

ELECTRIFICACION DE LA PROVINCIA DE MANABI

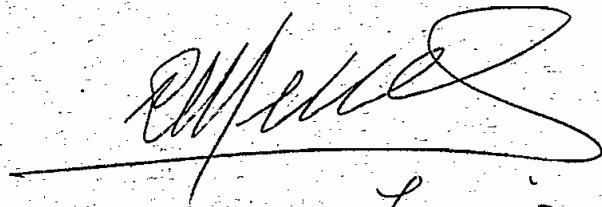
TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE INGENIERO EN LA  
ESPECIALIZACION DE ELECTROTECNIA EN LA ESCUELA POLITECNICA  
NACIONAL.

GONZALO R. FIERRO FERNANDEZ

Quito, Abril de 1.963

Escuela Politécnica Nacional

Certifico que esta tesis fue  
elaborada personalmente por el Sr.  
Gonzalo R. Tico Ferrnandez, bajo  
mi direccin



Junio de 1963

TEMARIO PARA LA OBTENSIÓN DEL GRADO DE INGENIERO ELECTRICO

DE GONZALO FIERRO FERNANDEZ

TESIS :

ELECTRIFICACION DE LA PROVINCIA DE MANABI.

CAPITULOS :

- 1°).- Generalidades. Estudio de las posibilidades que existen para instalar una central para toda la Provincia.
  - 2°).- Determinación de la capacidad de la planta a instalarse.
  - 3°).- Determinación de el lugar que ofrezca más posibilidades, para la instalación de la central termo-eléctrica.
  - 4°).- Características principales de la planta en proyecto.
  - 5°).- Estudio de la línea de transmisión con sus respectivas sub-estaciones de subida y bajada.
  - 6°).- Cálculo típico de torres y postes.
  - 7°).- Estudio de la red primaria y secundaria de distribución.  
Posibilidades de poner en paralelo el " Sistema Central " con las plantas que funcionan actualmente en la Provincia.
  - 8°).- Costo aproximado de la obra en proyecto y determinación del valor del KWH.
-

## CAPITULO I

GENERALIDADES.- ESTUDIO DE LAS POSIBILIDADES QUE  
EXISTEN PARA INSTALAR UNA CENTRAL PARA TODA LA  
PROVINCIA.-



INDICE

	Pag.
Generalidades .....	1
Plantas existentes en la Provincia .....	1
Resumen del Capítulo II y III .....	2
Resumen del Capítulo IV .....	2
Comparación entre Plantas Diesel y de Vapor .....	3
Resumen del Capítulo V .....	3
Resumen del Capítulo VI .....	4
Resumen del Capítulo VII .....	5
Recorrido de la línea de transmisión .....	5
Cuadro de costos por Kilómetro ( 3-I ) .....	6
Cuadro de costos de sub-estaciones ( 4-I ) .....	8
Organización .....	8
Administración comercial .....	9
Administración técnica .....	10
Sistemas de facturación .....	11
Facturación en base del $F_p$ .....	11
Cuadro 1-I y 2-I .....	Final

## CAPITULO I

La Provincia de Manabí, atraviesa como las demás provincias del Ecuador por la falta de energía eléctrica, para sus usos industriales y de alumbrado. Esta falta es aún más grave, por cuanto no existe un plan trazado con el objeto de orientar tanto a los Municipios como a los capitales privados; para que sus inversiones no se las haga en forma desordenada.

Es por esta razón que, la Provincia de Manabí, a pesar de ser una de las más ricas del país, tanto en la agricultura como en materia prima para la Industria; es una de las más atrasadas en el aspecto de electrificación. Salvo el caso, de Plantas particulares que se han establecido para aprovechar estas riquezas naturales.

Entre estas Plantas, tenemos que las más importantes son : en la ciudad de Jipijapa, la del señor Pástor Plúas; en la ciudad de Manta, la de Industria "ALES", Piladora Franco, e Industria INALCA. A estas se agrega por que nos grupos de Plantas de gasolina; esto da un total de 2.300 KVA, para uso exclusivo de la Industria.

Para el servicio doméstico y de alumbrado público, los Municipios posean Plantas térmicas en las principales ciudades de la Provincia; dando un total de 2.300 KVA. Esta cifra es nominal, pues, aproximadamente un 40% de esta capacidad está en moteres que están fuera de servicio; del 60% restante, muchas plantas no tiene un funcionamiento regular; lo cuál origina un servicio deficiente y que no exista capacidad disponible para incremento de la Industria.

Este estudio tiene por objeto orientar para que las futuras instalaciones se realicen bajo un programa bien trazado. Para llegar a cristalizarlo es necesario la formación de una Industria o Institución Autónoma, formada por capitales Municipales, del Instituto Nacional de Previsión, INECEL y Accionistas particulares; los cuales administrarán esta Organización que su-

ministre suficiente energía para cubrir las necesidades de la Provincia.

En el Capítulo II se indica que la capacidad necesaria para la Provincia hasta 1.972 es de 15.000 KVA, Esta energía será abastecida por las plantas que existen actualmente y que nos pueden servir para incrementarse con este "Sistema Central" y que suman 5.000 KVA; los 7.600 KVA serán suministrados por los dos buques plantas ( 3.800 KVA c/u ) y los 2.000 KVA restantes por cuatro unidades Diesel de 500 KVA c/u, que serán instalados en los años de 1.971 y 1.972; estos motores serán instalados en el puerto de Manta, como se indica en el Capítulo III.

En el Capítulo IV se considera la posibilidad que estos buques plantas no resulten económicos, debido a que su capacidad es relativamente pequeña ( 3.600 KVA ) y el personal necesario para operación es de 30 personas; además se necesitan de técnicos que conozcan de turbinas, pues no se puede poner al cuidado de ellos a personas que no tengan la suficiente capacidad y conocimientos. Esto lógicamente da como resultado que los sueldos oscilen entre \$/ 2.000 mensuales como mínimo y \$/ 5.000 como máximo. Este personal es solamente como para operación, sin contar el personal para administración y los gastos de operación en combustible, aceite, agua, reparaciones, amortización, seguros, etc.

A esto debe agregarse las series de problemas que ocasionan el hecho de que el barco se encuentre fondeado lejos de la costa, los peligros que esto implica debido a que el barco no tiene medios propios de navegación y debe ser remolcado, por lo cual las seguridades que se toman para su anclaje deben ser costosas; También el mantenimiento periódico que se debe hacer del casco ya que se recomienda que cada seis meses como mínimo y un año como máximo debe pintárselo; es decir debe ser retirado de su fondeadero y metido a parrilla para ser pintado.

Se necesita un barco de emergencia para que lo reemplace mientras está en parrilla, estas operaciones son costosas y hacen pensar que no resulta económico la generación con buques plantas.

Es por este motivo que se efectúa un estudio comparativo entre plantas a vapor y motores Diesel con una potencia de 10.000 KVA; se compara dos turbinas a vapor de 5.000 KVA c/u y 10 motores Diesel de 1.000 KVA c/u, llegando a la conclusión que es más ventajoso los motores Diesel, debido a que son más económicos en la instalación, pues se debe instalar de uno en uno; más baratos en su operación ya que siempre trabajan a plena carga y ofrecen más estabilidad al sistema, pues al retirarse del servicio una turbina a vapor sería el 50% que se desconecta, mientras que al retirarse un motor Diesel del servicio, esta carga sería tomada por los otros motores.

La Provincia de Manabí está abastecida por dos circuitos, "Circuito Manta" y "Circuito Bahía", (ver Capítulo V). El Circuito Manta tiene una capacidad de 9.000 KW para 1.972 y está formada por el buque Planta de Manta, la planta de la Gina, las plantas industriales de Manta ( Inalca, Ales y Piladera Franco ) y la planta de Jipijapa.

El recorrido comienza en Manta, Montecristi, para por Portoviejo, esta ciudad es servida por el "Circuito Bahía", pero aquí se ha instalado switch de aire que permite en el caso que se dañe el Circuito Bahía, será suministrado por el "Circuito Manta" o viceversa, es decir que estos dos circuitos nunca trabajan en paralelo, sino que servirán para interconectarse cuando alguno de ellos falle; de Portoviejo sigue al sur sirviendo a Santa Ana, Sucre y Jipijapa.

El " Circuito Bahía " tiene una capacidad de 5.000 KW para 1.972 y está formado por el buque Planta de Bahía, la, planta de Bahía y la de Portoviejo. El recorrido comienza en Bahía a Tosagua, de aquí sale un ramal al sur a Ro-

cafuerte y Portoviejo y de Tosagua otro ramal a Calcuta y Chone.

El voltaje de transmisión, Capítulo V, es el de 66 KV para en línea troncal y 13.8 KV para las derivaciones y la distribución primaria en la ciudad es de 13.8 KV; a Excepción de Portoviejo que se aprovecha la misma tensión actual de 6.280 V.

De los transformadores de subida de los APD sale 13.8 KV, es decir que Manta y Bahía se sirven directamente con este voltaje, luego se tiene las sub-estaciones de subida de 13.8/66 KV para repartir al resto de la Provincia y en cada ciudad se reduce a 13.8 KV, excepción de Portoviejo que la sub-estación es de 66/6.28 KV. Y los tramos final de cada circuito tiene 13.8 KV. También existen líneas de transmisión para pueblos pequeños, estas líneas son a 13.8 KV y con postes de madera, por no ser de primera necesidad, se instalan una vez concluido los trabajos de montaje en las líneas de transmisión y distribución.

La línea troncal Manta - Portoviejo, Rocafuerte, Tosagua y Bahía es # 1/o, tipo AAA; es con el objeto de que en un caso dado pueda transmitir 10.000 KV desde Manta o desde Bahía con una pérdida de tensión y potencia normales. En el Capítulo V se hace un estudio de los diferentes tipos de cable, cobre H.D, ACSR y AAA, llegando a la conclusión que el mejor es AAA. En los tramos de 13.8 KV que van en postes de madera se empleará cable de cobre HD.

El tipo de postes a utilizarse ( Capítulo VI ) es de hormigón vibrado, tipo exagonal. Se considera la posibilidad de que los postes sean fabricados en las ciudades cercanas al lugar del trabajo, para lo cual se dispone de una planta móvil de postes, mediante bancadas y moldes de acero. En esta forma se evita el transporte y el peligro que tiene los postes de concreto de fracturarse al no tener cuidado en el transporte; en esta forma se consigue una economía y también que se fabricarían los postes a usarse en cada tramo

y que son de 35, 40 y 45 pies.

Las crucetas serán de hierro ángulo galvanizado de  $2\ 1/2'' \times 2\ 1/2'' \times 1/4''$  con brazos de soporte también de hierro ángulo galvanizado de  $1\ 3/4'' \times 1\ 3/4'' \times 3/16''$ . La disposición de las líneas será de triángulo y el conductor central irá en aislador de campana con pin de extensión.

Las líneas de transmisión secundarias a 13.8 KV irán en postes de madera de guayacán y las crucetas también de la misma madera, conservando la misma disposición que los postes de concreto.

El presupuesto que se calcula en este proyecto comprende únicamente la línea de transmisión de 66 y 13.8 KV, las sub-estaciones de subida y bajada y las sub-estaciones de interconexión. No se considera las líneas de distribución primaria y secundarias, transformadores para distribución y demás accesorios para dar servicio a las ciudades; este estudio por lo extenso debe ser realizado independientemente. En el Capítulo VII se indica los cálculos y el procedimiento a seguir para calcular una red de distribución primaria y secundaria; cálculo de los transformadores, fusibles y demás accesorios de la misma. Es decir que únicamente se tendría que reemplazar los valores individuales de cada una de las ciudades y aplicar el mismo procedimiento para tener todos los datos necesarios para los costos y demás características para cada ciudad.

La línea de transmisión va bordeando las vías de comunicación, como son: Carreteras asfaltadas, carreteras de segundo orden y vía férrea; es con el objeto de evitar el pago de expropiación de una franja de terreno de 8 metros ( 4 metros a cada lado de la línea ) y también de la indemnización de los cultivos que se van a destrozar. En el caso de llevar la línea de transmisión como una línea recta se debe abrir caminos para transportar los postes, cables y otros materiales, por lo fangoso del terreno estas carreteras

son costosas; además la exuberante vegetación de la costa cubriría inmediatamente estos caminos haciendo casi imposible la inspección de la línea al producirse un daño. Es por este motivo que se determina que las líneas vayan paralelas a las vías de comunicación. Se debe tender estas líneas con todas las seguridades del caso para que no se arranquen y caigan sobre la carretera, implicando un grave peligro para los vehículos y pasajeros, también se debe calcular correctamente los fusibles, relevadores y pararrayos para en el caso de arrancarse una línea inmediatamente se abra el circuito y la línea arrancada no tenga tensión.

En los cuadros 1-I y 2-I se resumen los costos en las diferentes secciones de este proyecto. Así se tiene que el cuadro 1-I se encuentran las características principales y costos de los diferentes tramos en los que se divide este proyecto.

Realizando algunas comparaciones con los datos de este cuadro, se llega a las siguientes conclusiones :

- a) En la columna del promedio de costo por Km. de conductor se comprueba que tienen el mismo valor el cable # 1/0 AAA con el # 6 de cobre tipo HD. El costo promedio del cable # 1 tipo ACSR es el 70 % más con relación al cable # 1/0 AAA y con relación al cable # 2 AAA es el 295 % más. Esto hace pensar que todo el proyecto sería conveniente realizarlo con cable de Alluminium Alloy ( AAA ).

#	COSTOS POR KILOMETRO		
	AAA	ACSR	COBRE
1/0	\$/ 16.500	--	--
1	13.000	23.500	--
2	9.500	--	--
6	4.800	--	17.000

Cuadro 3-I

Cuadro comparativo con los diferentes tipos de conductores utilizados en es  
te proyecto.

Estos valores son de los tres conductores ya instalado en los postes, es de  
cir aumentado los gastos de mano de obra y administración; y considerando el  
10 % más en su longitud por pérdidas en los remates y para cubrir la flecha.  
Del cuadro 3-I se concluye la gran economía que se tendría al utilizar ca -  
bles de aluminio.

b) En la última columna, de promedio por KM. total, es decir incluyendo las  
tres líneas, postes, accesorios para líneas, mano de obra y administra -  
ción; se observa que en líneas con cable AAA # 1/o las de 66 KV son al  
40 % más caras que las de 13.6 KV.

c) Anteriormente se menciona que el costo de las tres líneas instaladas es  
igual para el cable # 1/o AAA que para el # 6 de cobre tipo H/D, pero en  
el costo total por Km. en circuitos de 13.6 KV la línea de cobre es el  
81 % del valor de la de AAA, es decir que el 19 % que se ha disminuido  
es debido al uso de postes de madera.

d) Es decir que usando postes de madera y cable de AAA para las " Líneas  
de Segunda Importancia ", estas serían el 32 % más baratas que las que  
van en postes de concreto al mismo voltaje ( 13.6 KV ).

En el cuadro 2-I se tiene las principales características y costos de las  
sub-estaciones de subida, bajada e interconexión del " Sistema Central ".

Observando los datos de este cuadro se tienen las siguientes conclusiones :

a) El valor del KVA en un transformador está en relación inversa con la ca-  
pacidad, es decir que mientras mayor es la capacidad del transformador ,  
menor es su valor.

b) Lo mismo sucede con el valor total de la sub-estación, es decir que mien  
tras menor es la capacidad en KVA de la sub-estación, mayor es el costo



del KVA.

- e) En el cuadro 4-I se determina los diferentes porcentajes de gastos en cada una de las sub-estaciones, subdivididas en costo de transformador, equipos de protección, accesorios, gastos de administración y misceláneos.

