



\*D-6556\*

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA

" CONSIDERACIONES AL PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACION  
SISTEMA GUAYAS-LOS RIOS AREA DE INFLUENCIA BABAHOYO "

TESIS DE GRADO

PREVIA LA OBTENCION DEL TITULO DE  
INGENIERO ELECTRICO

DIRECTOR DE TESIS

  
ING. JUAN SAAVEDRA MERA

AUTOR

  
DONALD CASTILLO GRAHAM

## DECLARACION EXPRESA

"DECLARO QUE: HECHOS, IDEAS Y DOCTRINAS EXPUESTAS EN ESTA TESIS, SON DE MI EXCLUSIVA RESPONSABILIDAD Y QUE EL PATRIMONIO INTELECTUAL DE LA MISMA, CORRESPONDE A LA ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL".

( REGLAMENTO DE EXAMENES Y TITULOS PROFESIONALES DE LA ESPOL)

## AGRADECIMIENTO

A mi alma mater, la Escuela Superior Politécnica del Litoral, que me dió la oportunidad de formar me como elemento de provecho a mi patria.

Al Ing. Juan Saavedra, Director de Tesis, bajo cuya acertada guía se ha posibilitado la culminación del presente trabajo.

## DEDICATORIA

A la memoria de Dona Domitila Moreno Rodríguez viuda de Graham, mi adorable abuela, merced a cuya abnegación y sabias enseñanzas hizo posible me enfrentara a las alternativas de la vida y me constituyera en hombre de bien.

A mi idolatrada madre, Doña Lydia Patricia Graham de Villegas, gracias a cuyo sacrificio y amor maternal me ha sido posible alcanzar las metas más ansiadas en mi conformación moral e intelectual.

A MI ESPOSA E HIJOS

A mi esposa Raquel Margarita y mis hijos Raquel  
Alexandra, Erika Patricia y Donald Washington, co  
mo muestra del gran amor que les profeso.

A mis profesores, verdaderos maestros de juventudes, quienes posibilitaron mi instrucción profesional y mi formación humana.

# CONSIDERACIONES AL PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACION SISTEMA GUAYAS - LOS RIOS AREA DE INFLUENCIA BABAHOYO

## CONTENIDO PAG.

### CAPITULO I :

- |      |  |   |
|------|--|---|
| 1.1. | ASPECTOS GENERALES DE LA PROVINCIA DE LOS RIOS Y DEL AREA DE INFLUENCIA BABAHOYO.      | 1 |
| 1.2. | ESTADO ACTUAL DEL SERVICIO DE ENERGIA ELECTRICA EN EL AREA DE INFLUENCIA BABAHOYO.     | 2 |
| 1.3. | SITUACION DEL AREA DE INFLUENCIA BABAHOYO DENTRO DEL PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACION. | 4 |
| 1.4. | PROPOSITO Y JUSTIFICACION DEL PRESENTE ESTUDIO.  | 6 |

### CAPITULO II

#### "ESTUDIOS DE PROYECCION DE LA DEMANDA"

- |        |   |    |
|--------|---|----|
| 2.1.   | GENERALIDADES   | 9  |
| 2.2.   | ESTUDIO DEL MERCADO   | 10 |
| 2.2.1. | Actualización de la Información de las Localidades Urbanas y Rurales del Area del Proyecto. | 10 |
| 2.2.2. | Crecimiento Poblacional   | 11 |
| 2.2.3. | Censo Industrial del Area de Influencia Babahoyo.   | 13 |
| 2.2.4. | Clasificación Industrial  | 14 |

CONTENIDO	PAG.
2.2.5. Período de Operación Anual por Clase de Industria.	15
2.2.6. Cifras Históricas	18
2.2.7. Pronósticos de Consumos Residencial, Comercial y Oficial.	18
2.2.8. Pronósticos de Consumo de la Industria Anexada	20
2.2.9. Pronóstico de Consumo de la Industria a Integrarse	21
2.2.10 Consumo de Alumbrado Público	22
2.2.11 Proyección de la Energía Vendida	22
2.2.12 Proyección de la Energía Generada	23
2.2.13 Estudio del Factor de Diversificación, Factor Coincidencia y Carga Diversificada	23
2.2.14 Determinación de la Demanda Máxima	26
2.2.15 Determinación de la Demanda Máxima Diversificada.	26
2.3. CONCLUSIONES	26
CAPITULO III	
"GENERACION"	
3.1. GENERALIDADES	122
3.2. APROVISIONAMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA DEL AREA DE INFLUENCIA BABAHoyo, PREVISTO EN EL PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACION.	123
3.3. PROGRAMA DE EQUIPAMIENTO DE CAPACIDAD DE GENERACION NECESARIO PREVISTO EN ESTE ESTUDIO	124
3.4. ESQUEMAS DE DEMANDA MAXIMA VS CAPACIDAD INSTALADA.	128
3.5. CONCLUSIONES	133



CONTENIDO	PAG.
<u>CAPITULO IV</u>	
"TRANSFORMACION"	
4.1. GENERALIDADES	136
4.2. OBRAS PREVISTAS EN EL PLAN NACIONAL DE ELEC TRIFICACION	137
4.3. OBRAS PREVISTAS EN EL PRESENTE ESTUDIO	139
4.3.1. Capacidad necesaria para la utilización en Sistemas a Tensión de 13.8 KV.	141
4.3.2. Capacidad necesaria para utilización en Sis temas a Tensión de 34.5 KV.	144
4.4. CONCLUSIONES	146
 <u>CAPITULO V</u>	
"TRANSMISION Y SUBTRANSMISION "	
5.1. GENERALIDADES	164
5.2. SELECCION DE VOLTAJES	164
5.2.1. Ley de Lord Kelvin	164
5.2.2. Método de Diseño Económico de Líneas	165
5.2.3. Determinación del Recorrido de las Líneas ba jo estudio	172
5.2.4. Determinación de Estructuras de Soporte para cada Alternativa	173
5.2.5. Valores Adoptados para el Estudio	201
5.2.6. Cuadros Comparativos	217
5.3. CONCLUSIONES	245

CONTENIDO	PAG.
<u>CAPITULO VI</u>	
"DISTRIBUCION"	
6.1. GENERALIDADES	249
6.2. SELECCION DE VOLTAJES	250
6.2.1. Estructuras de Soporte para cada Alternati <u>va</u> .	250
6.2.2. Estudio de las necesidades de equipos para cada Alternativa.	251
6.2.3. Costos Estimativos de los Equipos necesa <u>rios</u> en cada Alternativa.	255
6.2.4. Cálculo del Costo Actual de los equipos a ser adquiridos a tiempo diferido.	256
6.2.5. Cuadros Comparativos	257
6.3. CONCLUSIONES	296
<u>CAPITULO VII</u>	
"ANALISIS COMPARATIVO DE ALTERNATIVAS"	
7.1. GENERALIDADES	298
7.2. DESCRIPCION DE ALTERNATIVAS	299
7.3. CUADROS COMPARATIVOS-ECONOMICO	302
7.4. VENTAJAS Y DESVENTAJAS QUE PRESENTAN CADA UNA DE LAS ALTERNATIVAS	312
7.5. CONCLUSIONES GENERALES	316
7.6. RECOMENDACIONES GENERALES	318

CONTENIDO	PAG.
<u>CAPITULO VIII</u>	
8.1. FORMULARIO	320
8.2. DERIVACION DE FORMULAS	330
8.3. CALCULOS EFECTUADOS EN EL DESARROLLO DEL ESTUDIO	345
8.4. BIBLIOGRAFIA	355

## CAPITULO I

### CONSIDERACIONES AL PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACION - SISTEMA GUAYAS - LOS RIOS - AREA DE INFLUENCIA BABAHOYO

#### 1.1. ASPECTOS GENERALES DE LA PROVINCIA DE LOS RIOS Y DEL AREA DE INFLUENCIA BABAHOYO

La Provincia de Los Ríos se encuentra ubicada en la costa de la República del Ecuador y cuenta a la fecha con una población de 384.113 habitantes según el censo realizado el 8 de Junio de 1974.

La orografía de la provincia y en especial del área de influencia Babahoyo es predominante de terrenos planos recorridos por una gran cantidad de ríos, circunstancias naturales que hacen de ella una zona de características muy favorables para la agricultura y ganadería y para el asentamiento de las industrias que están relacionadas con estas actividades.

En la actualidad la Provincia de Los Ríos, cuenta con dos polos de desarrollo, las ciudades de Quevedo y Babahoyo, las mismas que constituyen los ejes de las áreas sobre las que influyen directamente.

En el presente estudio, nos concretamos a la proble-

mática de la electrificación del área de influencia Babahoyo que abarca por el norte la ciudad de Ventanas, por el sur la localidad de Baquerizo Moreno (Jújan) situada en la provincia del Guayas, por el este hasta la localidad de Juan Montalvo y por el oeste hasta la ciudad de Vinces.

La extensa área que acabamos de definir arriba tiene una superficie aproximada de 4.000 kilómetros cuadrados y en ella se asientan una de las cinco ciudades de mayor crecimiento poblacional existente en el país, y los complejos industriales de mayor desarrollo en la provincia. Constituye por otra parte una de las zonas de mayor importancia de la Cuenca del Río Guayas y el centro geográfico en el que se ejecuta el Proyecto de Riego Babahoyo, que tiende a lograr la irrigación de 13.000 hectáreas para cultivos, controlar inundaciones y desarrollar complejos agro-industriales capaces de suplir la demanda de varios artículos alimenticios presentada por el consumo interno del país.

## 1.2. ESTADO ACTUAL DEL SERVICIO DE ENERGIA ELECTRICA EN EL AREA DE INFLUENCIA BABAHOYO

En la actualidad el área de influencia Babahoyo se encuentra servida por la Empresa Eléctrica Los Ríos, la

misma que cuenta para el suministro de energía y potencia eléctricas de cuatro Centrales de Generación a Diesel con una capacidad total de 9.390 KW, distribuídos de la siguiente manera; a Diciembre de 1977:

	<u>CAPACIDAD</u>
Babahoyo	8.180 KW
Vinces	300 KW
Catarama	300 KW
Ventanas	560 KW
Montalvo	50 KW

La corta capacidad de estas Centrales provocaba hasta el tercer trimestre de 1977, la entrega del servicio eléctrico no permanente en ciertas localidades, reduciéndose el suministro a horas de oscuridad. En la actualidad la situación ha mejorado en los sectores norte y sur del área de influencia manteniéndose las condiciones adversas en los sectores este y oeste.

De otro lado, la ausencia de líneas de transmisión que interconecten todos los centros de consumo del área de influencia, provoca la operación antieconómica del sistema de suministro de energía eléctrica, por funcionamiento aislado de Centrales de Generación y la no dis-

ponibilidad de la entrega del mismo a vastos sectores de la zona de concesión.

De las últimas cifras estadísticas disponibles se concluye que los 250.000 habitantes del área de influencia Babahoyo, tienen una tasa promedio de consumo de energía eléctrica por habitante de 78 KWH, y un promedio de potencia instalada de 44 Vatios por habitante, valores que difieren en mucho de los valores promedio obtenidos para el país de 242 KWH/Habitante y 75 Vatios/Habitante, respectivamente.

### 1.3. SITUACION DEL AREA DE INFLUENCIA BABAHOYO DENTRO DEL PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL

El área de influencia Babahoyo se encuentra contemplada dentro del Plan Nacional de Electrificación, como parte del Sistema Guayas - Los Ríos.

Dada la importancia del área en su aspecto urbano, comercial e industrial y a las obras de gran envergadura que ejecuta el Gobierno actualmente en la misma y cuyo funcionamiento será imposible de no desarrollarse el sector eléctrico, el INECEL ha programado la realización de las obras fundamentales para lograr el

suministro eficiente de potencia y energía eléctrica.

De la última revisión del Plan Nacional de Electrificación, se concluye lo siguiente:

- Para 1979, entrará en operación la línea de transmisión Guayaquil - Boliche - Milagro - Babahoyo, que transportará energía desde la Central Térmica del Salitral, situada en Guayaquil y sus correspondientes subestaciones de transformación.

Para el quinquenio 1973 - 1977, se programaron las obras de infraestructura básica para lograr el desarrollo de la electrificación en el área de influencia Babahoyo, a fin de prepararla adecuadamente para su incorporación al Sistema Nacional Interconectado.

Para el efecto, se ha previsto la construcción de redes de distribución en los centros poblados, líneas de subtransmisión que los interconecten y montaje de grupos de generación para suplir el déficit de energía existente en la actualidad.



#### 1.4. PROPOSITO Y JUSTIFICACION DEL PRESENTE ESTUDIO

A finales del año 1973, se dió a conocer oficialmente la "Revisión del Plan Quinquenal de Electrificación 1973 - 1977, para Sistemas Regionales", estudio en el cual se contemplaba la ejecución de una serie de obras que solucionarían el problema de suministro de energía eléctrica en que se debatía la Provincia de Los Ríos y particularmente el área de influencia Babahoyo.

El Plan, a que nos referimos, sufrió a principios de 1974 cambios substanciales, al variarse los niveles de tensión escogidos para las etapas de transformación, transmisión, subtransmisión y distribución de energía eléctrica requerida en el área de influencia, lo que llamó mucho la atención de quienes habían estado ligados al desarrollo del sector eléctrico, de esas regiones por las no muy convincentes justificaciones para la toma de esa decisión.

En concreto el nivel de tensión sacrificado es el de 19.9/34.5 KV para continuar con el uso del nivel tradicional - 7.96/13.8 KV a pesar de que los reportes, cada vez más numerosos informan que el nivel 19.9/34.5 KV, constituye el voltaje del futuro por las ventajas que ofrecen para el

transporte de mayor potencia, mejor regulación de tensión, mayor economía por reducción de pérdidas de energía, etc, siendo usado en muchos países en forma muy amplia en la actualidad.

Estas circunstancias sumadas a los hechos de que cada vez es más notoria la tendencia de encarecimiento de la energía eléctrica, de la falta de recursos para la implementación de obras de electrificación y de que los recursos nacionales deben ser utilizados de la mejor forma para que rindan los beneficios socio-económicos esperados, nos llevan a realizar el presente Estudio de Consideraciones al Plan Nacional de Electrificación del Sistema - Guayas - Los Ríos, área de influencia Babahoyo.

La meta que perseguirá el presente estudio es la de establecer un análisis de las alternativas de electrificación del área y entregar las conclusiones y recomendaciones a que se arriben a su fin.

## CAPITULO II

## ESTUDIOS DE LA PROYECCION DE LA DEMANDA

## 2.1. GENERALIDADES

Para cumplir los propósitos del presente trabajo se ha decidido realizar un Estudio de Proyección de la Demanda del área de influencia Babahoyo, siguiendo los lineamientos dados por INECEL en su informe preliminar N° 9, "Criterios Aplicables a los Estudios de Mercado de Energía Eléctrica", para la programación del Sistema Nacional Interconectado.

Para ejecutar el estudio de proyección de la demanda se decidió dividir el área de influencia Babahoyo en cuatro sectores de consumo, en virtud de que a los mismos deberán partir las alimentadoras principales que transportarán energía desde Babahoyo, que será convertido en principal centro de generación o transformación del área.

Los cuatro sectores son los siguientes:

-Sector Norte : Integrado por las localidades de Ven-

nas, Catarama, Ricaurte, Puebloviejo, San Juan de Puebloviejo, Hacienda La Julia, Caracol y Baba.

-Sector Sur : Integrado por las localidades de Babahoyo, Ingenio Isabel María y Baquerizo Moreno (Jújan).

-Sector Este: Integrado por las localidades de la Clementina, La Unión, Montalvo y el área del Proyecto de Riego Babahoyo (CEDEGE).

-Sector Oeste : Integrado por las localidades de Isla de Bejucal, Guare, Vince, Antonio Sotomayor y Palenque.

## 2. ESTUDIO DEL MERCADO

### 2.1. Actualización de la Información de las localidades Urbanas y Rurales del Area del Proyecto

A fin de actualizar la información básica para efectos de la proyección de la demanda, se decidió en el aspecto poblacional asumir las cifras entregadas por el último censo de población realizado en Junio de 1974.

Para el análisis de demandas máximas, capacidades de generación instalada, estado en general del servicio, energía generada, etc, se mantuvo contacto con los encargados de la operación de Centrales y Redes de las diferentes localidades que se incluyen en este estudio.

La información sobre el número de abonados por tipo de servicio (residencial, comercial, etc.), energía facturada, porcentaje de población servida, necesidades urgentes de servicio eléctrico, etc., se obtuvo en base de las informaciones recogidas por la Empresa Eléctrica Los Ríos y mediante entrevistas directas con funcionarios de organismos seccionales (Municipio, Consejo Provincial, etc.) del área de influencia Babahoyo.

La observación propia mediante visitas personales a los diferentes sitios y lugares bajo estudio ayudó a obtener los conceptos de movimiento comercial e industrial, situación económica, y proyecciones de desarrollo de cada localidad en particular, herramientas valiosas en la proyección de la demanda.

## 2.2. Crecimiento Poblacional

El crecimiento poblacional establecido para el área de influencia Babahoyo, oscila entre el 3.0% y el 3.5% acumulativo anual, luego de analizados los resultados entregados por el Censo de Población y Vivienda llevado a cabo en 1974, y contrastado con los resultados obtenidos por Censo de 1962.

La tasa del 3.5% acumulativo anual es la media uniforme, habiéndose observado en la ciudad de Ventanas la tasa más alta de crecimiento, con el 7.6% acumulativo anual y en la zona comprendida entre Babahoyo y Montalvo con 2.97% acumulativo anual.

Los valores promedios de densidad poblacional, observados son de 48.8 Hab./Km<sup>2</sup> según el Censo de 1974 y de 31.8 Hab./Km<sup>2</sup> según el Censo de 1962, para toda la provincia de Los Ríos.

Para efectos de proyección del crecimiento poblacional se ha utilizado la fórmula:

$$P = P_0 (1 + r)^n$$

en la que:

P = Población en el año n

P<sub>0</sub> = Población en el año de partida

n = Número de años

r = Tasa de crecimiento acumulativo anual

### 2.2.3. Censo Industrial del Area de Influencia Babahoyo

En vista de que el servicio de energía eléctrica que se presta al sector industrial en el área de influencia Babahoyo, es muy restringido y no se contaba con los suficientes datos, se decidió llevar a efecto un Censo Industrial, en las localidades pobladas y en en las zonas rurales ubicadas a los costados de las vías carrozables, en donde por lo general, se asientan los usuarios de este tipo, en el área de influencia Babahoyo.

Para la realización del Censo se utilizaron hojas de encuestas expresamente preparadas y en las que constan los datos de:

- Actividad Industrial
- Capacidad Instalada en Motores
- Capacidad Instalada para Autogeneración
- Planes de Desarrollo
- Horas de Trabajo, etc.

En el Cuadro II.1, se puede observar una copia de esta hoja de encuesta.

Los resultados a que se llegó con este Censo se encuen

tran tabulados en los Cuadros II.2, II.3 y II.4

#### 2.2.4. Clasificación Industrial

Para el desarrollo del presente estudio se ha clasificado la industria existente en el área de influencia en los siguientes grados:

- Industria Pesada compuesta por:

1. Fábricas de papel: La Reforma e Indubasa, cuya materia prima será obtenida de la madera. Sus necesidades de energía están encaminadas a la operación de los equipos e instalaciones de su factoría.
2. Grandes Haciendas: La Julia, La Bonita, Loma Larga, La Clementina, etc., dedicadas a la producción de banano para la exportación, ganadería y forestación. Las necesidades de energía en estos casos son para satisfacer las necesidades de operación de equipos de riego, empacadoras de banano, talleres, instalaciones de aserríos y campamento de trabajadores.
3. Ingenio Isabel María, principal productor de azúcar de la provincia. Sus necesidades de energía se esta



blecen en la operación de su equipo de riego y de los grupos e instalaciones de factoría.

- Industria Media compuesta por:

1. Grandes piladoras, cuyas necesidades de energía eléctrica se establecen en la operación de sus equipos y de los grupos e instalaciones de factoría.
2. Sistemas de suministro de agua potable en la capital de la provincia y en las cabeceras cantonales.

- Pequeña Industria compuesta por:

1. Pequeñas piladoras que requieren de energía para la utilización de sus equipos; y
2. Molinos de arroz y café.

2.2.5. Período de Operación Anual por Clase de Industria

Para definir el período de operación anual de las industrias del área de influencia se mantuvo contacto con los encargados de las operaciones industriales, habiéndose notado variaciones muy marcadas para cada tipo

de Industria, lo cual influye en los cálculos de proyección de la demanda.

### Industria Pesada

- Fábricas de Papel, La Reforma e Indubasa. Su período de operación anual es de 8.760 horas.
- Grandes Haciendas.- Las grandes haciendas del área de influencia mantienen períodos de operación diferenciados para sus distintos niveles funcionales, a saberse:
- Empacadoras.- Las empacadoras de banano funcionan, como promedio, 60 horas por semana durante los 12 meses del año, dando como resultado 3.120 horas de operación anual.
- Riego.- Los equipos de riego funcionan únicamente, durante la época seca del año (7 meses) a un promedio de 18 horas diarias, dando como resultado 3.780 horas de operación anual.
- Ingenio Isabel María.- El Ingenio Isabel María, mantiene un período de operación anual de 8.760 horas para sus equipos de factoría, talleres y campamen -

tos, sin embargo, en este estudio unicamente se efectuarán los cálculos sobre 5.040 horas debido a razones de utilización de grupos de autogeneración que posee al momento este centro azucarero.

Los equipos de riego se asumen que operarán a un promedio de 4.320 horas al año.

#### Industria Media

-Grandes Piladoras.- Las grandes piladoras del área se encuentran ubicadas en la ciudad de Babahoyo y las localidades de Jújan y Ricaurte, siendo su período de operación de 3.120 horas por año.

-Suministro de agua potable.- Los equipos de suministro de agua potable oscilan entre 7.300 horas de operación anual en Babahoyo y 1.460 horas en las localidades de poco desarrollo.

#### Pequeña Industria

Para realizar los cálculos de proyección de demanda originados en pequeñas piladoras y molinos se asumirá un período de operación anual de 2.100 horas que es el

promedio observado en la realidad.

#### 2.2.6. Cifras Históricas

En el presente estudio se presentarán cifras de carácter histórico entre los años de 1970 y 1975, las que servirán de antecedente y base para la proyección de la demanda hasta el año 1985.

Las cifras históricas fueron recogidas de las estadísticas de Empresa Eléctrica Los Ríos, cuyas operaciones se iniciaron en 1971, Municipios del área de influencia y Boletines de Estadísticas de INECEL.

#### 2.2.7. Pronóstico del Consumo Residencial, Comercial y Oficial.

Para cumplir con los fines propuestos en el presente estudio, se presenta en la proyección de la demanda, unificados los consumos de tipo residencial, comercial y oficial en uno solo, denominado Consumo Homogéneo.

Los valores que jugarán roles principales en el pronóstico del consumo homogéneo, son el número de habitantes por abonado, porcentaje de población con servicio y

consumo en MWH por abonado y por año.

En lo referente al número de habitantes por abonado las cifras significativas observadas en la actualidad indican una fluctuación entre 9 habitantes/abonado en zonas con electrificación y 20 habitantes/abonado en las localidades cuyo proceso de electrificación es poco desarrollado.

La meta fijada en este estudio es lograr una razón de 7 habitantes por abonado, al extenderse el servicio de energía eléctrica al 100% de la población existente.

Los porcentajes de población con servicio fluctúan en la actualidad entre el 85% para los lugares con servicio eléctrico desarrollado; y el 30% en las localidades de incipiente desarrollo. Las metas fijadas en el presente estudio son las de lograr hasta 1978, mediante la ejecución de las obras necesarias, la entrega de servicio eléctrico al 100% de la población asentada en las cabeceras cantonales y principales parroquias del área de influencia.

Las poblaciones de las áreas rurales se ha estimado que serán incorporadas paulatinamente al servicio eléctrico.

co fijándose la tasa del 50% para 1980, merced a proyectos múltiples que se realizarán en el área Babahoyo.

El incremento del consumo de energía, medido en megavattios-hora, por abonado y por año, de tipo homogéneo se lo asumirá del 4% acumulativo anual para los sistemas y localidades con servicio eléctrico desarrollado y continuo. Esta tasa es igual a la del crecimiento del ingreso per cápita nacional.

Para las localidades en que el servicio de energía eléctrica es incipiente, se fija como metas que al primer año de gozar de servicio confiable durante 24 horas diarias se experimentará un incremento del 20%, al segundo año del 15%, al tercer año del 10%, y al cuarto año del 4% para continuar en adelante manteniendo esta tasa. Estos valores se asumen luego de observarse los incrementos experimentados en el área Babahoyo, en procesos similares, y en otras áreas del país en que se realizan trabajos de electrificación.

#### 2.2.8. Pronóstico de Consumo de la Industria Anexada

El pronóstico de consumo de este tipo de servicio, que al momento tiene su principal centro de carga en Baba-

hoyo, se ha estimado calculándose un incremento del 10% acumulativo anual a partir de los datos de estadísticas, luego de analizadas las tasas históricas, que registra este Sistema.

Por Industria Anexada, se entenderá a la que actualmente se entrega servicio y que de hecho constituye usuarios seguros de los Sistemas de Distribución del área Babahoyo.

#### 2.2.9. Pronóstico de Consumo de la Industria a Integrarse

El pronóstico del consumo de energía eléctrica y de la demanda de potencia que requerirá la industria a integrarse, se ha calculado luego de un detenido análisis de los datos obtenidos en el Censo de Industrias realizado, período de operación anual, cifras históricas, proceso de integración al servicio, etc.

El proceso de integración al servicio de la industria no anexada, se llevará a cabo gradualmente al momento que los sistemas de distribución puedan suministrar el servicio a sus usuarios 24 horas diarias estimándose en el presente estudio que el sector norte (Catarama, Ventanas, etc.) gozará de servicio permanente a fines de

1977, el sector Sur (Babahoyo, Júcar, etc.) a fines de 1976, el sector este (CEDEGE, Montalvo, etc.) a fines de 1978, y el sector oeste a mediados de 1978.

Luego de la anexión al servicio eléctrico de la industria que en la actualidad no recibe fluido, se ha estimado que su consumo crecerá con una tasa del 10% acumulativo anual hasta 1985.

#### 2.2.10 Consumo de Alumbrado Público

Para calcular los consumos de energía eléctrica originados en el servicio de alumbrado público, se han estimado las cifras históricas de los diferentes sistemas, las obras a realizarse y una tasa de crecimiento del consumo igual a la del crecimiento poblacional (3.5 % acumulativo anual)

#### 2.2.11 Proyección de la Energía Vendida

La proyección de la energía vendida se determina en función de la sumatoria de los consumos de tipo homogéneo, de la industria anexada, de la industria por integrarse y de alumbrado público.



$$\text{Energía Vendida} = \text{C. Homogéneo} + \text{C. Industrial} + \text{Alumbrado Público.}$$

### 2.2.12. Proyección de la Energía Generada

La proyección de la energía generada se ha calculado partiendo de los valores de energía vendida y tomando en cuenta los porcentajes de pérdidas que se han observado en los Sistemas.

En el presente estudio la meta fijada en cuanto a pérdidas de energía es reducirlas paulatinamente hasta lograr que el valor de ellas no sobrepase el 10% de la generación neta.

El cálculo de energía generada responde a la siguiente fórmula:

$$E_g = \frac{E.v}{1 - \text{Pérdidas}}$$

### 2.2.13. Estudio del Factor de Diversificación, Factor de Coincidencia y Carga diversificada

En todo análisis de cargas para proyecciones de demanda, se toma muy en cuenta los factores de diversifica-

ción, coincidencia y carga diversificada a fin de poder determinar la manera real a demanda máxima de un Sistema.

En el presente estudio se relaciona las cargas individuales de los diferentes sectores y localidades con la curva de demanda máxima del área de influencia Bahoyo, a través del factor de coincidencia que por definición es: "La relación existente entre la demanda máxima total de un grupo de consumidores que forman un centro de carga y la suma de las demandas máximas individuales de cada uno de los usuarios tomándose ambas medidas al mismo tiempo", y constituyendo el inverso del factor de diversificación.

$$F_c = \frac{D_1 + 2 + 3 \dots + n}{\sum D_s}$$

$$s = 1, 2, 3, \dots, n$$

$$F_c = \frac{1}{F_d}$$

En virtud de lo anterior se asume que al determinar se el factor de coincidencia de hecho queda determinado el factor de diversificación.

Al realizarse el estudio del mercado de cada centro de carga se ejecutó un análisis de las cargas especiales a incorporarse, determinándose su factor de coincidencia con la curva general de demanda máxima de área de influencia Babahoyo mediante la investigación de los factores operativos de las mismas, la que dió como resultado lo siguiente:

-Las cargas especiales del sector sur, que se encuentran en Babahoyo (INDUBASA, LA REFORMA, IEOS, ETC.) y el Ingenio Isabel María, denotan un factor de coincidencia 1.0.

-Las cargas de las Piladoras, Molinos y sistemas de Agua Potable de Baquerizo Moreno, sector norte y sector oeste, observan un factor de coincidencia de 0.7.

-El sector este observa factores de coincidencia de 0.8 para el Sistema de Riego Babahoyo y 0.5 para las cargas especiales de Montalvo.

Las cargas diversificadas se obtuvieron para cada centro de carga, luego del análisis anteriormente descrito, haciéndose constar en los cuadros de proyección de la demanda de cada uno de ellos las potencias máximas

coincidentes con la curva de demanda máxima del área de influencia Babahoyo en total.

#### 2.2.14. Determinación de la Demanda Máxima

Las demandas máximas de cada uno de los centros de carga, se obtuvo a partir de la sumatoria de las cargas incorporadas y tomando en consideración los factores de coincidencia de cada una de ellas.

#### 2.2.15 Determinación de la Demanda Máxima Diversificada

La demanda máxima diversificada o demanda máxima coincidente, viene dada por la demanda máxima que observa un sistema compuesto por  $H$  cargas, tomando como contribución de las  $H$  cargas las demandas que observan cada una de ellas, al mismo momento en que se suscita la demanda máxima del sistema en conjunto.

### 2.3. CONCLUSIONES

El estudio de Proyección de Demanda del área de influencia Babahoyo, nos permite llegar a las siguientes conclusiones:

-A fines de 1977, se atiende en el área de influencia Baboyo al 86% de la población asentada en las localidades que comprenden este estudio y se estima que para 1980 se encuentre atendida en su totalidad.

A fines del mismo año, se observa que la entrega del servicio al sector productivo del área de influencia está restringido cubriendo a duras penas el 5% de la demanda de potencia y energía eléctrica de ese rubro.

-Las cifras obtenidas en el estudio de proyección de demanda denotan las siguientes tasas de crecimiento, promedio-acumulativo anual:

Abonados	: 14%
Energía Generada	: 31%
Energía Vendida	: 32%
Potencia Máxima	: 35%

-Las tasas de crecimiento observadas en la proyección de la demanda exigen del organismo suministrador del servicio eléctrico un plan y programa de obras que requiere de muchos recursos económicos y que deberá seleccionarse con sumo cuidado.

## CENSO ELECTRICO EMPRESA ELECTRICA LOS RIOS C.A.

## CUADRO II.1

NOMBRE	: HDA. LA JULIA	FUENTE DE INFORMACION
UNIDAD DE CONSUMO:	900 Hs.	ING. IGLESIAS
UBICACION : VIA BABAHOYO-QUEVEDO Km. 13.2		
POBLACION ACTUAL PERMANENTE	: 300 CAMPAMENTOS	¿TIENE ACTUALMENTE SERVICIO DE LUZ ELECTRICA? SI
DEMANDA MAXIMA ACTUAL :	50 KW	POTENCIA INSTALADA ACTUAL
N° CONSUMIDORES ACTUALES :	1	50 KW *
PRINCIPALES INDUSTRIAS: CULTIVO BANANO - RIEGO DE AREAS DE CULTIVO - EMPACADORAS DE BANANO.		
<u>CONSUMO</u>		
POTENCIA EN MOTORES INSTALADOS- HP (ELECTRICO, COMBUSTION INTERNA GASOLINA, DIESEL, ETC.)		
BOMBAS AGUA: FIJAS.- 15 x 75 HP MOVIBLES.- 24 x 75 HP		
BOMBAS EMPACADORAS : 6 x 12 HP FACTIBLES A ELECTRICOS		
FACTORES AEROS : 20 x 6 HP FACTIBLES A ELECTRICOS		
PLANES DE EXPANSION : TALLER CENTRAL PARA 6 HACIENDAS: TORNOS, FRESAS, VARIOS EQUIPOS DE MANTENIMIENTO.		
* INSUFICIENTE PARA CAMPAMENTO, REQUIEREN MINIMO 15 KW MAS.		

1.970	--	--	--	--	--	--	--	--	Integrados Babahoyo - Isabel Marfa-Jójan-Lera etapa de CEDEGE (Cons- trucción).
1.971	--	--	--	--	--	--	--	--	
1.972	--	--	--	--	--	--	--	--	
1.973	--	--	--	--	--	--	--	--	** Se incorporan al Siste- ma Integrado Ventanas - Catarama-Ricaurte- Pue- bloviejo-San Juan- La Julia- Caracol.
1.974	--	--	--	--	--	--	--	--	
1.975	--	--	--	--	--	--	--	--	
1.976*	39.826	31.991	4.387	9.0	80	1.543			
1.977**	61.963	53.336	7.030	8.8	86	1.332			
1.978***	81.339	78.738	11.142	7.3	96	1.041			
1.979	84.149	83.649	12.021	7.0	99	1.092			
*.980	87.063	87.063	12.437	7.0	100	1.154			
1.981	90.070	90.070	12.867	7.0	100	1.195			
1.982	93.186	93.186	13.312	7.0	100	1.242			
1.983	95.466	95.466	13.781	7.0	100	1.290			
1.984	99.733	99.733	14.247	7.0	100	1.341			
1.985	103.222	103.222	14.746	7.0	100	1.380			

	RUCO	EXISTENTE N.º H	NOVAS DUSTALAS N.º H	TOTAL MMH	PUBLICO MMH	ENERGIA MMH	ENERGIA MMH	REVA MMH	DE CARGA
1.970	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1.971	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1.972	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1.973	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1.974	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1.975	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1.976*	6.773	1.312	428	8.513	664	9.177	15	10.796	57
1.977**	9.365	1.010	3.926	14.341	1.152	15.493	14	18.015	54
1.978**	13.525	5.613	17.475	36.613	1.651	38.264	12	43.117	54
1.979	15.167	6.179	25.397	46.743	1.772	48.515	11	54.225	25
1.980	16.594	6.799	32.072	55.465	1.841	57.306	10	63.769	50
1.981	17.765	7.486	55.385	80.636	1.917	82.553	10	91.828	53
1.982	19.101	8.231	59.911	87.243	1.996	89.239	10	99.170	52
1.983	20.531	9.050	64.953	94.534	2.078	96.621	10	107.352	51
1.984	22.085	9.954	70.169	102.208	2.163	104.371	10	116.364	50
1.985	23.496	10.951	76.581	111.028	2.252	113.280	10	125.864	50



AÑO	INCREMENTO DEMANDA SISTEMA ACTUAL	INCREMENTO DEMANDA POR NUEVAS CARGAS	TOTAL KW	OBSERVACIONES
1.970	--	--	--	*Integrados Babahoyo - Jéjjan - CEDEGE (Construcción)
1.971	--	--	--	
1.972	--	--	--	**Se incorporan al Sistema Integrado Ventanas-Catarama-Ricaurte-Puebloviejo-San Juan-Hda. La Julia-Caracol.
1.973	--	--	--	
1.974	--	--	--	
1.975	--	--	--	
1.976 *	1.870	25	1.895	***Se incorporan Hda. La Clementina-La Unión-Moncalvo-Área de CEDEGE-Isla de Bejuical-Baba Vines - Ingenio Isabel María.
1.977 **	2.825	1.075	3.900	
1.978 ***	6.168	4.605	10.773	
1.979	6.935	6.005	12.940	
1.980	7.711	6.963	14.674	
1.981	8.551	10.718	19.269	
1.982	9.540	11.458	20.998	
1.983	10.609	12.431	23.040	
1.984	11.780	13.274	25.054	
1.985	13.235	14.280	27.515	

CENSO DE INDUSTRIAS: vía Babahoyo-Jujan

CUADRO II.3

NOMBRE DE INDUSTRIA	UBICACION Km	CARCA INSTALADA ACTUAL		POTENCIA INS TALADA PARA AUTOGENERACI.	EXPANSION FUTURA HP o KW	OBSERVACIONES
		motor elect. HP o KW	motor combust. HP			
PAPELERIA LA REFORMA	2.6	2.038 HP	AUXILIARES	3.000	2.600 3.000	
PILADORA LOS RIOS	4.5		71	2.5		
PILADORA GUSTAVO ICAZA	4.5		36	0.5		
PILADORA MARTIN ICAZA	4.7		75	3.5		
PILADORA ALFREDO BAS- TIDAS	6.2		10			
PILADORA FENACOOOPAR	14.2		133			JUJAN
PILADORA SAN AGUSTÍN	14.0		250	13.0	50-100	JUJAN
PILADORA JUJAN	14.0		265	22.0	50-100	JUJAN
PILADORA EL SALVADOR	15.0		60	3.0		JUJAN
PILADORA ARTURIN	15.2		70			JUJAN
PILADORA MARIANITA	15.4		30			JUJAN

Babahoyo - Barreiro

La población de la ciudad de Babahoyo es en el presente año del orden de los 33.753 habitantes, incluidos a los residentes en la Parroquia Barreiro.

La tasa de crecimiento poblacional de la ciudad de Babahoyo, se ha estimado en el 3.5% acumulativo anual por constituir esta ciudad un claro ejemplo de explosión demográfica, el porcentaje de población con servicio de energía es un 90%, toda vez que durante este año se realizan obras de distribución tendientes a lograr ese porcentaje.

El incremento del consumo de energía eléctrica de tipo residencial, comercial y oficial, obtenidos de los datos estadísticos de la Empresa y observando el crecimiento poblacional de la ciudad y los trabajos a realizar es del orden de 18.35% promedio acumulativo anual en el presente estudio.

Para el consumo industrial se ha tomado en consideración las solicitudes presentadas dentro del perímetro urbano, el equipo de bombeo potable que posee en la

actualidad 240KW de carga instalada, estando prevista su expansión a 480 KW con la instalación de dos estaciones adicionales y las cargas industriales establecidas en el Censo de Industrias de la vía Babahoyo - Júcar, hasta el kilómetro 6.

Para establecer los consumos y capacidades demandadas por las industrias de la vía Babahoyo - Júcar, que en la actualidad mueven sus equipos de piladoras con motores diesel, se ha estimado que paulatinamente se convertirán en usuarios de energía eléctrica a partir del año 1976, ya que así lo han expresado los propietarios de dichas industrias, ante lo elevado que les resulta la operación de máquinas diesel. Se ha estimado así mismo, que el sistema de bombeo de agua potable se incorporará al Sistema de Energía Eléctrica en 1978 con una demanda de 240 KW y de 480 KW, en 1979, acusando 7.300 Horas/Año de operación y un factor de carga del 40%.

El período de funcionamiento de las piladoras de la vía Babahoyo - Júcar ha sido establecido en 3.120 horas/Año con un factor de carga de 80%.

Se ha considerado un factor de coincidencia de 1.0 en

tre las cargas industriales y del IEOS, a instalarse con la curva general a la hora de punta por requerir lo así el abastecimiento de agua potable de la ciudad y el trabajo de las piladoras durante la época de cosecha.

Para el año de 1978, se ha observado la incorporación de la Fábrica de Papel "La Reforma", la misma que en la actualidad es un autoproducer con una capacidad instalada de 3.000 KW, la que será copada a fines de este año con la instalación de nuevos equipos para la fabricación de cartulinas y papel bond. Esta industria ha previsto para el año 1980 un desarrollo de 3000 KW, en equipos, para la instalación y operación de su planta productora de pulpa de papel, de materia prima, que en la actualidad no posee.

El proceso de incorporación al Sistema Eléctrico de Babahoyo, de la Fábrica de Papel "La Reforma", se ha estimado será del orden de 480 KW de demanda en 1978, 720 KW en 1979, 960 en 1980 y 4.200 en 1981, año en el que será posible la instalación de una subestación exclusivamente para el uso de esa factoría y se dispondrá de suficiente energía para su funcionamiento.

CRECIMIENTO DE LA DEMANDA POR INCORPORACION Y  
EXPANSION DE NUEVAS INDUSTRIAS DEL  
SISTEMA BABAHOYO

AÑO	IEOS	PILADORAS	FCA. LA REFORMA	INDUBASA	TOTAL
1976	--	25	--	--	25
1977	--	75	--	--	75
1978	240	140	480	700	1.560
1979	480	150	720	900	2.350
1980	530	170	960	900	2.560
1981	580	190	4.200	900	5.870
1982	640	205	4.600	900	6.345
1983	700	225	5.100	900	6.925
1984	780	250	5.600	900	7.530
1985	850	270	6.150	900	8.170

PROYECCION DEL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA  
CAUSADO POR LA INCORPORACION Y EXPANSION DE  
NUEVAS INDUSTRIAS EN EL SISTEMA - BABAHOYO

M.W.H.

	IEOS	PILADORAS	FCA.LA REFORMA	INDUBASA	TOTAL
6	--	78	--	--	78
7	--	234	--	--	234
8	350	427	2.943	4.906	8.626
9	1.402	470	4.856	6.307	13.035
0	1.542	517	7.123	6.307	15.489
1	1.696	568	18.329	6.307	36.900
2	1.865	625	31.163	6.307	39.960
3	2.052	688	34.279	6.307	43.326
4	2.257	756	37.707	6.307	47.027
5	2.483	832	41.478	6.307	51.100

1.970	26.530	15.918	(**) 1.800	14.7	60	0.741	(*) Se incluye la población de la Parroquia Barreiro, situada a pocos metros de Babahoyo y cuyo suministro de fluido eléctrico proviene de la Capital provincial.
1.971	27.458	17.487	(**) 2.161	12.7	65	0.742	
1.972	28.419	19.893	(**) 2.593	10.9	70	0.873	
1.973	29.414	22.060	(**) 3.114	9.4	75	0.770	
1.974	30.444	24.355	(**) 3.300	9.2	80	1.242	
1.975	31.509	26.782	(**) 3.501	9.0	85	1.482	
1.976	32.612	29.350	4.076	8.0	90	1.597	(**) Datos tomados de las Estadísticas de ENEL-RIOS C.A.
1.977	33.753	32.605	4.275	7.5	95	1.695	
1.978	34.935	34.935	4.990	7.0	100	1.778	
1.979	36.157	36.157	5.165	7.0	100	1.850	
1.980	37.423	37.423	5.346	7.0	100	1.923	
1.981	38.733	38.733	5.533	7.0	100	2.000	
1.982	40.088	40.088	5.726	7.0	100	2.080	
1.983	41.492	41.492	5.927	7.0	100	2.164	
1.984	42.944	42.944	6.134	7.0	100	2.250	
1.985	44.477	44.477	6.353	7.0	100	2.340	



PROYECCION DE LA DEMANDA

SISTEMA BARAHOTO

AÑO	CONSUMO R+C+O MWH	CONSUMO INDUSTRIAL EXISTENTE M.W.H	CONSUMO INDUSTRIAL NUEVAS INDUSTRIAS M.W.H	TOTAL MWH	ALUMBRADO PUBLICO MWH	VENTA DE ENERGIA MWH	PERDIDA DE ENERGIA	GENERACION NETA MWH	FACTOR DE CARGA
1.970	1.334	100	--	1.434	432	1.866	35.0	2.871	46.8
1.971	1.604	190	--	1.794	432	2.226	28.3	3.104	40.2
1.972	2.264	209	--	2.473	432	2.905	23.0	3.773	44.4
1.973	2.399	486	--	2.885	541	3.426	14.4	4.003	44.8
1.974	4.100	535	--	4.635	560	5.195	14.0	6.040	57.4
1.975	5.188	588	--	5.776	579	6.355	13.5	7.347	55.8
1.976	6.511	647	78	7.236	608	7.844	13.0	9.016	53.7
1.977	7.246	712	234	8.192	638	8.830	12.0	10.034	53.0
1.978	8.872	783	8.626	18.281	670	18.951	11.0	21.293	56.4
1.979	9.555	860	13.035	23.450	704	24.154	10.0	26.838	56.1
1.980	10.280	947	15.489	26.716	739	27.455	10.0	30.505	56.7
1.981	11.066	1.050	36.900	49.016	776	49.792	10.0	55.324	65.0
1.982	11.910	1.150	39.960	53.020	815	53.835	10.0	59.817	63.0
1.983	12.826	1.260	43.326	57.412	856	58.268	10.0	64.742	61.5
1.984	13.821	1.386	47.027	62.234	899	63.133	10.0	70.148	60.3
1.985	14.637	1.525	51.100	67.262	943	68.205	10.0	75.783	58.2

AÑO	INCREMENTO DEMANDA SISTEMA ACTUAL	INCREMENTO DEMANDA POR NUEVAS CAR GAS	TOTAL KW	OBSERVACIONES
1.970	(*) 700	--	700	(*) Datos obtenidos de las Estadísticas de la Empresa Eléctrica Los Ríos.
1.971	(*) 880	--	880	
1.972	(*) 970	--	970	
1.973	(*) 1.020	--	1.020	
1.974	(*) 1.200	--	1.200	
1.975	(*) 1.500	--	1.500	
1.976	1.730	25	1.755	
1.977	1.950	75	2.025	
1.978	2.300	1.560	3.860	
1.979	2.600	2.350	4.950	
1.980	3.000	2.560	5.560	
1.981	3.450	5.870	9.320	
1.982	4.000	6.345	10.345	
1.983	4.600	6.925	11.525	
1.984	5.250	7.530	12.780	
1.985	6.100	8.170	14.270	

## INGENIO ISABEL MARIA

### Antecedentes

El Ingenio Isabel María, es el principal productor de azúcar de la provincia.

Se encuentra ubicada a 6 kilómetros de la ciudad de Babahoyo y tiene instalada en la actualidad una capacidad de autogeneración de 2.237 KW, dividida en grupos de las siguientes características:

1. Un Turbogenerador de 700 KW
2. Un Turbogenerador de 400 KW
3. Un Turbogenerador de 350 KW
4. Un Grupo Diesel de 450 KW
5. Un Grupo Diesel de 300 KW
6. Un Grupo Diesel de 37 KW

Su demanda máxima anual es de 500 KW y su período de operación es de 8.760 Horas /Año.

Durante la época de zafra funcionan los turbogeneradores consumiendo bagazo de caña como combustible. Fuera de la temporada de zafra funcionan los grupos Die -

sel - Eléctricos.

El principal interés de los administradores de este Ingenio en la compra de energía eléctrica, se basa en su utilización para el accionamiento de sus equipos de riego y factoría.

La demanda inicial de energía para riego es del orden de los 750 KW y para accionamiento de los equipos de factoría de 484 KW.

#### Estudio del Mercado

La población actual permanente del Ingenio Isabel María es en el presente año del orden de los 463 habitantes.

La tasa de crecimiento poblacional del Ingenio Isabel María se ha estimado un 3.0% acumulativo anual y el porcentaje de población con servicio en el 100%.

El consumo homogéneo se ha calculado en base de las informaciones otorgadas por los administradores del Ingenio y su incremento es del orden del 8% acumulativo anual en el presente estudio.

Para efectuar los cálculos de consumo industrial se realizó una división entre los consumos debidos:

1. A la operación de las instalaciones de fábrica, con sumo industrial existente, y
2. Los que originarán el funcionamiento de los equipos de riego, expansión de riego.

El consumo industrial de las instalaciones de la factoría fue calculado tomándose un período de operación - anual de 5.040 horas, período en el que actualmente funcionan los grupos Diesel-Eléctricos, y durante el cual, por razones de economía, le interesa al Ingenio comprar energía en lugar de autoproducirla.

Para el consumo industrial de riego se ha estimado un período de operación anual de 4.320 horas y un factor de demanda unitario, estimándose de acuerdo a las informaciones de los Administradores del Ingenio que la carga inicial para esta actividad es de 750 KW, en cuanto se disponga de energía, la misma que se mantendrá hasta nuevas ampliaciones en las áreas de cultivo.

	TOTAL	SERVIDA		FORN ABONADO	DE FONDO C/OF SERVIDA	COM. FONDO Abon/Abd	
1.970	376	376	54	7	100	0.500	
1.971	388	388	55	7	100	0.525	
1.972	400	400	57	7	100	0.551	
1.973	412	412	59	7	100	0.578	
1.974	424	424	61	7	100	0.607	
1.975	437	437	63	7	100	0.637	
1.976	450	450	64	7	100	0.669	
1.977	463	463	66	7	100	0.702	
1.978	477	477	68	7	100	0.737	
1.979	491	491	70	7	100	0.774	
1.980	506	506	72	7	100	0.813	
1.981	521	521	74	7	100	0.853	
1.982	536	536	76	7	100	0.896	
1.983	553	553	79	7	100	0.941	
1.984	569	569	81	7	100	0.988	
1.985	586	586	84	7	100	1.028	

	H+O	ESTIMATED M. W. H.	REVENUE DISTRIBUTION M. W. H.	TOTAL FINH	PUBLIC FINH	ENERGIA FINH	ENERGIA *	FINH FINH	FINH FINH
1.970	27	1.272	--	1.299	11.0	1.310	16.0	1.560	45.0
1.971	29	1.495	--	1.524	11.2	1.535	10.5	1.716	71.0
1.972	31	1.844	--	1.875	11.4	1.886	10.4	2.105	45.6
1.973	34	2.503	--	2.537	12.0	2.549	10.0	2.832	64.6
1.974	37	2.753	--	2.790	12.4	2.802	10.0	3.113	73.4
1.975	40	3.028	--	3.068	12.8	3.080	10.0	3.422	60.7
1.976	43	3.331	--	3.374	13.3	3.387	10.0	3.763	73.4
1.977	46	3.665	--	3.711	13.7	3.725	10.0	4.138	73.4
1.978	50	4.031	3.240	7.321	14.2	7.335	10.0	8.150	63.7
1.979	54	4.434	3.240	7.728	14.7	7.743	10.0	8.603	64.2
1.980	58	4.878	3.240	8.176	15.2	8.191	10.0	9.101	64.5
1.981	60	5.365	3.240	8.665	15.6	8.680	10.0	9.645	64.7
1.982	65	5.902	3.240	9.207	16.2	9.223	10.0	10.248	64.9
1.983	71	6.493	3.240	9.804	16.6	9.820	10.0	10.912	65.5
1.984	76	7.142	3.240	10.458	17.0	10.475	10.0	11.639	64.9
1.985	83	7.856	3.240	11.179	17.6	11.196	10.0	12.441	66.0

AÑO	INCREMENTO DEMANDA SISTEMA ACTUAL	INCREMENTO DEMANDA POR NUEVAS CAR GAS	TOTAL KW	O B S E R V A C I O N E S
1.970	340	--	340	
1.971	365	--	365	
1.972	400	--	400	
1.973	440	--	440	
1.974	484	--	484	
1.975	532	--	532	
1.976	585	--	585	
1.977	643	--	643	
1.978	710	750	1.460	
1.979	780	750	1.530	
1.980	860	750	1.610	
1.981	950	750	1.710	
1.982	1.050	750	1.800	
1.983	1.150	750	1.900	
1.984	1.250	750	2.000	
1.985	1.400	750	2.150	



## BAQUERIZO MORENO

### Antecedentes

La Parroquia Baquerizo Moreno (Jújan) perteneciente al Cantón Yaguachi de la Provincia del Guayas, se encuentra situada a 14 kilómetros de la ciudad de Babahoyo.

Se ha previsto en el Plan Nacional de Electrificación que esta parroquia recibirá servicio de energía eléctrica desde Babahoyo por las ventajas que representa su cercanía a la capital de la provincia de Los Ríos.

