

A.14

T
621393
A 683

INVENTARIO FÍSICO
03 SEP 2018
POR: lillana D

INVENTARIADO - 7 ABR 1980
RESPONSABLE: [Signature]

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA

14/11/1976
D-2214
18 MAR 1981
RESPONSABLE: [Signature]

"ESTUDIO DE ALTERNATIVAS PARA LA ELECTRIFICACION DE
LAS AREAS DE BABAHOYO Y MILAGRO HASTA EL
AÑO 1982"

20/10/1976
[Signature]

TESIS DE GRADO
PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE
INGENIERO ELECTRICO

18-11-15

Ing. Maria José Nieto Morán
ASISTENTE DE ACTIVOS FIJOS - CIB

*Arevalo
15/12/77*



POR:

CESAR A. AREVALO MOSCOSO

DICIEMBRE, 1976

GUAYAQUIL-ECUADOR

6/03/03
Columbus

"ESTUDIO DE ALTERNATIVAS PARA LA ELECTRIFICACION DE
LAS AREAS DE BABAHOYO Y MILAGRO HASTA EL
AÑO 1982"

DIRECTOR DE TESIS

A U T O R


ING. ALBERTO HANZE


CESAR AREVALO MOSCOSO

DECLARACION EXPRESA:

DECLARO QUE: Hechos, ideas y doctrinas ex
puestos en esta tesis son de mi exclusiva
responsabilidad y que el patrimonio inte-
lectual de la misma corresponde a la ES-
CUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL.

(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesioo
nales de la Escuela Superior Politécnica
del Litoral).

AGRADECIMIENTO

A LA ESCUELA SUPERIOR
POLITECNICA DEL LITORAL

A los profesores del Dpto.
DE INGENIERIA ELECTRICA

AL ING. ALBERTO HANZE, Director de Tesis, por su acertada Dirección y guía para la realización de este trabajo.

DEDICATORIA

A mis padres:

ALFREDO AREVALO

VILMA MOSCOSO DE AREVALO

Como reconocimiento a su
constante esfuerzo y sa-
crificios por darme una
profesión.

A MIS HERMANOS:

Como estímulo para su
formación profesional.

CONTENIDO

	Pág.
1. INTRODUCCION	1
2. ESTUDIO DE DEMANDA DE LAS AREAS DE BABAHOYO Y MILAGRO.	2
2.1. REQUERIMIENTOS PARA SU REALIZACION	2
2.2. ANALISIS DE LA PROYECCION DE LA DEMANDA	5
2.2.1. Análisis del Consumo Residencial	5
2.2.2. Análisis del Consumo Comercial	9
2.2.3. Análisis del Consumo Industrial	10
2.2.4. Análisis del Consumo de Alumbrado Público	10
2.2.5. Análisis de las Pérdidas de Energía	11
2.2.6. Análisis del Factor de Carga	12
3. METAS Y OBJETIVOS DEL PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACION CON RESPECTO A LAS AREAS DE BABAHOYO Y MILAGRO.	14
4. ESTUDIO DE ALTERNATIVAS DE ELECTRIFICACION PARA LAS AREAS DE BABAHOYO Y MILAGRO.	16
4.1. ALTERNATIVA 1. Autoabastecimiento de energía a las áreas de Babahoyo y Milagro.	16
4.1.1. Estudio de Autoabastecimiento para los centros de carga de Babahoyo y Quevedo.	17
4.1.2. Estudio de Autoabastecimiento para los centros de carga de Milagro y Naranjal.	27
4.1.3. Cálculo del costo de Instalación, Operación y de la Generación, por concepto de combustible, para autoabastecer la demanda en Babahoyo, Milagro y Naranjal.	43
4.1.4. Costo de la Alternativa 1.	53

4.2. ALTERNATIVA 2. Suministro de energía a las áreas de Babahoyo y Milagro, por medio de una línea de 69 KV desde Guayaquil, y <u>auto</u> abastecimiento en Naranjal.	53
4.2.1. Zonas que servirá la línea de 69 KV y su ruta.	53
4.2.2. Cálculo del calibre del conductor .	54
4.2.3. Cálculo de las pérdidas en la línea	57
4.2.4. Costo de Operación de la Línea 	60
4.2.5. Cálculo de la capacidad y costo de las Subestaciones en Milagro, Babahoyo y Quevedo.	69
4.2.6. Cálculo del costo de Generación por concepto de combustible 	73
4.2.7. Cálculo del costo de Autoabastecimiento en Naranjal.	74
4.2.8. Costo de la Alternativa 2.	75
4.3. ALTERNATIVA 3. Suministro de energía a Mila <u>gro</u> por medio de una línea de 69 KV desde - Guayaquil y <u>auto</u> abastecimiento, en Babahoyo, Quevedo y Naranjal.	76
4.3.1. Zonas que servirá la línea de 69 KV y su <u>ru</u> ta.	76
4.3.2. Cálculo del calibre del conductor.	76
4.3.3. Cálculo de las pérdidas en la línea.	77
4.3.4. Costo de Operación de la línea	78
4.3.5. Cálculo de la capacidad y costo de la Sub <u>es</u> tación en Milagro.	81
4.3.6. Cálculo del costo de Generación por concepto de combustible.	81

	Pág.
4.3.7. Cálculo del costo de autoabastecimiento en Babahoyo, Quevedo y Naranjal.	83
4.3.8. Costo de la Alternativa 3.	86
4.4. ALTERNATIVA 4. Suministro de energía a Milagro y Babahoyo por medio de una línea de 69 KV desde Guayaquil, y autoabastecimiento en Quevedo y Naranjal.	86
4.4.1. Zonas que servirá la línea de 69 KV y su ruta.	86
4.4.2. Cálculo del calibre del conductor.	87
4.4.3. Cálculo de las pérdidas en la línea	88
4.4.4. Costo de Operación de la línea	89
4.4.5. Cálculo de la capacidad y costo de las subestaciones en Milagro y Babahoyo.	94
4.4.6. Cálculo del costo de Generación por concepto de combustible.	94
4.4.7. Cálculo del costo de autoabastecimiento en Quevedo y Naranjal.	95
4.4.8. Costo de la Alternativa 4.	95
5. COMPARACION ECONOMICA DE LAS ALTERNATIVAS	97
6. APROVECHAMIENTO DE LAS INSTALACIONES DE LA ALTERNATIVA RESULTANTE.	100
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	103
8. ANEXOS	105
9. BIBLIOGRAFIA	

1. INTRODUCCION

La falta de energía eléctrica que sufren las principales ciudades de nuestro país y con mayor intensidad se lo siente en las zonas rurales, ha hecho que se inicie un Plan Nacional de Electrificación tendiente a lograr un menor índice de habitantes por abonado.

general!

El Plan de Electrificación contempla diferentes obras para su realización, es por cuyo motivo que en el presente estudio se va a tratar de ver alternativas posibles para electrificar las áreas de Babahoyo y Milagro hasta el año 1982.

Se analizará cual será la alternativa más económica que cubra con las necesidades de energía eléctrica para estas zonas y satisfaga las exigencias técnicas dictadas por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación.

En nuestro estudio se tratará de encontrar una solución al problema existente por la falta de energía eléctrica, ya sea instalando nuevas unidades diesel, tendiendo líneas de Transmisión o un Sistema combinado de unidades diesel y líneas de Transmisión.

2. ESTUDIO DE DEMANDA DE LAS AREAS DE BABAHOYO Y MILAGRO

2.1. REQUERIMIENTOS PARA SU REALIZACION

El estudio de demanda es de tal trascendencia, que sus resultados, inciden en todas las etapas del estudio de un proyecto de electrificación, desde su tamaño y localización, hasta sus fases de financiación. En la mayoría de los casos para un estudio de ésta naturaleza, será preferible tomar como referencia un período mínimo de diez años. *la que?*

Dado que el estudio de demanda constituye una evaluación de los requerimientos de energía eléctrica de la zona de estudio, a corto, mediano o largo plazo y que ésta evaluación o proyección debe tener como base un análisis previo del grado de desarrollo pasado y presente, es de fundamental importancia, la recopilación de una información que permita hacer éste estudio.

Los factores que fundamentalmente inciden en este estudio son los siguientes:

I. LA OFERTA.- Constituidos por las disponibilidades de producción de energía y potencia eléctrica, todo es-

to con la finalidad de determinar la calidad de servicio.

II. LA DEMANDA.- Que está constituida por los requerimientos de mercado y con la finalidad de obtener información que obedezca a una misma base.

Dentro de la demanda hay clasificado diferentes tipos de consumos, a saber:

CONSUMO RESIDENCIAL.- Se define consumo residencial al destinado exclusivamente para uso doméstico de la unidad familiar que ocasionan las habitaciones y anexos que normalmente constituyen la residencia de dicha unidad familiar.

CONSUMO COMERCIAL.- Es el consumo de energía eléctrica en casas, edificios, departamentos, etc. destinados por el abonado ó sus inquilinos para fines de negocios o actividades profesionales.

CONSUMO INDUSTRIAL.- Ha sido clasificada como consumo industrial, a la energía utilizada en fábricas, talleres, aserraderos, molinos, etc. destinados a la elaboración o transformación de productos por cualquier proceso industrial.

CONSUMO DE ALUMBRADO PUBLICO.- Se considera alumbrado público, a toda energía utilizada para el alumbrado de ca-

lles, plazas, sitios de recreo, parques, pilas luminosas, etc., que son de libre ocupación del público.

X CONSUMO OFICIAL.- Es el consumo de energía de las oficinas o dependencias de los Municipios, Consejos Provinciales y en general del Gobierno del Ecuador, cuyas funciones se hallan totalmente financiadas, por el estado.

Para obtener, todos estos datos sobre los consumos, se tiene que partir de una información relativa de la población, y para ello se lo hace por medio de la Junta Nacional de Planificación, en base a los censos de población - realizados en 1950 y 1974, y el censo de población y vivienda realizado en 1962.

Sin embargo, la información obtenida de ellos no es del todo valedera debido al fenómeno migratorio que se viene produciendo a los centros más poblados como son Guayaquil y Quito, que ha venido creciendo en los últimos años por las fuertes inundaciones, sucesivas principalmente en las áreas de Babahoyo y Milagro.

Según los datos tomados del Censo de población en el año de 1974, la tasa media del crecimiento poblacional fué de tres por ciento, para el área de Babahoyo, que comprende el centro de carga de Babahoyo y Quevedo. Para el área de Milagro, se tuvo que el porcentaje de creci-

miento medio poblacional para el centro de carga de Milagro fué de tres por ciento y para el centro de carga de Naranjal fué de 2.6 por ciento.

2.2. ANALISIS DE LA PROYECCION DE LA DEMANDA PARA LAS AREAS DE BABAHOYO Y MILAGRO.

El análisis de la demanda es de vital importancia, en razón de que nos permitirá diagnosticar el estado de la electrificación, y nos permitirá así mismo imponernos metas de desarrollo eléctrico.

Los datos de la proyección de la demanda se encuentran en el Anexo A para los centros de carga de Babahoyo y Quevedo, en el Anexo B para el centro de carga de Milagro y en el Anexo C, para el centro de carga de Naranjal. Esta información fue obtenida del Instituto Ecuatoriano de Electrificación.

En el análisis de la demanda intervienen los siguientes factores, que a continuación se detallan:

2.2.1. ANALISIS DEL CONSUMO RESIDENCIAL.- Para el análisis del consumo residencial se debe considerar los siguientes parámetros:

Tasa de crecimiento de la población total.

Tasa de crecimiento de la población servida
Tasa de crecimiento del ingreso per capita
Relación del número de habitantes por abonado.

Tasa de Crecimiento de la Población Total.- El consumo de energía eléctrica es en general directamente proporcional a la población. Si la población crece el consumo residencial, también crece y viceversa. La tasa media de crecimiento poblacional del país está en el orden de 3.5 por ciento, en consecuencia las tasas de crecimiento de la población de los distintos sectores del país estarán dentro de éste rango.

Para nuestro estudio en particular, los centros de carga de Babahoyo y Quevedo tienen una tasa de crecimiento poblacional, de 3.04 por ciento, de acuerdo a lo previsto en el anexo A. Para el centro de carga de Milagro la tasa media de crecimiento poblacional está en 2.95 por ciento. Y para el centro de carga de Naranjal está en 2.63 por ciento.

Tasa de Crecimiento de la Población Servida.- En base a los censos de población y vivienda, en las cuales se establece las viviendas totales, así como también las que disponen de servicio eléctrico. Se observa que tan solo una parte de las viviendas tienen servicio eléctrico, y que

un porcentaje relativamente alto no dispone de servicio de energía eléctrica.

En razón de que en nuestro país solo se ha realizado en el año 1962, el censo de población y vivienda, no se encuentran datos precisos sobre el número de viviendas actuales, para la parte concerniente a nuestro estudio.

En el Anexo A para el centro de carga de Babahoyo y Quevedo, se ve que la población servida para el año 1975 fué de 16.9 por ciento con un índice de habitantes por abonado de 35.3 por ciento. Para el año 1981 serán esos mismos factores de 55.2 por ciento para la población servida y de 10.8 el número de habitantes por abonado. Para este año en que se considera que a fines del mismo la primera etapa del proyecto Paute entre en servicio, el número de habitantes por abonado es alto por considerarse que para la familia ecuatoriana debe ser de seis.

En el Anexo B para el centro de carga Milagro la población servida en el año 1975 fué de 18,9 por ciento y el número de habitantes por abonado de 31.6. Para el año de 1981, serán de 51.5 por ciento para la población servida y de 11.6 el número de habitantes por abonado. Resultando también alto por lo considerado anteriormente.

De todo lo dicho se puede decir que la situación en estas áreas ha mejorado en un 50 por ciento, en lo que toca a la población servida. En cuanto al índice del número de habitantes por abonado, que para la familia representativa ecuatoriana es de seis habitantes por abonado resulta elevado. Por lo que habrá que pensar en extender los servicios con nuevas redes de distribución, para tratar de alcanzar un menor índice de habitantes por abonado.

-Tasa de crecimiento del ingreso per capita.- Esta información es posible obtenerla de las memorias anuales del Banco Central del Ecuador y determinar con las fórmulas indicadas su tasa de crecimiento. Pero también es cierto que el ingreso per cápita va ligado íntimamente al crecimiento del consumo residencial, es decir si se lo analiza detenidamente, se encuentra que esta tasa de crecimiento es en muchos casos muy semejante a la tasa de crecimiento anual de los consumos promedios de los abonados residenciales.

La explicación es aceptable, pues el incremento de la riqueza promedio de los consumidores de energía eléctrica se manifiesta con un mayor consumo de energía. Como está comprobado que a mayores ingresos el ciudadano se

preocupa de adquirir todo lo necesario como decir artefactos eléctricos que en definitiva se convierte en un mayor consumo.

- Relación del Número de Habitantes por abonado.- Si consideramos el número de consumidores de una ciudad y los habitantes de la misma, se encuentra la relación del número de habitantes por abonado. Esta relación en las zonas eléctricas como Quito y Guayaquil oscila entre 7 y 10 y en las zonas rurales alcanza hasta un valor de 20.

Este es otro parámetro que debe de considerarse en la programación eléctrica y que en otras palabras es una manera distinta de expresar la tasa de crecimiento de la población.

2.2.2. ANALISIS DEL CONSUMO COMERCIAL

El análisis del consumo comercial es otro factor que va ligado al consumo residencial, porque el número de consumidores comerciales varía anualmente en la misma proporción, con que varía el número de consumidores residenciales: Una cosa que tenemos que observar es que por el hecho de que la actividad comercial tiene que ver con la actividad industrial, la tasa de crecimiento del consumo

*¿industrialización está controlada en los
valores?*

comercial es semejante a la tasa de crecimiento industrial. Este fenómeno es explicable, en nuestro país, si consideramos que los comerciantes son distribuidores de los productos fabricados por nuestra industria.

2.2.3. ANALISIS DEL CONSUMO INDUSTRIAL

El consumo industrial para cada uno de los centros de carga es relativamente bajo, en razón de que la mayoría de las industrias allí existentes son autoproductores.

Se tiene proyectado para que estas industrias entren a formar parte del servicio público, al garantizarles que se dispone de energía eléctrica más barata que la de ellos, así como también, continuidad en el servicio.

La tasa de crecimiento industrial para el centro de carga de Babahoyo y Quevedo será de 22.65 por ciento. Para el centro de carga de Milagro será de 29.97 por ciento y para el centro de carga de Naranjal será de 13.76 por ciento.

2.2.4. ANALISIS DEL CONSUMO DE ALUMBRADO PUBLICO

El consumo de alumbrado público es relativamente bajo en nuestro país, como consecuencia de que los Municipios que tienen la obligación de financiar éste servicio, no

tienen los medios económicos suficientes para hacerlo.

De este estudio se observa que tiene cierta proporcionalidad con la población y su valor varía entre 10 y 30 KWH por habitante.

2.2.5. ANALISIS DE LAS PERDIDAS DE ENERGIA

Las pérdidas de energía eléctrica se determinan comparando la energía generada con la energía facturada y se lo hace de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\text{Pérdidas \%} = \frac{E_g - E_f}{E_g} \times 100$$

Estas pérdidas totales son como consecuencia de las sufridas en las Subestaciones de Transformación, en la Transmisión, en las redes de distribución y por los usos ilícitos llamados "contrabandos". Las pérdidas de energía aceptables en nuestro medio están en los siguientes valores:

Transformación	0.5 - 1 por ciento
Transmisión	5 - 7 por ciento
Distribución	5 - 7 por ciento

Con lo que se puede deducir que las pérdidas de energía máxima anuales que se pueden aceptar en los sistemas eléctricos no deben ser mayores de 15 por ciento.

Al estudiar el Anexo A, se ve que para los centros de carga de Babahoyo y Quevedo tuvieron en el año 1975 unas pérdidas de 20.3 por ciento, lo que significa un mal estado en la parte de transformación, distribución o un exceso de usos ilícitos. Para el año 1981 se ha previsto unas pérdidas de 17.5 por ciento para estos centros de carga, las cuales se las puede considerar un poco aceptables.

En el Anexo B, para el centro de carga de Milagro las pérdidas previstas para 1981, son todavía más bajas que la de los anteriores, siendo de 16.7 por ciento.

En el Anexo C, para el centro de carga de Naranjal, las pérdidas previstas para 1981 serán de 17.8 por ciento.

Como el año 1981, es donde finaliza nuestro estudio, que del porcentaje de pérdidas todavía no está en lo aceptable, se tendrá que proyectar una forma de mejorar los sistemas eléctricos, para tratar de minimizar estas pérdidas, lo cual trataremos, al entrar a la parte concerniente del estudio de alternativas.

2.2.6. ANALISIS DEL FACTOR DE CARGA

El factor de carga es al cual se lo denomina como la relación entre la demanda media y la demanda máxima.

Los factores de carga son el fiel reflejo del tipo de mercado. En los mercados típicamente residenciales, los factores de cargas diarios son del orden de 0.2 a 0.3. - En los mercados como Quito y Guayaquil, en donde se ha de sarrollado en algún grado la industria el valor oscila en tre 0.4 y 0.6.

Como para nuestro caso, el estudio de la proyección de la demanda, se la ha realizado por año, lo que se determinará serán valores anuales del factor de carga.

3. METAS Y OBJETIVOS DEL PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACION CON RESPECTO A LAS AREAS DE BABAHOYO Y MILAGRO

Para las áreas de Babahoyo y Milagro, el Instituto Ecuatoriano de Electrificación tiene preparado un plan de obras tendiente a dotar de energía eléctrica a la mayor parte de las poblaciones correspondientes a estas dos áreas.

En lo concerniente a dotar de unidades diesel a los centros de carga de Babahoyo y Quevedo, que son los principales dentro del área de Babahoyo, tenemos lo siguiente:

En el presente año 1976, se instalarán en el centro de carga de Babahoyo, cuatro unidades diesel con una capacidad cada una de 2.840 KW con lo que su capacidad instalada quedará en 19.000 KW. Para el centro de carga de Quevedo se instalarán dos unidades diesel de 1.575 KW cada una, quedando su capacidad instalada en 9.230 KW.

En el año 1978, se instalarán en el centro de carga de Babahoyo, dos unidades diesel de 2.840 KW cada una, aumentando su capacidad instalada a 23.000 KW, que se la mantendrá hasta que entre en servicio la central Paute. Para el centro de carga de Quevedo, se instalará una central diesel de 2.840 KW. Que en igual forma se la mantendrá su capaci-

dad instalada hasta que entre en servicio la central Pautete.

Para el área de Milagro conformada por los centros de carga de Milagro y Naranjal se tiene lo siguiente:

En el presente año 1976, se instalará en el centro de carga de Milagro una unidad diesel de 2.500 KW, con lo que su capacidad instalada se aumentará a 11.780 KW. Para el centro de carga de Naranjal no existe ningún plan de obras.

En el año 1977, se piensa que estará lista la línea de 69 KV, que unirá la población de Durán con la ciudad de Milagro y no habrá necesidad de más unidades diesel porque ya recibirán energía eléctrica de la ciudad de Guayaquil.

4. ESTUDIO DE ALTERNATIVAS DE ELECTRIFICACION PARA LAS AREAS DE BABAHOYO Y MILAGRO

4.1. ALTERNATIVA 1. Autoabastecimiento de energía a las áreas de Babahoyo y Milagro.

Para dotar de energía a las áreas de Babahoyo y Milagro por medio del autoabastecimiento, se ha pensado que lo más apropiado, para los diferentes centros de carga se lo haga por medio de unidades diesel, ~~conocidos también como grupos electrógenos.~~

La importancia de los motores diesel como máquinas motrices en una central eléctrica crece de día en día. Por ello, y para potencia unitaria hasta de unos 5.000 HP, el motor diesel es un serio competidor de la turbina, especialmente cuando existen dificultades para el suministro de agua o carbón. Además, la rápida puesta en marcha de los diesel ha sido causa que se empleen en grandes centrales como motor de auxilio.

Por lo que respecta al espacio ocupado por los motores diesel no existe gran diferencia entre éste y las otras máquinas motrices, pero, si se toma en cuenta el espacio ocupado por las calderas, instalaciones condensadoras, resulta evidentemente, muy favorable la comparación para

un motor diesel, cuyo costo del terreno ocupado, edificios e instalaciones es muy inferior a los motores térmicos.

4.11. ESTUDIO DE AUTOABASTECIMIENTO PARA EL AREA DE BABAHOYO.

Como se lo ha mencionado anteriormente en el área de Babahoyo, existen dos centros de carga que son: El centro de carga Babahoyo y el centro de carga Quevedo.

En el centro de carga de Babahoyo están comprendidas las siguientes poblaciones: Baba, Baquerizo Moreno (Jujan), Barreiro, Caracol, Catarama, Guare, Isla Bejucal, Montalvo, Palenque, Pimocha, Pueblo Nuevo, Pueblo Viejo, Ricaurte, San Juan, Sotomayor, Vines.

En el centro de carga de Quevedo están comprendidas las siguientes poblaciones: Ana María, Buena Fé, El Empalme, Guayas, La Unión, Mocache, Pichilingue, Pichincha, San Carlos y Valencia.

Para el área de Babahoyo los siguientes datos reflejan el estado eléctrico de esta área a Diciembre de 1975.

a. Población total	557.640 Hab.
b. Población con servicio	94.240 "
c. Abonados:	
Residenciales	15.760,00
Comerciales	4.570
	<hr/>
	TOTAL: 20.330,00

d. Energía consumida total	21.6 GWH
e. Energía generada total	27.1 GWH
f. Pérdidas de energía total	5.5 GWH
g. Potencia eléctrica instalada	9.9 MW

De la información anterior se puede deducir que para el área de Babahoyo, la población total tiene un índice de disponibilidad eléctrica de aproximadamente 18 vatios por habitante, que considerado con el índice de disponibilidad eléctrica para la población nacional que en ese mismo año fué de 75 vatios por habitante, resulta bajo dicho factor en esta área.