SUB-ESTACION DE	PORCENTAJES DE COSTOS					TOTAL
	TRANSFOR- MADOR	EQUIPO DE PROTECCION	ACCESO- RIOS	ADMINIS - TRACION	MISCELA- NEOS	
Interconexión	32 %	22 %	11 %	30 %	5 %	100 %
Subida	45 %	12 %	3 %	35 %	5 %	100 %
Bajada	42 %	13 %	3 %	37 %	5 %	100 %

Cuadro 4-I

De el valor total de este proyecto, la línea de transmisión representa el 70 % y las sub-estaciones el 30 %.

#### ORGANIZACION .-

La empresa que administre este proyecto debe ser autónoma, no depender de ningún Municipio y ser una sociedad anónima, siendo sus accionistas los Municipios que tengan sus plantas en buenas condiciones y que puedan servir para este proyecto, los particulares que también contribuyan con sus plantas que estén en buenas condiciones y estén prestando servicio actualmente, INECEL con sus dos buques plantas. Para financiar el valor de la línea de transmisión y sub-estación que es de \$/ 27'032.644.27 así como las mejoras en las redes de distribución primaria y secundaria de las ciudades, que es aproximadamente de \$/ 25'000.000, se debe hacer un empréstito al exterior o buscar accionistas en el país, entre ellos las Cajas de Prvisión, los mismos Municipios y también INECEL.

La administración debe dividirse en dos partes : Técnica y Comercial; cada

una estará regida por un Gerente Técnico y Comercial, los cuales estarán ubicados en una ciudad que es el centro de carga y de producción, en este caso Manta.

En las demás ciudades de importancia como Pastoviejo, Bahía, Jipijapa, Chone, existirán sub-gerencias técnicas y comercial.

En la parte comercial debe estar centralizada las oficinas en Manta en donde se encontrará el departamento financiero en el cual se fijarán las tarifas, se llevará la Contabilidad y también se realizarán las facturaciones de todas las planillas, para lo cual diariamente envlarán de las otras ciudades a Manta las lecturas de los medidores conforme se las va tomando y posteriormente se devolverá las planillas para su cobro una vez facturadas. Esto tiene una pequeña demora en la entrega de la planilla, pero en cambio representa una gran economía tanto en personal como en equipos, más centralizando este control se necesita para cada ciudad un tomador de lectura y un entregador de planillas, en ciudades pequeñas puede ser una sola persona que efectúa estos dos trabajos. Los datos de la caja también deben ser enviados diariamente a la oficina central. La organización debe contar con un auditor que efectuará visitas a las otras ciudades para controlar y fiscalizar cada una de las dependencias.

En Manta existirá el Almacén General, en donde se tendrá todos los materiales y también los repuestos; en las otras ciudades existirán pequeños almacenes con lo indispensable para emergencia en caso de daños en las líneas o en la planta. Cuando se necesite realizar un trabajo grande el Departamento Técnico solicitará con la debida anticipación los materiales necesarios a Manta. El bodeguero de cada ciudad solicitará que sea repuesto el material gastado, previa presentación de el recibo debidamente legalizado de la salida de este material.

En la parte técnica, en Manta estará el Departamento Central del cual se enviará todos los planos e indicaciones para el programa de trabajo establecido de antemano.

En las otras ciudades existirá un Ingeniero que será el Sub-Gerente técnico, con los Ingenieros Ayudantes según la importancia de cada ciudad lo requiera, es decir, por el número de equipos de generación y consumidores.

En las ciudades de Manta y Bahía, el Sub-Gerente técnico tendrá un personal para grupos Diesel y otro para los buques, con un Ingeniero Jefe para cada sistema. Todos los datos relacionados a la generación deberán ser enviados diariamente a Manta para efectuar un control de la producción.

La Organización cuenta con dos cuadrillas para la instalación y mantenimiento de las líneas y una cuadrilla para montaje y reparación de los motores Diesel; cada cuadrilla tendrá un Ingeniero Jefe. Estas cuadrillas se encargarán del Control, instalación y mantenimiento tanto de la línea como de los grupos diesel.

La cuadrilla de linieros se encargará de correr la línea de transmisión, luego de las mejoras en las redes de cada ciudad, este trabajo puede demorar de 3 á 4 años. Una vez concluido estos trabajos estarán a disposición de las ciudades que lo soliciten para reparar daños, hacer nuevas instalaciones, para lo cual tienen que solicitar a Manta y en pocas horas se trasladen al lugar del daño.

Igual función tendrán la cuadrilla para el montaje y mantenimiento de los grupos, es decir que se encargen de montar las nuevas unidades y de efectuar los chequeos y reparaciones, según el cuadro de mantenimiento que elabore el Dpto. Técnico. En caso de emergencia en alguna ciudad, en pocas horas se trasladan al sitio y procedan a efectuar la reparación.

Cada cuadrilla debe contar con un vehículo adecuado para cada tipo, con suficientes repuestos para no demorar en las reparaciones de emergencia. Centrali-

zado el mantenimiento se consigue mayor economía y también mejor servicio, pues las cuadrillas son competentes y especializadas.

En el caso de los buques plantas, cada uno de ellos cuenta con su personal propio para generación y mantenimiento, en caso que un daño sea mayor en magnitud se puede solicitar la cooperación de la cuadrilla de motores Diesel los cuales trabajarían bajo las órdenes del personal de a bordo.

Todo suministro de energía debe ser controlado por contadores de KWH, debe desaparecer el servicio tipo fijo, los cuales se prestan para uso fraudulento de corriente. Las tarifas deben ser residencial, comercial e industrial en forma escalonada, en tal forma que mientras mayor sea el consumo de corriente menor es el valor promedio del KWH, en esta forma se fomenta la industria. Se debe instalar también la doble facturación para la industria, es decir una facturación para el día y otra menor precio para la noche; en esta forma se consigue aumentar la generación por la noche y consiguientemente aumenta el factor de carga que es la base para el éxito económico. Esta doble facturación se realizará mediante dos medidores controlados por reloj, el uno marca el día y el otro la noche; también con medidores registradores de disco de papel o de cinta de papel, en el cual se registra la corriente consumida en el día y la consumida en la noche.

Se debe exigir que el factor de potencia sea del 50 al 85% para evitar la pérdida por corriente reactiva y la fábrica que no tenga este factor de potencia debe pagar sobreprecio, este sobreprecio está en relación inversa al factor de potencia que tiene la industria. La forma de calcular sería la siguiente :

Si una Industria tiene 50 KW de carga conectada, con un factor de potencia de 60%, y el factor de potencia exigido por la planta es de 85%, el cálculo se efectúa así:

$$50 \times 0.85 = 42.5$$

Estos 42.5 se divide para el factor de potencia existente ( 60% )

$$\frac{42.5}{.60} = 70$$

La fórmula sería :

$$\text{KW aparentes} = \frac{\text{KW} \times F_p \text{ ( exigido )}}{F_p \text{ ( existente )}}$$

Es decir que la facturación no se efectuaría en base a 50 KW sino como 70 KW, estos 20 KW que se cobra en exceso es como sobreprecio por el factor de potencia bajo.

Cuando el industrial mejore su factor de potencia al requerido por la empresa, la facturación se realizará solamente a base de la carga conectada. Los Municipios deben pagar lo consumido por concepto de alumbrado público, el cual debe ser cancelado, desde luego a una tarifa mas baja, pero no debe ser gratuito este servicio pues ocasionaría problemas entre los accionistas de esta organización; para lo cual se debe calcular los wattios instalados por el número de horas que permanecieron prendidos durante el mes y obtener los KWH que mensualmente deben pagar.

En esta forma se ha realizado un proyecto en el cual cubre los cálculos técnicos y el procedimiento de organización, esto ayudaría poderosamente a la provincia, pues actualmente se gasta grandes sumas de dinero en instalar motores pequeños, los cuales apenas cubren las necesidades domésticas, pero no las industriales, estos motores son de operación costosa, pues mientras menor es la capacidad del motor, mayores son los gastos de operación. Luego como los Municipios no están financiados, nunca tienen dinero para hacer el mantenimiento y reparación y entonces la unidad deja de funcionar ocasionando un problema por la falta de luz y una carga económica para el Municipio.

En este sistema proyectado se garantiza estabilidad, buen servicio y financiamiento para amortizar futuros incrementos.

**CAPITULO II**

**DETERMINACION DE LA CAPACIDAD DE LA PLANTA A INSTALAR**

INDICE

	Pag.
Generalidades .....	1
Capacidad KW y KWH por Habitante ( Cuadro 1-II ) .....	3
Número Habitantes y Abonados ( Cuadro 2-II ) .....	3
Estudio Económico .....	4
Generación KWH y costos generables ( Cuadro 3-II ) .....	5
Costos y Tarifas ( Cuadro 4-II ) .....	5
<b>ESTUDIO ECONOMICO POR CIUDADES :</b>	
Manta .....	5
Portoviejo .....	6
Chone .....	6
Jipijapa .....	6
Bahía .....	6
Trazado de la línea .....	7
<b>CAPACIDAD NECESARIA POR CIUDAD, EN KW :</b>	
Manta ( Gráfico A-II ) .....	11
Portoviejo ( Gráfico B-II ) .....	14
Jipijapa ( Gráfico C-II ) .....	14
Bahía ( Gráfico D-II ) .....	15
Chone ( Gráfico E-II ) .....	15
<b>CAPACIDAD DE LAS DEMAS CIUDADES :</b>	
Gráfico F-II .....	15
Cuadro 5-II .....	16
Cuadro 6-II .....	16
<b>CAPACIDAD TOTAL DE LA PROVINCIA :</b>	
Gráfico G-II .....	17
Cuadro 7-II .....	17
Etapas de incremento ( Gráfico H-II ) .....	17

## CAPITULO II

En el cuadro general No. 1 se encuentran las plantas que actualmente existen en la provincia, con todas las características de las mismas; las cuales fueron obtenidas del Instituto Nacional de Electrificación.

No todas estas plantas se encuentran funcionando, debido especialmente a la falta de repuestos para su reparación o también porque no tienen combustible. Es por esta razón que algunos municipios están proyectando comprar equipos pequeños para suministrar servicio por lo menos de alumbrado, lo cual ocasiona una inversión costosa debido a que el costo de generación resulta elevado. También algunas industrias tienen proyectado aumentar sus equipos eléctricos para poder incrementar sus actividades.

En lo que se refiere a las horas de funcionamiento de estas plantas, son sólo dos las que trabajan durante las 24 horas; la mayoría de ellas sirven sólo para el alumbrado; y las plantas industriales, son casi exclusivamente para el tiempo de cosecha; es por esto que se obtiene un factor de capacidad muy bajo en toda la provincia, lo cual, económicamente, constituye un capital que no se lo está aprovechando al máximo, debido a no tener una organización técnica ni administrativa, que oriente al respecto.

Existen también muchas plantas pequeñas, especialmente de gasolina, las cuales son usadas exclusivamente para el alumbrado. Esto ocasiona la imposibilidad de instalación de industrias, pues, las pocas que actualmente existen, tienen el grave problema del combustible y la mantención del equipo; lo cual ocasiona que el costo del KWH sea elevado.

El objeto principal de este planteamiento es el de standardizar el voltaje, tanto de alta como de baja tensión; aprovechando al máximo los equipos que están en buenas condiciones, tales como generadores, transformadores y aparatos auxiliares; con el fin de interconectar las plantas y



tener los repuestos standard para todo el sistema.

De lo anterior se deduce que el voltaje de distribución primaria será de 13.8 KV, el cual se ha tomado, como se explicará en el Capítulo V, porque es el voltaje que sale del transformador que tienen los APD. El voltaje para secundario será de 240/120 en conexión delta abierto para monofásico y trifásico.

En este capítulo se encuentran los gráficos que nos determinan las curvas de incremento para Manta, Portoviejo, Jipijapa, Bahía y Chone, y otra que comprende las demás ciudades y pueblos que serán servidos por este sistema, una curva que es el total de la Provincia y otra en la que se demuestra como serán las etapas de incremento; se considera un período de 10 años de 1.963 a 1.972, tomando en cuenta las posibilidades industriales de cada región según sus recursos naturales.

Para este estudio se considerarán las cinco ciudades más importantes de la Provincia, en donde se encuentran situados los centros de carga de importancia, por sus posibilidades económicas y su número de habitantes son las siguientes :

Manta, Portoviejo, Bahía, Chone y Jipijapa. Estos datos serán comparados con los obtenidos en la Planta Eléctrica de Guayaquil.

Desde luego, existen otras zonas en las cuales pueden instalarse grandes industrias, aprovechando sus recursos naturales, tales como : Fábrica de aceites vegetales; piladores de café y arroz; desmotadoras de algodón y lana de ceibo; industrialización de la tagua y el caucho; la instalación de grandes silos, en los cuales se almacenarían los productos agrícolas para así estabilizar los precios durante el año; frigoríficos para la industria pesquera, la cual no puede desarrollarse por la falta de electricidad; aserríos; riego; servicio de agua potable, etc. etc.

Ciudades	Número de Habits.	KW instalados	KW generados en el año	W instalados por habitante	KWH anuales generados por Habit.
Manta	37,365	760	2'200,000	20.4	58.8
Portoviejo	32,017	950	2'300,000	29.7	71.8
Chone	12,256	260	460,000	21,2	37.5
Bahía	8,032	375	590,000	46,7	73.4
Jipijapa	13,371	200	300,000	15,0	22,4
Guayaquil	506,400	33,475	138,000,000	66,1	272.5

Cuadro I-II

Para los KW instalados se han considerado únicamente las plantas de servicio público, sin tomar en cuenta las autoproductoras para la industria y las pequeñas con fines residenciales. También para los KWH generados se toma en cuenta la generación neta, es decir, la que se pone a disposición de los consumidores en la subestación, sin considerar los KWH que consume la planta para su propio servicio, que son, aproximadamente, el 5% de la generación bruta.

Pasamos a efectuar, en las ciudades ya citadas, el estudio relacionado con el número de habitantes y abonados; es decir, cuántas personas ocupan un abonado; y la clase de servicio que demanda cada ciudad.

Ciudades	No. de Habitantes	No. de Abonados	No. de Habitantes por Abonado
Manta	37,365	500	74.7
Portoviejo	32,017	2,066	15,5
Chone	12,356	552	22.2
Bahía	8,032	300	26.8
Jipijapa	13,371	624	21.61
Guayaquil	506,400	58,000	8.7

Cuadro 2-II

Haciendo una comparación de los cuadros 2-2 y 3-2, sacamos la conclusión de que, teniendo Manta y Portoviejo datos casi similares, en habitan-

tes, KW instalados, KWH generados, existe una marcada diferencia en el número de personas por abonado; mientras en Portoviejo son 15.5 habitantes por abonado, en Manta son 74.7; lo cual significa que en esta última, la base del consumo es industrial.

De lo que se concluye que, con una planta bien montada y con suficiente capacidad, con el valor del KWH bajo, se tendría una gran demanda para la industria, servicio comercial y residencial; y aún las grandes industrias que tienen planta propia, podrían abastecerse de este sistema central. Estableciendo tarifas especiales para la industria pesquera con sus equipos de refrigeración, pues con un trabajo continuo de 24 horas diarias, daría un Factor de Carga alto; lo que significa que el capital invertido se está aprovechando al máximo.

De este estudio previo, y una vez determinado el recorrido de la línea, se analizará más ampliamente, para determinar la capacidad necesaria de la Central.

Terminado el estudio técnico, pasamos al campo económico, para lo que se harán comparaciones entre dos plantas extremas, en rendimiento monetario.

La Provincia de Manabí tiene este grave problema, el cual se presenta con caracteres alarmantes, pues la mala administración Municipal sólo ocasiona pérdidas, degenerando así la eficiencia del servicio, pues no existen fondos para la amortización de los equipos, y en caso de producirse un daño en éstos, no se lo puede reparar, quedando fuera de servicio; como sucede actualmente en muchos lugares.

Para mayor claridad se efectuará un estudio completo de las cinco principales ciudades de la Provincia. Se considerará el gasto por concepto de combustible y lubricante; el gasto del personal de mantenimiento y los ingresos anuales por concepto de venta de corriente, con el objeto de ver si existe pérdida o utilidad.