Empresa Eléctrica Los Ríos, ejecutó mediante su Programa de Obras la construcción de líneas que interconecten Jújan con el centro de generación de Babahoyo, durante 1976, con el propósito de subsanar el déficit de energía y comenzó a incorporar al servicio eléctrico, a las piladoras de esa localidad que, al momento, en su mayoría, mueven sus equipos con motores de combustión interna con altos costos de operación y paralizaciones frecuentes, lo que ha frenado sus planes de expansión.

### Estudio del Mercado

La población de la parroquia Baquerizo Moreno (Jújan) es en el presente año, del orden de los 2.239 habitantes.

La tasa de crecimiento poblacional se ha estimado en un 3.5% acumulativo anual y el porcentaje de población con servicio de energía eléctrica, al presente año es de 90%.

El incremento del consumo de energía de tipo residencial, comercial y oficial, obtenido de datos estadísticos y observando el crecimiento poblacional, movimiento comercial y la extensión del tiempo de servicio a 24 horas diarias es del orden del 14% promedio acumulativo anual en el presente estudio.

Para realizar los cálculos de consumo industrial se ha estimado que las capacidades instaladas actualmente para accionar los equipos de piladoras, 808 HP, el 20% se incorporará en 1977 al servicio de energía eléctrica; el 50% en 1978, el 80% en 1979 y el 100% en 1980.

El período de operación de las cargas de piladoras, en este caso es de 3.120 horas por año.

El incremento de consumo industrial normal, es en el

presente estudio del 10% promedio acumulativo anual, luego de incorporadas al servicio las cargas industriales existentes.

El factor de coincidencia entre las cargas a instalarse y la curva general de carga a la hora de punta es de 0.7 por exigirlo así el funcionamiento de las piladoras en la época de cosecha.

1.970	1.760	860	176	16	50	0.300
1.971	1.821	1.092	156	12	60	0.320
1.972	1.885	1.413	202	.9	75	0.540
1.973	1.951	1.483	212	9	76	0.562
1.974	2.020	1.555	222	9	77	0.584
1.975	2.090	1.630	232	9	78	0.608
1.976	2.164	1.731	247	8	80	0.730
1.977	2.239	2.015	287	8	90	0.839
1.978	2.317	2.317	331	7	100	0.923
1.979	2.399	2.399	342	7	100	0.960
1.980	2.483	2.483	355	7	100	0.998
1.981	2.570	2.570	367	7	100	1.038
1.982	2.660	2.660	380	7	100	1.080
1.983	2.753	2.753	393	7	100	1.123
1.984	2.849	2.849	407	7	100	1.168
1.985	2.949	2.949	421	7	100	1.215

	WUFO	EXISTING M M H	DUPLICATE M M H	TOTAL M M H	PUBLISHED M M H	REPRINTED M M H	REPRINTED M M H	REPRINTED M M H	REPRINTED M M H	REPRINTED M M H
1.970	63	--	--	63	35	98	30	140	53	53
1.971	81	--	--	81	36	117	28	162	53	53
1.972	109	--	--	109	37	146	27	200	60	60
1.973	119	--	--	119	39	158	26	213	61	61
1.974	130	--	--	130	40	170	25	226	64	64
1.975	141	--	--	141	42	183	24	240	68	68
1.976	180	--	--	180	43	223	20	279	32	32
1.977	241	--	299	540	45	585	15	688	40	40
1.978	305	--	749	1,054	46	1,100	14	1,279	44	44
1.979	328	--	1,203	1,531	48	1,579	13	1,815	44	44
1.980	354	--	1,502	1,856	50	1,906	12	2,166	43	43
1.981	381	--	1,653	2,034	51	2,085	11	2,342	42	42
1.982	410	--	1,818	2,228	53	2,281	10	2,534	42	42
1.983	441	--	2,000	2,441	55	2,496	10	2,773	42	42
1.984	475	--	2,200	2,675	57	2,732	10	3,035	41	41
1.985	511	--	2,420	2,931	59	2,990	10	3,322	41	41

AÑO	INCREMENTO DEMANDA SISTEMA ACTUAL	INCREMENTO DEMANDA POR NUEVAS CAR GAS	TOTAL KW	OBJETIVO
1.970	60	--	60	
1.971	70	--	70	
1.972	75	--	75	
1.973	80	--	80	
1.974	80	--	80	
1.975	80	--	80	
1.976	100	--	100	
1.977	110	85	195	
1.978	120	210	330	
1.979	135	340	475	
1.980	150	420	570	
1.981	165	465	630	
1.982	180	510	690	
1.983	200	560	760	
1.984	220	615	835	
1.985	240	680	920	

## LA CLEMENTINA

### Antecedentes

La Hacienda La Clementina, propiedad de la Compañía Agrícola del mismo nombre, se encuentra situada en la vía Babahoyo - Montalvo, estando localizado su campamento a 25 kilómetros de la capital provincial.

Las principales actividades de la Hacienda, son:

1. Producción de banano para la exportación
2. Forestación y procesamiento de maderas; y
3. Ganadería

Los Administradores de esta Hacienda tienen presentada a la Empresa Eléctrica Los Ríos, una solicitud para servicio de energía eléctrica, recabando una potencia inicial de 300 KW, que servirán para mover sus instalaciones de empacadoras de banano, riego, aserríos, talleres; y, otorgar servicio de energía eléctrica para uso doméstico a sus empleados y trabajadores.

En la actualidad tiene instalada una capacidad autoge-

neración de 200 KW, en tres grupos Diesel-Eléctricos, para servicio de campamentos y talleres.

#### Estudio del Mercado

La población de la Hacienda La Clementina es, en el presente año del orden de los 1.552 habitantes, incluidos los residentes en el Campamento Central, tres caseríos aledaños al mismo y el Recinto La Unión, situado, al frente del Campamento de la Hacienda la Clementina, y separado de éste por el río del mismo nombre.

La tasa de crecimiento poblacional se ha estimado en el 3.5% acumulativo anual y el porcentaje de población con servicio eléctrico en un 75%.

El incremento del consumo de tipo homogéneo, obtenido de los datos proporcionados por los Administradores de la Hacienda; y, observando el crecimiento poblacional y desarrollo de planes de vivienda es del orden del 26% promedio acumulativo anual en el presente estudio.

Para realizar los cálculos de consumo industrial, se ha partido de la solicitud de energía presentada, de los datos proporcionados por la compañía propietaria -



de la Empresa y de las informaciones de los Boletines números 5, 6, 7 y 8 de la División de Explotación de INECEL.

En el presente estudio se ha estimado que a partir de 1978 en que Empresa Eléctrica Los Ríos, tenga construídas las Líneas de Subtransmisión, para servir al Proyecto de Riego Babahoyo, se incorporará las cargas industriales de la Hacienda La Clementina y se entregará servicio de energía eléctrica al Recinto La Unión, y otros aledaños.

El incremento del consumo industrial, para los efectos de esta proyección, se ha establecido en el 10% acumulativo anual.

1.970	1.200	732	104	12	60	0.300
1.971	1.263	758	108	12	60	0.520
1.972	1.307	784	112	12	60	0.540
1.973	1.353	812	116	12	60	0.562
1.974	1.400	840	120	12	60	0.585
1.975	1.450	870	124	12	60	0.608
1.976	1.500	900	128	12	60	0.632
1.977	1.552	1,164	166	9	75	0.758
1.978	1.607	1,607	229	7	100	0.872
1.979	1.663	1,663	237	7	100	0.959
1.980	1.721	1,721	246	7	100	0.998
1.981	1.781	1,781	254	7	100	1.037
1.982	1.844	1,844	263	7	100	1.079
1.983	1.908	1,908	272	7	100	1.122
1.984	1.975	1,975	282	7	100	1.167
1.985	2.044	2,044	292	7	100	1.214

	NO. 1	NO. 2	NO. 3	NO. 4	NO. 5	NO. 6	NO. 7	NO. 8	NO. 9	NO. 10	NO. 11	NO. 12	NO. 13	NO. 14	NO. 15	NO. 16	NO. 17	NO. 18	NO. 19	NO. 20	NO. 21	NO. 22	NO. 23	NO. 24	NO. 25	NO. 26	NO. 27	NO. 28	NO. 29	NO. 30	NO. 31	NO. 32	NO. 33	NO. 34	NO. 35	NO. 36	NO. 37	NO. 38	NO. 39	NO. 40	NO. 41	NO. 42	NO. 43	NO. 44	NO. 45	NO. 46	NO. 47	NO. 48	NO. 49	NO. 50	NO. 51	NO. 52	NO. 53	NO. 54	NO. 55	NO. 56	NO. 57	NO. 58	NO. 59	NO. 60	NO. 61	NO. 62	NO. 63	NO. 64	NO. 65	NO. 66	NO. 67	NO. 68	NO. 69	NO. 70	NO. 71	NO. 72	NO. 73	NO. 74	NO. 75	NO. 76	NO. 77	NO. 78	NO. 79	NO. 80	NO. 81	NO. 82	NO. 83	NO. 84	NO. 85	NO. 86	NO. 87	NO. 88	NO. 89	NO. 90	NO. 91	NO. 92	NO. 93	NO. 94	NO. 95	NO. 96	NO. 97	NO. 98	NO. 99	NO. 100
1.970	52	219	--	271	24	295	10	328	0.42																																																																																											
1.971	56	241	--	297	25	322	10	358	0.43																																																																																											
1.972	60	265	--	325	26	351	10	390	0.45																																																																																											
1.973	65	296	--	361	27	388	10	431	0.45																																																																																											
1.974	70	326	--	396	28	424	10	471	0.45																																																																																											
1.975	75	358	--	433	29	462	10	513	0.43																																																																																											
1.976	81	394	--	475	30	505	10	561	0.44																																																																																											
1.977	126	433	--	559	31	590	10	655	0.47																																																																																											
1.978	200	477	1.314	1.991	32	2.023	10	2.248	0.67																																																																																											
1.979	227	524	1.445	2.196	33	2.229	10	2.477	0.66																																																																																											
1.980	245	577	1.589	2.411	34	2.445	10	2.717	0.67																																																																																											
1.981	263	634	1.748	2.645	36	2.681	10	2.979	0.66																																																																																											
1.982	284	698	1.923	2.896	37	2.933	10	3.259	0.66																																																																																											
1.983	305	768	2.115	3.188	38	3.226	10	3.584	0.66																																																																																											
1.984	329	844	2.326	3.499	39	3.538	10	3.931	0.66																																																																																											
1.985	354	930	2.559	3.843	41	3.884	10	4.315	0.65																																																																																											

PROYECCION DE LA DEMANDA

REGIONES LA CIBOLETINA - LA UNION

AÑO	INCREMENTO DEMANDA SISTEMA ACTUAL	INCREMENTO DEMANDA POR NUEVAS CAB GAS	TOTAL KW	O B B E R V A C I O N E S
1.970	90	--	90	
1.971	95	--	95	
1.972	100	--	100	
1.973	110	--	110	
1.974	120	--	120	
1.975	135	--	135	
1.976	145	--	145	
1.977	160	--	160	
1.978	175	210	385	
1.979	195	230	425	
1.980	215	255	460	
1.981	235	280	515	
1.982	260	305	565	
1.983	285	335	620	
1.984	310	370	680	
1.985	345	410	755	

## PROYECTO DE RIEGO BABAHOYO - CEDEGE

Antecedentes

La Comisión de Estudios para el Desarrollo de la Cuenca del Río Guayas, se encuentra realizando los trabajos del Proyecto de Riego Babahoyo que habilitarán -- 11.500 hectáreas para la producción de arroz.

El área del Proyecto se encuentra localizada a 4 kms de Babahoyo extendiéndose hasta las cercanías de la Parrroquia Montalvo, 30 kms. adelante.

La ejecución del Proyecto incluye un programa de reasentamiento de la población de la zona, obras de desarrollo comunitario: Educación, Salud, Electrificación, Carreteras, Vivienda, Agua Potable, etc., obras de riego y drenaje; y obras de desarrollo industrial: cons - trucción de silos para almacenaje de arroz con capacidad de secado de 44.000 toneladas métricas, plantas de secamiento con capacidad de secado de 25.000 toneladas por mes y montaje de piladoras.

El costo de este Proyecto de Riego ha sido estimado, - por la entidad ejecutora del mismo en 458'210.000 su-

eres financiando en un 65% mediante crédito externo y en un 35% con fondos nacionales.

El organismo de crédito externo es el Banco Interamericano de Desarrollo y las fuentes financieras locales: El Gobierno Central, Banco de Fomento y Comisión de Valores, Cooperación Financiera Nacional.

En lo relativo a las obras de electrificación del Proyecto, la entidad ejecutora tiene establecido el siguiente Programa de Inversiones:

DIVISAS (DOLARES)

Primer Año	\$ 50.000,00
Segundo Año	151.000,00
Tercer Año	112.000,00
Cuarto Año	19.000,00

---

TOTAL DOLARES : \$ 332.000,00

TOTAL SUCRES : S/8'300.000,00

MONEDA NACIONAL (SUCRES)

Primer Año	S/	320.000,00
Segundo Año		955.000,00
Tercer Año		700.000,00
Cuarto Año		115.000,00
TOTAL SUCRES :		S/2'090.000,00

De las cifras arriba mencionadas se concluye que el costo de las obras de electrificación asciende a : 10'390.000,00 Sucres; lo que cubre la construcción de Sistemas de Subtransmisión y Distribución para uso propio.

De otro lado para garantizar el suministro de potencia y energía eléctrica, CEDEGE adquirió un grupo Diesel - Eléctrico de generación con capacidad de 2.500 KW, cuyo costo estimado es de 12'000.000,00 sucres y que fue entregado a EMELRIOS mediante convenio suscrito con INECCEL a cambio de acciones de la Empresa.

Estudio del Mercado

Los estudios del mercado se han realizado a base de los datos entregados por estudios de CEDEGE.

Durante los años 1970 y 1971 se efectuó un censo agro-económico en el área del proyecto. El censo cubrió 17.895 hectáreas, encontrándose una dispersa población rural compuesta de 3.903 personas, representando esta cifra una densidad poblacional de 21.8 personas por kilómetro cuadrado, cifra que es bastante inferior a la de 43.0 personas por kilómetro cuadrado establecida en 1970 para toda el área rural de la provincia de Los Ríos. Los datos recogidos por el Censo Nacional de 1974 no hacen variar los promedios arriba obtenidos.

La tasa de nacimientos es del 38.1 por mil y la tasa de mortalidad es de 8.4 por mil.

Esta última cifra varía notoriamente, siendo más elevada (22.1 por mil) entre la población infantil. El aumento natural de población es de 2.97% acumulativo-anual.

Los planes del Proyecto de Riego Babahoyo, tienden al reasentamiento de la población rural en núcleos de 16 familias, cada cuatro de estos núcleos constituirán un F.E.C. (Finca Empresarial Cooperativa); y la reunión de 3 o 4 F.E.C., compondrán una comunidad-



que gozará de todos los servicios necesarios.

En el Proyecto se ha planificado la formación de cinco comunidades:

Una comunidad de 4 F.E.C.

Tres comunidades de 3 F.E.C.

Una comunidad de 3-1/2 F.E.C.

Las cifras de consumo homogéneo, Alumbrado Público y el industrial originado en varios (silos, plantas de secamiento, piladoras, etc.) son tomados de la proyección de la demanda efectuada por INECEL.

El consumo industrial proveniente del funcionamiento de los Sistemas de Riego y Drenaje de las 11.500 hectáreas, se han calculado en base de un programa de operación anual de 5.000 horas, merced a los datos entregados por CEDEGE.

El factor de coincidencia entre las cargas, a instalarse y la curva general de carga a la hora de punta del sistema EMELRIOS es de 0.8 por exigirlo así el funcionamiento de los sistemas de riego-drenaje en la época invernal y la operación de los silos, plantas de secamiento, piladoras, etc, durante la cosecha.

1.970	3.903	--	--	--	--	--	--
1.971	4.120	--	--	--	--	--	--
1.972	4.140	--	--	--	--	--	--
1.973	4.265	--	--	--	--	--	--
1.974	4.392	--	--	--	--	--	--
1.975	4.525	--	--	--	--	--	--
1.976	4.600	460	77	60	10	500	500
1.977	4.800	1.440	240	20	30	520	520
1.978	4.944	2.472	412	12	50	542	542
1.979	5.092	5.092	848	6	100	650	650
1.980	5.245	5.245	874	6	100	746	746
1.981	5.402	5.402	900	6	100	820	820
1.982	5.564	5.564	927	6	100	854	854
1.983	5.730	5.730	955	6	100	888	888
1.984	5.900	5.900	983	6	100	923	923
1.985	6.080	6.080	1,013	6	100	960	960

ACRIS	ESTIMATED M. W. H.	REVENUE TO MUNICIPALITY M. W. H.	TOTAL M. W. H.	FOODS M. W. H.	RENTALS M. W. H.	PERMITS M. W. H.	OTHER M. W. H.	TOTAL M. W. H.	PERCENTAGE OF TOTAL
1.970	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1.971	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1.972	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1.973	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1.974	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1.975	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1.976	39	--	39	--	39	--	--	43	24
1.977	125	219	4,219	25	4,369	10	4,854	10	--
1.978	223	3,500	7,500	50	7,773	10	8,637	10	--
1.979	551	3,759	7,759	102	8,412	10	9,347	10	--
1.980	652	4,709	8,709	105	9,466	10	10,518	10	--
1.981	738	5,148	9,148	108	9,994	10	11,104	10	--
1.982	792	5,673	9,673	111	10,576	10	11,751	10	--
1.983	848	6,247	10,247	114	11,209	10	12,454	10	--
1.984	907	6,977	10,977	118	12,002	10	13,335	10	--
1.985	972	7,700	11,700	122	12,794	10	14,215	10	--

AÑO	INCREMENTO DEMANDA SISTEMA ACTUAL	INCREMENTO DEMANDA POR NUEVAS CABLES GAS	TOTAL KV	OBJETIVO
1.970	--	--	--	(*) En el año 1976, se considera entrega de fluido eléctrico solamente para campamentos de construcción en la zona de Palmar.
1.971	--	--	--	
1.972	--	--	--	
1.973	--	--	--	
1.974	--	--	--	
1.975	--	--	--	
1.976	(*) 40	--	40	
1.977	50	1000	1.050	
1.978	1.290	1400	2.690	
1.979	1.475	1400	2.875	
1.980	1.530	1400	2.930	
1.981	1.580	1400	2.980	
1.982	1.630	1400	3.030	
1.983	1.690	1400	3.099	
1.984	1.745	1400	3.145	
1.985	1.805	1400	3.205	

## BABA

### Antecedentes

El servicio de energía eléctrica de Baba es entregado desde fines de 1976, por EMELRIOS, luego de la construcción de la línea de Subtransmisión Babahoyo-Baba.

### Estudio del Mercado

La población de Baba a fines de 1977, se la estima en 1060 habitantes, en base del último Censo realizado.

La tasa de crecimiento de población de Baba se estima del 3% acumulativo anual y el porcentaje de población con servicio de energía eléctrica, al presente año en el 100%.

El sector de Baba observa el mayor estancamiento, en cuanto a desarrollo se refiere, en el área de influencia Babahoyo, siendo su sector comercial e industrial muy reducido para estar ubicado en una cabecera cantonal.

El consumo de alumbrado público se estima crecerá con la misma tasa de crecimiento poblacional.

1.970	863	777	130	6.6	90	0.888
1.971	890	801	133	6.7	90	0.915
1.972	916	824	137	6.7	90	0.942
1.973	943	849	141	6.7	90	0.971
1.974	972	874	145	6.7	90	1.000
1.975	1.000	950	158	6.3	95	1.030
1.976	1.030	1.030	171	6.0	100	1.061
1.977	1.060	1.060	176	6.0	100	1.093
1.978	1.092	1.092	182	6.0	100	1.311
1.979	1.125	1.125	187	6.0	100	1.508
1.980	1.160	1.160	193	6.0	100	1.659
1.981	1.194	1.194	199	6.0	100	1.725
1.982	1.230	1.230	205	6.0	100	1.794
1.983	1.266	1.266	211	6.0	100	1.856
1.984	1.304	1.304	217	6.0	100	1.940
1.985	1.344	1.344	224	6.0	100	2.018

	PROB	RESERVE	RESERVE	RESERVE	RESERVE	RESERVE	RESERVE	RESERVE	RESERVE	RESERVE	RESERVE	RESERVE	RESERVE
		M I H	M I H	M I H	M I H	M I H	M I H	M I H	M I H	M I H	M I H	M I H	M I H
1.970	115	--	--	115	30	145	30	207	30	207	--	--	44
1.971	121	--	--	121	31	152	31	217	30	217	--	--	42
1.972	129	--	--	129	32	161	32	230	30	230	44	44	41
1.973	137	--	--	137	33	170	33	242	30	242	42	42	41
1.974	145	--	--	145	34	179	34	255	30	255	41	41	41
1.975	163	--	--	163	36	199	36	284	30	284	41	41	41
1.976	181	--	--	181	52	233	52	310	25	310	40	40	40
1.977	192	--	--	192	54	246	54	323	24	323	37	37	37
1.978	238	--	--	238	56	294	56	367	20	367	38	38	38
1.979	282	--	--	282	58	340	58	400	15	400	36	36	36
1.980	320	--	65	385	60	445	60	517	14	517	35	35	35
1.981	343	--	72	415	62	477	62	548	13	548	33	33	33
1.982	367	--	79	446	65	511	65	580	12	580	31	31	31
1.983	394	--	87	481	67	548	67	615	11	615	30	30	30
1.984	421	--	96	517	69	586	69	651	10	651	28	28	28
1.985	452	--	105	557	72	629	72	700	10	700	28	28	28

## PROYECTOR DE LA DEMANDA

## BIBIYIA - BABA

A R O	INCREMENTO DEMAN- DA SISTEMA ACTUAL	INCREMENTO DEMAN- DA POR NUEVAS CAS GAS	TOTAL KV	O B E R V A C I O N E S
1.970	50	--	50	
1.971	55	--	55	
1.972	60	--	60	
1.973	65	--	65	
1.974	70	--	70	
1.975	78	--	78	
1.976	88	--	88	
1.977	100	--	100	
1.978	110	--	110	
1.979	125	--	125	
1.980	140	30	170	
1.981	154	35	189	
1.982	173	40	213	
1.983	194	45	239	
1.984	220	50	270	
1.985	243	55	298	



## VINCES

### Antecedentes

Vinces es cabecera del cantón del mismo nombre, encontrándose servida en el suministro de energía eléctrica por EMELRIOS, a partir del año 1974, a través de un Convenio suscrito por la Municipalidad de ese Cantón.

Se estima que a fines de 1977, Vinces será servida por medio de una línea de subtransmisión que partirá de Palestina y la incorporarán a las fuentes de generación de Guayaquil; de otro lado, para el segundo trimestre de 1978, se pondrá en servicio la línea Babahoyo - San Juan - Isla de Bejucal - Vinces, con lo cual este centro de carga también podrá ser alimentado desde las fuentes de Babahoyo.

Se estima que a partir de 1978, se puede considerar con cierta certeza que Vinces recibirá suministro de energía eléctrica las 24 horas del día.

### Estudio del Mercado

La población de Vinces, es en presente año, del orden de

los 10.773 habitantes, lo que la ubica como la cuarta ciudad en importancia en la provincia de Los Ríos.

La tasa de crecimiento poblacional de Vinces se ha estimado en el 3.5% acumulativo anual y el porcentaje de población con servicio de energía eléctrica, a fines de 1977, en el 90%.

El incremento del consumo de tipo residencial, comercial y oficial, observado el crecimiento poblacional, movimiento comercial y los trabajos que efectuará la Empresa Eléctrica Los Ríos, es del orden del 8.2% acumulativo anual en el presente estudio.

El cálculo de Consumo Industrial se efectuó tomando en consideración las cargas de ese tipo, (Sistema de Agua Potable, Piladoras, Molinos, etc), las que suman un total de 255 kilovatios que se estima se incorporarán en su totalidad en 1979.

El incremento normal del consumo y la demanda de energía eléctrica de tipo industrial se ha estimado en el presente estudio en el 10% acumulativo anual.

El factor de coincidencia entre las cargas a incorpo -

rarse y la curva general de carga, a la hora de punta, del Sistema de EMELRIOS, es de 0.7.

El consumo de alumbrado público se considera crecerá con la misma tasa de crecimiento poblacional.

1.970	8.667	9.303	917	9.2	65	0.240
1.971	8.764	5.696	950	9.2	65	0.238
1.972	9.070	5.899	983	9.2	65	0.240
1.973	9.386	6.100	1.016	9.2	65	0.503
1.974	9.717	6.801	1.133	8.6	70	0.504
1.975	10.057	7.200	1.200	8.4	72	0.486
1.976	10.409	8.327	1.387	7.5	80	0.438
1.977	10.773	9.696	1.616	6.7	90	0.451
1.978	11.150	11.150	1.818	6	100	0.451
1.979	11.540	11.540	1.923	6	100	0.480
1.980	11.944	11.944	1.990	6	100	0.482
1.981	12.362	12.362	2.060	6	100	0.484
1.982	12.795	12.795	2.132	6	100	0.486
1.983	13.243	13.243	2.207	6	100	0.488
1.984	13.706	13.706	2.284	6	100	0.491
1.985	14.186	14.186	2.364	6	100	0.495

	AUTO	RESERVE TO SUBSIDIAR N W II	RESERVE TO SUBSIDIAR N W II	TOTAL N W II	FIXED N W II	FIXED N W II	FIXED N W II	FIXED N W II	FIXED N W II	FIXED N W II	FIXED N W II	FIXED N W II	FIXED N W II
1.970	220	--	--	220	52	272	24	358					
1.971	226	--	--	226	52	278	24	366					
1.972	236	--	--	236	52	288	24	379					
1.973	512	--	--	512	130	642	30	917					
1.974	562	--	--	562	140	702	24	924					
1.975	584	--	--	584	145	729	20	911					
1.976	608	--	--	608	208	816	20	1,020					
1.977	729	--	556	1,285	215	1,500	18	1,829					
1.978	839	--	695	1,534	223	1,757	16	2,091					
1.979	923	--	764	1,687	231	1,918	14	2,230					
1.980	960	--	840	1,800	239	2,039	12	2,317					
1.981	998	--	924	1,922	247	2,169	10	2,410					
1.982	1,038	--	1,016	2,054	256	2,310	10	2,567					
1.983	1,079	--	1,186	2,266	265	2,531	10	2,812					
1.984	1,123	--	1,304	2,427	274	2,701	10	3,001					
1.985	1,167	--	1,434	2,601	283	2,884	10	3,204					

AÑO	INCREMENTO DEMANDA SISTEMA ACTUAL	INCREMENTO DEMANDA POR NUEVAS CAPAS GAS	TOTAL KM	OBJETIVO A CORTOS PLAZOS
1.970	200	--	200	
1.971	220	--	220	
1.972	230	--	230	
1.973	280	--	280	
1.974	290	--	290	
1.975	290	--	290	
1.976	350	--	350	
1.977	385	--	385	
1.978	423	155	578	
1.979	466	180	646	
1.980	512	198	710	
1.981	564	218	782	
1.982	620	239	859	
1.983	682	263	945	
1.984	750	290	1.040	
1.985	825	320	1.145	

1.970	310	--	--	--	--	--	--	--	--
1.971	320	--	--	--	--	--	--	--	--
1.972	333	--	--	--	--	--	--	--	--
1.973	345	--	--	--	--	--	--	--	--
1.974	357	--	--	--	--	--	--	--	--
1.975	370	--	--	--	--	--	--	--	--
1.976	382	306	50	75	80	80	100	0.32	0.32
1.977	396	317	53	75	80	80	100	0.37	0.37
1.978	409	409	68	6	100	100	100	0.46	0.46
1.979	424	424	70	6	100	100	100	0.53	0.53
1.980	439	439	73	6	100	100	100	0.71	0.71
1.981	454	454	75	6	100	100	100	0.84	0.84
1.982	470	470	78	6	100	100	100	1.04	1.04
1.983	486	486	81	6	100	100	100	1.15	1.15
1.984	503	503	83	6	100	100	100		
1.985	521	521	87	6	100	100	100		

ANOS	J. M. B.	DOBLEZAS N. M. B.	NOB.	NOB.	NOB.	NOB.	NOB.	NOB.	NOB.	NOB.	NOB.	NOB.
1.970	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1.971	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1.972	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1.973	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1.974	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1.975	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1.976	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1.977	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1.978	22	--	22	18	40	15	47	--	--	--	--	--
1.979	26	--	26	19	45	14	52	--	--	--	--	--
1.980	34	--	34	19	53	13	61	--	--	--	--	--
1.981	40	--	40	20	60	12	68	--	--	--	--	--
1.982	56	--	56	21	77	11	86	--	--	--	--	--
1.983	68	--	68	21	89	10	99	--	--	--	--	--
1.984	87	--	87	22	109	10	121	--	--	--	--	--
1.985	100	--	100	23	123	10	137	--	--	--	--	--



AÑO	INCREMENTO DEMAN- DA SISTEMA ACTUAL	INCREMENTO DEMAN- DA POR NUEVAS CAB GAS	TOTAL XIV	OBSERVACIONES
1.970	--	--	--	
1.971	--	--	--	
1.972	--	--	--	
1.973	--	--	--	
1.974	--	--	--	
1.975	--	--	--	
1.976	--	--	--	
1.977	--	--	--	
1.978	15	--	15	
1.979	17	--	17	
1.980	20	--	20	
1.981	23	--	23	
1.982	25	--	25	
1.983	28	--	28	
1.984	31	--	31	
1.985	35	--	35	

## MONTALVO

### Antecedentes

El servicio de energía eléctrica de la parroquia Montalvo es en la actualidad entregado a los usuarios por la Municipalidad del Cantón Babahoyo.

La capacidad de generación total, instalada es de 166 kilowattios, repartida en dos grupos Diesel-Eléctricos : uno de 116 KW, instalado por la Municipalidad de Babahoyo en 1972 mediante la ejecución de un Proyecto que abarcó también mejoras en las Redes de Distribución y uno de 50 KW que existe con anterioridad.

En virtud de que la Empresa Eléctrica Los Ríos deberá abastecer de energía eléctrica al Proyecto de Riego Babahoyo, muy cercano a Montalvo, se estima que a partir, de 1978 se incorporará a su sistema esta parroquia.

Se asume también, que a partir de 1978 se entregará servicio de energía eléctrica durante las 24 horas diarias puesto que a la presente se lo hace únicamente durante 12 horas.

Estudio del Mercado

La población de la parroquia Montalvo es en el presente año del orden de los 2.882 habitantes, incluidos los residentes en la población de Pisagua, distante 2 kilómetros, hasta donde llega el servicio de energía eléctrica, merced a trabajos que desarrolló EMELRIOS en el año 1973.

La tasa de crecimiento poblacional de Montalvo se ha estimado en un 3.5% acumulativo anual y el porcentaje de población con servicio de energía eléctrica, al presente año en un 80%.

El incremento del consumo de tipo residencial, comercial y oficial, observado el crecimiento poblacional, movimiento comercial y los trabajos que efectuará la Empresa Eléctrica Los Ríos, es del orden del 15.4% promedio acumulativo anual en el presente estudio.

Para realizar los cálculos de consumo industrial, se tomaron en consideración las cargas de ese tipo; ( Piladoras y Molinos), las que suman un total de 190 kilovatios instalados y que en la actualidad funcionan con motores de combustión interna ante la falta de energía

eléctrica.

El período de operación anual de estas industrias se ha estimado en 1.920 horas y su factor de carga en 0.8.

En el presente estudio se asume que durante 1978 se incorporará al servicio de energía eléctrica el 20% de la carga instalada en Agro-Industrias, en 1979 el 50% y en 1980 el 100%.

El incremento normal del consumo y la demanda de energía eléctrica de tipo industrial se ha estimado en el presente estudio, en el 10% acumulativo anual.

El factor de coincidencia entre las cargas a incorporarse y la curva general de carga, a la hora de punta del sistema EMELRIOS es de 0.5, por haber expresado los propietarios de los molinos censados que no trabajarían luego de las seis de la tarde.

El consumo de alumbrado público se considera crecerá con la misma tasa de crecimiento poblacional.

CALCULO DE CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA ORIGINADO  
EN LA INCORPORACION Y EXPANSION DE CARGAS AGRO -  
INDUSTRIALES EN LA ZONA DE MONTALVO

$$E = P \times FC \times t$$

AÑO 1978

$$E = 40 \times 0.8 \times 1920$$

$$E = 61.440 \text{ KWH}$$

AÑO 1979

$$E = 100 \times 0.8 \times 1920$$

$$E = 152.600 \text{ KWH}$$

AÑO 1980

$$E = 200 \times 0.8 \times 1920$$

$$E = 307.200 \text{ KWH}$$

1.970	2.363	1.380	193	11.6	60	0.623
1.971	2.345	1.407	(*) 201	11.6	60	(*) 0.611
1.972	2.430	1.638	(*) 234	10.4	70	(*) 0.538
1.973	2.510	1.882	(*) 270	9.3	75	(*) 0.547
1.974	2.600	1.950	278	9.3	75	0.569
1.975	2.690	2.070	296	9.1	77	0.592
1.976	2.785	2.228	318	8.7	80	0.645
1.977	2.882	2.363	338	8.5	82	0.639
1.978	2.983	2.983	426	7.0	100	0.767
1.979	3.088	3.088	441	7.0	100	0.920
1.980	3.196	3.196	456	7.0	100	1.058
1.981	3.308	3.308	472	7.0	100	1.163
1.982	3.424	3.424	490	7.0	100	1.221
1.983	3.543	3.543	506	7.0	100	1.270
1.984	3.667	3.667	524	7.0	100	1.321
1.985	3.800	3.800	543	7.0	100	1.374

DATE	AMOUNT	DEBIT	CREDIT	BALANCE	DATE	AMOUNT	DEBIT	CREDIT	BALANCE
1.970	88	--	--	88	33	121	26.0	164	37.2
1.971	89	--	--	89	34	123	26.0	166	39.1
1.972	90	--	--	90	36	126	25.9	170	39.8
1.973	109	--	--	109	39	148	19.1	183	38.3
1.974	118	--	--	118	40	158	19.0	195	38.8
1.975	133	--	--	133	42	175	18.0	214	36.0
1.976	152	--	--	152	43	195	17.0	235	34.1
1.977	171	--	--	171	45	216	16.0	257	33.0
1.978	280	--	62	342	46	388	15.0	456	
1.979	358	--	152	512	48	560	14.0	651	
1.980	433	--	307	740	49	789	13.0	907	
1.981	498	--	338	836	51	887	12.0	1,008	
1.982	545	--	372	917	53	970	11.0	1,090	
1.983	588	--	409	997	55	1,052	10.0	1,169	
1.984	635	--	450	1,085	57	1,142	10.0	1,269	
1.985	687	--	495	1,182	59	1,241	10.0	1,379	

AÑO	INCREMENTO DEMANDA SISTEMA ACTUAL	INCREMENTO DEMANDA POR NUEVAS CAB GAS	TOTAL KW	ODBERVACIOHERB
1.970	50	--	50	
1.971	50	--	50	
1.972	55	--	55	
1.973	60	--	60	
1.974	70	--	70	
1.975	80	--	80	
1.976	90	--	90	
1.977	105	--	105	
1.978	120	20	140	
1.979	140	50	190	
1.980	160	100	260	
1.981	190	110	300	
1.982	210	120	320	
1.983	240	130	370	
1.984	280	145	425	
1.985	320	160	480	



NOMBRE DE INDUSTRIA	UBICACION Km	CARGA INSTALADA ACTUAL		POTENCIA INS- TALADA PARA AUTOGENERAC.	EXPANSION FUTURA HP o KW	OBSERVACIONES
		motor elect. HP	KW/motor combust. HP			
HACIENDA LA JULIA	13.2	50	3.117	50		
MOLINO J. PAREDES	20.9		3.120			
MOLINOS S. PIMENTEL	23.5		3.117			San Juan de Pueblo Viejo
MOLINOS N. YANEZ	23.5		3.115			San Juan de Pueblo Viejo
MOLINO RASPUTIN	23.5		3.115			San Juan de Pueblo Viejo
SISTEMA AGUA POTABLE	23.5	15		15.20		San Juan de Pueblo Viejo
MOLINO DOS HERMANOS	32.1		3.115			Ubicado en Pueblo Viejo
PILADORA SAN ANTONIO	32.1		3.145	0.50	20	Ubicado en Pueblo Viejo
MOLINO JOSEFA	32.1		3.115			Ubicado en Pueblo Viejo
MOLINO LA HORMIGA	32.1		3.115			Ubicado en Pueblo Viejo
PILADORA SAN GUILLERMO	32.1		3.155	6.16		Ubicado en Pueblo Viejo
SISTEMA DE AGUA POTABLE	32.1		3.115	28.00		Ubicado en Pueblo Viejo
ALCANTARILLADO						

NOMBRE DE INDUSTRIA	UBICACION Km	CARGA INSTALADA ACTUAL		POTENCIA INS TALADA PARA AUTOGENERAC. HP o KW	EXPANSION FUTURA HP o KW	OBSERVACIONES
		motor elect. HP, KW	motor combust. HP			
SERVICIO AGUA POTABLE	--	--	35	--	--	CATARAMA
MOLINO SAN EDUARDO	--	--	25	--	--	CATARAMA
PILADORA SAN LUIS	--	--	75	--	--	CATARAMA
MOLINO TRES HERMANOS	--	--	15	--	--	CATARAMA
PILADORA NIZZA	--	--	178	--	--	RICAURTE
PILADORA PARAISO	--	--	60	--	--	RICAURTE
PILADORA CASAL	--	--	50	--	--	RICAURTE
SERVICIO AGUA POTABLE	50	105	--	50 KW	--	VENTANAS
PILADORA EL RANCHO	50	--	50	--	--	VENTANAS
MOLINO VENTANAS	50	--	25	--	--	VENTANAS
MOLINO DON ANTONIO	50	--	45	--	--	VENTANAS
HDA. LA BONITA	50	13.5	660	13.5	--	VENTANAS
HDA. LA BIOCIGA	50	10	260	10	--	VENTANAS

## LA JULIA

### Antecedentes

La Hacienda "La Julia" propiedad de la Compañía Agrícola La Julia, ubicada a 13 kilómetros de la ciudad de Babahoyo en la vía a Quevedo, constituye una de las haciendas más desarrolladas en el aspecto Técnico-Agrícola.

En la actualidad posee 1.000 hectáreas de plantaciones bananeras y sus planes de desarrollo incluyen el incremento de esta superficie sembrada.

Para el servicio de su campamento y talleres tiene en la actualidad una capacidad instalada de autogeneración de 65 KW, para suplir sus necesidades.

Sus equipos de riego, empacadoras de banano y transporte de frutas son accionados mediante motores de combustión interna con las siguientes capacidades:

Riego : 15 bombas fijas con motores de 75 HP cada una. 24 bombas móviles con motores de 75 HP cada una.

Empacadoras : 6 bombas fijas con motores de 12 HP  
cada una.

Transporte de fruta: 20 motores para accionar tractores aéreos de 6 HP cada uno.

Los altos costos y dificultades que originan la operación de motores de combustión interna, ha provocado el interés de los ingenieros responsables de la operación de los equipos de la hacienda, de incorporarse al sistema de energía eléctrica con miras a solucionar estos problemas definitivamente.

#### Estudio del Mercado

La población del campamento de la Hacienda La Julia es en el presente año 414 habitantes.

La tasa de crecimiento poblacional se ha estimado en el 3.0% acumulativo anual y el porcentaje de población con servicio del 100%.

El consumo homogéneo se ha proyectado en base a la demanda actual y a sus necesidades futuras.

Para los cálculos de consumo industrial se han considerado las cargas de bombas fijas en riego y en empacadoras de bananao, y se ha dejado de lado las cargas de las bombas móviles que continuarán accionadas por motores de combustión interna.

De los 948 KW que suman las cargas antes citadas se ha estimado que un 20% se incorporarán al servicio de energía eléctrica en 1978 (75 KW en empacadoras y 115 KW en riego), el 40% en 1979, el 70% en 1980 y el 100% en 1981.

En el presente estudio se ha establecido que el incremento del consumo industrial, tendrá una tasa del 10% acumulativo anual, en lo referente a riego y empacadoras de bananao, a partir de 1980.

El período de operación anual es de 3.780 horas para riego y 3.120 horas para las empacadoras de bananao con factores de carga de 0.8 para el riego y 0.7 para las empacadoras.

1.970	316	163	23	16	30	0.330
1.971	337	168	24	14	30	0.364
1.972	348	191	27	13	55	0.378
1.973	360	198	28	13	55	0.393
1.974	373	205	29	13	55	0.409
1.975	386	232	33	12	60	0.425
1.976	400	240	34	12	60	0.443
1.977	414	414	59	7	100	0.532
1.978	428	428	61	7	100	0.611
1.979	443	443	63	7	100	0.672
1.980	459	459	65	7	100	0.699
1.981	475	475	68	7	100	0.727
1.982	492	492	70	7	100	0.756
1.983	509	509	73	7	100	0.786
1.984	527	527	75	7	100	0.818
1.985	545	545	78	7	100	0.850

## PROYECCION DE LA DEMANDA

SISTEMA : LA JULIA

AÑO	CONSUMO MWH R+C+O	CONSUMO INDUSTRIAL EXISTENTE		TOTAL MWH	ALUMBRADO PUBLICO MWH	VENTA DE ENERGIA MWH	PERDIDA DE ENERGIA %	GENERACION NETA MWH	FACTOR DE CARGA
		MWH	INDUSTRIAL MWH						
1.970	8	153	--	161	--	161	10	179	68
1.971	9	168	--	175	--	175	10	194	74
1.972	10	185	--	195	--	195	10	217	71
1.973	11	204	--	215	--	215	10	239	60
1.974	12	224	--	236	--	236	10	262	60
1.975	14	247	--	261	--	261	10	290	60
1.976	15	271	--	286	--	286	10	318	60
1.977	31	298	--	329	--	329	10	365	64
1.978	37	328	511	876	--	876	10	973	43
1.979	42	361	1.086	1.489	--	1.489	10	1.654	41
1.980	45	397	1.948	2.390	--	2.390	10	2.655	40
1.981	49	437	2.810	3.296	--	3.296	10	3.662	40
1.982	53	481	3.091	3.625	--	3.625	10	4.027	40
1.983	57	529	3.400	3.986	--	3.986	10	4.429	40
1.984	61	582	3.740	4.383	--	4.383	10	4.870	40
1.985	66	640	4.114	4.820	--	4.820	10	5.355	40

AÑO	INCREMENTO DEMANDA SISTEMA ACTUAL	INCREMENTO DEMANDA POR NUEVAS CAB GAS	TOTAL KW	OBJETIVO A C I O H S B
1.970	30	--	30	
1.971	30	--	30	
1.972	35	--	35	
1.973	45	--	45	
1.974	50	--	50	
1.975	55	--	55	
1.976	60	--	60	
1.977	65	--	65	
1.978	75	180	255	
1.979	80	380	460	
1.980	90	665	755	
1.981	95	950	1.045	
1.982	110	1.050	1.160	
1.983	115	1.150	1.265	
1.984	130	1.265	1.395	
1.985	140	1.400	1.540	





1.970	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1.971	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1.972	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1.973	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1.974	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1.975	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1.976	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1.977	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1.978	51.5	51.5	26	77.5	15	91	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
1.979	55.1	55.1	27	82.1	14	95	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
1.980	59.4	59.4	28	87.4	13	100	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
1.981	62.9	62.9	29	91.8	12	104	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
1.982	67.8	67.8	30	97.8	11	110	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
1.983	72.3	72.3	31	103.3	10	115	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
1.984	77.8	77.8	32	109.8	10	122	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
1.985	83.5	83.5	33	116.5	10	129	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40

AÑO	INCREMENTO DEMANDA SISTEMA ACTUAL	INCREMENTO DEMANDA POR NUEVAS CARGAS	TOTAL KW	COMENTARIOS
1.970	(*)	--	--	(*) No se dispone de datos históricos
1.971	--	--	--	
1.972	--	--	--	
1.973	--	--	--	
1.974	--	--	--	
1.975	--	--	--	
1.976	--	--	--	
1.977	--	--	--	
1.978	26	--	26	
1.979	27	--	27	
1.980	29	--	29	
1.981	30	--	30	
1.982	32	--	32	
1.983	33	--	33	
1.984	35	--	35	
1.985	37	--	37	

## SAN JUAN DE PUEBLOVIEJO

### Antecedentes

El servicio de energía eléctrica de la parroquia San Juan de Pueblo Viejo es en la actualidad entregado a los usuarios por la Empresa Eléctrica Los Ríos.

A partir del mes de Junio de 1977, Empresa Eléctrica Los Ríos, suministra servicio de energía eléctrica a la parroquia de San Juan, durante las 24 horas diarias una vez que la línea de subtransmisión Babahoyo - Ventanas entró en operación.

### Estudio del Mercado

La población de San Juan de Pueblo Viejo es, en el presente año del orden de 1.242 habitantes.

La tasa del crecimiento poblacional de San Juan de Pueblo Viejo se ha estimado en un 3.5% acumulativo anual y el porcentaje de población con servicio de energía eléctrica al presente año en un 80%.

El incremento de consumo de energía eléctrica de tipo

residencial, comercial y oficial, observando: el crecimiento poblacional, desarrollo urbano, movimiento comercial y los trabajos que efectuará Empresa Eléctrica Los Ríos, es del orden del 13.5% promedio acumulativo-anual en el presente estudio.

Para realizar los cálculos de consumo industrial se tomaron en consideración las cargas censadas de ese tipo (molinos y servicio de agua potable), las que suman un total de 57 kilovatios instalados en motores de combustión interna.

El período de operación anual de estas industrias se ha estimado en 2.100 horas y su factor de carga en 0.8.

En el presente estudio se asume que durante 1978, se incorporará al servicio de energía eléctrica el 20% de la carga instalada en industrias, en 1979 el 50% y en 1980 el 100%.

El incremento normal del consumo y la demanda de energía eléctrica de tipo industrial se ha estimado en el presente estudio en un 10% acumulativo anual.

El factor de coincidencia entre las cargas a incorpo -

rarse y la curva general de carga, a hora de punta del sistema EMELRIOS, es de 0.7, por exigirlo el funcionamiento de los molinos durante la cosecha de arroz y el aprovisionamiento de agua potable a la población.

El consumo de alumbrado público se considera, tendrá un crecimiento normal con la misma tasa de crecimiento poblacional.

1.970	970									
1.971	1.010	656	94	10.7	60	0.237				
1.972	1.045	679	97	10.7	65	0.265				
1.973	1.082	760	108	10.0	70	0.273				
1.974	1.120	784	112	10.0	70	0.281				
1.975	1.160	812	116	10.0	70	0.290				
1.976	1.200	840	120	10.0	70	0.300				
1.977	1.242	993	142	8.7	80	0.357				
1.978	1.285	1,156	165	7.7	90	0.411				
1.979	1.330	1,330	190	7.0	100	0.452				
1.980	1.375	1,375	196	7.0	100	0.470				
1.981	1.425	1,425	203	7.0	100	0.489				
1.982	1.475	1,475	210	7.0	100	0.508				
1.983	1.526	1,526	218	7.0	100	0.529				
1.984	1.580	1,580	226	7.0	100	0.550				
1.985	1.635	1,635	233	7.0	100	0.572				

1.970	21	--	--	21	10.0	31.0	30	44	
1.971	24	--	--	24	10.5	34.5	30	49	
1.972	26	--	--	26	11.0	37.0	30	53	
1.973	29	--	--	29	11.5	40.5	28	56	
1.974	31	--	--	31	12.0	43.0	25	57	
1.975	34	--	--	34	12.4	46.4	24	61	
1.976	36	--	--	36	12.8	48.8	23	63	
1.977	51	--	--	51	43.8	93.8	20	117	33
1.978	68	--	--	85	45.0	130.0	18	158	30
1.979	86	--	--	128	47.0	175.0	15	206	26
1.980	92	--	--	176	48.5	224.5	12	255	26
1.981	99	--	--	191	50.0	241.0	10	268	25
1.982	107	--	--	209	52.0	261.0	10	290	25
1.983	115	--	--	227	54.0	281.0	10	312	25
1.984	124	--	--	247	56.0	303.0	10	337	24
1.985	133	--	--	268	58.0	326.0	10	362	24



A S O	INCREMENTO DEBIDA DA SISTEMA ACTUAL	INCREMENTO DEBIDA DA POR NUEVAS CABLE GAS	TOTAL KV	O B S E R V A C I O N E S
1.970	25	--	25	
1.971	25	--	25	
1.972	25	--	25	
1.973	28	--	28	
1.974	30	--	30	
1.975	30	--	30	
1.976	30	--	30	
1.977	40	--	40	
1.978	50	10	60	
1.979	55	35	90	
1.980	60	50	110	
1.981	65	55	120	
1.982	75	60	135	
1.983	80	65	145	
1.984	88	75	163	
1.985	95	80	175	

## PUEBLOVIEJO

### Antecedentes

El servicio de energía eléctrica de Puebloviejo es, en la actualidad entregado a los usuarios por la Empresa Eléctrica Los Ríos C.A., mediante una línea de subtransmisión que parte de la Central Térmica de Babahoyo.

Se ha previsto que a partir de 1977, se entregará servicio de energía eléctrica las 24 horas diarias.

### Estudio del Mercado

La población de Puebloviejo es en el presente año del orden de los 2.795 habitantes.

La tasa de crecimiento poblacional de Puebloviejo se ha estimado en un 3.5% acumulativo anual y el porcentaje de población con servicio de energía eléctrica al presente año en un 65%.

El crecimiento de consumo de energía eléctrica de tipo residencial, comercial y oficial, observados: el crecimiento poblacional, su movimiento comercial y los traba

jos que efectuará Empresa Eléctrica Los Ríos, es del orden del 12.3%, promedio acumulativo anual, en el presente estudio.

Para realizar los cálculos de consumo industrial, se tomaron en consideración las cargas de tipo industrial censadas; (Piladoras, Molinos, Servicio de Agua Potable), las que suman un total de 134 kilovatios instalados en motores de combustión interna.

El período de operación anual de estas industrias se ha estimado en 2.100 horas y su factor de carga en 0.8.

En el presente estudio se asume que durante 1978, se incorporará al servicio de energía eléctrica el 20% de la carga instalada en industrias, en 1979 el 50%; en 1980 el 100%.

El incremento normal del consumo y la demanda de energía eléctrica de tipo industrial se ha estimado en el presente estudio, en un 10% acumulativo anual.

El factor de coincidencia entre las cargas a incorporarse y la curva general de carga a la hora de punta del sistema EMELRIOS es de 0.7, por exigirlo el funcio

namiento de piladoras y molinos durante la cosecha de arroz y el aprovisionamiento de aguas potable a la población.

El alumbrado público se ha considerado crecerá con la misma tasa de crecimiento poblacional.