De acuerdo a la proyección de la demanda para el área de Babahoyo, el consumo previsto desde 1976 a 1981 será el siguiente:

AÑO	ENERGIA CONSUMIDA (GWH)	%
1976	33.8	---
1977	40.1	18.6
1978	68.3	70.3
1979	81.8	19.7
1980	98.1	20.0
1981	109.9	12.0

Vemos que el porcentaje de crecimiento de la carga para el año 1977, será de 18,6 por ciento el cual se producirá por el aumento en el número de abonados sean estos

comerciales, industriales o residenciales.

Para el año 1978, habrá una demanda con un aumento del 70.3 por ciento y esto se deberá porque para ese año se tiene pensado integrar al centro de carga de Babahoyo a la Industria Papelera "La Reforma", al "Ingenio Luz María" y la Hacienda la Clementina considerados como los más fuertes autoprodutores.

Para los años 1979, 1980 y 1981, habrá un aumento de la demanda por el crecimiento normal de las poblaciones - que se encuentran dentro del área de Babahoyo.

En el área de Babahoyo el excedente que existirá de la energía consumida desde el año 1976 a 1981 será el siguiente:

AÑO	ENERGIA CONSUMIDA (GWH)	ENERGIA A CUBRIRSE (GWH)
1976	33,8	---
1977	40.1	6,3
1978	68.3	28.2
1979	81.8	13.5
1980	98.1	16.3
1981	109.9	11.8

Es decir que 76,1 GWH es el crecimiento de la demanda

que habrá para el área de Babahoyo desde 1976 a 1.981. Si consideramos el factor de pérdidas previsto en la proyección de la demanda tenemos que la energía generada para estos años deberá ser la siguiente:

AÑO	ENERGIA CONSUMIDA (GWH)	F.P. %	ENERGIA GENERADA (GWH)
1976	33,8	20,3	42,6
1977	40,1	20,3	50,1
1978	68,3	18,3	83,5
1979	81,8	18,0	99,8
1980	98,1	17,8	119,5
1981	109,9	17,5	133,2

La diferencia de energía generada que se produce entre estos mismos años será la siguiente:

AÑO	DIFERENCIA ENERGIA GENERADA (GWH)
1976	---
1977	7,5
1978	33,4
1979	16,3
1980	19,7
1981	13,7

Estos valores obtenidos tendrán que ser cubiertos por las respectivas empresas eléctricas que se encuentren dentro del área de Babahoyo, para poder satisfacer las necesidades de energía eléctrica de la misma.

Con los datos obtenidos de los cuadros anteriores se ha procedido a realizar el estudio de autoabastecimiento a partir del año 1978. Se lo hace a partir de éste año por considerar que de hacerlo antes no hay el suficiente tiempo para la adquisición de las respectivas unidades, su instalación y la puesta en marcha, por lo menos la de mora entre estos trabajos es de veinte meses.

Es así que para el año 1978 el área de Babahoyo tendrá lo siguiente en cuanto a energía consumida y energía generada:

AÑO	ENERGIA CONSUMIDA (GWH)	ENERGIA GENERADA (GWH)
1978	68,3	83,5

Para este año la energía generada será de 83,5 GWH o lo que es lo mismo durante 8.760 horas, obtenemos el valor de la potencia media.

$$P_{\text{med}} = \frac{A}{T_0} \quad (1)$$

donde:

A = Energía generada total producida durante el tiempo T_0 , que para nuestro caso es un año.

$$P_{\text{med}} = \frac{83.5 \times 10^3 \text{ MWH}}{8.760 \text{ H}}$$

$$P \text{ med} = 9.53 \text{ MW}$$

Con el valor de la potencia media se obtiene el de la potencia máxima por medio de la siguiente expresión:

$$P \text{ max} = \frac{P \text{ med}}{m} \quad (2)$$

donde:

m = Factor de carga previsto, que para éste año 1978, será de 38,7 por ciento.

$$P \text{ max} = \frac{9.53 \text{ MW}}{0.387}$$

$$P \text{ max} = 24.62 \text{ MW}$$

Como en un sistema de potencia por lo menos se deberá calcular su capacidad con un 15 por ciento de reserva tenemos que en ese año su potencia instalada deberá ser la siguiente:

$$P \text{ max. inst.} = 24.82 + 15\% (24,82)$$

$$P \text{ max. inst.} = 28.300 \text{ KW}$$

Para el año 1979, tenemos los siguientes datos previstos:

AÑO	ENERGIA CONSUMIDA (GWH)	ENERGIA GENERADA (GWH)
1979	81,8	99,8

Aplicando la fórmula (1) se tiene lo siguiente:

$$P \text{ med} = \frac{99.8 \times 10^3 \text{ MWH}}{8.760 \text{ H}}$$

$$P \text{ med} = 11.39 \text{ MW}$$

De la fórmula (2) se obtiene la potencia máxima, en donde de el factor de carga será igual a 39,4 por ciento.

$$P \text{ max} = \frac{11.39 \text{ MW}}{0.394}$$

$$P \text{ max} = 28,9 \text{ MW}$$

Luego la potencia instalada deberá ser igual a:

$$P \text{ max. inst.} = 28,9 + 15\% (28,9)$$

$$P \text{ max. inst.} = 33.23 \text{ MW}$$

Como nuestro estudio parte del año 1978, se ha procedido a obtener el valor de la potencia máxima instalada que deberá haber en el año 1977, para por diferencia obtener la capacidad de las unidades diesel a instalarse.

AÑO	ENERGIA CONSUMIDA (GWH)	ENERGIA GENERADA (GWH)
1977	40,1	50,1

Aplicando la fórmula uno

$$P \text{ med} = \frac{50,1 \times 10^3 \text{ MWH}}{8.760 \text{ H}}$$

$$P \text{ med} = 5,72 \text{ MW}$$

Aplicando la fórmula (2):

$$P \text{ max.} = \frac{5,72 \text{ MW}}{0,333}$$

$$P \text{ max.} = 17,17 \text{ MW}$$

$$P \text{ max. inst.} = 17,17 + 15\% (17,17)$$

$$P \text{ max. inst.} = 19,75 \text{ MW}$$

Como en el año 1979 deberá haber una potencia máxima instalada de 33,23 MW y en el año 1977 de 19,75 MW por diferencia se obtiene el valor de la capacidad a instalarse.

$$33,23 \text{ MW} - 19,75 \text{ MW} = 13,48 \text{ MW}$$

Esta capacidad a instalarse se reparte proporcionalmente al crecimiento de la carga entre los principales centros de carga como son Babahoyo y Quevedo. En el Anexo D, se encuentra la curva de demanda, máxima del Centro de carga de Babahoyo en la que se ha previsto, que el crecimiento de la carga de 1977 a 1979 será de 7,5MW. En el Anexo E, se encuentra la curva de demanda máxima del centro de carga de Quevedo, en donde, se ha previsto que el crecimiento de la carga de 1977 a 1979 será de 1,6 MW. Si comparamos estos dos incrementos de carga, el crecimiento de la carga de Quevedo representa el 23,3% con respecto al incremento total y la carga de Babahoyo - representará "por tanto" el 76,7%.

$$\text{CENTRO DE CARGA BABAHOYO} = 76,7\% = 10.340 \text{ MW}$$

$$\text{CENTRO DE CARGA QUEVEDO} = 23,3\% = 3.140 \text{ MW}$$

Se concluye que para el período de 1977 a 1979 se de-

13,48 - 9,7 = 3,78
 3,78 / 0,333 = 11,35

berá instalar las siguientes unidades diesel:

BABAHOYO: 4 x 2.840 KW - 13,80 KV

QUEVEDO: 2 x 1.575 KW - 13,8 KV

Se va luego a ver lo necesario para el período de 1979 a 1981. En el año 1980, se tiene los siguientes datos:

AÑO	ENERGIA CONSUMIDA (GWH)	ENERGIA GENERADA (GWH)
1980	98,1	119,5

Reemplazando en la fórmula (1):

$$P \text{ med} = \frac{119,5 \times 10^3 \text{ MWH}}{8.760 \text{ H}}$$

Aplicando la fórmula (2):

$$P \text{ max} = \frac{13,64 \text{ MW}}{0,394}$$

$$P \text{ max} = 34,63 \text{ MW}$$

$$P \text{ max. inst.} = 34,62 \text{ MW} + 15\% (34,62)$$

$$P \text{ max. inst.} = 39,81 \text{ MW}$$

Para el año 1981 se tiene los siguientes datos:

AÑO	ENERGIA CONSUMIDA (GWH)	ENERGIA GENERADA (GWH)
1981	109,9	133,2

Aplicando la fórmula uno:

$$P \text{ med} = \frac{133,2 \times 10^3 \text{ MWH}}{8.760 \text{ H}}$$

$$P \text{ med} = 15.2 \text{ MW}$$

Aplicando la fórmula (2):

$$P \text{ max} = \frac{15,2 \text{ MW}}{0,395}$$

$$P \text{ max} = 38,48 \text{ MW}$$

$$P \text{ max. inst.} = 38,48 \text{ MW} + 15\%(38,48)$$

$$P \text{ max. inst.} = 44,25 \text{ MW}$$

Por diferencia del valor obtenido para 1979 y el valor de 1981 encontramos la capacidad a instalarse.

$$44,25 \text{ MW} - 33,23 \text{ MW} = 11,02 \text{ MW}$$

En igual forma se ve que en el Anexo D para el centro de carga de Babahoyo, la carga crece en 5,5 MW de 1979 a 1981 y en el Anexo E para el centro de carga Quevedo la carga crece en 3 MW. Que comparado con el anterior crecimiento representa el 40 por ciento.

Por tanto el valor de la capacidad a instalarse se repartirá en un mismo porcentaje al del crecimiento de la carga.

$$\text{Centro de carga Babahoyo} = 60\% = 6,612 \text{ MW}$$

$$\text{Centro de carga Quevedo} = 40\% = 4,408 \text{ MW}$$

Debido a esto las unidades a instalarse y que deberán entrar en servicio para fines de 1977 serán las siguientes:

BABAHOYO: 2 x 2840 KW - 13,8 KV

1 x 1000 KW - 13,8 KV

QUEVEDO: 1 x 2840 KW - 13,8 KV

1 x 1575 KW - 13,8 KV

Con las centrales diesel calculadas se puede pensar en que situación de la falta de energía eléctrica en el área de Babahoyo, queda solucionada hasta la puesta en servicio de la central Paute.

4.1.2. ESTUDIO DE AUTOABASTECIMIENTO PARA EL AREA DE MILAGRO

El área de Milagro se encuentra dentro del Sistema - Guayas, Los Ríos. En esta área existen dos centros de carga como son Milagro y Naranjal.

En el centro de carga de Milagro están comprendidas las siguientes poblaciones: Yaguachi, Chobo, Tres Postes, Las Maravillas, Simón Bolívar, Mariscal Sucre, Naranjito, San Antonio, Marcelino Maridueña, Boliche, Taura, Manuel J. Calle, La Troncal, Bucay y la ciudad de Milagro.

En el centro de carga de Naranjal están comprendidas las

siguientes poblaciones: Flandes, Jesús María, San Carlos, Balao, Tenguel, y Naranjal.

Para el área de Milagro los siguientes datos reflejan el estado eléctrico a Diciembre de 1975.

a. Población Total		231.960
b. Población con Servicio		45.170
c. Abonados:		
	Residenciales	7.510
	Comerciales	<u>2.570</u>
	TOTAL:	10.080
d. Energía consumida total.	14 GWH	
e. Energía generada total	17.2 GWH	
f. Pérdidas de energía total	3.2 GWH	
g. Potencia eléctrica instalada	5.4 MW	

De la información anterior se puede deducir que para el área de Milagro, la población total tiene un índice de disponibilidad eléctrica de aproximadamente 24 vatios por habitante. El índice de disponibilidad eléctrica para la población nacional en este mismo año 1975 fué de 75 vatios por habitante, lo cual nos indica que para ésta área su disponibilidad eléctrica es baja.

Se tiene que los consumos totales proyectados para el área de Milagro de 1975 a 1981 son los siguientes:

AÑO	CENTRO DE CARGA MILAGRO	
	ENERGIA CONSUMIDA (GWH)	% DE CRECIMIENTO
1975	12,8	---
1976	30,1	135
1977	61,5	104,32
1978	83,7	36,1
1979	88,0	5,14
1980	92,9	5,57
1981	97,6	5,06

AÑO	CENTRO DE CARGA NARANJAL	
	ENERGIA CONSUMIDA	% DE CRECIMIENTO
1975	1,2	----
1976	1,6	33,33
1977	1,8	12,5
1978	2,2	22,22
1979	2,7	22,72
1980	3,1	14,81
1981	3,5	12,90

De los cuadros anteriormente mostrados tanto para el centro de carga de Milagro y el de Naranjal, existe uno solo de importancia, y éste es el que abarca las poblaciones del centro de carga de Milagro.

En el centro de carga de Milagro, se tiene que el crecimiento de la carga en un 135 por ciento del final del año 1975 a 1976 se debe a que con las nuevas líneas de distribución trae como consiguiente un aumento en el número de abonados y entre ellos se encuentran los ingenios

azucareros.

La Empresa Eléctrica Milagro, que es la única en generar energía para todas las poblaciones, ha convenido con los ingenios que son los mayores consumidores, en ir año a año suministrándoles energía eléctrica hasta cubrir las necesidades de ellos, lo cual se cumplirá una vez puesta en servicio la central Paute.

Para el período de 1976 a 1977 el aumento de la carga será del 104 por ciento, que se producirán por las mismas razones del período anterior.

De 1978 a 1981 se producirán aumentos en la carga, pero estos, serán por el aumento gradual del número de abonados ya que de acuerdo con lo proyectado, los autoproductores que son los mayores consumidores estarán integrados al sistema.

Para el centro de carga de Naranjal, cuyo consumo es mucho menor comparado con el centro de carga de Milagro, el aumento de la carga de 1976 a 1981, se deberá a que con el avance de las nuevas líneas de distribución se irán integrando las poblaciones pertenecientes a él.

4.1.2.1. Autoabastecimiento para el Centro de Carga de Milagro

En el centro de carga de Milagro de acuerdo a la proyección, de la demanda mostrada en el Anexo B, se tiene que la diferencia de energía que se producirá de 1975 a 1981 debido a la energía consumida es la siguiente:

AÑO	ENERGIA CONSUMIDA (GWH)	DIFERENCIA (GWH)
1975	12,8	---
1976	30,1	17,3
1977	61,5	31,4
1978	83,7	22,2
1979	88,0	4,3
1980	92,0	4,0
1981	97,6	5,6

Luego se tiene que para poder suplir este consumo la Empresa eléctrica Milagro tendrá que generar en el mismo período de tiempo la siguiente energía (GWH) en base al factor de pérdidas proyectada en el Anexo B.

AÑO	ENERGIA GENERADA (GWH)	FACTOR PERDIDAS %
1975	15,6	17,7
1976	36,5	17,4
1977	75,3	18,2
1978	101,5	17,6
1979	106,4	17,2
1980	112,0	17,0
1981	117,2	16,7

*No se mencionan las líneas de 69 KV
Buenos Aires - Milagro.*

Estos son los valores de la energía generada, que se tiene proyectado para que la Empresa Eléctrica cubra las necesidades de este centro de carga, hasta la puesta en servicio de la central Paute.

Como nuestro estudio tiene su punto de partida en el año 1978, se principiará con lo proyectado para ese año en lo concerniente a energía consumida y energía generada.

AÑO	ENERGIA CONSUMIDA (GWH)	ENERGIA GENERADA (GWH)
1978	83,7	101,5

En base a la fórmula uno, se ha procedido al cálculo de la potencia media.

$$P_{\text{med}} = \frac{101,5 \times 10^3 \text{ MWH}}{8.760 \text{ H}}$$

$$P_{\text{med}} = 11.50 \text{ MW}$$

Con la potencia media calculada, se ha aplicado la fórmula dos, para el cálculo de la potencia máxima.

$$P_{\text{máx.}} = \frac{11,50 \text{ MW}}{0,49}$$

$$P_{\text{máx.}} = 23,65 \text{ MW}$$

Se ha considerado que para este centro de carga debe existir por lo menos un 15 por ciento de reserva, en base

a ello se ha calculado la potencia máxima a instalarse para ese año, si el tiempo lo permitiera.

$$P \text{ max. inst.} = 23,65 \text{ MW} + 15\% (23,65)$$

$$P \text{ max. inst.} = 27 \text{ MW}$$

Comenzaremos a analizar el año 1979, porque sería un tiempo de dos años por lo menos para considerar el próximo equipamiento.

AÑO	ENERGIA CONSUMIDA (GWH)	ENERGIA GENERADA (GWH)
1979	88	106,4

Se reemplaza en la fórmula uno, para obtener la potencia media.

$$P \text{ med.} = \frac{106,4 \times 10^3 \text{ MWH}}{8.760 \text{ H}}$$

$$P \text{ med.} = 12,14 \text{ MW}$$

Para obtener el valor de la potencia máxima, reemplazamos el valor obtenido de la potencia media y el valor proyectado, para el factor de carga en el Anexo B.

$$P \text{ max.} = \frac{12,14 \text{ MW}}{0.483}$$

$$P \text{ max.} = 25,13 \text{ MW}$$

$$P \text{ max. inst.} = 25,13 \text{ MW} + 15\% (25,13)$$

$$P \text{ max. inst.} = 28,9 \text{ MW}$$

Ahora toca analizar el año 1977, porque de ahí obtendremos, por diferencia, con lo calculado en el año 1979, las unidades diesel necesarias para cubrir la demanda en esos dos años.

AÑO	ENERGIA CONSUMIDA (GWH)	ENERGIA GENERADA (GWH)
1977	61,5	75,3

Calculamos la potencia media:

$$P \text{ med.} = \frac{75,3 \times 10^3 \text{ MWH}}{8.760 \text{ H}}$$

$$P \text{ med.} = 8,59 \text{ MW}$$

Por medio de la fórmula dos, obtenemos la potencia máxima:

$$P \text{ máx.} = \frac{8,59 \text{ MW}}{0,493} = 17,42 \text{ MW}$$

Luego se ha calculado la potencia máxima instalada, considerando un 15 por ciento de reserva.

$$P \text{ máx. inst.} = 17,42 \text{ MW} + 15\% (17,42)$$

$$P \text{ máx. inst.} = 20 \text{ MW}$$

Entre el año 1977 y el año 1979, existe una potencia máxima, a instalarse y nosotros la encontramos por diferencia.

1979		1977
28,9 MW	-	20 MW = 8,9 MW

Lo cual significa que se tendrá que instalar unidades diesel, con una capacidad de 8,9 MW. Con unidades del tipo que se instalarán en el centro de carga Babahoyo, como son las de 2.840 KW. Se puede solucionar el problema de la falta de energía entre 1977 y 1979 para el centro de carga, de Milagro con tres unidades de este mismo tipo.

Se tiene entonces que en Milagro se debe programar un plan de obras tendiente a la instalación de unidades diesel como sigue:

Centro de Carga Milagro 3 x 2.840 KW - 13,8 KV

Nos queda por analizar el período de 1980 a 1981. Para el año 1980, en el Anexo B tenemos los siguientes datos de energía consumida y energía generada.

AÑO	ENERGIA CONSUMIDA (GWH)	ENERGIA GENERADA (GWH)
1980	92,9	112

Con el valor para la energía generada que se ha proyectado se ha procedido a obtener por medio de la fórmula (1) la potencia media

$$P \text{ med.} = \frac{112 \times 10^3 \text{ MWH}}{8.760 \text{ H}}$$

$$P \text{ med.} = 12,78 \text{ MW}$$

Reemplazando en la fórmula dos para la potencia máxima se tiene:

$$P \text{ max.} = \frac{12,78 \text{ MW}}{0,48}$$

$$P \text{ max.} = 26,62 \text{ MW}$$

$$P \text{ max. inst.} = 26,62 \text{ MW} + 15\% (26,62)$$

$$P \text{ max. inst.} = 30,61 \text{ MW}$$

Para el año 1981, de lo indicado en el Anexo B, para la energía consumida y la energía generada se tiene lo siguiente:

AÑO	ENERGIA CONSUMIDA (GWH)	ENERGIA GENERADA (GWH)
1981	97,6	117,2

Con el mismo procedimiento aplicado para obtener la potencia media, la potencia máxima y la potencia máxima instalada, en el año 1980, se va a calcular para 1981.

$$P \text{ med.} = \frac{117.2 \times 10^3 \text{ MWH}}{9.760 \text{ H}}$$

$$P \text{ med.} = 13,38 \text{ MW}$$

$$P \text{ max.} = \frac{13,38 \text{ MW}}{0,477}$$

$$P \text{ max.} = 28 \text{ MW}$$

$$P \text{ max. inst.} = 28 \text{ MW} + 15\% (28)$$

$$P \text{ max. inst.} = 32.2 \text{ MW}$$

Se obtuvo que en el año 1979 deberán estar instalados una potencia de 28,9 MW y se ha obtenido para el año 1981 que la potencia máxima instalada deberá ser de 32,2 MW.

Por diferencia entre estos dos valores anteriores, se concluye diciendo que la capacidad instalada tendrá que incrementarse en 3,3 MW. Con una unidad diesel de 2.840 KW, estaría solucionado el déficit de energía para el período de 1980 a 1981.

$$\text{Centro de carga de Milagro} = 1 \times 2.840 \text{ KW} - 13.8 \text{ KV}$$

4.1.2.2. Autoabastecimiento del centro de carga de Naranjal

En el centro de carga de Naranjal de acuerdo al cuadro del Anexo C, su consumo es bajo si lo comparamos con los demás centros de carga que abarca nuestro estudio.

Se ha pensado que debido a la poca carga existente en el año 1975, y la proyectada para los años 1976 a 1981, - lo aceptable será hacer un estudio de autoabastecimiento entre 1978 y 1981.

