital.
Aporte del Gobierno del Ecuador proveniente de las regalías del petróleo y del impuesto de US \$.1.= por cada saco de café de 60 kilos, exportando en el segundo semestre cafetero 1.968-1.969. El monto total asciende a \$.20'500.000.
Aporte de INECEL.
- 7.8.3 Préstamos Extranjeros.
Préstamo del Eximbank para financiar los materiales de importación de algunas obras del proyecto.
Préstamo del Gobierno de Polonia para financiar el 80% de 4 grupos diesel eléctricos de la Central Diesel de Manta.
Otro préstamo externo para financiar el 80% de 3 grupos diesel eléctricos necesarios para la operación del sistema hasta 1.980.

Considerando los usos de fondos tenemos:

- 7.8.4 Gastos en construcciones expresados en Moneda Local y Divisas.
- 7.8.5 Pago del Servicio de la Deuda.
- 7.8.6 Fondo de reservas para reinversiones.
- 7.8.7 Capital de Trabajo.

Cuadro N° 48

	1969	1970	1979	1980	Total
FUENTES DE FONDOS					
Ingresos netos de explotación(1)	(3.305)	(3.550)	15.461	18.200	112.892
Fondo para depreciación	2.119	2.548	8.907	8.907	76.107
SUBTOTAL	(1.186)	(1.002)	24.368	27.107	189.999
Aportes de Capital					
1 Gobierno del Ecuador	7.000	10.800	-	-	20.500
2 INECEL	11.800	12.200	-	-	24.000
Préstamos Externos					
1 Eximbank	(2) 6.764	-	-	-	6.764
2 Gobierno Polaco	-	41.421	-	-	41.421
3 Otros Proveedores	-	-	-	-	30.672
Saldo del año anterior	2.315	1.318	3.079	3.032	-
TOTAL DE FUENTES	26.693	64.735	27.447	30.139	313.356
USOS DE FONDOS					
Gastos de construcción de obras					
1 Gastos locales	10.350	6.660	-	-	33.950
2 Gastos en divisas	12.070	53.800	-	-	124.940
SUBTOTAL	22.420	60.460	-	-	158.890
Pago Deuda					
1 Eximbank	2.957	2.323	2.323	2.323	28.510
2 Préstamo Polaco	-	291	2.665	-	53.674
3 Otros proveedores	-	-	4.927	4.697	25.478
SUBTOTAL	2.957	2.614	9.915	7.020	107.662
Reserva para reinversiones	-	-	14.500	20.000	46.000
TOTAL DE USOS DE FONDOS	25.377	63.074	24.415	27.020	312.552
SALDO ANUAL	1.318	1.661	3.032	3.119	3.119
CAPITAL DE TRABAJO	1.230	1.522	2.816	2.960	

NOTAS: (1) Valores negativos

(2) Utilización del saldo del préstamo del E

Los préstamos extranjeros que se han obtenido para la construcción del Proyecto Manabí son:

Préstamo del Eximbank	\$.23'871.000
Préstamo Gobierno de Polonia	\$.41'421.000
TOTAL	\$.65'292.000

Adicionalmente se requerirá la obtención de otro préstamo extranjero cuyo monto es de \$30' 672.000 y que corresponde al 80 % del valor de tres grupos diesel eléctricos adicionales, que deberá ser obtenido en tres dividendos de \$10' 224.000 cada uno.

Las condiciones del Préstamo del Eximbank son las siguientes:

Para el año 1.968: 7 % de interés sobre préstamo utilizado
0.5 % de interés sobre préstamo no utilizado
Amortización de 1/34 del préstamo

Para el año 1.969: 7 % de interés sobre préstamo utilizado
Amortización de 2/34 del préstamo

El saldo del préstamo se pagará a 15.5 años de plazo y el interés del 7 % anual con anualidades constantes desde el año 1.971

La tabla de Amortización para el préstamo del Eximbank es la siguiente

(MILES DE SUCRES)

AÑO	PRESTAMO	INTERESES	AMORTIZACION	ANUALIDADES	DEUDA
1.968	17.107	1.049	702	1.751	16.405
1.969	23.871	1.553	1.404	2.957	21.765
1.970	----	1.524	799	2.323	20.966
1.971	----	1.468	855	2.323	20.111
1.972	----	1.408	915	2.323	19.196
1.973	----	1.344	979	2.323	18.217
1.974	----	1.275	1.048	2.323	17.169
1.975	----	1.202	1.121	2.323	16.048
1.976	----	1.123	1.200	2.323	14.848
1.977	----	1.039	1.248	2.323	13.564
1.978	----	949	1.374	2.323	12.190
1.979	----	853	1.470	2.323	10.720
1.980	----	750	1.573	2.323	9.147

Las condiciones del Préstamo del Gobierno Polaco son: ocho años plazo y 6 % de interés anual, contados desde el fin del período de gracia. Período de gracia 2 años desde la firma del contrato, interés 6 % anual sobre el valor FOB del 80 % de cada grupo entregado en el puerto de embarque.