1.970	2.270	1.300	2.00	10.0	70	0.430
1.971	2.273	1.682	240	9.5	74	0.463
1.972	2.352	1.764	252	9.3	75	0.477
1.973	2.435	1.820	261	9.4	75	0.491
1.974	2.520	2.016	288	8.7	80	0.506
1.975	2.608	2.348	335	7.7	90	0.521
1.976	2.700	2.700	386	7.0	100	0.525
1.977	2.795	2.795	400	7.0	100	0.719
1.978	2.892	2.892	413	7.0	100	0.790
1.979	2.993	2.993	427	7.0	100	0.822
1.980	3.100	3.100	443	7.0	100	0.855
1.981	3.207	3.207	458	7.0	100	0.890
1.982	3.320	3.320	474	7.0	100	0.925
1.983	3.435	3.435	490	7.0	100	0.962
1.984	3.555	3.555	508	7.0	100	1.000
1.985	3.680	3.680	526	7.0	100	1.040

1.970	99	--	--	99	45	144	30	200	
1.971	111	--	--	111	47	158	30	225	51
1.972	120	--	--	120	48	168	30	240	53
1.973	128	--	--	128	50	178	30	254	45
1.974	145	--	--	145	51	196	25	261	
1.975	174	--	--	174	53	227	22	291	
1.976	241	--	--	241	55	296	20	301	
1.977	287	--	--	287	57	344	15	404	
1.978	326	--	50	376	59	435	14	506	
1.979	350	--	168	518	61	579	13	665	
1.980	378	--	227	605	63	668	12	759	42
1.981	407	--	250	657	65	722	11	811	41
1.982	438	--	275	713	67	780	10	867	40
1.983	471	--	302	775	70	843	10	937	40
1.984	508	--	332	840	73	913	10	1,014	39
1.985	547	--	365	912	75	987	10	1,096	39

AÑO	INCREMENTO DEBIDA SISTEMA ACTUAL	INCREMENTO DEBIDA POR NUEVAS CASAS	TOTAL KV	OBJETIVO A C I O N R R R
1.970	40	--	60	(*) Datos tomados de estadísticas de ENELRIOS.
1.971	45	--	65	
1.972	45	--	65	
1.973	(*) 50	--	70	
1.974	(*) 60	--	70	
1.975	65	--	75	
1.976	75	--	80	
1.977	80	--	90	
1.978	90	20	110	
1.979	100	70	170	
1.980	110	95	205	
1.981	120	105	225	
1.982	130	115	245	
1.983	140	125	265	
1.984	153	140	295	
1.985	170	150	320	

## CATARAMA - RICAURTE

Antecedentes:

El sistema eléctrico de Catarama y Ricaurte fue tomado a cargo de la Empresa Eléctrica Los Ríos C.A., a partir del 1 de Enero de 1973, comenzando a operar con las redes y equipos entregados por la Municipalidad del Cantón Urdaneta, hasta la construcción de sus redes de distribución ejecutadas en el mismo año.

La capacidad nominal instalada en la actualidad es de 300 KW, repartidos en dos grupos Diesel - Eléctricos - de 150 KW cada uno.

El servicio de energía eléctrica se estima que a partir de 1977 se extenderá a 24 horas diarias.

Catarama es cabecera del Cantón Urdaneta y Ricaurte su principal parroquia rural, encontrándose separadas - ambas localidades por el río Catarama, de escasos 200 metros de ancho, por lo que en la práctica constituyen un solo sistema de distribución de energía eléctrica, - razón por la que en este estudio de Proyección de la Demanda se las presenta reunidas en un solo ente para el análisis.



Estudio del Mercado

La población integrada de Catarama y Ricaurte, en el presente año es del orden de los 5.800 habitantes.

La tasa de crecimiento poblacional de Catarama y Ricaurte se ha estimado en un 3.5% acumulativo anual y el porcentaje de población con servicio de energía eléctrica en un 90%.

El incremento del consumo de energía eléctrica de tipo residencial, comercial y oficial obtenidos de los datos estadísticos del Municipio del Cantón Urdaneta, Empresa Eléctrica Los Ríos y de la observación del crecimiento poblacional, movimiento comercial, etc, es del orden del 15% promedio acumulativo anual en el presente estudio.

Para realizar los cálculos de consumo industrial, se llevó a cabo un Censo de Industrias que dió como resultado la existencia de seis piladoras con una potencia instalada en equipos de 403 HP, accionados por motores de combustión interna, y el servicio de agua potable con equipos que suman una potencia de 35 HP.

Cabe indicar además, que el Ministerio de Salud Pública construyó en Ricaurte un Hospital Regional, cuyas necesidades de potencia eléctrica se estiman en 60 KW.

Para introducir estas cargas al estudio, se ha estimado que durante 1978, se incorporarán al servicio de energía eléctrica el 20% de ellas; en 1979 el 50% y en 1980 el 100%.

El período anual de trabajo, de las piladoras y molinos es de 3.120 horas en este caso.

El incremento nominal del consumo industrial se ha estimado en un 10% acumulativo anual.

El factor de coincidencia entre las cargas a instalarse y la curva general de carga a la hora de punta es de 0.7 por exigirlos así el funcionamiento de las piladoras en la época de cosecha y el aprovisionamiento de agua potable a la ciudad.

El alumbrado público se ha considerado crecerá con la misma tasa de crecimiento poblacional.

1.971	4.722	2.974	625	11.1	63	0.484																									
1.972	(*) 4.887	(*) 3.177	455	10.8	65	0.593																									
1.973	5.060	3.542	506	10.0	70	0.617																									
1.974	5.235	3.926	561	9.3	75	0.641																									
1.975	5.420	4.173	596	9.1	77	0.667																									
1.976	5.600	4.480	640	8.7	80	0.694																									
1.977	5.800	5.220	746	7.8	90	0.721																									
1.978	6.000	6.000	847	7.0	100	0.866																									
1.979	6.208	6.208	887	7.0	100	0.996																									
1.980	6.426	6.426	918	7.0	100	1.095																									
1.981	6.651	6.651	950	7.0	100	1.139																									
1.982	6.884	6.884	983	7.0	100	1.184																									
1.983	7.124	7.124	1.018	7.0	100	1.231																									
1.984	7.374	7.374	1.053	7.0	100	1.280																									
1.985	7.632	7.632	1.090	7.0	100	1.332																									

1.970	184	--	--	184	125	309	30	441	83.9
1.971	206	--	--	206	130	336	30	480	87.6
1.972	270	--	--	270	130	400	25	533	86.9
1.973	312	--	--	312	135	447	20	559	85.0
1.974	360	--	--	360	139	499	18	608	84.1
1.975	397	--	--	397	144	541	16	644	81.0
1.976	444	--	--	444	149	593	15	698	79.0
1.977	538	--	--	538	154	692	12	786	39.0
1.978	742	--	162	904	159	1,063	11	1,194	41.3
1.979	883	--	399	1,282	165	1,447	10	1,608	39.3
1.980	1,005	--	811	1,816	171	1,987	10	2,207	37.6
1.981	1,082	--	892	1,974	177	2,151	10	2,390	36.3
1.982	1,163	--	981	2,144	183	2,327	10	2,586	35.1
1.983	1,253	--	1,079	2,332	190	2,522	10	2,802	33.0
1.984	1,348	--	1,187	2,535	196	2,731	10	3,034	32.0
1.985	1,452	--	1,306	2,758	203	2,961	10	3,290	31.0

AÑO	INCREMENTO DEMANDA SISTEMA ACTUAL	INCREMENTO DEMANDA POR NUEVAS CARGAS	TOTAL KW	RESERVA C I O N B B
1.970	120	--	120	(*) Datos estadísticos tomados de EMELRIOS
1.971	125	--	125	
1.972	130	--	140	
1.973	150	--	150	
1.974	165	--	165	
1.975	180	--	180	
1.976	200	--	200	
1.977	230	--	230	
1.978	264	65	330	
1.979	300	160	460	
1.980	350	320	670	
1.981	400	350	750	
1.982	460	380	840	
1.983	530	425	955	
1.984	610	470	1.080	
1.985	700	515	1.215	

## VENTANAS

### Antecedentes

El sistema eléctrico de la ciudad de Ventanas se encuentra servido por Empresa Eléctrica Los Ríos.

Cabe subrayar que Ventanas, de acuerdo a los datos entregados por el Censo de Población de 1974, acusó un porcentaje de crecimiento de 141%, en relación al Censo de 1962, colocándose entre las cinco ciudades ecuatorianas con mayor índice de crecimiento.

Para solucionar el déficit energético, por el que atravesaba Ventanas, en el año 1973 se instaló un grupo de 200 KW en su Central Térmica y en el año de 1975 se incrementó dicha capacidad a 560 KW merced a la instalación de nuevas unidades de generación.

Es de anotarse que hasta mediados de 1973 Ventanas disponía únicamente de 50 KVA de capacidad de generación para suministro de energía eléctrica, siendo entregado el fluido únicamente al 10% de la ciudad.

### Estudio del Mercado

La población de Ventanas en el presente año es del orden de los 9.855 habitantes.

La tasa de crecimiento poblacional de Ventanas se ha estimado en el 3.5% acumulativo anual y el porcentaje de población con servicio de energía en el 50% por los factores anotados anteriormente.

El incremento del consumo de energía residencial, comercial y oficial, se ha calculado luego de observar el desarrollo urbano, comercial y asumiendo que las obras básicas de electrificación se realicen en el transcurso de 1977.

Para los cálculos de consumo industrial se ha estimado que la carga de los molinos y piladoras se incorporarán al servicio de energía eléctrica a partir de 1978 con un período anual de 2.100 horas al año.

El consumo de servicio de agua potable se ha estimado en base de un período de operación anual de 1.460 horas-años y con una demanda inicial de 35 KW.

Para efecto de la proyección de la demanda hasta 1985

se ha estimado que el consumo industrial crecerá con una tasa del 10% acumulativo anual.

El consumo de alumbrado público se considera crecerá con la misma tasa de crecimiento poblacional.



1.971	8.018	801	115	70	10	0.520
1.972	8.298	913	130	64	11	0.540
1.973	8.589	1,030	139	62	12	0.562
1.974	8.890	2,225	317	28	25	0.585
1.975	9.200	3,220	460	20	35	0.608
1.976	9.525	4,762	680	14	50	0.632
1.977	9.855	7,391	1,055	9	75	0.759
1.978	10.200	10,200	1,457	7	100	0.873
1.979	10.558	10,558	1,508	7	100	0.960
1.980	10.928	10,928	1,561	7	100	0.998
1.981	11.310	11,310	1,616	7	100	1.038
1.982	11.706	11,706	1,672	7	100	1.080
1.983	12.116	12,116	1,730	7	100	1.123
1.984	12.540	12,540	1,791	7	100	1.168
1.985	12.980	12,980	1,854	7	100	1.215

1.970	55	--	--	55	30	85	30	121	79*
1.971	60	--	--	60	32	92	29	129	74*
1.972	70	--	--	70	36	104	28	144	73*
1.973	78	--	--	78	40	118	27	161	37*
1.974	185	--	--	185	80	265	26	358	68*
1.975	279	--	--	279	100	379	25	505	82
1.976	429	--	--	429	150	579	20	723	82
1.977	800	--	--	800	200	1,000	15	1,176	45
1.978	1,271	--	41	1,312	207	1,519	14	1,776	48
1.979	1,447	--	117	1,564	214	1,778	13	2,043	47
1.980	1,558	--	245	1,803	221	2,024	12	2,300	43
1.981	1,677	--	269	1,946	229	2,175	11	2,443	42
1.982	1,805	--	296	2,101	237	2,338	10	2,598	41
1.983	1,943	--	326	2,269	245	2,514	10	2,793	40
1.984	2,092	--	359	2,451	254	2,705	10	3,005	39
1.985	2,252	--	394	2,646	263	2,908	10	3,231	39

AÑO	INCREMENTO DETALLADA SISTEMA ACTUAL	INCREMENTO DETALLADA POR NUEVAS CABLES GAS	TOTAL KW	OBJETIVO DE AUMENTO
1.970	35	--	35	
1.971	40	--	40	
1.972	40	--	45	
1.973	100	--	100	
1.974	120	--	120	
1.975	140	--	140	
1.976	200	--	200	
1.977	300	--	300	
1.978	400	25	425	
1.979	440	60	500	
1.980	485	120	605	
1.981	530	130	660	
1.982	585	144	730	
1.983	642	158	800	
1.984	706	174	880	
1.985	780	190	970	

### CAPITULO III

## GENERACION

#### GENERALIDADES

La generación de energía eléctrica se lo hace a través de cuatro centrales de generación ubicadas en las cabeceras de los cantones Babahoyo, Vinces, Urdaneta y Ventanas, con una capacidad instalada de 9.390 KW. Para fines de 1977 e inicio de 1978, la única central en operación será la ubicada en Babahoyo.

Las limitaciones de capacidad de suministro en estas centrales y la dispersión de las mismas y otras en sistemas totalmente aislados el uno del otro, ha provocado entre otras, las siguientes características:

- servicio eléctrico limitado a horas de oscuridad con excepción de Babahoyo, Baba y Vinces que gozan del mismo 24 horas diarias.
- incremento en los costos de operación y mantenimiento de centrales para la producción de potencia y energía eléctrica.

-retrazo obtensible en el desarrollo socio-económico del área de influencia Babahoyo.

#### APROVISIONAMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA DEL AREA DE INFLUENCIA BABAHOYO, PREVISTO EN EL PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACION

El Plan Nacional de Electrificación ha previsto que el área de influencia Babahoyo funcionará en forma independiente de los otros subsistemas hasta el año 1980 en que será incorporado al Sistema Nacional Interconectado, recibiendo energía primero de las fuentes situadas en Guayaquil y posteriormente del Proyecto Paute.

El Plan Quinquenal 1973-1977, de electrificación incluye la adquisición e instalación en Babahoyo de seis grupos generadores Diesel-Eléctricos (dos de 1.000 KW cuatro de 2.500 KW cada uno y un grupo de 400 KW para Vinces), con una capacidad total de 12.400 KW hasta Junio de 1975.

Al presente año el programa previsto se encuentra totalmente atrazado por lo que el desarrollo del mercado eléctrico no ha podido ejecutarse debidamente.

En los cuadros que siguen se puede observar los cronogramas de las obras de generación planificadas en el quinquenio 1973-1977, y lo ejecutado en la realidad - hasta el presente año.

#### PROGRAMA DE EQUIPAMIENTO DE CAPACIDAD DE GENERACION NECESARIO PREVISTO EN ESTE ESTUDIO

Técnica y económicamente resulta incuestionable que la solución óptima en generación resulta ser la de eliminar las pequeñas Centrales, actualmente dispersas en el área de influencia Babahoyo y abastecer a todos los centros de carga desde una sola central, con suficiente capacidad, unida a ellos por las líneas de transmisión o subtransmisión.

El mismo argumento, arriba citado, se puede esgrimir cuando se analiza los aspectos de generación desde el punto de vista regional y se comparan las capacidades de las Centrales de Babahoyo y Milagro con la gran Central Térmica de Guayaquil del año 1980 (350 MW) concluyéndose que la solución más viable para el suministro de potencia y energía eléctrica resulta la de unir Guayaquil con los principales centros de carga de las áreas Daule, Milagro y Babahoyo mediante líneas de

transmisión para efectuar el despacho de fluido desde la central de mayor capacidad.

En virtud de lo anterior el Plan y Programa de Equipamiento de Generación se ha seleccionado, tomando en consideración la necesidad de garantizar un servicio confiable dentro de un marco económico aceptable.

El plan de suministro de fluido involucra las siguientes etapas:

Primera Etapa : Para el período comprendido entre 1977 y 1979, el área de influencia Babahoyo deberá autogenerar toda su energía pues operará en forma independiente.

Segunda Etapa : Para el período comprendido entre 1980 y 1981, el área Babahoyo será incorporada al Sistema Nacional Interconectado recibiendo energía proveniente de las fuentes de generación en Guayaquil, a través de la línea de transmisión Guayaquil - Milagro - Babahoyo.

Tercera Etapa : A partir de 1982, el área Babahoyo recibirá energía proveniente de la Central Hidroeléctrica Paute a través del Sistema Nacional Interconectado.

El Programa de Equipamiento ha tomado en consideración también las fechas asumidas, de incorporación a los diversos sectores y centros de carga del Área Babahoyo en su proyección de demanda, resumiéndose en lo siguiente:

- Ampliación de Casa de Máquinas de Babahoyo, con capacidad de instalación de cuatro unidades generadoras - Diesel - Eléctricas de 900 RPM ( 1 x 2.500 KW + 3 x 2.800 KW)
  
- Montaje de dos (2) grupos de generación Diesel-Electr<sup>o</sup>tricos, de 2.840 KW cada uno y puesta en operación - hasta Julio de 1977.
  
- Montaje de uno (1) grupo de generación Diesel-Eléctri<sup>o</sup>co de 2.840 KW y puesta en operación hasta Diciembre de 1977.

En los gráficos que siguen se pueden observar el cronograma de barras para el equipamiento propuesto.

Cabe remarcar que el programa arriba esbozado suplirá las necesidades de generación de energía para el Área de influencia Babahoyo por muy corto tiempo (1979) has-



ta tanto la Central de Generación de Guayaquil, programada por INECEL inicie su operación y se constituya en la fuente de abastecimiento del Sistema Guayas - Los Ríos, con lo que se logrará aprovechar las ventajas de confiabilidad de servicio y economía de escala.

Una vez realizada la interconexión del área de influencia Babahoyo a las fuentes de abastecimiento de Guayaquil, la Central Térmica (Diesel) situada en la Capital Provincial de Los Ríos, continuará operando para asumir los picos de demanda y tratando de lograr un óptimo económico para los costos de producción de potencia y energía eléctrica, y para constituirse en capacidad de reserva frente a eventualidades del Sistema.

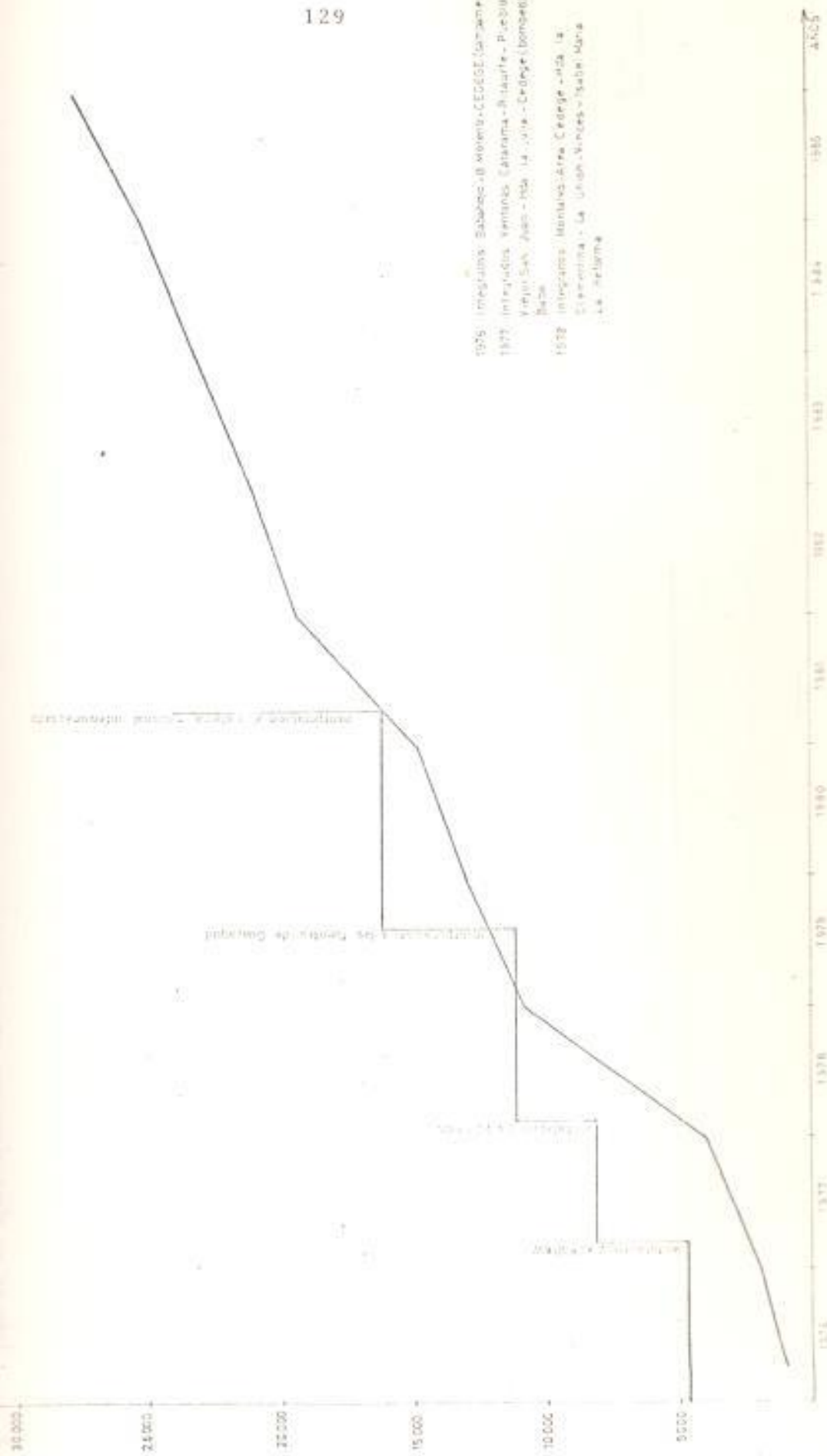
La Central Térmica "El Salitral", situada en la ciudad de Guayaquil, está siendo construida al momento por INECEL bajo el siguiente Programa de Equipamiento:

- Montaje de una turbina a gas de 29.000 KW, hasta Octubre de 1976.
- Montaje de una turbina a vapor de 73.000 KW hasta Octubre de 1978.
- Montaje de una turbina a vapor de 73.000 KW hasta Octubre de 1979.

El equipamiento antes citado, llega a la suma de 170.000 KW, que adicionados a la capacidad existente y ampliaciones previstas por EMELEC dan un total de 350.000 KW disponibles para 1980.

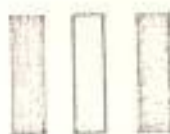
#### ESQUEMA DE DEMANDA MÁXIMA VS CAPACIDAD INSTALADA

El Esquema de Demanda Máxima vs. Capacidad Instalada, se lo observa en la curva adjunta, de proyección de la demanda de potencia eléctrica del área de influencia Babahoyo vs la capacidad de generación instalada.



Cronograma de obras de generacion previsto en el plan nacional de electrificación para el quinquenio 1973-1977 en el area de influencia BABAHoyo.

O B R A S	1973	1974	1975	1976	1977
Instalacion de dos grupos diesel electricos de 1120 KWcd en la central de BABAHoyo.					
Instalacion de dos grupos diesel electricos de 2500 KWcd en la central de BABAHoyo.					
Instalacion de dos grupos diesel electricos de 2500 KWcd en la central de BABAHoyo.					
Instalacion de un grupo diesel electrico de 400 KW de VICES.					



# Obras de generación ejecutadas en el área de influencia BABAHOYO 1973-1976

O B R A S	1973	1974	1975	1976	1977
Instalación de dos grupos diesel eléctricos de 1120KW/c/u en la central térmica de BABAHOYO					
Instalación de dos grupos diesel eléctricos de 275KW c/u en la central térmica de VINCES					
Instalación de un grupo diesel eléctrico de 2500 KW BABAHOYO					
Instalación de un grupo diesel eléctrico de 200 KW VENTANAS					
Instalación de un grupo diesel eléctricos de 350 KW/c/u VENTANAS					



O B R A S	1976	1977	1978	1979	1980
Construcción de casa de máquinas en BASAHOYO					
Instalación de dos grupos diesel eléctricos de 2840 KW					
Instalación de un grupo diesel de 2840 KW					
Mantenimiento preventivo y reinstalación de un grupo Generador Motors de 2500 KW en servicio de antigua central					
Reparación integral y reinstalación de los grupos Foxton Paxman de 1100 KW c/u en servicio de antigua central					

ESTUDIO Y DISEÑO

ADQUISICIÓN Y TRANSPORT

CONSTRUCC. Y MONTAJE

OPERACIÓN Y MUESTRA EN OPERAC.

## CONCLUSIONES

Las conclusiones a que se arriban luego de analizar los aspectos de generación son las siguientes:

- No se llevó a la práctica el Programa de Generación propuesto dentro del Plan Quinquenal (1973-1977) de Electrificación, en el que se situaba para 1975, tener instalados en Babahoyo 12.240 KW de capacidad de generación.
- La dispersión de Centrales de Generación en el área de influencia provoca, dadas las circunstancias en que se desarrolla EMELRIOS, la entrega de energía eléctrica de manera antieconómica y poco confiable.
- Es indispensable a la brevedad posible eliminar las pequeñas Centrales dispersas en el área de influencia y concentrar la capacidad de generación necesaria en la Central Térmica de Babahoyo.
- A fin de hacer uso de las ventajas de la economía de escala, resulta necesario comenzar de inmediato la

construcción de la línea de transmisión a 138 KV Milagro - Babahoyo, la misma que operará inicialmente a 69 KV, aprovechando las facilidades de suministro de energía eléctrica que prestará la línea Guayaquil - Durán - Montero - Milagro, que construye al momento INECEL, y que convertirá a la Central Térmica "El Salitral" (Guayaquil) en la principal fuente de abastecimiento energético para los subsistemas Milagro y Babahoyo.

- El suministro de potencia y energía eléctrica desde la Central de Generación de Guayaquil, se estima será posible entre el segundo semestre del año 1979 y el primer trimestre de 1980.
- Los equipos de generación que se instalen en la Central Térmica de Babahoyo, en el período 1977-1978, seguirán operando posteriormente, de manera regular, para tomar las demandas de hora de punta y lograr con ello costos más económicos en la compra en bloque de potencia y energía eléctrica al ente suministrador del Sistema Guayas - Los Ríos.
- Cualquier eventualidad que retrazare el programa de suministro de energía a partir de la Central Térmica de



Guayaquil deberá ser suplido, ante la falta de holgura que se observa en la proyección de la demanda, mediante la instalación de una Central de Generación que sirva a los Subsistemas de Milagro y Babahoyo, a fin de hacer uso óptimo de los recursos que necesitaran.

Es necesario recalcar que el año crítico en el suministro de energía la constituiría el año 1979, en el que la proyección de la demanda observa una demanda máxima de potencia de 12,940 KW contra una capacidad instalada de 11.020 KW.

## CAPITULO IV

## TRANSFORMACION

## 1. GENERALIDADES

La situación del área de influencia Babahoyo, dentro del esquema de suministro, planificado por el Sistema Nacional Interconectado, la proyección de la demanda establecida en el Capítulo II del presente estudio, la dispersión de los Centros de Carga en el área de influencia, etc., hacen indispensable la implementación de obras de transformación mediante la construcción y montaje de subestaciones elevadoras y/o reductoras.

Las obras de transformación pueden ser ejecutadas bajo diversos lineamientos técnicos, considerándose las alternativas viables a las siguientes:

Alternativa 1

Subestaciones para tensiones nominales de 138/69 KV, para la recepción de energía de las Centrales del Sistema Nacional Interconectado y subestaciones adicionales de 69/13.8 KV, de tensión nominal para el suministro de energía a las líneas de subtransmisión y redes

de distribución.

### Alternativa 2

Subestaciones de 138/34.5 KV, de tensión nominal para recibir energía desde las centrales del Sistema Nacional Interconectado y suministrarla directamente a las líneas de subtransmisión y redes de distribución.

## 2. OBRAS PREVISTAS EN EL PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACION

Las obras previstas en el Plan Quinquenal de Electrificación 1973 - 1977, en cuanto a transformación, incluyen los siguientes trabajos:

-Subestación de elevación Babahoyo de 15.000 KVA de capacidad y tensiones nominales 4.16/34.5 KV.

-Subestación de reducción Babahoyo de 5.000 KVA de capacidad y tensiones nominales de 34.5/13.8 KV.

De otro lado el Sistema Nacional Interconectado ha programado las siguientes obras:

-Subestación de reducción Babahoyo de 10.000 KVA de ca-

pacidad (1982) para tensiones nominales 138/69 KV, y 69/13.8 KV.

De los planes arriba detallados se puede observar con claridad que el Plan Quinquenal esbozado en 1973, por la Dirección de Sistemas Regionales de INECEL, se sujeta a la Alternativa 2, que usa el nivel 34.5 KV como voltaje de subtransmisión y distribución tomando un voltaje de barras de generación de la Central Térmica de Babahoyo a 4.16 KV.

Por otra parte, el Plan delineado en 1975, por el Sistema Nacional Interconectado para suministrar potencia y energía eléctrica a partir de las grandes centrales se ajusta a la Alternativa 1, que usa los voltajes de 69 KV, para transmisión dentro del área de influencia y 13.8 KV para subtransmisión y distribución.

A primera vista se puede colegir que para que la Alternativa del Sistema Nacional Interconectado pueda ser funcional, frente al desarrollo de la demanda del área de influencia Babahoyo, deberá disponer a corto-tiempo, de subestaciones terminales de 69/13.8 KV, en los sectores Este (Proyecto CEDEGE), Norte (Pueblovie

jo), Oeste (Vinces) y Sur (La Reforma e Indubasa).

Al revisar el Cronograma de Ejecución de Obras del Plan Quinquenal 1973-1977, se observa que las obras de transformación previstas debían estar operando a fines de 1974, sin que ello se haya llevado a la práctica, pues a la fecha ninguna subestación de las programadas se encuentran en el área Babahoyo operando.

### OBRAS PREVISTAS EN EL PRESENTE ESTUDIO

Siguiendo los lineamientos generales expresados a principio de este Capítulo, las obras previstas en el presente Capítulo se sujetan a las dos Alternativas - descritas de la siguiente manera:

#### Alternativa 1

- Subestación Babahoyo de Reducción, para tensiones nominales 138/69 KV y 69/13.8 KV.
- Subestación Pueblo Viejo de Reducción, para tensiones nominales 69/13.8 KV

- Subestación de Reducción de CEDEGE, para tensiones nominales 69/13.8 KV.
- Subestación de Reducción Vinces, para tensión nominal 69/13.8 KV.
- Subestación de Reducción "La Reforma", para tensión nominal 60/2.4 KV.
- Subestación de Reducción "INDEBASA", para tensión nominal 60/13.8 KV.

#### Alternativa 2

- Subestación Babahoyo de Reducción y Elevación para tensiones nominales 138/34.5 KV y 13.8/34.5KV.
- Subestación de Reducción "San Juan" para tensiones nominales 138/34.5 KV.
- Subestación de Reducción "La Reforma" 34.5/2.4 KV.
- Subestación de Reducción "INDEBASA" para tensiones nominales 34.5 KV - 13.8 KV.

La conformación del Subsistema en el área de influencia Babahoyo con la implementación de las alternativas antes expuestas se vé en los Cuadros: 4.1., 4.2., 4.3, 4.4., 4.5., 4.6. , 4.7. y 4.8.

Es de importancia recalcar que la conformación se ha trabajado en función de la proyección de la demanda observada en este estudio, la programación de instalaciones acordada el Sistema Nacional Interconectado y la decisión de INECEL de no realizar la construcción de la Línea de Transmisión Babahoyo - Quevedo.

### 3.1. Capacidad necesaria para la utilización en Sistemas a Tensión de 13.8 KV

Del análisis de la conformación del Subsistema del área de influencia Babahoyo se concluye lo siguiente:

-Durante 1978 se requerirá de la instalación de una sub estación de 2.5 MVA y tensión 13.8/0.480 KV, para servicio de los usuarios industriales Babahoyo S.A. (INDUBASA) e Ingenio Isabel María, cuyos centros de carga, situados a 6 kilómetros de la ciudad de Babahoyo se encuentran a pocos metros el uno del otro.

La atención a los diferentes sectores del área de influencia se efectuará a través de líneas de subtransmisión que partirán directamente desde las barras de la Central Térmica Babahoyo.

- Para 1979 será indispensable contar con una subestación de elevación de 12 MVA, 69/13.8 KV, situada en la Central de Generación de Babahoyo y con cuatro subestaciones terminales de 69/13.8 KV, en los centros de carga del Proyecto de Riego Babahoyo (CEDEGE), La Reforma, INDUBASA, Ingenio Isabel María y Pueblo Viejo con un total de 17.5 MVA.

Las cifras antes citadas dan un total global de 29.5 MVA de capacidad en transformación requeridas en subestaciones 69/13.8 KV para 1979.

- Para 1980 se deberá contar con la Subestación de Reducción Babahoyo perteneciente al Sistema Nacional Interconectado, la misma que deberá situarse fuera del perímetro urbano de la ciudad capital provincial y cercana a los principales centros de carga industrial de La Reforma, INDUBASA e Ingenio Isabel María.

La capacidad de dicha subestación se ha estimado en 15 MVA y sus tensiones de operación 138/69 KV.



Esta Subestación de Reducción estará unida a la Subestación de Elevación de la Central Térmica Babahoyo mediante una línea de 69 KV de tensión.

Para 1980 en total deberá estar instalada 44.5 MVA de capacidad para atender la configuración del Sistema, en concordancia con esta alternativa.

-Para 1983 será necesario aumentar la capacidad en la subestación de Babahoyo (El Jobe) en 15 MVA, cuya relación es 138/69 KV.

-Para 1985 la capacidad de las subestaciones de Pueblo Viejo (3.75 MVA) y Proyecto de Riego Babahoyo ( 5 MVA) estarán copadas en su capacidad nominal e iniciarán su operación con sobrecarga soportada por el sistema de ventilación forzado.

En virtud de lo anterior para fines del año antes citado se debe instalar en cada uno de esos centros de carga, transformadores que doblen la capacidad de dichas subestaciones:

A lo anterior se suma la necesidad de instalar al mismo tiempo una subestación en Vinces con capacidad de

3.75 MVA, a fin de atender sus requerimientos energéticos.

La instalación de estos nuevos 12.5 MVA proyectará para 1986 un total de 72 MVA, instalados en subestaciones.

-Los costos de las Subestaciones requeridas se ven en los Cuadros : 4.9, 4.10, 4.11, 4.12. y 4.13.

### 3.2. Capacidad Necesaria para la Utilización en Sistemas de Tensión de 34.5 KV.

Del acuerdo a la conformación del Sistema 138 KV-34.5 KV - 13.8 KV, se hace indispensable contar con las siguientes capacidades en Subestaciones:

-Para el período 1976-1979 se requiere una Subestación de Elevación en la Central Bahahoyo de 12 MVA tensiones 13.8 KV/34.5KV, una Subestación para servicio de La Reforma de 5 MVA, 34.5/2.4 KV y una Subestación de 3.75 MVA, 34.5/13.8 KV para el servicio del Ingenio Isabel María e INDUBASA.

Las subestaciones antes citadas dan un total de 20.75 MVA.

-Para el año 1980 frente al crecimiento de la demanda de potencia y energía eléctrica del área de influencia es indispensable contar con la Subestación de Reducción de Babahoyo, la misma que recibirá energía desde las fuentes de Paute y Guayaquil.

Esta Subestación tendrá una capacidad de 15 MVA, se encontrará fuera del perímetro urbano de Babahoyo y estará unida a la fuente de la Central Térmica Babahoyo mediante una línea de 34.5 KV. Esta conformación nos da un total de 35.75 MVA, instalados en Subestaciones para dicho año.

-Para 1983 el crecimiento de la demanda de potencia y energía eléctrica del sector norte del área de influencia Babahoyo, obligará a construir la línea de transmisión a 138 KV Babahoyo-San Juan, e instalar una Subestación Terminal de Reducción de 7.5 MVA de capacidad - 138/34.5 KV de tensión.

De igual forma será necesario aumentar la capacidad de la subestación Babahoyo (El Jobo) en 15 MVA más.

Estas últimas adiciones en potencia de transformación proyecta un total de 58.25 MVA instalados en subestaciones para el año antes citado.

-Los costos de las subestaciones requeridas se ven en los Cuadros 4.14, 4.15, 4.15 y 4.16.

#### 4.4 CONCLUSIONES

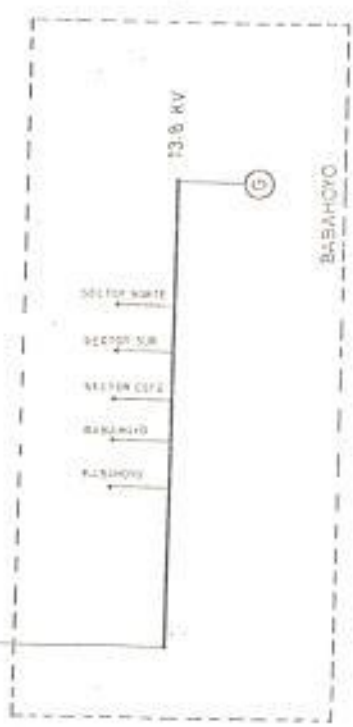
Las conclusiones a que se llegan luego de analizar los puntos anteriormente planteados en este Capítulo son las siguientes:

-La alternativa 138KV -34.5KV - 13.8 KV, requiere en su implementación menor cantidad de subestaciones instaladas y menos potencia en transformadores que la alternativa 138 KV - 69 KV - 13.8 KV;

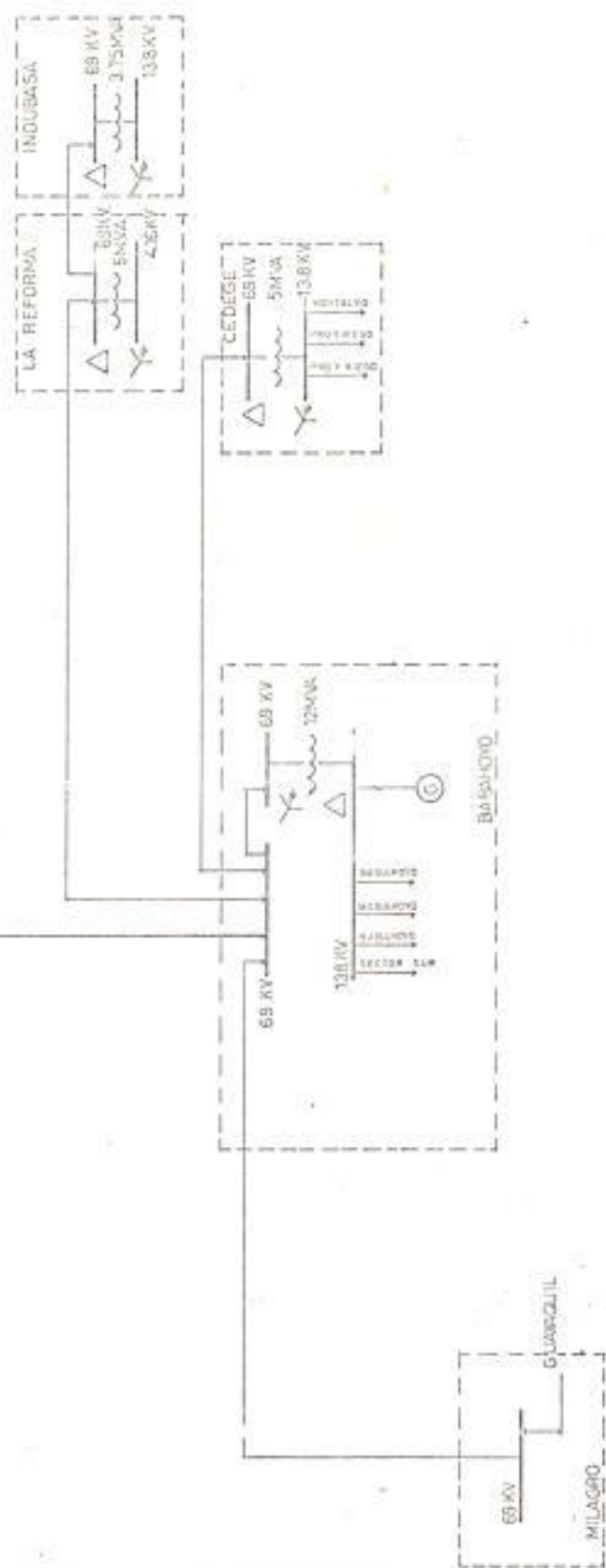
-La implementación de la alternativa 138 KV- 69KV -13.8 KV, involucra la construcción de 85 kilómetros de líneas de transmisión a 69 KV, hasta 1986, contra 23 kilómetros de líneas a 138 KV de la alternativa 138 KV - 34.5 KV - 13.8 KV.

-La regulación de tensión y niveles de pérdidas de ener

gía para la alternativa 138 KV - 34.5 KV - 13.8 KV,  
revisten condiciones de mejor operación para el sis  
tema que para la alternativa 138 KV - 69 KV - 13.8  
KV.



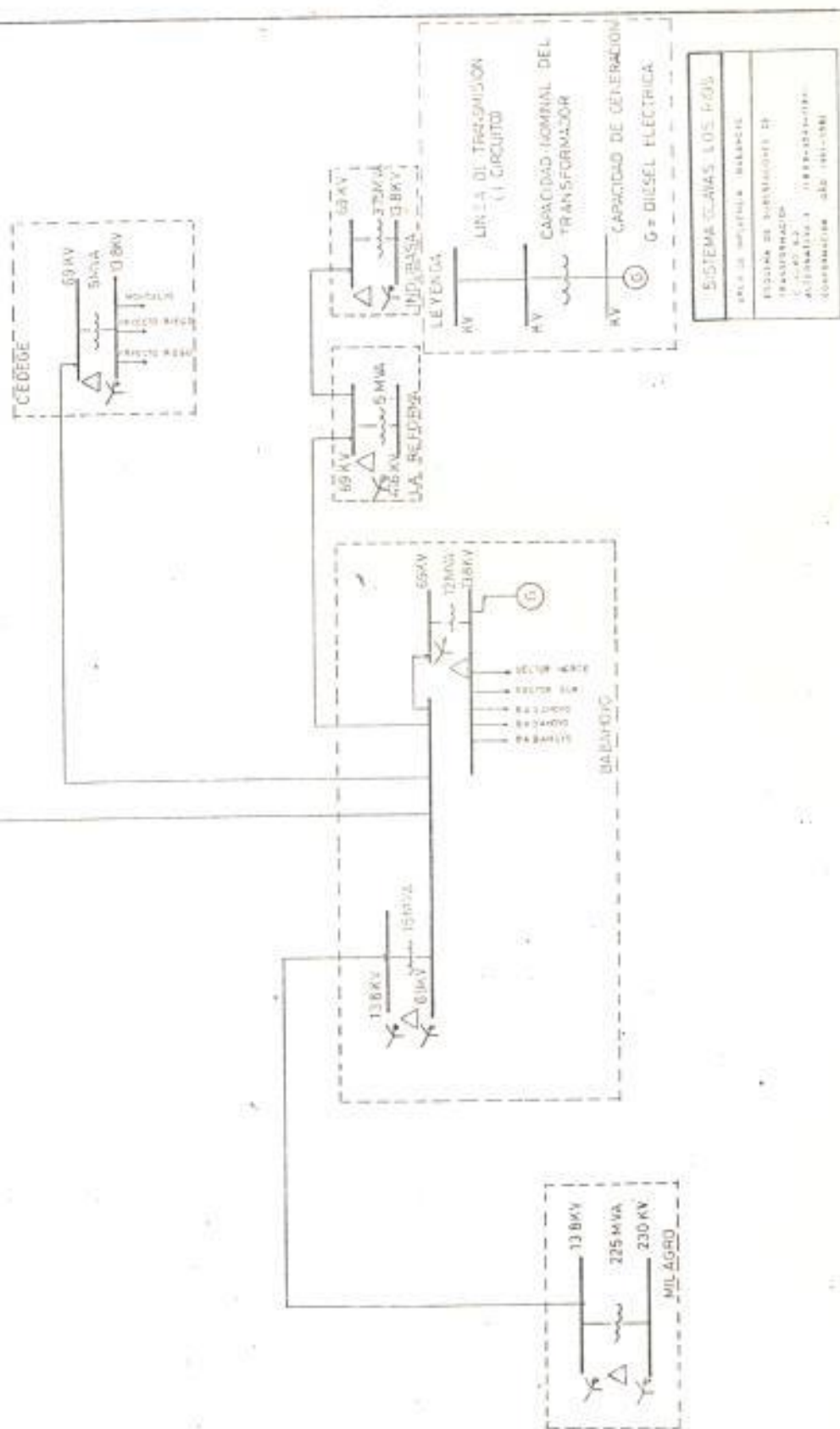
SISTEMA GUAYAS-LOS RIOS
AREA DE INVESTIGACION BARAHONA
SISTEMA DE SUBESTACIONES DE TRANSFORMACION
CUADRO 11
ALTERNATIVA 10 KV-35KV-13.8KV
CONFORMACION AÑO 1977-1978



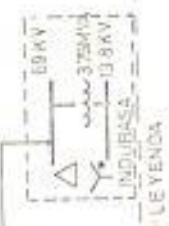
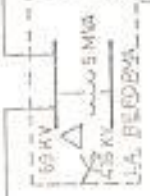
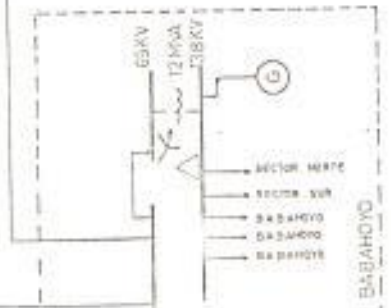
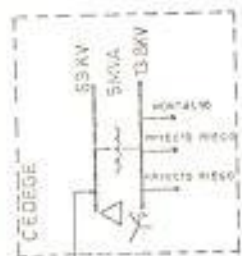
SISTEMA GUAYAS-LOS RIOS

AREA DE INGENIERIA SUBESTACIONES

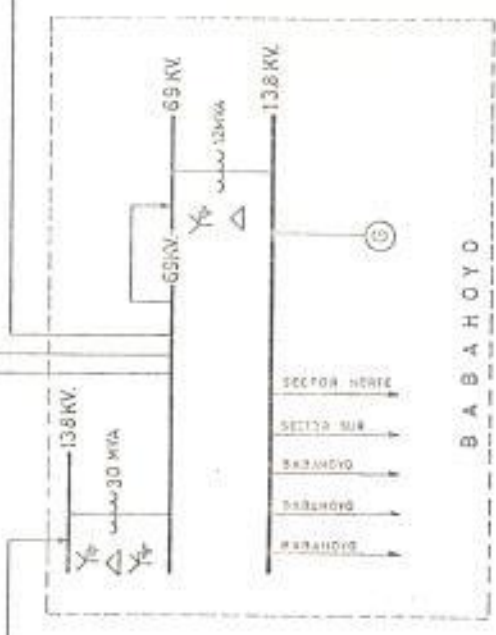
PROYECTO DE REESTRUCTURACION DE  
 TRANSFORMADORES  
 CUADRO 47  
 SUBESTACION 4 - 69-138KV-13.8KV  
 COMPLETACION: JUNIO 1979-1980







SISTEMA CUJAS LOS RIOS	
AREA DE INGENIERIA	BABAHYO
PROGRAMA DE INVESTACIONES DE	
TRANSFORMACION	
ELABORADO POR	INGENIERO QUIMICO
ALBERTO TORO	11.000.000.0000
CONTRATO	1004.056.193-1984



LEYENDA



SISTEMA CUANAV-LOS RIOS
AREA DE INFLUENCIA: BABAHOYO
ESQUEMA DE SUBESTACIONES DE ALIMENTACION
ENCARGADO: TRANSFORMACION
ALTERNATIVA 1: 13.8KV-69KV-13.8KV
COORDINACION: 4501344

34.5 KV  
3.75 MVA  
13.8 KV

INDUBASA e ISABEL MARIA



LEYENDA

KV

LINEA DE TRANSMISION  
(1 CIRCUITO)

KV

CAPACIDAD NORMAL DEL  
TRANSFORMADOR

KV

CAPACIDAD DE GENERACION  
G DIESEL ELECTRICA

SISTEMA GUAYAS LOS RIOS

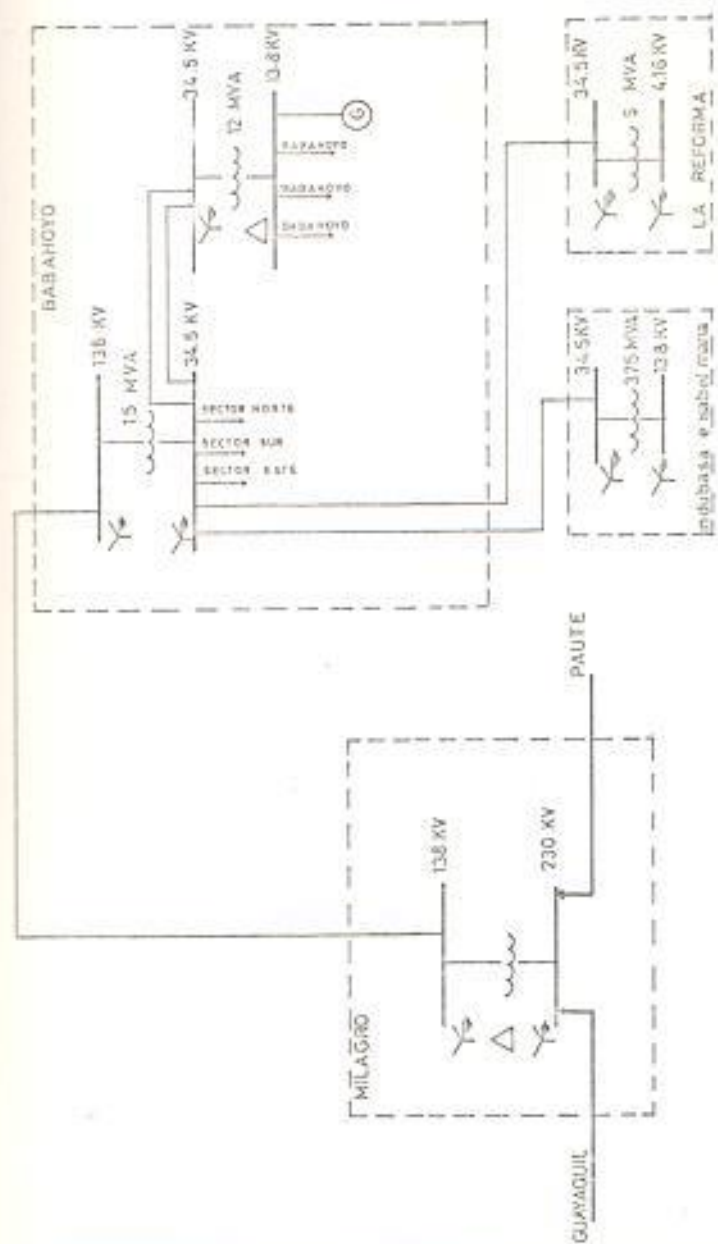
AREA DE INGENIERIA SUB-ESTACIONES

ESQUEMA DE INSTALACIONES DE  
TRANSFORMACION

ENCARGADO

ALTERNATIVO

CONTRATACION #50-1975-076-174



SISTEMA GUAYAS - LOS RIOS

AREA DE INVESTIGACION NAUPOLES

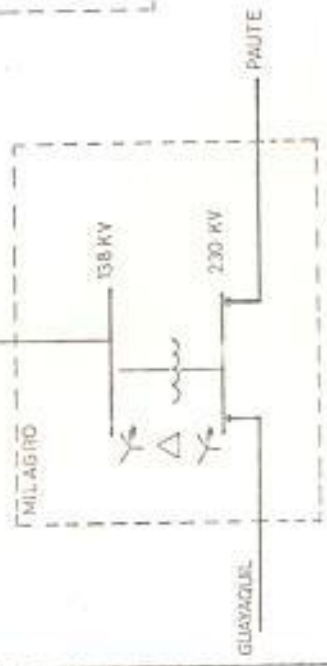
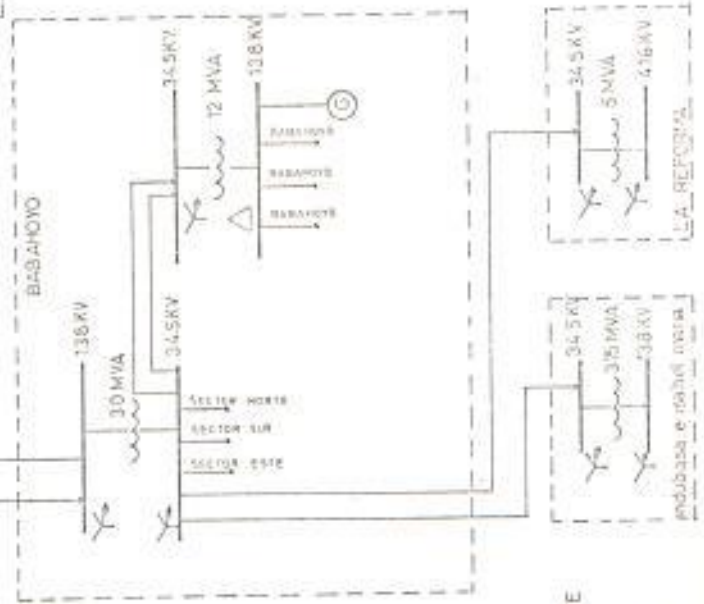
ESQUEMA DE SUBESTACIONES DE

TRANSFORMACION

GENERACION

ALTERNATIVA 138 KV-34.5 KV-13.8 KV

CONVERSION A 138 KV-13.8 KV



SISTEMA GUAYAS - LOS RIOS	
AREA DE INGENIERIA	E-18-001
INDUSTRIAS DE INVESTIGACIONES DE INGENIERIA	
ALTERNATIVA 100-000-000-000-000	
CONSTRUCCION DE LINEAS DE TRANSMISION	

AÑO 1980

1 Posición de Línea 138 KV	
4 Posiciones de Línea 69 KV	49'604.426
1 Posición de Transformador	
1 Transformador 138/69KV 15/20/25 MVA	4'859.328
1 Caseta de control	252.887
	54'716.641

AÑO 1933

1 Posición de transformador	17'394.759
1 Transformador 138/69 KV-15/20/25 MVA	6'467.708
	23'862.467

---

1 Posición de salida a 69 KV	1'266.604
1 Transformador 12/14/16 MVA-69/13.8 KV	3'531.385
1 Estructura para 3 salidas a 69 KV	452.443
1 Estructura para el transformador	103.855
1 Equipo de control para transformador	153.256
1 Terreno y cercamiento	345.045
1 Caseta de control	252.687
5 Reconectores	335.000

---

6'440.475

---

AÑO 1978

1 Transformador 3750/5000 KVA- 69/13.8 KV	1'970.689
Estructuras para un transformador	86.797
Equipos de control para un transformador	153.256
4 Reconectores para 13.8 KV	268.000
Terrenos	125.395
	<hr/>
	2'604.137

AÑO 1985

1 Transformador 3750/5000 KVA - 69/13.8 KV	3'491.273
Estructuras para un transformador	153.770
Equipos de control para un transformador	271.508
	<hr/>
	3'916.551



AÑO 1979

1 Transformador 5000/6250 KVA - 69/13.8 KV	2'573.843
Estructuras para un transformador	86.797
Equipos de control para un transformador	153.256
4 Reconectores para 13.8 KV	268.000
Terrenos y cercamientos	125.393
	<hr/>
	3'207.293

AÑO 1985

1 Transformador 5000/6250 KVA - 69/13.8 KV	4'559.824
Estructuras para un transformador	133.770
Equipo de control para un transformador	271.508
	<hr/>
	4'985.102

AÑO 1985

1 Interruptor en aceite para 69 KV	442.842
Estructuras de acero	309.990
Equipos de control y comando	588.980
Terrenos y cercamientos	245.000
	<hr/>
	1'586.812

SUBESTACION DE REDUCCION EL JOBO (BABAHOYO) 138-34.5 KV - 15-20-25 MVA

---

AÑO 1980

1 Posición de línea a 138 KV	
1 Posición de transformador	31'673.372
1 Posición de transferencia	
1 Estructura y equipos de salida a 34.5 KV	
1 Transformador 138/34.5 KV 15/20/25 MVA	4'859.328
5 Reconectores para 34.5 KB	435.600
1 Casaca de control	252.887

---

37'221.187

---

AÑO 1983

1 Transformador 138/34.5 KV- 15/20/25 MVA	6'467.708
1 Posición de transformador	11'683.463

---

	18'151.173
--	------------

---

## ALTERNATIVA 138-34.5 KV - 13.8 KV

CUADRO N° 4.15

1 Interruptor automático para 34.5 KV	250.000
1 Transformador 12/14/16 MVA-34.5/13.8 KV	3'036.991
1 Estructura para 4 salidas a 34.5 KV	452.443
1 Estructura para el transformador	103.853
1 Equipo de control para el transformador	153.256
1 Terreno y cercamiento	345.045
1 Caseta de control	252.887
3 Reconectores para 34.5 KV	261.300
3 Reconectores para 13.8 KV	201.000

5'056.777

AÑO 1983

1 Transformador 138/34.5 KV - 7.5/10 MVA	3'233.854
1 Estructura de transformador	792.195
1 Equipo de control de transformador	1'754.147
1 Estructura y equipo lado 34.5 KV	4'277.854
1 Terreno	125.395
4 Reconectores a 34.5 KV	561.224
	<hr/>
	10'744.669

## CAPITULO V

## TRANSMISION Y SUBTRANSMISION

## 3.1. GENERALIDADES

En el Capítulo IV se plantearon dos alternativas como las más factibles de implementar en el caso que nos ocupa, la primera tiene como voltaje de transmisión la tensión de 138 KV y 34.5KV para subtransmisión, la segunda alternativa mantiene como voltajes de transmisión las tensiones 138 y 69 KV y para subtransmisión 13.8 KV.