En base a lo anterior, se tiene que los valores de energía consumida y generada previsto para 1978, es la si

guiente:

AÑO	ENERGIA CONSUMIDA (GWH)	ENERGIA GENERADA (GWH)
1978	2,2	2,7

Con el valor proyectado para la energía generada, reemplazamos, en la fórmula uno para obtener la potencia media:

$$P \text{ med.} = \frac{2,7 \times 10^3 \text{ MWH}}{8.760 \text{ H}}$$

$$P \text{ med.} = 0.308 \text{ MW}$$

Con el valor de la potencia media y el del factor de carga previsto en el Anexo C, se reemplaza en la fórmula dos para obtener la potencia máxima.

$$P \text{ max.} = \frac{0.308 \text{ MW}}{0,31}$$

$$P \text{ max.} = 0.99 \text{ MW}$$

Se ha considerado que el centro de carga de Naranjal tenga una capacidad con un 15 por ciento de reserva, por tanto su potencia máxima instalada será de:

$$P \text{ max. inst.} = 0,99 \text{ MW} + 15\% (0,99)$$

$$P \text{ max. inst.} = 1,138 \text{ MW}$$

Para el año 1979, los valores proyectados para la ener

gía consumida y generada de acuerdo al Anexo C, son los siguientes:

AÑO	ENERGIA CONSUMIDA (GWH)	ENERGIA GENERADA (GWH)
1979	2,7	3,4

Reemplazando en la fórmula uno para obtener la potencia media tenemos:

$$P \text{ med.} = \frac{3,4 \times 10^3 \text{ MWH}}{8.760 \text{ H}}$$

$$P \text{ med.} = 0,388 \text{ MW}$$

Con el valor de la potencia media obtenida y el valor del factor de carga proyectado en este año, tal como aparece en el Anexo C. Se reemplaza en la fórmula dos para obtener la potencia máxima.

$$P \text{ max.} = \frac{0,388 \text{ MW}}{0,312}$$

$$P \text{ max.} = 1,24 \text{ MW}$$

Considerando, en igual forma que la potencia máxima instalada, sea con un 15 por ciento de reserva se tiene:

$$P \text{ max. inst.} = 1,24 \text{ MW} + 15\% (1,24)$$

$$P \text{ max. inst.} = 1,42 \text{ MW}$$

Lo proyectado para el año 1980, por energía consumida y generada es la siguiente:

AÑO	ENERGIA CONSUMIDA (GWH)	ENERGIA GENERADA (GWH)
1980	3,1	3,8

Para obtener la potencia media reemplazamos en la fórmula uno.

$$P \text{ med.} = \frac{3,8 \times 10^3 \text{ MWH}}{8.760 \text{ H}}$$

$$P \text{ med.} = 0.43 \text{ MW}$$

Reemplazando en la fórmula dos el valor de la potencia media, así como el factor de carga para este año, para obtener, la potencia máxima se tiene:

$$P \text{ max.} = \frac{0,43 \text{ MW}}{0,315}$$

$$P \text{ máx.} = 1,36 \text{ MW}$$

La potencia máxima instalada, se la ha calculado en base al 15 por ciento de reserva.

$$P \text{ máx. inst.} = 1,36 \text{ MW} + 15\% (1,36)$$

$$P \text{ máx. inst.} = 1,56 \text{ MW}$$

Para el año 1981, que sería donde termina nuestro estu

dio. La energía consumida y generada tiene los siguientes valores estimados:

AÑO	ENERGIA CONSUMIDA (GWH)	ENERGIA GENERADA (GWH)
1981	3,5	4,2

Con el mismo procedimiento aplicado en los años anteriores para calcular la potencia media, la máxima y la máxima instalada, se va a calcular para el año 1981.

$$P \text{ med.} = \frac{4,2 \times 10^3 \text{ MWH}}{8,760 \text{ H}}$$

$$P \text{ med.} = 0,48 \text{ MW}$$

$$P \text{ máx.} = \frac{0,48 \text{ MW}}{0,316}$$

$$P \text{ máx.} = 1,51 \text{ MW}$$

$$P \text{ máx. inst.} = 1,51 \text{ MW} + 15\% (1,51)$$

$$P \text{ máx. inst.} = 1,73 \text{ MW}$$

Como se ha considerado el análisis de la demanda a partir del año de 1978, ahora nos toca analizar lo que se tendrá para el año 1977. Por diferencia entre lo calculado - para la potencia máxima instalada para el año 1981 y lo que se calculará para el año 1977, se obtendrá la capacidad a instalarse en este período de tiempo.

De acuerdo al Anexo C, la energía consumida y la generada para el centro de carga de Naranjal en el año 1977, será:

AÑO	ENERGIA CONSUMIDA (GWH)	ENERGIA GENERADA (GWH)
1977	1,8	2,3

La potencia media será:

$$P \text{ med.} = \frac{2,3 \times 10^3 \text{ MWH}}{8760}$$

$$P \text{ med.} = 0,26 \text{ MW}$$

La potencia máxima será:

$$P \text{ máx.} = \frac{0,26 \text{ MW}}{0,313}$$

$$P \text{ máx.} = 0,83 \text{ MW}$$

La potencia máxima instalada será:

$$P \text{ máx. inst.} = 0,83 \text{ MW} + 15\% (0,83)$$

$$P \text{ máx. inst.} = 0,95 \text{ MW}$$

La diferencia entre el año 1977 y 1981 será:

$$1,73 \text{ MW} - 0,95 \text{ MW} = 0,78 \text{ MW}$$

Por lo que se puede decir, que para satisfacer la demanda de energía eléctrica en el período de 1978 a 1981,

se tendrá que instalar en el centro de carga de Naranjal unidades diesel con una capacidad de 0,78 MW.

Pero como no basta instalar una sola unidad para la carga máxima, sino que debe tenerse en cuenta que por revisión o reparación, talvez haya que prescindir de algún grupo, lo cual exige disponer de alguna reserva, por esta razón considero, que en el centro de carga de Naranjal se solucionaría el déficit de energía eléctrica con dos unidades, diesel con capacidad cada una de 500 KW.

Centro de carga de Naranjal 2 x 500 KW - 13,8 KV

4.1.3. CALCULO DEL COSTO DE INSTALACION, OPERACION Y DE LA GENERACION POR CONCEPTO DE COMBUSTIBLE PARA AUTOABASTECER LA DEMANDA EN MILAGRO, BABAHOYO, QUEVEDO Y NARANJAL.

La selección de los equipos para cada área siguió el siguiente delineamiento.

- a. Cubrir apropiadamente la demanda máxima calculada mediante la instalación de grupos de unidades generadoras tipo diesel que en ningún caso entrarán en servicio con menos de dos años de intervalos entre instalación e instalación.

- b. Determinación de la capacidad de cada una de las unidades tomando en consideración las ya existentes.
- c. Determinación de costos de referencia, para lo cual se tomó como base los costos de equipos y montaje más reciente.

Para el estudio de la inversión, se han tomado valores presentes en 1976 y referidos al año 1978 en que se considera la iniciación de las instalaciones, de centrales a diesel, en las áreas de Babahoyo y Milagro.

Para el cálculo del valor referido, a 1979 se ha tomado como base el 12% de interés anual para la moneda local y el 7% de interés anual para el caso de divisas.

4.1.3.1. Costo de Inversión Unitaria

Se analizará primero el costo de inversión unitaria para cada una de las centrales que se usarán en las áreas de Babahoyo y Milagro.

- a. Unidad Diesel de 2840 KW. A 13.8 KV.

El valor CIF de esta unidad es de aproximadamente de S/. 9'820.077,60 puesta en el lugar de trabajo. El costo ha sido tomado en base al año 1976 por lo que su costo al año 1978 será:

$$S/. 9'820.077,60 \times (1+0.07)^2 = S/. 11'243.006,84$$

b. Unidad diesel de 1575 KW a 13,8 KV para 720 RPM.

El valor CIF de esta unidad es aproximadamente, S/. 7'250.000 puesto en el lugar de trabajo. El valor para el año 1978 será:

$$S/. 7'250.000 \times (1 + 0.07)^2 = S/. 8'300.525$$

c. Unidad Diesel de 1000 KW a 13.8 KV para 720 RPM. Marca General Motor.

El valor CIF de esta unidad es de aproximadamente S/. 6'250.000 puesto en el lugar de trabajo. El valor para el año - 1978 será:

$$S/. (3'000.000 \times (1 + 0.07)^2 = S/. 3'434.700,00$$

Los valores de las unidades diesel, fueron obtenidos de INECEL.

INVERSION UNITARIA

COSTO POR KW EN SUCRES - BASE AÑO 1978

GRUPOS	2840 KW S/.	1575 KW S/.	1000 KW S/.	500 KW S/.
Costo equipo CIF (incluye Unidad, motor generador, accesorios, tanque diario, equipo tratamiento de combustible.	3.960	5.270	7.155	6.869
Montaje (aproximadamente es el 8% del costo)	317	422	572	550
Obra civil, adecuaciones, terreno, grua, tanque de combustible.	30	30	30	30

(cont.)

GRUPOS	2840 KW S/.	1575 KW S/.	100 0KW S/.	500 KW S/.
COSTOS DIRECTOS	4.307	5.722	5.757	7.419
Ingeniería, Administración aproximadamente el 9%	387	515	698	670
INVERSION UNITARIA	4.694	6.237	8.455	8.089

NOTA: Se asume que los nuevos grupos se instalarán junto a las centrales actuales para aprovechar facilidades existentes y por existir, amplias disponibilidades de terreno.

4.1.3.2. Costo de las Instalaciones

Para fines de 1977 deberán instalarse en los diferentes centros de carga las siguientes unidades diesel:

BABAHOYO - 4 x 2840 KW. 13.8 KV.

QUEVEDO - 2 x 1575 KW. 13.8 KV

MILAGRO - 3 x 2840 KW. 13.8 KV.

NARANJAL - 2 x 500 KW. 13.8 KV.

Para fines del año 1979 deberán instalarse las siguientes unidades diesel.

BABAHOYO - 2 x 2840 KW. 13.8 KV

1 x 1000 KW. 13.8 KV

QUEVEDO - 1 x 2840 KW. 13.8 KV

1 x 1575 KW. 13.8 KV

MILAGRO - 1 x 2840 KW. 13.8 KV

En base a los valores obtenidos por KW. para los diferentes tipos de unidades diesel, se ha calculado el costo total de la inversión para dejar listas dichas unidades en el lugar de trabajo.

AÑO 1978

En unidades diesel del tipo de 1840 KW. se instalarán en total 19880 KW.

$$\text{Costo total} = 19.880 \times \text{S/} . 4.694/\text{KW} = \text{S/} . 93'316.720$$

En unidades diesel del tipo de 1575 KW. se instalarán en total 3.150 KW.

$$\text{Costo total} = 3.150 \times \text{S/} . 6.237/\text{KW} = \text{S/} . 19.646.550$$

En unidades diesel del tipo de 500 KW, se instalarán en total 1000 KW.

$$\text{Costo total} = 1000 \times \text{S/} . 8.089/\text{KW} = \text{S/} . 8'089.000$$

COSTO TOTAL DE LA INVERSION EN (1978) S/ . 121'052.270

AÑO 1980

En unidades diesel del tipo de 2840 KW, se instalarán en total 11.360 KW.

$$\text{Costo total} = 11.360 \times \text{S/} . 4.694/\text{KW} = \text{S/} . 53'323.840$$

En unidades diesel del tipo de 1575 KW. se instalarán en total 1575 KW.

$$\text{Costo total} = 1.575 \times \text{S/} . 6.237/\text{KW} = \text{S/} . 9'823.275$$

En unidades diesel del tipo de 1000 KW. se instalarán en total 1.000 KW.

Costo total = 1.000 x S/. 8.089/KW = S/. 8'089.000
 COSTO TOTAL DE LA INVERSION ACTUALIZADO (1978) = S/. 56'788.994,7)
 COSTO TOTAL DE LA INSTALACION = S/. 177'841.264,70

4.1.3.3. Costo de Operación (Excepto combustible).

En el costo de operación intervienen los costos de personal y operación, los costos de administración, los costos de repuestos, y mantenimiento.

a. Costo de personal y Operación.- Para determinar el porcentaje de la inversión total que representa los costos anuales de personal y operación, se ha tomado como referencia el "Estudio general de prefactibilidad, de Plantas Térmicas" (Junio 1972), publicado por INECCEL y que estima dicho costo entre 1,5 y 2,5 por ciento de la inversión total de la planta. Este valor se obtiene tomando el 1% como gasto fijo y añadiendo, el costo del personal según se establece al considerar el número de operadores, supervisores, ingenieros, mecánicos, etc. necesarios para la operación normal como la que contempla el presente estudio. Se considera que el costo anual medio ^{por persona} del personal que opera una planta con

máquinas diesel es de S/. 75.000.

Se ha considerado que el siguiente personal es el indicado para trabajar en la operación y mantenimiento de nuestras centrales.

Superintendente	1
Ing. Eléctrico/Mecánico	1
Jefe de turno/Tablerista	4
Maquinistas	8
Mecánicos/Electricistas	4
Auxiliares	<u>1</u>
TOTAL	19

Costo Anual = $19 \times 75.000 = 1'425.000$

Porcentaje de la Inversión = $\frac{1'425.000}{200 \times 6870} = .5\%$

Por lo tanto se tomará el 0.5% de la inversión total como gasto de personal y el porcentaje total de los gastos de personal y operación será de 1,5%.

Costo de Personal y Operación = S/. 2'667.619

- b. Costo de Administración.- En el estudio mencionado, en el literal (A) se considera que los gastos de administración varían entre el 0.1 y 0.2 por ciento de la inversión total por año. No se considerarán impuestos -

por ser centrales de propiedad del estado. En el presente estudio se utilizará el 0.1% de la inversión como costo anual de administración, pues los trabajos - en su mayoría podrán ser efectuados por personal administrativo existente.

Costo de Administración = S/. 177,841,30

- c. Costos de Repuestos y Mantenimiento.- Utilizando como guía una vez más el estudio mencionado sobre plantas térmicas, se consideran como gastos anuales por concepto de repuestos y mantenimiento el 1% del costo de la inversión. *(El consumo de repuestos y mantenimiento?)*

Costo de Repuesto y Mantenimiento = S/. 1'778.412,70

El costo total de operación excepto combustible durante el período comprendido de 1978 a 1981 será de - S/. 15'729.635,50.

4.1.3.4. COSTO DE COMBUSTIBLE

Los costos de combustible por KWH, de generación se obtuvieron a partir de la disposición de INECCEL, de que para estudios que traten sobre equipos diesel, utilicen "fuel oil # 2" como combustible a un costo aproximado de U.S.\$ 11.00 el barril de 42 galones, en el mercado internacional. Este precio se obtuvo tomando como referencia el precio internacional del "Fuel oil # 6" de US\$ 10.25

¿cuál es el consumo?

de repuestos y mantenimiento?

el barril. Con ésto en consideración, el análisis de costo de combustible será como sigue:

a. Características del Combustible

Gravedad específica típica del "fuel oil" # 2 = 0.87

Valor calorífico inferior típico del "fuel oil" # 2 =
9.500 Kcal./Kg. a 17.000 BTU/Lb.

Costo del "fuel oil" # 2 = US\$ 11/barril ó US\$ 0.262/Gal.

b. Centrales a Diesel.

El rendimiento térmico de centrales a diesel de aproximadamente 2840 KW es igual a 8.000 BTU/KWH.

Costo de combustible por kilovatio hora será:

$$\frac{(\$ 0.262/\text{Galón}) \quad (8.000 \text{ BTU/KWH})}{(17.100 \text{ BTU/Lb}) \quad (0.087 \times 62.4 \text{ lb/Ft}^3) \quad (0.1337 \text{ ft}^3/\text{Galón})}$$

16.9×10^{-3} por KWH.

S/. 0.42 por KWH

Vale la pena hacer notar que el rendimiento térmico utilizado coincide con bastante aproximación con los rendimientos térmicos obtenidos por las empresas eléctricas de Santa Elena, Milagro, Esmeraldas y Santo Domingo. Esta información se obtuvo de la publicación de INECEL que trata sobre "Información Económica de Índices de Gestión Empresarial" Boletín # 2, año 1972. Esta publicación da los costos de combustible por KWH gene-

rado que convertidos a rendimiento térmico y considerando como combustible el diesel oil (US\$ 0.280/Galon) da un resultado muy similar a los 8.000 BTU/KWH aquí utilizados.

Con el valor obtenido del KWH por concepto de combustible "fuel oil #2" igual a S/. 0.42, tomando como base el año 1975 lo referiremos al año 1978 en que comienza la generación en los diferentes centros de carga con las centrales estimadas.

$$\text{Costo combustible/KWH} = \text{S/. } 0.42 (1+0.12)^3 = \text{S/. } 0.59$$

Este valor del KWH se lo considerará igual para cada uno de los centros de carga que trata el presente estudio por lo que procederemos a calcular el costo de generación por concepto de combustible:

GENERACION ESTIMADA EN LOS CENTROS DE CARGA

1978	187.7 x 10 ⁶	KWH
1979	209.6 x 10 ⁶	KWH
1980	235.3 x 10 ⁶	KWH
1981	254.6 x 10 ⁶	KWH

*Considerar lo que...
Sin decir...*

AÑO	COSTO DE GENERACION EN MILES DE SUCRES	COSTO DE GENERACION ACTUALI- ZADO. EN MILES DE SUCRES
1978	110.743	110.743
1979	123.664	110.414
1980	138.827	110.672
1981	150.214	106.919
		TOTAL: 438.748

4.1.4. COSTO DE LA ALTERNATIVA # 1 EN MILES DE SUCRES

Costo de instalación:	177.841,264
Costo de operación:	15.729,635
Costo de generación por concep- to de combustible:	438.748,000
TOTAL:	632.318,899

4.2. ALTERNATIVA # 2.

Suministro de energía a las áreas de Babahoyo y Milagro por medio de una línea de 69 KV, desde Guayaquil y autoabastecimiento en Naranjal hasta la puesta en servicio de la Central Paute.

4.2.1. ZONAS QUE SERVIRA LA LINEA DE 69 KV Y SU RUTA

En la anterior alternativa habíamos analizado la forma como deben equiparse las zonas de Babahoyo, Quevedo, Milagro y Naranjal para poder cubrir la demanda hasta que entre en servicio la Central Paute.

Para este caso de la alternativa 2, vamos a considerar

solamente centros de carga de Babahoyo, Quevedo y Milagro, porque el centro de carga de Naranjal tiene tan poca demanda que no justificaría tender una línea de transmisión a 69 KV en aproximadamente 80 kilómetros, es decir que este estudio se basará con el antecedente que para el centro de carga de Naranjal va a existir solo auto generación.

La línea de 69 KV tendrá como ruta la carretera pavimentada que existe desde Durán, kilómetro 26 (Boliche), Milagro, Babahoyo, Pueblo Viejo, Ventanas y Quevedo, con una distancia aproximada de 175 kilómetros.

Deberán haber subestaciones de reducción en Milagro, Babahoyo y Quevedo de 69 KV a 13.8 KV que es el voltaje de distribución usado en esta zona.

4.2.2. CALCULO DEL CALIBRE DEL CONDUCTOR

Para entrar al cálculo del calibre del conductor, se analizará las demandas que se prevee existirán entre los años 1.978 al 1981 para encontrar la carga que tiene que suplir la línea a 69 KV en este lapso de tiempo.

AÑO	BABAHOYO (MW)	QUEVEDO (MW)	MILAGRO (MW)
1.978	15.25	8.5	23.6
1.979	18	10.9	25.1
1.980	20.75	14	26.6
1.981	23	15.5	28

Del cuadro arriba indicado se puede decir que en el año de 1981 va a existir una demanda de potencia igual a 66.5 MW que sería la demanda activa.

Para el cálculo de la demanda reactiva ha sido necesario determinar que relaciones guardan el factor de carga previsto en la proyección de la demanda y el factor de potencia.

De las informaciones suministradas por la División de Planificación de INECEL éstas relaciones se mantienen de la siguiente forma:

fc. %	Cos θ
30- 45	1 - 0.98
40 -45	0.95- 0.90
50 -60	0.90- 0.80

De acuerdo a esta relación se ha procedido al cálculo de los respectivos factores de potencia para las áreas - concernientes a nuestro estudio.

AÑO	BARAHOYO		QUEVEDO		MILAGRO	
	fc %	Cos θ	fc %	Cos θ	fc. %	Cos θ
1978	38.7	0.95	38.7	0.95	49.0	0.90
1979	39.4	0.95	39.4	0.95	48.3	0.90
1980	39.4	0.95	39.4	0.95	48.0	0.90
1981	39.5	0.95	39.5	0.95	47.7	0.90

Factor de potencia

Con los valores arriba indicados para el factor de potencia se va a calcular la potencia reactiva (Q)

AÑO	BABAHOYO		QUEVEDO		MILAGRO	
	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
1978	15.25	4.95	8.5	2.76	23.6	10.99
1979	18.00	5.84	10.9	3.54	25.1	11.69
1980	20.75	6.74	14.0	4.54	26.6	12.39
1981	23.00	7.47	15.5	5.03	28.0	13.00

Se tiene que para el año 1981 habrá una demanda total de:

$$66.5 \text{ MW} + j 25.54 \text{ MVAR}$$

La potencia aparente será: $71.23 \text{ MVA}/21\% \text{ Cos. } \theta = 0.93$

Se va a considerar que la línea de 69 KW debe suplir - en un 70 por ciento de la carga, porque existiendo en esta zona sus grupos de generación se tendría que justificar la presencia de los mismos en los diferentes centros de carga. Razón por la cual se ha tomado este porcentaje, quedando el 30 por ciento restante cubierto por autogeneración, de lo que se deduce que si la demanda de potencia activa de 66.5 MW, la línea entregará 46.55 MW y 20.05 MW lo generarán las empresas eléctricas locales.

Con el valor de la potencia activa calculamos el valor

de la corriente que circulará por el conductor a escoger.

$$P = 46.550 \text{ KW}; \quad V = 69 \text{ KV}; \quad \text{F.P.} = 0.93$$

$$I = \frac{46.550 \text{ KW}}{\sqrt{3} \times 69 \text{ KV} \times 0.93} = 418 \text{ Amp.}$$

De la tabla 2 - A página 50, del Libro de Transmisión y distribución de la Westinghouse, vemos que el conductor que satisface esta capacidad transporte de corriente es el # 266.800 MCM con 26 hilos de aluminio y 7 hilos de acero (ASCR). Luego se ve que este conductor que tiene una resistencia en ohmios por conductor y por milla igual a 0.385 (ra), nos va a producir un exceso de pérdidas en la línea que equivalen, aproximadamente a 10.47 MW que con respecto a la potencia a transmitir es el 18 por ciento, superior a lo estipulado por INECEL a que las pérdidas por transmisión no deben ser mayores del 5 al 7 por ciento por cuyo motivo se ha escogido al conductor # 477.000 MCM por las razones anteriores.

CARACTERISTICAS DEL CONDUCTOR

477.000 MCM (27 hilos de aluminio y 7 hilos de acero)

$$R_a = 0.1266 \text{ ohmios/conductor/milla}$$

4.2.3. CALCULO DE LAS PERDIDAS EN LA LINEA DE 69 KV GUAYAQUIL/QUEVEDO.

Antes de entrar al cálculo de las pérdidas en la línea,

entonces, el conductor # 477.000 MCM es el que se debe utilizar para la potencia

debo decir que la forma como deberá estar conformado el sistema será una doble terna partiendo de Durán a Milagro y de Milagro a Quevedo, irá en simple terna, esta decisión la he tomado en base a las pérdidas en el sistema que en la práctica representa economía en su generación.

La corriente total que circulará en la línea en 418 Amp. y que se repartirá entre los centros de carga de Milagro, Babahoyo y Quevedo.

I_{GM} = corriente que circulará en el ramal Guayaquil-Milagro

I_{MB} = corriente que circulará en el ramal Guayaquil-Babahoyo

I_{BQ} = corriente que circulará en el ramal Babahoyo-Quevedo

Lo mismo sucederá con la carga que entregará la línea a los diferentes centros de consumo, distribuídas de la siguiente manera:

CENTROS DE CARGA	CARGA QUE ENREGARÁ LA LINEA DE 69 KV	CARGA QUE AUTOGENERARÁN
Milagro	19,6 MW	8,4 MW
Babahoyo	16,1 MW	6,9 MW
Quevedo	10,85 MW	4,15 MW

La capacidad de generación que tendrán los respectivos centros de carga de acuerdo al equipamiento programado por INECCEL Les permitirá suplir sus demandas de potencia con una reserva. En base a estos datos he procedido al cálculo

de las corrientes obteniendo los siguientes valores:

$$I_{GM} = 418 \text{ Amp.}$$

$$I_{MB} = 243 \text{ Amp.}$$

$$I_{BQ} = 98,14 \text{ Amp.}$$

a. Pérdidas en la doble terna de Durán - Milagro.

$$\text{Conductor} = 447.000 \text{ MCM}$$

$$\text{Distancia} = 42 \text{ Km. S/}$$

$$\text{Resistencia} = 0,216 \text{ Ohmios/conductor/milla}$$

$$\text{Resistencia total} = 2,83 \text{ Ohmios}$$

$$3 I^2 R = (418)^2 \times 2,83 = 1,47 \text{ MW}$$

b. Pérdidas de simple terna de Milagro - Babahoyo

$$\text{Conductor} = 447.000 \text{ MCM}$$

$$\text{Resistencia} = 0,216 \text{ Ohmios/Conductor/milla}$$

$$\text{Resistencia total} = 5,4 \text{ Ohmios}$$

$$3 I^2 R = (243)^2 \times 5,4 = 0,93 \text{ MW}$$

c. Pérdidas de simple terna de Babahoyo a Quevedo

$$\text{Conductor} = 447.000 \text{ MCM}$$

$$\text{Resistencia} = 0,216 \text{ Ohmios/conductor/milla}$$

$$\text{Resistencia total} = 12,55 \text{ Ohmios}$$

$$3 I^2 R = (98,14)^2 \times 12,55 = 0,36 \text{ MW}$$

d. Pérdidas totales en la línea Durán a Quevedo.

$$3 I^2 R \text{ Total} = 1,47 \text{ MW} + 0,93 \text{ MW} + 0,36 \text{ MW} = 2,76 \text{ MW}$$

De acuerdo a lo calculado para las pérdidas en la línea de 69 KV de Durán a Quevedo se tiene que la energía a transportar para el año 1981 será de 49,31 MW y el porcentaje de pérdidas con respecto a la misma será de 5,6%. Lo que nos dice que se está dentro de lo estipulado por INECEL que es de 5 a 7% para pérdidas en transmisión, al mismo tiempo se comprueba que lo acordado para la conformación del sistema se justifica en lo concerniente a la parte técnica y económica. Quedando el sistema de la siguiente manera.