La Tabla de Amortización para el Préstamo del Gobierno Polaco es la siguiente

(MILES DE SUCRES)					
AÑO	SEMESTRE	PRESTAMO	INTERESES	AMORTIZACION	ANUALIDAD
1.970	2°				291
1.971	1°				1.553
	2°	41.421	1.224	2.589	3.813
1.972	1°		1.148	2.589	3.737
	2°		1.071	2.589	3.660
1.973	1°		995	2.589	3.584
	2°		918	2.589	3.507
1.974	1°		842	2.589	3.431
	2°		765	2.589	3.354
1.975	1°		689	2.589	3.278
	2°		612	2.589	3.201
1.976	1°		536	2.589	3.125
	2°		459	2.589	3.048
1.977	1°		382	2.589	2.971
	2°		306	2.589	2.895
1.978	1°		229	2.589	2.818
	2°		153	2.589	2.742
1.979	1°		76	2.589	2.665

Las condiciones del Préstamo de otros Proveedores se han considerado iguales que en el Préstamo Polaco, pero sin período de gracia: - esto es 8 años plazo a 6 % de interés anual; y corresponde al 80 % - valor FOB del equipo.

La Tabla de Amortización para cada préstamo correspondiente a cada unidad diesel-eléctrica adicional es el siguiente:

LETRA N°	PRESTAMO	INTERESES	AMORTIZACION	ANUALIDAD	DEUDA
1	10.224.000	306.720	639.000	945.720	9.585.000
2		287.550	639.000	926.550	8.946.000
3		268.380	639.000	907.380	8.307.000
4		249.210	639.000	888.210	7.668.000
5		230.040	639.000	869.040	7.029.000

<u>LETRA N°</u>	<u>PRESTAMO</u>	<u>INTERESES</u>	<u>AMORTIZACION</u>	<u>ANUALIDAD</u>	<u>DEUDA</u>
6		210.870	639.000	849.870	6.390.000
7		191.700	639.000	830.700	5.751.000
8		172.530	639.000	811.530	5.112.000
9		153.360	639.000	792.360	4.473.000
10		134.190	639.000	773.190	3.834.000
11		115.000	639.000	754.000	3.195.000
12		95.850	639.000	734.850	2.556.000
13		76.680	639.000	715.680	1.917.000
14		57.510	639.000	696.510	1.278.000
15		38.340	639.000	677.340	639.000
16		19.170	639.000	658.170	-----

El valor total de los préstamos que se han adquirido, y que se requerirán para el financiamiento de las obras del Proyecto Manabí alcanzan a 53.5 % del total del costo del proyecto, hasta el año 1.980.

El capital del trabajo que necesita el Sistema en cada año se ha calculado como el 12.5 % de los correspondientes gastos de operación y mantenimiento. Esto significa un capital de trabajo necesario para 45 días de operación del Sistema.

Para concluir diremos que la operación del Sistema eléctrico de la Provincia de Manabí producirá ingresos necesarios tanto para cubrir las deudas contraídas para la construcción del proyecto como para efectuar futuras reinversiones, siempre que rijan los precios medios de venta propuestos en este estudio.

CAPITULO VIII

ENTIDAD EJECUTORA, ADMINISTRACION Y OPERACION DEL PROYECTO

- 8.1 Generalidades.- El problema de la organización, puesta en marcha y futuro manejo de la empresa interesa al proyectista en la medida en que la fase de formulación del proyecto puedan resolverse o plantearse oportunamente algunas cuestiones importantes para el éxito de las fases siguientes. Los problemas generales o detalle del montaje y manejo de las empresas constituyen una etapa distinta de la del estudio mismo y deben ser confiadas a un personal especializado.

Por tanto, se tratarán algunas cuestiones de orden general sobre la ejecución, administración y operación del Proyecto Manabí.

- 8.2 Entidad Ejecutora.- El Proyecto Manabí fue concebido por INECEL - tendiente a solucionar el problema inmediato de electrificación de toda la provincia. La limitación de recursos económicos y financieros ha motivado que la realización de este proyecto haya sufrido un considerable atraso.