En el presente Capítulo se efectuará el análisis de las dos soluciones previstas desde el punto de vista de transmisión y subtransmisión a fin de satisfacer la demanda de servicio de energía eléctrica que plantea el área de influencia Babahoyo.

## 3.2. SELECCION DE VOLTAJES

3.2.1. Ley de Lord Kelvin

"En una línea de transporte de energía eléctrica el conductor más económico es aquél en que los costos anuales por pérdidas de energía resultan ser iguales a los costos anuales de inversión".

La regla enunciada en líneas anteriores fue emitida en 1881 por Sir William Thomson (Lord Kelvin) y desde entonces ha sido ampliamente difundida y utilizada en los análisis económicos de líneas de transmisión y subtransmisión de energía eléctrica.

Desde el punto de vista matemático la Ley de Lord Kelvin cobra vigencia cuando dos curvas se interceptan en un punto en el cual la pendiente negativa de la una es iguala numéricamente a la pendiente positiva de la otra y sobre este punto se encuentra el costo total mínimo.

Estas curvas corresponden la una a los costos de pérdidas de energía y la otra a los costos anuales de inversión para un conductor de calibre determinado.

## 2.2. Método de Diseño Económico de Líneas

El método utilizado para el diseño económico de líneas es el de "Comparación de Costos Totales Anuales", el mismo que se lo ha utilizado manejando las dos alternativas de voltajes de subtransmisión 13.8 KV y 34.5 KV. Para obtener los costos totales anuales de cada línea con cada calibre de conductor y tensión bajo estudio, se han realizado los siguientes análisis:

-Costos Fijos : como provenientes de las cargas de depreciación, operación y mantenimiento e Intereses. Estos costos se han representado como un valor porcentual de la inversión efectuada en las líneas.

-Costos Variables: resultantes de los costos de pérdidas de energía  $12 R$  expresados en sucres por kilómetro y por año, en los que se utiliza las siguientes variables:

1. Carga equivalente, que es la carga concentrada, fija e imaginaria que al ser alimentada por la línea bajo estudio en un período " $n$ " de años causará las pérdidas que causaría la carga actual y distribuida con su incremento normal a lo largo del mismo período " $n$ " de años.



Se define a la carga equivalente (KWe) como el resultado de la carga actual (KWp) multiplicada por un factor de incremento (g) y un factor de distribución (d).

$$KWe = KWp \times g \times d$$

2. Factor de Crecimiento, que relaciona las cargas futuras y presentes en las líneas, desde el punto de vista de su crecimiento, mediante la ecuación  $g = \sqrt{\frac{a^2 - 1}{1 + a^2}}$  en la que  $a = \frac{KWf}{KWp}$ . Para efectos prácticos se utiliza el monograma que se vé en el Cuadro 5.26.
3. Factor de Distribución, que relaciona las cargas de los terminales de carga y fuente respectivamente, desde el punto de vista de su distribución, mediante la ecuación  $d = \sqrt{\frac{b^2 + b + 1}{3}}$ , en la que  $b = \frac{KWl}{KWf}$ . Para efectos prácticos y de cálculo rápido se utiliza el monograma que se vé en el Cuadro 5.27.
4. Carga por Demanda, expresado en sueros por kilovatio y por mes (S/l/KW/Mes) y obtenido del pliego tarifario vigente.
5. Carga por Energía, expresado en sueros por kilovatio hora (S//KWH) y obtenido del bloque de menor costo del pliego tarifario vigente.

6. Factor de Carga del Sistema, expresado como un decimal y medido en la subestación de alimentación a la línea o cualquier otra fuente de suministro de energía o fuente de medición.
7. Factor de Ajuste de Demanda, expresado como un decimal y correspondiente a las cláusulas de demanda mínima facturable en Contratos de Compra-Venta de potencia y energía eléctrica en bloque.
8. Factor de Pérdidas, calculado en base a la fórmula empírica  $0.84 (\text{factor de carga})^2 + 0.16 (\text{Factor de carga})$ . El factor de carga es el sistema.
9. Costo Unitario de Pérdidas de Energía, expresado en sucres por kilovatio hora (S/1/KWH) y calculado en función de la ecuación :

$$\text{Costo} = L + \frac{12 \text{ MN}}{(8760) (\text{Factor Pérdidas})}$$

-Costos Totales : expresados en sucres por kilómetro por año, resultantes de la sumatoria de los Costos Fijos más los Costos Variables.

A fin de poder desarrollar un proceso uniforme en la

Implementación del método, se utiliza un formato de cuadro comparativo, el mismo que se distribuye de la siguiente manera:

En la parte superior izquierda se registran los siguientes datos:

- Razón de Cargos Fijos
- Factor de Carga en la Subestación (LF)
- Carga por demanda (M)
- Carga por consumo de energía (L)
- Factor de ajuste de demanda (N)
- Constante de pérdida del sistema (J)

A partir de estos datos se puede calcular el factor de pérdidas (H) y el costo unitario de pérdidas de energía que se registran en el cuerpo central y de mano de obra, respectivamente, de la parte superior. En este mismo sector del formato se registran también:

- El sector en que recorre la línea
- La identificación de la línea bajo estudio
- La identificación de la subestación que alimenta la línea.

- La fecha para la cual se realiza el estudio.
- La carga inicial (KWp) que observa la línea.
- La carga final proyectada (KWf)
- El factor de crecimiento (g) calculado
- El factor de distribución (d) calculado
- El factor de potencia (Cos  $\phi$ )
- El número de fases (P) de la línea

La parte inferior cuenta con trece (13) columnas en las que se registran:

- Tensión en KV, bajo la cual se establecerá el estudio de la línea.
- Calibre del conductor utilizado en la línea
- La resistencia de la línea para cada calibre de conductor estudiado, expresado en Ohmios por kilómetro.
- La resistencia de la línea para cada calibre de conductor estudiado, expresado en Ohmios por kilómetro.
- La reactancia de la línea para cada calibre de conductor estudiado, expresado en ohmios por kilómetro.
- El costo de construcción de la línea bajo estudio expresado en sucres por kilómetro (S//Km) que resulta de la sumatoria de los valores registrados para cada línea por: Diseño y Estacamiento, Materiales y Equipos, Mano de Obra y Supervisión.
- El factor de carga de la línea bajo estudio.

- La demanda pico anual, expresada en kilovatios, correspondiente a la carga equivalente calculada de acuerdo a la fórmula  $KWe = KWp \times g \times d$
- Las pérdidas de energía expresadas en kilovatios hora por kilómetro y por año, calculadas de acuerdo a la fórmula:
 
$$P\acute{e}rdidas = \frac{8.76 (KWe)^2 (Factor\ de\ P\acute{e}rdidas) (R)}{(KV)^2 (\cos \phi)^2 P}$$
- Los costos de las pérdidas de energía expresados en sucres por kilómetro y por año, como resultado de la multiplicación de las pérdidas de energía, columna (8), por el costo de pérdidas de energía calculado en la parte superior derecha del formato.
- Costos fijos de la inversión, expresado en sucres por kilómetro y por año, resultado de la multiplicación de la Razón de Cargos Fijos tabulada en la parte superior izquierda del formato por los costos de construcción expresados en la columna (5).
- Los costos totales anuales, expresados en sucres por kilómetro y por año, resultantes de la sumatoria de los Costos de Pérdidas tabulados en la columna (9) y los Costos Fijos de la Inversión, tabulados en la columna (10).
- La longitud en kilómetros de la línea bajo estudio.
- Costos Totales Anuales de la línea, expresados en sucres por año (S/Año), resultante del producto de

Los costos totales tabulados en la columna (11) por la longitud de la línea tabulada en la columna (12).

### 5.2.3 Determinación del Recorrido de las Líneas bajo estudio

Las líneas de transmisión y subtransmisión bajo estudio en el presente Capítulo, a saberse son las siguientes:

#### Transmisión 69 KV o 138 KV :

- Línea Babahoyo-Proyecto de Riego Babahoyo (CEDEGE) 69 KV.
- Línea Babahoyo-Puebloviejo 69 KV
- Línea San Juan-Vinces 69 KV
- Línea Babahoyo-San Juan 138 KV.
- Línea Babahoyo-Indubana-Isabel María-La Reforma 69 KV

#### Subtransmisión 13.8 KV - 34.5 KV:

- Línea Babahoyo-Baquerizo Moreno (Jújan)
- Línea Babahoyo-Proyecto de Riego Babahoyo-Mentalvo
- Línea Babahoyo-San Juan-Puebloviejo-Ventanas
- Línea San Juan - Vinces
- Línea Puebloviejo - Catarawa
- Línea Babahoyo - Baba

- Línea Babahoyo - La Reforma
- Línea Babahoyo - Indubasa - Isabel María
- Línea Babahoyo - Proyecto de Riego Babahoyo (CEDEGE)
- Línea Proyecto de Riego Babahoyo (CEDEGE) - Montalvo
- Línea Babahoyo - La Julia
- Línea Pueblo Viejo - San Juan - La Julia
- Línea Pueblo Viejo - Ventanas
- Línea San Juan - Pueblo Viejo - Ventanas
- Línea San Juan - La Julia

Los recorridos de estas líneas se efectuaron de acuerdo a lo observado en los Cuadros 5.1, 5.2, 5.3, 5.4, 5.5, y 5.6, estableciéndose en la selección de los mismos, el hecho de a su paso servir la mayor cantidad de localidades y usuarios especiales y además que su ruta coincida con la de las vías existentes para facilitar la construcción, operación y mantenimiento de las mismas.

El recorrido total de líneas de transmisión a 138 KV suma 23 kilómetros, y en líneas a 69 KV suma 85 kilómetros. En lo referente a líneas de subtransmisión a 13.8 KV o 34.5 KV, el recorrido total es de 177 kilómetros.

#### 2.4. Determinación de Estructuras de Soporte para cada Alternativa

Las estructuras de soporte para las líneas cuya tensión responda a los voltajes de 69 KV, 34.5 KV y 13.8 KV corresponden a las normalidades en el país, por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación, mediante las publicaciones de los manuales "Normas para Distribución - Estructuras Tipo, Año 1974" y "Normas para Construcción de Líneas a 69 KV - Año 1976".

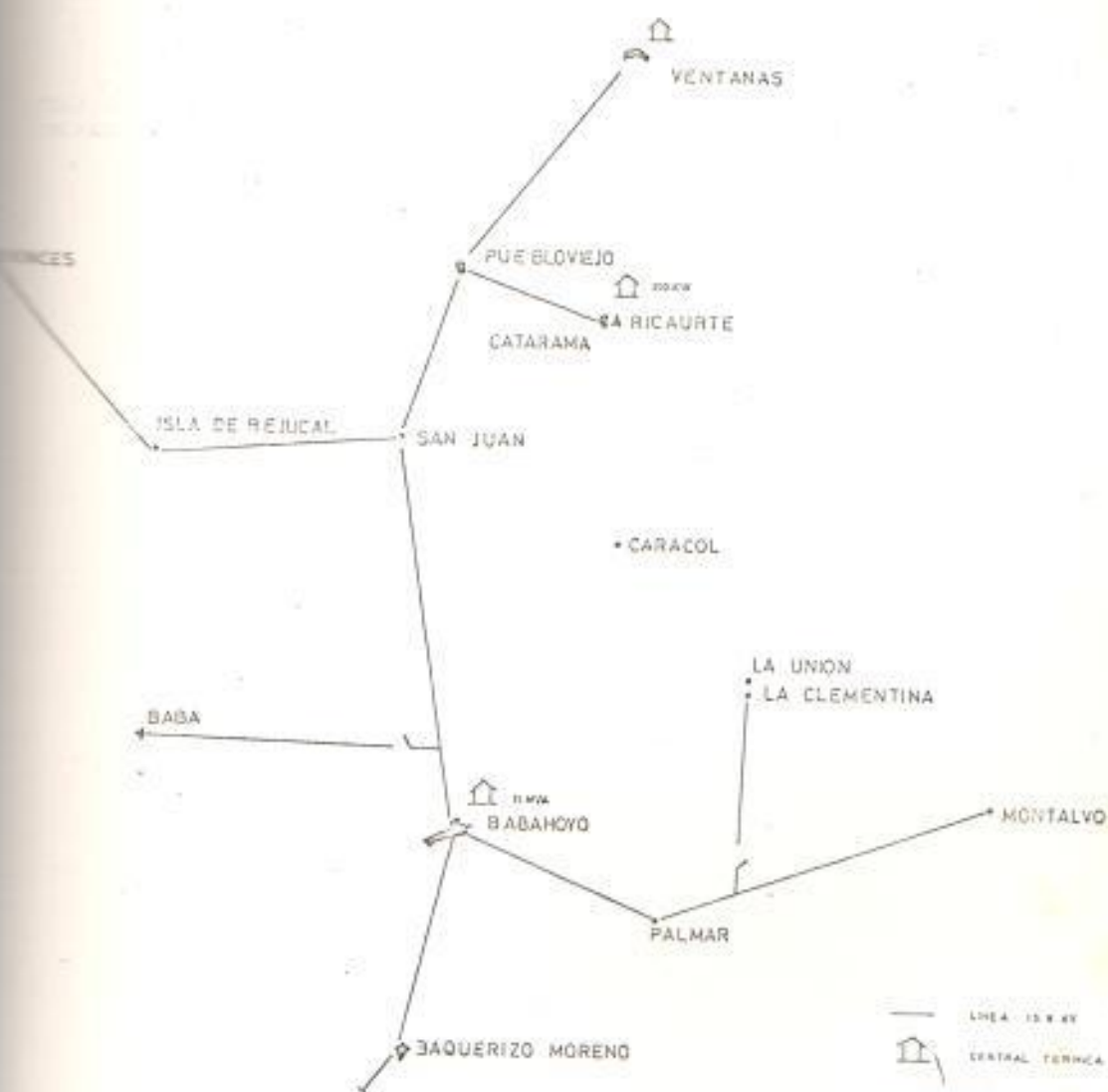
En lo referente a líneas de 138 KV, se ha decidido su construcción en postera de concreto y mediante la utilización de crucetas giratorias en vista de la topografía totalmente plana, existente entre Babahoyo y San Juan de Pueblo Viejo. En virtud de la normalización existente, las estructuras para las tensiones 13.8 KV y 34.5 KV son idénticas, habiéndose encontrado en el área de influencia Babahoyo que normalmente en 30 kilómetros de línea de subtransmisión, el 80% de las estructuras corresponden al tipo P, el 5% al tipo PP, el 11% al tipo RR, el 3% al tipo AR, el 1% al tipo ARR y el 1% restante a otros tipos de estructuras.

En virtud de lo anteriormente expresado para líneas de 13.8 y 34.5 KV, en el presente estudio se asume la utilización de estructuras P, PP, RR, ARR y ARR, observándose en los Cuadros 5.7, 5.8, 5.9, 5.10, 5.11, 5.12, 5.13,



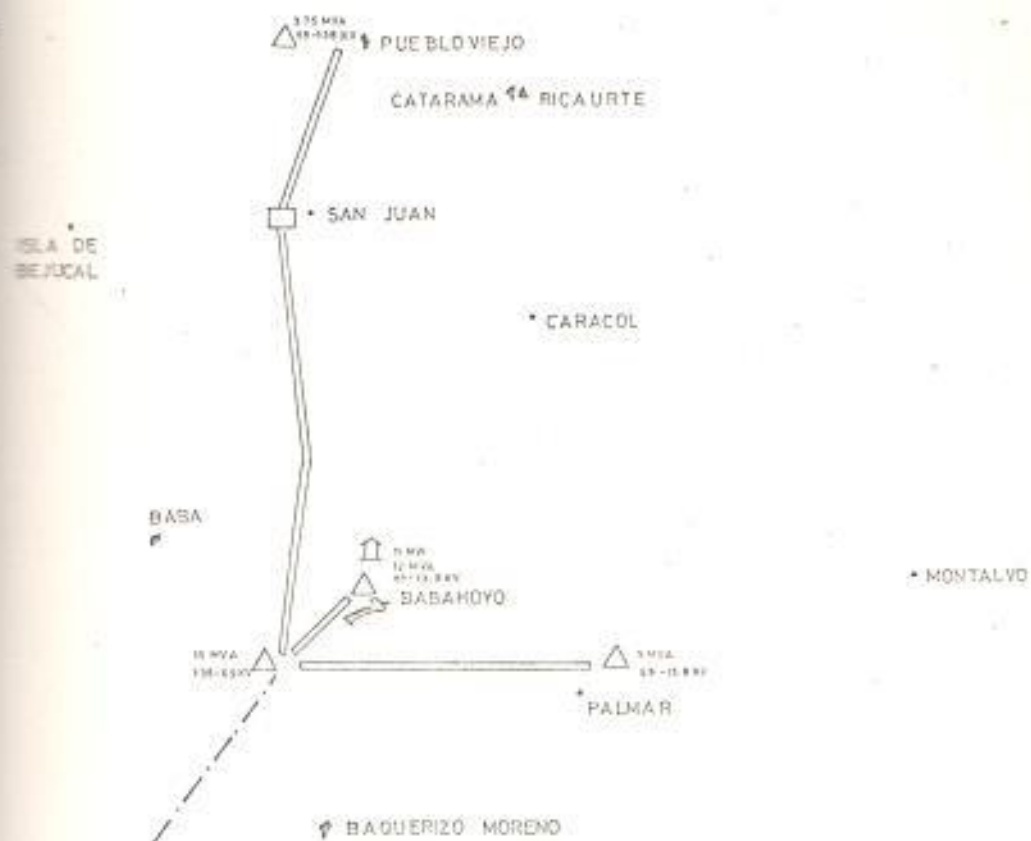
5.14, 5.15, 5.16 y 5.17, las características de los materiales que se usan en su conformación y sus costos tanto de los elementos de adquisición en el mercado local como de los de importación.

En los Cuadros 5.18 y 5.19, se observan las características de las estructuras a utilizarse en la construcción de líneas a 138 KV.



<b>SISTEMA GUAYAS-LOS RIOS</b>
AREA DE INFLUENCIA BABAHOYO
ESQUEMA DE LINEAS DE TRANSMISION CROQUIS N° 9.3
CONFORMACION AÑO 1973-78
ALTERNATIVA 158- 67-158 KV

VENTANAS

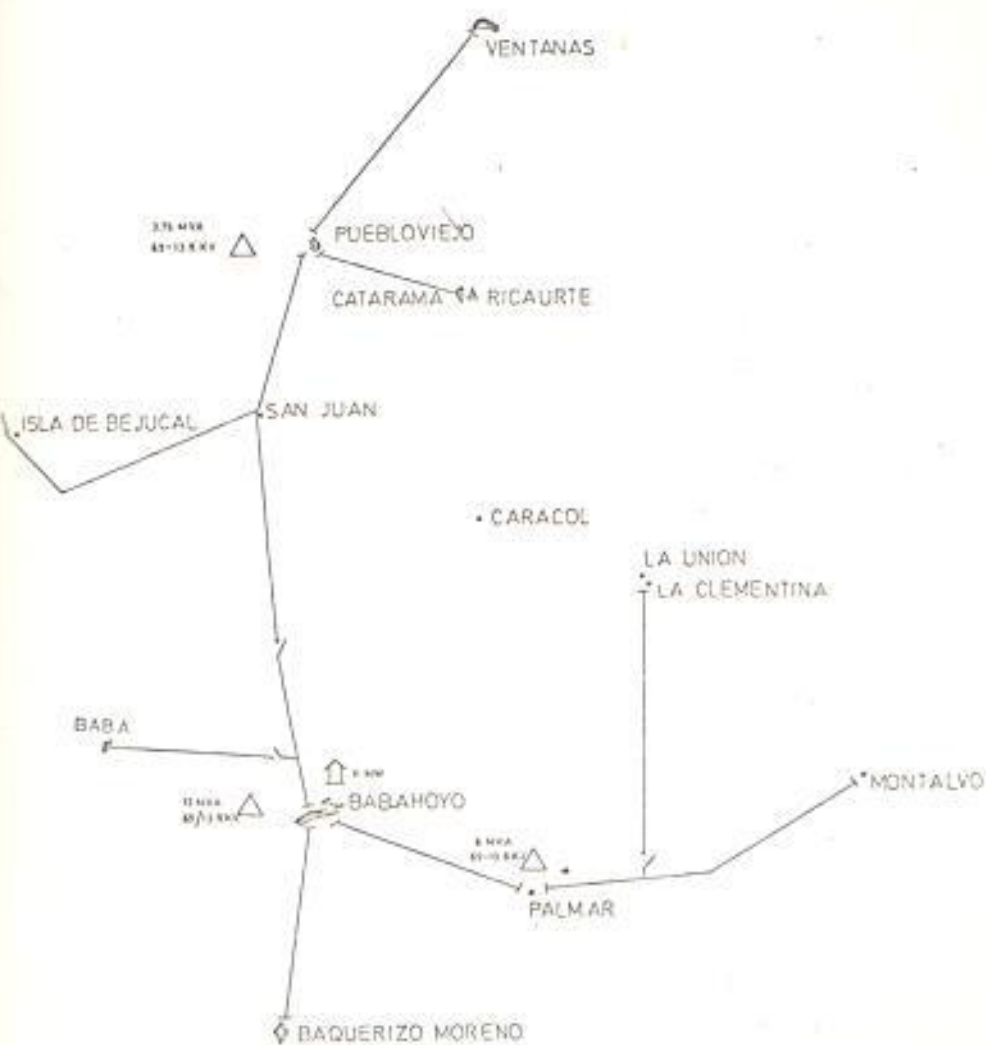


- LINEA 138 KV
- LINEA 69 KV
- △ SUBSTACION DE TRANSFORMACION
- ⌂ CENTRO FERROVIA

SISTEMA GUAYAS-LOS RIOS

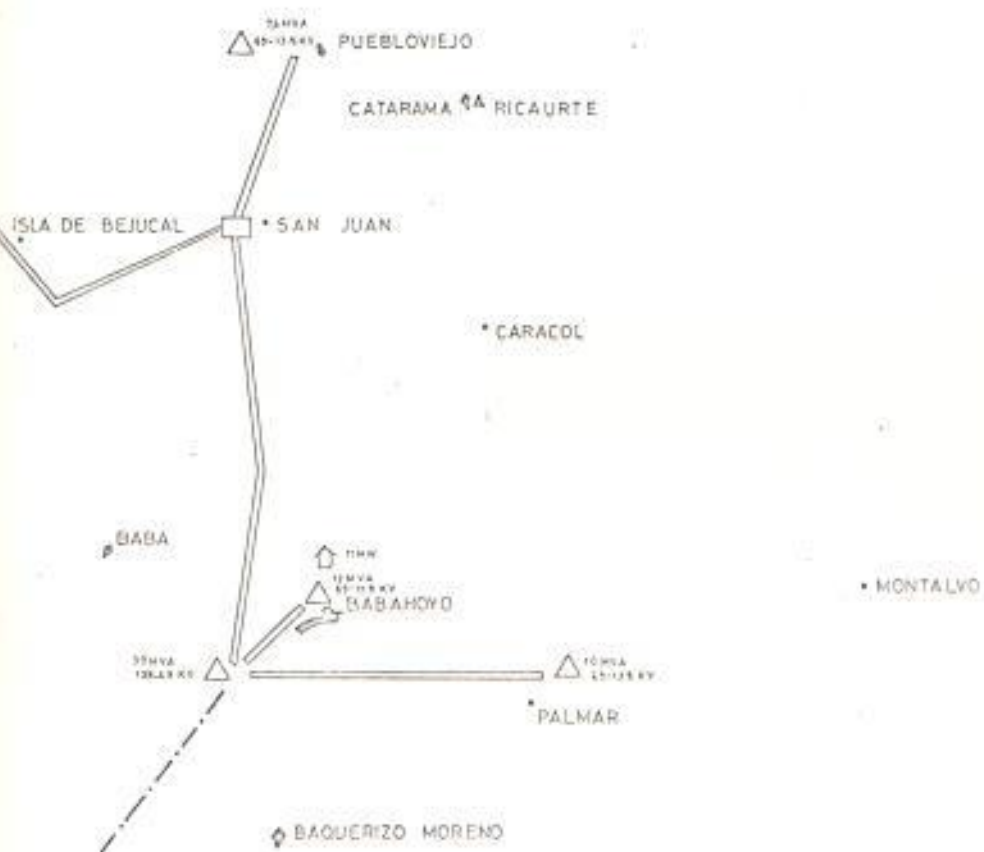
AREA DE INFLUENCIA GUAYAS

ESQUEMA DE LINEAS DE TRANSMISION  
ELABORADO EN 1972  
CONFIRMACION AÑO 1975-1980  
ALTERNATIVA 104-65-08-81



SISTEMA GUAYAS - LOS RIOS
AREA DE INFLUENCIA BABAHOYO
ESQUEMA DE LINEAS DE TRANSMISION
CUADRO N° 4.3
CONFORMACION AÑO 1970-1980
ALTERNATIVAS 120-69-132 KV

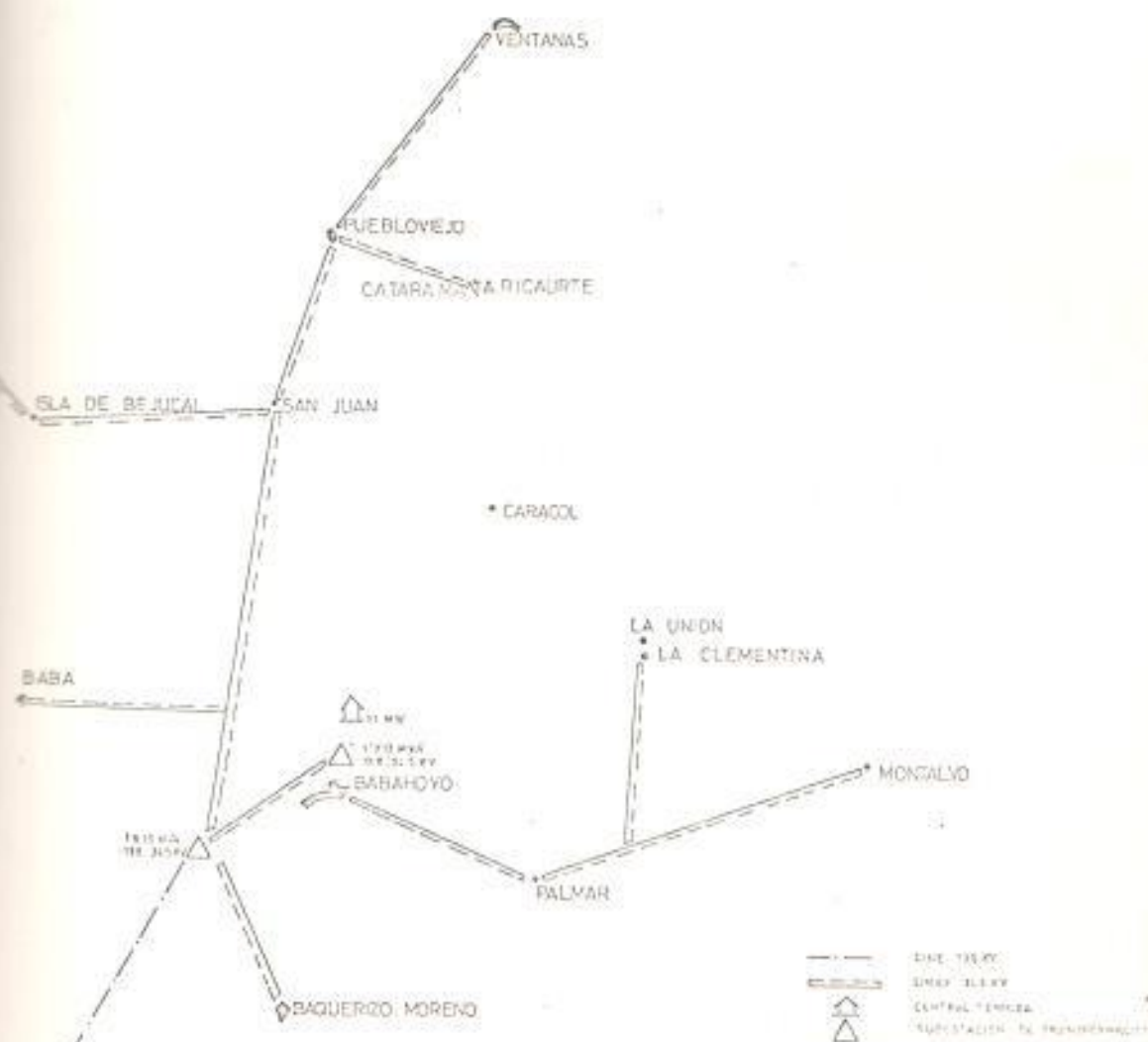
VENTANAS



SISTEMA GUAYAS-LOS RIOS
AREA DE INFLUENCIA BABAHOYO
ESQUEMA DE LINEAS DE TRANSMISION
CUADRO N° 54
DEFINICION AÑO 1995
ALTERNATIVA 138KV-132KV-138KV

SISTEMA GUAYAS-LOS RIOS

Area de influencia: Babahoyo



## SISTEMA GUAYAS-LOS RIOS

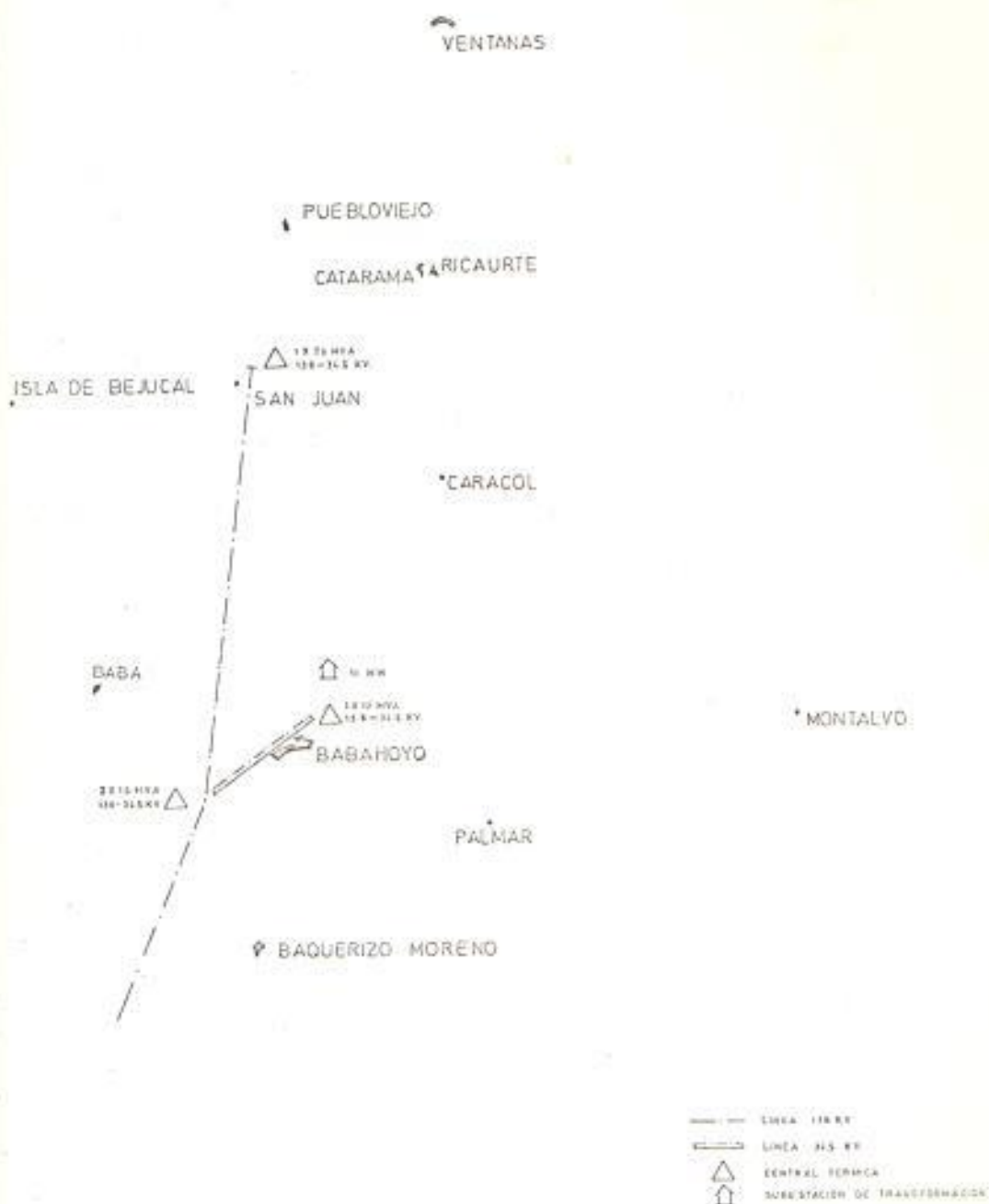
AREA DE INFLUENCIA: BABAHYO

ESTACIONES DE LINEAS DE TRANSFERENCIA

Escala 1:50,000

CONTRATO N.º 445-1961-1962

ALTERNATIVO N.º 2-A-1-A-8-A



## SISTEMA GUAYAS LOS RIOS

AREA DE INFLUENCIA GARANTADA

ESQUEMA DE LINEAS DE TRANSMISION  
CUADRO N° 52

COMPLEMENTO NRO. 1.982

ALTERNATIVA 138 KV 215 KV 138 KV

ITEM	CANTIDAD	D E S C R I P C I O N	P.UNITARIO	P. TOTAL
1	1	Poste de hormigón armado de 11 m. de longitud para 600 Kg. de tensión de rotura transversal a 25 cms. de la punta.	2.500	2.500
2	1	Cruceta de madera de 2.4 m x 9 cm x 12 cm, tratada para ser usada a la intemperie.	200	200
3	2	Pie de amigo de pletina de hierro, de 28" de longitud x 1-1/2" de ancho x 3/16" de grueso, galvanizado en caliente.	25	50
4	1	Perno pin para extensión punta de poste, sencillo, con soporte en ángulo de 24 x 2" x 1/4" y varilla soldada de 3/4", galvanizado en caliente.	110	110
5	4	Pernos tipo máquina de 5/8" de diámetro, 10" de longitud, 3" de longitud de rosca, con arandelas, tuercas y contratuerzas, galvanizados en caliente.	30	120
6	1	Perno tipo máquina de 5/8" de diámetro, 13" de diámetro, 3" de longitud de rosca con arandelas, tuercas y contratuerzas, galvanizados en caliente.	30	30
7	2	Perno tipo máquina de 3/8" de diámetro, 6" de longitud, 3" de longitud de rosca, con arandelas, tuercas y contratuerzas, galvanizado en caliente.	16	32
8	2	Pernos pin para montaje en cruceta de madera de 5/8" de diámetro con rosca de plomo de 1" de diámetro. Longitud del perno sobre la cruceta 6", longitud del pasador 6-1/2" con arandelas, tuercas y contratuerzas galvanizado en caliente.	30	60
9	3	Aisladores tipo pin de porcelana, procesada en húmedo y barnizada al fuego con agujero roscado de 1" de diámetro. Su cuanto a sus características eléctricas y mecánicas se sujetaron a las normas ANSI-55-5.	50	150



ITEM	CANTIDAD	DESCRIPCION	P.UNITARIO	P. TOTAL
		<p><u>PARA NEGRO :</u></p>		
10	1	Bastidor de hierro galvanizado en caliente de una vía, diámetro del pasador 5/8".	25	25
11	1	Perro tipo máquina de 5/8" de diámetro, 10" de longitud, 3" de longitud de rosca, galvanizado en caliente.	30	30
12	1	Aislador tipo rollo de porcelana procesada en húmedo y barnizada al fuego de diámetro 3-1/8" y 3" de alto, con agujero de 11/16" de diámetro. En cuanto a sus características mecánicas y eléctricas, se sujetaron a la norma ANSI-53-3.	10	10
		<p>COSTO TOTAL ESTRUCTURA "P" : S/ 3.317,00</p>		

ITEM	CANTIDAD	D E S C R I P C I O N	P.UNITARIO	P. TOTAL
1	1	Poste de hormigón armado de 11 metros de longitud para 600 Kg. de tensión de rotura transversal a 25 cms de la punta.	2.500	2.500
2	2	Crucetas de madera de 2.4 m x 9 cm x 12 cm, tratada para uso a la intemperie.	200	400
3	4	Pie de amigo de pletina de hierro de 28" de longitud x 1-1/2" de ancho x 3/16" de grueso, galvanizado en caliente.	25	100
4	2	Perno Pin extensión punta de poste, rosca de plomo de 1" de diámetro, con soporte de ángulo de 2"x2"x1/4" y varilla soldada de 3/4" de diámetro, galvanizado en caliente.	110	220
5	3	Perno tipo máquina de 5/8" de diámetro, 10" de longitud, 3" de longitud de rosca. con arandelas, tuercas y contratuercas, galvanizado en caliente.	30	90
6	3	Perno rosca corrida de 5/8" de diámetro, 16" de longitud, con tuercas y arandelas, galvanizado en caliente.	48	144
7	4	Perno Pin para montaje en cruceta de madera de 5/8" de diámetro con rosca de plomo de 1" de diámetro. Longitud del perno sobre la cruceta de 5", longitud del pasador 6-1/2", con arandelas, tuercas y con tratuercas, galvanizado en caliente.	30	120
8	6	Aislador tipo Pin de porcelana procesada en húmedo y barnizado en fuego, con agujero roscado de 1" de diámetro. En cuanto a sus características mecánicas y eléctricas se sujetaron a las normas ANSI-55-5.	50	300
9	1	<u>PARA NEUTRO :</u> Bastidor de hierro galvanizado en caliente, de una vta. diámetro del pasador 5/8".	25	25

ITEM	CANTIDAD	DESCRIPCION	P. UNITARIO	P. TOTAL
10	1	Perno tipo máquina de 5/8" de diámetro, 10" de longitud, 3" de longitud de rosca, galvanizado en caliente.	30	30
11	1	Aislador tipo rollo de porcelana procesada en húmedo, barnizada al fuego, de diámetro 3-1/8" y de 3" de alto, con agujero de 1 1/16". En cuanto a sus características mecánicas y eléctricas se sujetaron a las normas ANSI 53-3.	10	10
12		Material Menudo	-	80
		COSTO TOTAL ESTRUCTURA "1958" : S/ 4.083,00		

D E S C R I P C I O N

ITEM	CANTIDAD	P. UNITARIO	P. TOTAL
1	1	2.500	2.500
2	2	200	400
3	4	25	100
4	1	110	110
5	3	30	90
6	1	48	48
7	4	16	64
8	1	40	40
9	2	52	104
10	3	20	60
11	12	115	1.380

1 Poste de hormigón armado de 11 m. de longitud, 600 Kg de tensión de rotura transversal a 25 cms. de la punta.

2 Cruzeta de madera de 2,4 m x 9 cm x 12 cm tratada para ser usada a la intemperie.

3 Pie de amigo de pletina de hierro de 28" de longitud x 1-1/2" de ancho x 3/16" de grueso. galvanizado en caliente.

4 Perno Pin extensión punta de poste, rosca de plomo de 1" de diámetro, sencillo, con soporte de ángulo de 2" x 2" x 1/4" y varilla soldada de 3/4" de diámetro, galvanizado en caliente.

5 Perno tipo máquina de 5/8" de diámetro, 10" de longitud, 3" de longitud de rosca, con arandelas, tuercas y contratuercas, galvanizado en caliente.