DURAN	MILAGRO	BARAHOYO	QUEVEDO
3x477MCM			
3x477MCM	3x477 MCM		3x477MCM
42 Km	40 Km		93 Km

4.2.4.COSTO DE OPERACION DE LA LINEA DE 69 KV GUAYAQUIL-QUEVEDO

El costo de operación de una línea viene dado por la siguiente expresión:

$$C = CP + CC + CF$$

donde:

CP = Costo de Pérdidas

CC = Costo del Conductor

CF = Costo fijo de la línea independiente del conductor a usarse.

De acuerdo a los criterios actuales se considera que el cálculo (CF), está en relación directa con el tipo de conductor que se emplee en la línea. Razón por la cual - se ha considerado lo siguiente:

$$CC + CF = CT$$

donde:

CT = Costo total de la línea incluyendo el conductor a usarse.

El término (CP) incluye los costos de pérdidas de potencia (CPP) y los costos de pérdidas de energía (CPE), los cuales son iguales a las siguientes expresiones.

$$CPP = 3 I^2 R \times FA \times \text{costo de potencia} \times 12$$

$$CPE = 3 I^2 R \times FP \times \text{costo de energía} \times 8760$$

donde:

FA = Factor de ajuste de la demanda y se utiliza para compensar, las variaciones de la demanda máxima en un año y se lo estima así:

$$FA = \frac{\text{Promedio de (KW máximos mensuales)}^2}{(\text{KW máx. anual})^2}$$

Costo de Potencia. = Es el costo del KW en sucres y se lo estima a la fecha en S/. 825/KW-año.

Costo de Energía = Es el costo del KWH y se lo estima a la fecha en S/. 0.76/KWH

FP = Es el factor de pérdidas y se lo estima de la siguiente manera:

$$FP = 0.84 FC^2 + 0.16 FC$$

FC = Factor de carga

4.2.4.1. Cálculo del costo de la Línea Guayaquil - Quevedo

Como el conductor escogido para la construcción de la línea es el # 477.000 MCM, que es un calibre que se encuentra dentro de lo normalizado por INECEL para líneas de 69 KV. Los valores del kilómetro de líneas se los ha obtenido por medio de la compañía de construcciones eléctricas ~~TECNO~~ y son los siguientes referidos al año 1978.

COSTO DE 1 Km. de LINEA DE 69 KV

UNA TERNA

Descripción	CONDUCTOR	
a. Estudio, proyecto y diseño	477.000 MCM	S/. 19.936,00
b. Materiales		327.868,00
c. Construcción		211.520,00
d. Fiscalización		4.680,00
e. Misceláneos e imprevistos		22.280,00
		<u>S/. 575.184,00</u>

DOBLE TERNA

Descripción	CONDUCTOR	
	477.000 MCM	
a. Estudio, proyecto y diseño		S/. 21.930,00
b. Materiales		617.480,00
c. Construcciones		294.458,00
d. Misceláneos e imprevistos		15.080,00
e. Fiscalización		8.430,00
		<u>S/. 957.378,00</u>

Los valores de los diferentes Items para línea de 138 KV, fueron obtenidos del "Addendum" # 1 de Mayo de 1976 publicado por INECEL en base al año 1975.

COSTO DE 1 Km de LINEA DE 138 KV

UNA TERNA

Descripción	CONDUCTOR 477.000 MCM	
a. Estudio, proyecto y diseño		S/. 30.000,00
b. Materiales		" 500.000,00
c. Construcción		430.500,00
d. Fiscalización		7.500,00
e. Misceláneos e imprevistos		<u>17.500,00</u>
		S/. 985.500,00

A este valor lo referimos al año 1978, en que se consideran la iniciación de las obras.

$$S/. 985.500,00 \times (1 + 0.12)^3 = S/. 1'384.556,00$$

a. Costo de la línea de Guayaquil a Milagro en doble terna con el conductor # 477.000 MCM

$$S/. 957.378/\text{Km.} \times 42 \text{ Km.} = S/. 40'209.876$$

b. Costo de la línea de Milagro a Babahoyo en simple terna con el conductor # 477.000 MCM

$$S/. 1'384.556/\text{Km} \times 40 \text{ Km.} = S/. 55'382.240$$

c. Costo de la línea de Babahoyo a Quevedo en simple terna con el conductor # 477.000 MCM

$$S/. 575.186/\text{Km.} \times 93 \text{ KM.} = S/. 53'492.492'112$$

4.2.4.2. Cálculo del Costo de las pérdidas

En el costo de pérdidas intervienen, los costos de pérdida de potencia y de energía. Se ha calculado para cada uno de los años en que va a trabajar el sistema, es decir hasta la puesta en servicio de la Central Paute que será para fines del año 1981.

a. COSTO DE LAS PERDIDAS EN EL AÑO 1981

.- Cálculo del costo de pérdida de potencia

$$CPP = 2760 \text{ KW} \times 0.7 \times 1035 \times 0.012 \text{ en miles de sucres.}$$

$$CPP = 23955,44$$

$$CPP \text{ (actualizado)} = 17.079,48$$

.- Cálculo del costo de pérdidas de energía

$$CPE = 3 I^2 R \times FP \times 0.95 \times 8,760 \text{ en miles de sucres}$$

$$FP = 0,84 FC^2 + 0,16 FC$$

El factor de pérdidas para el centro de carga Milagro

$$FP = 0.84 (0.477)^2 + 0.16 (0.477)$$

$$FP = 0.267$$

Factor de pérdidas para el centro de carga Babahoyo

$$FP = 0.84 (0.395)^2 + 0.16 (0.395)$$

$$FP = 0.194$$

Factor de pérdidas para el centro de carga Quevedo

$$FP = 0.84 (0.395)^2 + 0.16 (0.395)$$

$$FP = 0.194$$

Costo de pérdidas de energía en Milagro.

$$CPE_M = 1.470 \text{ MW} \times 0.267 \times 0.95 \times 8,760$$

CPE_M (actualizado) = 3.266,3018 en miles de sucres
 Costo de pérdidas de energía en Quevedo
 $CPE_Q = 360 \text{ MW} \times 0.194 \times 0.95 \times 8.760$
 $CPE_Q = 0.581208$ (actualizado) en miles de sucres
 Costo de pérdidas de energía total (1981) = 20.886,76

b. COSTO DE LAS PERDIDAS EN EL AÑO 1980

Para este año las cargas estimadas para los diferentes centros de carga, serán de 43 MW distribuidos en la siguiente forma:

BABAHoyo	14.6 MW
QUEVEDO	9.8 MW
MILAGRO	<u>18.6 MW</u>
TOTAL	43.0 MW

La corriente que circulará debido a la carga estimada será la siguiente:

$$I = \frac{43.000 \text{ KW}}{\sqrt{3} \times 69 \text{ KV} \times 0.9} = 387 \text{ Amp.}$$

$$I_M = \frac{18.600 \text{ KW}}{\sqrt{3} \times 69 \text{ KV} \times 0.9} = 173 \text{ Amp. corriente debido a la carga en Milagro.}$$

$$I_B = \frac{14.600 \text{ KW}}{\sqrt{3} \times 69 \text{ KV} \times 0.95} = 128 \text{ Amp. corriente debido a la carga, en Babahoyo.}$$

Pérdidas en el ramal Guayaquil a Milagro

$$I = 387 \text{ Amp.} \quad R = 2.83 \text{ Ohmios}$$

$$3 I^2 R = 1.27 \text{ MW}$$

Pérdidas en el ramal Milagro a Babahoyo

$$I = 214 \text{ Amp.} ; \quad R = 5.4 \text{ Ohmios}$$

$$3 I^2 R = 0.74 \text{ MW}$$

Pérdidas en el ramal Babahoyo a Quevedo

$$I = 86 \text{ Amp.} ; \quad R = 12.55 \text{ Ohmios}$$

$$3 I^2 R = 0.278 \text{ MW}$$

pérdidas totales para el año 1980 en la línea de Guayaquil a Quevedo serán de 2,288 MW

.- Cálculo del costo de pérdidas de potencia

$$CPP = 2.288 \text{ KW} + 0.7 \times 1.035 \times 0.012$$

$$CPP = 19.891,872 \text{ en miles de sucres}$$

$$CPP \text{ (actualizado)} = 15.857,68$$

.- Cálculo del costo de pérdidas de energía

$$CPE = 2.288 \text{ KW} \times 0.215 \times 0.95 \times 8,760$$

$$CPE = 4.093,758$$

$$CPE \text{ (actualizado)} = 3.263,50$$

Nota.- Se ha tomado el factor de pérdidas como el promedio de los tres centros de carga.

c. COSTO DE LAS PERDIDAS EN EL AÑO 1979

Para este año las cargas estimadas serán para los diferentes centros de carga igual a 37.8 MW distribuidos así:

BABAHOYO	12.6 MW
QUEVEDO	7.6 MW
MILAGRO	<u>17.6 MW</u>
TOTAL	37.8 MW

La corriente que circulará debido a la carga estimada será:

$$I = \frac{37.800 \text{ KW}}{3 \times 69 \text{ KV} \times 0.93} = 340 \text{ Amp.}$$

$$I_M = \frac{17.600 \text{ KW}}{3 \times 69 \text{ KV} \times 0.93} = 163,6 \text{ Amp. corriente debido a la carga en Milagro.}$$

$$I_B = \frac{12.600 \text{ KW}}{3 \times 69 \text{ KV} \times 0.93} = 113.3 \text{ Amp. corriente de bido a la carga en Babahoyo.}$$

Pérdidas en el ramal Guayaquil a Milagro.

$$I = 340 \text{ Amp.} \quad ; \quad R = 2.83 \text{ Ohmios}$$

$$3 I^2 R = 0.98 \text{ MW}$$

Pérdidas en el ramal Milagro a Babahoy

$$I = 176.4 \text{ Amp.} \quad ; \quad R = 12.55 \text{ Ohmios}$$

$$3 I^2 R = 0.5 \text{ MW}$$

Pérdidas totales en la línea Guayaquil a Quevedo = 1.63 MW

.- Cálculo del costo de pérdidas de potencia

$$\text{CPP} = 1.630 \text{ KW} \times 0.7 \times 1.035 \times 0.012$$

$$\text{CPP} = 14.171,22$$

$$\text{CPP (actualizado)} = 10.086,70 \text{ en miles de sures}$$

.- Cálculo del costo de pérdidas de energía

$$\text{CPE} = 1.630 \text{ KW} \times 0.215 \times 0.95 \times 8,760$$

$$\text{CPE} = 2.916,445$$

$$\text{CPE (actualizado)} = 2.603,96 \text{ en miles de sucres}$$

d. COSTO DE LAS PERDIDAS EN EL AÑO 1978

En este año las cargas estimadas para los diferentes centros de carga será igual a 33.2 MW distribuídos de la siguiente manera:

BABAHoyo	10.6 MW
QUEVEDO	6.0 MW
MILAGRO	<u>16.6 MW</u>
TOTAL	33.2 MW

La corriente que circulará debido a la carga estimada será la siguiente:

$$I = \frac{33.200 \text{ KW}}{\sqrt{3} \times 69 \text{ KV} \times 0.93} = 299 \text{ Amp.}$$

$$I_M = \frac{16.600 \text{ KW}}{\sqrt{3} \times 69 \text{ KV} \times 0.93} = 125 \text{ Amp. corriente debido a la carga en Milagro.}$$

$$I_B = \frac{10.600 \text{ KW}}{\sqrt{3} \times 69 \text{ KV} \times 0.93} = 93 \text{ Amp. corriente debido a la carga en Babahoyo.}$$

Pérdidas en el ramal Guayaquil a Milagro

$$I = 299 \text{ Amp.} \quad ; \quad R = 5.66 \text{ hmios}$$

$$3 I^2 R = 1.51 \text{ MW}$$

podrían considerarse

Pérdidas en el ramal de Milagro a Babahoyo

$$I = 174 \text{ Amp.} \quad ; \quad R = 5.4 \text{ Ohmios}$$

$$3 I^2 R = 0.49 \text{ MW}$$

Pérdidas en el ramal de Babahoyo a Quevedo

$$I = 81,0 \text{ Amp.} \quad ; \quad R = 12.55 \text{ Ohmios}$$

$$3 I^2 R = 0.247 \text{ MW}$$

Pérdidas totales en la línea Guayaquil a Quevedo =
2.247 MW

.- Cálculo del costo de pérdidas de potencia

$$\text{CPP} = 2.247 \text{ KW} \times 0.7 \times 1.035 \times 0.012$$

$$\text{CPP} = 19.535 \text{ en miles de sucres}$$

.- Cálculo del costo de pérdidas de energía

$$\text{CPE} = 2.247 \times 0.215 \times 0.95 \text{ 8,760}$$

$$\text{CPE} = 4.020,34 \text{ en miles de sucres}$$

4.2.5. CALCULO DE LA CAPACIDAD Y COSTO DE LAS SUBESTACIONES EN MILAGRO, BABAHOYO Y QUEVEDO.

Para el cálculo de la capacidad se ha considerado la demanda a cubrir durante el año 1981, por ser esta la máxima demanda dentro de nuestro estudio.

Para el cálculo del costo se ha considerado si son subestaciones de paso o terminales. Se llaman Subestaciones

de Paso a las que sirven de interconexión entre una subestación y otra. Subestación Terminal es aquella donde termina la línea de Transmisión.

para el caso nuestro en las subestaciones existen posiciones de salida tanto para el lado de 69 KV, como para el transformador que van provistas del siguiente material.

POSICION DE SALIDA DE 69 KV

Seccionador trifásico con puesta a tierra

Estructura para el seccionador

POSICION DE SALIDA DEL TRANSFORMADOR

Transformador

Seccionador trifásico sin puesta a tierra

Juego de pararrayos

Juego de portafusibles

Cuchilla monofásica de puesta a tierra

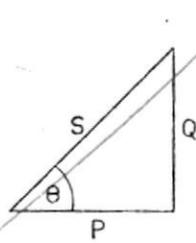
Equipo de control

Estructura

En la subestación terminal, el seccionador trifásico de la salida del transformador está puesto a tierra, que es la diferencia que existe entre los dos tipos de subestaciones.

4.2.5.1. Cálculo de la capacidad y Costo de la Subestación Milagro

Para el año 1981 se tendrá una demanda estimada en la zona de Milagro igual a 19,6 MW y con un factor de potencia de 0.9 de acuerdo al factor de carga, con cuyos datos he procedido, al cálculo de capacidad.



$$S = \frac{19.6 \text{ MW}}{0.9} = 21.7 \text{ MVA}$$

De acuerdo al valor obtenido de 21.7 MVA, se tiene que el transformador que deberá instalarse en esta subestación será de una capacidad de 20 MVA tipo OA/FA. Por lo que el costo de la subestación en base a los precios del transformador de la Compañía "Comandato" distribuidora de la marca "General Electric" y de los materiales de parte de la Compañía "Tecno" será el siguiente:

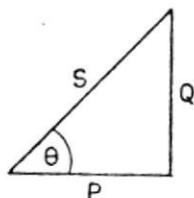
		SUBESTACION MILAGRO	
AÑO	EQUIPO	INSTALADO	COSTO UNIT./POSICION COSTO TOTAL
1978	2 Posiciones de salida de 69KV	S/. 154.465,00	S/. 308.930,00
	1 transformador 30 20MVA OA/FA	" 5600.000,00	" 5'600.000,00
	1 Equipo de control para transf."	152.256,00	152.256,00
	1 Estructura para 2 posiciones de salida.	" 182.552,00	" 182.552,00
	1 Estructura para transformador terreno y cerca malla alambre	" 164.280,00	" 164.280,00
	Casa de control	" 252.887,00	252.887,00
			<u>TOTAL S/.6'774.073,00</u>

4.2.5.2. Cálculo de la capacidad y costo de la subestación Babahoyo.

Para el año 1981 se tendrá una demanda estimada de 16.1 MW se ha considerado que la capacidad de dicha subestación sea igual a la de Milagro. Como el tipo de subestación es igual su costo será el mismo, es decir de S/. 6'774.073,00.

4.2.5.3. Cálculo de la capacidad y costo de la subestación Quevedo

En la zona de Quevedo, habrá para el año 1981 una demanda estimada en 10.85 MW que con el factor de potencia igual a 0.95 de acuerdo al factor de carga prevista, se tiene que la capacidad de la subestación será:



$$S = \frac{10.85 \text{ MW}}{0.95} = 11.42 \text{ MVA}$$

En base a lo calculado, se ha considerado que la subestación Quevedo deberá estar equipada con un transformador 3 de 12 - 16 MVA tipo OA/FA. Es de hacer notar que en este caso dicha subestación es terminal por lo tanto su costo será igual a:

SUBESTACION QUEVEDO				
AÑO	EQUIPO	INSTALADO	COSTO UNITARIO POR POSICION	COSTO TOTAL
1978	1 Posición de salida de 69 KV		S/. 154.465,00	S/. 154,465,00
	1 Transformador 3 - (12-16) MVA OA/FA		" 4'500.000,00	" 4'500.000,00
	Equipo de control para trans- formador		" 100.000,00	" 100.000,00
	Estructura para una posición de salida		" 106.478,00	" 106,478,00
	Estructura para el transfor- mador.		" 110.000,00	" 110.000,00
	Terreno, cerca de malla de alambre		" 135.458,00	" 135,438,00
	Casa de control		" 200.000,00	" 200.000,00
			TOTAL:	S/5'306.401,00

4.2.6. CALCULO DEL COSTO DE GENERACION POR CONCEPTO DE COMBUSTIBLE

Para el cálculo del costo de generación por concepto de combustible se ha tomado los valores suministrados por la Empresa Eléctrica del Ecuador. El precio del KWH generado combinado, es decir lo producido por las centrales a vapor y turbinas a gas en Guayaquil y por centrales a vapor en Salitral, es lo que se tiene como KWH combinado y su valor en base al año 1976 es de S/. 0.234/KWH, que referido al año 1978 da un valor de S/. 0.255.

La generación estimada desde 1978 a 1981 será la siguiente:

1978	131.03 x 10 ⁶	KWH
1979	145.76 x 10 ⁶	KWH
1980	167.41 x 10 ⁶	KWH
1981	182.82 x 10 ⁶	KWH

Los valores obtenidos de la generación para cubrir con el 70% de la demanda en las áreas de Babahoyo y Milagro nos permite calcular el costo de la misma por concepto de combustible.

AÑO	COSTO DE GENERACION POR COMBUSTIBLE EN MILES DE SUCRES	COSTO DE GENERACION AC TUALIZADO EN MILES DE S/
1978	33.412,65	33.412,65
1979	37.108,80	33.186,43
1980	42.691,34	34.033,27
1981	46.482,67	<u>33.085,45</u>
		TOTAL: 133.717,80

4.2.7. CALCULO DEL COSTO DE AUTOABASTECIMIENTO EN EL CENTRO DE CARGA DE NARANJAL

a. Centrales diesel del tipo de 500 KW se instalarán en 1978 un total de 1000 KW.

$$\text{Costo} = 1000 \text{ KW} \times \text{S/} . 8.089/\text{KW} = \text{S/} . 8'089.000,00$$

.- Costo de personal y operación S/. 121.335,00 (1.5%)

.- Costo de administración " 8.089,00 (0.1%)

.- Costo de repuestos y mantenimiento. " 80.890,00 (1.0%)

TOTAL: S/. 210.314,00

El costo total de los items anotados durante el período de 1978 a 1981 se lo ha estimado en S/. 705.452,00.

b. Costo de generación por concepto de combustible.

La generación que deberán tener la zona de Naranjal para cubrir su demanda se ha estimado en la siguiente:

AÑO	GENERACION	COSTO POR CONCEPTO DE COMBUSTIBLE EN MILES DE SUCRES
1978	2.7×10^6 KWH	1.593
1979	3.4×10^6 KWH	1.791
1980	3.8×10^6 KWH	1.787
1981	4.2×10^6 KWH	<u>1.763</u>
		TOTAL: 6.934

c. Costo total del Autoabastecimiento en Naranjal de 1978 a 1981.

Costo de instalación	=	8.089	en miles de sucres
Costo de operación	=	715,45	
Costo de generación	=	<u>6.934</u>	
		TOTAL:	15.738,45 en miles de sucres

4.2.8. COSTO DE LA ALTERNATIVA 2 EN MILES DE SUCRES

a. Costo de la línea Guayaquil - Milagro	40.209,876
b. Costo de la Línea Milagro-Babahoyo	55.382,240
c. Costo de la Línea Babahoyo-Quevedo	53.492,112
d. Costo de Pérdidas de Potencia y Energía	78.820,120
e. Costo de la Subestación en Milagro	6.774,073
f. Costo de la subestación en Babahoyo	6.774,073
g. Costo de la Subestación en Quevedo	5.306,401

h. Costo de generación por concepto de combustible	133.717,80
i. Costo de Autoabastecimiento en Naranjal	<u>15.728,450</u>
TOTAL:	396,205,150

4.3. ALTERNATIVA 3.- Suministro de energía a Milagro por medio de una línea de 69 KV desde Guayaquil y Autoabastecimiento en Babahoyo, Quevedo y Naranjal.

4.3.1. ZONAS QUE SERVIRA LA LINEA DE 69 KV Y SU RUTA

En esta alternativa la línea de 69 KV entregará energía a la ciudad de Milagro y a los pueblos circundantes que conforman el centro de carga de Milagro.

La ruta que seguirá será la carretera existente entre Durán, Boliche (Km. 26) y Milagro. Con una distancia de aproximadamente 42 Kms.

4.3.2. CALCULO DEL CALIBRE DEL CONDUCTOR

La demanda estimada para el centro de carga de Milagro para el año 1981, será de 28 MW, la línea transportará solo el 80 por ciento de la carga. Por lo que en Milagro habrá una autogeneración para ese año de 5,6 MW y la línea cubrirá con 22,4 MW. En base a lo establecido se ha calculado la corriente.

$$I = \frac{22.400 \text{ KW}}{\sqrt{3} \times 69 \text{ KV} \times 0,9} = 208,25 \text{ Amp.}$$

De acuerdo al valor de la corriente se ha acordado que el conductor a usarse deberá ser el número de 266.800 MCM.

CARACTERISTICAS DEL CONDUCTOR

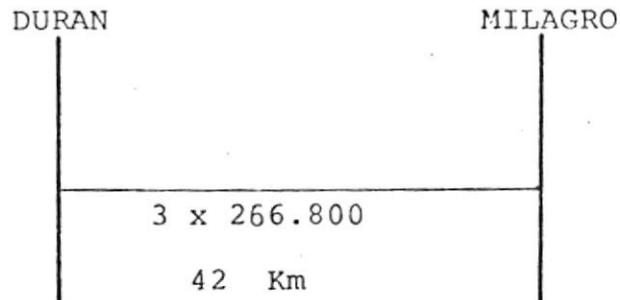
Nº 266.800 MCM (26 hilos de aluminio y 7 hilos de acero)
Resistencia (r_a) = 0.385 Ohmios por conductor y por milla.