CIUDAD	KWH Generados Anuales	COSTOS ANUALES EN \$/			Ingreso Anual por Venta Energía \$/	utilidad \$/	
		Combustibles Lubricantes	Personal Mantenimto.	Total		Ganancia	Pérdida
Manta	2'200,000	480,000	—	60-	1'394,000	—	—
Portoviejo	2'300,000	662,400	234,000	896,400	850,000	—	46,400
Chone	460,000	135,000	47,160	182,160	76,000	—	107,000
Bahía	590,000	295,000	115,800	410,800	—	—	—
Jipíjapa	300,000	121,400	63,600	185,000	—	—	104,000

Cuadro 3-II

El cuadro anterior lo calculamos para sacar el costo por KWH; estos datos comparamos con una planta tipo:

Ciudad	COSTO DEL KWH \$/			TARIFAS DE VENTA \$/	
	Combustible Lubricante	Personal Mantenimto.	Total	Residencial	Industrial
Manta	0.22			1.38	0.68
Portoviejo	0.293	0.102	0.395	1.07	0.50
Chone	0.29	0.102	0.392	1.32	—
Bahía	0.50	0.196	0.696	—	—
Jipíjapa	0.41	0.212	0.62	1.63	1.50
Planta Tipo	0.17				

Cuadro 4-II

Por datos de los cuadros 3-II y 4-II, vemos que el valor del KWH generado, por concepto de combustible, lubricante y mano de obra, en comparación con el valor del KWH en las tarifas de cada ciudad, da margen para que se produzca utilidad. Si consideramos 10% para intereses anuales, 10% para depreciación y amortización y 10% de la generación que se pierde por transporte en las líneas y robo, tenemos que en:

**MANTA.**- Según el cuadro No. 2-II vemos que el número de abonados es pequeño y las personas por abonado son 47.7; de lo que se deduce que un gran porcentaje de consumo de la corriente es para servicio industrial; calculando un porcentaje aproximado de 65% de consumo industrial y 35%

para uso residencial, tenemos que el valor promedio de KWH es de \$/ 0.86.

Si genera 2'200,000 KWH anuales, descontando el 10% por pérdidas de transporte y robo, tenemos 1'980,000 KWH netos, los que a \$/ 0.86, nos da una entrada anual bruta de \$/ 1'700,000.

Si solamente se recaudan \$/ 1'394,000, es decir, hay una pérdida anual de \$/ 400,000, los cuales pueden estar en el alumbrado de la ciudad y en otros fines sociales.

PORTOVIEJO.- Por el número crecido de abonados, el mayor consumo de corriente será para el servicio residencial, en un 60% y un 40% con fines industriales; esto da un valor promedio de KWH \$/ 0.84. Si se generan 2'300,000 KWH anuales, descontando el 10% por pérdidas, nos da una generación de 2'070,000 KWH que a \$/ 0.84, nos da un ingreso anual neto de \$/ 1'750,000. Si solamente se recaudan \$/ 850,000 anuales, tenemos una pérdida de \$/ 850,000, que nos está dando la idea de que las recaudaciones no están organizadas debidamente.

CHONE.- El servicio es en su totalidad residencial. Si se generan 460,000 KWH, con una pérdida del 10%, tenemos 414,000 KWH que se venden a razón de \$/ 1.32, tenemos una entrada de \$/ 546,480. Si la venta de corriente en el año es de \$/ 76,000, tenemos que no se cobran \$/ 470,480.-

JIPILAPA.- Tenemos que la generación anual es de 900,000 KWH, si descontamos el 10% por pérdidas, obtenemos 270,000 KWH que se venden. Como la base de consumo es la residencial, podemos considerar a \$/ 1.50 el valor del KWH, o sea que el ingreso sería de \$/ 405,000, pero como sólo produce \$/ 81,000, tenemos una pérdida de \$/ 324,000.

BARIA.- Por carecer de datos concretos sobre esta ciudad, no podemos realizar este estudio.

De las cifras anteriores, sacamos la conclusión del estado calamitoso en que se encuentra la administración municipal. Es por esta razón que se necesita una empresa que centralice el servicio y poder unificar las

tarifas; en esta forma, se pueden obtener utilidades y no las grandes pérdidas que actualmente ocasionan estas plantas, las cuales por ser municipales se ven en el caso de seguir manteniendo este servicio.

Si observamos el cuadro general #1, veremos que aún existen Municipios que soportan pérdidas más graves, como los de Chone, Jipijapa, Montecristi, Suera y Santa Ana.

#### TRAZADO DE LA LÍNEA DE TRANSMISION

Para determinar el recorrido de la línea, se han considerado las ciudades y regiones más importantes de la provincia, con el objeto de que el consumo de corriente sea máximo, pues se electrificarían grandes zonas, en las que, por sus recursos naturales, se podrían establecer industrias.

Para determinar la capacidad de la planta a instalarse, se tomarán en cuenta las posibilidades de cada una de estas regiones, en un lapso de 10 años.

Primero determinaremos el recorrido, tramo por tramo, indicando los lugares más importantes de cada uno, su extensión en kilómetros y los accidentes geográficos.

#### PRIMER TRAMO.-

##### Manta - Montecristi:

Pasa por Tarqui, Piladora San Carlos, Piladora Manta, Colorado y el Pueblito. Extensión : 15 kilómetros.

#### SEGUNDO TRAMO.-

##### Montecristi - Portoviejo:

Atraviesa El Cerro, Estancia Las Palmas y Ciudadela Andrés Vera. Extensión: 28 kilómetros.

Nota: Los accidentes geográficos que se presentan en este tramo son: El Paso del Cerro, elevación de 300 metros, y al entrar a Portoviejo, la línea tiene que atravesar el río del mismo nombre.

001502

TERCER TRAMO SUR.-Portoviejo - Santa Ana

Atraviesa por Las Pulgas, Limón, Colón, El Cade, Estancia Vieja, Pe-  
chínche y Lodana. Extensión: 21 kilómetros.

Nota: Atraviesa el río Lodano y el estero El Bronce.

CUARTO TRAMO SUR.-Ramal a Sucre

Medio kilómetro al sur de Lodano, está situado el empalme para Sucre,  
atraviesa por San Jacinto, La Balsa, Corral de Tierra y Pueblito.

Extensión: 13 kilómetros.

Nota.- Atraviesa el Estero de La Planchada.

QUINTO TRAMO SUR.-Sucre - Jimilana

Atraviesa Puerta de Piedra, Las Anonas y Naranjal.

Extensión: 21 kilómetros.

Nota: Se cruza en algunos tramos con el río Naranjal y las estribaciones  
del Cerro del Puga.

SEXTO TRAMO NORTE.-Portoviejo - Rocafuerte

Pasa por La Chamiza y Tabacal.

Extensión: 16 kilómetros.

Nota: Atraviesa el Río Chico.

De Rocafuerte hacia el norte, existen tres anteproyectos de recorrido de  
la línea.

ANTEPROYECTO N° 1.-

Tiene una extensión total de 121 kilómetros y se compone  
de los siguientes tramos:

Rocafuerte - Junín.- Atraviesa por Danzarín, Cañitas y Las Palmas.

Extensión: 30 kilómetros.

Nota.- Cerca de Junín cruza el río Palmar.

Junín - Calcuta

Atraviesa La Soledad y La Delicia.

Extensión: 13 kilómetros.

Nota.- Cruza cuatro veces el río Junín.

Calcuta - Tosagua.-

Pasa por el punto denominado La Estancilla.

Extensión: 13 kilómetros.

Nota.- Cerca de Calcuta, cruza al río del mismo nombre. Este tramo corre paralelo a la línea férrea.

Tosagua - Bahía.-

Atraviesa El Tambo, El Juncal, Puerto Larrea, San Pedro, Hda. San Jorge y Leonidas Plaza.

Extensión: 43 kilómetros.

Nota.- Sigue paralelo a la línea férrea.

Calcuta - Chona.

Pasa por Bejuical, Canuto, Hda. San José, Hda. La Favorita y Hda. Limón.

Extensión: 22 kilómetros.

Nota.- Cruza los ríos Calcuta y Canuto a la altura de los pueblos de igual nombre. Sigue paralelo a la línea del ferrocarril.

ANTEPROYECTO N° 2

Tiene una extensión total de 121 kilómetros y atraviesa los lugares siguientes:

Rosa Muerte - Tosagua.

Pasa por la Hda. Tangual, Cuatro Esquinas, El Junco, Los Amarillos y La Pitaya.

Extensión: 22 kilómetros.

Tosagua - Bahía.- 43 kilómetros.

Tosagua - Calcuta. 13 kilómetros.



Calceta—Junín.— 13 kilómetros.

Nota.— En estos tramos se sigue el mismo recorrido que en el anteproyecto anterior.

Tosagua - Chene.—

Pasa por El Mamey, Hda. El Porvenir, Bachiller, Hda. México, San Antonio, San Luis y Hda. Esmeralda.

Extensión: 23 kilómetros.

Nota.— Atraviesa el río Canuto a la altura de Bachiller, cerca de Chene, craza el río del mismo nombre en dos lugares.

ANTEPROYECTO N° 3.—

Tiene una extensión total de 139 kilómetros y pasa por los sitios siguientes:

Rocafuerte - Bahía.

Hda. Tanguel, Cuatro Esquinas, Avilés, Ingenio Lcor, San Eloy, San Rafael, Pasadero, Cañitas, Medio Mundo, Charapotó, Pueblito, Hda. San Ramón, Las Coronas, San Pedro y Leonidas Plaza.

Extensión: 47 kilómetros.

Bahía - Tosagua.— 43 kilómetros.

Tosagua - Calceta.— 13 kilómetros.

Tosagua - Chene.— 23 kilómetros.

Calceta - Junín.— 13 kilómetros.

Nota.— Tienen el mismo recorrido que en el anterior.

De los tres anteproyectos, el más indicado es el N° 2, pero para el futuro se debe considerar el ramal que va de Rocafuerte a Bahía, 37 kilómetros, el cual debe correrse para alimentar a Bahía por dos ramales y tener una malla: Rocafuerte, Tosagua, Bahía. También podría servir de emergencia en caso de dañarse el ramal Rocafuerte - Tosagua; pues, siendo Bahía el lugar donde está instalado un APD, debería tomarse todas las seguridades para mantener un servicio eficiente y no haya interrupciones.

## CAPACIDAD NECESARIA DE CADA CIUDAD

Una vez que se ha determinado el recorrido a seguir, resta estudiar las posibilidades económicas, industriales, recursos naturales y sociológicos, para determinar la potencia de la planta a instalarse.

Para efectuar este estudio, tomamos en cuenta por separado las ciudades más importantes: Manta, Portoviejo, Bahía, Jipijapa y Chone, de las cuales se hará una curva por separado de cada una y otra curva general para las demás ciudades y pueblos que están servidas por esta línea. Estas seis curvas serán recopiladas en una sola y en ella se podrá determinar la capacidad de la planta.

Este estudio se realizará en un lapso de 10 años, tomando un porcentaje anual de incremento, que estará en relación con la capacidad de cada ciudad.

### MANTA.— (Gráfico A-II)

El 12% que se ha admitido como porcentaje de incremento para esta ciudad, tal vez sea excesivo en un principio, es decir que, tomando como base los 2000 KVA que tiene instalado actualmente, después de 10 años, esta capacidad será de 6000. Pero debemos tener presente que las plantas industriales, que actualmente suman 1191 KVA, puedan llegar a tomar corriente de este sistema central, ya sea para sus futuras ampliaciones, o durante el tiempo de cosecha, en donde su capacidad es insuficiente. También existe la posibilidad de que el valor del kWh generado en esta planta en proyecto, sea más barato que el de estas plantas industriales, pudiendo llegar a suspender su funcionamiento, para abastecerse del sistema central.

La planta de la Empresa CIMA puede llegar a fusionarse, pues sus tarifas serían más caras que las de la planta en proyecto.

Debemos también considerar que el agua potable para Manta será a base de bombeo, es decir, que el consumo de corriente será grande, pues la capacidad a instalarse será aproximadamente de 300 KVA; no se conocen las características de este sistema en proyecto.

Consideramos también que uno de los anhelos de esta provincia es la instalación de una lonja frigorífica, la cual debe tener su centro en el puerto de Manta; esta lonja será una de las principales consumidoras de corriente, pues se trata de un servicio continuo (24 horas diarias). Se podría establecer una tarifa mínima especial, con la que se conseguiría incrementar esta industria.

Por tratarse de un puerto principal, necesita un astillero, el que debería tener una capacidad de 60 KVA y un consumo aproximado de 15,000 KWH anuales.

Como complemento de las cámaras frigoríficas, podemos proyectar una fábrica de hielo, que tendría una producción suficiente capaz de abaratar el mismo, fomentando de esta manera el uso doméstico y también para barcos pesqueros, que no disponen de cámaras frigoríficas.

Se podrían también establecer, fábrica de fideos (25 KVA); embotelladoras de colas, (12 KVA); piladoras de café y arroz, (30 KVA), y un consumo de 15,000 KWH anuales); grandes silos que permitan estabilizar el precio y mantener el producto en perfectas condiciones (30 KVA y un consumo de 6,000 KWH anuales); fábrica de tagua (20 KVA y un consumo de 15,000 KWH anuales)

Estas son las principales industrias que se podrían establecer; disponiendo de energía suficiente.

A continuación consideramos el servicio comercial, el cual llegaría a incrementarse en un buen porcentaje, ya que existirían almacenes bien iluminados, lo que es característico en las ciudades de la costa, desapareciendo las plantas pequeñas de gasolina que sirven para este fin; se fomentaría los letreros de neón, los que, a más de consumir corriente, sirven para el progreso de la ciudad. La instalación de salas de cine y fuentes de soda, con todos los modernos aparatos eléctricos.

En la medicina, se incrementarían los equipos de cirugía, autocla-

ves, rayos X, los cuales no consumen mucha corriente, pero en cambio, necesitan de una capacidad de 10 o más KVA.

En el consumo residencial, este incremento sería también considerable, por cuanto, tratándose de una provincia rica, con gente de recursos económicos, es lógico que vivirán de acuerdo a los tiempos modernos, disponiendo de cocinas eléctricas, equipos de aire acondicionado, refrigeradoras y los demás utensilios modernos, así como abundante luz. Se deben establecer tarifas especiales, para servicios que tengan cocina y aire acondicionado, por ser los que más corriente consumen.

En esta ciudad sólo existen 500 abonados, es decir, 74.7 personas por abonado, lo cual es un índice muy alto, que nos está demostrando los pocos clientes residenciales, los mismos que aumentarán a 2000 después de 10 años.

La capacidad instalada de 20.4 watios por habitante, es muy baja, debiendo ser por lo menos 50 W. También los KWH anuales por habitante, es bajo (58.8), debiendo ser por lo menos de 200 a 250.

Para el servicio de alumbrado público, edificios municipales y de gobierno, se debe disponer de tarifas reducidas, ya que se trata de servicios de utilidad pública. Este servicio no debe ser gratuito, para evitar la rivalidad entre los Municipios, debido a los diversos consumos de cada ciudad.

De las consideraciones anteriores vemos que las necesidades para el puerto de Manta son grandes, el cual con suficiente corriente y a precios equitativos, surgiría como lo ha hecho Guayaquil; es decir, que este incremento del 12% anual está justificado.

Las plantas que existen actualmente pueden servir de plantas de Peak, de emergencia o para cubrir las necesidades de la época de la cosecha.

En el gráfico de curvas del cantón Manta, observamos que existe la

curva denominada Generación Anual, en kWh (miles de kilowatt-horas), la cual normalmente debería seguir paralela a la curva de aumento de capacidad en KVA; pero por estudios complementarios se ha llegado a la conclusión de que el porcentaje de la demanda en KW es mayor, debido especialmente a la industria, con lo cual llegaría a dar un factor de carga anual de 75%.