6 Perno rosca corrida de 5/8" de diámetro, 16" de longitud con tuercas, arandelas, galvanizado en caliente.

7 Perno tipo máquina de 3/8" de diámetro, 6" de longitud, 3" de longitud de rosca, galvanizado en caliente.

8 Perno de ojo, rosca corrida de 5/8" de diámetro, 10" de longitud con tuercas y arandelas, galvanizado en caliente.

9 Perno de ojo, rosca corrida de 5/8" de diámetro, 16" de longitud con tuercas y arandelas, galvanizado en caliente.

10 Tuerca de ojo standard para pernos de 5/8" de diámetro y ojo de 1-1/2" x 11/16", galvanizado en caliente

11 Aisladores de suspensión de 6" de diámetro, de porcelana procesada en húmedo y barnizada en fuego, todas sus partes mecánicas serán galvanizadas en caliente y en sus características eléctricas y mecánicas se sujetaron a las normas ANSI-52-1

ITEM	CANTIDAD	D E S C R I P C I O N	PUNTUARIO	P. TOTAL
12	6	Grapa terminal de aluminio con horquilla y ojo para tensión de rotura de 8.000 libras de tensión de rotura y para conductores del N°6 hasta el 3/0 AWG.	100	600
13	4	Conector de ranura paralela para conductores de aluminio con un perno de sujeción, conductor principal del 6 al 3/0 AWG, derivación del 6 al 3/0 AWG.	55	220
14	1	Aislador tipo Pin, de porcelana procesada en húmedo y barnizada al fuego, con agujero roscado de 1" de diámetro. En cuanto a sus características mecánicas y eléctricas se sujetarán a las normas ANSI-55-5 <u>PARA NEUTRO:</u>	50	50
15	2	Bastidor de una vía, galvanizado en caliente, diámetro del pasador 5/8"	25	50
16	1	Perno tipo máquina galvanizado en caliente, 10" de longitud, 3" de longitud de rosca, con arandelas, tuercas y contratuercas.	30	30
17	2	Aislador de porcelana, tipo tolo, de porcelana procesada en húmedo y barnizada al fuego, de diámetro 3-1/8", y 3" de alto, con agujero 1/16" de diámetro. En cuanto a sus características mecánicas y eléctricas se sujetarán a las normas ANSI-53-3	10	20
18	5	Conector de ranuras paralelas para conductores de aluminio para rangos de conductores en principal del #6 al 1/0 AWG y en la derivación del # 6 al 1/0 AWG.	30	150
19		Material menudo	--	100

COSTO TOTAL ESTRUCTURA "RR" : S/6.116,00

ITEM	CANTIDAD	D E S C R I P C I O N	P.UNITARIO	P. TOTAL
1	1	Poste de hormigón armado de 11 m de longitud para 600 Kg de tensión de rotura transversal a 25 cm de la punta.	2.500	2.500
2	2	Pernos tipo máquina de 5/8" de diámetro, 12" de longitud con arandelas, tuercas y contratuercas, galvanizado en caliente, 3" de longitud de rosca.	36	72
3	1	Perno tipo máquina de 5/8" de diámetro, 14" de longitud, 3" de longitud de rosca, con arandelas, tuercas y contratuercas, galvanizado en caliente.	42	42
4	3	Tuerca de ojo, tipo standard, para pasador de 5/8"	20	60
5	3	Grapa angular de suspensión, de aluminio, para conductores del N°6 al 3/0 AWG.	100	300
6	6	Aisladores de suspensión de 6" de diámetro, de porcelana procesada en húmedo y barnizada al fuego, todas sus partes mecánicas, serán galvanizadas y en sus características eléctricas y mecánicas se sujetarán a las normas ANSI-52-1	115	690
		PARA NEUTRO :		
7	1	Bastidor de una vía galvanizado en caliente, diámetro del pasador 5/8"	25	25
8	1	Perno tipo máquina, galvanizado en caliente, 14" de longitud, 3" de longitud de rosca, con arandelas, tuercas y contratuercas, galvanizado en caliente.	42	42
9	1	Aislador tipo rollo de porcelana procesada en húmedo y barnizada al fuego, de 3" de diámetro y 3-1/8" de alto con agujero de 11/16" de diámetro. En cuanto a sus características mecánicas y eléctricas se sujetarán a las normas ANSI-53-3	10	10

COSTO TOTAL ESTRUCTURA AR : S/ 3.741,00

ITEM	CANTIDAD	D E S C R I P C I O N	P. UNITARIO	P. TOTAL
1	1	Poste de 11 m de longitud. 600 Kg de tensión de rotura transversal a 25 cms de longitud, de concreto armado.	2.500	2.500
2	6	Abrazaderas simples de platinas de hierro de 1-1/2" x 1/4" con dos pernos de ajuste de 5/8"x4", rosca corrida, cabeza estampada y cuello cuadrado y perno de sujeción de 5/8" x 1-1/2" de diámetro de 5-1/2"x6", galvanizado.	85	510
3	6	Tuercas de ojo standard para pasador de 5/8"	20	120
4	12	Aisladores de suspensión de 6" de diámetro, de porcelana procesada en húmedo y barnizada al fuego, todas sus partes eléctricas y mecánicas se sujetarán a las normas ANSI-52-1	115	1.380
5	6	Grapa terminal de aluminio con horquilla y ojo, para 8.000 libras de tensión de rotura para conductores desde el #6 al 3/0 AWG.	206	1.236
6	3	Conector de ranuras paralelas con un perno de sujeción. Conductores principales del 6 al 3/0 AWG, derivación del 6 al 3/0 AWG.	50	150
		PARA NEUTRO :		
7	2	Bastidor de una vía, galvanizado en caliente, diámetro del pasador 5/8"	25	50
8	2	Abrazaderas simples de platinas de hierro de 1-1/2" x 1/4" con dos pernos de ajuste de 5/8" x 4", rosca corrida, cabeza estampada y cuello cuadrado, perno de sujeción de 5/8" x 1-1/2".	85	170
9	2	Aislador tipo rollo de porcelana procesada en húmedo, barnizada al fuego, de 3" de diámetro, 3-1/8" de diámetro. En cuanto a sus características mecánicas y eléctricas se sujetarán a las normas ANSI-53-3	10	20
10	5	Conector de ranuras paralelas para conductores de aluminio para rangos de conductores principales del #6 al 1/0 AWG y derivación del #6 al 1/0 AWG.	30	150

COSTO TOTAL ESTRUCTURA ABR: \$/ 6.286,00

ITEM	CANTIDAD	DESCRIPCION	P. UNITARIO	P. TOTAL
1.	1	Poste de hormigón armado de 11 m de longitud para 600 Kg. de tensión de rotura transversal a 35 cms de la punta.	2.500	2.500
2.	1	Crucecita de madera de 2.4 m x 9 cm x 12 cms tratada para uso a la intemperie.	200	200
3.	2	Pie de amigo en pletina de hierro de 28" de longitud x 1-1/2 de ancho x 3/16" de grueso, galvanizado en caliente.	25	50
4.	1	Perno Pin para extensión punta de poste de 3/4" de diámetro con rosca de plomo de 1-3/8" de diámetro, galvanizado en caliente.	150	150
5.	4	Perno tipo máquina de 5/8" de diámetro, 10" de longitud, 3" de longitud de rosca, con arandelas, tuercas y contratuercas, galvanizado en caliente.	30	120
6.	1	Perno tipo máquina de 5/8" de diámetro, 13" de longitud, 3" de longitud de rosca, con arandelas, tuercas y contratuercas, galvanizado en caliente.	30	30
7.	2	Perno tipo máquina de 3/8" de diámetro, 6" de longitud, 3" de longitud de rosca, con arandelas, tuercas y contratuercas, galvanizado en caliente.	16	32
8.	2	Perno Pin para montaje en cruceta de madera de 3/4" de diámetro con rosca de plomo de 1-3/8" de diámetro, longitud del perno sobre la cruceta 10", longitud del pasador 6-1/2", con arandelas, tuercas y contratuercas, galvanizado en caliente.	75	150
9.	3	Aisladores tipo Pin de porcelana procesada en húmedo y barnizada al fuego, con agujero roscado de 1-3/8" de diámetro. En cuanto a sus características eléctricas y mecánicas se sujetarán a las normas ANSI-56-3.	150	450



ITEM	CANTIDAD	D E S C R I P C I O N	PUNITARIO	P. TOTAL
10	1	<p>PARA NEUTRO:</p> <p>Bastidor de hierro galvanizado en caliente de una vía, diámetro del pa- sador 5/8".</p>	25	25
11	1	<p>Perno tipo máquina de 5/8" de diámetro, 10" de longitud, 3" de longi- tud de rosca, galvanizado en caliente.</p>	30	30
12	1	<p>Aislador tipo rollo de porcelana procesada en húmedo y barnizada al fuego, de diámetro 3-1/8" y 3" de alto, con agujero 11/16" de diáme- tro. En cuanto a sus características mecánicas y eléctricas se sujeta rán a las normas ANSI-53-3</p>	10	10
COSTO TOTAL ESTRUCTURA P : S/ 3,747.00				

ITEM	CANTIDAD	D E S C R I P C I O N	P. UNITARIO	P. TOTAL
1	1	Poste de hormigón armado de 11 metros de longitud para 600 Kg. de tensión de rotura transversal a 25 cm de la punta.	2.500	2.500
2	2	Cruceñas de madera de 2.4 m x 9 cm x 12 cm tratada para uso a la intemperie.	200	400
3	4	Pie de amigo de pletina de hierro de 28" de longitud x 1-1/2" de ancho x 3/16" de grueso, galvanizado en caliente.	25	100
4	2	Perno Pin extensión puntal de poste, rosca de plomo de 1-3/8" de diámetro con soporte ángulo de 2" x 2" x 1/4" y varilla soldada de 3/4" de diámetro, galvanizado en caliente.	150	300
5	3	Perno tipo máquina de 5/8" de diámetro, 14" de longitud, 3" de longitud de rosca, con arandelas, tuercas y contratuercas, galvanizado en caliente.	40	120
6	3	Perno rosca corrida, de 5/8" de diámetro, 20" de longitud, con tuercas y arandelas, galvanizado en caliente.	60	180
7	4	Perno máquina de 3/8" de diámetro, 6" de longitud, 3" de longitud de rosca, galvanizada en caliente.	16	64
8	4	Perno Pin para montaje en cruzeta de madera de 3/4" de diámetro con rosca de plomo 1-3/8" de diámetro. Longitud del perno sobre la cruzeta 8", longitud del pasador 6-1/2", con arandelas, tuercas y contratuercas galvanizado en caliente.	75	300
9	6	Aislador tipo Pin de porcelana procesada en húmedo y barnizado en fuego con agujero roscado de 1-3/8" de diámetro. En cuanto a sus características mecánicas y eléctricas se sujetarán a las normas ANSI-56-3	150	900
10	2	Especiadores en ángulo 4.	15	30

ITEM	CANTIDAD	DESCRIPCION	P.UNITARIO	P. TOTAL
11	1	<u>PARA NEUTRO :</u> Bastidor de hierro galvanizado en caliente de una vía, diámetro del pa sador 5/8".	25	25
12	1	Perno tipo máquina de 5/8" de diámetro, 10" de longitud, 3" de longitud de rosca, galvanizado en caliente.	30	30
13	1	Aislador tipo rollo de porcelana procesada en húmedo y barnizada al fue go, de diámetro 3-1/8" y 3" de alto, con agujero de 11/16". En cuanto a sus características mecánicas y eléctricas se sujetarán a las normas ANSI-53-3	10	10
COSTO TOTAL ESTRUCTURA PP : S/ 4.959,00				

ITEM	CANTIDAD	D E S C R I P C I O N	P.UNITARIO	P. TOTAL
1	1	Poste de hormigón armado de 11 m de longitud de 600 Kg. de tensión de rotura transversal, a 25 cms de la punta.	2.500	2.500
2	2	Crucecita de madera de 2.4 m x 9 cms x 12 cms, tratada para ser usada en la intemperie.	200	400
3	4	Pie de anillo de pletina de hierro de 28" de longitud por 1-1/2" de ancho, por 3/16" de grueso, galvanizado en caliente.	25	100
4	1	Perno Pin extensión punta de poste, rosca de plomo de 1-3/8" de diámetro, sencillo con soporte de ángulo de 2" x 2" x 1/4" y varilla soldada de 7/8" de diámetro, galvanizada en caliente.	150	150
5	3	Perno tipo máquina de 5/8" de diámetro, 10" de longitud, y 3" de longitud de rosca con arandelas, tuercas y contratuercas, galvanizado en caliente.	30	90
6	1	Perno rosca corrida de 5/8" de diámetro, 16" de longitud, con tuercas y arandelas, galvanizado en caliente.	48	48
7	4	Perno tipo máquina de 3/8" de diámetro, 6" de longitud de rosca, galvanizado en caliente.	16	64
8	1	Perno de ojo, rosca corrida de 5/8" de diámetro, 110" de longitud, con tuercas y arandelas, galvanizado en caliente.	40	40
9	2	Perno de ojo, rosca corrida de 5/8" de diámetro, 16" de longitud con tuercas y arandelas, galvanizado en caliente.	52	104
10	3	Tuerca de ojo, standard, para pernos de 5/8" de diámetro y ojo de 1-1/2" x 11/16", galvanizado en caliente.	20	60
11	24	Aislador de suspensión de 6" de diámetro, de porcelana procesada en húmedo y barnizada al fuego, todos sus partes mecánicas serán galvanizadas en caliente y en sus características eléctricas y mecánicas se sujeta -		

ITEM	CANTIDAD	DESCRIPCION	P. UNITARIO	P. TOTAL
12	6	Grapa terminal de aluminio con horquilla y ojo, para tensión de rotura de 8.000 libras y para rango de conductores del N°6 hasta el 3/0 AWG.	100	600
13	4	Conector de ranuras paralelas para conductores de aluminio con un perno de sujeción, conductor principal del 6 al 3/0 AWG, derivación del 6 al 3/0 AWG.	50	200
14	1	Aislador tipo Pin de porcelana procesada en húmedo y barnizada al fuego con agujero roscado de 1-3/8" de diámetro. En cuanto a sus características mecánicas y eléctricas se sujetarán a las normas ANSI-56-3 <u>PARA NEUTRO :</u>	150	150
15	2	Bastidor de una vía, galvanizado en caliente, diámetro del pasador 5/8"	25	50
16	1	Perno tipo máquina, galvanizado en caliente, 10" de longitud, 3" de longitud de rosca, con arandelas, tuercas y contratuerzas.	30	30
17	2	Aislador de porcelana tipo rollo, de porcelana procesada en húmedo y barnizada al fuego, de diámetro 3-1/8" y 3" de alto, con agujero de 1-1/16" de diámetro. En cuanto a sus características mecánicas y eléctricas se sujetarán a las normas ANSI-53-3	10	20
18	5	Conector de ranuras paralelas para conductores de aluminio para rangos de conductores en principal del N°6 al 1/0 AWG y en la derivación del N°6 al 1/0 AWG.	30	150
19		Material menudo	---	636

COSTO TOTAL ESTRUCTURA BR : S/ 8.152,00

ITEM	CANTIDAD	D E S C R I P C I O N	P.UNITARIO	P. TOTAL
1	1	Poste de hormigón armado de 11 m de longitud para 600 Kg de tensión de rotura transversal a 25 cms de la punta.	2.500	2.500
2	2	Pernos tipo máquina de 5/8" de diámetro, 12" de longitud con arandelas tuercas y contratuercas, galvanizado en caliente, 3" de longitud de rosca.	36	72
3	1	Perno tipo máquina de 5/8" de diámetro, 14" de longitud, 3" de longitud de rosca, con arandelas, tuercas y contratuercas, galvanizado en caliente.	42	42
4	3	Tuerca de ojo, tipo standard para pasador de 5/8"	20	60
5	6	Grapa angular de suspensión de aluminio, para conductores del N°6 al 3/0 AEG.	100	300
6	12	Aisladores de suspensión de 6" de diámetro, de porcelana procesada en húmedo y barnizada al fuego, todas sus partes mecánicas serán galvanizadas y en sus características eléctricas y mecánicas se sujetarán a las normas ANSI-52-1 PARA NEUTRO :	115	1.380
7	1	Bastidor de una vía, galvanizado en caliente, diámetro del pasador 5/8"	25	25
8	1	Perno tipo máquina, galvanizado en caliente, 14" de longitud, 3" de longitud de rosca, con arandelas, tuercas y contratuercas, galvanizado en caliente.	42	42
9	1	Aislador tipo rollo de porcelana procesada en húmedo y barnizada al fuego, de diámetro 3" y 3-1/8" de alto con agujero de 11/16" de diámetro. En cuanto a sus características mecánicas y eléctricas se sujetarán a las normas ANSI-53-3	10	10

COSTO TOTAL ESTRUCTURA AR 1'S/ 4.631,00

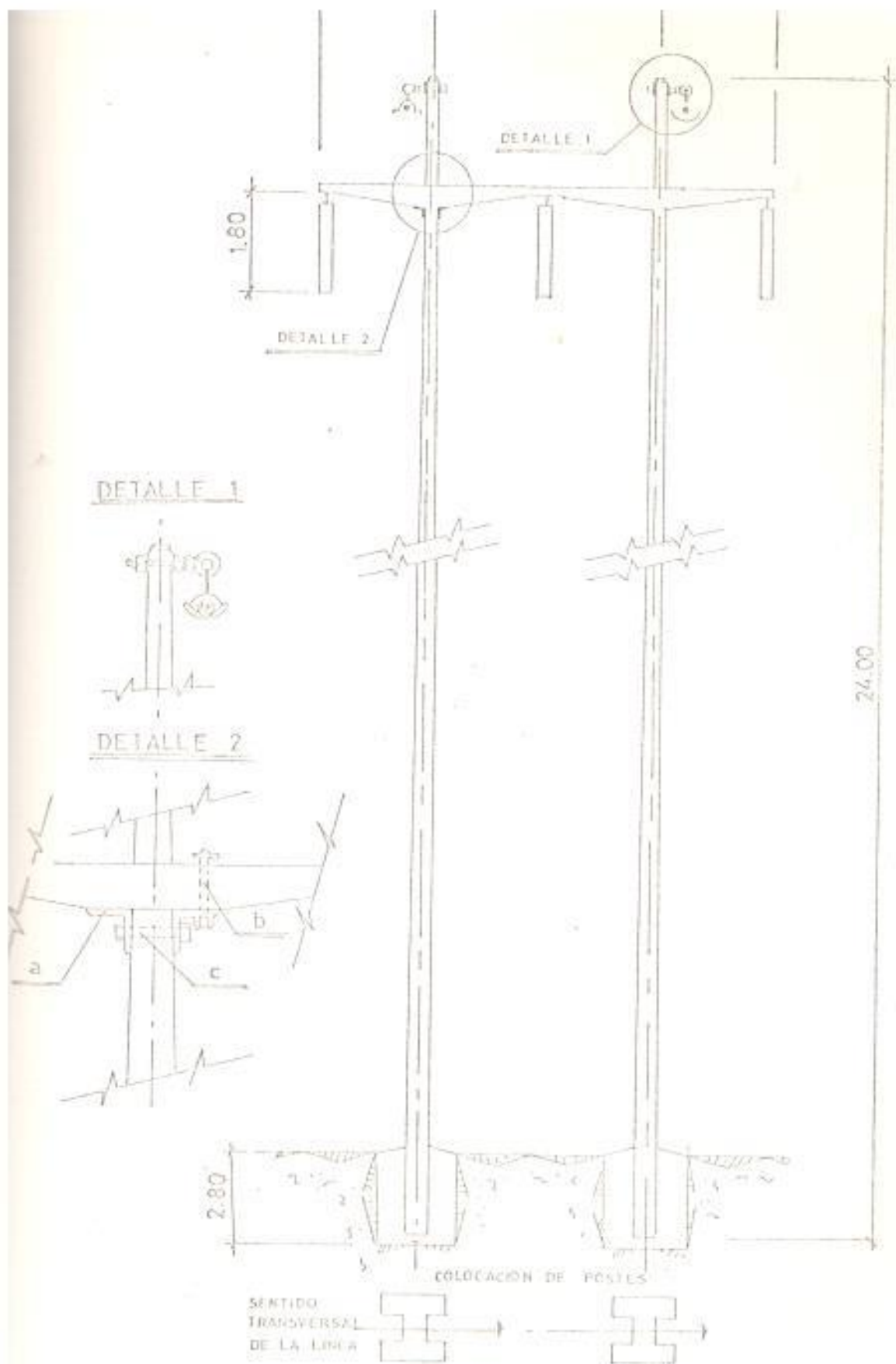
ITEM	CANTIDAD	DESCRIPCION	P.UNITARIO	P. TOTAL
1	1	Poste de 11 m de longitud, 600 Kg de tensión de rotura transversal a 25 cms de longitud, de concreto armado.	2.500	2.500
2	6	Abrazaderas simples de pletina de hierro de 1-1/2" x 1/4" con dos pernos de ajuste de 5/8" x 4", rosca corrida, cabeza estampada y cuello cuadrado, y perno de sujeción de 5/8" x 1-1/2", diámetro de 5-1/2" x 6", galvanizado.	85	510
3	6	Tuercas de ojo standard para pasador de 5/8"	20	120
4	24	Aisladores de suspensión de 6" de diámetro, de porcelana procesada en horno y barnizada al fuego, todas sus partes eléctricas y mecánicas se sujetaron a las normas ANSI-52-1	115	2.760
5	6	Grapa terminal de aluminio con horquilla y ojo para 8.000 libras de tensión de rotura y para conductores desde el N°6 al 3/0 AWG.	100	600
6	3	Conector de ramitas parafleas con un perno de sujeción. Conductores principales del 6 al 3/0 AWG, derivación del 6 al 3/0 AWG.	50	150
7	2	<u>PARA NEUTRO :</u> Bastidor de una vía, galvanizado en caliente, diámetro del pasador 5/8"	25	50
8	2	Abrazaderas simples de pletina de hierro de 1-1/2" x 1/4" con dos pernos de ajuste de 5/8" x 4", rosca corrida, cabeza estampada y cuello cuadrado, perno de sujeción de 5/8" x 1-1/2", diámetro 5-1/2" - 6", galvanizado.	85	170
9	2	Aislador tipo rollo, de porcelana procesada en horno, barnizada al fuego, de 3" de diámetro, 3-1/8" de diámetro. En cuanto a sus características mecánicas y eléctricas se sujetaron a las normas ANSI-53-3	10	20

ITEM	CANTIDAD	DESCRIPCION	PUNTARIO	P. TOTAL
10	5	Conector de ramiras paralelas para conductores de aluminio para rangos de conductores principales del N° 6 al 1/0 AWG y derivación del N° 6 al 1/0 AWG.	30	150
11		Material montado	--	636
		COSTO TOTAL ESTRUCTURA ASB: S/ 3.666,00		

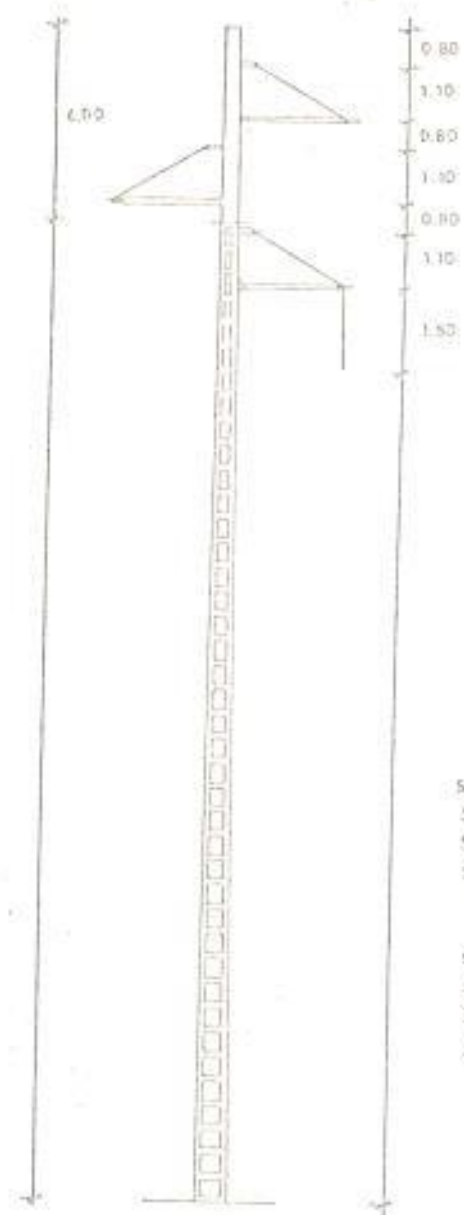


ITEM	CANTIDAD	D E S C R I P C I O N	PUNTARIO	P. TOTAL
1	18	Perros de cable de acero galvanizado; 1/2" de diámetro, grado de alta resistencia, 7 hilos, para ser usados en tensores de una resistencia mínima de 10,800 libras.	17	306
2	1	Aislador tipo retenida de porcelana, procesada en húmedo y barnizada al fuego. En cuanto a sus características eléctricas y mecánicas se sujetarán a las normas ANSI-54-3	40	40
3	4	Grupa mordaza de 3 pernos de sujeción para uso con cables de acero desde 5/16" a 1/2"	80	320
4	1	Varilla de anclaje de 5/8" de diámetro x 2.40 metros de longitud, con dos tuercas y arandelas (dos) cuadradas de 4" x 4" x 3/16"	130	130
5	1	Bloque de anclaje de concreto armado (alma de hierro) de 50 cms x 50 cms x 15 cms.	150	150

COSTO TOTAL ESTRUCTURA TT : S/ 945.00



LINEAS DE TRANSMISION  
 ESTRUCTURA DE REFERENCIA  
 138 KV  
 CUADRO N° 5-18



## HAF

S-20 - 10.70  
 S-21 - 12.05  
 S-23 - 11.40  
 S-24 - 14.75

## SE

S. 20 2.30  
 S. 21 1.50  
 S. 23 2.60  
 S. 24 2.25

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN  
 ESTRUCTURA DE ALINEACIÓN  
 138 KV  
 CUADRO N° 5 10

## 2.5. Valores Adoptados para el Estudio

Los valores adoptados en el presente estudio tienen que ver con los siguientes rubros:

-Costos de Líneas : estos costos se han obtenido en función de los precios de materiales, equipos y mano de obra observados en el área bajo estudio, de las liquidaciones de pedidos de importación efectuados por INECEL y de los costos de materiales de fabricación nacional.

Para determinar el costo unitario de líneas a 13.8 KV y de 34.5 KV se realizó un análisis de costo inicial de 30 Km de línea de esas características, a fin de determinar por cada kilómetro la conformación de la línea con los diferentes tipos de estructuras normalizadas, llegando a los resultados descritos en el acápite d de este Capítulo y en los Cuadros 5.20, 5.21, 5.22, 5.23, 5.24 y 5.25.

-Razón de Cargos Fijos: La razón de los cargos fijos compuesto por los cargos de depreciación, operación y mantenimiento e intereses de préstamos para las líneas bajo estudio, se ha estimado en el 12% anual, en fun

ción de la experiencia observada en el área de influencia Babahoyo.

Operación y Mantenimiento:	3.0%
Depreciación :	4.0%
Intereses :	5.0%
<hr/>	
Razón de Cargos Fijos :	12.0%

-Cargos por Demanda y Consumo de Energía: Los cargos por demanda de potencia y consumo de energía se han tomado en base al Pliego Tarifario existente en la actualidad en la Empresa Eléctrica Los Ríos y mediante la introducción de reajustes al mismo, en función de las inversiones que se ejecutan en el área, llegándose a resultados de S/40,00/KW y S/0.85/KWH.

-Factor de Ajuste de Demanda : El factor de ajuste de demanda adoptado es el de 0.8, que corresponde a la generalidad de lo impuesto por las cláusulas de demanda mínima facturable en los Contratos de Compra-Venta de potencia y energía en bloque.

-Las Caídas de Tensión asumidas como máximas permisibles en las líneas bajo estudio son del 7% y calculadas mediante el uso de las tablas "Performance Chartis for

Transmission Lines 60 Cycle - General Electric", y de acuerdo a la fórmula:

$$\text{Porcentaje de Caída de Voltaje} = \frac{\text{KVA}(\text{R} \cos \theta + \text{X} \text{ Sen } \theta)}{10 (\text{KV})^2}$$

Los pararrayos serán de tipo válvula para tensión nominal de 27 KV, 125 KV de nivel básico de aislamiento; en el caso de uso de tensión 34.5 GrdY/19.9KV para sub-transmisión.

En el caso de usarse 13.8 KV GrdY/7.96 KV, como tensión en las líneas de subtransmisión los pararrayos tipo válvula serán de 10 KV de tensión nominal y 95 KV de nivel básico de aislamiento.

-Las cajas portafusibles, serán tipo abierto, para operación bajo carga, tensión nominal 15 KV, 100 amperios y 95 KV de nivel básico de aislamiento cuando se trate de la alternativa 13.8 GrdY/7.96 KV como voltajes de líneas.

En el caso de la alternativa 34.5KV GrdY/19.9KV las cajas portafusibles serán de tipo abierto, 200 amperios, 27 KV de tensión nominal y 125 KV de nivel básico de aislamiento.

- Los reconectadores automáticos serán de 38 KV de tensión nominal, 150 KV de nivel básico de aislamiento.
- Los costos de los materiales locales (postes, cruces, herrajes, etc) utilizados en este estudio pertenecen a los observados en el mercado en el primer semestre de 1977.
- Los costos para cada tipo de estructura se obtuvieron de la utilización de postes de concreto rectangular, perforados en sus dos caras para aminorar el uso de herrajes.
- Los valores de resistencia de los conductores por diferente calibre, fue tomado de las tablas 2A del "Libro de Referencia para Transmisión y Distribución Eléctrica" de Westinghouse, Página 50.
- Los costos de línea de 69KV construídas con conductores 336 MCM y postería de concreto es de S/450.000,- /Km, para un solo circuito y de acuerdo a las estructuras normalizadas por INECEL con postería de 18 metros de longitud total, vano utilizado 200 M.
- Los costos de líneas a 138 KV construídas con conduc

torres 266.8 NCM, postera de concreto de 22M en el 85%, torres de acero en el 15% y crucetas giratorias es de S/560.000/Km, vano utilizado 225 M.



CLAVE	CALIBRE	PESO (LBS-MILLA)	PESO (KG-KM)
KAKI	4 AVG	241	68
KENCH	2 AVG	384	108.5
KIBE	1/0 AVG	611	172.6
KAYAK	2/0 AVG	770	217.5
KOPECH	3/0 AVG	970	274
KITTLE	4/0 AVG	1.224	345.8

COSTOS :

MANO DE OBRA TREFILACION : S/ 7.50 KB

ALAMBRO DE ALUMINIO 5005 : 32.00 KB

CLAVE	CALIBRE	PESO NETO	PESO DE ALAMBRO	COSTO DE ALAMBRO	COSTO DE TREFILACION	COSTO TOTAL
NANI	4 AWG	68 Kg/km	70 Kg/km	2.240	510	2.750
KENCH	2 AWG	108.5 Kg/km	110 Kg/km	3.520	813.75	4.333,75
KIBE	1/0 AWG	172.6 Kg/km	175 Kg/km	5.600	1.294,50	6.894,50
KAYAK	2/0 AWG	217.5 Kg/km	221 Kg/km	7.072	1.631,25	8.703,25
KOPECK	3/0 AWG	274 Kg/km	278 Kg/km	8.896	2.055,00	10.951,00
KITTLE	4/0 AWG	345.8 Kg/km	351 Kg/km	11.232	2.593,50	13.825,50

MANO DE OBRA

## A) ESTRUCTURAS DE SOPORTE

TIPO	CANTIDAD	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
P	240	350,00	84.000,00
PP	15	400,00	6.000,00
RR	33	500,00	16.500,00
AR	9	470,00	4.230,00
ARR	3	500,00	1.500,00
TI	126	450,00	56.700,00
			<u>168.930,00</u>

## B) EQUIPOS DE PROTECCION

Puestas a tierra	60	200,00	12.000,00
Pararrayos	30	300,00	9.000,00
Seccionadores	6	300,00	1.800,00
			<u>22.800,00</u>

## C) ERECCION DE POSTERIA

POSTERIA 11 m x 600 KR.	300	500,00	150.000,00
HUECOS	300	60,00	18.000,00
APERTURA DE TROCHA	30 (5m)	1.000,00	30.000,00
			<u>198.000,00</u>

## D) TENDIDO DE CONDUCTORES

	<u>CANTIDAD</u>	<u>VALOR UNITARIO</u>	<u>VALOR TOTAL</u>
-CONDUCTOR DE FASES 3/0 AWG	94.500 m.	4,00	378.000,00
-CONDUCTOR DE NEUTRO 1/0 AWG	31.500 m.	3,00	94.500,00
-CONDUCTOR DE FASES 2/0 AWG	94.500 m.	3,50	330.750,00
-CONDUCTOR DE NEUTRO 2 AWG	31.500 m.	2,70	85.050,00
-CONDUCTOR DE FASES 1/0 AWG	94.500 m.	3,00	283.500,00
-CONDUCTOR DE NEUTRO 2 AWG	31.500 m.	2,70	85.050,00

## A) ESTRUCTURAS DE SOPORTE

<u>TIPO</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>VALOR UNITARIO</u>	<u>VALOR TOTAL</u>
P	240	3.317,00	796.080,00
PP	15	4.083,00	61.245,00
BR	33	6.116,00	201.828,00
AR	9	3.741,00	33.669,00
ARR	3	6.286,00	18.858,00
TT	126	946,00	119.196,00
			<u>1'230.876,00</u>

## B) EQUIPOS DE PROTECCION

- PARARRAYOS TIPO VALVULA
- SECCIONADORES 200 AMP., 15 KV
- PUESTA A TIERRA

	30	400,00	12.000,00
	6	1.200,00	7.200,00
	60	150,00	9.000,00
			<u>28.200,00</u>

## C) CONDUCTOR

- CONDUCTOR DE FASES 1/0 AWG
- CONDUCTOR DE NEUTRO 2 AWG
- CONDUCTOR DE FASES 2/0 AWG
- CONDUCTOR DE NEUTRO 2 AWG
- CONDUCTOR DE FASES 3/0 AWG
- CONDUCTOR DE NEUTRO 1/0 AWG

	94.500(KM)	6.895,00	651.577,50
	31.500(KM)	4.334,00	136.521,00
	94.500 (KM)	8.704,00	822.528,00
	31.500(KM)	4.314,00	136.521,00
	94.500(KM)	10.951,00	1'034.869,50
	31.500(KM)	6.895,00	217.192,50

COSTOS DE LINEAS 13,2 KV POR KILOMETRO

\* CUADRO N°5.23

INDUCTOR DE FASES 1/0 AWG  
 INDUCTOR DE NEUTRO 2 AWG

Estructuras de soporte	S/ 41.029,00
Equipos de Protección	940,00
Conductores	26.269,95
Diseño y Estacamiento	3.000,00
Mano de Obra	25.276,00
Supervisión	4.825,75
	<hr/>
	S/101.340,90

INDUCTOR DE FASES 2 /0 AWG  
 INDUCTOR DE NEUTRO 2 AWG

Estructuras de soporte	41.029,20
Equipos de Protección	940,00
Conductores	31.968,00
Diseño y Estacamiento	3.000,00
Mano de Obra	26.851,00
Supervisión	5.189,45
	<hr/>
	S/ 108.977,95

COSTOS DE LINEAS 13.8 KV POR KILOMETRO

CUADRO 5.23 (CONT.)

CONDUCTOR DE FASES 3/0 AWG  
 CONDUCTOR DE NEUTRO 1/0 AWG

) Estructuras de Soporte	S/ 41.029,00
) Equipos de Protección	940,00
) Conductores	41.735,40
) Diseño y Estacamiento	3.000,00
) Mano de Obra	28.741,00
) Supervisión	5.772,30
	<hr/>
	S/121.217,88

CONDUCTOR DE FASES 4/0 AWG  
 CONDUCTOR DE NEUTRO 1/0 AWG

) Estructuras de Soporte	41.029,00
) Equipos de Protección	940,00
) Conductores	50.789,50
) Diseño y Estacamiento	3.000,00
) Mano de Obra	30.316,00
) Supervisión	6.303,75
	<hr/>
	S/. 132.378,00

MATERIALES Y EQUIPOS

## A) ESTRUCTURAS DE SOPORTE

<u>TIPO</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>VALOR UNITARIO</u>	<u>VALOR TOTAL</u>
F	240	3.747,00	899.280,00
PP	15	4.959,00	74.385,00
RR	33	8.152,00	269.016,00
AR	9	4.431,00	39.879,00
ARR	3	7.666,00	22.998,00
TT	126	946,00	119.196,00
			<u>S/1.424.754,00</u>

## B) EQUIPOS DE PROTECCION

Pararrayos tipo válvula de 27 KV	30	1.000,00	30.000,00
Seccionadores de 200 Amp.-15 KV	6	1.575,00	9.450,00
Puesta a tierra	60	150,00	9.000,00
			<u>S/ 48.450,00</u>

## C) CONDUCTOR

Conductor de fases 1/0 AWG	94.500 (KM)	6.895,00	651.577,50
Conductor de neutro 2 AWG	31.500 (KM)	4.334,00	136.521,00
			<u>788.098,50</u>



	CANTIDAD	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
Conductor de Fases 2/0 AWG	94.500 (KM)	8.704,00	822.528,00
Conductor de neutro 2 AWG	31.500 (KM)	4.334,00	136.521,00
			959.049,00
Conductor de fases 3/0 AWG	94.500 (KM)	10.951,00	1'034.869,50
Conductor de neutro 1/0 AWG	31.500 (KM)	6.895,00	217.192,50
			1'252.062,00
Conductor de fases 4/0 AWG	94.500 (KM)	13.825,50	1'306.509,75
Conductor de neutro 1/0 AWG	31.500 (KM)	6.894,50	217.176,75
			1'523.686,50

COSTO DE LINEAS 34.5 KV POR KILOMETRO

## CUADRO N°5.25

CONDUCTOR DE FASES 1/0 AMG  
 CONDUCTOR DE NEUTRO 2 AMG

a) Estructuras de soporte	S/ 47.492,00
b) Equipos de Protección	1.615,00
c) Conductores	26.269,75
d) Diseño y Estacamiento	3.000,00
e) Mano de Obra	25.276,00
f) Supervisión	4.825,75
	<hr/>
	S/108.478,50

CONDUCTOR DE FASES 2 0 AMG  
 CONDUCTOR DE NEUTRO 2 AMG

a) Estructuras de soporte	47.492,00
b) Equipos de Protección	1.615,00
c) Conductores	31.968,00
d) Diseño y Estacamiento	3.000,00
e) Mano de Obra	26.851,00
f) Supervisión	5.189,45
	<hr/>
	S/. 116.115,45

COSTO DE LINEAS 3<sup>6</sup>,5 KV POR KILOMETRO

CUADRO N°5.25 (CONT)

CONDUCTOR DE FASES 3/0 AWG  
CONDUCTOR DE NEUTRO 1/0 AWG

Estructuras de soporte	S/ 47.492,00
Equipos de Protección	1.615,00
Conductores	41.735,40
Diseño y Estacamiento	3.000,00
Mano de Obra	38.741,00
Supervisión	5.772,30
	<hr/>
	S/ 128.355,70

CONDUCTOR DE FASES 4 /0 AWG  
CONDUCTOR DE NEUTRO 1/0 AWG

Estructuras de soporte	47.492,00
Equipos de Protección	1.615,00
Conductores	50.790,00
Diseño y Estacamiento	3.000,00
Mano de Obra	30.316,00
Supervisión	6.661,00
	<hr/>
	S/ 139.874,00

## 2.6. Cuadros Comparativos

La comparación de las dos alternativas bajo estudio e implementación del método tratado en el literal b del presente Capítulo, se resume en los cuadros que si guen, los mismos que han sido elaborados para cada lí nea en particular.

En los Cuadros 5.26 y 5.27 se observan los costos to tales anuales de las líneas, para ambas alternativas, obtenidos a partir de las características de líneas - económicas para cada caso y de las condiciones de reg tricción establecidas.

CARGO POR CONSUMO DE ENERGIA (L) 0.85 KWH  
 FACTOR AJUSTE DE DEMANDA (N) 0.80  
 CONSTANTE DE PERDIDA DEL SISTEMA (J) 2.9313

$$= 0.84(0.3025) + 0.16(0.55)$$

$$= 0.341$$

$$= 0.85 + \frac{12 \times 40 \times 0.8}{8760 \times 0.3421}$$

$$= 0.9781 \text{ /KWH}$$

CARGA INICIAL (KW2) 1.200 KW  
 CARGA FINAL (KWF) 2.495 KW

FACTOR DE CRECIMIENTO (g) = 1.50  
 FACTOR DE DISTRIBUCION (d) = 0.66

FACTOR DE POTENCIA (COS φ) = 0.85  
 NUMERO DE FASES (P) = 3

TENSION KV	CONDUCTOR AWG O MCM	R OHMS	X OHMS	COSTO DE LINEA \$ / KM	FACTOR DE CARGA A LINEA	DEMANDA PICO ANUAL KW	PERDIDAS ENERGIA KWH / KM AÑO	COSTO DE PERDIDAS \$ / KM AÑO	COSTOS FIJOS POR INVERSION \$ / KM AÑO	COSTOS TOTALES \$ / KM AÑO	LONGITUD KM	COSTOS ANUALES TOTALES DE LINEA \$ AÑO
7.96	1/0	0.70	0.449	101.341	0.50	1.188	18.277	17.877	12.161	30.038	52	1'561.976
7.96	2/0	0.56	0.440	108.978	0.50	1.188	14.622	14.302	13.077	27.379	52	1'423.706
7.96	3/0	0.45	0.431	121.218	0.50	1.188	11.749	11.492	14.546	26.036	52	1'353.976
7.96	4/0	0.37	0.422	132.738	0.50	1.188	9.661	9.450	15.885	25.335	52	1'317.420

HAY QUE PONER REGULADOR DE VOLTAJE

$$= L + \frac{12 \text{ MN}}{18760} (\text{FACTOR PERDIDAS})$$

$$= 0.85 + \frac{12 \times 40 \times 0.8}{8760 \times 0.3421}$$

$$= \text{S}/0.9781 / \text{KWH}$$

FACTOR DE POTENCIA (COS φ) = 0.85

NUMERO DE FASES (P) = 3

FACTOR DE CRECIMIENTO (g) = 2.05

FACTOR DE DISTRIBUCION (d) = 1.0

$$= 0.84 (1f)^2 + 0.16 (1f)$$

$$= 0.84 (0.55)^2 + 0.16 (0.55)$$

$$= 0.84 (0.3025) + 0.16 (0.55)$$

$$= 0.2541 + 0.088$$

$$= 0.3421$$

FACTOR DE CRECIMIENTO (g) = 2.05

FACTOR DE DISTRIBUCION (d) = 1.0

FACTOR DE CARGA EN SUBEST. (LF) 0.55

CARGO POR DEMANDA (M) S/40 [KW] MES

CARGO POR CONSUMO DE ENERGIA (L) 0.85 [KWH]

FACTOR AJUSTE DE DEMANDA (N) 0.80

CONSTANTE DE PERDIDA DEL SISTEMA (J) 2.9313

CARGA INICIAL (KW2) = 460

CARGA FINAL (KWF) = 1540

TENSION KV	CONDUCTOR AWG O MCM	R OHMS	X OHMS	COSTO DE LINEA \$ / KM	FACTOR DE CARGA DE LINEA	DEMANDA PICO ANUAL KW e.	PERDIDAS ENERGIA KWH / KM AÑO	COSTO DE PERDIDAS \$ / KM AÑO	COSTOS FIJOS POR INVERSION b / KM AÑO	COSTOS TOTALES \$ / KM AÑO	LONGITUD KM.	COSTOS TOTALES LINEA \$ AÑO
7.96	1/0	0.70	0.449	101.341	0.45	943	9.611	9.400	12.161	21.561	15	323.4
7.96	2/0	0.56	0.440	108.978	0.45	943	7.889	7.716	13.077	20.793	15	311.8
7.96	3/0	0.45	0.431	121.218	0.45	943	6.178	6.043	14.546	20.589	15	308.8
7.96	4/0	0.37	0.422	132.378	0.45	943	5.080	4.969	15.885	20.854	15	312.8

FACTOR DE CARGA EN SUBEST. (LF) 0.55  
 CARGO POR DEMANDA (M) \$/40 [KW/MES  
 CARGO POR CONSUMO DE ENERGIA (L) 0.85 KWH  
 FACTOR AJUSTE DE DEMANDA (N) 0.80  
 CONSTANTE DE PERDIDA DEL SISTEMA (J) 2.9313

CARGA INICIAL (KW1) = 260 KW  
 CARGA FINAL (KW2) = 495 KW

FACTOR DE CRECIMIENTO (g) = 1.42  
 FACTOR DE DISTRIBUCION (d) = 0.705

FACTOR DE POTENCIA (COS φ) = 0.85  
 NUMERO DE FASES (P) = 3

$$= L + \frac{12 MN}{187500} (\text{FACTOR PERDIDAS})$$

$$= 0.85 + \frac{12 \times 40 \times 0.8}{8760 \times 0.3421}$$

$$= S/. 0.9781 \text{ /KWH}$$

TENSION KY	CONDUCTOR AWG O MCM	R OHMS	X OHMS	COSTO DE LINEA \$ / KM	FACTOR DE CARGA ANUAL A LINEA	DEMANDA PICO ANUAL KW #	PERDIDAS ENERGIA KWH / KM AÑO	COSTO DE PERDIDAS \$ / KM AÑO	COSTOS FIJOS POR INVERSION \$ / KM AÑO	COSTOS TOTALES \$ / KM AÑO	LONGITUD KM.	COSTOS TOTALES LINEA \$ / AÑO
7.96	1/0	0.70	0.449	101.341	0.45	260	731	715	12.161	12.876	19	244.6
7.96	2/0	0.56	0.440	108.978	0.45	260	584	571	13.077	13.448	19	255.5
7.96	3/0	0.45	0.431	121.218	0.45	260	470	460	14.546	15.006	19	285.1
7.96	4/0	0.37	0.422	132.378	0.45	260	386	377	15.885	16.262	19	308.9

FACTOR DE CARGA EN SUBEST. (LF) 0.55  
 CARGO POR DEMANDA (M) S/40 /KW/MES  
 CARGO POR CONSUMO DE ENERGIA (L) 0.85 /KWH  
 FACTOR AJUSTE DE DEMANDA (N) 0.80  
 CONSTANTE DE PERDIDA DEL SISTEMA (J) 2.9313

$= 0.84 (1F)^2 + 0.16(1F)$   
 $= 0.84 (0.55)^2 + 0.16(0.55)$   
 $= 0.84(0.3025) + 0.16(0.55)$   
 $= 0.2541 + 0.088$   
 $= 0.3421$

$= L + \frac{12 MN}{18760} (\text{FACTOR PERDIDAS})$   
 $= 0.85 + \frac{12 \times 40 \times 0.8}{18760 \times 0.3421}$   
 $= S/ 0.9781 /KWH$

CARGA INICIAL (KW21) = 460 KW  
 CARGA FINAL (KWF) = 1.215 KW

FACTOR DE CRECIMIENTO (S) = 1.76  
 FACTOR DE DISTRIBUCION (d) = 1.0

FACTOR DE POTENCIA (COS φ) = 0.85  
 NUMERO DE FASES (P) = 3

TENSION KV	CONDUCTOR AWG O MCM	R OHMS	X OHMS	COSTO DE LINEA \$ /KM	FACTOR DE CARGA DE LINEA	DEMANDA PICO ANUAL KW e	PERDIDAS ENERGIA KWH /KM/AÑO	COSTO DE PERDIDAS \$ /KM/AÑO	COSTOS FIJOS POR INVERSION \$ /KM/AÑO	COSTOS VARIABLES \$ /KM/AÑO	LONGITUD KM.	COSTOS ANUALES DE LINEA \$ /AÑO
7.96	1/0	0.70	0.449	101.341	0.45	810	7.091	6.935	12.161	19.096	8	152.768
7.96	2/0	0.56	0.440	108.978	0.45	810	5.673	5.548	13.077	18.625	8	149.000
7.96	3/0	0.45	0.431	121.218	0.45	810	4.558	4.458	14.546	19.004	8	152.032
7.96	4/0	0.37	0.422	132.378	0.45	810	3.748	3.666	15.885	19.551	8	156.408



$$= L + \frac{12 \text{ MN}}{(8760)(\text{FACTOR PERDIDAS})}$$

$$= 0.85 + \frac{12 \times 40 \times 0.8}{8760 \times 0.3421}$$

$$= \frac{5}{0.9781} \text{ /KWH}$$

$$= 0.84 (1F)^2 + 0.16(1F)$$

$$= 0.84 (0.55)^2 + 0.16 (0.55)$$

$$= 0.84(0.3025) + 0.16 (0.55)$$

$$= 0.2541 + 0.088$$

$$= 0.3421$$

FACTOR DE CARGA EN SUBEST.(1F) 0.55  
 CARGO POR DEMANDA (M) S/(40)KW/MES  
 CARGO POR CONSUMO DE ENERGIA (L) 0.85' KWH  
 FACTOR AJUSTE DE DEMANDA (N) 0.80  
 CONSTANTE DE PERDIDA DEL SISTEMA (J) 2.9313

CARGA INICIAL (KW?) = 500 KW  
 CARGA FINAL (XWF) = 970 KW

FACTOR DE CRECIMIENTO (g) = 1.45  
 FACTOR DE DISTRIBUCION (d) = 1.0

FACTOR DE POTENCIA (COS φ) = 0.85  
 NUMERO DE FASES (P) = 3

TENSION KV	CONDUCTOR AWG O MCM	R OHMS	X OHMS	COSTO DE LINEA \$ / KM	FACTOR DE CARGA DE LINEA	DEMANDA PICO ANUAL KW	PERDIDAS ENERGIA KWH / KM AÑO	COSTO DE PERDIDAS \$ / KM AÑO	COSTOS FIJOS POR INVERSION \$ / KM AÑO	COSTOS TOTALES \$ / KM AÑO	LONGITUD KM.	COSTOS ANUALES TOTALES LINEA \$ / AÑO
7.96	1/0	0.70	0.449	101.341	0.45	725	5.681	5.556	12.161	17.717	17	301.185
7.96	2/0	0.56	0.440	108.978	0.45	725	4.545	4.445	13.077	17.523	17	297.874
7.96	3/0	0.45	0.431	121.218	0.45	725	3.652	3.572	14.546	18.118	17	308.006
7.96	4/0	0.37	0.422	132.378	0.45	725	3.002	2.936	15.885	18.821	17	319.957

$$= 0.84 (1F)^2 + 0.16(1F)$$

$$= 0.84(0.55) + 0.16(0.55)$$

$$= 0.84(0.3025) + 0.16(0.55)$$

$$= 0.254 + 0.088$$

$$= 0.3421$$

$$\text{FACTOR DE CARGA EN SUBEST. (LF)} = 0.55$$

$$\text{CARGO POR DEMANDA (M)} = S/40 \text{ kW/MES}$$

$$\text{CARGO POR CONSUMO DE ENERGIA (L)} = 0.85 \text{ kWh}$$

$$\text{FACTOR AJUSTE DE DEMANDA (N)} = 0.80$$

$$\text{CONSTANTE DE PERDIDA DEL SISTEMA (J)} = 2.9313$$

$$\text{CARGA INICIAL (KW2)} = 1.200$$

$$\text{CARGA FINAL (KWF)} = 4.675$$

$$\text{FACTOR DE CRECIMIENTO (g)} = 2.3$$

$$\text{FACTOR DE DISTRIBUCION (d)} = 0.9$$

$$\text{FACTOR DE POTENCIA (COS φ)} = 0.85$$

$$\text{NUMERO DE FASES (P)} = 3$$

TENSION KV	CONDUCTOR AWG O MCM	R OHMS	X OHMS	COSTO DE LINEA \$ / KM	FACTOR DE CARGA A LINEA	DEMANDA PICO ARDUAL KW	PERDIDAS ENERGIA KWH / KM / AÑO	COSTO DE PERDIDAS \$ / KM / AÑO	COSTOS FIJOS POR INVERSION \$ / KM / AÑO	COSTOS TOTALES \$ / KM / AÑO	LONGITUD KM	COSTOS ANUALES TOTALES DE LINEA \$ / AÑO
19.9	1/0	0.70	0.449	108.479	0.50	2484	12.785	12.505	13.017	25.522	52	1'327.144
19.9	2/0	0.56	0.440	116.116	0.50	2484	10.228	10.004	13.934	23.938	52	1'244.776
19.9	3/0	0.45	0.431	128.356	0.50	2484	8.219	8.039	15.403	23.442	52	1'218.984
19.9	4/0	0.37	0.422	139.874	0.50	2484	6.758	6.610	16.785	23.395	52	1'216.540

FACTOR DE CARGA EN SUBEST.(LFI) 0.55  
 CARGO POR DEMANDA (M) S/ 40/KW/MES  
 CARGO POR CONSUMO DE ENERGIA (L) 0.85 \* KWH  
 FACTOR AJUSTE DE DEMANDA (N) 0.80  
 CONSTANTE DE PERDIDA DEL SISTEMA(U) 2.9313

CARGA INICIAL (KW2) = 1.682  
 CARGA FINAL (KWF) = 2.050

$= 0.84(LF)^2 + 0.16(LF)$   
 $= 0.84(0.55)^2 + 0.16(0.55)$   
 $= 0.84(0.3025) + 0.16(0.55)$   
 $= 0.254 + 0.088$   
 $= -0.3421$

FACTOR DE CRECIMIENTO (g) = 1.1  
 FACTOR DE DISTRIBUCION (d) = 0.577

$= L + \frac{17 MN}{(8760)(FACTOR PERDIDA S)}$   
 $= 0.85 + \frac{12 \times 40 \times 0.8}{8760 \times 0.3421}$   
 $= S / 0.9781 / KWH$

FACTOR DE POTENCIA (COS φ) = 0.85  
 NUMERO DE FASES (P) = 3

TENSION KV	CONDUCTOR AWG O MCM	R OHMS	X OHMS	COSTO DE LINEA \$ / KM	FACTOR DE CARGA LINEA	DEMANDA PICO ANUAL KW e.	PERDIDAS ENERGIA KWH / KM AÑO	COSTO DE PERDIDAS \$ / KM AÑO	COSTOS FIJOS POR INVERSION \$ / KM AÑO	COSTOS TOTALES \$ / KM AÑO	LONGITUD KM.	COSTOS ANUALES LINEA \$ AÑO
19.9	1/0	0.70	0.449	108.479	0.50	1067	2.359	2.307	13.017	15.324	23	352.45
19.9	2/0	0.56	0.440	116.116	0.50	1067	1.887	1.846	13.934	15.780	23	362.94
19.9	3/0	0.45	0.431	123.356	0.50	1067	1.516	1.483	15.403	16.886	23	388.37
19.9	4/0	0.37	0.422	139.874	0.50	1067	1.247	1.220	16.785	18.005	23	414.11

$$= 0.84 (1F)^2 + 0.16(1F)$$

$$= 0.84(0.55)^2 + 0.16(0.55)$$

$$= 0.84(0.3025) + 0.16(0.55)$$

$$= 0.254 + 0.088$$

$$= 0.342$$

FACTOR DE CARGA EN SUBEST.(LF) 0.55

CARGO POR DEMANDA (M) S/ 40/kw/MES

CARGO POR CONSUMO DE ENERGIA (L) 0.85KWH

FACTOR AJUSTE DE DEMANDA (N) 0.80

CONSTANTE DE PERDIDA DEL SISTEMA (J) 2.9313

$$= L + \frac{12 MN}{48760} (\text{FACTOR PERDIDAS})$$

$$= 0.85 + \frac{12 \times 40 \times 0.8}{8760 \times 0.342}$$

$$= S/0.9781 /KWH$$

FACTOR DE CRECIMIENTO (g) = 1.15

FACTOR DE DISTRIBUCION (g) = 0.708

CARGA INICIAL (KW2) = 2.020

CARGA FINAL (KWF) = 2.505

FACTOR DE POTENCIA (COS φ) = 0.85

NUMERO DE FASES (P) = 3

TENSION KV	CONDUCTOR AWG O MCM	R OHMS	X OHMS	COSTO DE LINEA \$ /KH	FACTOR DE CARGA DE LINEA	DEMANDA PICO ANUAL KW e.	PERDIDAS ENERGIA KWH/KM/AÑO	COSTO DE PERDIDAS \$ /KM/AÑO	COSTOS FIJOS POR INVERSION \$ /KM/AÑO	COSTOS TOTALES \$ /KM/AÑO	LONGITUD KM.	COSTOS ANCA TOTALES DE LINEA \$/AÑO
19.9	1/0	0.70	0.449	108.479	0.50	1.645	5.607	5.484	13.017	18.501	27	499.527
19.9	2/0	0.56	0.440	116.116	0.50	1.645	4.485	4.387	13.934	18.321	27	494.667
19.9	3/0	0.45	0.431	123.356	0.50	1.645	3.604	3.525	15.403	18.928	27	511.056
19.9	4/0	0.37	0.422	139.874	0.50	1.645	2.964	2.899	16.785	19.684	27	531.468

RAZON DE CARGOS FIJOS			12%			FACTOR DE PERDIDAS (H)			COSTO DE PERDIDA DE ENERGIA			
FACTOR DE CARGA EN SUBEST.(LF)			0.55			= 0.84(1E) <sup>2</sup> + 0.16(1E)						
CARGO POR DEMANDA (M)			S/ 40 /KW /MES			= 0.84(0.55) <sup>2</sup> + 0.16 (0.55)						
CARGO POR CONSUMO DE ENERGIA (L)			0.85 KWH			= 0.84(0.3025) + 0.16(0.55)						
FACTOR AJUSTE DE DEMANDA (N)			0.80			= 0.3421						
CONSTANTE DE PERDIDA DEL SISTEMA (J)			2.9313									
CARGA INICIAL (KW2)			= 230			FACTOR DE CRECIMIENTO (g) = 2.85			FACTOR DE POTENCIA (COS φ) = 0.85			
CARGA FINAL (KWF)			= 1.215			FACTOR DE DISTRIBUCION (d) = 1.0			NUMERO DE FASES (P) = 3			
TENSION KV	CONDUCTOR AWG O MCM	R OHMS	X OHMS	COSTO DE LINEA \$ / KM	FACTOR DE CARGA A LINEA	DEMANDA PICO ANUAL KW e	PERDIDAS ENERGIA KWH / KM / AÑO	COSTO DE PERDIDAS \$ / KM / AÑO	COSTOS FIJOS POR INVERSION \$ / KM / AÑO	COSTOS TOTALES \$ / KM / AÑO	LONGITUD KM.	COSTOS ANUALES TOTALES LINEA \$ / AÑO
19.9	1/0	0.70	0.449	108.479	0.45	655	742	726	13.017	13.743	8	109.94
19.9	2/0	0.56	0.440	116.116	0.45	655	594	581	13.934	14.515	8	116.12
19.9	3/0	0.45	0.431	128.356	0.45	655	477	466	15.403	15.869	8	126.95
19.9	4/0	0.37	0.422	139.874	0.45	655	392	392	383	16.785	8	137.34