INECEL inició la ejecución del Proyecto Manabí el año 1.963 - con la instalación de un Buque Planta APD con capacidad de 4.000 Kw el mismo que está operando hasta la presente fecha, el mismo que empezó sirviendo a la ciudad de Manta.

Con la construcción de la línea de transmisión Manta-Portoviejo, obra del proyecto, empezó a servir a la ciudad de Portoviejo - desde el mes de octubre del año 1.967

Actualmente están en construcción las líneas de transmisión adicionales que alimentarán a los otros centros de consumo de la Provincia. Todas estas obras están siendo ejecutadas por contratos a empresas constructoras las cuales están bajo la supervisión técnica de INECEL.

A partir del último trimestre del año 1.970 INECEL procederá - al montaje de los equipos de generación de la nueva central diesel de Manta, los mismos que iniciarán la operación en el año 1.971.

INECEL seguirá encargándose de prestar el debido asesoramiento técnico de las futuras obras y ampliaciones que se construirán en la provincia de Manabí.

- 8.3 Entidad encargada de la Explotación.- Hasta la presente no está de terminada la Entidad que deberá encargarse de la operación y explotación del sistema eléctrico de Manabí.

Actualmente el suministro de energía a la ciudad de Manta está siendo efectuado por INECEL, el mismo que es el encargado de la operación y mantenimiento de las instalaciones existentes en Manta así como de la administración del mismo.

En Portoviejo, la Empresa Eléctrica Portoviejo S.A. es la encargada de la distribución y comercialización de la energía, puesto que INECEL le vende energía en alta tensión a 13,8 KV. La operación y mantenimiento de las instalaciones existentes en la ciudad la realiza la misma Empresa.

En otras ciudades de la provincia, actualmente los Municipios son los encargados de la atención del suministro de energía eléctrica.

Considerando que el Proyecto Manabí tiene como objetivo principal la integración eléctrica de la provincia, es importante entonces pensar en un organismo que se encargue de la explotación del sistema integrado.

Para poder adoptar decisiones fundamentales sobre la creación de este organismo administrador del Sistema es necesario exponer algunas ideas tendientes a la formación del mismo.

a) Una compañía anónima en la que intervengan como accionistas INECEL y cada uno de los Municipios de la provincia. Esta Empresa se encargaría de la administración al nivel de abonado. Aquí se presenta la desventaja del excesivo número de directores representantes de los accionistas que no permitirían un trabajo eficiente de la Empresa.

b) Considera a todas las fuentes de generación y líneas de transmisión de propiedad de INECEL, el cual administraría estas instalaciones en forma independiente. La energía sería entregada en bloque a una Empresa Eléctrica Provincial, la que estaría formada por los Municipios como accionistas, INECEL sería también un accionista con aportes correspondiente al valor de las redes de distribución de Manta y las acciones que posee en la Empresa Eléctrica Portoviejo. Esta empresa provincial atendería el sistema de distribución y comercialización de la energía en toda la provincia.

Un punto crítico importante constituye la seguridad de pago que debería ofrecer la Empresa por el suministro de energía que haría INECEL. La experiencia ha demostrado que no se pueden tomar mayores seguridades al respecto, pues no existe la posibilidad de cortar el servicio a la Empresa.

c) Otra posibilidad sería que INECEL tomaría a su cargo todo el sistema eléctrico de la Provincia, atendiendo la operación y mantenimiento, administración y comercialización del servicio, hasta nivel de abonado, el cual sería por tanto propietario único de todas las instalaciones del Sistema.

En este caso no habría ninguna Empresa y los Municipios interesados entregarían a INECEL una contribución única equivalente al costo del sistema de distribución, y no existiría la intervención de los Municipios pues estos pagarían sus consumos, por alumbrado público y generales. Esta alternativa constituye prácticamente la extensión de las condiciones que actualmente rigen en Manta, para toda la provincia.

Las gestiones que hasta la presente se han realizado tendientes a la formación de este organismo administrador del Sistema Manabí se inclinan hacia la tercera alternativa, pues en ella los Municipios no tienen participación activa.

Sin embargo esta tercera alternativa presenta desventajas de orden económico puesto que los consumidores piden continuamente rebaja en las tarifas del servicio eléctrico ya que consideran a INECEL una institución dependiente del Estado, esto trae como consecuencia pérdidas en la explotación del sistema eléctrico puesto que estas no cubren siquiera los gastos de explotación.

Por tanto es necesario considerar como otra alternativa la creación de una Empresa con el fin de que esta tenga independencia técnica económica y administrativa, la misma que sería la única responsable de la operación y administración del sistema eléctrico.