Es decir que para 1972 la capacidad necesaria en KW es de 6,100.

PORTOVIEJO.- (Gráfico B-II)

Para esta ciudad se ha determinado un porcentaje de incremento del 11%, lo cual se justifica con las mismas consideraciones que el caso de Manta.

Solamente se diferencia por el hecho de que en este cantón la base del consumo es residencial, ya que existen 2066 abonados con un promedio de 15.5 personas por abonado, existiendo por tanto un gran margen para incremento de la industria y así justificar el 11% anteriormente indicado.

La capacidad para 1972 será de 2.600 KW.

JIPIJAPA.- (Gráfico C-II)

Como las demás ciudades de esta provincia, atraviesa por el grave problema de la falta de corriente. Cuenta con grandes recursos naturales, a pesar de no ser una ciudad desarrollada como Manta o Portoviejo, por lo tanto no podemos considerar los mismos watts instalados, o los kWh anuales generados por habitante; estos datos son por lo tanto menores, pero mucho más altos de los que actualmente tienen.

Esta zona es la que más futuro tiene en toda la provincia, pues sus grandes cultivos, especialmente de café, la hace uno de los cantones con mayores posibilidades de incremento de la industria. Una prueba de ello es que posee las instalaciones más modernas de la provincia; además el Instituto del Café está interesado en incrementar y

modernizar las despulpadoras de este producto. Por consiguiente, puede llegar a soportar fácilmente los 2400 KVA que se han asignado para este cantón, en el período de 10 años hasta 1972.

#### BAHIA.- (Gráfico D-II)

Es uno de los menos adelantados, en lo que a instalaciones eléctricas se refiere; se nota negligencia de parte del Municipio en el suministro de corriente, pues sus equipos de 125 KVA tienen algunos años que no funcionan y el segundo grupo en malas condiciones, es decir que el incremento del 9% que se ha asignado a este puerto, es relativamente excesivo, pero por tratarse de un puerto principal y como en este puerto se colocará una unidad APD, dará lugar a que exista gran posibilidad de industrias, es decir, que para 1972 su demanda será de 1350 KW.

#### CHONE.- (Gráfico E-II)

Tiene actualmente 260 KW instalados y se puede considerar un factor de incremento del 5%, que está de acuerdo a sus posibilidades económicas, es decir que en 1972 la capacidad instalada será de 410 KW.

#### CAPACIDAD PARA LAS DEMAS CIUDADES: (Gráfico F-II)

Debemos considerar dos posibilidades: la primera comprende las ciudades que se encuentran en el mismo trayecto que la línea de 66 KV y que únicamente se puede poner una subestación de bajada para suministrar servicio y el segundo caso comprende las ciudades que no están en este recorrido y deben ser alimentadas por líneas de 13.8 KV, éstas pueden ser en postes y crucetas de madera para abaratar el valor total del proyecto y también porque estas ciudades no son de importancia. En el primer caso se considerará un incremento del 3% y en el segundo caso se considerará una potencia total que se crea será suficiente para 1972 y que pueden ir instalándose a medida que se retire el material de distribución no estándar de la ciudad de mayor importancia, que se empleará en estas ciudades y pueblos pequeños.

Las ciudades que están en el recorrido de la línea y que tendrían un incremento del 3% son:

Ciudad	Capacidad en KV en 1963	Capacidad en KV en 1972
Montecristi	80	110
Cobón	25	45
Santa Ana	152	205
Sucre	106	145
Rocafuerte	125	170
Junín	75	105
Calceta	195	270
Tosagua	30	40
Estancilla	20	30
TOTAL	828	1150

Cuadro 5-II

Las ciudades que no se encuentran en el recorrido de la línea troncal y a las cuales para servirles se debe administrar servicio con una línea de 13.8 KV en postes de madera, y se les ha asignado una capacidad para 1972, son las siguientes:

Ciudad	Potencia en KW
Jaramijó	50
Calderón	50
Río Chico	40
Alhajuela	40
Charapotó	40
Ricaurte	30
Picoazá	30
TOTAL	280

Cuadro 6-II

2-17

Estos dos cuadros son representados gráficamente en la curva F-II.

CAPACIDAD TOTAL DE LA PROVINCIA (Gráfico G-II)

En el gráfico se representa la capacidad total de la provincia y que incluyen los siguientes datos:

<u>Ciudades</u>	<u>Capacidad en KW en 1963</u>	<u>Capacidad en KW en 1972</u>
Manta	2.000	6.100
Portoviejo	900	2.600
Chone	260	410
Bahía	500	1.350
Jipijapa	620	2.400
Ciudades en el recorrido de la línea	828	1.150
Ciudades fuera de la troncal	—	280
T O T A L	5.108	14.290

Cuadro 7-II

ETAPAS DE INCREMENTO (Gráfico H-II)

Consideremos como capacidad útil existente que tiene este proyecto, la de 5.000 KW. Tenemos la instalación de 2 buques plantas de 3.600 KW cada uno, o sea un total de 12.000 KW.

En el gráfico H-II vemos que la capacidad actual cubriría las necesidades hasta Mayo de 1971. Es decir que un año antes ya se deben empezar los trabajos de instalar un grupo Diesel de 1000 KW, el cual cubriría las necesidades hasta Marzo de 1972. Por lo tanto, inmediatamente de poner en funcionamiento el primer grupo Diesel en Mayo de 1971 se debe comenzar a instalar la segunda unidad también de 1000 KW con la cual se cubrirían las necesidades hasta el año 1972.

Se calcula que el tiempo de duración de los buques plantas será de 10 a 15 años; está relacionado directamente con la eficiencia del man-



tenimiento, tanto en las turbinas, equipos eléctricos y casco del buque. Por lo tanto debería pensarse ya a partir de 1975 en tener listas motores diesel o turbinas a vapor para reemplazar estos buques o para suplir las necesidades futuras; pues se calcula que para 1982 la provincia deberá duplicar su capacidad de 15.000 KW para abastecer a sus necesidades.

### CAPITULO III

DETERMINACION DEL LUGAR QUE OFREZCA MAS  
POSIBILIDADES PARA LA INSTALACION DE LA  
CENTRAL TERMO - ELECTRICA.

INDICE

	Pag.
Generalidades .....	1
Ubicación de la planta en proyecto .....	1
Facilidades de transporte .....	2
Agua para refrigeración .....	2
Centro de carga .....	2
Circuitos Manta y Bahía .....	3

## CAPITULO III

La electrificación de la Provincia de Manabí es a base de las unidades APD ( 7.600 KW ); Las plantas existentes en la Provincia 5.000 KW y de 2.000 KW que en grupos Diesel se instalarán en los dos últimos años de este proyecto, son necesarios para completar la capacidad para 1.972, que es de 14.600 KW.

En la curva H-II, " Etapas de Incremento ", se vé como la línea a puntos que representa los 7.600 KVA de los dos APD, corta a la línea continua de la " capacidad necesaria en KVA " en Julio de 1.971; es decir que en ese momento la capacidad disponible ha sido copada y se necesitan de otras fuentes de energía para cubrir las necesidades hasta 1.972, en que termina este proyecto.

La capacidad que se necesita es de 2.000 KVA los cuales serán llenados mediante grupos Diesel, cuatro unidades de 500 KW cada una. En este Capítulo se determina el lugar en el cual será instalada esta potencia, por lo cual se debe considerar diversos factores y realizar un estudio comparativo de las principales ciudades de la Provincia, estos son :

- 1°) La planta debe estar localizada en el centro de carga, es decir, donde el consumo de corriente es mayor; estos lugares son el puerto de Manta y Portoviejo, que se encuentran a una distancia de 45 Km. Las otras ciudades de la provincia, son de segunda importancia, quedando por esto descartadas. Por ser Manta, la ciudad mas industrializada de la provincia, debe ser considerada como centro de carga.
- 2°) Se tiene que determinar la zona, en la cual, por sus recursos naturales, tenga mayores posibilidades de desarrollo. En el capítulo II, se determinó en Manta, como la ciudad de mayor porcentaje de incremento anual ( 12% ).

- 3°) También debe considerarse la ciudad que ofrezca mayor facilidad de transporte, no solo en lo que a llevar la maquinaria de la planta se refiere, sino también, para el aprovisionamiento de combustible. En este caso, el apropiado es el puerto de Manta, ya que el transporte se lo realizaría por mar, llegando directamente a un muelle particular de propiedad de la Empresa, al que constaría con tubería para el aprovisionamiento de combustible desde el buque tanque, hasta los tanques de almacenamiento.
- 4°) Es sabido que una planta, consume grandes cantidades de agua potable, la única que ofrece esta facilidad es Manta, en donde existe la Junta de Agua Potable, encargada de realizar esta obra. En caso de decidir por una planta de vapor, se debe instalar una planta propia para purificar el agua, así como un laboratorio para efectuar pruebas diarias de agua y análisis químicos para evitar que sean destruidas las tuberías de conducción del vapor.
- 5°) Una planta Diesel necesita de grandes cantidades de agua de refrigeración, por lo tanto deben estar localizadas junto al mar, río o lago; de lo contrario se necesitaría gran cantidad de agua potable e instalar grandes torres con piscinas de enfriamiento. En este caso todas las ciudades de la provincia tienen esta posibilidad, pues se hallan a orillas de un río o mar. El agua de mar no es apropiada para refrigeración, ya que tiene muchas sales en suspensión y ataca a las partes metálicas, disminuyendo el tiempo de duración del equipo a solo 10 años. Se necesita una inspección periódica de las tuberías de refrigeración, bocanara y anexas para efectuar la limpieza.
- 6°) En el Capítulo IV se demostrará la necesidad de que la planta se halle localizada en una ciudad que tenga la mayor capacidad de KVA instalados, con el objeto que a la hora de peak se mantenga constante el voltaje y

la frecuencia, combidiéndose estas dos plantas para dar o recibir reactivo y en esta forma tener un servicio normal; exigiendo a los clientes industriales la instalación de motores sincrónicos o capacitores que suban el factor de potencia a siquiera 80%.

- 7°) Se debe considerar que la planta se halle localizada en un punto que sea el centro del sistema, con el objeto de que la red de distribución sea de tipo radial, evitando así líneas de transmisión muy largas. El punto ideal es Portoviejo, desde aquí partirían tres ramales : al Norte, Sur y Este; siendo el ramal Norte el más largo. Como la mayor parte de la potencia consumirían Manta y Portoviejo.
- 8°) Debe estar localizada en un centro poblado de importancia para tener posibilidades de escoger un personal capacitado y también por económico, pues si la planta está fuera del centro poblado se tendría el problema del transporte y la alimentación, los cuales tendrían que correr a cargo de la Compañía.
- 9°) Otra de las razones para que esté localizado en un centro poblado es la de que se disponga de talleres mecánicos y de fundición de reconocida capacidad, para ocuparlos en caso de un daño de magnitud o cuando se necesite hacer alguna pieza.
- Disponer de un taller mecánico propio, es muy costoso y no justifica la potencia de la planta.
- 10°) La línea de transmisión se ha dividido en dos circuitos, " Circuito Manta " y " Circuito Bahía ", este último principia en Bahía y termina en Portoviejo, y el " Circuito Manta ", principia en Manta y pasa por Portoviejo, pero sin suministrar servicio, y sigue al sur. Es decir que al poner la planta en Portoviejo tendríamos dos fuentes de energía en los extremos del circuito Bahía, por lo tanto sería imposible hacerlos traba-

jar sincronizadamente, ya que no se encuentran en el mismo lugar.

11°) La capacidad del APD de Bahía y la potencia a interconectarse en Portoviejo son suficientes para satisfacer las necesidades del " Circuito Bahía " hasta 1.972 y al poner la planta en Portoviejo no estaría justificada su instalación. Es por este motivo que no se consideró la ciudad de Bahía para instalar esta planta.

De las consideraciones anteriores se llega a la conclusión que es el punto de Santa, el lugar donde se debe instalar esta planta Diesel de 2.000 KVA.

Las características, etapas de instalación y funcionamiento de esta planta se estudia en el Capítulo IV.

CAPITULO IV

**CARACTERISTICAS PRINCIPALES DE LA PLANTA EN  
PROYECTO.**



INDICE

	Pag.
Generalidades .....	1
Comparación de Planta Diesel y de Vapor .....	1
Determinación de la capacidad en KVA de los grupos Diesel .....	2
Rendimiento técnico del combustible .....	2
Cuadro del rendimiento técnico ( 1-IV ) .....	4
Consumo de aceite lubricante .....	4
Cuadro de consumo de combustible ( 2-IV ) .....	5
Factor de carga .....	5
Factor de demanda .....	5
Factor de capacidad .....	5
Operación Planta Diesel de Manta .....	7
Hoja de control de mantenimiento eléctrico .....	8
Hoja de control de operación .....	9
Características de los Buques Plantas .....	9
Personal para cada Buque Planta .....	11
Rendimiento del grupo Diesel y del Buque Planta .....	12

#### CAPITULO IV

La planta de 2.000 KVA que se instalará en Manta, debe comenzar a funcionar en Julio de 1.971, por lo tanto un año antes debe comenzar en montaje para estar lista la fecha señalada, inmediatamente deben comenzar los trabajos de montaje de la segunda parte de esta etapa, pues la primera etapa es copada en Marzo de 1.972 y para esa fecha ya debe comenzar a funcionar la segunda etapa.

Se estudia la posibilidad que la planta a instalarse esté accionada por motores Diesel o por turbinas de vapor. La consideración fundamental es la parte económica y es la siguiente :

Una turbina de vapor es costosa en su instalación y para que resulte económico es fundamental que su potencia sea mayor de 5.000 KVA, en caso contrario son muy altos los gastos de operación e instalación.

Como en nuestro caso la capacidad que se necesita es solo de 2.000 KVA, no encontramos justificado el empleo de turbinas de vapor. Por lo tanto la única posibilidad que nos queda es la de motores Diesel.

Se ha determinado que en la primera etapa se instale 1.000 KVA y en la segunda los otros 1.000 KVA. Se considera si la potencia a instalar por etapas es de un solo motor de 1.000 KVA o en dos de 500 KVA cada uno.

Se sabe que un motor de 1.000 KVA es más barato que dos de 500 KVA. Pero se debe considerar que un motor de 1.000 KVA es muy grande y difícil de manejar. Se debiera diseñar una casa de máquinas para que soporte una grúa central de 20 toneladas para poder mover las piezas grandes de este motor ; por ejemplo, sacar los pistones para repararlo o para hacer mantenimiento. Los motores de 500 KVA son más pequeños y más fáciles de manejar, inclusive se puede sacar los cilindros solo con un teque pequeño; también son más rápidos para su reparación y mantenimiento.

Se debe tener presente cuando un motor entre en revisión para mantener o se dañe y hay que repararlo, es el 50% de la potencia que queda fuera de servicio ( en el caso que se instalen dos motores de 1.000 KVA cada uno ) y pueda ocasionar problemas en el suministro de energía.

En cambio con grupos de 500 KVA, uno de ellos es solo el 25% y no ocasionaría mayores problemas retirar este grupo del servicio.

De lo anterior se concluye que se debe utilizar grupos de 500 KVA instalados dos en la primera etapa y dos en la segunda. Por ser los grupos nuevos que están trabajando bajo una organización mas capacitada que la q' actualmente existe en Manabí; estos grupos deben trabajar las 24 horas y los grupos actuales se los debe usar como planta de Peak. Las características y más condiciones de estos grupos son de acuerdo al fabricante y tan variados que se los puede omitir; cuando se licite se estudiará las características de cada fabricante y se escogerá la que sea más ventajosa.

Para tener un concepto de la forma como se encuentra la administración actual de la Provincia, se toma del cuadro # 1 del Capítulo II, los gastos de operación de cada ciudad y se compara con los que se tendría si una planta correctamente administrada.