4.3.3. CALCULO DE LAS PERDIDAS EN LA LINEA DE 69 KV DE GUAYAQUIL A MILAGRO.

$$3 I^2 R = 3 \times (208,25)^2 \times 10,1$$

$$3 I^2 R = 1,29 \text{ MW}$$

Las pérdidas totales representan aproximadamente el 7 por ciento del total a transmitir. Estando por lo tanto dentro de lo que se puede tener en pérdidas por transmisión. Por lo que el sistema quedará conformado de la siguiente forma:



4.3.4. COSTO DE OPERACION DE LA LINEA DE 69 KV GUAYAQUIL-MILAGRO

Para el caso del costo de operación de la línea de 69 KV para esta alternativa, se ha referido lo explicado en el párrafo 4.2.4. de la alternativa 2.

4.3.4.1. Cálculo del Costo de la Línea de Guayaquil a Milagro.

Como el calibre del conductor escogido es el N° 266.800 MCM, los valores promediales para el kilómetro de la línea son los siguientes:

COSTO DE 1 Km. DE LINEA DE 69 KV

UNA TERNA

Descripción	CONDUCTOR 266.800 MCM	
a. Proyecto, estudio y diseño		S/. 19.936,00
b. Materiales		224.608,00
c. Construcción		181.275,00
d. Fiscalización		4.680,00
e. Miscelaneos e imprevistos		8.510,00
		<u>8.510,00</u>
		S/. 439.009,00

El costo total de la línea de 69 KV de Guayaquil a Milagro será igual a:

$$S/. 439.009/\text{Km} \times 42 \text{ Kms} = S/. 18'438.378 \quad (1978)$$

4.3.4.2. Cálculo del Costo de las Pérdidas

Se ha procedido a calcular el costo de las pérdidas de potencia y de energía durante el tiempo que cubre el presente estudio desde 1978 a 1981.

a. COSTO DE PERDIDAS EN EL AÑO 1981

.- Cálculo del costo de pérdidas de potencia

$$CPP = 3 I^2 R \times FA \times S/. \quad 1.035 \times 0.012 \text{ en miles de sucres.}$$

$$CPP = 1.290 \text{ KW} + 0,76 \times 1.035 \times 0,012$$

$$CPP = 12.177$$

$$CPP \text{ (actualizado)} = 8.667,35$$

.- Cálculo del costo de pérdidas de energía

$$CPE = 3 I^2 R \times FP \times S/. \quad 0,95 \times 8,760 \text{ en miles de sucres.}$$

$$CPE = 1.290 \text{ KW} \times 0,267 \times 0,95 \times 8,760$$

$$CPE = 2.866,346$$

$$CPE \text{ (actualizado)} = 2.040,2$$

b. COSTO DE PERDIDAS EN EL AÑO 1980

.- Cálculo del costo de pérdidas de potencia

$$CPP = 1.080 \text{ KW} \times 0,76 \times 1,035 \times 0,012$$

$$CPP = 11.138$$

$$CPP \text{ (actualizado)} = 8.879,15$$

.- Cálculo del costo de pérdidas de energía

$$CPE = 1.080 \times 0,28 \times 0,95 \times 8,760$$

$$\text{CPE} = 1.080 \times 0,28 \times 0,95 \times 8,760$$

$$\text{CPE} = 2.749,588$$

$$\text{CPE (actualizado)} = 2.191,95$$

c. COSTO DE PERDIDAS EN EL AÑO 1979

.- Cálculo del costo de pérdidas de potencia

$$\text{CPP} = 1.059 \times 0,76 \times 1.035 \times 0,012$$

$$\text{CPP} = 9.996$$

$$\text{CPP (actualizado)} = 8.925$$

.- Cálculo del costo de pérdidas de energía

$$\text{CPE} = 1.059 \times 0,28 \times 0,95 \times 8,760$$

$$\text{CPE} = 2.467,64$$

$$\text{CPE (actualizado)} = 2.203,25$$

d. COSTO DE PERDIDAS EN EL AÑO 1978

.- Cálculo del costo de pérdidas de potencia

$$\text{CPP} = 750 \times 0,76 \times 1.035 \times 0,012$$

$$\text{CPP} = 7.079,40$$

$$\text{CPP (actualizado)} = 7.079,40$$

.- Cálculo del costo de pérdidas de energía

$$\text{CPE} = 750 \times 0,28 \times 0,95 \times 8,760$$

$$\text{CPE} = 1.747,62$$

$$\text{CPE (actualizado)} = 1.742,62$$

4.3.5. CALCULO DEL COSTO DE GENERACION POR CONCEPTO DE COMBUSTIBLE.

Con el valor del KWH por concepto de combustible de la alternativa 2 igual a S/. 0,255/KWH, se ha procedido al cálculo del costo de generación como sigue:

GENERACION		
1978	81,2 x 10 ⁶ KWH	
1979	85,2 x 10 ⁶ KWH	
1980	89,6 x 10 ⁶ KWH	
1981	93,7 x 10 ⁶ KWH	

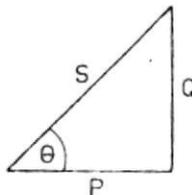
AÑO	COSTO DE GENERACION POR CONCEPTO DE COMBUSTIBLE EN MILES DE SUCRES	COSTO DE GENERACION AC TUALIZADO EN MILES DE SUCRES
1978	20.706	20.706
1979	21.705,60	19.380
1980	22.848	18.214
1981	23.908	17.017
	TOTAL:	75.317

4.3.6. CALCULO DE LA CAPACIDAD Y COSTO DE LA SUBESTACION EN MILAGRO.

La subestación en Milagro será del tipo de subestación terminal, por lo que su costo se lo calculará en base a lo referido en el párrafo 4.2.5. de la alternativa 2.

La capacidad de acuerdo a la demanda estimada para el año 1981 en centro de carga de Milagro, de 22,4 MW y con

un factor de potencia igual a 0,9 previsto de acuerdo a su factor de carga, será igual a:



$$S = \frac{P \text{ (MW)}}{\cos \theta}$$

$$S = \frac{22.4 \text{ MW}}{0.9} = 25 \text{ MVA}$$

La subestación que deberá tener una capacidad de 25 MVA estará equipada con un transformador trifásico de 20 MVA, tipo OA/FA que tiene un 33% de sobrecarga de acuerdo al libro de Distribución de la Westinghouse, que dice que para los transformadores del tipo OA/FA de más de 12000 KVA tienen una relación de 1:33 con respecto a los de tipo OA. El costo de la subestación será:

SUBESTACION MILAGRO

AÑO	EQUIPO	INSTALADO	COSTO UNITARIO POR POSICION	COSTO TOTAL
1978	1 Posición de salida de 69 KV		S/. 154.465,00	S/. 154.465,00
	1 Transformador 3 - 20 MVA OA/FA		5.600.000,00	" 5600.000,00
	Equipo de control para transformador.		152.256,00	152.256,00
	Estructura para posición de salida.		182.552,00	182,552,00
	Estructura para el transformador		113.168,00	113,168,00
	Terreno y cerca de malla de alambre		164.280,00	164.280,00
	Casa de control		252.887,00	252.887,00
			TOTAL:	S/ \$ 619.608,00

Los valores del transformador y de las demás partes de la sub estación, se los obtuvo de la Compañía "Comandato" y "Tecno" respectivamente.

4.3.7. CALCULO DEL COSTO DE AUTOABASTECIMIENTO EN BABAHOYO, QUEVEDO Y NARANJAL.

4.3.7.1. Cálculo del Costo de Autoabastecimiento en Babahoyo

a. Centrales diesel del tipo de 2.840 KW, se instalarán en el año 1978 un total de 11.360 KW

$$\text{Costo} = 11.360 \text{ KW} \times \text{S}/. 4.694/\text{KW} \times \text{S}/. 53'323.840,00$$

b. Centrales diesel del tipo de 2.840 KW, se instalarán en el año 1980 un total de 5.680 KW.

$$\text{Costo} = 5.680 \text{ KW} \times \text{S}/. 4.694/\text{KW} = \text{S}/. 26'661.920$$

c. Centrales diesel del tipo de 1.000 KW, se instalarán en el año 1980 un total de 1.000 KW

$$\text{Costo} = 1.000 \text{ KW} \times \text{S}/. 8.455/\text{KW} = \text{S}/. 8'455.000$$

d. Costo de Operación excepto combustible

$$\text{.- Costo de personal y operación (1.5\%)} = \text{S}/. 1'219.782,00$$

$$\text{.- Costo de administración (0.1 \%)} = \text{" } 81.319,00$$

$$\text{.- Costo de repuestos y mantenimiento (1\%)} \quad \text{" } \underline{813.188,00}$$

$$\text{TOTAL: } \text{S}/. 2'144.290$$

El costo total de los items anotados de 1978 a 1981 será igual a: S/. 7'192.456,80

e. Costo de generación por concepto de combustible

GENERACION		
	1978	54.684 x 10 ⁶ KWH
	1979	68.00 x 10 ⁶ KWH
	1980	81.80 x 10 ⁶ KWH
	1981	89,60 x 10 ⁶ KWH

AÑO	COSTO DE GENERACION EN MILES DE SUCRES	COSTO DE GENERACION ACTUALIZADO EN MILES DE SUCRES
1978	32.261,20	32.261,20
1979	40.120,00	35.821,42
1980	48.262,00	38.474,17
1981	52.864,00	<u>37.627,55</u>
		TOTAL: <u>144.184,34</u>

Costo total del autoabastecimiento en Babahoyo en miles de sucres: S/. 232.695,629.

4.3.7.2. Cálculo del Costo de Autoabastecimiento en Quevedo

a. Centrales diesel del tipo de 1.575 KW, se instalarán en el año 1978 un total de 3.150 KW.

$$\text{Costo} = 3.150 \text{ KW} \times \text{S}/. 6.237/\text{KW} = \text{S}/. 19'646.550$$

b. Centrales diesel del tipo de 2.840 KW, se instalarán en el año 1980 un total de 2.840 KW.

$$\text{Costo} = 2.840 \text{ KW} \times \text{S}/. 4.694/\text{KW} = \text{S}/. 13'330.960$$

c. Centrales diesel del tipo de 1.575 KW, se instalarán en el año 1980 un total de 1.575 KW

$$\text{Costo} = 1.575 \text{ KW} \times \text{S}/. 6.237/\text{KW} = \text{S}/. 9'323.375$$

d. Costo de Operación excepto Combustible

.- Costo de personal y operación (1.5%)	S/. 565.595,505
.- Costo de administración = (0.1%)	" 37.706,00
.- Costo de Repuestos y Mantenimiento = (1%)	" 377.063,67

El costo de operación excepto combustible de los items anotados durante el período de 1978 a 1981 suman en total S/. 3'335.036,00.

e. COSTO DE GENERACION POR CONCEPTO DE COMBUSTIBLE

La generación que deberá tener la zona de Quevedo desde 1978 a 1981, para cubrir su demanda será la siguiente:

GENERACION

1978	28.816 x 10 ⁶ KWH
1979	31.800 x 10 ⁶ KWH
1980	37.700 x 10 ⁶ KWH
1981	43.600 x 10 ⁶ KWH

AÑO	COSTO DE GENERACION EN MILES DE SUCRES	COSTO DE GENERACION ACTUALIZA DO EN MILES DE SUCRES
1978	17.001,44	17.001,44
1979	18.762,00	16.751,78
1980	22.243,00	17.731,98
1981	25.724,00	<u>18.309,83</u>
		TOTAL: 69.795,03

Costo total del autoabastecimiento en Quevedo desde 1978 a 1981 será en miles de sucres igual a: S/. 110.836,50.

4.3.7.3. Cálculo del Costo del Autoabastecimiento en Naranjal.

El costo del autoabastecimiento en Naranjal, lo obtenemos del párrafo 4.2.7. de la alternativa # 2 en que fue calculado, siguiendo, este igual en miles de sucres a S/. 15.738,45.

4.3.8. COSTO DE LA ALTERNATIVA # 3

COSTO DE LA ALTERNATIVA # 3
EN MILES DE SUCRES

a. Costo de la línea Guayaquil a Milagro	S/. 18.438,780
b. Costo de pérdidas de potencia y energía	" 41.732,920
c. Costo de la Subestación en Milagro	" 6.619,608
d. Costo de generación por concepto de combustible.	" 75.317,000
e. Costo del autoabastecimiento en Babahoyo	" 232.695,629
f. Costo del autoabastecimiento en Quevedo	" 110.836,500
g. Costo del autoabastecimiento en Naranjal	" <u>15.738,450</u>
TOTAL: S/.501.379,90	

4.4. ALTERNATIVA # 4.- Suministro de energía a Milagro y Babahoyo por medio de una línea de 69 KV desde Guayaquil y autoabastecimiento en Quevedo y Naranjal.

4.4.1. ZONAS QUE SERVIRA LA LINEA DE 69 KV Y SU RUTA

La línea de 69 KV, suplirá la demanda de energía a las ciudades de Milagro y Babahoyo, así como a los pueblos unidos a ellas por medio del sistema de distribución a 13.8

KV existente.

La ruta que seguirá la línea será la carretera existente de Durán, Boliche (Km. 26), Milagro, Carretera que en los actuales momentos la Compañía Hidalgo & Hidalgo está dejando acondicionado desde Milagro a la carretera existente de Yaguachi a Babahoyo.

4.4.2. CALCULO DEL CALIBRE DEL CONDUCTOR

Para encontrar el calibre del conductor se ha tomado como dato la demanda estimada para el año 1981 en las zonas de Milagro y Babahoyo.

Como se ha dicho en las anteriores alternativas, la línea suplirá una parte de la carga y lo demás será autogenerado con las unidades diesel que se encuentran en cada uno de los centros de carga. Es decir, la línea transportará el 70% de la energía y la Empresa Eléctrica de Milagro así como la Empresa Eléctrica de Los Ríos autogenerarán el 30%.

Como la demanda para el año 1981 será de 51 MW, se tiene que la línea transportará 35,7 MW y la autogeneración será de 15.3 MW, por lo tanto la corriente que circulará debido a esta carga será:

$$I = \frac{35.700 \text{ KW}}{\sqrt{3} \times 69 \text{ KV} \times 0.93} = 321 \text{ Amp.}$$

De acuerdo al valor de la corriente se ha acordado - que los conductores que deberán usarse en esta línea serán:

Para el ramal Guayaquil a Milagro el número 336.400 MCM y para el ramal de Milagro a Babahoyo el número 266.800 MCM.

CARACTERISTICAS DE LOS CONDUCTORES

Nº 336.400 MCM (26 hilos de aluminio y 7 hilos de acero)
Resistencia (r_a) = 0,306 ohmios por conductor y por milla.
Nº 226.800 MCM (26 hilos de aluminio y 7 hilos de acero).
Resistencia (r_a) = 0.385 ohmios por conductor y por milla

4.4.3. CALCULO DE LAS PERDIDAS EN LA LINEA DE 69 KV DE GUAYAQUIL A BABAHOYO.

La demanda estimada que la línea deberá suplir para el año de 1981, en el centro de carga de Milagro será de 19,6 MW y en el centro de carga de Babahoyo será de 16,1 MW.

I_{GM} = Corriente que circulará en el ramal Guayaquil a Milagro.

I_{MB} = Corriente que circulará en el ramal Milagro a Babahoyo.

$$I_{GM} = 321 \text{ Amp.}$$

$$I_M = \frac{19.600 \text{ KW}}{\sqrt{3} \times 69 \text{KV} \times 0.93} = 176,35 \text{ Amp.}$$

$$I_{MB} = I_{GM} - I_M$$

$$I_{MB} = 321 - 176,35 \text{ Amp.}$$

$$I_{MB} = 144,65 \text{ Amp.}$$

a. Cálculo de las pérdidas en la línea de Guayaquil a Milagro.

$$I = 321 \text{ Amp.} \quad R = 8.03 \text{ Ohmios}$$

$$3 I^2 R = 2,48 \text{ MW}$$

b. Cálculo de las pérdidas en la línea de Milagro a Babahoyo.

$$I = 144,65 \text{ Amp.} \quad R = 9,62 \text{ Ohmios}$$

$$3 I^2 R = 0,6 \text{ MW}$$

4.4.4. COSTO DE OPERACION DE LA LINEA A 69 KV DE GUAYAQUIL A BABAHOYO.

Para el cálculo del costo de operación de la línea de Guayaquil a Babahoyo, se ha tomado como referencia lo explicado en el párrafo 4.2.4. de la alternativa # 2.

4.4.4.1. Cálculo del Costo de la Línea Guayaquil a Babahoyo

COSTO DE 1 KM. DE LINEA DE 69 KV

UNA TERNA

Descripción	CONDUCTOR 336.000 MCM	
a. Proyecto, estudio y diseño		S/. 19.936,00
b. Materiales		" 235.432,00
c. Construcción		" 190.570,00
d. Fiscalización		" 4.680,00
e. Misceláneos e imprevisto		" 9.000,00
		<hr/>
		TOTAL: S/. 459.618,00

COSTO DE 1 KM. DE LINEA DE 138 KV

UNA TERNA

Descripción	CONDUCTOR 266.800 MCM	
a. Proyecto, estudio y diseño		S/. 19.936,00
b. Materiales		" 350.000,00
c. Construcción		" 250.000,00
d. Fiscalización		" 6.000,00
e. Misceláneos e imprevistos		" <u>11.240,00</u>
TOTAL:		S/. 637,176,00

a. COSTO DE LA LINEA GUAYAQUIL A MILAGRO EN SIMPLE TERNA
CON EL CONDUCTOR N° 336.400 MCM.

S/. 459.618/Km. x 42 Kms. = S/. 19'303.956.

b. COSTO DE LA LINEA MILAGRO A BABAHOYO EN SIMPLE TERNA
CON EL CONDUCTOR N° 266.800 MCM.

S/. 637.176/Km. x 40 Kms. = S/. 25'487.040

4.4.4.2. Cálculo del Costo de las Pérdidas

a. Costo de pérdidas en el año 1981

.- Cálculo del costo de pérdidas de potencia

CPP = 3.080 x 0,7 x 1.035 x 0.012 en miles de S/.

CPP = 26.778

CPP (actualizado) = 19.060

.- Cálculo del costo de pérdidas de energía

CPE = 3.080 x 0,2305 x 0,95 x 8,760 en miles de S/.

CPE = 7.279,086

CPE (actualizado) = 5.189,48

b. Costo de pérdidas en el año 1980

Para el año 1980 tendrán una demanda de 33,2 MW que deberá suplir la línea de 69 KV, que une Milagro y Babahoyo. De los cuales 18,7 MW demandará el centro de carga de Milagro y 14,5 MW demandará el centro de carga de Babahoyo. Con los datos anteriormente mencionados se ha procedido al cálculo de las corrientes en cada uno de los centros de carga.

$$I = \frac{33.200 \text{ KW}}{\sqrt{3} \times 69 \text{ KV} \times 0.93} = 298 \text{ Amp.}$$

$$I_M = \frac{18.700 \text{ KW}}{\sqrt{3} \times 69 \text{ KV} \times 0,9} = 168.2 \text{ Amp.}$$

Pérdidas en el ramal Guayaquil Milagro

$$I = 298 \text{ Amp.} \quad ; \quad R = 8,03 \text{ Ohmios}$$

$$3 I^2 R = 0,48 \text{ MW}$$

.- Cálculo del costo de pérdidas de potencia

$$CPP = 2.600 \times 0,7 \times 1.035 \times 0,012 \text{ en miles de sucres.}$$

$$CPP = 22.604,4$$

$$CPP \text{ (actualizado)} = 18.020$$

.- Cálculo del costo de pérdidas de energía

$$CPE = 2.600 \times 0,23 \times 0,95 \times 8,760 \text{ en miles de sucres.}$$

$$CPE = 4.976,50$$

$$CPE \text{ (actualizado)} = 3.967$$

c. Costo de Pérdidas en el año 1979

En el año 1979, la demanda en los centros de carga de Babahoyo y Milagro será de 30.2 MW, de los cuales 17.6 MW demandará Milagro y 12.6 demandará Babahoyo. Con los datos sobre la demanda se ha procedido al cálculo de las corrientes en sus respectivos centros de carga.

$$I = \frac{30.200 \text{ KW}}{\sqrt{3} \times 69 \text{ KV} \times 0,93} = 271,7 \text{ Amp.}$$

$$I_M = \frac{17.600 \text{ KW}}{\sqrt{3} \times 69 \text{ KV} \times 0,9} = 158,3 \text{ Amp.}$$

Pérdidas en el ramal Guayaquil-Milagro

$$I = 271,7 \text{ Amp.} ; \quad R = 8.03 \text{ Ohmios}$$

$$3 I^2 R = 1,77 \text{ MW}$$

Pérdidas en el ramal Milagro - Babahoyo

$$I = 113,4 \text{ Amp.} ; \quad R = 9,62 \text{ Ohmios}$$

$$3 I^2 R = 0,37 \text{ MW}$$

.- Cálculo del costo de pérdidas de potencia

$$CPP = 2.140 \times 0,7 \times 1.035 \times 0,012 \text{ en miles de sucres}$$

$$CPP = 18.605$$

$$CPP \text{ (actualizado)} = 16.611,60$$

.- Cálculo del costo de pérdidas de energía

$$CPE = 2.140 \times 0,23 \times 0,95 \times 8.760 \text{ en miles de sucres}$$

$$CPE = 4.096,088$$

$$CPE \text{ (actualizado)} = 3.657$$

d. Costo de pérdidas en el año 1978

Para este año, la demanda será igual a 27.2 MW, de los cuales 16.6 MW demandará el centro de carga de Milagro y 10.6 MW demandará el centro de carga de Babahoyo. - Con estos datos se ha procedido al cálculo de las corrientes en cada uno de los centros de carga.

$$I = \frac{27.200 \text{ KW}}{\sqrt{3} \times 69 \text{ KV} \times 0,93} = 244,7 \text{ Amp.}$$

$$I_M = \frac{16.600 \text{ KW}}{\sqrt{3} \times 69 \text{ KV} \times 0,9} = 154,3 \text{ Amp.}$$

Pérdidas en el ramal Guayaquil Milagro

$$I = 244,7 \text{ Amp.} \quad ; \quad R = 8,03 \text{ Ohmios}$$

$$3 I^2 R = 1,44 \text{ MW}$$

Pérdidas en el ramal Milagro Babahoyo

$$I = 90,4 \text{ Amp.} \quad ; \quad R = 9,62 \text{ Ohmios}$$

$$3 I^2 R = 0,235 \text{ MW}$$

.- Cálculo del costo de pérdidas de potencia

$$CPP = 1.675 \times 0,7 \times 1.035 \times 0,012 \text{ en miles de sucres}$$

$$CPP = 14.562$$

$$CPP \text{ (actualizado)} = 14.562$$

.- Cálculo del costo de pérdidas de energía

$$CPE = 1.675 \times 0,23 \times 0,95 \times 8,70 \text{ en miles de sucres}$$

$$CPE = 3.206$$

$$CPE \text{ (actualizado)} = 3.206$$

4.4.5. CALCULO DE LA CAPACIDAD Y COSTO DE LAS SUBESTACIONES EN MILAGRO Y BABAHOYO.

Para ésta alternativa la Subestación en Milagro es del tipo de paso, y la Subestación en Babahoyo es de tipo terminal. Siendo la primera de las nombradas igual a la Subestación Milagro de la alternativa # 2, y la segunda a la Subestación Milagro de la alternativa # 3.