FACTOR DE CARGA EN SUBEST.(LF) 0.55  
 CARGO POR DEMANDA (M) S/ 40 KW/MES  
 CARGO POR CONSUMO DE ENERGIA (L) 0.85 KWH  
 FACTOR AJUSTE DE DEMANDA (N) 0.80  
 CONSTANTE DE PERDIDA DEL SISTEMA (J) 2.9313

$= 0.84 (LF)^2 + 0.16(LF)$   
 $= 0.84(0.55)^2 + 0.16(0.55)$   
 $= 0.84(0.3025) + 0.16(0.55)$   
 $= 0.3421$

$= L + \frac{12 MN}{(8760)(FACTOR PERDIDAS)}$   
 $= 0.85 + \frac{12 \times 40 \times 0.8}{8760 \times 0.3421}$   
 $= S/0.9781/KWH$

CARGA INICIAL (KW2) = 480 KW  
 CARGA FINAL (KWF) = 1.360 KW

FACTOR DE CRECIMIENTO (g) = 1.83  
 FACTOR DE DISTRIBUCION (d) = 0.85

FACTOR DE POTENCIA (COS φ) = 0.85  
 NUMERO DE FASES (P) = 3

TENSION KV	CONDUCTOR AWG O MCM	R OHMS	X OHMS	COSTO DE LINEA \$ / KM	FACTOR DE CARGA LINEA	DEMANDA PICO ANUAL KW e.	PERDIDAS ENERGIA KWH / KM / AÑO	COSTO DE PERDIDAS \$ / KM / AÑO	COSTOS FIJOS POR INVERSION \$ / KM / AÑO	COSTOS TOTALES \$ / KM / AÑO	LONGITUD KM	COSTOS ANUALES TOTALES LINEA \$ / AÑO
7.96	1/0	0.70	0.449	101.341	0.55	747	8.593	8405	12.161	20.566	16	329.058
7.96	2/0	0.56	0.440	108.978	0.55	747	6.874	6724	13.077	19.801	16	316.814
7.96	3/0	0.45	0.431	121.218	0.55	747	5.403	5403	14.546	19.949	16	319.182
7.96	4/0	0.37	0.422	132.378	0.55	747	4.542	4443	15.885	20.328	16	325.241

FACTOR DE CARGA EN SUBEST. (LF) 0.55  
 CARGO POR DEMANDA (MI) S/ 40.00 /KW /MES  
 CARGO POR CONSUMO DE ENERGIA (L) 0.85 KWH  
 FACTOR AJUSTE DE DEMANDA (NI) 0.80  
 CONSTANTE DE PERDIDA DEL SISTEMA (JI) 2.9313

$= 0.84(0.55)^2 + 0.16(0.55)$   
 $= 0.84(0.3025) + 0.16(0.55)$   
 $= 0.3421$

$= L + \frac{12 \cdot MI}{(18760) \cdot (FACTOR PERDIDAS)}$   
 $= 0.84 + \frac{12 \times 40 \times 0.8}{8760 \times 0.3421}$   
 $= S/0.9781 /KWH$

CARGA INICIAL (KW2) = 125 KW  
 CARGA FINAL (KWF) = 3.875 KW

FACTOR DE CRECIMIENTO (g) = 11.83  
 FACTOR DE DISTRIBUCION (d) = 0.9

FACTOR DE POTENCIA (COS φ) = 0.85  
 NUMERO DE FASES (P) = 3

TENSION KV	CONDUCTOR AWG O MCM	R OHMS OHMS	X OHMS	COSTO DE LINEA \$/KM	FACTOR DE CARGA A LINEA	DEMANDA PICO ANUAL KWe.	PERDIDAS ENERGIA KWH/KM/AÑO	COSTO DE PERDIDAS \$/KM/AÑO	COSTOS FIJOS POR INVERSION \$/KM/AÑO	COSTOS TOTALES \$/KM/AÑO	LONGITUD KM.	COSTOS AN TOTALES LINEA \$/AÑO
19.9	1/0	0.70	0.449	108.479	0.55	1.331	4.329	4.234	13.017	17.251	16	276.0
19.9	2/0	0.56	0.440	116.116	0.55	1.331	3.463	3.387	13.934	17.321	16	277.1
19.9	3/0	0.45	0.431	128.356	0.55	1.331	2.783	2.722	15.403	18.125	16	290.0
19.9	4/0	0.37	0.422	139.874	0.55	1.331	2.288	2.238	16.785	19.023	16	304.3



FACTOR DE CARGA EN SUBEST. (LF) 0.55  
 CARGO POR DEMANDA (M) S/40(KW/MES)  
 CARGO POR CONSUMO DE ENERGIA (L) 0.85(KWH)  
 FACTOR AJUSTE DE DEMANDA (N) 0.80  
 CONSTANTE DE PERDIDA DEL SISTEMA (J) 2.9313

$= 0.84 (1F)^2 + 0.16 (1F)$   
 $= 0.84 (0.55)^2 + 0.16 (0.55)$   
 $= 0.84 (0.3025) + 0.16 (0.55)$   
 $= 0.3421$

$= L + \frac{12 MN}{18760} (\text{FACTOR PERDIDAS})$   
 $= 0.84 + \frac{12 \times 40 \times 0.8}{8760 \times 0.3421}$   
 $= S/ 0.9781 /KWH$

CARGA INICIAL (KW21) = 475 KW  
 CARGA FINAL (KWF) = 920 KW

FACTOR DE CRECIMIENTO (g) = 1.45  
 FACTOR DE DISTRIBUCION (d) = 1.0

FACTOR DE POTENCIA (COS φ) = 0.85  
 NUMERO DE FASES (P) = 3

TENSION KV	CONDUCTOR AWG O MCM	R OHMS	X OHMS	COSTO DE LINEA \$ / KM	FACTOR DE CARGA DE LINEA	DEMANDA PICO ANUAL KW e.	PERDIDAS ENERGIA KWH / KM AÑO	COSTO DE PERDIDAS \$ / KM AÑO	COSTOS FIJOS POR INVERSION \$ / KM AÑO	COSTOS TOTALES \$ / KM AÑO	LONGITUD KM.	COSTOS AN TOTALES LINEA \$ AÑO
19.9	1/0	0.70	0.449	108.479	0.55	689	1.160	1.135	13.017	14.152	10	141.
19.9	2/0	0.56	0.440	116.116	0.55	689	928	908	13.934	14.842	10	148.
19.9	3/0	0.45	0.431	128.356	0.55	689	746	729	15.403	16.132	10	161.
19.9	4/0	0.37	0.422	139.874	0.55	689	631	600	16.785	17.385	10	173.

$$= L + \frac{12 \text{ MN}}{(18760)} (\text{FACTOR PERDIDAS})$$

$$= 0.85 + \frac{12 \times 40 \times 0.8}{8760 \times 0.3421}$$

$$= S/0.9781 \text{ } \mu\text{KWH}$$

$$\text{FACTOR DE POTENCIA } (\cos \phi) = 0.85$$

$$\text{NUMERO DE FASES } (P) = 3$$

$$= 0.84 (IF)^2 + 0.16 (IF)$$

$$= 0.84 (0.55)^2 + 0.16 (0.55)$$

$$= 0.84 (0.3025) + 0.16 (0.55)$$

$$= 0.2541 + 0.088$$

$$= 0.3421$$

$$\text{FACTOR DE CRECIMIENTO } (g) = 1.83$$

$$\text{FACTOR DE DISTRIBUCION } (d) = 1.0$$

FACTOR DE CARGA EN SUBEST.(LF)	0.55
CARGO POR DEMANDA (M)	S/40KW/MES
CARGO POR CONSUMO DE ENERGIA (L)	0.85KW/H
FACTOR AJUSTE DE DEMANDA (N)	0.80
CONSTANTE DE PERDIDA DEL SISTEMA (J)	2.9313

$$\text{CARGA INICIAL (KW2)} = 3.250 \text{ KW}$$

$$\text{CARGA FINAL (KWF)} = 9.200 \text{ KW}$$

TENSION KV	CONDUCTOR AWG O MCM	R OHMS	X OHMS	COSTO DE LINEA \$/KM	FACTOR DE CARGA LINEA	DEMANDA PICO ANUAL KW e.	PERDIDAS ENERGIA KWH/KM/AÑO	COSTO DE PERDIDAS \$/KM/AÑO	COSTOS FIJOS POR INVERSION \$/KM/AÑO	COSTOS TOTALES \$/KM/AÑO	LONGITUD KM.	COSTOS ANUA TOTALES DE LINEA \$/AÑO
19.9	1/0	0.70	0.449	108.479	0.55	5.948	86.455	84.562	13.017	97.579	6	585.474
19.9	2/0	0.56	0.440	116.116	0.55	5.948	69.164	67.649	13.934	81.583	6	489.498
19.9	3/0	0.45	0.431	128.356	0.55	5.948	55.578	54.361	15.403	69.764	6	418.584
19.9	4/0	0.37	0.422	139.874	0.55	5.948	45.698	44.697	16.785	61.482	6	368.892

**COSTO DE PERDIDA DE ENERGIA**

$$= L + \frac{12 \text{ MN}}{18760} (\text{FACTOR PERDIDAS})$$

$$= 0.85 + \frac{12 \times 40 \times 0.8}{8760 \times 0.3421}$$

$$= S/0.9781 \text{ /KWH}$$

**FACTOR DE PERDIDAS (H)**

$$= 0.84 (1f)^2 + 0.16(1f)$$

$$= 0.84 (0.55)^2 + 0.16 (0.55)$$

$$= 0.84 (0.3025) + 0.16 (0.55)$$

$$= 0.3421$$

12%  
**RAZON DE CARGOS FIJOS**  
**FACTOR DE CARGA EN SUBEST. ILFI** 0.55  
**CARGO POR DEMANDA (M)**  $S/40 \text{ /KW MES}$   
**CARGO POR CONSUMO DE ENERGIA (L)** 0.85' KWH  
**FACTOR AJUSTE DE DEMANDA (N)** 0.80  
**CONSTANTE DE PERDIDA DEL SISTEMA (J)** 2.9313

CARGA INICIAL (KW2)		CARGA FINAL (KWF)		FACTOR DE CRECIMIENTO (g) 1.75		FACTOR DE DISTRIBUCION (d) 0.602		FACTOR DE POTENCIA (COS φ) = 0.85		NUMERO DE FASES (P) = 3		
TENSION KV	CONDUCTOR AWG O MCM	R OHMS	X OHMS	COSTO DE LINEA \$ /KM	FACTOR DE CARGA Δ LINEA	DEMANDA PICO ANUAL KW #	PERDIDAS ENERGIA KWH / KM AÑO	COSTO DE PERDIDAS \$ / KM AÑO	COSTOS FIJOS POR INVERSION \$ / KM AÑO	COSTOS TOTALES \$ / KM AÑO	LONGITUD KM.	COSTOS AN TOTALES LINEA \$ / AÑO
7.96	1/0	0.70	0.449	101.341	0.55	1.385	29.541	28.894	12.161	41.055	32	1'313.3
7.96	2/0	0.56	0.440	108.978	0.55	1.385	23.632	23.115	13.077	36.192	32	1'158.1
7.96	3/0	0.45	0.431	121.218	0.55	1.385	18.990	18.574	14.546	33.120	32	1'059.8
7.96	4/0	0.37	0.422	132.878	0.55	1.385	15.614	15.272	15.885	31.157	32	997.0

$$= L + \frac{12 \text{ MN}}{(8760) (\text{FACTOR PERDIDAS})}$$

$$= 0.85 + \frac{12 \times 40 \times 0.8}{8760 \times 0.2421}$$

$$= S/ ,0310 \quad /\text{kwh}$$

$$= 0.84 (1f)^2 + 0.16 (1f)$$

$$= 0.84 (0.45)^2 + 0.16 (0.45)$$

$$= 0.84 (0.2025) + 0.16 (0.45)$$

$$= 0.170 + 0.072$$

$$= 0.2421$$

$$= 0.84 (1f)^2 + 0.16 (1f)$$

$$= 0.84 (0.45)^2 + 0.16 (0.45)$$

$$= 0.84 (0.2025) + 0.16 (0.45)$$

$$= 0.170 + 0.072$$

$$= 0.2421$$

TENSION KV	CONDUCTOR AWG O MCH	R OHMS	X OHMS	COSTO DE LINEA \$ /KH	FACTOR DE CARGA EN LINEA	DEMANDA PICO ANUAL KW P.	PERDIDAS ENERGIA KWH / KM AÑO	COSTO DE PERDIDAS \$ / KM AÑO	COSTOS FIJOS POR INVERSION \$ / KM AÑO	COSTOS TOTALES \$ / KM AÑO	LONGITUD KM.	COSTOS ANUALES TOTALES LINEA \$ / AÑO
7.96	1/0	0.70	0.449	101.341	0.45	607	3.982	4.105	12.161	16.266	12	195.19
7.96	2/0	0.56	0.440	108.978	0.45	607	3.186	3.285	13.077	16.362	12	196.34
7.96	3/0	0.45	0.431	121.218	0.45	607	3.560	2.639	14.546	17.185	12	206.22
7.96	4/0	0.37	0.422	132.378	0.45	607	2.105	2.105	15.885	18.055	12	216.66

FACTOR DE CRECIMIENTO (g) = 1.17  
 FACTOR DE DISTRIBUCION (d) = 0.577

FACTOR DE POTENCIA (COS φ) = 0.85  
 NUMERO DE FASES (P) = 3

CARGA INICIAL (KW?) = 900  
 CARGA FINAL (KWF) = 1.200

COSTO DE PERDIDA DE ENERGIA

FACTOR DE PERDIDAS (FI)

IZZ

RAZON DE CARGOS FIJOS

$$= L + \frac{12 \cdot MN}{(8760) \cdot (\text{FACTOR PERDIDAS})}$$

$$= 0.85 + \frac{12 \times 40 \times 0.8}{8760 \times 0.2421}$$

$$= S / 1.0310 \quad / \text{KWH}$$

$$= 0.84(1F)^2 + 0.16(1F)$$

$$= 0.84(0.45)^2 + 0.16(0.45)$$

$$= 0.1701 + 0.072$$

$$= 0.2421$$

$$= 0.84(1F)^2 + 0.16(1F)$$

$$= 0.84(0.45)^2 + 0.16(0.45)$$

$$= 0.1701 + 0.072$$

$$= 0.2421$$

$$\text{FACTOR DE POTENCIA (COS } \phi \text{)} = 0.85$$

$$\text{NUMERO DE FASES (P)} = 3$$

$$\text{FACTOR DE CRECIMIENTO (g)} = 1.13$$

$$\text{FACTOR DE DISTRIBUCION (d)} = 0.6$$

$$\text{CARGA INICIAL (KW2)} = 2.590$$

$$\text{CARGA FINAL (KWF)} = 3.240$$

TENSION KV	CONDUCTOR AWG O MCM	R OHMS	X OHMS	COSTO DE LINEA \$ / KM	FACTOR DE CARGA DE LINEA	DEMANDA PICO ANUAL KW e.	PERDIDAS ENERGIA KWH / KM AÑO	COSTO DE PERDIDAS \$ / KM AÑO	COSTOS FIJOS POR INVERSION \$ / KM AÑO	COSTOS TOTALES \$ / KM AÑO	LONGITUD KM	COSTOS ANUA TOTALES DE LINEA \$ / AÑO
7.96	1/0	0.70	0.449	101.341	0.45	1.756	33.327	34.360	12.161	46.521	20	930.42
7.96	2/0	0.56	0.440	108.978	0.45	1.756	26.661	27.487	13.077	40.564	20	811.28
7.96	3/0	0.45	0.431	121.218	0.45	1.756	21.424	22.088	14.546	36.634	20	732.68
7.96	4/0	0.37	0.422	132.378	0.45	1.756	17.615	18.161	15.885	34.046	20	680.92

A

RAZON DE CARGOS FUOS		12%		FACTOR DE PERDIDAS (H)		COSTO DE PERDIDA DE ENERGIA	
FACTOR DE CARGA EN SUBEST.(LFI)		0.55		$= 0.84 (1f)^2 + 0.16(1f)$			
CARGO POR DEMANDA (MI)		$S/ .40kw / MES$		$= 0.84 (0.55)^2 + 0.16(0.55)$		$= L + \frac{12 MN}{18760} [FACTOR PERDIDAS]$	
CARGO POR CONSUMO DE ENERGIA (LI)		0.85 KWH		$= 0.84 (0.3025) + 0.16(0.55)$		$= 0.85 + \frac{12 \times 40 \times 0.8}{8760 \times 0.3421}$	
FACTOR AJUSTE DE DEMANDA (NI)		0.80		$= 0.3421$		$= S/ 0.9781 / KWH$	
CONSTANTE DE PERDIDA DEL SISTEMA (JI)		2.9313					

CARGA INICIAL (KW2)		= 385		FACTOR DE CRECIMIENTO (g)		= 1.45		FACTOR DE POTENCIA (COS φ)		= 0.85	
CARGA FINAL (KWF)		= 755		FACTOR DE DISTRIBUCION (d)		= 1.00		NUMERO DE FASES (P)		= 3	

TENSION KV	CONDUCTOR AWG O MCM	R OHMS	X OHMS	COSTO DE LINEA \$ / KM	FACTOR DE CARGA ANUAL # LINEA	DEMANDA PICO ANUAL KW e	PERDIDAS ENERGIA KWH   KM   AÑO	COSTO DE PERDIDAS \$   KM   AÑO	COSTOS FIJOS POR INVERSION \$   KM   AÑO	COSTOS TOTALES \$ / KM / AÑO	LONGITUD KM.	CCSICS ANUA TOTALES DE LINEA \$ / AÑO
7.96	1/0	0.70	0.449	101.341	0.65	558	6.380	6.240	12.161	18.401	16	294.41
7.96	2/0	0.56	0.440	108.978	0.65	558	5.104	4.992	13.077	18.069	16	289.10
7.96	3/0	0.45	0.431	121.218	0.65	558	4.101	4.011	14.546	18.557	16	296.91
7.96	4/0	0.37	0.422	132.378	0.65	558	3.372	3.298	15.885	19.183	16	306.92

$$= 0.84(1f)^2 + 0.16(1f)$$

$$= 0.84(0.55)^2 + 0.16(0.55)$$

$$= 0.84(0.3025) + 0.16(0.55)$$

$$= 0.3421$$

FACTOR DE CARGA EN SUBEST.(LF) 0.55  
 CARGO POR DEMANDA (M) S/40 /KW/MES  
 CARGO POR CONSUMO DE ENERGIA (L) 0.8\$/KWH  
 FACTOR AJUSTE DE DEMANDA (N) 0.80  
 CONSTANTE DE PERDIDA DEL SISTEMA(T) 2.9313

$$= L + \frac{12 \text{ MN}}{(8760)(\text{FACTOR PERDIDAS})}$$

$$= 0.85 + \frac{12 \times 40 \times 0.8}{8760 \times 0.3421}$$

$$= S / 0.9781/\text{KWH}$$

FACTOR DE CRECIMIENTO (g) = 1.75  
 FACTOR DE DISTRIBUCION (d) = 0.602

CARGA INICIAL (KW2) = 1.315  
 CARGA FINAL (KWF) = 3.490

FACTOR DE POTENCIA (COS φ) = 0.85  
 NUMERO DE FASES (P) = 3

TENSION KV	CONDUCTOR AWG O MCM	R OHMS	X OHMS	COSTO DE LINEA \$ / KM	FACTOR DE CARGA Δ LINEA	DEMANDA PICO ANUAL KW e.	PERDIDAS ENERGIA KWH / KM / AÑO	COSTO DE PERDIDAS \$ / KM / AÑO	COSTOS FIJOS POR INVERSION \$ / KM / AÑO	COSTOS TOTALES \$ / KM / AÑO	LONGITUD KM.	COSTOS ANUA TOTALES DE LINEA \$ / AÑO
19.9	1/0	0.70	0.449	108.479	0.55	1.385	4.687	4.585	13.017	17.602	32	563.264
19.9	2/0	0.56	0.440	116.116	0.55	1.385	3.750	3.668	13.934	17.602	32	563.264
19.9	3/0	0.45	0.431	128.356	0.55	1.385	3.013	2.947	15.403	18.350	32	587.200
19.9	4/0	0.37	0.422	139.874	0.55	1.385	2.478	2.423	16.785	19.208	32	614.656

$$= L + \frac{17 \text{ MN}}{18760} (\text{FACTOR PERDIDAS})$$

$$= 0.85 + \frac{12 \times 40 \times 0.8}{8760 \times 2.9313}$$

$$= S / 0.9781 / \text{KWH}$$

$$= 0.84(1F)^2 + 0.16(1F)$$

$$= 0.84(0.55)^2 + 0.16(0.55)$$

$$= 0.84(0.3025) + 0.16(0.55)$$

$$= 0.3421$$

$$= 0.84(1F)^2 + 0.16(1F)$$

$$= 0.84(0.55)^2 + 0.16(0.55)$$

$$= 0.84(0.3025) + 0.16(0.55)$$

$$= 0.3421$$

$$\text{FACTOR DE POTENCIA (COS } \phi) = 0.85$$

$$\text{NUMERO DE FASES (P)} = 3$$

$$\text{FACTOR DE CRECIMIENTO (g)} = 1.13$$

$$\text{FACTOR DE DISTRIBUCION (d)} = 0.592$$

$$= 3.490$$

$$= 4.440$$

TENSION KV	CONDUCTOR AWG O MCM	R OHMS	X OHMS	COSTO DE LINEA \$/KM	FACTOR DE CARGA A-LINEA	DEMANDA PICO ANUAL KW e.	PERDIDAS ENERGIA KWH/KM/AÑO	COSTO DE PERDIDAS \$/KM/AÑO	COSTOS FIJOS POR INVERSION \$/KM/AÑO	LONGITUD KM.	COSTOS TOTALES \$/KM/AÑO	COSTOS ANUA TOTALES DE LINEA \$/AÑO
19.9	1/0	0.70	0.449	108.479	0.55	2.335	13.324	13.032	13.017	38	26.049	989.862
19.9	2/0	0.56	0.440	116.116	0.55	2.335	10.659	10.425	13.934	38	24.359	925.642
19.9	3/0	0.45	0.431	128.356	0.55	2.335	8.565	8.377	15.403	38	23.780	903.640
19.9	4/0	0.37	0.422	139.874	0.55	2.335	7.042	6.888	16.785	38	23.673	899.574



$$= L + \frac{12 \text{ MN}}{8760} (\text{FACTOR PERDIDAS})$$

$$= 0.85 + \frac{12 \times 40 \times 0.8}{8760 \times 0.3421}$$

$$= S/ 0.9781 \text{ /KWH}$$

$$\text{FACTOR DE POTENCIA (COS } \phi) = 0.85$$

$$\text{NUMERO DE FASES (P)} = 3$$

$$\text{FACTOR DE CRECIMIENTO (g)} = 1.45$$

$$\text{FACTOR DE DISTRIBUCION (d)} = 1.00$$

$$\text{CARGA INICIAL (KW21)} = 385$$

$$\text{CARGA FINAL (KWF)} = 755$$

TENSION KV	CONDUCTOR AWG O MCM	R OHMS	X OHMS	COSIO DE LINEA \$/KM	FACTOR DE CARGA 4-LINEA	DEMANDA PICO ANUAL KW e	PERDIDAS ENERGIA KWH/KM/AÑO	COSTO DE PERDIDAS \$/KM/AÑO	COSTOS FIJOS POR INVERSION \$/KM/AÑO	COSTOS TOTALES \$/KM/AÑO	LONGITUD KM.	COSTOS AN- TICIPALES LINEA \$/AÑO
19.9	1/0	0.70	0.449	108.479	0.65	558	1.021	999	13.017	14.016	16	224.2
19.9	2/0	0.56	0.440	116.116	0.65	558	816	798	13.934	14.732	16	235.7
19.9	3/0	0.45	0.431	128.356	0.65	558	656	642	15.403	16.045	16	256.7
19.9	4/0	0.37	0.422	139.874	0.65	558	540	528	16.785	17.313	16	277.0

FACTORES DE CORRECCION		COSTO DE PERDIDA DE ENERGIA										
$= 0.84(1f)^2 + 0.16(1f)$ $= 0.84(0.55)^2 + 0.16(0.55)$ $= 0.84(0.3025) + 0.16(0.55)$ $= 0.2541 + 0.088$ $= 0.3421$	$= 0.84(1f)^2 + 0.16(1f)$ $= 0.84(0.55)^2 + 0.16(0.55)$ $= 0.84(0.3025) + 0.16(0.55)$ $= 0.2541 + 0.088$ $= 0.3421$	$= L + \frac{12 MN}{(8760)(FACTOR PERDIDAS)}$ $= 0.85 + \frac{12 \times 40 \times 0.8}{8760 \times 0.3421}$ $= S/0.9781 /KWH$	$= 0.84(1f)^2 + 0.16(1f)$ $= 0.84(0.55)^2 + 0.16(0.55)$ $= 0.84(0.3025) + 0.16(0.55)$ $= 0.2541 + 0.088$ $= 0.3421$									
CARGA INICIAL (KW2)		CARGA FINAL (KWF)		FACTOR DE CRECIMIENTO (g) = 2.05		FACTOR DE DISTRIBUCION (d) = 1.0		FACTOR DE POTENCIA (COS φ) = 0.90		NUMERO DE FASES (P) = 3		
TENSION KV	CONDUCTOR AWG O MCM	R OHMS	X OHMS	COSTO DE LINEA \$ /KM	FACTOR DE CARGA DE LINEA	DEMANDA PICO ANUAL KW e	PERDIDAS ENERGIA KWH /KM AÑO	COSTO DE PERDIDAS \$ /KM AÑO	COSTOS FIJOS POR INVERSION \$ /KM AÑO	COSTOS TOTALES \$ /KM AÑO	LONGITUD KM.	COSTOS ANUALES TOTALES DE LINEA \$ /AÑO
7.96	1/0	0.70	0.449	101.341	0.35	180	205	200	12.161	12.361	25	309.02
7.96	2/0	0.56	0.440	108.978	0.35	180	164	160	13.077	13.237	25	330.92
7.96	3/0	0.45	0.431	121.218	0.35	180	132	129	14.546	14.675	25	366.87
7.96	4/0	0.37	0.422	132.378	0.35	180	108	106	15.885	15.991	25	399.77

$$= 0.84 (1F)^2 + 0.16 (1F)$$

$$= 0.84 (0.55)^2 + 0.16(0.55)$$

$$= 0.84(0.3025) + 0.16 (0.55)$$

$$= 0.3421$$

$$\text{FACTOR DE CARGA EN SUBEST. (LF)} = 0.55$$

$$\text{CARGO POR DEMANDA (MI)} = S/40 \text{ kW/MES}$$

$$\text{CARGO POR CONSUMO DE ENERGIA (L)} = 0.83 \text{ KW/KWH}$$

$$\text{FACTOR AJUSTE DE DEMANDA (NI)} = 0.80$$

$$\text{CONSTANTE DE PERDIDA DEL SISTEMA (J)} = 2.9313$$

$$\text{FACTOR DE CRECIMIENTO (g)} = 2.05$$

$$\text{FACTOR DE DISTRIBUCION (d)} = 1.0$$

$$\text{FACTOR DE POTENCIA (COS \phi)} = 0.90$$

$$\text{NUMERO DE FASES (P)} = 3$$

$$\text{CARGA INICIAL (KW2)} = 88 \text{ KW}$$

$$\text{CARGA FINAL (KW1)} = 298 \text{ KW}$$

TENSION KV	CONDUCTOR AWG O MCM	R OHMS	X OHMS	COSTO DE LINEA \$/KM	FACTOR DE CARGA A LINEA	DEMANDA PICO ANUAL KW	PERDIDAS ENERGIA KWH/KM/AÑO	COSTO DE PERDIDAS \$/KM/AÑO	COSTOS FIJOS POR INVERSION \$/KM/AÑO	COSTOS TOTALES \$/KM/AÑO	LONGITUD KM.	COSTOS ANUA TOTALES DE LINEA \$/AÑO
19.9	1/0	0.70	0.449	101.341	0.35	180	33	32	13.017	13.049	25	326.22
19.9	2/0	0.56	0.440	108.978	0.35	180	26	25	13.934	13.959	25	348.97
19.9	3/0	0.45	0.431	121.218	0.35	180	21	20	15.403	15.423	25	385.57
19.9	4/0	0.37	0.422	132.378	0.35	180	17	17	16.785	16.802	25	420.05

FACTOR DE CARGA EN SUBEST.(LF) 0.55  
 CARGO POR DEMANDA (M) S/ 40KW/MES  
 CARGO POR CONSUMO DE ENERGIA (L) 0.83 KWH  
 FACTOR AJUSTE DE DEMANDA (N) 0.80  
 CONSTANTE DE PERDIDA DEL SISTEMA (J) 2.9313

CARGA INICIAL (KW2) = 438 KW  
 CARGA FINAL (KWF) = 1.478 KW

$= 0.84(LF)^2 + 0.16(LF)$   
 $= 0.84(0.55)^2 + 0.16(0.55)$   
 $= 0.84(0.3025) + 0.16(0.55)$   
 $= 0.2541 + 0.088$   
 $= 0.3421$

FACTOR DE CRECIMIENTO (g) = 2.07  
 FACTOR DE DISTRIBUCION (d) = 0.9

$= L + \frac{12 MN}{(8760)(FACTOR PERDIDAS)}$   
 $= 0.85 + \frac{12 \times 40 \times 0.8}{8760 \times 0.3421}$   
 $= S/0.9781 /KWH$

FACTOR DE POTENCIA (COS φ) = 0.4  
 NUMERO DE FASES (P) = 3

TENSION KV	CONDUCTOR AWG O MCM	R OHMS	X OHMS	COSTO DE LINEA \$ /KM	FACTOR DE CARGA DE PICO ANUAL LINEA	DEMANDA PICO ANUAL KW e.	PERDIDAS ENERGIA KWH /KM/AÑO	COSTO DE PERDIDAS \$ /KM/AÑO	COSTOS FIJOS POR INVERSION \$ /KM/AÑO	COSTOS TOTALES \$ /KM/AÑO	LONGITUD KM.	COSTOS ANUALES TOTALES LINEA \$/AÑO
7.96	1/0	0.70	0.449	101.341	0.35	816	4.214	4.122	12.161	16.283	30	488.49
7.96	2/0	0.56	0.440	108.978	0.35	816	3.371	3.297	13.077	16.374	30	491.22
7.96	3/0	0.45	0.431	121.218	0.35	816	2.709	2.650	14.546	17.196	30	515.88
7.96	4/0	0.37	0.422	132.378	0.35	816	2.227	2.178	15.885	18.063	30	541.89

COSTO DE PERDIDA DE ENERGIA

FACTOR DE PERDIDAS (H)

FACTOR DE CARGOS FIJOS

$$= L + \frac{12 \text{ MN}}{18760} (\text{FACTOR PERDIDAS})$$

$$= 0.85 + \frac{12 \times 40 \times 0.8}{8760 \times 0.3421}$$

$$= S/0.9781 / \text{kwh}$$

FACTOR DE CRECIMIENTO (g) = 2.07

FACTOR DE DISTRIBUCION (d) = 0.9

FACTOR DE CARGA EN SUBEST. (LF) = 0.84 (LF)<sup>2</sup> + 0.16 (LF)

ARGO POR DEMANDA (M) = S/ 40 kW / mes

ARGO POR CONSUMO DE ENERGIA (L) = 0.85 kWh

FACTOR AJUSTE DE DEMANDA (H) = 0.80

CONSTANTE DE PERDIDA DEL SISTEMA (J) = 2.9313

FACTOR DE POTENCIA (COS φ) = 0.90

NUMERO DE FASES (P) = 3

CARGA INICIAL (kW21) = 438

CARGA FINAL (KWF) = 1.478

FACTOR DE CARGA EN SUBEST. (LF) = 0.84 (LF)<sup>2</sup> + 0.16 (LF)

ARGO POR DEMANDA (M) = S/ 40 kW / mes

ARGO POR CONSUMO DE ENERGIA (L) = 0.85 kWh

FACTOR AJUSTE DE DEMANDA (H) = 0.80

CONSTANTE DE PERDIDA DEL SISTEMA (J) = 2.9313

TENSION KV	CONDUCTOR AWG O MCM	R OHMS	X OHMS	COSTO DE LINEA \$ / KM	FACTOR DE CARGA ANUAL * LINEA	DEMANDA PICO ANUAL KW e.	PERDIDAS ENERGIA KWH / KM   AÑO	COSTO DE PERDIDAS \$ / KM   AÑO	COSTOS FIJOS POR INVERSION b / KM   AÑO	COSTOS TOTALES \$ / KM   AÑO	LONGITUD KM.	COSTOS ANUALES TOTALES DE LINEA \$   AÑO
19.9	1/0	0.70	0.449	108.479	0.35	816	674	659	13.017	13.676	30	410.280
19.9	2/0	0.56	0.440	116.116	0.35	816	539	527	13.934	14.461	30	433.830
19.9	3/0	0.45	0.431	128.356	0.35	816	433	423	15.403	15.826	30	474.780
19.9	4/0	0.37	0.422	139.874	0.35	816	356	348	16.785	17.133	30	513.990

	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
BABAHYO-VENTANAS		1'317.420	1'644.330	1'644.330						
BABAHYO-LA JULIA					312.810	312.810	312.810	312.810	312.610	312.810
PBLVIEJO-VENTANAS					319.957	319.957	319.957	319.957	319.957	319.957
PBLVIEJO-LA JULIA					308.978	308.978	308.978	308.978	308.978	308.978
PBLVIEJO-CATAKAMA	149.000	149.000	149.000	149.000	149.000	149.000	149.000	149.000	149.000	149.000
BABAHYO-B. MORENO- SAN LUIS	315.952	315.952	315.952	316.816	316.816	316.816	316.816	316.816	316.816	316.816
BABAHYO-MONTALVO			1'359.934	1'686.844						
PALMAR-MONTALVO					216.660	216.660	216.660	216.660	216.660	216.660
PALMAR-MONTALVO					680.920	680.920	680.920	680.920	680.920	680.920
PALMAR-CLEMENTINA				289.104	289.104	289.104	289.104	289.104	289.104	289.104
BABAHYO-BABA		309.025	309.025	309.025	309.025	309.025	309.025	309.025	309.025	309.025
SAN JUAN-VINCES		488.490	488.490	884.691	887.691	887.691	887.691	887.691	887.691	887.691
TOTAL :	464.952	1'262.467	2'622.401	5'282.810	3'790.961	3'790.961	3'790.961	3'790.961	3'790.961	3'790.961

	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
BABAHOYO-VENTANAS		1'216.540	1'216.540	1'216.540	1'216.540	1'216.540	1'216.540			
SAN JUAN-VENTANAS								531.468	531.468	531.468
SAN JUAN-BABAGOYO								414.115	414.115	414.115
PBLOVIEJO-CATARANA		109.944	109.944	109.944	109.944	109.944	109.944			
BABAHOYO-B. MORENO- SAN LUIS	276.016	276.016	276.016	276.016	141.520	141.520	141.520	141.520	141.520	141.520
BABAHOYO-MONTALVO		614.656	614.656	614.656	899.574	899.574	899.574	899.574	899.574	899.574
PALMAR-CLEMENTINA				224.256	224.256	224.256	224.256	224.256	224.256	224.256
BABAHOYO-BABA	326.225	326.225	326.225	326.225	326.225	326.225	326.225	326.225	326.225	326.225
SAN JUAN-VINCES		410.282	410.280	410.280	410.280	410.280	410.280	410.280	410.280	410.280
EL JOJO-I. MARIA				368.892	368.892	368.892	368.892	368.892	368.892	368.892
TOTAL :	602.241	2'953.661	2'953.661	3'546.809	3'697.231	3'697.231	3'697.231	3'426.274	3'426.274	3'426.274

### 5.3. CONCLUSIONES

Los análisis efectuados en el presente Capítulo nos llevan a las siguientes conclusiones:

- La alternativa que utiliza voltaje 13.8 KV como nivel de subtransmisión, requiere de la construcción de 85 kilómetros de líneas a 69 KV que sirvan de alimentadoras de las subestaciones de Pueblo Viejo, CEDEGE, Isabel María, Babahoyo y Vinces, que a su vez suplirán energía a las líneas de subtransmisión. De los 85 kilómetros arriba citados, 55 kilómetros deberán entrar en operación hasta Diciembre de 1979 para atender los sectores Norte, Sur y Este y los restantes 30 kilómetros deberán estar concluidos en Diciembre de 1985 para atender el sector Oeste.
- En el caso de la alternativa que utiliza 34.5 KV como nivel de tensión de subtransmisión, requiere de la construcción de 23 kilómetros de líneas a 138 KV para alimentar la subestación de reducción de Pueblo Viejo y de esa manera mantener la regulación de voltaje dentro de valores aceptables. esta línea 138 KV es requerida recién en Diciembre de 1983.



- Los costos de construcción para líneas de subtransmisión, cuya tensión es 34.5 KV, es superior a las líneas a 13.8 KV, en porcentajes que varían entre el 5.6% y el 7%.
- Los costos totales anuales de líneas cuyas características son iguales (carga, longitud, etc.) resultan ser muchos más bajos (30% aproximadamente), cuando operan a tensiones de 34.5 KV, que cuando lo hacen a 13.8 KV.
- Las caídas de tensión son muy reducidas en líneas operando a 34.5KV que en las líneas a 13.8 KV, llegando se a resultados de que para condiciones similares las líneas a 34.5 KV tienen capacidad de transportar cargas seis veces mayores que las que pueden hacerlo las líneas a 13.8 KV, observando los valores de restricción del 7% para la caída de tensión.
- La mejor regulación de voltajes que representa la utilización del nivel de tensión 34.5 KV constituye un ahorro al evitar el uso de equipos de mejoramiento de niveles de voltaje (reguladores, capacitadores, etc) y al diferir las obras de transmisión no provocando desembolsos de capital.

-Las estructuras normalizadas en el país para líneas a tensiones de 13.8 KV y 34.5 KV son las mismas por lo que constituye una ventaja trabajar a los niveles más altos, pues se hace un uso óptimo de las mismas.

La única diferencia existente la constituye los materiales de aislamiento siendo los aisladores Pin clases 55-5 y 56-3 los más claros diferendos.

-En las líneas de subtransmisión tanto a 13.8 KV como a 34.5 KV, el formato será cuatro hilos, 3 de fases y 1 de neutro, bajo el sistema de neutro reducido y multiaterrizado.

La decisión arriba citada está acorde con la normalización ecuatoriana, permitiendo la utilización de transformadores de distribución a lo largo de todo el recorrido de las líneas, posibilitando la utilización de equipos de nivel básico de aislamiento (Bil) reducido y aumentando la confiabilidad de las líneas en sí.

-El uso de la alternativa 13.8 GrdY/7.96 KV en las líneas de subtransmisión obliga a la utilización de

reguladores de voltaje en las líneas Babahoyo - Pueblo Viejo - Ventanas, Babahoyo - Montalvo y San Juan - Vinces, prácticamente desde el inicio de su operación al no poder contarse con líneas de 69 KV en forma oportuna.

## CAPITULO VI

## DISTRIBUCION

## 1. GENERALIDADES

Como en todo sistema eléctrico el correspondiente al área de influencia Babahoyo, mantendrá en su sistema de distribución un alto porcentaje de la inversión total efectuada en el mismo.

El hecho citado arriba como las características mismas de los sistemas de distribución del área Babahoyo que por lo general corresponden a centros de cargas (poblaciones) de reciente incorporación cuyas redes deberán ser puestas al servicio con capacidad suficiente para la expansión del mismo, aunque inicialmente estén poco cargados obligan a efectuar los análisis correspondientes a tender a lograr los diseños necesarios que satisfagan el crecimiento de carga y confiabilidad de los sistemas al menor costo.

Siguiendo el patrón delineado en el presente estudio en este Capítulo se estudiaron como alternativas - sistemas de distribución que usan como nivel de tensión 13.8 KV y otros que usan como nivel de tensión-

34.5 KV.

## 6.2. SELECCION DE VOLTAJES

### 6.2.1. Estructuras de Soporte para cada Alternativa

Las estructuras de soporte para las redes de distribución a estudiarse en niveles de 13.8 KV y corresponden a las normalizadas por el Instituto Colombiano de Electrificación, mediante su publicación "Normas para Distribución - Estructuras Tipo 1974".

Las características topográficas y la distribución de las calles y aceras de la totalidad de la zona de carga del área de influencia Bababoyo no permiten en la generalidad la utilización de este tipo-centrado, con lo cual es mucho más posible el uso de tensión 34.5 KV de manera muy económica.

En los casos de utilización de 34.5 KV como tensión de distribución las estructuras preferidas son AC, RC y RRC para los circuitos trifásicos con el aislamiento requerido para ese voltaje.

En los casos en que el voltaje de los circuitos primarios sea 13.8 KV se utilizarán de acuerdo a las necesidades, todas las estructuras normalizadas para Redes de Distribución.

En lo referente a los circuitos secundarios se utilizarán estructuras DS3, DR3 y DRR3, con espaciamiento de 8 pulgadas entre conductores, puesto que las luminarias de alumbrado público serán autocontroladas y no se requerirá de hilo piloto.

En los Cuadros 6.1. al 6.23, se puede observar las características de los materiales usados en las estructuras y los costos de las mismas.

Las redes en el área de influencia Babahoyo serán de tipo radial y se conformarán de conductores de aluminio desnudo, compartiendo el primario y secundario un hilo neutro común que estará multiaterrizado en toda la red.

## 2.2. Estudio de las Necesidades de Equipos para cada Alternativa

Para el caso de la alternativa cuya tensión nominal es

34.5 GrdY/19.9 KV en circuitos primarios principalmente nos referiremos a los siguientes equipos:

-Transformadores : los transformadores de distribución serán monofásicos, completamente autoprotegidos sumergidos en aceite y tensión nominal de 34.5 GrdY/19.9 KV - 120/240 Voltios y un solo terminal de porcelana en el lado de alta tensión.

En virtud de la disposición de los Sistemas de Subtransmisión y los delineamientos establecidos para los de distribución resulta, desde todo punto de vista, más económico que el nivel básico de aislamiento, de los transformadores, (BIL) sea de 125 KV con lo que se posibilita un comportamiento eficaz a las posibles sobretensiones que deben soportar esta clase de equipos.

Por las mismas razones anotadas arriba y frente al hecho de que los sistemas a 34.5 KV, denotan muy reducidas caídas de voltaje, los transformadores a utilizarse no dispondrán de tomas de regulación de voltajes.

Para el caso de conformación de bancos trifásicos se

requerirá de transformadores convencionales de dos terminales de porcelana en el lado de alta tensión y que al conectarse para formar el banco se tenderá siempre a que la conexión sea estrella-estrella con los neutros de alta y baja tensión sólidamente puestos a tierra para evitar los problemas de ferorresonancia.

-Pararrayos : los pararrayos a utilizarse serán tipo válvula, de 27 KV, de tensión nominal, clase distribución.

La tensión nominal de estos pararrayos permite mantener márgenes de protección adecuados al resto de equipos de distribución y sobre todo a los transformadores especificados arriba, de acuerdo a lo observado en el gráfico 6.24.

-Cajas Fusibles : las cajas de fusibles serán tipo abierto, 27 KV, tensión nominal, 200 amperios y 125 KV de nivel básico de aislamiento.

Para el caso de la utilización de la alternativa que usa 13.8 GrdY/7.96 KV como niveles de tensión de distribución, las consideraciones son las siguientes:



- Transformadores : los transformadores tipo distribución, serán completamente autoprotegidos, de un solo terminal, en el lado de alta tensión, para voltajes 13.2 GrdY/7.62 KV- 120/240 Voltios, con cuatro tomas para regulación de voltaje de 2.5% del voltaje nominal cada una; dos arriba y dos abajo de la tensión nominal y 95 KV de nivel básico de aislamiento.
- Pararrayos : estos elementos serán tipo válvula y de 10 KV de tensión nominal, clase distribución.
- Cajas Fusibles : estos elementos serán tipo abierto, 15 KV de tensión nominal, aptos para abrir bajo carga 100 amperios y 95 KV de nivel básico de aislamiento.

Común a ambas alternativas es el equipo de alumbrado público que para el presente estudio se conformará de luminarias abiertas, con refractor y difractor de acrílico, lámparas de 175 Vatios de vapor de mercurio y célula fotoeléctrica para su autocontrol de encendido y apagado.

El hecho de que las luminarias sean autocontroladas trae consigo la no utilización de hilo piloto que a más de compensar el costo de la célula fotoeléctrica

significa un ahorro considerable para las inversiones en sistemas de distribución.

### 2.3. Costos Estimativos de los Equipos Necesarios en Cada Alternativa

Los costos estimados para los equipos puestos en el área de influencia Babahoyo arrojan los siguientes resultados:

- Los transformadores de distribución a utilizarse para las tensiones 34.5 GrdY/19.9 KV-240/120 Voltios resultan entre el 7% y el 15% más caros que los transformadores de relación 13.2 GrdY/7.62 KV-240/120 Voltios.
- Los costos de los pararrayos son notoriamente más altos para el caso de tensión nominal 27 KV relacionados con los de tensión nominal 10 KV. La relación establecida es 2.5: 1.
- Las cajas fusibles de tensión nominal 27 KV resultan ser el 31% más costosas que las cajas de 15 KV de tensión nominal.
- Las luminarias de alumbrado público mantienen igual -

costo en ambas alternativas estimándose su precio, -  
puestas en el área de influencia Babahoyo, en \$/1.160.

En el numeral del presente acápite, aparecen los costos de los equipos para cada una de las capacidades más utilizadas y para las dos alternativas bajo estudio, de igual manera que los costos de materiales y mano de obra empleados para Redes de Distribución.

Cabe destacar que la pequeña diferencia en costos de los transformadores de distribución a utilizarse en ambas alternativas, es resultado de que el nivel básico de aislamiento que se utiliza para la alternativa de tensión 34.5/19.9 KV es la de 125 KV. En el caso de haberse seleccionado como nivel básico de aislamiento la tensión de 150 KV, la diferencia en costos a la que se llegaría es mucho mayor.

#### 2.4. Cálculo del Costo Actual de los Equipos a ser adquiridos a tiempo diferido

El cálculo del costo actual de los equipos necesarios, para la implementación de las diferentes alternativas a tiempo diferido se realizó en base de los costos observados en las importaciones realizadas por INECCEL,

precios de catálogo y ofertas de suministradores. En todos los casos se agregó el 15% de costo a los valores FOB y esa cifra se tomó como costo en las bodegas de Babahoyo.

Se ha estimado también una tasa de escalamiento de precios anual del 7%, para los equipos de importación en función de los datos de que dispone INECEL, y como medio determinante de valor que a tiempo diferido observarán los equipos.

#### 6.2.5. Cuadros Comparativos

En este literal se presentan los costos que representan la construcción de redes de distribución en base a los desembolsos efectuados por concepto de materiales, equipos, mano de obra y supervisión en modelos de redes con capacidad de atención inicial de 1.000 usuarios.

La metodología seguida ha permitido encontrar los costos por usuario que se causan por la construcción de redes de distribución.

Los costos en mención se muestran, para las alternativas 13.8 GrdY/7.96KV y 34.5GrdY/19.9KV, en los Cuadros

6.25 y 6.26, siendo S/3.000,00 (Tres mil sucres) para la primera alternativa y de S/3.200,00 (Tres mil dos cientos sucres) para la segunda alternativa, respectivamente.