El relacionado con el consumo de combustible y aceites de lubricación; se han obtenido cifras diferentes, lo cual está demostrando la mala administración y el bajo rendimiento que se obtiene con plantas pequeñas.

A continuación se efectuarán comparaciones de dos plantas de la Provincia, las cuales tienen datos diametralmente apuestos, comparándolos con una tercera planta que, por ser de mayor capacidad, nos dará, una idea del correcto rendimiento.

Primeramente se calcularán los Kg/KWH de combustible utilizados en la generación. Las plantas que se toman para este estudio, son : la de Chona, como

la de más alto rendimiento y la de Paján, como la de más bajo; estas las comparamos con una mejor organizada.

$$1 \text{ Kcal} = 427 \text{ Kgm.}$$

$$1 \text{ HP} = 76.04 \text{ Kgm/seg.}$$

$$1 \text{ KW} = 102 \text{ Kgm/seg.}$$

$$1 \text{ HPH} = 3.600 \times 76.04 = 273.700 \text{ Kgm.}$$

$$1 \text{ KWH} = 3.600 \times 102 = 367.000 \text{ "}$$

$$1 \text{ HPH} = \frac{273.700}{427} = 633 \text{ Kcal.}$$

$$1 \text{ KWH} = \frac{367.000}{427} = 860 \text{ Kcal.}$$

El calor específico del Diesel es de 10.770 Kcal/Kg, que es el suministrado por la Cía. Anglo.

$$1 \text{ Galón} = 3.785 \text{ Lts.}$$

La planta de Chone consume 36.500 galones anuales, o sea  $36.500 \times 3.785 = 138.000$  lts. anuales. Si la planta genera 460.000 KWH anuales, se tiene que :

$$\frac{138.000 \text{ Kg.}}{460.000 \text{ KWH}} = 0.3 \text{ Kg/KWH}$$

Para reducir a Kcal, se tiene :

$$0.3 \times 10.770 = 3.241 \text{ Kcal/KWH}$$

Si se desea sacar el rendimiento, o sea, la eficiencia técnica, se tiene :

$$\frac{860 \times 100}{3.241} = 26.5 \%$$

Los datos anteriores, para la planta de Chone, se los compara con los similares de la planta de Paján, la cuál, tiene el rendimiento mas bajo de la provincia.

La planta consume 1.700 galones el año; o sea,

$$1.700 \times 3.785 = 6.400 \text{ Eg.}$$

Si en el año genera 11.000 KWH, se tiene que :

$$\frac{6.400 \text{ Kg.}}{11.000 \text{ KWH}} = 0.58 \text{ Kg/KWH}$$

Este valor se tiene que reducirlo a Kcal :

$$0.58 \times 10.770 = 6.280 \text{ Kcal/KWH}$$

La eficiencia térmica será :

$$\frac{860 \times 100}{6.280} = 14\%$$

Los datos de estas dos plantas, serán, comparados con los de una planta bien organizada; todos estos datos están incluidos en el cuadro I-IV.

	Kg/KWH	Kcal/KWH	RENDIMIENTO TÉRMICO
Planta de Cibao	0.3	3.245	26.5 %
Planta de Pajón	0.53	6.280	14.0 %
Planta Tipo	0.28	3.003	29.0 %

CUADRO I-IV

Ahora, se efectúa también, en este estudio comparativo, el consumo del aceite de lubricación, y así mismo, se obtiene los datos de las plantas que consumen menos y más aceite, comparadas con la planta tipo. Estas plantas, son las de Andrés Vera, de Portoviejo; como la de mejor rendimiento y la de Montecristi, como la de bajo.

La planta de Portoviejo consume 2.400 galones anuales,

$$2.400 \times 3.785 = 9.050 \text{ Lts.}$$

si genera en el año 2'300.000 KWH, se tiene que el consumo es :

$$\frac{9'100.000 \text{ Grs}}{2'300.000 \text{ KWH}} = 4 \text{ Grs/KWH}$$

La planta de Montecristi, consume 1.200 galones anuales, o sea :

$$1.200 \times 3.785 = 4.550 \text{ Lts.}$$

Genera durante el año 154.000 KWH, se tiene que el rendimiento será :

$$\frac{4.550.000 \text{ gra.}}{154.000 \text{ KWH}} = 29.5 \text{ gra/KWH}$$

Estos datos los recopilamos en el cuadro 2-IV.

	gra/KWH
Planta de Portoviejo	4
Planta de Montecristi	29.5
Planta Tipo	1.58

Cuadro 2-IV

A continuación se efectúa la comparación tomando como base los siguientes factores :

Factor de carga, factor de demanda y factor de capacidad.

FACTOR DE CARGA :

Es la generación bruta en KWH en un período de tiempo ( en nuestro caso, 1 año ) al cual se divide para el Peak máximo y por el número de horas que funciona la planta en el mismo período de tiempo :

$$\% \text{ Factor de carga} = \frac{\text{Generación bruta en KWH} \times 100}{\text{Peak en KW} \times \text{horas de funcionamiento}}$$

FACTOR DE DEMANDA :

Se considera la generación bruta en KWH en un año y se divide para la carga instalada en KW ( dato de la placa de los generadores ) y por las horas de funcionamiento en el año.

$$\% \text{ Factor de demanda} = \frac{\text{Generación bruta en KWH} \times 100}{\text{Capacidad instalada en KW} \times \text{horas de funcionamiento}}$$

FACTOR DE CAPACIDAD :

Se considera la generación bruta en KWH en un año y se divide para la capacidad instalada en KW ( dato de la placa de los generadores ) por el número de horas en el período considerado ( 1 año o sea 8.760 horas ).

$$\% \text{ Factor de capacidad} = \frac{\text{Generación bruta en KW} \times 100}{\text{Capacidad instalada en KW} \times 8.760 \text{ horas}}$$

Para efectuar un estudio comparativo se efectúan como en los casos anteriores, comparaciones entre dos plantas extremas, que son : Recafuerte como la de mayor rendimiento y Junín como la de más bajo rendimiento y se comparan con una planta tipo, estos datos los agrupamos en el cuadro 3-IV.

Los datos de la planta de Recafuerte son :

Generación anual :	7.200 KWH
Peak máximo en el año :	28 KW
Horas de funcionamiento en el año :	3.600 ( 10 diarias )
Capacidad de placa :	36 KVA
Factor de potencia :	80 %
Capacidad en KW :	$36 \times 0.8 = 29 \text{ KW}$

$$\% \text{ Factor de Carga} = \frac{72.000 \times 100}{28 \times 3.600} = \frac{72.000}{1.008} = 72 \%$$

$$\% \text{ Factor de Demanda} = \frac{72.000 \times 100}{29 \times 3.600} = \frac{72.000}{1.040} = 69.5 \%$$

$$\% \text{ Factor de Capacidad} = \frac{72.000 \times 100}{29 \times 8.760} = \frac{72.000}{2.552} = 28 \%$$

Se calculan los datos de la planta de Junín y se tiene :

Generación anual :	19 0.000 KWH
Peak máximo en el año :	64 KW
Horas de funcionamiento en el año :	4.000 ( 13 diarias )
Capacidad de placa :	160 KVA ( 1 equipo de 100 KVA en malas condiciones )
Factor de Potencia :	80 %
Capacidad en KW :	$160 \times 0.8 = 128 \text{ KW}$

$$\% \text{ Factor de Carga} = \frac{190.000 \times 100}{64 \times 4.600} = \frac{190.000}{2.944} = 64.5 \%$$

$$\% \text{ Factor de Demanda} = \frac{190.000 \times 100}{128 \times 4.600} = \frac{140.000}{5.888} = 32.3 \%$$

$$\% \text{ Factor de Capacidad} = \frac{190.000 \times 100}{128 \times 8.760} = \frac{190.000}{11.100} = 17.2 \%$$

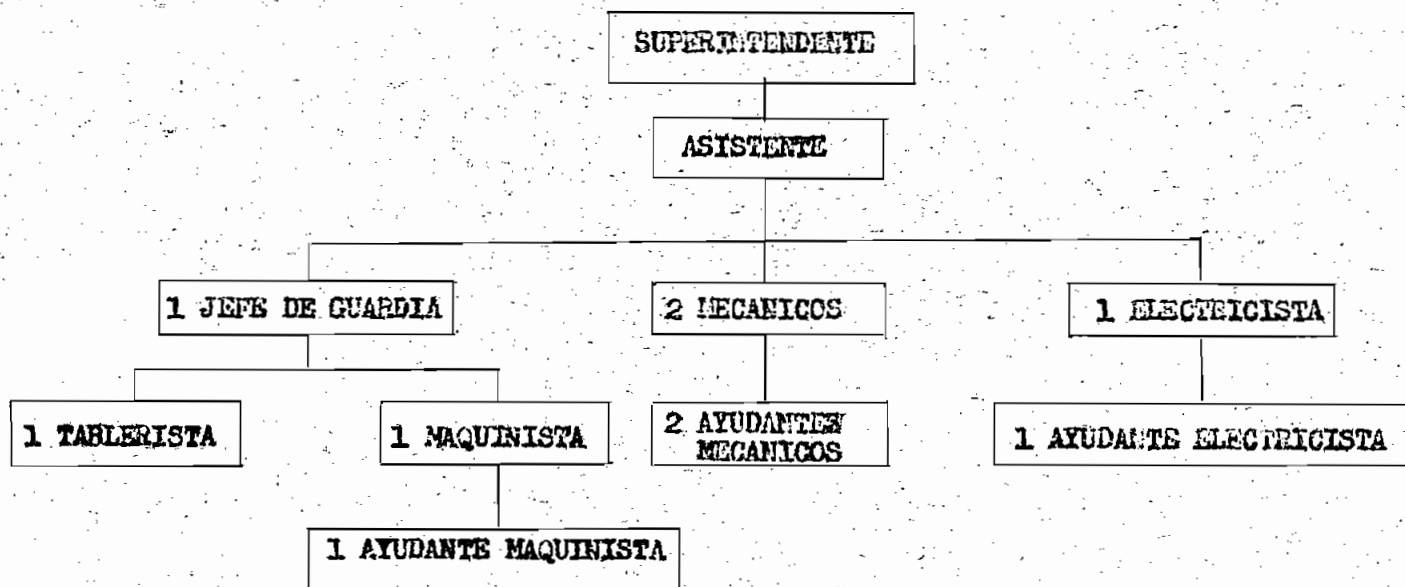
	Factor de carga	Factor de Demanda	Factor de Capacidad
Planta de Rocafuerte	72 %	69.5 %	28 %
Planta de Junín	64.5 %	32.3 %	17.2 %
Planta tipo	92 %	81.4 %	39.1 %

CUADRO 3-IV

OPERACION PLANTA DIESEL DE MANTA .-

Las plantas Diesel que tendrá la ciudad de Manta en 1.972, son : la actual y los cuatro grupos de 500 KVA c/u a instalarse en 1.971 y 1.972.

El personal de operaciones que se maniona a continuación es para la operación de todos estos equipos y está formado así :





Es el personal por guardia de cada 8 horas, es decir que este personal debe ser tres veces más. También se debe tener dos personas que sean tableristas o operadores para que reemplacen en los días libres y en las vacaciones.

En total el personal de operación y mantenimiento es el de 22.

El personal de mantenimiento está compuesto por dos mecánicos, dos ayudantes de mecánico, un electricista y un ayudante de electricista. El trabajo de este personal es cuidar del mantenimiento del equipo, los mecánicos tendrán un taller bien montado ( con 1 torno de precisión ) y se encargan de periódicamente desmontar los motores para su revisión, se harán piezas que necesiten los motores sobre todo bridas y algunas piezas se rectificarán, etc.

El electricista con su ayudante chequearán el control eléctrico, rebobinado de motores, arreglo de switches y revisión del equipo eléctrico.

Deben llevar el siguiente cuadro de control :

- 1) Record de mantenimiento de los motores
- 2) Fecha que le toca el próximo mantenimiento
- 3) Cuadro de trabajo semanal
- 4) Record del control de los motores y equipo eléctrico
- 5) Fecha que le toca el próximo mantenimiento
- 6) Control y previsión de los repuestos

El personal de operación formado por un Jefe de Guardia, un tablerista, un maquinista y un ayudante son los encargados de parar o poner en marcha los motores, chequear el funcionamiento correcto de los mismos, Bombas tanto de agua como de aceite y control de los aparatos del tablero.

Deben llevar una hoja de control en la cual se encuentran los siguientes datos para el correcto funcionamiento de la planta.

- 1) Horas de operación de cada motor
- 2) Generación neta en KWH
- 3) Máxima generación neta en KWH
- 4) Máxima generación bruta en KWH
- 5) Porcentaje del consumo en KWH de la planta  $\left( \frac{\text{Consumo de la planta}}{\text{Generación Neta}} = \% \right)$
- 6) Factor de potencia máximo y mínimo en %
- 7) Factor de carga %
- 8) Factor de capacidad en %  $= \frac{\text{Horas de trabajo} \times \text{capacidad nominal}}{\text{Generación bruta}}$
- 9) Temperatura del aceite, máxima y mínima en °C
- 10) Temperatura de agua dentro del motor, máximo y mínimo en °C
- 11) Temperatura del aceite al salir del motor, °C
- 12) Temperatura del aceite lubricante en las máquinas °C
- 13) Temperatura del lubricante al salir de la máquina °C
- 14) Gravedad específica del petróleo
- 15) Viscosidad del Diesel
- 16) Calorías del petróleo, Kalorias/Kg.
- 17) Cantidad de aceite usado
- 18) Rendimiento del aceite por KWH generado en %
- 19) Cantidad de combustible usado
- 20) Rendimiento del combustible por KWH generado en %
- 21) Cantidad de agua usada.

#### CARACTERÍSTICAS DE LOS BUQUES- PLANTAS .-

Las características principales de los buques plantas son las siguientes :

Tienen dos generadores de 4.000 voltios y con una capacidad aproximada de

1.400 KW e/u, lo cuál todavía no ha sido determinada por no haber sido probado con máxima carga los equipos.

Existen dos departamentos de calderas y dos departamentos de máquinas. Cada generador tiene una turbina y un generador de 500 KW a 440 V.

Existen dos bombas de condensado, dos bombas de enfriamiento, dos bombas de circulación, siendo la principal de vapor y la otra eléctrica.

Hay dos condensadores por equipo, el uno es principal y el otro auxiliar.

Existe un equipo evaporador para transformar el agua de mar en agua dulce mediante evaporador s, uno de vapor y otro auxiliar eléctrico.

Tiene también equipo para análisis de agua para el caldero.

Tiene dos bombas, por equipo, de lubricación de las turbinas, la principal de vapor y eléctrica, una auxiliar de mano y una con sistema de pifones movida por la misma turbina.

Para cada sala de máquinas existe un purificador de aceite y un compresor general para todo el equipo.

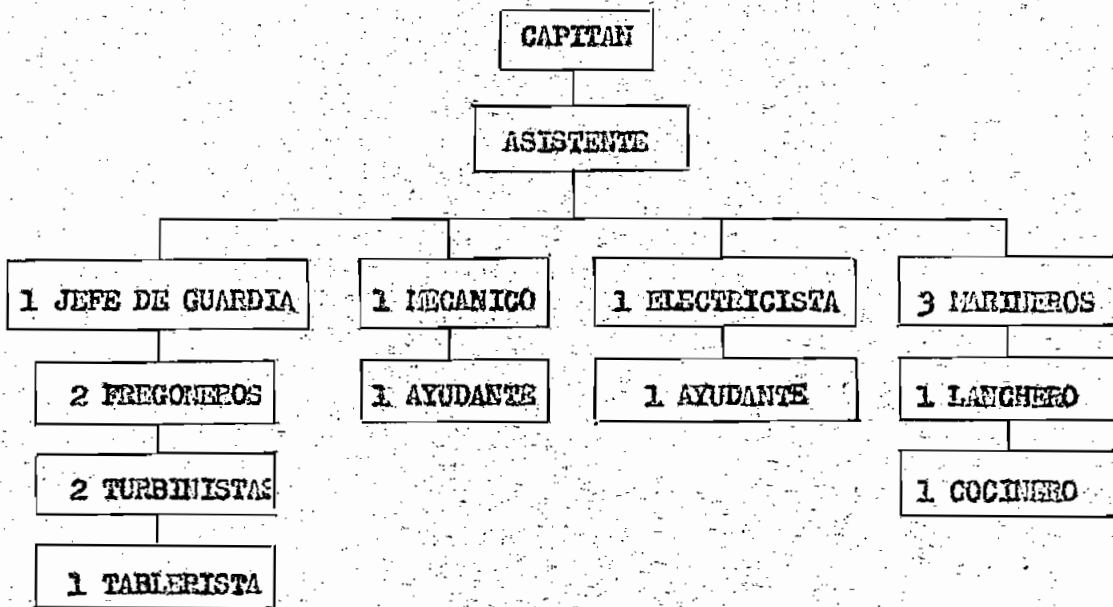
La capacidad total de los motores auxiliares para todo el barco es de 100 KW.