4.4.5.1. Cálculo de la Capacidad y Costo de la Subestación en Milagro.

Para el cálculo de dicha subestación se ha referido el párrafo 4.2.5.1. de la alternativa # 2 por ser iguales en capacidad lo que resulta también ser iguales en costos - siendo este igual a S/. 6'774.073,00

4.4.5.2. Cálculo de la capacidad y Costo de la Subestación en Quevedo.

Para el cálculo de dicha subestación se ha referido al párrafo 4.3.5. de la alternativa # 3, por resultar igual en capacidad y costo. Siendo este igual a S/. 6'619.608,00

4.4.6. CALCULO DEL COSTO DE GENERACION POR CONCEPTO DE COMBUSTIBLE.

En el cálculo de generación por concepto de combustible se ha tomado el valor del KWH generado de la alternativa # 2 y que es igual a S/. 0.255/KWh para 1978. La generación estimada que deberá haber de 1978 a 1981 es la siguiente:

GENERACION

1978	109,32 x 10 ⁶	KWH
1979	122,08 x 10 ⁶	KWH
1980	135,66 x 10 ⁶	KWH
1981	144,76 x 10 ⁶	KWH

AÑO	COSTO DE GENERACION EN MILES DE SURES	COSTO DE GENERACION ACTUA LIZADO EN MILES DE SURES
1978	24.598,89	24.598,89
1979	31.130,40	27.795,00
1980	34.593,30	27.577,56
1981	36.913,80	26.274,51

4.4.7. CALCULO DEL COSTO DE AUTOABASTECIMIENTO EN QUEVEDO Y NARANJAL.

4.4.7.1. Cálculo del costo de Autoabastecimiento en Quevedo

Para el cálculo del autoabastecimiento en Quevedo se ha referido al párrafo 4.3.7.2. de la alternativa # 3, donde resulta igual en miles de sucres a: S/. 110.836,50.

4.4.7.2. Cálculo del costo de Autoabastecimiento en Naranjal

Para dicho cálculo se ha referido al párrafo 4.2.7. de la alternativa # 2, donde resulta igual en miles de sucres a: S/. 15.738,45.

4.4.8. COSTO DE LA ALTERNATIVA # 4

COSTO DE LA ALTERNATIVA # 4

EN MILES DE SUCRES

a. Costo de la línea de Guayaquil a Milagro	S/.	19.303,956
b. Costo de la línea Milagro a Babahoyo	"	25.487,040
c. Costo de pérdidas de potencia y energía	"	84.273,080
d. Costo de generación por concepto de comb.	"	106.245,960
e. Costo de las subestaciones en Milagro y Babahoyo	"	13.393,681
f. Costo del Autoabastecimiento en Quevedo y Naranjal	"	<u>126.574,950</u>
TOTAL:		S/. 375.278,670

5. COMPARACION ECONOMICA DE LAS ALTERNATIVAS

La comparación económica de las alternativas se ha realizado a través de la determinación del costo total actualizado de inversiones en cuanto a instalación, operación y generación por concepto de combustible para el caso de la Alternativa # 1 que trata del autoabastecimiento por medio de centrales diesel y costo total de inversiones para las Alternativas # 2,3 y 4 en cuanto a instalación, generación por concepto de combustible, pérdidas de potencia, pérdidas de energía y subestaciones tratándose de línea de transmisión.

Como se ha dicho anteriormente las inversiones han sido determinadas, a precios del año 1978, tomando precios base en 1975 y adoptando una tasa anual de escalonamiento de precios entre 1975 y 1978 de 12% anual para la moneda nacional y 7% anual para las divisas.

Las pérdidas de potencia y energía han sido evaluadas a razón de S/. 825,00 por KW por año y S/. 0.76 por KWH de acuerdo a antecedentes, proporcionados por INECEL.

La tasa de actualización adoptada es del 12% y se han supuesto, inversiones concentradas en el mismo año de puesta en servicio, las obras. Las actualizaciones se han

realizado al año 1978.

ALTERNATIVAS	COSTO TOTAL DE INVERSIONES EN MILES DE SUCRES	DIFERENCIA EN MILES DE SUCRES CON RESPECTO A LA ALTERNATIVA 4
1	623.318,90	257.040,23
2	396.205,15	20.926,48
3	518.431,68	143.153,01
4	375.278,67	-----

Del cuadro arriba indicado, se puede ver que la alternativa más económica para electrificar las áreas de Babahoyo y Milagro, resulta la número 4 que consiste en tender una línea de transmisión a 69 KV desde Durán a Babahoyo, pasando por Milagro y dotar de unidades diesel para su autoabastecimiento en Quevedo y Naranjal.

La alternativa que le sigue en su orden económico es la número dos que consiste en tender una línea de transmisión a 69 KV desde Durán a Quevedo pasando por Milagro y Babahoyo y dotar de centrales diesel para su autoabastecimiento en Naranjal, para esta alternativa existe el inconveniente que la distancia entre Babahoyo y Quevedo es de 93 Kms. por lo que la caída de voltaje será alta, razón por la cual habrá que invertirse grandes cantidades de dinero en su regulación. Es así que la diferencia de

veinte millones con respecto a la alternativa # 4 se hará mayor. La otra alternativa que le sigue es la # 3 que consiste en tender una línea de transmisión de 69 KV desde Durán a Milagro y dotar de centrales diesel para su autoabastecimiento, en Babahoyo, Quevedo y Naranjal. Es de hacer notar que a la presente fecha INECEL tiene en mente aplicar esta alternativa para solucionar el problema de la falta de energía en las áreas concernientes a nuestro estudio. La diferencia con respecto a la alternativa # 4 es de ciento cuarenta millones la cual la hace impracticable para nuestro medio. La última alternativa sería la # 1, que consiste en dotar de centrales diesel a Milagro, Babahoyo, Quevedo y Naranjal para su autoabastecimiento, la diferencia con respecto a la alternativa # 4, es de doscientos cincuenta millones de sucres la cual no se podría realizar ni en el peor de los casos ya que resultaría contraria a los intereses de la nación.

De todo lo antes dicho podemos concluir que la alternativa escogida para dotar de energía a las áreas de Babahoyo y Milagro hasta la puesta en servicio de la Central Paute, es la número cuatro.

6. APROVECHAMIENTO DE LAS INSTALACIONES DE LA ALTERNATIVA RESULTANTE UNA VEZ PUESTA EN SERVICIO LA CENTRAL PAUTE.

Para poder analizar el aprovechamiento de la alternativa resultante, comenzaré por enumerar las obras que I-NECEL tiene pensado realizar para que trabajen junto con la primera etapa del proyecto Paute. Los datos fueron obtenidos de la Memoria Descriptiva del "Adendum" # 1 de Mayo de 1976. Estas obras consisten de acuerdo a las fases que habla el mencionado libro en lo siguiente:

FASE B

Para fines del año 1981 quedará lista la línea de transmisión a 230 KV, que une la central Molino (Paute) con Milagro y Pascuales. En Milagro se instalarán dos subestaciones, la primera con una capacidad de 90 MVA - 230/138 KV - 3 ϕ y la segunda con una capacidad de 40 MVA-138/69 KV - 3 ϕ , que dotará de energía a Milagro.

FASE C

Para fines de 1982 quedará lista la línea de transmisión a 138 KV que une Milagro con Babahoyo y se instalará en Babahoyo una subestación de 20 MVA - 138/69 KV-3 ϕ , que servirá para dotar de energía a Babahoyo.

De acuerdo al cronograma de obras previsto por INECEL se ha planificado en el presente estudio el siguiente aprovechamiento de las obras de la alternativa # 4.

La línea que se construya de Milagro a Babahoyo deberá - trabajar, inicialmente en el año 1978 a 1981 con un voltaje de 69 KV, y una vez puesta en servicio la Central Paute, en el año 1982 trabajará a 138 KV, razón por la cual se ha calculado los costos de dicha línea con valores para la línea de 138 KV. Este caso es semejante a lo planificado por INECEL para la línea que une Pascuales con Santa Rosa, trabajaría inicialmente para el año 1978 a 138 KV y que luego a comienzos del año 1982 en que estará lista la primera etapa el proyecto Paute comience a trabajar a 230 KV que es su nivel de voltaje.

El tramo de línea que va de Boliche (Km. 26) seguirá trabajando, a 69 KV. y la subestación que servirá a Milagro es decir la de 12-16 MVA - 69/13.8 KV - 3 ϕ , alimenta esta parte del sistema para dar energía a la zona de Boliche, Manuel J, Calle, La Troncal (Ingenio Aztra) y Naranjal, por el otro lado la base de Taura, Taura y probablemente el Ingenio Taura si lo llegaren a construir.

El tramo de la línea Durán a Boliche quedará para servir

a las zonas que se encuentran en su ruta, con el antecedente que la parte Norte de Durán se está extendiendo por que las industrias de Guayaquil se están trasladando a esta parte de la población. Además que en este camino se encuentran varias haciendas que se las podría integrar al sistema.

Lo concerniente a la parte de Naranjal y Quevedo, se ha previsto, que en Naranjal las dos centrales diesel de 500 KW cada una programadas en este estudio servirán para cubrir la carga base y desde Milagro reciban la carga pico. En lo que toca a la zona de Quevedo se ha previsto que en el año 1981 en que Quevedo comenzará a recibir energía debido al proyecto Paute por medio de la línea de 230 KV que unirá Pascuales con Santa Rosa, podrán salir de servicio las centrales diesel existentes de 760 KW, 500 KW y dos de 1000 KW cada una para que INECEL pueda instalarlas donde las necesidades lo permitan y que no se encuentren dentro del plan nacional interconectado.

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De los resultados obtenidos a través del presente estudio, se puede concluir, diciendo que la alternativa escogida para solucionar la falta de energía eléctrica en las áreas de Babahoyo y Milagro, será la número cuatro.

Dicha alternativa, consiste en tender una línea a 69 KV, desde Durán a Babahoyo, pasando por Milagro y autoabastecimiento en los centros de carga de Quevedo y Naranjal.

Como nuestro estudio cubre desde el año 1978 a 1981, período en el cual el déficit de energía eléctrica en los diferentes centros de carga se tornará crítico, debido al alto crecimiento industrial, como se lo puede observar en los anexos concernientes a la proyección de la demanda. No se lo ha hecho por un período más largo, por considerar que a comienzos de 1982 entrará en servicio la primera etapa del proyecto Paute.

Con respecto a las restantes alternativas, al compararlas con la alternativa escogida, resultan con un costo muy elevado y si se considera que en el caso de la alternativa número uno es la escogida a la presente fecha por INECEL, sería recomendable se revise la misma porque tie

ne una diferencia de más o menos ciento cuarenta millones de sucres, en base a la alternativa seleccionada en éste estudio. Por cuyo motivo es de desear sea descartada.

Se recomienda, tomar en cuenta, que desde la iniciación de las obras, la línea de Milagro a Babahoyo, se la construya para 138 KV, pero que inicialmente en el año 1978 a 1981, trabaje a 69 KV, para luego en 1982 comience a trabajar a 138 KV junto con el Sistema Nacional Interconectado.

Así mismo, se recomienda, que la subestación que se instalará en Milagro de 12/16 MVA - 69/13,8 KV - 3 ϕ , quede en el año 1982 para alimentar la zona comprendida entre Boliche y Naranjal.

La línea que quedará desde Durán a Boliche, se la podría seccionalizar, para que sea alimentada solo desde Durán y por alguna falla de la central Paute, también alimente a Milagro y Babahoyo, desde Guayaquil.

8. ANEXOS

- ANEXO A.- Proyección de la demanda del centro de carga de Babahoyo y Quevedo.
- ANEXO B.- Proyección de la demanda del centro de carga de Milagro.
- ANEXO C.- Proyección de la demanda del centro de carga de Naranjal.
- ANEXO D.- Curva de demanda máxima para el centro de carga de Babahoyo.
- ANEXO E.- Equipamiento para el centro de carga de Babahoyo.
- ANEXO F.- Curva de demanda máxima para el centro de carga de Quevedo.
- ANEXO G.- Equipamiento para el centro de carga de Quevedo.
- ANEXO H.- Curva de demanda máxima para el centro de carga de Milagro.
- ANEXO I.- Equipamiento del centro de carga de Milagro.
- ANEXO J.- Curva de demanda máxima para el centro de carga de Naranjal.
- ANEXO K.- Equipamiento del centro de carga de Naranjal.
- ANEXO L.- Configuración a 1982 de la Alternativa 1.
- ANEXO M.- Configuración a 1982 de la Alternativa 2.
- ANEXO N.- Configuración a 1982 de la Alternativa 3.
- ANEXO O.- Configuración a 1982 de la Alternativa 4.
- ANEXO P.- Diagrama Unifilar de la Línea Durán Quevedo para la alternativa 2.

· ANEXO Q.- Diagrama Unifilar de la línea Durán-Milagro pa
ra la Alternativa 3.

ANEXO R.- Diagrama Unifilar de la línea Durán Babahoyo -
para la Alternativa 4.

ANEXO A

PROYECCION DE LA DEMANDA CENTRO DE CARGA BABAHOYO Y QUEVEDO

AÑO	POBLAC. (miles)	POBLAC. SERVIDA (%)	HABIT. POR ABONADO	ABONADOS (miles)		CONSUMOS (GWH)				PERD. (%)	DEMANDA			
				RESID.	COMERC.	RESID.	COMERC.	INDUST.	Alumb. Otros		TOTAL	Energía (GWH)	F.C. (%)	potencia (MW)
1975	557.64	16.9	35.3	15.76	4.57	7.7.	4.6	5.8	3.5	21.6	20.3	27.1	31.4	9.9
1976	575.00	21.1	28.3	20.25	5.44	10.1	5.7	14.2	3.8	33.9	20.3	42.6	33.3	14.6
1977	592.64	26.5	22.5	26.26	6,51	13.4	7.2	15.3	4.2	40.1	19.9	50.1	33.3	17.1
1978	610.90	32.4	18.4	33.07	7.88	17.6	9.3	36.8	4.6	68.2	18.3	83.5	38.7	24.0
1979	629.93	41.3	14.5	43.42	9.81	23.7	12.3	40.8	5.0	81.7	18.0	99.8	39.4	28.8
1980	649.10	50.1	11.9	54.24	11.96	31.2	16.2	45.3	5.4	98.1	17.8	119.5	39.4	34.6
1981	668.85	55.2	10.8	61.53	12.47	35.7	17.9	50.4	5.9	109.9	17.5	133.2	39.5	38.4
1982	690.23	59.7	10.0	68.72	13.05	40.6	20.0	56.1	6.5	123.2	17.1	148.8	39.7	42.7

¿sus represente el 100%?

△?

A N E X O B

PROYECCION DE LA DEMANDA CENTRO DE CARGA MILAGRO

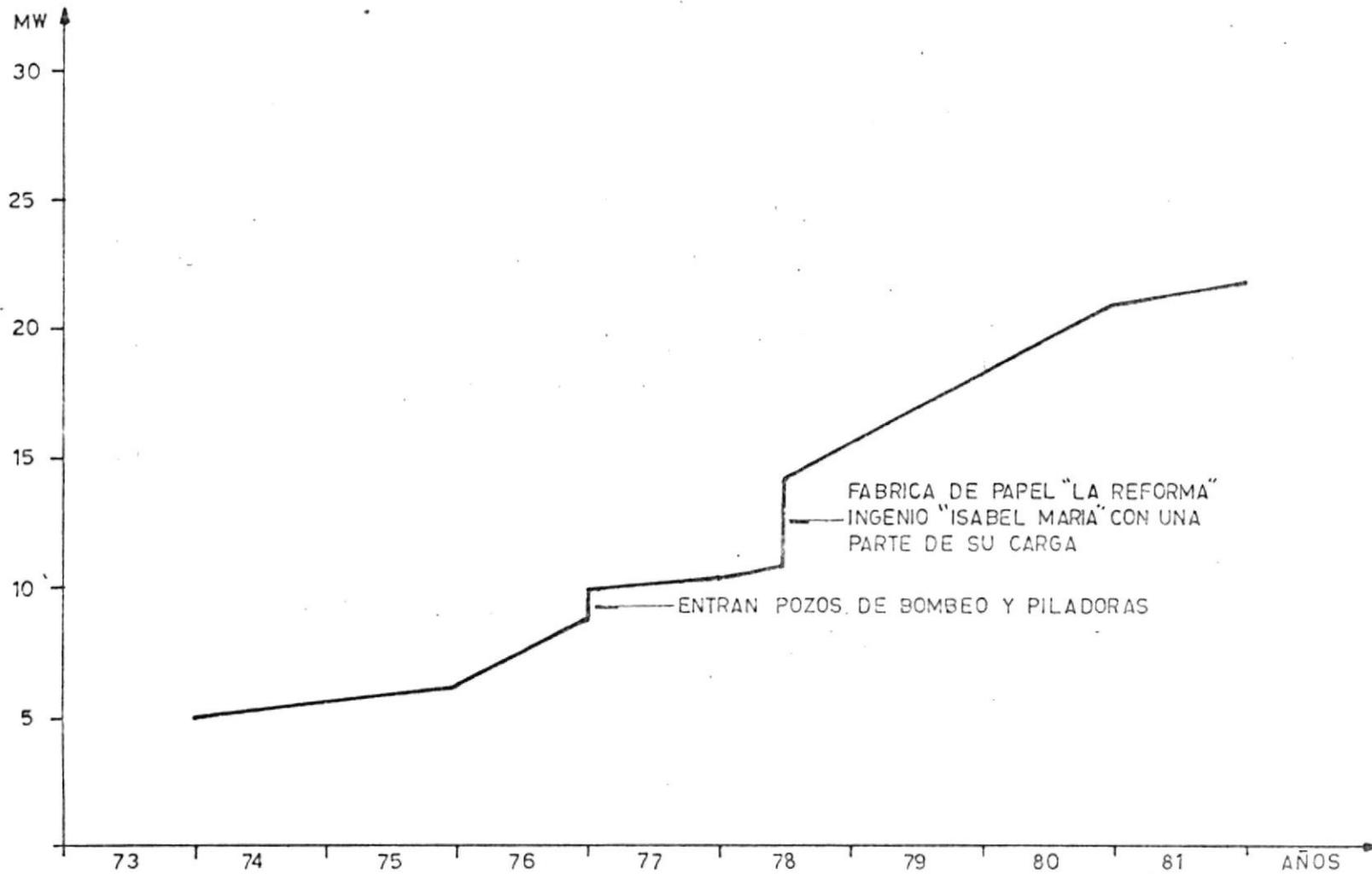
AÑO	POBLAC. (miles)	POBLAC. SERVIDA (%)	HABIT. POR ABONADO	ABONADOS (miles)		CONSUMOS (GWH)				TOTAL	PERD. (%)	DEMANDA		
				RESID.	COMERC.	RESID.	COMERC.	INDUST.	Alumbrado Otros			Energía (GWH)	F.C. (%)	Potenc. (MW)
1975	196.98	18.9	31.6	6.19	2.34	3.8	3.2	4.1	1.6	12.8	17.7	15.6	36.1	4.9
1976	202.35	25.8	23.1	8.73	2.83	6.3	4.1	17.7	2.0	30.1	17.4	36.5	43.3	9.6
1977	208.58	30.4	19.6	10.58	3.22	7.7	4.9	46.7	2.2	61.5	18.2	75.3	49.3	17.4
1978	214.99	36.7	16.3	13.18	3.82	9.5	6.1	65.6	2.5	83.7	17.6	101.5	49.0	23.6
1979	221.52	42.9	13.9	15.84	4.31	11.4	7.1	66.7	2.8	88.0	17.2	106.4	48.3	25.1
1980	228.16	48.4	12.3	18.41	4.82	13.4	8.2	68.2	3.1	92.9	17.0	112.0	48.0	26.6
1981	234.97	51.5	11.6	20.17	5.25	15.4	9.5	69.3	3.3	97.6	16.7	117.2	47.7	28.0
1982	242.00	54.7	10.9	22.07	5.69	17.5	10.9	70.8	3.6	102.8	16.4	123.0	47.3	29.6

A N E X O C

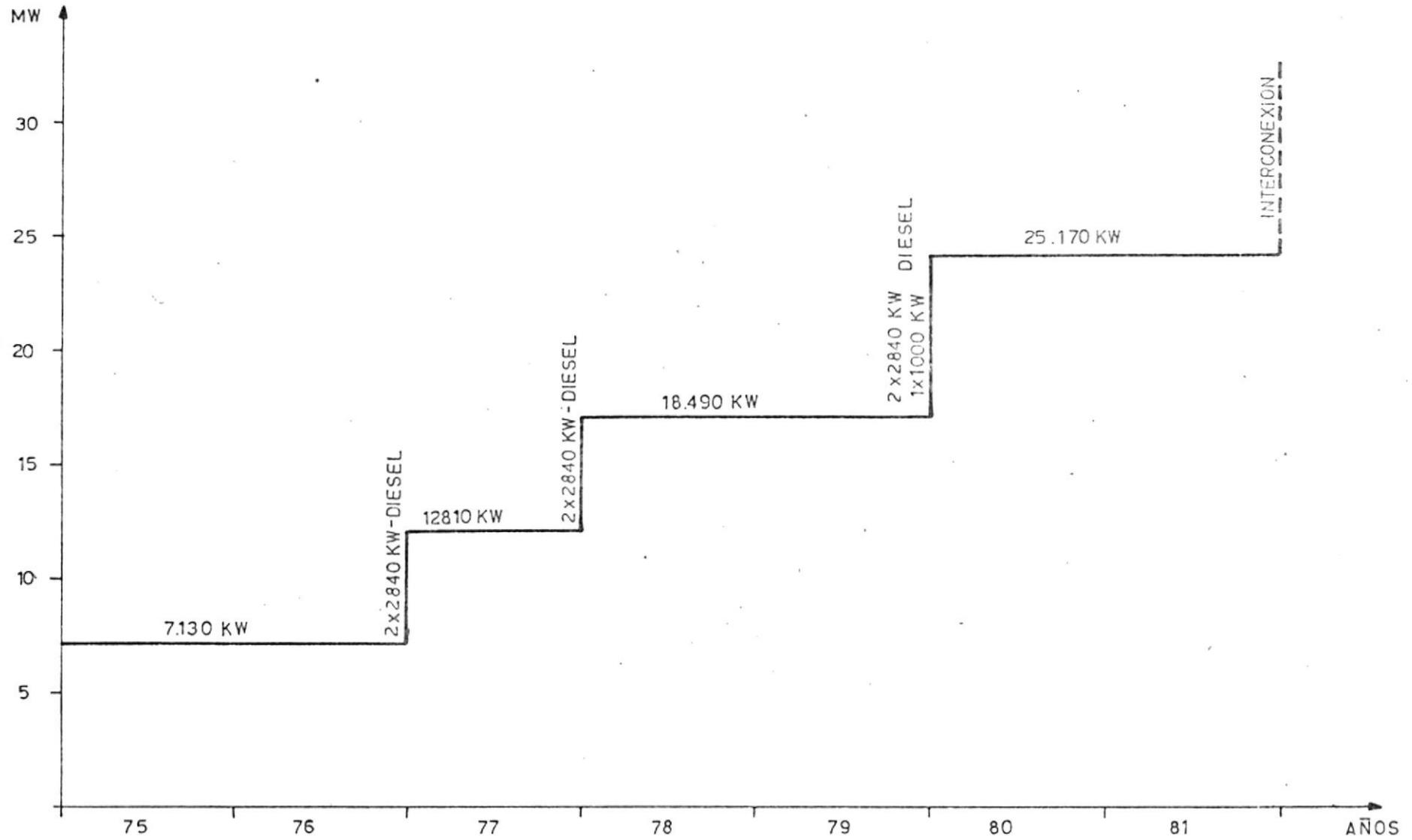
PROYECCION DE LA DEMANDA CENTRO DE CARGA MARANJAL