Para la formación de esta Empresa sería necesario la creación de Estatutos, los que serían aprobados por el directorio de INECEL.

Esta Empresa tendría un directorio nombrado por el Director Técnico, Auditor y el Jefe de la División de Explotación cuyas funciones estarían determinadas en los Estatutos de la Empresa. El Gerente sería también nombrado por el directorio de INECEL.

A INECEL le correspondería prestar el debido asesoramiento técnico a la Empresa, a través de sus divisiones de Planificación e Ingeniería y Construcción.

Por último, la Empresa contaría también con una reglamentación General de Empresas referente a lo Administrativo, de Personal y de Servicios.

A continuación presentamos un extracto de Reglamentación General de Empresas Eléctricas con las modificaciones necesarias para poder aplicarlo en la Empresa de Manabí.

8.4 REGLAMENTO DE EXPLOTACION PARA LA EMPRESA ELECTRICA DE MANABI

I.- Administrativo Interno.- Contiene un esquema de organización administrativa, con dos divisiones:

- a) Directiva, que comprende la Junta de Accionistas, que este caso no existiría, el Directorio, la Presidencia y los Comisarios.
- b) Ejecutiva, que comprende la Gerencia y tres Departamentos funcionales: Técnico, Comercial y Administrativo.

El Departamento Técnico tiene las siguientes secciones: Estudios y Proyectos; Construcciones; Producción Transmisión; Distribución; - Instalaciones para Consumidores.

El Departamento Administrativo tiene las secciones: Secretaría; Personal; Tesorería; Almacén, Contabilidad; Servicios Auxiliares.

Cada una de las secciones tiene los Grupos de Trabajo que sean necesarios.

Siguen las normas para el funcionamiento del Directorio, así como las funciones, deberes y atribuciones de cada uno de los funcionarios, empleados y obreros de la Empresa, dentro de sus respectivas Divisio--nes, Departamentos, Secciones o Grupo de Trabajo.

Será necesario además hacer las debidas adaptaciones de las re-glas generales a sus condiciones particulares propias.

II.- Trabajo.-- Este reglamento regulará las relaciones laborales entre - los trabajadores y los organismos directivos y funciona -- rios ejecutivos de la Empresa, de acuerdo a las leyes nacionales, estatutos y reglamentos propios y los contratos y convenios bilaterales vigentes.

Siendo el Código de Trabajo una legislación general, se pretende hacer su aplicación a la industria eléctrica, dadas las condiciones - especiales del servicio, que no se suspende nunca.

Contiene disposiciones sobre:

Admisión de trabajadores, asistencia al trabajo; horarios y tur--nos; trabajos extraordinarios; comisiones de servicio; salarios y be--neficios; períodos de pago; faltas disciplinarias y sanciones, enfer--medades y accidentes; separación del trabajo; perfeccionamiento profe--sional.

III.- Suministro de servicios.-- Trata de regular las relaciones entre la Empresa y los abonados al servicio de e--nergía.

Contiene:

Definiciones y condiciones generales; clases de servicio; procedi--mientos generales; obligaciones de la Empresa; obligaciones de los a--bonados; sanciones; reclamos; indemnizaciones. En cada Empresa se - completará con las tarifas vigentes.

En el cuadro N°49 presentamos el organigrama de una Empresa Eléc--trica, en el que estan indicadas en resumen las funciones de cada uno de los diversos Divisiones, Departamentos y Secciones.

La aplicación de este organigrama a la Empresa de Manabí sería la supresión de la Junta de Accionistas.

BIBLIOGRAFIA

- 1.- Manual de Proyectos de Desarrollo Económico de Naciones Unidas. Edición 1,958.
- 2.- Programa Nacional de Electrificación Preparado por INECEL. Revisión 1,967.
- 3.- Proyecto Jubones-Paute. Informe de Prefactibilidad. Chas. T. Main International. Octubre 1,968.
- 4.- Electrical Transmission and Distribución. Reference Book 4^o Edición por Westinghouse Electric Cooperation. 1950.
- 5.- CRC standar Mathematical Table 12^o Edición.
- 6.- Standard Handbook for Electrical Engineering. 9^o Edición Knowlton.
- 7.- Estudio sobre la Electrificación en América Latina de Naciones Unidas. Tomos I y II.
- 8.- Política Planificada para el Desarrollo Junta Nacional de Planificación y Coordinación Económica. 1966.
- 9.- Estudio de Mercado del Proyecto Paute. INECEL Junio 1969.
- 10.- La Industrial Fabril. Libro N^o1 del Plan General de Desarrollo Económico y Social del Ecuador.