Cada compartimiento de máquinas tiene su tablero de control.

En la parte eléctrica existe un tablero hasta donde llega los cables de los generadores y se sincronizan para unirlos a un transformador que está en la cubierta, el cuál eleva la tensión de 4.000/13.800 Volts y sale para la distribución.

\* Personal que se necesita por guardia ( Pag. 4-11 ), a estos se debe sumentar tres, para reemplazar por días libres y vacaciones.

O sea que el total de personas para operación es el de 32.



No existe personal de mantenimiento con taller propio como sucede en la planta Diesel, debido a que no existe en el barco sitio para montar un taller.

El Jefe de Guardia, los dos fregoneros, los dos turbinistas y el tablerista son los encargados de cuidar y controlar el funcionamiento de las dos calderas, las dos turbinas y el tablero de control de la generación.

Cada uno debe llevar los datos de control de los aparatos que están bajo su cuidado. El mecánico con el ayudante controlarán todas las válvulas, cojinetes y eventualmente desmontarán los equipos para su mantenimiento.

El electricista con el ayudante controlarán el buen funcionamiento de los equipos, las reparaciones que haya que realizar en los motores, o aparatos eléctricos.

Los tres marineros deben trabajar uno por guardia y tiene por objeto cuidar de las amarras, mareas, etc, debido a que el buque no tiene medios propios de locomoción y al safarse de su fondeadero quedaría a la deriva; por lo tanto el marinero debe cuidar de este punto y de la limpieza de cubierta y el resto del barco.

El lanchero está encargado de llevar y traer el personal, material y todo lo que sea necesario llevar del barco a tierra o viceversa.

El cocinero prepara la alimentación para el personal en la cocina que dispone el buque.

Efectuando una comparación entre la generación con motores Diesel y las turbinas a vapor de los buques plantas se llega a la conclusión que para los buques el personal que se necesita para la operación es más numeroso que el de planta Diesel. También este personal debe ser más capacitado debido a que operar una turbina y caldero es más complicado y necesita de muchas operaciones previas; lo que no sucede en los motores Diesel que su funcionamiento es sencillo. Además en nuestro ambiente los motores diesel son ya conocidos y existen muchas personas que entienden de la materia, cosa que no sucede con las turbinas a vapor que son casi desconocidas.

De estas consideraciones se concluye que el personal de los buques a más de ser en mayor número, debe ser mejor pagado, encareciendo en esta forma su generación, pues la capacidad de los buques es pequeña y el costo de operación por KWH resulta costoso.

Por no entrar todavía en funcionamiento los buques, no se sabe el rendimiento que tengan en combustible, pero se efectúan comparaciones generales entre estos dos sistemas.

Con motores diesel por tratarse de unidades pequeñas se las puede hacer trabajar a su máxima capacidad y si se necesita de mayor capacidad de generación se pone en línea una nueva unidad en cinco minutos, en esta forma se tiene un gran rendimiento en combustible; ya que está en relación con el porcentaje de carga generada y es en la siguiente forma :

Motor a plena carga consume 170 grs/HPH

" " 3/4 " " 174 grs/HPH

Motor a 1/2 carga consume 193 grs/HPH.

Cuando se trate de turbinas que no se puede hacer estas combinaciones, pues para poner en línea una turbina es cuestión de horas hasta levantar presión, en esta forma las turbinas muy pocas horas al día trabaja a su máxima carga y en esta forma su rendimiento disminuye; pues si la carga de una turbina es la mitad de su capacidad, el caldero disminuye en un 12% su rendimiento y en la turbina aún es mayor.

El consumo de corriente para sus equipos auxiliares es igual en los dos sistemas, por 1 KWH generado se consume 0.05 KWH en los auxiliares.

En el consumo del agua una turbina consume el 60% y en un motor Diesel el 40%. Para el primer caso el agua debe ser químicamente pura, es decir constantemente se debe estar analizando y poniendo químicos para que la duración de la turbina sea de 15 a 20 años, caso contrario solo dura de 10 a 15 años, debido a que el agua dura ataca las cañerías y se oxidan rápidamente. Un motor diesel dura de 20 a 25 años con el agua común.

Cuando se tenga datos del rendimiento del combustible y aceites de una turbina de el buque, se puede hacer comparaciones con el grupo Diesel.

**CAPITULO V**

**DETERMINACION DEL VOLTAJE DE TRANSMISION Y  
DISTRIBUCION. ESTUDIO DE LA LINEA DE TRANS -  
MISION CON SUS RESPECTIVAS SUB-ESTACIONES  
DE SUBIDA Y BAJADA.**

## INDICE

	Pag.
Diseño de una línea de transmisión .....	1
Características principales de la línea en proyecto .....	2
Cuadro del " Circuito Manta " .....	3
Cuadro del " Circuito Bahía " .....	4
Recorrido del " Circuito Manta " .....	4
Recorrido del " Circuito Bahía " .....	6
<b>a) <u>DISEÑO ELECTRICO</u></b>	
Elección del voltaje .....	6
Sección más económica del conductor .....	10
Determinación del costo anual de pérdidas \$/KW .....	11
Cálculo de la sección del conductor .....	13
Caída de tensión .....	14
Perdida de potencia .....	14
Capacidad térmica en amperes .....	14
Capacidad económica en amperes .....	14
Efecto Corona .....	18
Regulación de voltaje .....	20
Condensadores Estáticos .....	21
Cálculo gráfico de la potencia reactiva .....	22
Cálculo de los Kilovolt-Amperios reactivos KVAR .....	23
Capacidad en micro-faradios .....	27
Mejoras de voltaje con los condensadores .....	27
Incremento de voltaje con los condensadores .....	28
Sistema de protección .....	29
Interruptores automáticos .....	30



Relevadores .....	30
Curva de tiempo corriente de los relevadores .....	32
Aislamiento a travéz de las líneas .....	36
Aisladores de cadena .....	39
Pararrayos .....	40
Sistema del neutro a tierra .....	43
Línea de protección a tierra .....	44
<b>b) <u>DISEÑO MECANICO</u></b>	
Flecha y esfuerzo de los conductores .....	45
Longitud del vano .....	45
Cálculo de la flecha .....	46
Flecha para conductores de cobre .....	50
Comparación entre conductores AAA y Cobre .....	51
Comparación entre conductores AAA y ACSR .....	51
Distancia entre conductores .....	52
Aisladores .....	54
Accesorios para conductores .....	54
Amarre de los cables .....	55
<b>c) <u>DISEÑO ESTRUCTURAL</u> ( Ver Capítule VI )</b>	
<b>d) <u>DISEÑO MISCELANEO</u></b>	
Localización de la línea .....	56
Topografía .....	57
Medios de comunicación .....	58
Presupuesto de la línea de transmisión y sub-estaciones de subida y bajada .....	59
Presupuesto poste de concreto de alineación de 66 KV .....	60

	Pag.
Presupuesto poste de concreto de amarre 66 KV .....	61
Presupuesto poste de concreto de alineación 13.8 KV .....	61
Presupuesto poste de concreto de amarre 13.8 KV .....	62
Presupuesto poste de madera de alineación 13.8 KV .....	63
Presupuesto poste de madera de amarre 13.8 KV .....	64
Presupuesto de ancla de concreto .....	65
<u>PRESUPUESTO " CIRCUITO MANTA "</u>	
Descripción .....	65
Características de los transformadores .....	67
Manta : arranque de la línea .....	68
Montecristi : Sub-estación de subida 13.8/66 KV .....	70
Santa Ana : Sub-estación de bajada 66/13.8 KV .....	72
Sucre : Sub-estación de bajada 66/13.8 KV .....	74
Jipijapa : Sub-estación de recepción .....	76
<u>TRAMOS :</u>	
Manta - Montecristi .....	78
Montecristi - Portoviejo .....	79
Portoviejo - Santa Ana .....	81
Santa Ana - Sucre .....	82
Sucre - Jipijapa .....	84
Manta - Jaramijé .....	85
Valor total del " Circuito Manta " .....	86
<u>PRESUPUESTO DEL " CIRCUITO BAHIA "</u>	
Descripción .....	89
Bahía : Arranque de la línea a 13.8 KV .....	92
Beonidas Plaza : Sub-estación de subida 13.8/66 KV .....	93

## CAPITULO V

### DISEÑO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

#### a) Diseño Eléctrico.

- 1°) Elección del voltaje.
- 2°) Relación del calibre del conductor.
- 3°) Caída de tensión.
- 4°) Pérdidas.
- 5°) Efecto corona.
- 6°) Regulación del voltaje con condensadores y taps en los transformadores.
- 7°) Sistema de protección.
- 8°) Interruptores automáticos, tanto a la entrada, como a la salida.
- 9°) Relevadores.
- 10°) Aislamiento a través de la línea.
- 11°) Pararrayos.
- 12°) Sistema de conexión a tierra del neutro.
- 13°) Línea de protección.

#### b) Diseño Mecánico.

- 1°) Flechas y esfuerzos de los conductores.
- 2°) Elección del tipo de conductor.
- 3°) Distancia entre conductores.
- 4°) Tipo de aisladores, pin con campana, retención y suspensión.
- 5°) Accesorios para conductores.

#### c) Diseño Estructural

- 1°) Selección del tipo de las estructuras.
- 2°) Cálculo de los esfuerzos.
- 3°) Fundaciones, bases sobre las que se soporta la torre.
- 4°) Tensiones y anclajes.

d) Diseño Misceláneo .

- 1°) Localización de la línea.
- 2°) Topografía, levantamiento en planta y perfiles longitudinales.
- 3°) Localización de las estructuras.
- 4°) Medios de comunicación.

e) Presupuesto .

- 1°) Línea de transmisión.
- 2°) Sub-estaciones de subida y bajada.

CARACTERISTICAS PRINCIPALES DE LA LINEA EN PROYECTO :

Antes de entrar a estudiar cada uno de los puntos del temario, se debe tener un estudio planificado del proyecto.

El sistema está abastecido por los dos barcos APD de 3.600 KVA cada uno, instalados en Manta y Bahía, una planta Diesel de 2.000 KVA y las plantas actuales que están funcionando, ver Capítulo II.

La línea de transmisión por tanto se divide en dos tramos que se denominarán "Circuito Manta" y "Circuito Bahía", pero se debe calcular con la posibilidad de que pueda ser suministrada solo por uno de los dos puntos, en caso uno de ellos quede fuera del servicio por daño, reparación o alguna otra falla.

Para determinar las ciudades que deben estar servidas por cada uno de estos circuitos, se toma los datos de el Capítulo II y mediante tanteos se llega a este fin.

En los cuadros 1-V y 2-V se determina las ciudades y pueblos servidos por el "Circuito Manta" y "Circuito Bahía". En el cuadro 1-V (Circuito Manta) observamos que la capacidad necesaria de este circuito para 1.972 es de 9.040 KW y la capacidad instalada es de 9.411 KW, y en el cuadro 2-V (Circuito Bahía) la capacidad que se necesita para 1.972 es de 5.590 KW y la instalada es de 5.285.

Es decir que el Portoviejo está el punto de unión del " Circuito Manta " y del " Circuito Bahía ", por lo tanto se ha colocado switches de aire de 400 Amperes para unir estos dos circuitos cuando uno de ellos sufra un daño, en esta forma todo el sistema puede estar abastecido por Manta o por Bahía; existiendo en cada ramal switches de aire para cortarlos en caso de racionamiento de corriente.

" CIRCUITO MANTA "

Ciudades que abastece	Capacidad para 1.972 - KW	Capacidad actual a utilizarse - KW
Manta	6.100	2.000
Montecristi	110	-
Jaramijó	50	-
Santa Ana	205	-
Sucre	145	-
Jipijapa	2.400	620
Picoazá	30	-
Otras fuentes de abastecimiento		
A. P. D.	-	3.600
Planta Diesel a instalarse	-	2.000
Plantas industriales Manta	-	1.191
<b>TOTAL</b>	<b>9.040</b>	<b>9.411</b>

Cuadro 1-V

"CIRCUITO BAHIA"

Ciudades que abastece	Capacidad para 1.972 KW	Capacidad actual a utilizarse KW
Portoviejo	2.600	900
Bocafuerte	125	-
Tosagua	30	-
Leonidas Plaza	-	-
Calcuta	195	-
Junín	75	-
Chone	260	410
Bahía	1.350	375
Estancilla	20	-
Calderón	50	-
Río Chico	40	-
Alhajuela	40	-
Charapotó	40	-
Ricaurte	-	-
Otras fuentes de abastecimiento		
A P D	-	3.600
<b>TOTAL</b>	<b>5.590</b>	<b>4.875</b>

Cuadro 2-V

CIRCUITO MANTA .-

El recorrido que tiene este circuito y sus características principales están en el plano A-V, y son las siguientes :

Del barco sale un cable de tres conductores en un cable mensajero galvanizado de 1/2". La Sección del conductor sería solo de 3 mm<sup>2</sup>, aplicando la fórmula :

$$S = \frac{L \times N}{K \times e \times E}$$

L = Longitud en metros (1.000)

N = Potencia en Watts (3.600.000)

K = Conductibilidad de cable (57)

e = Caída de tensión en voltios ( 5 % )

E = Tensión en voltios

S = Sección en mm<sup>2</sup>

$$S = \frac{1.000 \times 3.600.000}{75 \times 690 \times 13.800} = 6.5$$

$$S = 6.5 \text{ mm}^2$$

Pero se utilizará un cable preensamble # 6 de 13.8 KV con lámina a tierra. Este cable llega hasta la primera torre, formada por dos postes de concreto de 12 metros, plano -VI, de aquí salen dos circuitos :

- a) Un circuito que va a la subestación de interconexión Manta, de donde saldrán tres feeders de 13.8 KV para suministrar servicio a Manta, y
- b) Un circuito que va a la subestación de elevación de 13.8/66 KV para distribuir la corriente en el resto de el "Circuito Manta".

Esta torre tiene un pot-head para recibir el cable del barco, pararrayos, fusibles seccionadores para los dos circuitos.

De la subestación de elevación sigue la línea por Montecristi, Portoviejo, para luego virar al sur, pasando por Santa Ana hasta Sacre; aquí se bajará la tensión a 13.8 para abastecer Sacre y luego seguir con este voltaje hasta Jipijapa.

Posteriormente se puede correr una línea de 13.8 KV en postes de madera a Jaramijó.

CIRCUITO BAHIA .-

Del barco hasta la primera torre en Bahía es igual al de Manta, de aquí salen dos circuitos :

- a) Uno que va hasta la sub-estación de interconexión para servir a Bahía.
- b) Otro que va hasta Leonidas Plaza a la sub-estación de elevación de 13.8/66 KV, para luego seguir hasta Tosagua en donde se bifurca en dos circuitos, uno hacia el sur y otro hacia el oeste.