AÑO	POBLAC. (miles)	POBLAC. SERVIDA (%)	HABIT. POR ABONADO	ABONADOS (miles)		CONSUMOS (GWH)				TOTAL	PERD. (%)	DEMANDA		
				RESID.	COMERC.	RESID.	COMERC.	INDUST.	Alumbra do Otros			Energía (GWH)	F.C. (%)	Potencia (MW)
1975	34.98	22.7	26.4	1.32	0.23	0.60	0.29	0.18	0.15	1.2	22.7	1.6	30.7	0.59
1976	35.87	24.5	24.4	1.46	0.25	0.72	0.35	0.41	0.17	1.6	21.5	2.1	31.2	0.77
1977	36.80	26.2	22.8	1.61	0.26	0.82	0.39	0.43	0.18	1.8	20.5	2.3	31.3	0.84
1978	37.76	29.8	30.1	1.87	0.30	1.1	0.46	0.44	0.21	2.2	19.5	2.7	31.0	0.99
1979	38.74	33.2	18.0	2.14	0.34	1.3	0.53	0.69	0.24	2.7	18.8	3.4	31.2	1.2
1980	39.75	36.3	16.5	2.40	0.38	1.5	0.61	0.75	0.28	3.1	18.1	3.8	31.5	1.4
1981	40.81	39.4	15.2	2.68	0.41	1.7	0.68	0.77	0.35	3.5	17.8	4.2	31.6	1.5
1982	41.90	42.6	14.0	2.97	0.45	1.9	0.77	0.80	0.42	3.9	17.6	4.7	31.7	1.7

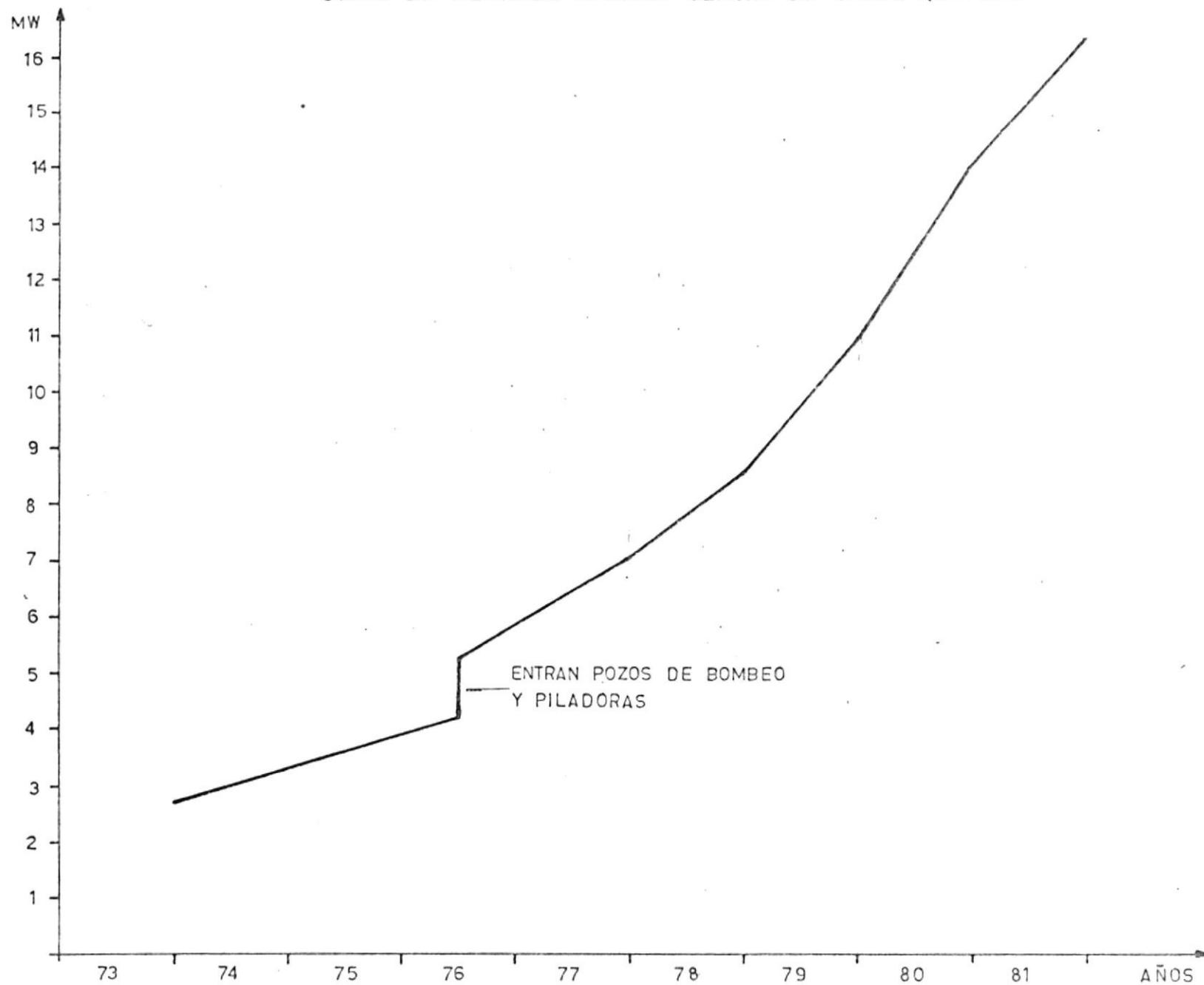
CURVA DE DEMANDA MAXIMA "CENTRO DE CARGA BABAHOYO"



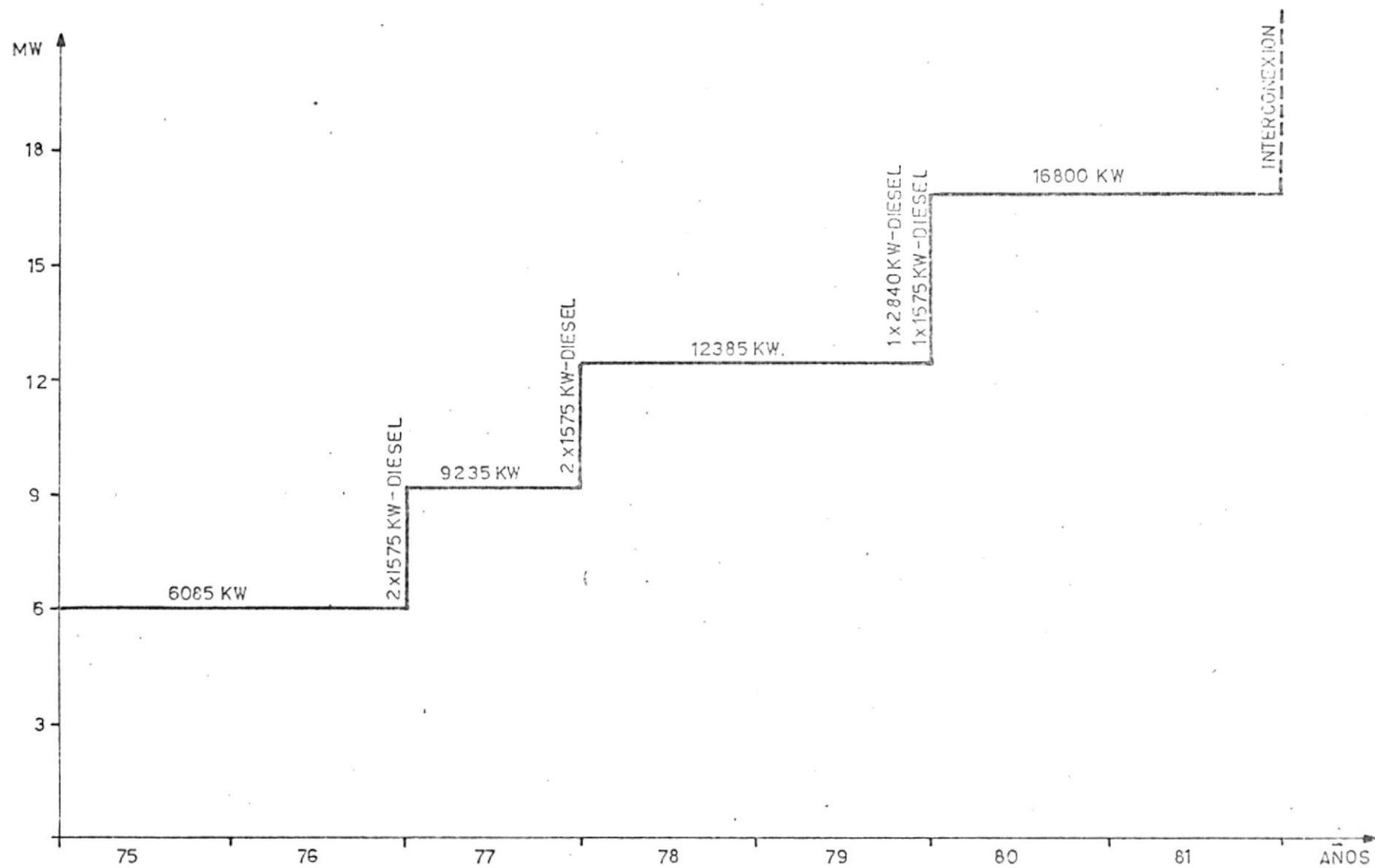
EQUIPAMIENTO PARA EL "CENTRO DE CARGA BABAHOYO"



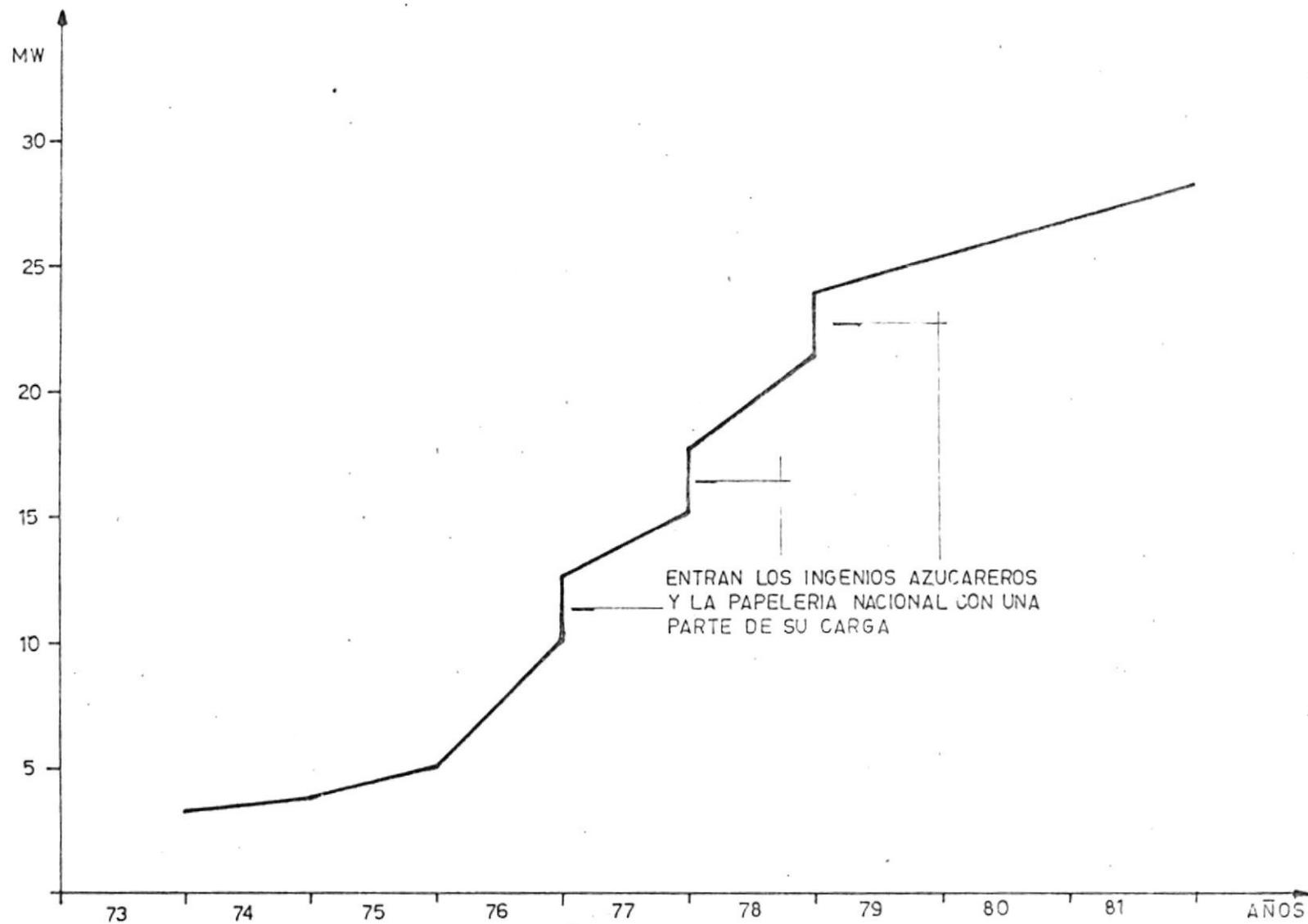
CURVA DE DEMANDA MAXIMA "CENTRO DE CARGA QUEVEDO"



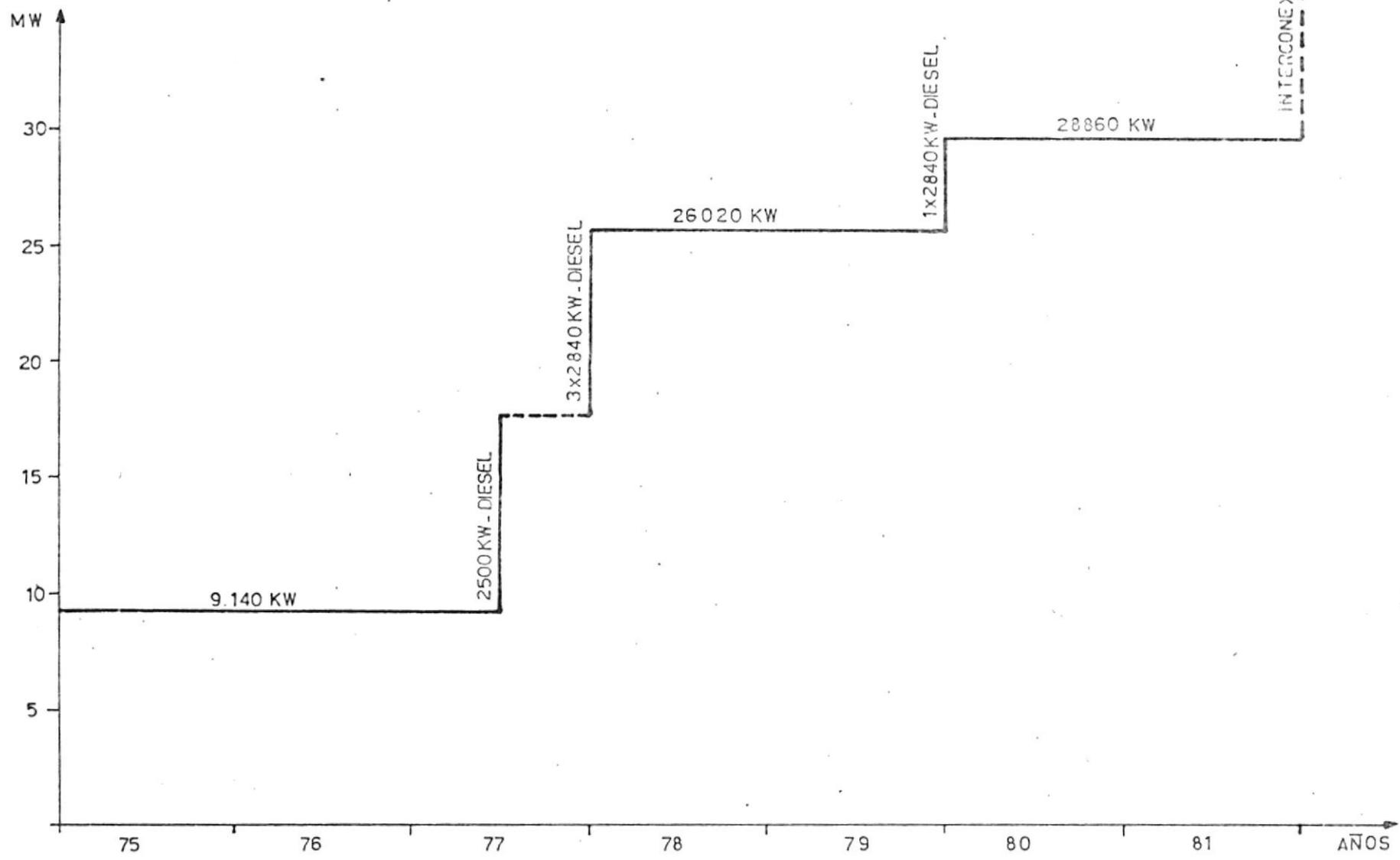
EQUIPAMIENTO PARA EL "CENTRO DE CARGA QUEVEDO"



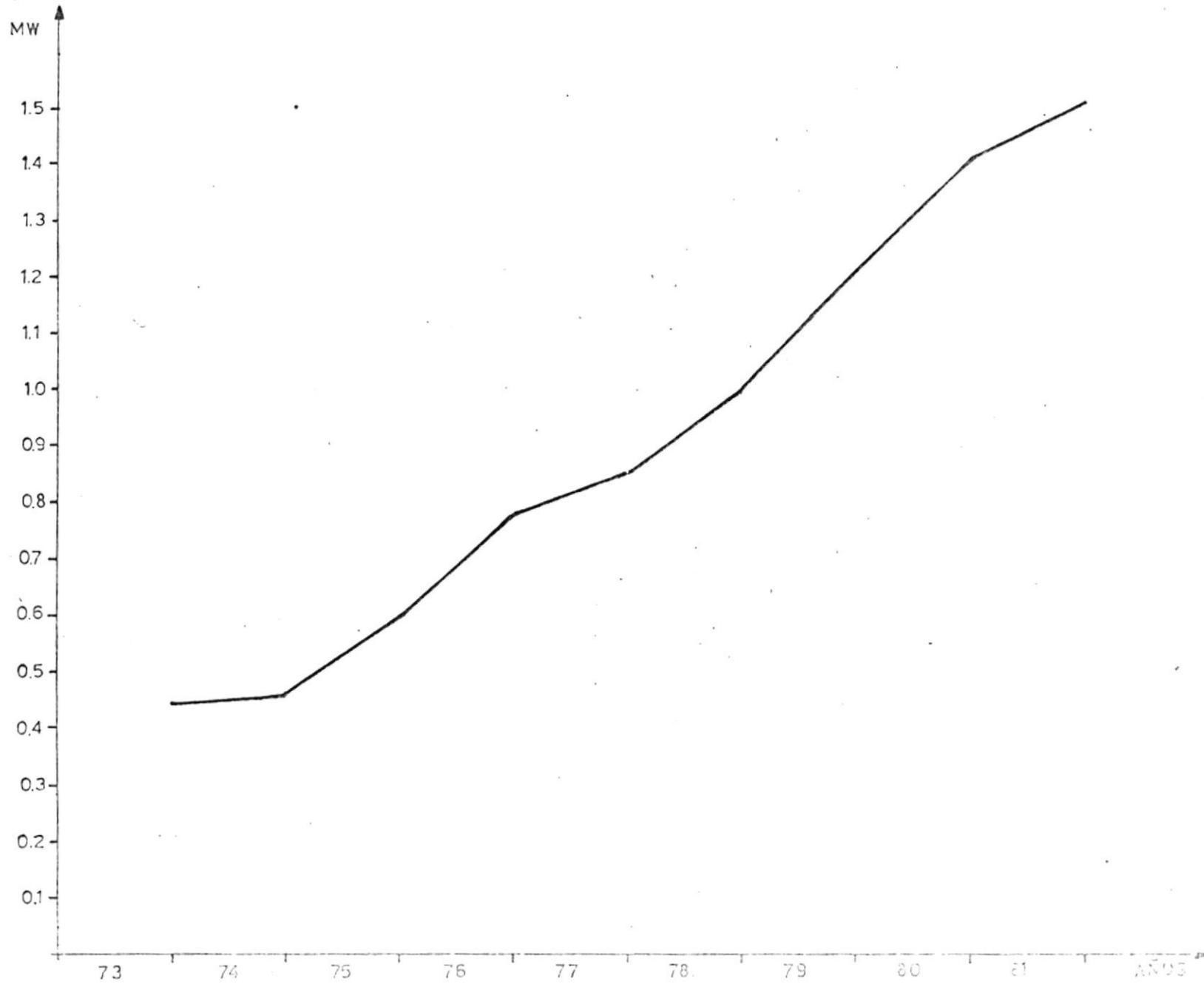
CURVA DE DEMANDA MAXIMA "CENTRO DE CARGA MILAGRO"



EQUIPAMIENTO PARA EL "CENTRO DE CARGA MILAGRO"



CURVA DE DEMANDA MAXIMA "CENTRO DE CARGA NARANJAL"



EQUIPAMIENTO PARA EL "CENTRO DE CARGA NARANJAL"