ITEM	CANTIDAD	DESCRIPCION	PUNTARIO	P. TOTAL
1	1	Poste de hormigón armado de 11 m de longitud 600 Kg de tensión de rotura transversal a 25 cm de la punta.	2.500	2.500
2	1	Perno Pin para extensión punta de poste, sencillo con soporte en ángulo 2" x 2" x 1/4" y varilla soldada de 7/8", galvanizado en caliente.	110	110
3	2	Perno máquina de 5/8" de diámetro, 10" de longitud, 3" de longitud de rosca, galvanizado.	30	60
4	1	Aislador tipo Pin de porcelana procesada en húmedo, barnizado al fuego, con agujero roscado de 1" de diámetro. En cuanto a sus características mecánicas y eléctricas se sujetarán a las normas ANSI-55-5.	50	50
		<u>PARA SECUNDARIO :</u>		
5	1	Bastidor de hierro galvanizado de tres vías, diámetro del pasador 5/8"	100	100
6	2	Perno tipo máquina de 5/8" de diámetro, 10" de longitud, 3" de longitud de rosca, galvanizado en caliente.	30	60
7	3	Aisladores de porcelana, tipo rollo procesada en húmedo y barnizada al fuego de 3" de alto, diámetro de agujero 1 1/16". En cuanto a sus características mecánicas y eléctricas se sujetarán a las normas ANSI-53-3.	10	30

COSTO TOTAL ESTRUCTURA TIPO SU : S/ 2.910,00

ITEM	CANTIDAD	DESCRIPCION	P.UNITARIO	P. TOTAL
1	1	Poste de hormigón armado de 11 m de longitud, 600 Kg. de tensión de ro- tura transversal a 25 cm de la punta.	2.500	2.500
2	2	Perno Pin de extensión punta de poste, rosca de plomo de 1" de diáme- tro, con soporte en ángulo de 2" x 2" x 1/4" y varilla soldada de 3/4" de diámetro, galvanizado en caliente.	110	220
3	2	Perno máquina de 5/8" de diámetro, 10" de longitud de rosca, con aran- delas, tuercas y contratueras, galvanizado en caliente.	30	60
4	2	Aislador Pin de porcelana procesada en húmedo y barnizado al fuego, con agujero roscado de 1" de diámetro. En cuanto a sus características me- cánicas y eléctricas se sujetarán a las normas ANSI-55-5	50	100
		<u>PARA SECUNDARIO :</u>		
5	1	Bastidor de hierro galvanizado de tres vías, con pasador de 5/8" de - diámetro, 8" de espaciamiento entre fases.	100	100
6	2	Perno máquina de 5/8" de diámetro, 10" de longitud, 3" de longitud de rosca, con arandelas, tuercas y contratueras, galvanizado en caliente.	30	60
7	3	Aislador de porcelana, tipo rollo, procesado en húmedo y barnizado al fuego, de 3" de alto con agujero de 5/16" de diámetro. En cuanto a sus características eléctricas y mecánicas se sujetarán a las normas ANSI-53-3	10	30
		COSTO TOTAL ESTRUCTURA TIPO AU : S/ 3.070,00		

ITEM	CANTIDAD	D E S C R I P C I O N	P.UNITARIO	P. TOTAL
1	1	Poste de hormigón armado de 11 m de longitud, 600 Kg. de tensión de rotura transversal a 25 cm de la punta.	2.500	2.500
2	1	Perno de ojo rosca corrida de 5/8" de diámetro, 10" de longitud con tuercas y arandelas, galvanizado en caliente.	40	40
3	2	Aisladores de suspensión de 6" de diámetro, de porcelana procesada en húmedo y barnizada al fuego, todas sus partes mecánicas serán galvanizadas en caliente y en sus características eléctricas y mecánicas se sujetarán a las normas ANSI-52-1	115	330
4	1	Grapa terminal de aluminio con horquilla y ojo, para tensión de rotura de 8.000 libras y para rango de conductores del N°6 al 3/0 AWG. PARA SECUNDARIO :	100	100
5	1	Bastidor de tres vías galvanizado en caliente, diámetro del pasador 5/8"	100	100
6	2	Perno tipo máquina galvanizado en caliente, 10" de longitud, 3" de longitud de rosca con arandelas, tuercas y contratuercas.	30	60
7	3	Aislador de porcelana tipo rollo de porcelana procesada en húmedo y barnizada en fuego, de diámetro 3-1/8" y 3" de alto, con agujero de 11/16" de diámetro. En cuanto a sus características mecánicas y eléctricas se sujetarán a las normas ANSI-53-3	10	30
8	6	Conector de ranuras paralelas para conductores de aluminio para rangos de conductores en principal del N°6 al 1/0 AWG, y en la derivación del N°5 al 1/0 AWG.	30	180

COSTO TOTAL ESTRUCTURA RU : S/ 3.300,00



ITEM	CANTIDAD	D E S C R I P C I O N	P.UNITARIO	P. TOTAL
1	1	Poste de hormigón armado de 11 m de longitud, 600 Kg. de tensión de rotura transversal a 25 cm de la punta.	2.500	2.500
2	1	Perno de ojo, rosca corrida de 5/8" de diámetro, 10" de longitud con tuercas y arandelas, galvanizados en caliente.	40	40
3	1	Tuerca de ojo standard para pernos de 5/8" y ojo de 1-1/2" x 1-1/16", galvanizada en caliente.	20	20
4	4	Aisladores de suspensión de 6" de diámetro de porcelana procesada en húmedo y barnizada al fuego, todas sus características mecánicas y eléctricas se sujetarán a las normas ANSI-52-1	115	460
5	2	Grapa terminal de aluminio con horquilla y ojo, para tensión de rotura de 8.000 libras y para rango de conductores del N°6 al 3/0 AWG.	100	200
6	1	Perno Pin para extensión punta de poste, sencillo, con soporte en ángulo de 2" x 2" x 1/4" y varilla soldada de 7/8", galvanizado en caliente.	110	110
7	2	Perno tipo máquina de 5/8" de diámetro, 10" de longitud, 3" de longitud de rosca, con tuercas, arandelas y contratuercas, galvanizado en caliente.	30	30
8	1	Aislador tipo Pin de porcelana, procesada en húmedo, barnizado al fuego, agujero rosca de 1". En cuanto a sus características mecánicas y eléctricas se sujetarán a las normas ANSI-55-5	50	50
		PARA SECUNDARIO :		
9	1	Bastidor de tres vías, galvanizado en caliente, diámetro del pasador 5/8"	100	100
10	2	Perno máquina galvanizado en caliente, 10" de longitud, 3" de longitud de rosca, con arandelas, tuercas y contratuercas.	30	60

ITEM	CANTIDAD	DESCRIPCION	P. UNITARIO	P. TOTAL
11	6	Aislador de porcelana, tipo rollo, procesado en húmedo y barnizado al fuego, de diámetro 3-1/8" y 3" de alto, con agujero de 11/16" de diámetro. En cuanto a sus características mecánicas y eléctricas se sujetarán a las normas ANSI-53-3	10	60
12	15	Conector de ranuras paralelas para conductores de aluminio	30	450
COSTO TOTAL ESTRUCTURA RRU : S/ 4.110,00				

ITEM	CANTIDAD	D E S C R I P C I O N	P.UNITARIO	P. TOTAL
1	1	Poste de hormigón de 11 m de longitud, para 600 Kg de tensión de rotura transversal, a 25 cm de la punta.	2.500	2.500
2	1	Cruceta de madera tratada para uso a la intemperie de 2.4 m x 9 cm x 12 cms.	200	200
3	1	Pie de amigo en ángulo de hierro de 2 m x 1-1/2" x 1-1/2" x 3/16", galvanizado en caliente.	150	150
4	1	Perno máquina de 5/8" de diámetro, 13" de longitud, 3" de rosca, con arandelas, tuercas y contratuercas, galvanizado en caliente.	30	30
5	1	Perno máquina de 5/8" de diámetro, 10" de longitud, 3" de rosca, con arandelas, tuercas y contratuercas, galvanizado en caliente.	30	30
6	1	Perno máquina de 3/8" de diámetro, 6" de longitud, 3" de rosca, con arandelas, tuercas y contratuercas, galvanizado en caliente.	16	16
7	3	Pernos Pin para montaje en crucetas de madera de 5/8" de diámetro con rosca de plomo de 1" de diámetro, longitud del perno sobre la cruceta 6", longitud del pasador 6-1/2", con arandelas, tuercas y contratuercas, galvanizado en caliente.	30	90
8	3	Aisladores tipo Pin, de porcelana procesada en húmedo y barnizada al fuego, con agujero roscado de 1" de diámetro. En cuanto a sus características eléctricas y mecánicas se sujetarán a las normas ANSI-55-5	50	150
PARA SECUNDARIO :				
9	1	Bastidor de hierro galvanizado de tres vías, diámetro del pasador 5/8", de diámetro entre fases 8".	100	100
10	2	Perno máquina de 5/8" de diámetro, 10" de longitud, 3" de longitud de rosca, galvanizado en caliente.	30	60

ITEM	CANTIDAD	D E S C R I P C I O N	P. UNITARIO	P. TOTAL
11	3	Aislador tipo rollo de porcelana procesada en húmedo y barnizada al fuego de 3" de alto, con agujero de 11/16" de diámetro. En cuanto a sus características mecánicas y eléctricas se sujetarán a las normas ANSI-53-3  COSTO TOTAL ESTRUCTURA SV : S/ 3.356,00	10	30

ITEM	CANTIDAD	D E S C R I P C I O N	P.UNITARIO	P. TOTAL
1	1	Poste de hormigón armado de 11 m de longitud para 600 Kg de tensión de rotura transversal a 25 cms de la punta.	2.500	2.500
2	2	Cruceta de madera de 2.4 m x 9 cms x 12 cms, tratada para uso a la intemperie.	200	400
3	1	Pie de amigo de ángulo de hierro de 2 m x 1-1/2"x1-1/2" x 3/16", galvanizado en caliente.	150	150
4	1	Perno tipo máquina de 5/8" de diámetro, 10" de longitud, 3" de longitud de rosca, con arandelas, y contratuerzas, galvanizado en caliente.	30	30
5	2	Perno rosca cortida de 5/8" de diámetro, 16" de longitud, con tuercas y arandelas, galvanizado en caliente.	48	96
6	6	Perno Pin para montaje en cruceta de madera de 5/8" de diámetro con rosca de plomo de 1" de diámetro. Longitud de perno sobre la cruceta: de 6", longitud del pasador 6-1/2", con arandelas, tuercas y contratuerzas galvanizado en caliente.	30	180
7	6	Aislador tipo Pin de porcelana, procesada en húmedo y barnizado al fuego con agujero roscado de 1" de diámetro. En cuanto a sus características mecánicas y eléctricas se sujetarán a las normas ANSI-55-5.	50	300
PARA SECUNDARIO :				
8	1	Bastidor de hierro galvanizado en caliente de tres vías, diámetro del pasador 5/8".	100	100
9	2	Perno tipo máquina de 5/8" de diámetro, 10" de longitud, 3" de longitud de rosca, galvanizado en caliente.	30	60
10	3	Aislador tipo rollo de porcelana procesada en húmedo, barnizada al fuego de diámetro 3-1/8" y 3" de alto, con agujero de 1 1/16". En cuanto a sus características mecánicas y eléctricas se sujetarán a las normas ANSI 53-3.	10	30

COSTO TOTAL ESTRUCTURA AV : \$/ 3.846,00

ITEM	CANTIDAD	D E S C R I P C I O N	P.UNITARIO	P. TOTAL
1	1	Poste de hormigón armado de 11 m de longitud para 600 Kg de tensión de rotura transversal a 25 cm de la punta.	2.500	2.500
2	1	Cruceta de madera de 2.4 m x 9 cm x 12 cm, tratada para ser usada a la intemperie.	200	200
3	2	Pie de amigo de pletina de hierro de 28" de longitud x 1-1/2" de ancho x 3/16" de grueso, galvanizado en caliente.	25	25
4	1	Pernos tipo máquina de 5/8" de diámetro, 10" de longitud, 3" de longitud de rosca, con arandelas, tuercas y contratuercas, galvanizadas en caliente.	30	30
5	1	Pernos tipo máquina de 5/8" de diámetro, 13" de longitud, 3" de longitud de rosca, con arandelas, tuercas y contratuercas, galvanizados en caliente.	30	30
6	2	Perno tipo máquina de 3/8" de diámetro, 6" de longitud, 3" de longitud de rosca, con arandelas, tuercas y contratuercas, galvanizado en caliente.	16	16
7	3	Perno Pin para montaje en cruceta de madera de 5/8" de diámetro con rosca de plomo de 1" de diámetro. Longitud del perno sobre la cruceta 6", longitud del pasador 6-1/2" con arandelas, tuercas y contratuercas, galvanizado en caliente.	30	90
8	3	Aisladores tipo Pin de porcelana procesada en húmedo y barnizada al fuego, con agujero roscado de 1" de diámetro. En cuanto a sus características eléctricas y mecánicas se sujetarán a las normas ANSI-55-5	50	150
9	1	PARA SECUNDARIO : Bastidor de hierro galvanizado en caliente de tres vías, diámetro del pasador 5/8"	100	100

ITEM	CANTIDAD	DESCRIPCION	P.UNITARIO	P. TOTAL
10	2	Perno máquina de 5/8" de diámetro, 10" de longitud, 3" de longitud de rosca, galvanizado en caliente.	30	60
11	3	Aislador tipo rollo de porcelana procesado en húmedo y barnizado al fuego, de diámetro y 3" de alto, con agujero de 11/16" de diámetro. En cuanto a sus características eléctricas y mecánicas se sujetarán a las normas ANSI-53-3	10	30
COSTO TOTAL ESTRUCTURA SC : S/ 3.272,00				

ITEM	CANTIDAD	D E S C R I P C I O N	P.UNITARIO	P. TOTAL
1	1	Poste de hormigón armado de 11 m de longitud para 600 Kg de tensión de rotura transversal a 25 cms de la punta.	2.500	2.500
2	2	Cruceta de madera de 2.4 m x 9 cm x 12 cms, tratada para uso a la intemperie	200	400
3	4	Pie de amigo de pletina de hierro de 28" de longitud x 1-1/2" de ancho x 3/16" de grueso, galvanizado en caliente.	25	100
4	1	Perno tipo máquina de 5/8" de diámetro, 10" de longitud, 3" de longitud de rosca, con arandelas, tuercas y contratuercas, galvanizado en caliente.	30	30
5	3	Perno rosca corrida de 5/8" de diámetro, 16" de longitud, con tuercas y arandelas, galvanizado en caliente.	48	144
6	6	Perno Pin para montaje en cruceta de madera de 5/8" de diámetro con rosca de plomo de 1" de diámetro. Longitud del perno sobre la cruceta de 6", longitud del pasador 6-1/2", con arandelas, tuercas y contratuercas galvanizado en caliente.	30	180
7	6	Aislador tipo Pin de porcelana procesada en húmedo y barnizado en fuego con agujero roscado de 1" de diámetro. En cuanto a sus características mecánicas y eléctricas se sujetarán a las normas ANSI-55-5 PARA NEUTRO :	50	300
8	1	Bastidor de hierro galvanizado en caliente de tres vías, diámetro del pasador 5/8".	100	100
9	2	Perno tipo máquina de 5/8" de diámetro, 10" de longitud, 3" de longitud de rosca, galvanizado en caliente.	30	60
10	3	Aislador tipo rollo de porcelana procesada en húmedo, barnizada al fuego, de diámetro 3-1/8" y 3" de alto, con agujero de 11/16". En cuanto a sus características mecánicas y eléctricas se sujetan a normas ANSI-53-3	10	30



ESTRUCTURA TIPO RC PARA 13.8 KV. CUADRO 6.9

ITEM	CANTIDAD	DESCRIPCION	P.UNITARIO	P. TOTAL
1	1	Poste de hormigón armado de 11 m de longitud, 600 Kg. de tensión de rotura transversal a 25 cms de la punta.	2.500	2.500
2	2	Cruce de madera de 2.4 m x 9 cm x 12 cm tratada para ser usada a la intemperie.	200	200
3	4	Pie de amigo de plerina de hierro de 28" de longitud x 1-1/2" de ancho x 3/16" de grueso, galvanizado en caliente.	25	100
4	1	Perno tipo máquina de 5/8" de diámetro, 10" de longitud, 3" de longitud de rosca, con arandelas, tuercas y contratuercas, galvanizado en caliente.	30	30
5	1	Perno rosca corrida de 5/8" de diámetro, 16" de longitud, con tuercas y arandelas, galvanizada en caliente.	48	48
6	4	Perno tipo máquina de 3/8" de diámetro, 6" de longitud, 3" de longitud de rosca, galvanizado en caliente.	16	64
7	3	Perno de ojo rosca corrida de 5/8" de diámetro, 16" de longitud, con tuercas y arandelas, galvanizadas en caliente.	52	156
8	6	Aisladores de suspensión de 6. de diámetro, de porcelana procesada en húmedo y barnizada en fuego, todas sus partes mecánicas y eléctricas serán galvanizadas en caliente y en sus características eléctricas y mecánicas se sujetarán a las normas ANSI-52-1	115	690
9	3	Grapa terminal de aluminio con horquilla y ojo, para tensión de rotura, de 8,000 libras y para rango de conductores del N°6 hasta el 3/0 AWG.	100	300

ITEM	CANTIDAD	D E S C R I P C I O N	P. UNITARIO	P. TOTAL
12	3	Aislador de porcelana tipo rollo de porcelana procesada en húmedo y batizada al fuego, de diámetro de 3-1/8" y 3" de alto, con agujero de 11/16" de diámetro. En cuanto a sus características mecánicas y eléctricas se sujetarán a las normas ANSI-53-3	10	30
13	6	Conector de tanuras paralelas para conductores de aluminio para rangos de conductores en principal del N° 6 al 1/0 AWG y en la derivación del N° 6 al 1/0 AWG.  COSTO TOTAL ESTRUCTURA RC : S/ 4.658,00	30	180

ITEM	CANTIDAD	DESCRIPCION	P.UNITARIO	P. TOTAL
1	1	Poste de hormigón armado de 11 m de longitud, 600 Kg de tensión de rotura transversal a 25 cms de la punta.	2.500	2.500
2	2	Cruceta de madera de 2.4 m x 9 cms x 12 cms tratada para ser usada a la intemperie.	200	400
3	4	Pie de amigo en pletina de hierro de 28" de longitud x 1-1/2" de ancho x 3/16" de grueso, galvanizado en caliente.	25	100
4	2	Perno Pin, rosca de plomo de 1" de diámetro, sencillo, galvanizado en caliente, de 5/8" de diámetro, longitud del perno sobre la cruceta 6", longitud del pasador 6-1/2" con arandelas, tuercas y contratuercas.	30	60
5	1	Perno tipo máquina de 5/8" de diámetro, 10" de longitud, 3" de longitud de rosca, con arandelas, tuercas y contratuercas, galvanizado en caliente.	30	30
6	1	Perno rosca corrida de 5/8" de diámetro, 16" de longitud con tuercas y arandelas, galvanizado en caliente.	48	48
7	4	Perno tipo máquina de 3/8" de diámetro, 6" de longitud, 3" de longitud de rosca, galvanizado en caliente.	16	64
8	3	Perno de ojo rosca corrida de 5/8" de diámetro, 16" de longitud con tuercas y arandelas, galvanizado en caliente.	52	156
9	3	Tuerca de ojo standard para pernos de 5/8" de diámetro y ojo de 1-1/2" x 11/16", galvanizado en caliente.	20	60
10	12	Aisladores de suspensión de 6" de diámetro, de porcelana procesada en húmedo y barnizada al fuego, todas sus partes mecánicas serán galvanizadas en caliente y en sus características eléctricas y mecánicas se sujetarán a las normas ANSI-52-1	115	1.380
11	6	Grapa terminal de aluminio con horquilla y ojo, para tensión de rotura de 8.000 libras y para rango de conductores del N°6 hasta el 3/0 AWG.	100	600

## D E S C R I P C I O N

P. UNITARIO

P. TOTAL

12 Conector de ramura paralela para conductores de aluminio con un perno de sujeción, conductor principal del N°6 al 3/0 AWG, derivación del N° 6 al 3/0 AWG.

4

220

13 Aislador tipo Pin de porcelana procesada en húmedo y barnizada al fue-  
go, con agujero roscado de 1" de diámetro. En cuanto a sus caracte-  
rísticas mecánicas y eléctricas se sujetarán a las normas ANSI-55-5.

2

100

PARA SECUNDARIO :

14 Bastidor de tres vías, galvanizado en caliente, diámetro del pasador  
5/8".

2

200

15 Perno tipo máquina galvanizado en caliente, 10" de longitud, 3" de lon-  
gitud de rosca con arandelas, tuercas y contratuercas.

2

60

16 Aislador de porcelana tipo rollo de porcelana procesada en húmedo y  
barnizada al fuego, de diámetro 3-1/8" y 3" de alto, con agujero de -  
11/16" de diámetro. En cuanto a sus características mecánicas y eléc-  
tricas se sujetarán a las normas ANSI-53-3.

6

60

17 Conector de ranuras paralelas para conductores de aluminio para rangos  
de conductores en principal del N°6 al 1/0 AWG y en la derivación del  
N°6 al 1/0 AWG.

15

450

COSTO TOTAL ESTRUCTURA RRC : S/ 6.488,00

ITEM	CANTIDAD	DESCRIPCION	P.UNITARIO	P.TOTAL
1	1	Poste de hormigón armado de 11 metros de longitud para 600 Kg de tensión de rotura transversal a 25 cms de la punta.	2.500	2.500
2	2	Cruceta de madera de 2.4 m x 9 cms x 12 cms tratada para uso a la intemperie.	200	400
3	2	Pie de amigo de ángulo de hierro de 2 m x 1-1/2" x 1-1/2" x 3/16", galvanizado en caliente	150	150
4	1	Perno tipo máquina de 5/8" de diámetro, 10" de longitud, 3" de longitud de rosca, con arandelas y contratuerzas, galvanizado en caliente.	30	30
5	3	Perno de ojo, rosca corrida de 5/8" de diámetro, 16" de longitud, con tuercas y arandelas, galvanizado en caliente	52	156
6	6	Aislador de suspensión de 6" de diámetro de porcelana procesada en húmedo y barnizado en fuego con todas sus partes metálicas galvanizadas. En cuanto a sus características mecánicas y eléctricas se sujetaron a las normas ANSI-52-1.	115	690
7	3	Grapa terminal de aluminio con horquilla y ojo, para tensión de rotura de 8000 libras y para rango de conductores del #6 al 3/0 AWG.	100	300
8	1	<u>PARA SECUNDARIO</u> Bastidor de hierro galvanizado en caliente de tres vías, diámetro del pasador 5/8".	100	100
9	2	Perno tipo máquina de 5/8" de diámetro, 10" de longitud, 3" de longitud de rosca, galvanizado en caliente.	30	60

ITEM	CANTIDAD	DESCRIPCION	P.UNITARIO	P.TOTAL
10	3	<p>Aislador tipo rollo, de porcelana procesada en húmedo, barnizada al fuego, de diámetro 3-1/8" y 3" de alto, con agujero de 11/16". En cuanto a sus características mecánicas y eléctricas se sujetarán a las normas ANSI-53-3</p> <p>COSTO TOTAL ESTRUCTURA RV : S/ 4.416,00</p>	10	30

ITEM	CANTIDAD	D E S C R I P C I O N	P. UNITARIO	P. TOTAL
1	1	Poste de hormigón de 11 m de longitud para 600 Kg de tensión de rotura transversal a 25 cms de la punta.	2.500	2.500
2	1	Cruceta de madera de 2.4 m x 9 cm x 12 cm tratada para ser usada a la intemperie.	200	200
3	2	Pie de amigo de pletina de hierro de 28" de longitud x 1-1/2" de ancho x 3/16" de grueso, galvanizado en caliente.	25	50
4	1	Perno Pin para extensión punta de poste, sencillo, con soporte en ángulo de 2" x 2" x 1/4" y varilla soldada de 7/8", galvanizado en caliente, rosca de plomo de 1-3/8" de diámetro.	150	150
5	4	Perno tipo máquina de 5/8" de diámetro, 10" de longitud, 3" de longitud de rosca, con arandelas, tuercas y contratuercas, galvanizados en caliente.	30	120
6	1	Perno tipo máquina de 5/8" de diámetro, 13" de diámetro, 3" de longitud de rosca, con arandelas, tuercas y contratuercas, galvanizados en caliente.	30	30
7	2	Perno tipo máquina de 3/8" de diámetro, 6" de longitud, 3" de longitud de rosca, con arandelas, tuercas y contratuercas, galvanizado en caliente.	16	32
8	2	Perno Pin para montaje en cruceta de madera de 3/4" de diámetro con rosca de plomo de 1-3/8" de diámetro. Longitud del perno sobre la cruceta 10", longitud del pasador 6-1/2" con arandelas, tuercas y contratuercas galvanizado en caliente.	75	150
9	3	Aislador tipo Pin de porcelana procesada en húmedo y barnizada al fuego con agujero roscado de 1-3/8" de diámetro. En cuanto a sus características eléctricas y mecánicas se sujetarán a las normas ANSI-56-3.	150	450

ITEM	CANTIDAD	DESCRIPCION	P.UNITARIO	P. TOTAL
10	1	PARA NEUTRO : Bastidor de hierro galvanizado en caliente de tres vías, diámetro del pasador 5/8".	100	100
11	2	Perno tipo máquina de 5/8" de diámetro, 10" de longitud, 3" de longitud de rosca, galvanizado en caliente.	30	60
12	3	Aislador tipo rollo de porcelana procesada en húmedo y barnizada al fuego de diámetro 3-1/8" y 3" de alto, con agujero de 11/16" de diámetro. En cuanto a sus características mecánicas y eléctricas se sujetarán a las normas ANSI-53-3	10	30
* COSTO TOTAL ESTRUCTURA P : S/ 3.872,00				



ITEM	CANTIDAD	D E S C R I P C I O N	P.UNITARIO	P. TOTAL
1	1	Poste de hormigón armado de 11 m de longitud, 600 Kg. de tensión de ro- tura transversal a 25 cm de la punta.	2.500	2.500
2	2	Cruceta de madera de 2.4 m x 9 cms x 12 cms tratada para ser usada a la intemperie.	200	400
3	4	Pie de amigo en pletina de hierro de 28" de longitud x 1-1/2" de ancho x 3/16" de grueso, galvanizado en caliente.	25	100
4	1	Perno Pin extensión punta de poste, rosca de plomo, de 1-3/8" de diáme- tro, sencillo con soporte de ángulo de 2" x 2" x 1/4" y varilla de 7/8" de diámetro, galvanizado en caliente.	150	150
5	3	Perno tipo máquina de 5/8" de diámetro, 10" de longitud, 3" de longitud de rosca, con arandelas, tuercas y contratuercas, galvanizado en calien- te.	30	90
6	1	Perno rosca corrida de 5/8" de diámetro, 16" de longitud con tuercas y arandelas, galvanizado en caliente.	48	48
7	4	Perno tipo máquina de 3/8" de diámetro, 6" de longitud, 3" de longitud de rosca, galvanizado en caliente.	16	64
8	1	Perno de ojo, rosca corrida de 5/8" de diámetro, 10" de longitud, con tuercas y arandelas, galvanizado en caliente.	40	40
9	2	Perno de ojo, rosca corrida de 5/8" de diámetro, 16" de longitud con tuercas y arandelas, galvanizadas en caliente.	52	104
10	3	Tuerca de ojo standard para pernos de 5/8" de diámetro, y ojo de 1-1/2" x 11/16", galvanizado en caliente.	20	60
11	24	Aisladores de suspensión de 6" de diámetro, de porcelana procesada en húmedo y barnizada al fuego, todas sus partes mecánicas serán galvani- zadas en caliente y en sus características eléctricas y mecánicas se sujetarán a las normas ANSI-52-1	115	2.760

ITEM	CANTIDAD	D E S C R I P C I O N	P. UNITARIO	P. TOTAL
12	6	Grapa terminal de aluminio con horquilla y ojo, para tensión de rotura de 8.000 libras y para rango de conductores del N°6 hasta el 3/0 AWG.	100	600
13	4	Conector de ramura paralela para conductores de aluminio con un perno de sujeción, conductor principal del N°6 al 3/0 AWG, derivación del N°6 al 3/0 AWG.	55	220
14	1	Aislador tipo Pin de porcelana procesada en húmedo y barnizada al fuego, con agujero roscado de 1-3/8" de diámetro. En cuanto a sus características mecánicas y eléctricas se sujetarán a las normas ANSI-56-3 <u>PARA NEUTRO :</u>	150	150
15	2	Bastidor de tres vías galvanizado en caliente, diámetro del pasador 5/8"	100	200
16	2	Perno tipo máquina galvanizado en caliente, 10" de longitud, 3" de longitud de rosca con arandelas, tuercas y contratuercas.	30	60
17	6	Aislador de porcelana tipo rollo de porcelana procesada en húmedo y barnizada al fuego, de diámetro 3-1/8" y 3" de alto, con agujero de 1 1/16" de diámetro. En cuanto a sus características mecánicas y eléctricas se sujetarán a las normas ANSI-53-3	10	60
18	15	Conector de ramuras paralelas para conductores de aluminio para rangos de conductores en principal del N°6 al 1/0 AWG y en la derivación del N°6 al 1/0 AWG.	30	450

COSTO TOTAL ESTRUCTURA RR : S/ 8.056,00

ITEM	CANTIDAD	DESCRIPCION	P.UNITARIO	P. TOTAL
1	1	Poste de hormigón armado de 11 metros de longitud para 600 Kg. de tensión de rotura transversal a 25 cms de la punta.	2.500	2.500
2	2	Crucetas de madera de 2.4 m x 9 cm x 12 cm tratada para uso a la intemperie.	200	400
3	4	Pie de amigo de pletina de hierro de 28" de longitud x 1-1/2" de ancho y 3/16" de grueso, galvanizado en caliente.	25	100
4	2	Perno pin extensión punta de poste, rosca de plomo 1-3/8" de diámetro con soporte ángulo de 2" x 2" x 1/4" y varilla soldada de 3/4" de diámetro, galvanizado en caliente.	150	300
5	3	Perno tipo máquina de 5/8" de diámetro, 14" de longitud, 3" de longitud de rosca, con arandelas, tuercas y contratuercas, galvanizado en caliente.	40	120
6	3	Perno rosca corrida, de 5/8" de diámetro, 20" de longitud, con tuercas y arandelas, galvanizado en caliente.	60	180
7	4	Perno máquina de 3/8" de diámetro, 6" de longitud, 3" de longitud de rosca, galvanizada en caliente.	16	64
8	4	Perno Pin para montaje en cruceta de madera de 3/4" de diámetro con rosca de plomo: 1-3/8" de diámetro. Longitud del perno sobre la cruceta 8" longitud del pasador 6-1/2", con arandelas, tuercas y contratuercas galvanizado en caliente.	75	300
9	6	Aislador tipo Pin de porcelana procesada en húmedo y barnizado en fuego con agujero roscado de 1-3/8" de diámetro. En cuanto a sus características mecánicas y eléctricas se sujetarán a las normas ANSI-56-3	150	900
10	2	Espaciador en ángulo 4	15	30

PARA NEUTRO :  
 Bastidor de hierro galvanizado en caliente de una vía, diámetro del pa  
 sador 5/8"  
 Perno tipo máquina de 5/8" de diámetro, 10" de longitud, 3" de longitud  
 de rosca, galvanizado en caliente.  
 Aislador tipo rollo de porcelana procesada en húmedo y barnizada al fue  
 go, de diámetro 3-1/8" de alto, con agujero de 11/16". En cuanto a sus  
 características mecánicas y eléctricas se sujetarán a las normas ANSI -  
 53-3

COSTO TOTAL ESTRUCTURA PP : S/ 4.959,00

ITEM	CANTIDAD	D E S C R I P C I O N	P. UNITARIO	P. TOTAL
1	1	Poste de hormigón armado de 11 m de longitud, 600 Kg de tensión de rotura transversal a 25 cms, de la punta.	2.500	2.500
2	2	Cruceta de madera de 2,4 m x 9 cms x 12 cms, tratada para ser usada a la intemperie.	200	400
3	4	Pie de amigo de pletina de hierro de 28" de longitud x 1-1/2" de ancho x 3/16" de grueso, galvanizado en caliente.	25	100
4	1	Perno rosca corrida de 5/8" de diámetro, 16" de longitud con tuercas y arandelas galvanizadas en caliente.	48	48
5	4	Perno tipo máquina de 3/8" de diámetro, 6" de longitud, 3" de longitud de rosca, galvanizado en caliente.	16	-64
6	1	Perno de ojo, rosca corrida de 5/8" de diámetro, 10" de longitud con tuercas y arandelas, galvanizado en caliente.	40	40
7	2	Perno de ojo, rosca corrida de 5/8" de diámetro, 16" de longitud con tuercas y arandelas, galvanizadas en caliente.	52	104
8	12	Aisladores de suspensión de 6" de diámetro, de porcelana procesada en húmedo y barnizada en fuego, todas sus partes mecánicas serán galvanizadas en caliente y en sus características eléctricas y mecánicas se sujetarán a las normas ANSI-52-1	115	1.380
9	3	Grapa terminal de aluminio con horquilla y ojo, para tensión de rotura de 8.000 libras y para rango de conductores del #6 al 3/0 AWG.	100	300
PARA SECUNDARIO:				
10	1	Bastidor de tres vías galvanizado en caliente, diámetro del pasador 5/8"	100	100
11	2	Perno tipo máquina galvanizado en caliente, 10" de longitud, 3" de longitud de rosca, con arandelas, tuercas y contratueras.	30	60

ITEM	CANTIDAD	DESCRIPCION	P. UNITARIO	P. TOTAL
12	3	Aislador de porcelana tipo rollo, de porcelana procesada en húmedo y barnizada al fuego, de diámetro 3-1/8" y 3" de alto, con agujero de 11/16" de diámetro. En cuanto a sus características mecánicas y eléctricas se sujetarán a las normas ANSI-53-3	10	30
13	6	Conector de ranuras paralelas para conductores de aluminio para ranos de conductores en principal del #6 al 1/0 AWG y en la derivación del # 6 al 1/0 AWG.	30	180
		COSTO TOTAL ESTRUCTURA : S/ 5.306,00		

P. UNITARIO

P. TOTAL

1 Poste de hormigón armado de 11 m de longitud 600 Kg. de tensión de rotura transversal a 25 cms de la punta.

2.500

2 Perno Pin para extensión punta de poste, sencillo con soporte en ángulo 2"x2" x 1/4" y varilla soldada de 7/8", galvanizado en caliente, rosca de plomo de 1-3/8".

150

3 Perno máquina de 5/8" de diámetro, 10" de longitud, 3" de longitud de rosca galvanizado.

30

4 Aislador tipo Pin de porcelana procesada en húmedo, barnizado al fuego con agujero roscado de 1-3/8" de diámetro. En cuanto a sus características mecánicas y eléctricas se sujetarán a las normas ANSI-56-3

150

PARA SECUNDARIO :

5 Bastidor de hierro galvanizado de tres vías, diámetro del pasador 5/8"

100

6 Perno tipo máquina de 5/8" de diámetro, 10" de longitud, 3" de longitud de rosca, galvanizado en caliente.

30

7 Aisladores de porcelana, tipo rollo procesada en húmedo y barnizado al fuego, de 3" de alto, diámetro de agujero 1 1/16". En cuanto a sus características mecánicas y eléctricas se sujetarán a las normas ANSI 53-3

10

COSTO TOTAL ESTRUCTURA : S/3.050,00

ITEM	CANTIDAD	D E S C R I P C I O N	P.UNITARIO	P. TOTAL
1	1	Poste de hormigón armado de 11 m de longitud, 600 Kg de tensión de rotura transversal a 25 cm de la punta.	2.500	2.500
2	2	Perno Pin de extensión punta de poste, rosca de plomo de 1" de diámetro con soporte en ángulo de 2" x 2" x 1/4" y varilla soldada de 7/8" de diámetro, galvanizado en caliente, rosca de plomo de 1-3/8"	150	300
3	2	Perno máquina de 5/8" de diámetro, 10" de longitud de rosca, con arandelas, tuercas y contratuercas, galvanizado en caliente.	30	60
4	2	Aislador Pin de porcelana procesada en húmedo y barnizado al fuego, con agujero roscado de 1-3/8" de diámetro. En cuanto a sus características mecánicas y eléctricas se sujetarán a las normas ANSI-56-3	150	300
<u>PARA SECUNDARIO:</u>				
5	1	Bastidor de hierro galvanizado de tres vías, con pasador de 5/8" de diámetro, 8" de espaciamento entre fases.	100	100
6	2	Perno máquina de 5/8" de diámetro, 10" de longitud, 3" de longitud de rosca, con arandelas, tuercas y contratuercas, galvanizado en caliente.	30	60
7	3	Aislador de porcelana tipo rollo, procesado en húmedo y barnizado al fuego, de 3" de alto, con agujero de 5/16" de diámetro. En cuanto a sus características eléctricas y mecánicas se sujetarán a las normas ANSI-53-3	10	30

COSTO TOTAL ESTRUCTURA : S/ 3.350,00



ITEM	CANTIDAD	D E S C R I P C I O N	PUNITARIO	P. TOTAL
1	1	Poste de hormigón armado de 11 m de longitud, 600 Kg. de tensión de rotura transversal a 25 cms de la punta.	2.500	2.500
2	1	Perno de ojo, rosca corrida de 5/8" de diámetro, 10" de longitud con tuercas y arandelas, galvanizado en caliente.	40	40
3	4	Aisladores de suspensión de 6" de diámetro, de porcelana procesada en húmedo y barnizada en fuego, todas sus partes mecánicas serán galvanizadas en caliente y en sus características eléctricas y mecánicas se sujetarán a las normas ANSI-52-1	115	660
4	1	Grapa terminal de aluminio con horquilla y ojo, para tensión de rotura, de 8.000 libras y para rango de conductores del #6 hasta el 3/0 AWG. PARA SECUNDARIO:	100	100
5	1	Bastidor de tres vías, galvanizado en caliente, diámetro del pasador 5/8"	100	100
6	2	Perno tipo máquina, galvanizado en caliente, 10" de longitud, 3" de longitud de rosca con arandelas, tuercas y contratuercas.	30	60
7	3	Aislador de porcelana, tipo rollo de porcelana procesada en húmedo y barnizada al fuego, de diámetro 3-1/8" y 3" de alto, con agujero de 11/16" de diámetro. En cuanto a sus características mecánicas y eléctricas se sujetarán a las normas ANSI-53-3	10	30
8	6	Conector de ranuras paralelas para conductores de aluminio para rangos de conductores en principal del #6 al 1/0 AWG y en la derivación del #6 al 1/0 AWG.	30	180

COSTO TOTAL ESTRUCTURA : S/ 3.670,00

ITEM	CANTIDAD	D E S C R I P C I O N	P. UNITARIO	P. TOTAL
1	1	Poste de hormigón armado de 11 m de longitud, 600 Kg de tensión de rotura transversal a 25 cm de la punta.	2.500	2.500
2	1	Perno de ojo, rosca corrida de 5/8" de diámetro, 10" de longitud con tuercas y arandelas, galvanizada en caliente.	40	40
3	1	Tuerca de ojo standard para pernos de 5/8" y ojo de 1-1/2" x 1-1/16", galvanizado en caliente.	20	20
4	8	Aisladores de suspensión de 6" de diámetro de porcelana procesada en húmedo y barnizada al fuego, todas sus características mecánicas y eléctricas se sujetarán a las normas ANSI-52-1	115	920
5	2	Grapa terminal de aluminio con horquilla y ojo, para tensión de rotura de 8.000 libras y para rango de conductores del #6 al 3/0 AWG.	100	200
6	1	Perno Pin, para extensión punta de poste, sencillo, con soporte en ángulo de 2" x 2" x 1/4" y varilla soldada de 7/8", galvanizada en caliente.	150	150
7	1	Perno tipo máquina de 5/8" de diámetro, 10" de longitud, 3" de longitud de rosca, con tuercas, arandelas y contratuerzas, galvanizado en caliente.	30	30
8	1	Aislador tipo Pin, de porcelana procesada en húmedo, barnizado al fuego, agujero rosca de 1-3/8". En cuanto a sus características mecánicas y eléctricas se sujetarán a las normas ANSI-56-3	150	150
<u>PARA SECUNDARIO :</u>				
6	1	Bastidor de tres vías, galvanizado en caliente, diámetro del pasador 5/8"	100	100
7	2	Perno máquina galvanizado en caliente, 10" de longitud, 3" de longitud de rosca, con arandelas, tuercas y contratuerzas.	30	60

ITEM	CANTIDAD	DESCRIPCION	P.UNITARIO	P. TOTAL
8	6	Aislador de porcelana, tipo rollo, procesado en húmido y barnizado al fuego, de diámetro 3-1/8" y 3" de alto, con agujero de 11/16" de diámetro. En cuanto a sus características mecánicas y eléctricas se sujetará a las normas ANSI-53-3	10	60
9	15	Conector de ranuras paralelas para conductores de aluminio	30	450
COSTO TOTAL ESTRUCTURA : S/ 4.710,00				

ITEM	CANTIDAD	D E S C R I P C I O N	P.UNITARIO	P. TOTAL
1	1	Poste de hormigón armado de 9 m de longitud, para 350 Kg de tensión de rotura transversal a 25 cms de la punta.	1.950	1.950
2	1	Bastidor de hierro galvanizado de tres vías, diámetro del pasador 5/8", espaciamiento entre fases 8" galvanizado para uso a la intemperie.	100	100
3	2	Perno tipo máquina de 5/8" de diámetro, 10" de longitud, 3" de longitud de rosca, con arandelas, tuercas y contratuercas, galvanizado en caliente.	30	60
4	3	Aislador tipo rollo de porcelana procesada en húmedo y barnizada al fue 80 de 3" de alto con agujero de 11/16" de diámetro. En cuanto a sus características mecánicas y eléctricas se sujetarán a las normas ANSI-53-3	10	30

CÓSTO TOTAL ESTRUCTURA DS3 : S/ 2.140,00

ITEM	CANTIDAD	D E S C R I P C I O N	P. UNITARIO	P. TOTAL
1	1	Poste de hormigón armado de 9 m de longitud, 350 Kg de tensión de rotura transversal a 25 cm de la punta.	1.950	1.950
2	2	Bastidor de hierro galvanizado de tres vías, con pasador de 5/8" de diámetro, espacio entre fases 8".	100	200
3	2	Perno tipo máquina de 5/8" de diámetro, 10" de longitud, 3" de longitud de rosca, con arandelas, tuercas y contratuercas, galvanizado para uso a la intemperie.	30	60
4	15	Conector de ranuras paralelas para conductores de aluminio para ranos en principal del N°6 al 1/0 AWG y en la derivación del N°6 al 1/0 AWG.	30	450
5	6	Aislador tipo rollo de porcelana procesada en húmedo y barnizada al fuego, de 3" de alto con agujero de 11/16" de diámetro. En cuanto a sus características mecánicas y eléctricas se sujetarán a las normas ANSI-53-3	10	60

COSTO TOTAL ESTRUCTURA DRR3: S/ 2.720,00

ITEM	CANTIDAD	D E S C R I P C I O N	P. UNITARIO	P. TOTAL
1	12	Metros de cable de acero, 1/2" de diámetro, grado alta resistencia, 7 hilos, para ser usado en tensores de resistencia mínima de 10.800 libras.	17	204,00
2	2	Grapas mordazas de 3 pernos de sujeción para uso con cables de acero desde 5/16" a 1/2" de diámetro.	80	160,00
3	1	Brazo tensor farol de tubo galvanizado de 2 m de longitud por 2" de diámetro.	410	410,00
4	1	Varilla de anclaje de 5/8" de diámetro x 2.40 m de longitud con dos tuercas y dos arandelas cuadradas de 4" x 4" x 3/16"	130	130,00
5	1	Bloque de anclaje de concreto armado (alma de hierro) de 50 cms x 50 cms x 15 cms.	150	150,00

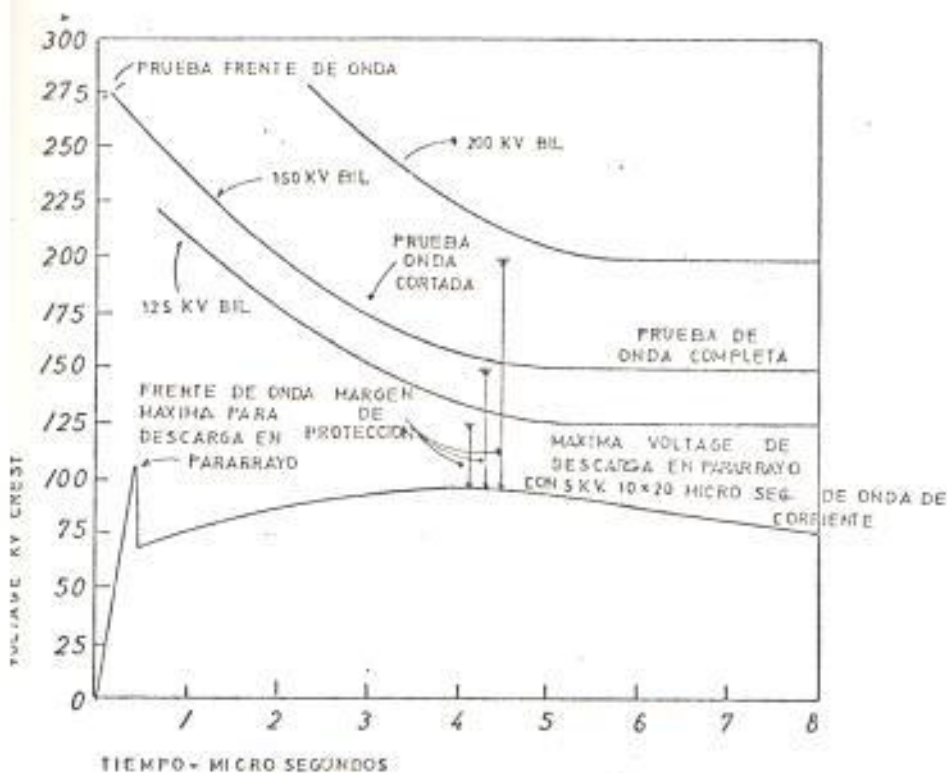
COSTO TOTAL ESTRUCTURA : S/ 1.054,00

ITEM	CANTIDAD	D E S C R I P C I O N	P. UNITARIO	P. TOTAL
1	1	Poste de bormigón armado de 9 m de longitud, para 350 Kg de tensión de rotura transversal a 25 cms de la punta.	1.950	1.950
2	1	Bastidor de hierro galvanizado de tres vías, diámetro del pasador 5/8" espaciado entre fases 8", galvanizado para uso a la intemperie.	100	100
3	2	Perno tipo máquina de 5/8" de diámetro, 10" de longitud, 3" de longitud de rosca, con arandelas, tuercas y contratuerzas, galvanizado en caliente.	30	60
4	3	Aisladores tipo rollo de porcelana procesada en húmedo y barnizada al fuego de 3" de alto, con agujero de 11/16" de diámetro. En cuanto a sus características mecánicas y eléctricas, se sujetarán a las normas ANSI-53-3	10	30
5	6	Conector de ranuras paralelas para conductores de aluminio, rangos del #6 al 1/0 AWG.	30	180

COSTO TOTAL ESTRUCTURA: S/2.320,00

## CUADRO N°6.24

## BIL TRANSFORMADOR VS. DESCARGA DE PARARRAYOS



El margen de protección de equipo nominal de 125 KV. BIL se es del 25 % cuando se comparan los valores de descarga - de un pararrayos de 27 KV.



ITEM	DESCRIPCION	COSTO POR MATERIAL	COSTO POR M. DE OBRA	COSTO TOTAL
------	-------------	--------------------	----------------------	-------------

1	Ensamblaje de 35 estructuras SC	3.272	350	126.770
2	Ensamblaje de 19 estructuras RC	4.658	450	97.052
3	Ensamblaje de 3 estructuras RRC	6.488	500	20.964
4	Ensamblaje de 11 estructuras SV	3.356	450	41.866
5	Ensamblaje de 21 estructuras SU	2.910	150	64.260
6	Ensamblaje de 1 estructura AU	3.070	170	3.240
7	Ensamblaje de 20 estructuras RU	3.300	200	70.000
8	Ensamblaje de 4 estructuras RRU	4.110	220	17.320
9	Ensamblaje de 312 estructuras DS3	2.140	150	714.480
10	Ensamblaje de 47 estructuras DRR3	2.720	170	135.840
11	Ensamblaje de 83 estructuras TT	946	450	115.868
12	Ensamblaje de 9 estructuras TTD	1.310	500	16.290
13	Ensamblaje de 26 estructuras TF	1.054	500	40.404
14	Erección de 111 postes de 11 x 600 Kg.	--	560	62.160
15	Erección de 237 postes de 9 x 350 Kg.	--	560	132.720
16	Ensamblaje de 11 transformadores 10 KVA	8.000	1.000	99.000
17	Ensamblaje de 15 cajas fusibles	1.200	300	22.500
18	Tendido de 27,630 m. conductor #1/0 AWG	6.895	4.500	314.844
19	Tendido de 23,410 m. conductor #2 AWG	4.334	4.000	195.099
20	Tendido de 13,815 m. conductor #4 AWG	2.750	4.000	93.251
21	Ensamblaje de 9 transformadores de 25 KVA	10.545	1.000	103.905
22	Luminarias de vapor de mercurio, ensamble de 348 unidades.	1.120	320	501.120

COSTO DE MATERIALES Y MANO DE OBRA: S/2'888.953

COSTO DE SUPERVISION Y ADMINISTRACION : 144.447

COSTO TOTAL : 3'033.400

DIVISAS 30% COSTO TOTAL - MONEDA LOCAL 70% COSTO TOTAL

COSTO POR ABONADO : S/3.000

ITEM	DESCRIPCION	COSTO POR MATERIAL	COSTO POR M. DE OBRA	C O S T O T O T A L
1	Ensamblaje de 46 estructuras P	3.872	350	194.212
2	Ensamblaje de 19 estructuras R	5.654	450	115.976
3	Ensamblaje de 3 estructuras RR	8.056	500	25.668
4	Ensamblaje de 21 estructuras SU	3.050	150	67.200
5	Ensamblaje de 1 estructura AU	3.350	170	3.520
6	Ensamblaje de 20 estructuras RU	3.670	200	77.400
7	Ensamblaje de 4 estructuras RRU	4.710	220	19.720
8	Ensamblaje de 312 estructuras DS3	2.140	150	714.480
9	Ensamblaje de 47 estructuras DRR3	2.320	150	116.090
10	Ensamblaje de 83 estructuras TT	946	450	115.868
11	Ensamblaje de 9 estructuras TTD	1.310	500	16.290
12	Ensamblaje de 26 estructuras TF	1.054	500	40.404
13	Ensamblaje de 11 transformadores de 10 KVA	8.566	1.000	105.226
14	Erección de 111 postes de 11 m x 600 Kg.	--	560	62.160
15	Erección de 237 postes de 9 m x 350 Kg.	--	560	132.720
16	Ensamblaje de 15 cajas fusibles	1.575	300	28.125
17	Ensamblaje de 9 transformadores de 25 KVA	11.644	1.000	113.496
18	Tendido de 27.630 m conductor # 1/0 AWG	6.895	4.500	314.844
19	Tendido de 23.410 m conductor # 2 AWG	4.334	4.000	195.099
20	Tendido de 13.815 m conductor # 4 AWG	2.750	4.000	93.251
21	348 unidades luminarias de vapor de mercurio	1.120	320	501.120

COSTO POR MATERIALES Y MANO DE OBRA : S/ 3'053.169  
 COSTOS POR SUPERVISION Y ADMINIST. : 152.659

S/ 3'205.828

COSTO POR USUARIO = S/3.200

### 6.3. CONCLUSIONES

Las conclusiones a que se arriban al finalizar el presente Capítulo, son las siguientes:

- La disponibilidad de equipos de distribución, a niveles económicos aceptables, para tensiones 34.5 GrdY/19.9 KV, hace factible el uso de esos voltajes para redes de distribución.
- El uso de tensiones 34.5 GrdY/19.9 KV en redes de distribución, trae consigo para todas las localidades del área, a excepción de Babahoyo, la posibilidad de ahorrar instalaciones de transformación de reducción para la alimentación de sus sistemas de distribución.
- Los costos por usuario en sistemas de distribución resultan, en el caso de la alternativa que usa tensiones de 34.5 GrdY/19.9 KV, ser el 6% más caros que en el caso de utilizarse la alternativa de tensiones 13.2 GrdY/7.62 KV.
- En el análisis de las dos alternativas bajo estudio, se consideró que las redes de distribución de Babahoyo se construirán usando niveles de tensión de 13.2 -

GrdY/7.62 KV, a fin de aprovechar al máximo la disponibilidad de ese voltaje existente en las barras de la Central Térmica y Subestación de Transformación de esa misma ciudad.

-En la implementación de redes de distribución que usan tensiones 34.5 GrdY/19.9 KV, los bancos trifásicos de transformación, utilizarán conexiones Y Y a fin de evitar sobretensiones provocadas por efectos de ferromagnetismo y por lo tanto en sus secundarios se dispondrán tensiones 120/208 Voltios.

-La tasa compuesta de escalamiento de precios es del 10% acumulativo anual para las redes de distribución, luego de observarse que de los costos totales el 70% corresponde a desembolsos de moneda local y el 30% a divisas.

## CAPITULO VII

## ANALISIS COMPARATIVO DE ALTERNATIVAS

## GENERALIDADES

Se ha llegado al análisis comparativo de alternativas, luego de estudiadas las diferentes etapas de conformación del Sistema Eléctrico Babahoyo, en las que se han delineado do mo alternativas la utilización de Tensiones correspondientes al grupo 138 KV-34.5 KV - 13.8 KV, por un lado; y 138KV -69KV-13.8 KV por otro lado.

El método que se utilizará para el análisis económico compa rativo de las alternativas, es el método del "Valor Presen te", el mismo que en su proceso contempla los siguientes pa sos:

- a) Determinación de las inversiones de cada alternativa.
- b) Determinación de los desembolsos anuales, durante el pe ríodo bajo análisis, de cada alternativa.
- c) Conversión de los desembolsos anuales a su "Valor Presen te".
- d) La alternativa que observe el menor "Valor Presente To-

tal" es la mejor alternativa.

El método de análisis fue seleccionado sobre los otros conocidos por prestar mayores facilidades de comprensión y permitir establecer una clara diferencia al momento de los costos entre una y otra alternativa.

La fecha de referencia a la cual se calculará el "Valor Presente", de las alternativas es la de finales del período de 1977 y comienzos del período de 1978.

## 2. DESCRIPCION DE ALTERNATIVAS

Las alternativas claramente definidas a lo largo del presente estudio son:

### ALTERNATIVA 1:

GENERACION : obtenida mediante la utilización de combustibles livianos e instalada en la ciudad de Babahoyo, con oportunidad de ampliar su capacidad mediante unidades que consuman fuel oil N°6, (Bunker C) instaladas en Milagro, de existir alguna dificultad con el suministro oportuno de potencia y energía eléctrica por parte del Sistema Nacional Interconectado. La tensión de generación de las unidades electrogene-

radoras será en todos los casos 13.800 voltios.

TRANSMISION : La transmisión de potencia y energía eléctrica proveniente del Sistema Nacional Interconectado a través de la línea Milagro - Babahoyo será a 138.000 voltios. La transmisión dentro del área de influencia Babahoyo, en sus cuatro sectores, se realizará a 69.000 voltios.

SUBTRANSMISION : La subtransmisión se realizará mediante líneas radiales a 7960/13800 voltios con neutro multiterrizado.

DISTRIBUCION : La distribución dentro del área de influencia Babahoyo se realizará, en esta alternativa a 7960/13800 voltios, en alta tensión, 120/240 voltios; servicio monofásico; baja tensión, líneas radiales, con neutro multiterrizado.

TRANSFORMACION : La transformación se compondrá de subestaciones reductoras 138.000/69000 voltios, 69.000/13.800-voltios y elevadoras 13.800/69.000 voltios, según el caso tomando como patrón las normas que para el efecto ha delineado el INECEL.