Circuito Sur, que pasa por Rocafuerte hasta Portoviejo terminando en la sub-estación de bajada de 66 KV/6.280 V, pues esta ciudad tiene el voltaje de 6.280 V, y no de 13.8 KV como en las demás ciudades de la provincia.

Circuito Oeste, de Tosagua sigue el circuito de 66 KV hasta Calceta, en una sub-estación de bajada se reduce el voltaje a 13.8 KV para servir al Norte hasta Chone y al Sur hasta Junín.

Posteriormente se pueden establecer circuitos auxiliares de segunda importancia de postes de madera y a 13.8 KV, estos circuitos son :

- 1) De Portoviejo sale para Rocafuerte, Río Chico, Calderón y Alhajuela.
- 2) De Rocafuerte a Charapotó.
- 3) De Chone a Ricaurte.

Una vez en forma general se determina el recorrido de las diferentes líneas de transmisión, se pasa a estudiar los diferentes puntos de este terreno y que son :

a) DISEÑO ELECTRICO .-

Elección del voltaje.- Para determinar el voltaje de una línea de transmisión se deben considerar los siguientes factores :

Distancia.

Potencia a transportar.

Factor de potencia de la carga.



Tensión

Rendimiento de la línea y de las subestaciones.

Precio de los diversos materiales constitutivos de la línea y subestaciones.

Precio de la energía perdida en el transporte.

Número de horas anuales de utilización de la línea.

Suponiendo el mismo conductor, se ve que duplicando la tensión, podrá transmitirse en las mismas condiciones de funcionamiento, una potencia cuatro veces mayor a la misma distancia, o una misma potencia a una distancia cuatro veces mayor. Y que a igualdad de potencia y distancia, duplicar la tensión permite reducir en la relación de cuatro a uno la sección y el costo de los conductores.

Para llegar al voltaje adecuado, a más de estas consideraciones, debemos tener presente, la resistencia mecánica de los conductores, la conductibilidad del conductor, para evitar pérdidas por calor, la afeción del mismo para contrarrestar el efecto corona. Se considerará también, en el aspecto económico el aumento de costo de los aisladores, pararrayos, transformadores y demás accesorios de la línea, los cuales aumentan al elevarse el voltaje.

La distancia del conductor al suelo, aumenta al elevar el voltaje, así como también la distancia entre conductores, siendo necesario, postes de mayor altura y cruzetas más largas, dando lugar a que la cimentación del poste sea más profunda y esta, de mejor calidad, para contrarrestar el efecto de torsión.

Convenimos por calcular el voltaje, para lo cual se utilizará fórmulas empíricas, deducidas de casos prácticos, pues un estudio teórico sobre este aspecto, es bastante complejo y no muy exacto, lo que no sucede con las fórmulas prácticas, con las cuales se puede llegar a resultados satisfactorios. Esta fórmula es la siguiente :

$$U\sqrt{3} = 5.5 \sqrt{\frac{X}{1.609} + \frac{3P}{100}}$$

$U\sqrt{3}$  : es la tensión compuesta buscada en KV,

X : es longitud de la línea,

P : potencia a transmitir en KW.

Tomada de " Líneas Aéreas de Transporte de Energía Eléctrica " de Luis M. Chacá y llamada "Formula de Still".

En el gráfico B-V tenemos un abaco para determinar el voltaje de transmisión aplicando esta misma fórmula.

Para calcular se debe considerar los siguientes valores promedio por línea :

Longitud : 100 KM.

Potencia : 8.000 KW, como máximo 10.000 KW.

Estos datos son exclusivamente para determinar el voltaje y efectuar un estudio económico con diferentes voltajes hasta encontrar el más conveniente. La sección del conductor, pérdidas de tensión y pérdidas de potencia serán estudiadas tramo a tramo en cada circuito, principiando en el extremo hasta al lugar de generación.

$$U\sqrt{3} = 5.5 \sqrt{\frac{X}{1.609} + \frac{3P}{100}}$$

$$1.73 U = 5.5 \sqrt{\frac{100}{1.609} + \frac{3 \times 10.000}{100}}$$

$$1.73 U = 5.5 \sqrt{362}$$

$$U = 60 \text{ KV}$$

Algunos autores recomiendan aumentar a la fórmula de Still el 25 %, o sea que

$$U = 75 \text{ KV}$$

ABACO PARA EL CALCULO GRAFICO DE LA TENSION

FORMULA A. STIJ

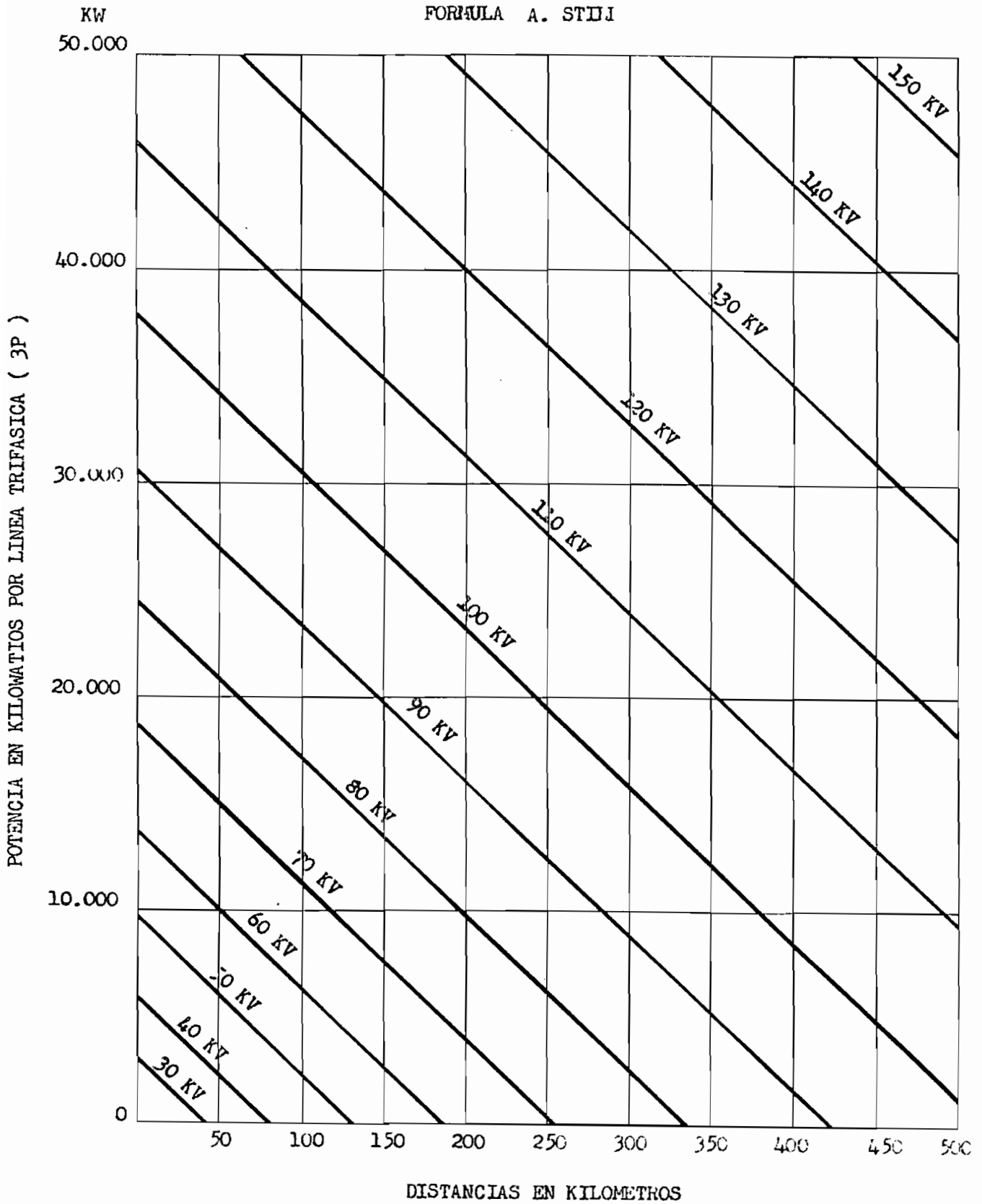


GRAFICO B - V

Aplicando el ábsco nos da un voltaje similar.

Para determinar el voltaje adecuado primero se tiene que calcular los voltajes standard americanos, uno mayor y otro menor del calculado, estos son : 44 - 66 y 90 KV.

Simultáneamente se determinará el conductor más económico, para lo cual en cada voltaje se considerarán tres conductores de sección próximos hasta encontrar la sección de conductores y voltaje económico.

Las ecuaciones que se aplican para este estudio son las siguientes ; tomadas del Manual A.E.G. Página No. 319, 7a. edición :

Para determinar la sección del conductor :

$$S = \frac{L \times N}{K \times e \times E} \quad (1) \quad \text{(Coster)}$$

Se debe considerar la caída de tensión ( e ) de 10 %. Luego se encuentra la caída de tensión según la sección del conductor :

$$e = \frac{L \times N}{K \times S \times E} \quad (2) \quad \text{(Coster)}$$

Para aplicar la pérdida de potencia

$$P = \frac{100 \times L \times N}{K \times S \times E^2 \times \cos^2 \phi} \quad (3)$$

Para determinar la capacidad térmica en Amperes :

$$I = \frac{e \times R \times S}{1.73 \times L \times \cos \phi} \quad (4)$$

Señ tomados del manual del A. E. G, página No. 319, 7a. Edición.

I = intensidad en amperes

E = tensión en volts

e = caída de tensión en volts desde el arranque hasta el final del conductor.

$N$  = potencia de watts que se transporta.

$p$  = pérdida de potencia desde el arranque hasta el final del conductor en %.

$L$  = longitud del trayecto considerado en metros.

$S$  = Sección del conductor en mm<sup>2</sup>.

$R$  = Conductibilidad eléctrica ( para el cobre 56 )

A continuación tenemos las ecuaciones para determinar la :

SECCIÓN MAS ECONOMICA DE UN CONDUCTOR :

Existen varios métodos para determinar la sección más económica de un conductor, en función de las pérdidas anuales y de los costos de operación.

La fórmula que se emplea para calcular, es la siguiente :

$$\frac{A}{I} = K_1 \sqrt{\frac{F}{CE_2}} \quad (5)$$

$A$  : Area del conductor en mil circular,

$I$  : Amperios máximos de carga,

$K_1$  : Constante del material : 595 para el cobre  
1370 " " aluminio  
730 " " copperweld

$K_2$  : Costo del conductor instalado en \$/libra,

$C$  : Carga anual de % sobre capital invertido,

$F$  : Costo anual de las pérdidas en \$/KW.

Esta fórmula supone la carga concentrada al final de la línea, las pérdidas serán equivalentes a las de la carga uniformemente distribuidas en una longitud tres veces mayor, e de otra forma, igual a las pérdidas de una carga  $\sqrt{3}$  veces mayor distribuida uniformemente en la longitud real del circuito.

Es decir que, para cargas uniformemente distribuidas, la sección más económica nos permite cargas  $\sqrt{3}$  veces mayores que las obtenidas por la fórmula

anterior.

Determinación del costo anual de las pérdidas \$/KW. - Se puede calcular la sección mas económica de cualquier parte del sistema, transmisión, distribución primaria y secundaria para lo cual, basta aplicar la "P" adecuada, esto será igual a :

$$\text{Energía generada, transmitida, etc.} = \text{Energía vendida} + \text{pérdidas.}$$

Es sabido, que, en todo sistema eléctrico se debe disponer de una capacidad adicional para poder servir con eficiencia en la hora máxima de carga, "Peak", en la cual, la pérdida también será máxima, y se le denomina "energía perdida".

Por consiguiente a "P" le debemos asignar un valor que será la energía perdida, más las cargas anuales que se deben pagar por el capital invertido en la planta, equipos y líneas para generar, transmitir y distribuir este KW de pérdida y que se denomina "pérdida de demanda".

$$P = \text{energía perdida} + \text{pérdida de demanda.}$$

Las pérdidas se producen en las 8.760 horas del año, se calculan siempre las pérdidas a la hora máxima de carga, afectandole luego de un "factor de pérdida" que nos da las horas equivalentes del año.

Energía perdida = costo de generación x horas equivalentes.

Donde :

$$\text{Horas equivalentes} = 8.760 \times \text{factor de pérdida.}$$

$$\begin{aligned} \text{Factor de pérdida} &= \frac{\text{pérdida promedio}}{\text{pérdida de peak}} \\ &= 0.7 (\text{factor de carga})^2 + 0.3 (\text{factor de carga}) \end{aligned}$$

$$\text{Factor de carga} = \frac{\text{carga promedio}}{\text{carga máxima}}$$

$$\text{Pérdidas de demanda} = (\text{capital invertido/KW de capacidad}) \times \text{cargas anuales}$$

Ahora que tenemos todas las ecuaciones para el cálculo, aplicamos valores para encontrar el conductor más económico.

Primariamente se toman los datos que son comunes, estos son :

Factor de carga : (promedio de la provincia),

Costo de generación : 0.37 S//KWH (en la nueva planta),

Factor de carga =  $0.7 \times 0.5^2 + 0.3 \times 0.5 = 0.33$

Pérdida de energía =  $0.37 \times 8760 \times 0.33 = 1069$  S//KW

Suponiendo que el capital invertido sea :

En generación	4000 S//KW
Transformador de subida	200 "
Transmisión y sub-transmisión	1200 "
Distribución primaria	<u>600 "</u>
Total	6000 S//KW

Considerando que las cargas anuales sean 14 % sobre el capital invertido, tenemos :

Pérdidas de demanda =  $6000 \times 0.14 = 840$  S//KW

De donde concluimos que el valor de "P" será :

$$P = 1069 + 840 = 1909, \text{ S//KW}$$

Una vez planteadas estas ecuaciones se aplica para cada uno de los voltajes tres secciones, hasta determinar la más económica; todos estos datos los agrupamos en el cuadro 3-V, con los demás valores adicionales, hasta determinar el voltaje y la sección adecuada para este proyecto.

Como la carga está repartida a lo largo de 140 Km; para efectuar este estudio se considerará el tramo que lleva mayor carga, en este caso de Manta a

Portoviejo con una longitud de 45 Km, y en el caso más desfavorable que tuviera que conducir toda la corriente que consume la provincia, exceptuando Manta, o sea una capacidad de 8.000 KW.

En resumen se tiene que las características del proyecto para encontrar

el voltaje y la sección más económica son :

Potencia	8.000 KW
Longitud	45 Km
Factor de potencia	0.80
Factor de carga	0.5
Pérdida de tensión	10 %
Pérdida de potencia	10 %
Voltajes en estudio	44, 66 y 90 KV

44 KV DE TENSION :

Cálculo de la sección :

$$S = \frac{L \times N}{K \times e \times E} \quad (1)$$

$$S = \frac{45.000 \times 8.000.000}{57 \times 4400 \times 44.000} = 32 \text{ mm}^2$$

Según la tabla 34 de la pag. 324 del Manual A/ E/ G, 7a. edición; se ve que existe un factor de corrección relacionado con el  $\cos \phi$  y la distancia entre conductores. El  $\cos \phi$  es 0.8 y la distancia entre conductores 1.32 mts, por lo tanto el factor de corrección para el cobre será 1.5.-

Este factor tiene por objeto considerar la resistencia inductiva elevada e-levada que tienen las líneas aéreas.