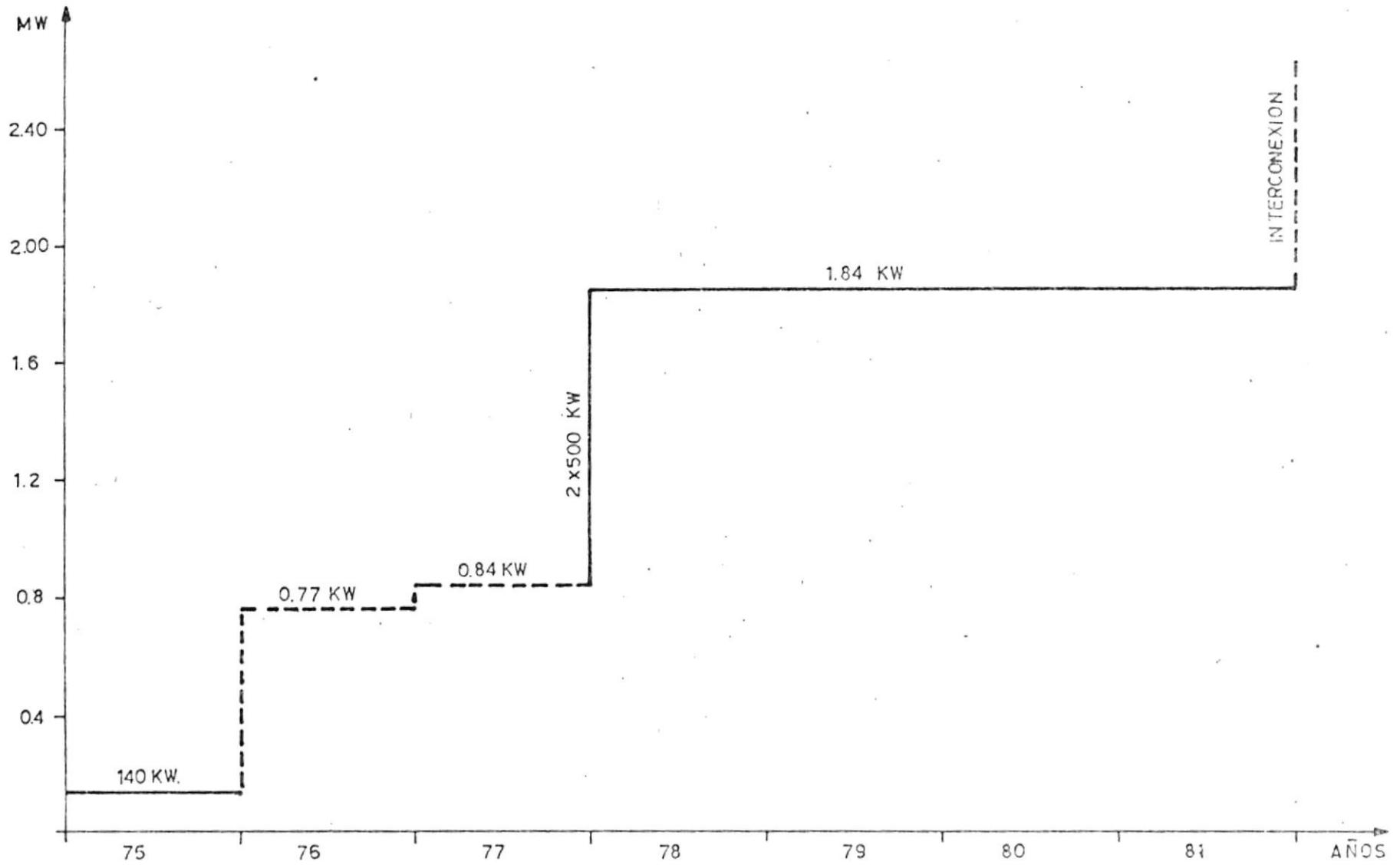
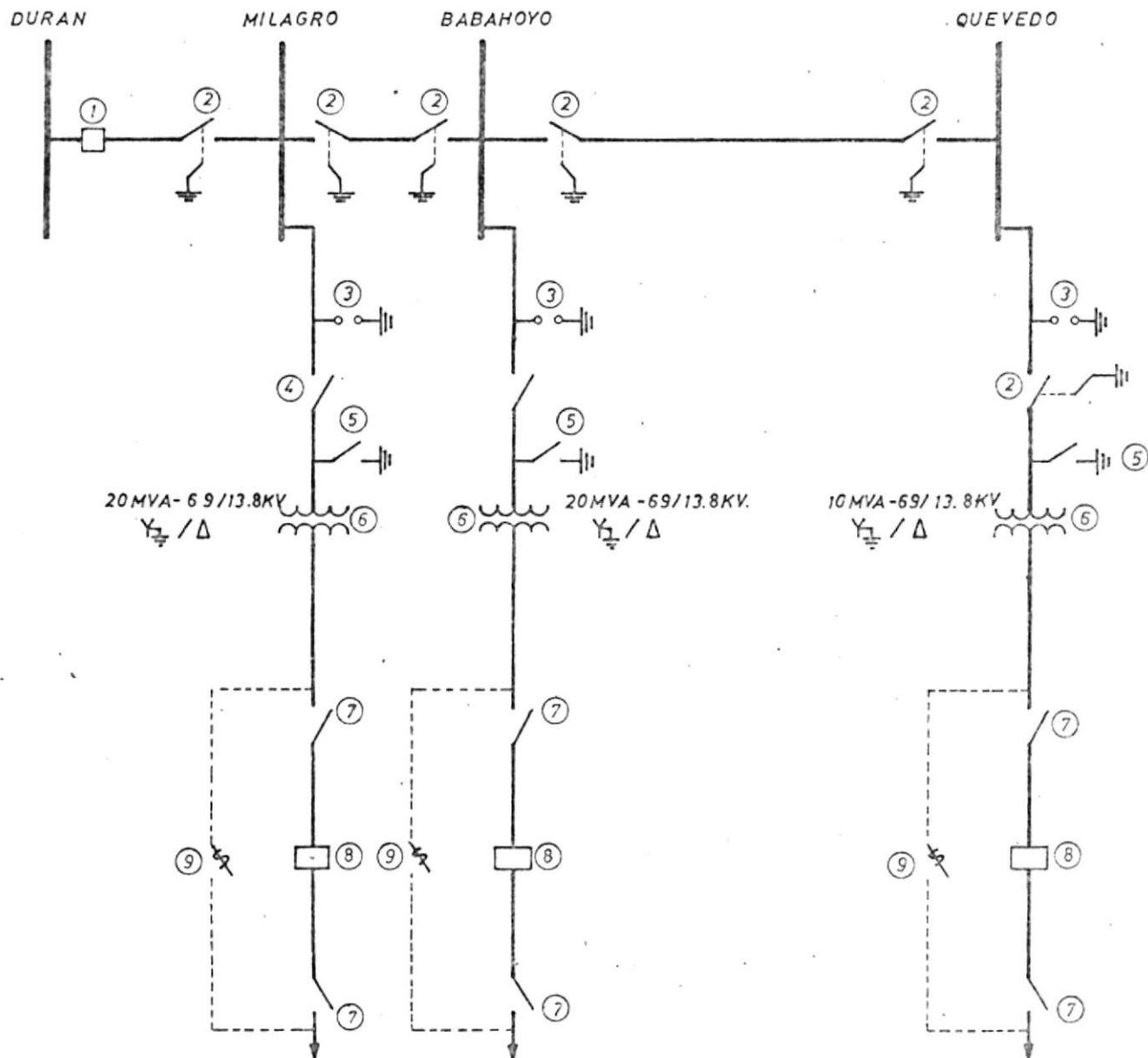


DIAGRAMA UNIFILAR

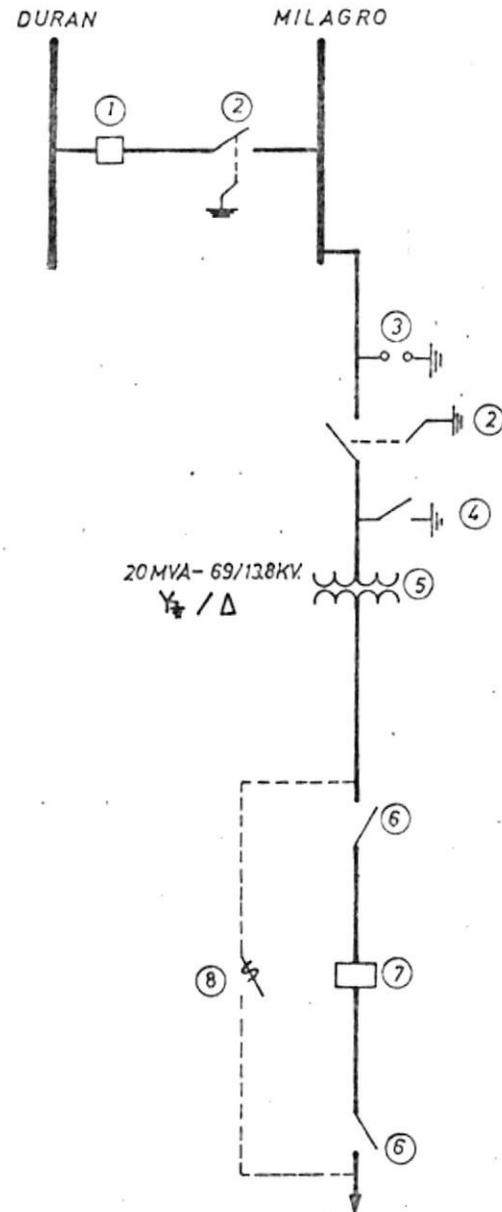
ALTERNATIVA 2



- 1 DISYUNTOR DE ALTA 69 KV.
- 2 SECCIONADOR 3 ϕ CON PUESTA A TIERRA
- 3 PARARRAYOS
- 4 SECCIONADOR 3 ϕ SIN PUESTA A TIERRA
- 5 CUCHILLA MONOFASICA DE PUESTA A TIERRA
- 6 TRANSFORMADOR 3 ϕ
- 7 SECCIONADOR DE BAJA
- 8 DISYUNTOR DE BAJA 13.3 KV.
- 9 CUCHILLA PORTAFUSIBLE

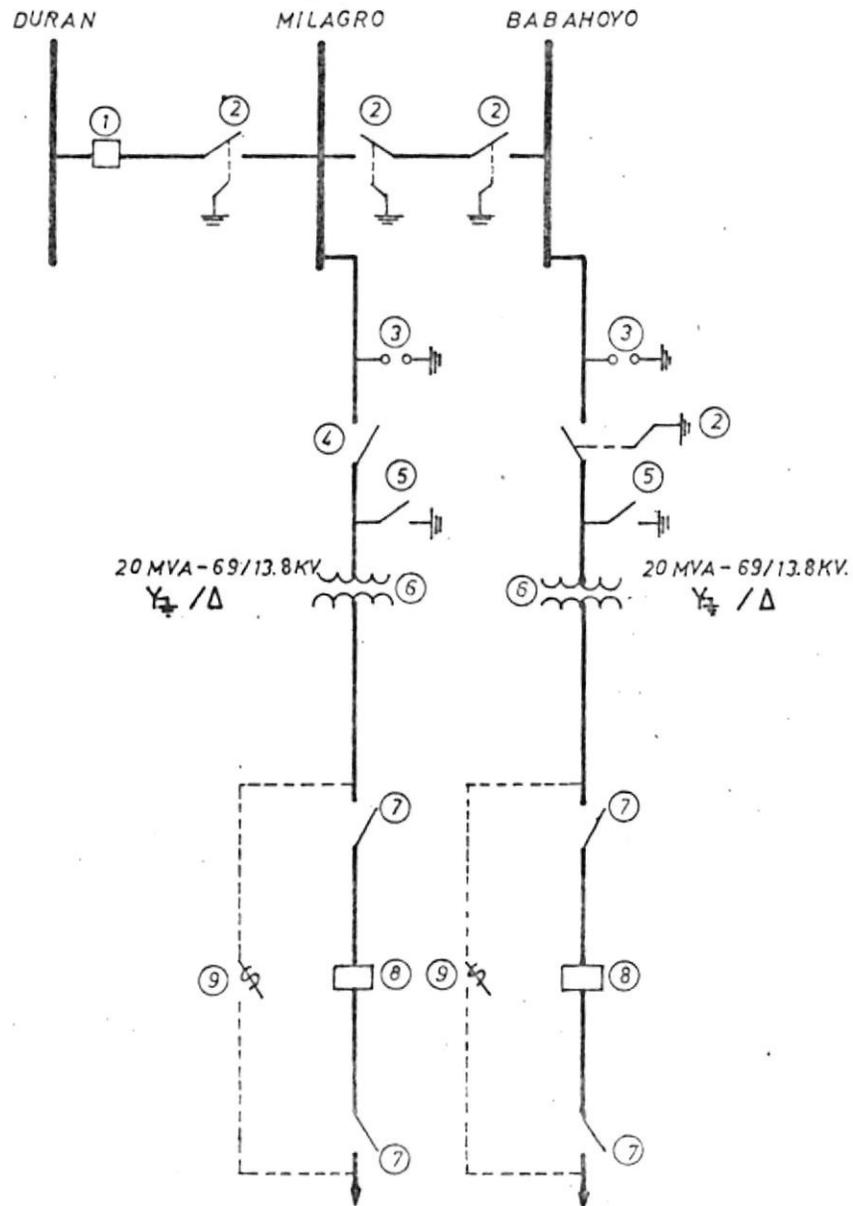
DIAGRAMA UNIFILAR

ALTERNATIVA 3

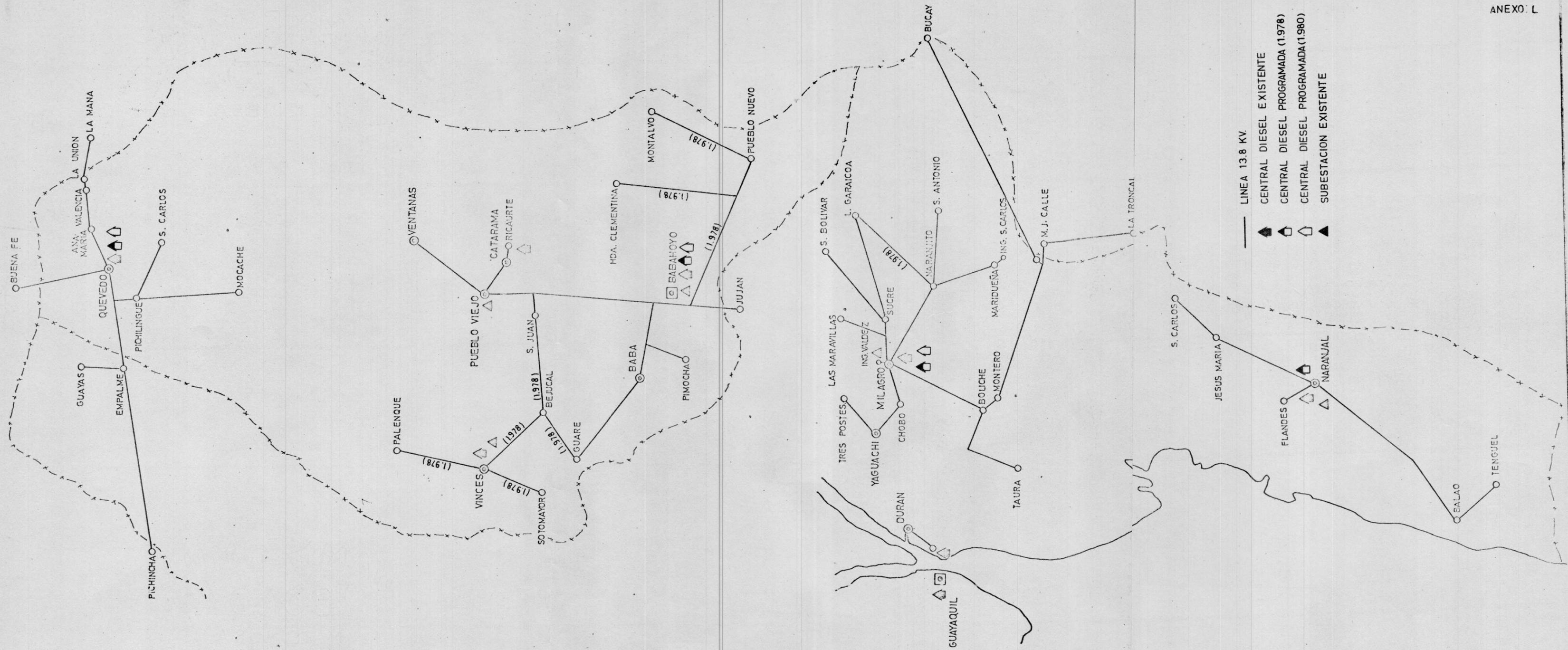


- 1 DISYUNTOR DE ALTA 69 KV.
- 2 SECCIONADOR 3 ϕ CON PUESTA A TIERRA
- 3 PARARRAYOS
- 4 CUCHILLA MONOFASICA DE PUESTA A TIERRA
- 5 TRANSFORMADOR 3 ϕ
- 6 SECCIONADOR DE BAJA
- 7 DISYUNTOR DE BAJA 13.8KV.
- 8 CUCHILLA PORTAFUSIBLE

DIAGRAMA UNIFILAR
ALTERNATIVA 4



- 1 DISYUNTOR DE ALTA 69 KV
- 2 SECCIONADOR 3 ϕ CON PUESTA A TIERRA
- 3 PARARRAYOS
- 4 SECCIONADOR 3 ϕ SIN PUESTA A TIERRA
- 5 CUCHILLA MONOFASICA DE PUESTA A TIERRA
- 6 TRANSFORMADOR 3 ϕ
- 7 SECCIONADOR DE BAJA
- 8 DISYUNTOR DE BAJA 13.8 KV.
- 9 CUCHILLA PORTAFUSIBLE

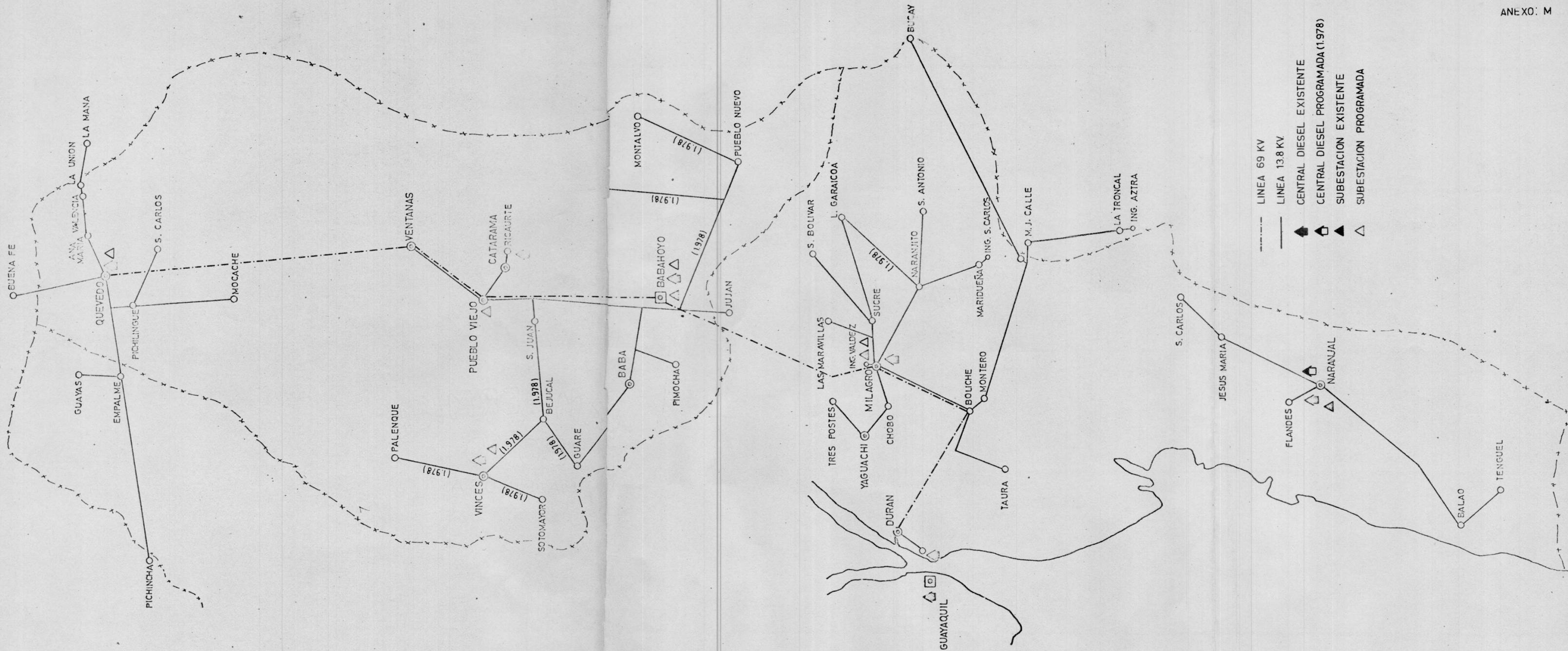


- LINEA 13.8 KV.
- ▣ CENTRAL DIESEL EXISTENTE
- ▣ CENTRAL DIESEL PROGRAMADA (1978)
- ▣ CENTRAL DIESEL PROGRAMADA (1980)
- ▣ SUBESTACION EXISTENTE

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
 GUAYAQUIL - ECUADOR

ESTUDIO DE ELECTRIFICACION PARA
 LAS AREAS BABAHOYO - MILAGRO

ALTERNATIVA 1
 CONFIGURACION A 1982

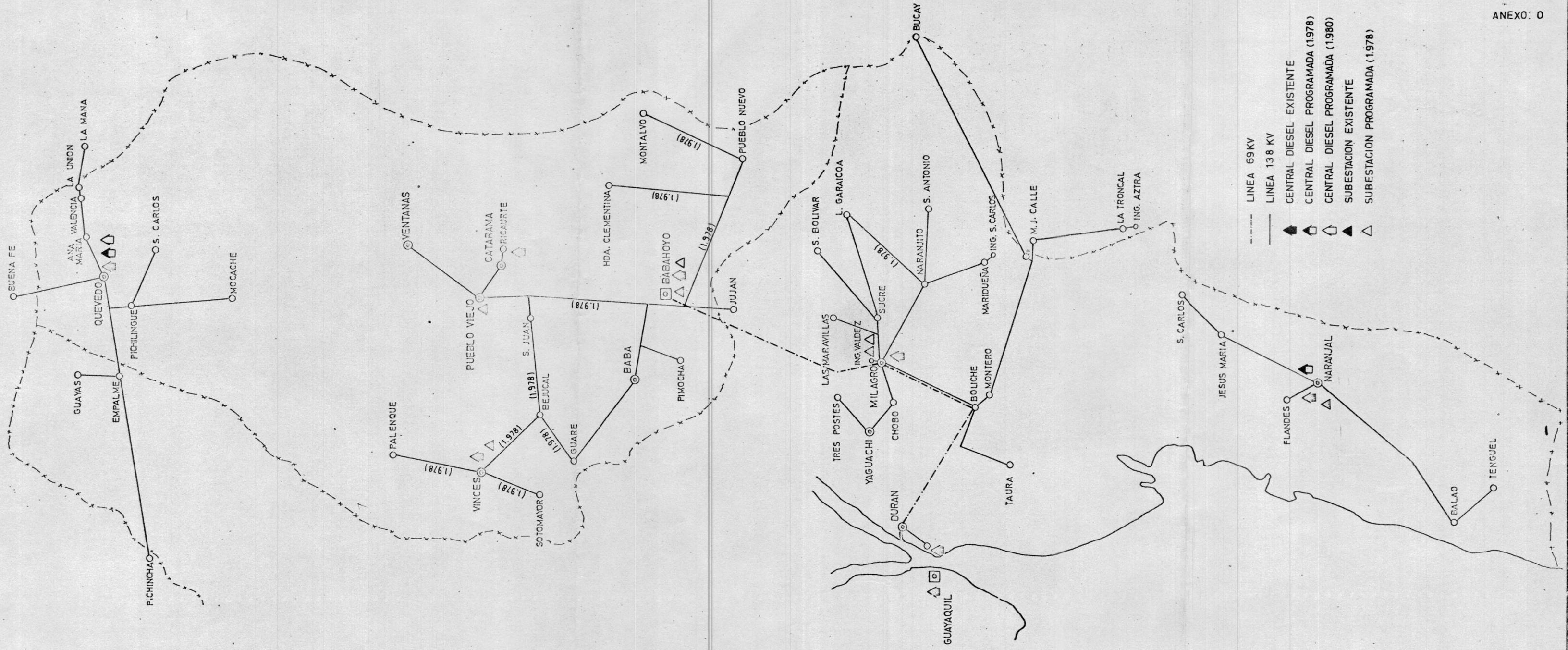


- LINEA 69 KV
- LINEA 138 KV
- ◼ CENTRAL DIESEL EXISTENTE
- ◻ CENTRAL DIESEL PROGRAMADA (1978)
- ◄ SUBESTACION EXISTENTE
- ◄ SUBESTACION PROGRAMADA

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
 GUAYAQUIL - ECUADOR

ESTUDIO DE ELECTRIFICACION PARA
 LAS AREAS BABAHOYO - MILAGRO

ALTERNATIVA 2
 CONFIGURACION A 1982



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
 GUAYAQUIL - ECUADOR

ESTUDIO DE ELECTRIFICACION PARA
 LAS AREAS BABAHOYO - MILAGRO

ALTERNATIVA 4
 CONFIGURACION A 1.982

9. BIBLIOGRAFIA

1. CRITERIOS APLICABLES A LOS ESTUDIOS DE MERCADO DE ENERGIA ELECTRICA. Informe Preliminar N° 9, Enero 1972. Publicado por INECEL.
2. ESTUDIO DE MERCADO DE ENERGIA ELECTRICA DEL ECUADOR PERIODO 1973-1990. PL/76 0204. Publicado por INECEL.
3. ESTUDIO GENERAL DE PREFACTIBILIDAD DE PLANTAS TERMICAS. Informe preliminar N° 13. Julio de 1972. Publicado por INECEL.
4. INFORMACION ECONOMICA DE INDICES DE GESTION EMPRESARIAL. Boletin N° 2, 1972. Publicado por INECEL.
5. LIBRO DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION DE LA WESTINGHOUSE. Edición 1964. Editorial, Welch Scientific Co.
6. LIBRO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION DE LA WESTINGHOUSE. Edición 1964. Editorial: Welch Scientific Co.
7. LIBRO DE CENTRALES Y REDES ELECTRICA DE BUCHOLD - HAPPODT. Edición 1971. Editorial: Labor.
8. LIBRO DE SISTEMAS DE POTENCIA DE STEVENSON. Tercera Edición. Editorial: Mc Graw Hill.
9. PLANIFICACION DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA PROVINCIA DE MANABI HASTA 1999. De José Layana.



A.F. 141565