ALTERNATIVA 2 :

- a) GENERACION : Sigue los mismos lineamientos generales que los expresados en la alternativa 1.
- b) TRANSMISION : La transmisión de potencia y energía eléctrica proveniente del Sistema Nacional Interconectado a través de la línea Milagro - Babahoyo, se realizará 138.000 voltios, e igual tensión se mantendrá en el resto del área de influencia Babahoyo con la línea Babahoyo - San Juan de Pueblo Viejo.
- c) SUBTRANSMISION : La subtransmisión se realizará con líneas radiales a 19.9/34.5 KV, con neutro multiaterrizado en toda el área de influencia Babahoyo.
- d) DISTRIBUCION : La distribución en el área de influencia Babahoyo, se realizará en esta alternativa a 19.900/34.500 voltios en alta tensión, 120/240 voltios, servicio monofásico en baja tensión, mediante circuitos radiales con neutro común multiaterrizado. Se exceptúa Babahoyo cuya distribución será a 7620/13200 V.
- e) TRANSFORMACION : La transformación se conformará con subestaciones reductoras de 138.000/34.500 Voltios y elevadoras de 13.800/34.500 Voltios.



### 3. CUADROS COMPARATIVOS ECONOMICOS

En el presente numeral se adjuntan los cuadros que reco- gen la información de : Inversiones Requeridas, Costos Anuales, Costos Anuales Totales y Valor Presente, para ca- da una de las alternativas bajo estudio.

Es de importancia recalcar los siguientes puntos:

- El Cuadro de "Inversiones Requeridas", recoge la informa- ción de los capítulos precedentes y en virtud de las ne- cesidades, costos y tasas de escalamiento de precios es- tablecidos, expresan las cantidades de dinero necesarias para implementar las obras previstas en cada alternativa.
- El Cuadro de "Costos Anuales", refleja los costos por año de cada uno de los rubros que conforman el Sistema Eléc- trico del área de influencia Babahoyo, tomando en consi- deración las tasas de depreciación, costos de operación e intereses de préstamos. Adicionalmente se consideró las pérdidas de potencia y energía eléctrica para el cálculo del costo anual del rubro de subtransmisión.
- El Cuadro de "Costos Anuales Totales", refleja la informa- ción global para cada una de las alternativas recogidas - del Cuadro "Costos Anuales", que por cada rubro se pre-

sentó anteriormente. Este Cuadro con su información relacionada a una escala de tiempo permitirá llegar a la aplicación del método del Valor Presente.

-El Cuadro de "Valor Presente", nos permite observar la formulación aplicada y el resultado obtenido para cada una de las alternativas.

Las tasas de escalamiento de precios se establecieron de la siguiente manera: Transformación el 10% anual, Transmisión el 10% anual, Subtransmisión el 10% anual y Distribución el 10% anual.

Las tasas de cargos fijos se establecieron de la siguiente manera: Generación 16% anual, Transformación 12% anual, Transmisión 10% anual, Subtransmisión el 12% anual y Distribución el 12% anual.

ANO	GENERACION	TRANSFORMACION	TRANSMISION	SUBTRANSMISION	DISTRIBUCION	TOTAL
1976	15'000.000			2'615.472	2'466.000	20'081.472
1977	45'000.000			13'653.277	7'929.000	66'582.277
1978				6'440.808	17'874.000	24'314.808
1979		12'251.905	24'750.000	399.201	2'976.600	40'317.706
1980		54'716.641			1'753.290	56'469.931
1981					1'976.535	1'976.535
1982					2'262.203	2'262.203
1983		23'862.467			2'570.358	26'432.825
1984					2'917.825	2'917.825
1985		15'011.954	26'307.450		3'373.200	44'692.604
TOTAL DEL PERIODO	60'000.000	105'842.960	51'057.450	23'108.758	46'099.011	286'108.179

AÑO	GENERACION	TRANSFORMACION	TRANSMISION	SUBTRANSMISION	DISTRIBUCION	TOTAL
1976	2'500.000			464.952	295.920	3'260.872
1977	9'700.000			1'262.467	1'247.400	12'209.867
1978	9'700.000			2'622.401	3'392.280	15'714.681
1979	9'700.000	1'470.229	2'475.000	5'282.810	3'749.472	22'677.511
1980	9'700.000	8'036.226	2'475.000	3'790.961	3'959.867	27'962.054
1981	9'200.000	8'036.226	2'475.000	3'790.961	4'197.051	27'699.238
1982	9'200.000	8'036.226	2'475.000	3'790.961	4'468.515	27'970.702
1983	9'200.000	10'899.722	2'475.000	3'790.961	4'376.958	31'142.641
1984	9'200.000	10'899.722	2'475.000	3'790.961	5'127.097	31'492.780
1985	9'200.000	12'711.956	5'105.745	3'790.961	5'531.881	36'340.543

COSTOS ANUALES TOTALES DE LA ALTERNATIVA 138 - 69 - 13.8 KV.

1976	3' 260 872
1977	12' 209 867
1978	15' 714 681
1979	22' 677 511
1980	27' 962 054
1981	27' 699 238
1982	27' 970 702
1983	31' 142 641
1984	31' 492 780
1985	36' 340 543

AÑO	GENERACION	TRANSFORMACION	TRANSMISION	SUBTRANSMISION	DISTRIBUCION	TOTAL
1976	15'000.000	5'056.777		1'735.664	2'425.400	24'217.841
1977	45'000.000			14'107.625	8'417.800	67'525.425
1978				6'211.632	18'922.600	25'134.232
1979					3'015.100	3'015.100
1980		37'221.187		1'118.992	1'826.374	40'166.553
1981					2'058.525	2'058.525
1982					2'356.322	2'356.322
1983		28'895.842	20'743.240		2'676.973	52'316.055
1984					3'039.002	3'039.002
1985					3'512.727	3'512.727
TOTAL DEL PERIODO	60'000.000	71'173.806	20'743.240	23'173.913	48'250.823	223'341.782

COSTOS ANUALES TOTALES DE ALTERNATIVA 138 - 34.5 - 13.8 KV

1976	4'000 102
1977	14'561 658
1978	16'823 370
1979	17'787 330
1980	22'623 460
1981	22'370 483
1982	22'653 242
1983	28'245 347
1984	28'610 027
1985	29'031 554

AÑO	GENERACION	TRANSFORMACION	TRANSMISION	SUBTRANSMISION	DISTRIBUCION	TOTAL
1976	2'500.000	606.813		602.241	291.048	4'000.102
1977	9'700.000	606.813		2'953.661	1'301.189	14'561.658
1978	9'700.000	606.813		2'953.661	3'571.896	16'832.370
1979	9'700.000	606.813		3'546.809	3'933.708	17'787.330
1980	9'700.000	5'073.356		3'697.231	4'152.873	22'623.460
1981	9'200.000	5'073.356		3'697.231	4'399.896	22'370.483
1982	9'200.000	5'073.356		3'697.231	4'682.655	22'653.242
1983	9'200.000	8'540.851	2'074.324	3'426.274	5'003.892	28'245.347
1984	9'200.000	8'540.857	2'074.324	3'426.274	5'368.572	28'610.027
1985	9.200.000	8'540.857	2'074.324	3'426.274	5'790.099	29'031.554



$$\begin{aligned}
 \text{VALOR PRESENTE} &= 3'260.872 + 12'209.867 + 15'714.681 \left( {}_0,12-1 \text{ sppwf} \right) \\
 &+ 22'677.511 \left( {}_0,12-2 \text{ sppwf} \right) + 27'962.054 \left( {}_0,12-3 \text{ sppwf} \right) \\
 &+ 27'699.238 \left( {}_0,12-4 \text{ sppwf} \right) + 27'970.702 \left( {}_0,12-5 \text{ sppwf} \right) \\
 &+ 31'142.641 \left( {}_0,12-6 \text{ sppwf} \right) + 31'492.780 \left( {}_0,12-7 \text{ sppwf} \right) \\
 &+ 36'340.543 \left( {}_0,12-8 \text{ sppwf} \right)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{VALOR PRESENTE} &= 3'260.872 + 12'209.867 + 15'714.681(0.892886) + 22'677.511(0.79719) \\
 &+ 27'962.054(0.71178) + 27'699.238(0.63552) + 27'970.702(0.56743) \\
 &+ 31'142.641(0.50663) + 31'492.780(0.45235) + 36'340.543(0.40388)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{VALOR PRESENTE} &= 3'260.872 + 12'209.867 + 14'031.010 + 18'078.285 + 19'902.831 + \\
 &17'603.420 + 15'871.415 + 15'777.796 + 14'245.759 + 14'677.218
 \end{aligned}$$

$$\text{VALOR PRESENTE} = S / 145'658.473$$

En el cálculo  $( {}_{i-n} \text{ sppwf} ) = \frac{1}{(1+i)^n}$ , en donde :

- sppwf = Factor de Valor Presente de un pago simple de final de período
- i = Tasa de rendimiento anual
- n = Número de períodos

$$\begin{aligned}
 \text{VALOR PRESENTE} &= 4'000.102 + 14'561.658 + 16'823.370(0.12^{-1} \text{ sppwf}) \\
 &+ 17'787.330(0.12^{-2} \text{ sppwf}) + 22'623.460(0.12^{-3} \text{ sppwf}) \\
 &+ 22'370.483(0.12^{-4} \text{ sppwf}) + 22'653.242(0.12^{-5} \text{ sppwf}) \\
 &+ 28'245.347(0.12^{-6} \text{ sppwf}) + 28'610.027(0.12^{-7} \text{ sppwf}) \\
 &+ 29'031.554(0.12^{-8} \text{ sppwf})
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{VALOR PRESENTE} &= 4'000.102 + 14'561.658 + 16'823.370(0.89286) + 17'787.330(0.79719) \\
 &+ 22'623.460(0.71178) + 22'370.483(0.63552) + 22'653.242(0.56743) \\
 &+ 28'245.347(0.50663) + 28'610.027(0.45235) + 29'031.554(0.40388)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{VALOR PRESENTE} &= 4'000.102 + 14'561.658 + 15'020.914 + 14'179.882 + 16'102.926 \\
 &+ 14'216.889 + 12'854.129 + 14'309.940 + 12'941.746 + 11'725.264
 \end{aligned}$$

$$\text{VALOR PRESENTE} = S / 129'913.450$$

$$(in \text{ sppwf}) = \frac{i}{(1+i)^n}$$

sppwf = Factor de Pago simple de final de período Valor Presente

i = Tasa de Rendimiento Anual

n = Número de Períodos

#### 4. VENTAJAS Y DESVENTAJAS QUE PRESENTAN CADA UNA DE LAS ALTERNATIVAS

Las principales ventajas y desventajas que presenta la alternativa 138KV-34.5 KV - 13.8 KV, son las siguientes:

##### VENTAJAS

-Excelente control de voltaje, basado en la característica de que los sistemas de Subtransmisión y Distribución a 19.9/34.5 KV de tensión, tienen seis veces más de capacidad de transporte de carga que los sistemas 7.96/13.8KV, si el factor de restricción es la caída de tensión.

Este hecho reduce, para ésta la alternativa, el uso de equipos de regulación de voltaje y/o extensión de líneas de transmisión, lo que redunda en beneficios económicos.

-Las pérdidas en circuitos cuya tensión de subtransmisión y distribución es 19.9/34.5 KV, son seis veces menores que las pérdidas de potencia y energía eléctrica, observadas en circuitos de tensión 7.96/13.8 KV, para cargas iguales y conductores del mismo calibre.

Este hecho, fundamental en la "Selección Económica de Cir -

cuitos", representa grandes ventajas económicas para los sistemas que utilizan los voltajes de la alternativa en cuestión.

- Menor número de kilómetros de líneas de transmisión.
- Simplicidad del sistema, originada por la eliminación de una etapa de transformación y por lo tanto del número de subestaciones, lo que representa beneficio económico y de fácil operación al ser el número de equipos a utilizarse y controlar, menores que en la otra alternativa.
- Optimización del uso de materiales de construcción de subtransmisión y distribución, basado en el hecho de que la postiería, crucetería, herrajería, etc, es igual para ambas alternativas, estribando la diferencia en los materiales de aislamiento.
- Disponibilidad de Equipos en virtud del avance de la tecnología, logrado en los últimos años, el uso de los voltajes, 19.9/34.5 KV en sistemas de subtransmisión y distribución por muchos años y la difusión de los mismos en la actualidad.

DESVENTAJAS

- Efectos de ferresonancias más frecuentes en sistemas de subtransmisión y distribución cuya tensión de operación es 19.9/34.5 KV.
- Mayores precauciones en construcción, a fin de evitar conexiones flojas, empalmes flojos, herrajería floja, etc, que son la posible causa de interferencias de radio y televisión.

Las principales ventajas y desventajas que presenta la alternativa 138KV-69KV-13.8KV, son las siguientes:

VENTAJAS

- Experiencia amplia de construcción y operación de sistemas de subtransmisión y distribución a tensiones 7.96/13.8 KV, por parte del personal de que dispone EMELRIOS.
- Problemas de ferresonancia menos críticos que en la alternativa que utiliza tensión de 19.9/34.5 KV para subtransmisión y distribución.
- Mayor disponibilidad de equipos a nivel nacional, funda-

mentando en el hecho del gran número de kilómetros de líneas y redes construídas en el país, a tensión 7.96/13.8 KV.

- Mayores facilidades para la coordinación de elementos de protección que en sistemas cuya tensión de subtransmisión y distribución es 19.9/34.5 KV.

#### DESVENTAJAS

- Pérdidas de potencia y energía eléctrica mucho más elevadas que en la otra alternativa bajo estudio.
- Caídas de tensión muy elevadas y regulación de voltajes pobre en comparación con la otra alternativa bajo estudio.
- Requerimiento de mayor número de subestaciones y mayor capacidad en KVA de transformación que la otra alternativa bajo estudio.
- Mayores inversiones en líneas de transmisión que es la alternativa 138KV-34.5KV-13.8KV.

## 7.5. CONCLUSIONES GENERALES

Las conclusiones generales a las que se arriba luego del estudio efectuado, son las siguientes:

- Es totalmente factible el uso de tensiones 19.9/34.5GrdV en la subtransmisión y distribución de potencia y energía eléctrica en el área de influencia Babahoyo.
- Las inversiones requeridas en la implementación de la alternativa 138KV-34.5KV-13.8KV hasta el año 1985, alcanzan la suma de S/223'341.782, (DOSCIENTOS VEINTITRES MILLONES TRESCIENTOS CUARENTA UN MIL SETECIENTOS OCHENTA Y DOS SUCRES).
- Las inversiones requeridas en la implementación de la alternativa 138KV-69KV-13.8KV, hasta el año 1985, alcanzan la suma de S/286'109.179 (DOSCIENTOS OCHENTA Y SEIS MILLONES CIENTO NUEVO MIL CIENTO SETENTA Y NUEVE SUCRES)
- El valor actual, a fines de 1977, de las inversiones requeridas en la implementación de la alternativa 138KV - 34.5KV-13.8KV, durante el período bajo estudio, alcanza la suma de S/129'913.450 (CIENTO VEINTINUEVE MILLONES - NOVECIENTOS TRECE MIL CUATROCIENTOS CINCUENTA SUCRES)

- El valor actual, a fines de 1977, de las inversiones requeridas en la implementación de la alternativa 138KV - 69KV-13.8KV, durante el período bajo estudio, alcanza la suma de S/145'658.473 (CIENTO CUARENTA Y CINCO MILLONES SEISCIENTOS CINCUENTA Y OCHO MIL CUATROCIENTOS SETENTA Y TRES SUCRES)
  
- El ahorro en desembolsos, de implementarse la alternativa 138KV-34.5KV-13.8KV, asciende a la suma de S/62'767.397 (SESENTA Y DOS MILLONES SETECIENTOS SESENTA Y SIETE MIL TRESCIENTOS NOVENTA Y SIETE SUCRES).
  
- La diferencia entre los valores presentes de las dos alternativas es de S/15'745.023 (QUINCE MILLONES SETECIENTOS - CUARENTA Y CINCO MIL VEINTIRES SUCRES), siendo la más barata la alternativa 138KV-34.5 KV-13.8 KV.



## 7.6. RECOMENDACIONES GENERALES

Luego de establecidas las ventajas y desventajas de cada una de las alternativas y las conclusiones a las que se llegan en el presente estudio, cabe hacer las siguientes recomendaciones:

- Frente a la escases cada vez más notoria, de recursos económicos para la implementación de proyectos de electrificación, es necesario que INECEL y el ente operador del área de influencia Babahoyo, revisen sus esquemas de planificación e introduzcan en ellos la utilización de sistemas de subtransmisión y distribución, cuyas tensiones sean 19.9/34.5 KV.
- Debe fijarse como política el reaislamiento de los circuitos de subtransmisión y distribución, para tensiones 19.9/34.5KV, cuando éstos se encuentren copados en sus límites de transporte y regulación, antes que proceder al realambrado de los mismos, o peor aún recurrir a la construcción de circuitos paralelos, en las tensiones que actualmente se opera.
- Frente al hecho de que las tensiones 19.9/34.5KV, constituyen los voltajes del futuro para los sistemas de

distribución es indispensable, que los centros de estudio e investigación, fundamentalmente la Escuela Superior Politécnica del Litoral, realice los análisis correspondientes de la operatividad de esas tensiones en la realidad ecuatoriana.

## CAPITULO VIII

## 8.1. FORMULARIO

CAPITULO II- Crecimiento Poblacional

$$P = P_0 \cdot (1 + r)^n$$

P = Población al año n

P<sub>0</sub> = Población en el año de partida

n = Número de años

r = Tasa de crecimiento acumulativo anual

- Energía Vendida

Energía Vendida = Consumo Homogéneo + Consumo Industrial  
+ Consumo de Alumbrado Público

Consumo Homogéneo = Consumo Residencial + Consumo Comer -  
cial + Consumo Oficial

- Energía Generada

$$E_g = \frac{E_v}{1 - \text{Pérdidas}}$$

$E_g$  = Energía generada

$E_v$  = Energía vendida

- Factor de Diversificación

$$FD = \frac{D_1 + D_2 + D_3 + \dots + D_n}{D_1 + D_2 + D_3 + \dots + D_n}$$

FD = Factor de diversificación

$D_1 + D_2 + D_3 + \dots + D_n$  = Sumatoria de las demandas máximas de las cargas individuales.

$D_1 + D_2 + D_3 + \dots + D_n$  = Demanda máxima total del sistema

- Factor de Coincidencia

$$FC = \frac{D_1 + D_2 + D_3 + \dots + D_n}{D_1 + D_2 + D_3 + \dots + D_n}$$

FC = Factor de coincidencia

$D_1 + D_2 + D_3 + \dots + D_n$  = Demanda máxima del grupo de cargas (1+2+3+n), tomadas todas al mismo tiempo y en el mismo punto de suministro.

$D_1 + D_2 + D_3 + \dots + D_n$  = Sumatoria de las demandas máximas de las cargas individuales (1, 2, 3, n), independientemente del momento que éstas ocurran.

- Carga Diversificada

$$LD = (D_1 + D_2 + D_3 + \dots + D_n) - D_1 +_2 +_3 + \dots +_n$$

LD = Carga diversificada

$D_1 + D_2 + D_3 + \dots + D_n$  = Sumatoria de las demandas máximas de las cargas individuales (1, 2, 3, n) independientemente del momento en que éstas ocurran.

$D_1 +_2 +_3 + \dots +_n$  = Demanda máxima del grupo de cargas : (1+2+3+...+n), tomadas todas al mismo tiempo y en el mismo punto de suministro.

CAPITULO V

- Pérdidas de Energía en Conductores

$$\text{Pérdidas} = \frac{(KW_p)^2 (\text{Resistencia por fase por kilómetro}) (H) (8760)}{(KV)^2 (\text{Cos } \phi)^2 (P) (1000)}$$

$KW_p$  = Demanda máxima de potencia observada en KW

H = Factor de pérdidas

KV = Voltaje de línea a neutro a neutro expresado en kilo

váticos.

P = Número de fases

- Ecuación Básica de Costo total anual de Líneas

$$T = F + D + E$$

T = Costo total anual expresado en S//Km

F = Costo fijo anual expresado en S//Km

D = Cargo anual de demanda expresado en S//Km

E = Cargo anual de energía expresado en S//Km

- Costos Fijos Anuales de Líneas

F = C.A.

F = Costos fijos anuales de líneas

C = Costos por kilómetro de línea expresado en S//Km

A = Razón de cargos fijos anuales expresados como decimal  
(Interés, depreciación, operación y mantenimiento).

- Cargo Anual de Demanda

$$D = I^2 R (0.012) MNP$$

E = Cargo anual de demanda

I = Carga pico anual expresada en amperios por fase

R = Resistencia expresada en ohmios por fase por ki  
lómetro.

M = Cargo por demanda expresado en S//KW/Mes

N = Factor de ajuste de demanda expresado como deci-  
mal.

P = Número de fases

- Cargo Anual de Energía

$$E = I^2 R (8.76) LHP$$

E = Cargo anual de Energía

I = Carga pico anual expresada en amperios por fase

R = Resistencia expresada en ohmios por fase por ki  
lómetro.

L = Cargo por energía expresado en S//KWH

H = Factor de pérdidas anual expresado como un deci-  
mal

P = Número de fases

- Factor de Pérdidas

$$H = 0.84(\text{FACTOR DE CARGA})^2 + 0.16 (\text{FACTOR DE CARGA})$$

- Factor de Crecimiento

$$g = \sqrt{\frac{a^2 - 1}{\ln a^2}}$$

g = Factor de crecimiento

$$a = \frac{KW_f}{KW_p}$$

$KW_f$  = Carga pico futura en KW

$KW_p$  = Carga pico presente expresada en KW

- Factor de Distribución

$$d = \left| \frac{1}{3} (b + b + 1) \right|^{1/2}$$

d = Factor de distribución

$$b = \frac{KW_L}{KW_S}$$

$KW_L$  = Demanda máxima en el terminal de carga expresada en kilovatios.

$KW_S$  = Demanda máxima en el terminal de fuente expresado en kilovatios.

- Caída de Voltaje

$$\text{Caída de Voltaje} = I ( R \cos\phi + X \text{ Sen}\phi )$$



- I = Amperaje por fase
- R = Resistencia total y por fase
- X = Reactancia total por fase

- Porcentaje de Caída de Voltaje

$$\% \text{Caída de Voltaje} = \frac{\text{KVA} (R \cos\phi + X \text{Sen}\phi)}{10 \text{ KV}^2}$$

- KVA = Carga observada por la línea
- R = Resistencia total por fase
- X = Reactancia total por fase
- KV = Voltaje nominal expresado en kilovoltios

- Reactancia Inductiva

$$X = 2\pi f LK$$

- X = Reactancia inductiva expresada en  $\Omega/\text{Km}$
- f = Frecuencia expresada en c.p.s.
- LK = Coeficiente de autoinducción expresado en H/Km

- Coeficiente de Autoinducción

$$LK = (0.5 + 4.6 \log \frac{D}{r}) 10^{-4} \text{ H/Km}$$

LK = Coeficiente de autoinducción expresado en H/Km

D = Separación media geométrica expresada en mm

r = Radio del conductor expresado en mm

## CAPITULO VII

### -Pago Simple de Cantidad a Interés Compuesto

$$S = P (1 + i)^n$$

S = Monto al año n

P = Cantidad Presente

i = Tasa de interés

n = Número de períodos

$(1+i)^n$  = Factor de pago simple de cantidad a interés compuesto.

### -Valor Actual de Pago Simple

$$P = S \frac{1}{(1+i)^n}$$

P = Valor actual

S = Monto al año n

$\frac{1}{(1+i)^n}$  = Factor de pago simple-Valor presente

- Cantidad Compuesta de Series Uniformes

$$S = R \left| \frac{(1+i)^n - 1}{i} \right|$$

S = Monto al año n

R = Serie uniforme de pagos de final de período

i = Interés

$\left| \frac{(1+i)^n - 1}{i} \right|$  = Factor de series uniformes de cantidad compuesta.

- Fondo de Amortización o Pago de Fin de Período para Serie Uniforme

$$R = S \left| \frac{i}{(1+i)^n - 1} \right|$$

$$R = P \left| \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right|$$

i = Tasa de interés

R = Fondo de Amortización

S = Monto al año n

P = Cantidad presente

n = Número de períodos

$\left| \frac{i}{(1+i)^n - 1} \right|$  = Factor de depósito de fondo de amortización

$\left| \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right|$  = Factor de recuperación de Capital

- Valor Actual o Presente de Serie Uniforme de Pagos

$$P = R \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}$$

i = Tasa de interés

n = Número de períodos

P = Valor presente

R = Pago de fin de períodos en serie uniforme

$\left| \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right|$  = Factor de valor presente de serie uniforme de pa  
gos

## 2. DERIVACION DE FORMULAS

## ECUACIONES

## ECUACION BASICA DEL COSTO TOTAL ANUAL

$$1. \quad T = F + D + E$$

T = Costo total anual, expresado en S//Km

F = Cargos fijos anuales, expresados en S//Km

D = Cargo fijo anual de demanda en S//Km

E = Cargo fijo anual de energía expresado en S//Km

Las ecuaciones para determinar los cargos fijos anuales de demanda y energía responden a las siguientes formas:

$$2. \quad F = CA \quad S//Km$$

$$3. \quad D = I^2 R(0.012) \text{ MNP} \quad S//Km$$

$$4. \quad E = I^2 R(8.76) \text{ LHP} \quad S//Km$$

En donde :

C = Costo por kilómetro expresado en S//Km. Es la totalidad de todos los costos que varían en función del diseño de línea escogido.

A = Razón de cargos anuales fijos, expresados como un decimal. La razón es el total de los cargos: Interés, depreciación, seguros, impuestos, mantenimiento y operación.

I = Carga pico-anual, expresada en amperios por fase.

R = Resistencia expresada en ohmios, por fase y por kilómetro.

P = Número de fases

M = Cargo por demanda expresado en S//KW/MES

L = Cargo por energía expresado en S//KWH

H = Factor de pérdidas anual, expresado como un decimal.

N = Factor de ajuste de demanda, expresado como un decimal, N, puede calcularse como la razón entre el promedio de los cuadrados de las 12 demandas mensuales en KW y el cuadrado de la demanda pico mensual.

Substituyendo las ecuaciones 2., 3. y 4., en la ecuación 1., tenemos:

$$T = CA + I^2 R(0.012) MNP + I^2 R(8.76) LHP$$

$$5. \quad T = CA + I^2 RP \left[ (0.012) MN + (8.76) LH \right]$$

El valor  $|0.012MN + 8.76 LH|$ , se denomina Constante de Pérdidas, y se lo signa con el símbolo  $J$ .

La constante de pérdidas del sistema se la asume igual para todos los calibres de conductores usados en el sistema.

Para mayor facilidad la ecuación 5., se la escribe de la siguiente manera:

$$6. \quad T = C \cdot A + I^2 R.P.J$$

Normalmente la carga se expresa en KW y no en amperios, por ello acudiremos a las siguientes formas:

$$7. \quad I^2 = \frac{(KW)^2}{(KV)^2 (\text{Cos } \phi)^2 p^2}$$

En la ecuación 7. :

KV = Voltaje de fase a neutro expresado en kilovoltios

Cos $\phi$ =Factor de potencia tomando en carga pico anual y expresado como un decimal.

Substituyendo la ecuación 7., en la ecuación 6, tenemos:

$$T = C.A + \frac{(KW)^2 R P J}{(KV)^2 (\text{Cos } \phi)^2 p^2}$$

$$T = C.A. + \frac{(KW)^2 R J}{(KV)^2 (\text{Cos } \phi)^2 p}$$

A partir de la ecuación 8., es posible derivar una ecuación que nos permita calcular la carga a la cual resulten los menores costos anuales por línea.

Dividiendo cada término de la ecuación 8. para KW, tenemos:

$$9. \quad \frac{T}{KW} = \frac{C.A}{(KW)} + \frac{(KW) R J}{(KV)^2 (\text{Cos } \phi)^2 p}$$

Obtengamos la primera derivada de  $T/KW$ , con respecto a  $KW$

$$10. \quad \frac{dT/KW}{dKW} = - \frac{CA}{(KW)^2} + \frac{RJ}{(KV)^2 (\text{Cos } \phi)^2 p}$$

Cuando  $d(T/KW)/d(KW)$ , es igual a cero,  $T/KW$  es un mínimo, de allí:

$$11. \quad (KW)^2 = \frac{C A (\text{Cos } \phi) (KV)^2 p}{J R}$$

Las ecuaciones 8. y 11., son usuales en cálculos que involucran líneas específicas.



### Factores de Crecimiento

La selección económica de circuitos de distribución no puede estar basada en la carga presente. Esto es cierto debido a los cambios de carga de los circuitos, debido a los crecimientos de cargas y a las modificaciones que se realizan en los mismos. Si por ejemplo, la carga presente anual, tiene un pico de 250 KW, un circuito trifásico construido con conductores ACSR N°4 AWG, será el costo anual más bajo y cuando el crecimiento de carga incrementa las cargas pico anuales futuras, el circuito trifásico 4 AWG llegará a su costo anual más bajo cuando alcance los 296 KW.

El mismo hecho, surte realidad para la selección económica de Conversión de Líneas.

En fin, podemos asegurar que la selección de circuitos, - deberá basarse en las cargas futuras anuales.

A medida que en una línea la carga se incrementa a partir de la carga presente y tiende a la carga proyectada, las pérdidas de potencia se incrementarán en forma directamente proporcional al cuadrado de las cargas.

Frente a lo anterior se asume que hay alguna carga que

causará pérdidas iguales al promedio de las pérdidas a lo largo del período que se inicia con la carga presente y llega a su fin cuando se alcanza la carga futura proyectada. La razón de esta carga futura y la carga presente es expresada por el factor de crecimiento  $g$ , que se desarrolla como sigue:

$KW_p$  = Demanda pico anual presente en KW

$KW_f$  = Demanda pico anual futura en KW

$KW_t$  = Demanda pico anual en cualquier punto intermedio a  $t$  años del presente en KW.

$G$  = Tasa de crecimiento de carga expresada como decimal.

$n$  = Número de años para alcanzar la carga proyectada  $KW_f$ .

$$a = \frac{KW_f}{KW_p}$$

Sabemos que:

$$14. \quad KW_t = KW_p (1 + G)^t$$

$$15. \quad KW_f = KW_p (1 + G)^n$$

Como las pérdidas son proporcionales al cuadrado de las cargas, elevemos al cuadrado la ecuación 14.

$$16. \quad (KW_t)^2 = (KW_p)^2 (1 + G)^{2t}$$

El valor promedio de  $(KW_t)^2$ , desde el presente hasta que la carga futura proyectada se alcance, puede calcularse de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 (\text{Promedio de } KW_t) &= \frac{\int_0^n (KW_p)^2 (1+G)^{2t} dt}{n} \\
 &= \frac{(KW_p)^2}{n} \int_0^n (1+G)^{2t} dt \\
 &= \frac{(KW_p)^2}{n} \left[ \frac{(1+G)^{2t}}{\ln(1+G)^2} \right]_0^n \\
 &= \frac{(KW_p)^2}{n} \left[ \frac{(1+G)^{2n}}{\ln(1+G)^2} - \frac{1}{\ln(1+G)^2} \right] \\
 &= \frac{(KW_p)^2}{n \ln(1+G)^2} \left[ (1+G)^{2n} - 1 \right] \\
 &= (KW_p)^2 \frac{\left[ (1+G)^{2n} - 1 \right]}{\ln(1+G)^{2n}} \quad (18)
 \end{aligned}$$

De acuerdo a la ecuación 15.:

$$(1+G)^n = \frac{KW_f}{KW_p}$$

luego:

$$(1+G)^{2n} = \left( \frac{KW_f}{KW_p} \right)^2 \quad \therefore \quad (1+G)^{2n} = a^2$$

Substituyendo en la ecuación 18., tenemos :

$$(\text{Promedio } KW_t)^2 = (KW_p)^2 \left( \frac{a^2 - 1}{\ln a^2} \right)$$

$$\frac{(\text{Promedio } KW_t)^2}{(KW_p)^2} = \frac{a^2 - 1}{\ln a^2} = g^2$$

$$\text{Luego : } g = \sqrt{\frac{a^2 - 1}{\ln a^2}} \quad (20)$$

El monograma que se vé en la Figura 1 , se lo ha diseñado para simplificar los cálculos necesarios en la solución de la ecuación 20.

Debe notarse que los cálculos del factor de crecimiento no requiere que n, el número de años entre  $(KW_p)$  y  $(KW_f)$  y "G", la tasa de crecimiento de carga sean cantidades conocidas.

#### Factor de Distribución

La selección de circuitos económicos no puede fundamentarse únicamente en los kilovatios de carga existentes en el terminal de la fuente o en el terminal de carga de una línea o sección de línea. Las cargas en el terminal fuente y en el terminal carga son rara vez iguales. Un conductor

cuyo calibre resulta económico para la carga en el terminal fuente puede no resultar económico en el terminal carga.

Se establece, pues, la necesidad de una relación que deberá fundamentarse en la distribución de la carga en el circuito.

Un método que puede utilizarse es el calcular el factor - asumiendo una carga distribuída en el circuito.

La carga en el terminal de la fuente multiplicada por el factor de distribución dará como resultado una carga que, conectada en el terminal de la carga de la sección de línea, deberá causar pérdidas totales en la sección iguales a las que causará la carga distribuída en la misma sección.

A fin de calcular el factor de distribución, se asume que la distribución de la línea sirve una carga de área rectangular desde el punto medio de un lado al punto medio del otro lado. También se asume una distribución uniforme de carga dentro del área y de que existe un número infinito de líneas laterales o de derivación. Las pérdidas totales de la línea al punto (S<sub>1</sub>) a lo largo de la línea puede expresarse como sigue:

$$21. \quad W_{S1} = ch^2 \left( S^2 S_1 - S S_1 + \frac{S_1^3}{3} \right)$$

En donde:

$W_{S1}$  = Las pérdidas totales de la línea entre la fuente y el punto ( $S_1$ ) a lo largo de la línea.

$S_1$  = La longitud de la línea entre el terminal fuente y un punto ( $S_1$ ) a lo largo de la línea.

$S$  = Longitud total de la línea

$C$  = Una constante que expresa las características de la línea.

$h$  = Una constante que expresa la proporción y densidad de carga en el área.

Las pérdidas totales de una sección de línea entre los puntos ( $S_1$ ) y ( $S_2$ ), puede expresarse como sigue:

$$22. \quad W_{S2 - S1} = ch^2 \left[ S^2 (S_2 - S_1) - S (S_2^2 - S_1^2) + \frac{1}{3} (S_2^3 - S_1^3) \right]$$

Si  $S_2$  es igual a  $S$  y  $S_1$  es igual a cero, entonces :

$$23. \quad W = \frac{ch^2 S^3}{3}$$

En donde :

$W$  = Pérdidas totales en la línea

La ecuación 22., puede escribirse como sigue:

$$4. \quad W_{S2-S1} = ch^2(S2-S1) \left[ S^2 - S(S2-S1) + \frac{1}{3} (S^2 + S2S1 + S1^2) \right]$$

Entonces:

$S2 - S1$  = La longitud de la sección entre los puntos (S2)  
y (S1)

La carga del circuito de la sección entre los puntos (S2)  
y S1, será expresada como sigue:

$$5. \quad KW_S = h (S - S1)$$

$$6. \quad KW_L = h (S - S2)$$

$KW_S$  = Carga en el punto (S1) a lo largo de la línea, carga  
en terminal fuente.

$KW_L$  = Carga en el punto (S2), a lo largo de la línea, carga  
en terminal carga.

Los resultados de resolver las ecuaciones para (S1) y (S2) a partir de las ecuaciones 25. y 26., son :

$$S1 = S - \frac{KW_S}{h}$$

$$S2 = S - \frac{KW_L}{h}$$

Substituyendo estos valores en las ecuaciones 24, dan como resultado:

$$W_{S2-S1} = C(S2-S1) \Rightarrow (1/3) (KW_S^2 + KW_S KW_L + KW_L^2)$$

Hagamos que :

$$b = \frac{KW_L}{KW_S}$$

Entonces:

$$W_{S2-S1} = C(S2 - S1) KW_S^2 \left(\frac{1}{3}\right) (b^2 + b + 1)$$

Entonces el factor de distribución puede expresarse como si gue:

$$\text{FACTOR DE DISTRIBUCION} = d = \left| \frac{1}{3} (b^2 + b + 1) \right|^{1/2}$$



Entonces la ecuación 31., se transforma en:

$$13. \quad W_{S2-S1} = C (S2 - S1) (KW_S)^2 d^2$$

La ecuación 32. puede ser utilizada para calcular el factor de distribución  $d$ ., para una sección de línea. El monograma visto en la figura 2, ha sido hecho con el propósito de simplificar los cálculos.

La derivación del factor de distribución  $d$  está basada en la asunción de que la carga está uniformemente distribuída a lo largo de la línea. Si la distribución de la carga no es uniforme, se introduce algo de error. Sin embargo, las desviaciones de la distribución uniforme que se podría esperar normalmente no son tan grandes como para introducir un grave error.

FIGURA I



Ejemplo:  
 $KW_p = 200$   
 $KW_f = 600$

$$a = \frac{KW_f}{KW_p}$$

$$a = \frac{600}{200}$$

$$a = 3$$

DEL  
 NOMOGRAMA  
 $g = 1.91$

FACTOR DE CRECIMIENTO VS. RAZON  
 DE CRECIMIENTO DE CARGA

FIGURA II



FACTOR DE DISTRIBUCION VS. RAZON  
 DE DISTRIBUCION DE CARGA

## 3. CALCULOS EFECTUADOS EN EL DESARROLLO DEL ESTUDIO

-Cálculo de Pérdidas de Energía en Conductores

La ecuación básica de pérdidas de energía en conductores responde a la forma:

$$\text{Pérdidas de energía} = \frac{(KW_e)^2 (\text{Factor de Pérdidas}) (R) (8.76)}{(KV)^2 (\text{Cos}\phi)^2 (P)}$$

Siendo:

$KW_e$  = Demanda máxima equivalente en KW

R = Resistencia en  $\Omega$  total

KV = Tensión de línea a neutro en kilovoltios

$\text{Cos}\phi$  = Factor de potencia como decimal

P = Número de fases

Para líneas en que la tensión entre fases es 13.800 voltios la ecuación básica se puede reducir a las siguientes formas:

-Condiciones:

Factor de carga = 0.55

Factor de Potencia = 0.85

Fases = 3

$$\frac{8.76 \times 0.3421}{(7.96)^2 (0.85)^2 (3)} (KW_e)^2 (R) = \text{Pérdidas}$$

$$\text{Pérdidas KWH/Año} = (0.022) (KW_e)^2 R$$

-Condiciones:

$$\text{Factor de carga} = 0.55$$

$$\text{Factor de potencia} = 0.90$$

$$\text{Fases} = 3$$

$$\text{Pérdidas KWH/Año} = \frac{8.76 \times 0.3421}{(7.96)^2 (0.90)^2 (3)} (KW_e)^2 (R)$$

$$\text{Pérdidas KWH/Año} = (0.0195) (KW_e)^2 (R)$$

-Condición :

$$\text{Factor de carga} = 0.50$$

$$\text{Factor de potencia} = 0.85$$

$$\text{Fases} = 3$$

$$\text{Pérdidas} = \frac{8.76 \times 0.29}{(7.96)^2 (0.85)^2 (3)} (KW_e)^2 (R)$$

$$\text{Pérdidas} = 0.0185 (KW_e)^2 (R)$$

- Condición

$$\text{Factor de carga} = 0.45$$

$$\text{Factor de potencia} = 0.85$$

$$\text{Fases} = 3$$

$$\text{Pérdidas} = \frac{8.76 \times 0.2421}{(7.96)^2 (0.85)^2 (3)} (KW_e)^2 (R)$$

$$\text{Pérdidas KWH/Año} = 0.01544 (KW_e)^2 (R)$$

-Condición

$$\text{Factor de carga} = 0.35$$

$$\text{Factor de potencia} = 0.90$$

$$\text{Fases} = 3$$

$$\text{Pérdidas KWH/año} = \frac{8.76 \times 0.1589}{(7.96)^2 (0.90)^2 (3)} = (KW_e)^2 (R)$$

$$\text{Pérdidas KWH/Año} = 0.0090405 (KW_e)^2 (R)$$

Para líneas cuya tensión entre fases es 34.5KV, la ecuación básica se puede reducir a las siguientes formas:

-Condición

$$\text{Factor de carga} = 0.55$$

$$\text{Factor de potencia} = 0.85$$

Fases = 3

$$\text{Pérdidas KWH/Año} = \frac{8.76 \times 0.3421}{(19.9)^2 \cdot (0.85)^2 \cdot (3)} (\text{KWe})^2 \quad (\text{R})$$

$$\text{Pérdidas KWH/Año} = 0.003491 (\text{KWe})^2 \quad (\text{R})$$

-Condición :

Factor de carga = 0.55

Factor de potencia = 0.90

Fases = 3

$$\text{Pérdidas KWH/Año} = \frac{8.76 \times 0.3421}{(19.9)^2 \cdot (0.9)^2 \cdot (3)} (\text{KWe})^2 \quad (\text{R})$$

$$\text{Pérdidas KWH/Año} = 0.0034114 (\text{KWe})^2 \quad (\text{R})$$

-Condición :

Factor de carga = 0.50

Factor de potencia = 0.85

Fases = 3

$$\text{Pérdidas KWH/Año} = \frac{8.76 \times 0.29}{(19.9)^2 \cdot (0.85)^2 \cdot (3)} (\text{KWe})^2 \quad (\text{R})$$

$$\text{Pérdidas KWH/Año} = 0.00296 (\text{KWe})^2 \quad (\text{R})$$

-Condición

Factor de carga = 0.45

Factor de potencia = 0.85

Fases = 3

$$\text{Pérdidas KWH/Año} = \frac{8.76 \times 0.2421}{(19.9)^2 (0.85)^2 (3)} (KW_e)^2 (R)$$

$$\text{Pérdidas KWH/Año} = 0.0024707 (KW_e)^2 (R)$$

-Condición

Factor de carga = 0.35

Factor de potencia = 0.90

Fases = 3

$$\text{Pérdidas KWH/Año} = \frac{8.76 \times 0.1589}{(19.9)^2 (0.9)^2 (3)} (KW_e)^2 (R)$$

$$\text{Pérdidas KWH/Año} = 0.0014464 (KW_e)^2 (R)$$

- Cálculo de Reactancia Inductiva

La ecuación básica para el cálculo de la reactancia inductiva responde a la forma:



$$X = \omega LK$$

$$X = 2\pi f LK$$

$$X = 2\pi f \left( 0.5 + 4.61 \log \frac{D}{r} \right) 10^{-4} \text{ H/Km}$$

En donde :

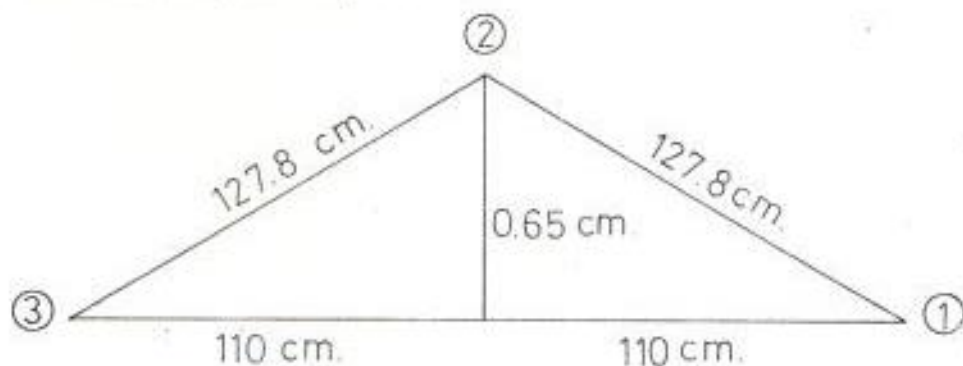
$f$  = Frecuencia en ciclos por segundo

$D$  = Separación media geométrica entre fases en mm

$r$  = Radio del conductor en mm

#### - Separación Media Geométrica

Para las estructuras escogidas en líneas de subtransmisión y materiales a utilizarse en las mismas, el esquema de formación es el que sigue:



$$d_{12} = 127.8 \text{ cm} = 1278 \text{ mm}$$

$$d_{23} = 127.8 \text{ cm} = 1278 \text{ mm}$$

$$d_{13} = 220 \text{ cm} = 2200 \text{ mm}$$

$$D = \sqrt[3]{(d_{12}) (d_{23}) (d_{13})}$$

$$D = \sqrt[3]{(1278) (1278) (2200)}$$

$$D = 1530 \text{ mm}$$

-REACTANCIA INDUCTIVA PARA CONDUCTOR 1/0 AWG-ALUMINIO 5005

$$X = 2\pi f (0.5 + 4.6 \log \frac{1530 \times 2}{10.10}) 10^{-4} \text{ H/Km}$$

$$X = 0.4491 \text{ } \Omega/\text{Km}$$

-REACTANCIA INDUCTIVA PARA CONDUCTOR 2/0 AWG - ALUMINIO 5005

$$X = 2\pi f (0.5 + 4.6 \log \frac{1530 \times 2}{11.35}) 10^{-4} \text{ } \Omega/\text{Km}$$

$$X = 0.4404 \text{ H/Km}$$

-REACTANCIA INDUCTIVA PARA CONDUCTOR 3/0 AWG - ALUMINIO 5005

$$X = 2\pi (60) (0.5 + 4.6 \log \frac{1530 \times 2}{12.75}) 10^{-4} \text{ } \Omega/\text{Km}$$

$$X = 0.4316 \text{ } \Omega/\text{Km}$$

-REACTANCIA INDUCTIVA PARA CONDUCTOR 4/0 AWG ALUMINIO 5005

$$X = 2\pi (60) (0.5 + 4.6 \log \frac{1530 \times 2}{14.31}) \quad \Omega/\text{Km}$$

$$X = 0.4229 \quad \Omega/\text{Km}$$

#### Tasa de Costo Fijo Anual

La ecuación básica seguida para el cálculo de la tasa de costo fijo responde a la forma:

$$\text{TCF} = i + d + \text{om}$$

TCF = Tasa de costos fijos anuales en % de la inversión total

i = Tasa de interés anual en %

d = Tasa de depreciación anual en %

om = Tasa de operación y mantenimiento en %

#### -Tasa de Costo fijo anual de Generación

$$\text{TCF} = i + d + \text{om}$$

$$\text{TCF} = 3 + 10 + 3$$

$$\text{TCF} = 16\%$$

-Tasa de Costo fijo anual de transformación

$$TCF = i + d + om$$

$$TCF = 5 + 3 + 3$$

$$TCF = 12\%$$

-Tasa de Costo fijo anual de transmisión

$$TCF = i + d + om$$

$$TCF = 4 + 3 + 3$$

$$TCF = 10\%$$

-Tasa de Costo fijo anual de Subtransmisión

$$TCF = i + d + om$$

$$TCF = 3 + 4 + 5$$

$$TCF = 12\%$$

-Tasa de Costo fijo anual de distribución

$$TCF = i + d + om$$

$$TCF = 3 + 4 + 5$$

$$TCF = 12\%$$

## 4 BIBLIOGRAFIA

- "PLAN QUINQUENAL DE ELECTRIFICACION 1973-1977- TOMO I - SISTEMAS REGIONALES ".  
Instituto Ecuatoriano de Electrificación - División de Planificación.
- "SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO - PROGRAMA DE OBRAS PARA EL PERIODO 1977-1986".  
Instituto Ecuatoriano de Electrificación - División de Planificación.
- "CRITERIOS APLICABLES A LOS ESTUDIOS DE MERCADO DE ENERGIA ELECTRICA".  
Instituto Ecuatoriano de Electrificación.
- "ESTADISTICAS ELECTRICAS-BOLETIN N°11- AÑO 1976 "  
Instituto Ecuatoriano de Electrificación - División de Regulación y Tarifas.
- "POLITICA DE ELECTRIFICACION DEL ECUADOR"  
Instituto Ecuatoriano de Electrificación - División de Planificación.
- "ELECTRICAL TRANSMISSION AND DISTRIBUTION REFERENCE BOOK".  
Westinghouse Electric Corporation.
- "ELECTRIC UTILITY ENGINEERING REFERENCE BOOK DISTRIBUTION SYSTEMS".  
Westinghouse Electric Corporation.
- "AMERICAN NATIONAL STANDARD REQUIREMENTS FOR TRANSFORMERS ANSI C57.12.10-1969 "
- "ECONOMICAL DESIGN OF PRIMARY LINES FOR RURAL DISTRIBUTION SYSTEMS".  
REA BULLETIN 60-9 U.S. Department of Agriculture.

- "TECHNICAL DATA BARE ALL ALUMINUM AD ACSR CONDUCTORS - ALUMINUM ALLOY CONDUCTORS".  
Phelps Dodge Aluminum Products Corporation
- "NORMAS PARA DISTRIBUCION ESTRUCTURAS TIPO"  
Instituto Ecuatoriano de Electrificación - Dirección Ejecutiva de Operaciones Regionales.
- "LINEAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA"  
Luis María Checa
- "PLANIFICACION DEL SISTEMA ELECTRICO MANABI-1976-1990 VOLUMEN III".  
División de Planificación - Instituto Ecuatoriano de Electrificación.
- "PLANIFICACION DE SISTEMAS ELECTRICOS REGIONALES-SISTEMA GUAYAS-LOS RIOS - AREA SALINAS - SANTA ELENA".  
Instituto Ecuatoriano de Electrificación.
- "PERFORMANCE CHARTS FOR 60 CYCLE TRANSMISSION LINES".  
C.C. Whelchel, Edith Clarke and R.N. Slinger Central Station Engineering Department Electric Company.
- "FACTIBILIDAD SOBRE UTILIZACION DEL SISTEMA A 34.5 KV PARA DISTRIBUCION EN ZONAS RURALES".  
Ing. Carlos Alvares B.                      Tecno Consult S.R.L.  
Ing. Castor Torres                              C.A.D.A.F.E.  
Trabajos presentados por Delegación de CADAPE - Venezuela a la V Conferencia Latino-Americana de Electrificación Rural - Bogotá 1973.
- "REMODELACION Y AMPLIACION DE REDES RURALES EN LA COSTA NOR-ORIENTAL DEL LAGO DE MARACAIBO".  
Ing. José Octavio Chacón                      C.A.D.A.F.E.  
Ing. Carlos Nelson Lainz                      Tecno Consult  
Trabajo presentado por Delegación de Venezuela a la VII - CLER - Quito 1977.

- "TENDENCIAS DE DISEÑO A UNIFICAR EN LA PLANIFICACION DE SISTEMAS ELECTRICOS RURALES"  
Trabajo presentado por la Delegación de España a la VII Conferencia Latino-Americana de Electrificación Rural - Quito 1977.
- "34.5 KV DISTRIBUTION...21 YEARS SOLUTION TO VOLTAGE REGULATION"  
D.L. Andrews Idaho Power Co.
- "ECONOMIC'S CONSIDERATIONS IN DISTRIBUTION SYSTEM PLANNING"  
Henry Trojan
- "REPORT ON THE USE OF 34.5 KV VERSUS 12.5 KV DISTRIBUTION IN A TYPICAL RURAL AREA"  
James Van Coevering New York Gas and Electric Power Co.
- "ECONOMICS OF PRIMARY DISTRIBUTION VOLTAGES OF 4.16 TROUGH 34.5 KV".  
J.A. Smith AIEE Transactions-October 1961
- "FERRORESONANCE DURING SINGLE PHASE SWITCHING OF 3 PHASE DISTRIBUTION TRANSFORMER BANKS".  
R.H. Hopkinson IEEE Transactions - April 1965
- "FERRORESONANCE OVERVOLTAGE CONTROL BASED ON TNA TESTS ON THREE PHASE DELTA-WYE TRANSFORMER BANKS".  
Ralph H. Hopkinson IEEE - Transactions on Power Apparatus and Systems - October 1967.
- "INGENIERIA ECONOMICA"  
George Taylor



AF. 141767