Por lo tanto :

$$S = 32 \times 1.5 = 48 \text{ mm}^2$$

Las secciones de conductor que se tomarán para 44 KV, son :

- 1) Sección : 33.6 mm<sup>2</sup>, MCM : 66.370, A W G : # 2
- 2) " 42.4 " " 83.690 " # 1
- 3) " 53.4 " " 105.500 " # 1/0

Continuando al ejemplo con la primera sección :



Caída de tensión :

$$e = \frac{L \times N}{K \times S \times E} \quad (2)$$

$$e = \frac{45.000 \times 8'000.000}{57 \times 33.6 \times 44.000} = 6.450 \text{ Volts}$$

Aplicando el factor de corrección para la resistencia inductiva, se tiene :

$$e = 6.450 \times 1.5 = 9.650 \text{ Volts}$$

Sacando el %

$$\frac{9.650 \times 100}{44.000} = 22$$

$$e = 22 \%$$

Pérdida de potencia ;

$$p \% = \frac{100 \times L \times N}{K \times S \times E^2 \times \cos^2 \phi} \quad (3)$$

$$p = \frac{100 \times 45.000 \times 8'000.000}{57 \times 33.6 \times 44.000^2 \times 0.8^2} = 15 \%$$

$$p = 15 \%$$

Capacidad térmica en Amperes :

$$I = \frac{e \times K \times S}{1.73 \times L \times \cos \phi}$$

$$I = \frac{9.650 \times 57 \times 33.6}{1.73 \times 45.000 \times 0.8} = 278 \text{ Amp.} \quad (4)$$

$$I = 278 \text{ Amp.}$$

Capacidad económica en amperes :

$$\frac{A}{I} = K_1 \sqrt{\frac{P}{C K_2}}$$

$$\frac{66.370}{I} = 595 \sqrt{\frac{1.909}{14 \times 8.90}} = 2.320 \frac{C M}{\text{Amp.}}$$

$$I = \frac{66.370}{2.320} = 29$$

$$\frac{\text{Capacidad económica en amperes}}{\text{Capacidad térmica en amperes}} = \frac{29}{278} = 0.104$$

Las tensiones de transmisión y secciones de conductor que nos resta calcular son :

Para 44 KV :

Cable # 1

Cable # 1/o

Para 66 KV :

Cable # 3

Cable # 4

Cable # 5

Para 90 KV :

Cable # 8

Cable # 7

Cable # 6

Estos datos, así como los de las otras secciones y voltajes los agrupamos en el Cuadro 3-V, que nos ayudará a determinar el conductor más económico.

Se debe tener presente las siguientes normas, para aplicar los datos anteriores :

- a) Es antieconómico cargar los conductores hasta la capacidad térmica,
- b) La capacidad económica de un conductor es siempre menor del 50% de su capacidad térmica. ( recuérdese que para cargas distribuidas es  $\sqrt{3}$  veces mayor ).

Para calcular la sección más económica de un conductor que se va a usar por un término de años dados, alimentando una carga que tiene un porcentaje de

DETERMINACION DEL VOLTAJE Y CALIBRE MAS ECONOMICO

VOLTAJE K V	C A L I B R E			PERDIDAS %		CAPACIDAD TERMICA AMPERES	CAPACIDAD ECONOMICA AMPERES	CAP. ECONOMICA  CAP. TERMICA
	AWG	MCM	mm <sup>2</sup>	TENSION	POTENCIA			
44	2	66.370	33.6	22	15	278	29	0.104
	1	83.690	42.4	14.7	12	242	36	0.15
	1/0	105.500	53.4	10.5	9.6	200	41.5	0.21
66	5	33.100	16.8	11.5	13.5	116	13.6	0.12
	4	41.740	21.1	9.1	11.1	114	16.6	0.146
	3	52.630	26.6	7.3	8.8	118	22.5	0.19
90	8	16.510	8.3	12.3	14.7	83	6.7	0.08
	7	20.820	10.5	9.8	11.4	80	8.7	0.11
	6	26.250	13.3	7.7	9.1	83	11	0.13

CUADRO 3-V

incremento anual, aplicamos la siguiente fórmula :

$$\frac{A}{I} = 595 \left( \frac{P}{C K} \right)^{\frac{1}{2}} \left( \frac{(1+r)^{2n} - 1}{2.3^{2n} \log(1+r)^2} \right)^{\frac{1}{2}}$$

n : Número de años considerados

r : % anual de crecimiento estimado

I : Carga en amperes actual, al iniciarse el período

Log de base 10.

También se calcula para la carga concentrada en el extremo de la línea; para cargas distribuidas uniformemente, podemos igual que antes, usar cargas totales  $\sqrt{3}$  veces mayores para la sección más económica.

Si se desea efectuar un cambio de conductoras, debido a las pérdidas de voltaje o corriente, se aplica la siguiente fórmula :

$$\frac{A}{I} = \frac{595}{S} \sqrt{\frac{P(S-1)}{C K_2}}$$

A : Área en CM del conductor existente

I : Amperes máximos de carga

P : Costo anual de las pérdidas/KW de pérdida al peak

C : Carga anual % sobre el capital invertido

$K_2$  : Costo de 1 libra de conductor instalado, en sucres ( rebajado el valor de recuperación y el costo de remoción del viejo conductor ).

S : Relación de área en CM, del nuevo conductor al existente.

Del estudio del cuadro 3-V, se obtiene las siguientes conclusiones :

La tensión de 90 KV es muy elevada para nuestro proyecto, pues la sección del cable es muy delgada y con resistencia mecánica que no tiene un coefi -

ciente de seguridad que garantice la estabilidad de esta línea, sobre todo siendo de primera categoría como ha sido clasificada.

Por lo tanto tendría que ser la sección mayor, si a este aumentado al mayor costo de aislación y arquetas más grandes que se necesita para una línea de 90 KV, resulta antieconómico este voltaje. Además el coeficiente capacidad económica/capacidad térmica de la última columna es bajo, por lo cual este voltaje es rechazado.

Haciendo una comparación entre los voltajes de 44 y 66 KV, se ve que con 44 KV y cable 1/0, se tiene una relación capacidad económica/capacidad térmica de 0.21 y con 66 KV y cable # 3, esta relación es de 0.19.

Se debe tener presente que en el primer caso es cable # 1/0 y en el segundo es cable # 3, es decir que el cable 1/0 es de mayor valor, también es de mayor peso e influye en el cálculo de lo hecho para el anclaje y simentación de los postes.

Para llegar a una conclusión definitiva se debe efectuar un estudio económico de los dos proyectos y según este resultado se tomaría la determinación final.

Por carecer de cotizaciones para materiales de 44 KV no se puede efectuar esta comparación. Por lo tanto la determinación final se efectuará de los datos existentes y es, de 66 KV y cable # 3.

Debido a que no es estándar la fabricación de cables de número impar, sino de número par, se escoge el cable inmediato superior, o sea el # 2, por lo tanto el resultado final es :

TENSION : 66 KV

SECCION : 2

El tipo de cable se determinará mas adelante, al estudiar el diseño mecánico.

EFECTO CORONA .-

Se presenta cuando el potencial de un conductor en el aire se eleva hasta valores tales que sobrepasan la rigidez dieléctrica del aire que rodea al conductor. El efecto corona se manifiesta por luminiscencia o penachos azulados que aparecen al rededor del conductor, más o menos concentrados en las irregularidades de su superficie. Las descargas van acompañadas de un sonido silbante y olor a ozono.

Como el efecto corona produce pérdidas en el transporte y a veces llega a valores elevados que puede poner en peligro a la línea por la corrosión que ocasiona al cable, debido al óxido que forma el ozono con la humedad.

Es por esta razón que se determina el valor del efecto corona en la línea que va de Mantá a Portovisjo y que es la más importante de este proyecto.

Para lo cual se aplica el procedimiento del " Manual Standard del Ingeniero Electricista ", Edición 1.953, en la Sección 13, Páginas 1.500-1.505.

Longitud	45 Km.
Conductor	# 2 (Sección 33.6 mm <sup>2</sup> )
Tensión entre fases	66 KV
Fases	3
Frecuencia	60 c/s
Distancia entre conductores	S = 88"
Temperatura	25 ° C
Presión barométrica	76 cm
Coefficiente de irregularidades	$M_0 = 0.75$

$$S = \frac{3.92 b}{273 + t}$$

S: Factor de densidad

$h$  : Presión barométrica en cm.

$(273 + t)$  Temperatura absoluta del ambiente en  $0^{\circ}$  c.

$$S = \frac{3.92 \times 76}{273 + 25} = 1$$

Diámetro exterior del conductor  $D = 0.70$  cm.

Radio  $r = 0.35$  cm.

Tensión entre fase y neutro  $e = \frac{66}{\sqrt{3}} = 38.1$  KV

Tensión disruptiva crítica :

$$e_c = g_c \times M_c \times r \int \log_{10} \frac{S}{r}$$

$g_c$  = gradiente disruptiva del aire 21.1 KV/cm o sea la "tensión eficaz"

$$\log_{10} \frac{S}{r} = 2.3026 \log_{10} \frac{S}{r} = 2.3026 \log_{10} \frac{220}{0.37} = 2.3026 \times 2.73$$

Reemplazando valores tenemos :

$$e_c = 21.1 \times 0.75 \times 0.35 \times 1 \times 2.30 \times 2.73 = 34.6$$
 KV

$$e_c = 34.6$$
 KV entre fase y neutro

Para calcular las pérdidas se debe considerar que el conductor central tendrá solo el 96% y los extremos el 106%.

O sea que :

$$e_c \text{ (para el conductor central)} = 33.2$$
 KV

$$e_c \text{ (para los conductores extremos)} = 36.6$$
 KV

La fórmula para las pérdidas por efecto corona con buen tiempo, son :

$$P = \frac{246}{S} (f + 25) \sqrt{\frac{r}{S}} (e - e_c)^2 10^{-5} \text{ KW per Kilómetro}$$

$f$  = frecuencia

$e$  = tensión de la línea en KV entre fase y neutro

$$P_2 = \frac{246}{1} (60 + 25) \times \sqrt{\frac{0.35}{220}} (38.1 - 33.2)^2 \times 10^5 = 2 \text{ KW/Km.}$$

$$P_1 = P_3 = \frac{246}{1} (60 + 25) \times \sqrt{\frac{0.35}{220}} (38.1 - 36.6)^2 \times 10^5 = 0.19 \text{ KW/Km.}$$

La pérdida total en los tres hilos será :

$$P_t = P_1 + P_2 + P_3 = 0.19 + 2 + 0.19 = 2.38 \text{ KW/Km.}$$

La pérdida total en el tramo Manta - Portoviejo, será :

$$P = 2.38 \times 45 = 107.1 \text{ KW}$$

Estas pérdidas podrían ser menores si se toma un coeficiente de irregularidad del cable ( $\alpha$ ) de mayor calidad que el calculado, o sea que en vez de 0.75 sea 0.8 .-

#### REGULACION DEL VOLTAJE .-

Es necesario mantener la caída de tensión constante, pues la variación de carga, hacen que aquellas alimentadoras que tienen más de 7.1% de pérdida entre el primero y el último transformador, a la hora de peak sufran variaciones mayores de voltaje que las permisibles, esto hace necesario algún método de regulación de voltaje.

Entre estos medios tenemos :

- a) Reguladores en las barras de las subestaciones, este método es bueno cuando el circuito tiene características similares,
- b) Reguladores individuales, con compensador de bajo voltaje, los cuales pueden ser aéreos e ir colocados en cada circuito,
- c) Condensadores en el circuito o la subestación, los cuales pueden ser fijos, controlados o ambas cosas.

También se puede corregir estas pérdidas implantando tarifas bajas durante las noches, para eliminar estas variaciones de carga y se aprovecha el exceso



de IVA instalados, que es un capital invertido por el que se paga intere-  
ses y que no es aprovechado durante ese tiempo.

En una línea de transmisión se debe considerar por tramos para ver las  
características de cada uno, se supone que la línea actual tiene una caída  
total de 2% y luego de los 10 años, la caída total sería 10%, en la siguiente  
tabla :

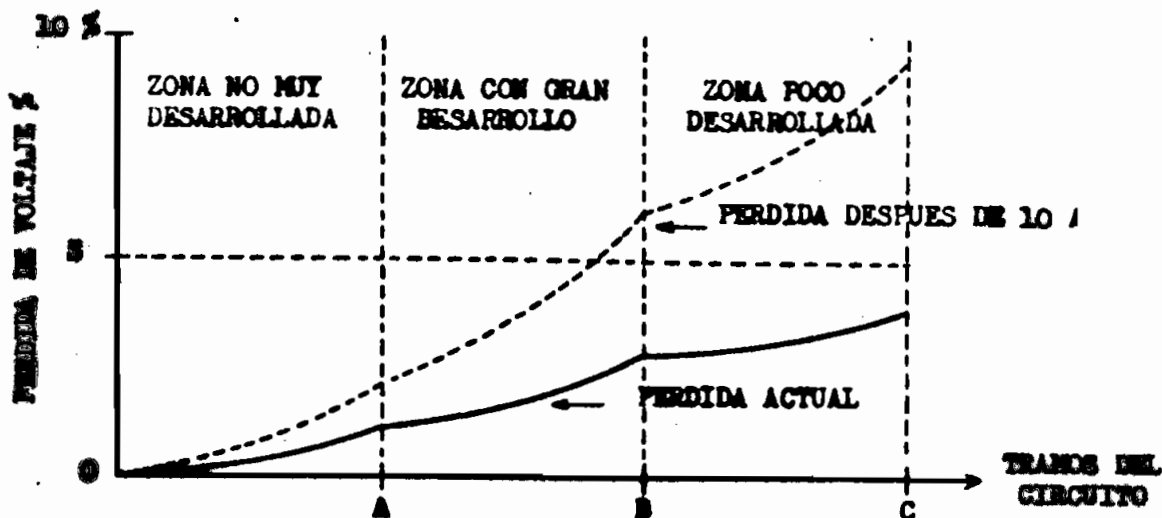


GRÁFICO 9-7

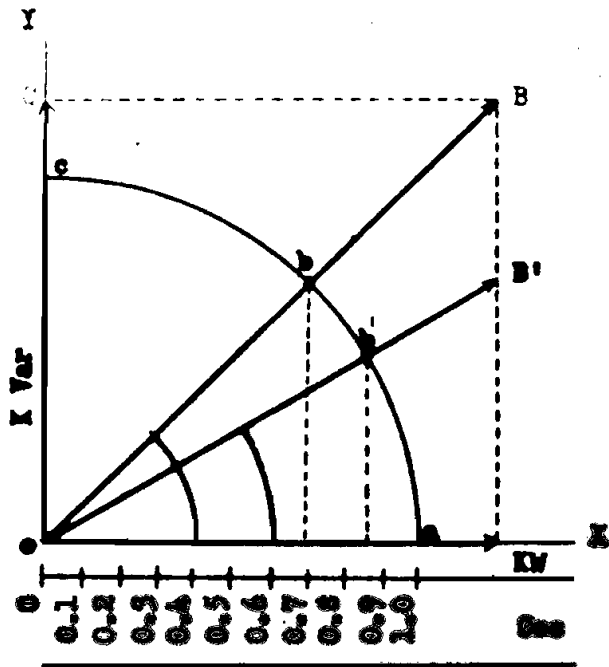
Observando el gráfico se ve que en la zona A B es la más desarrollada y  
la que tiene mayor caída de voltaje, por tanto para obtener una mejora de  
voltaje se debe hacer en este tramo, se puede cambiar los conductores,  
para lo cual se calculará la sección necesaria para este tramo. Considera-  
mos también el aspecto económico, es decir comparar el ahorro en las pér-  
didas con el costo del trabajo a realizar para ver si es justificada esta in-  
versión.

También se debe considerar los tipos de los transformadores para en esta for-  
ma contrarrestar las pérdidas de voltaje.

Para la regulación del voltaje ejecútase con condensadores estáticos.

#### CONDENSADORES ESTÁTICOS .-

Una capacidad electrostática conectada en un circuito tiene la propie -



- $P$  = Potencia activa en KW
- $Q$  = Potencia reactiva en KVAR
- $S$  = Potencia aparente en KVA
- $\cos \phi$  = Factor de potencia antes de la corrección

GRAFICO 2-4

Toda potencia reactiva adelantada en avance disminuye a la reactiva de la instalación. Se supone que la potencia de corrección sea igual a  $PW$ , el factor resultará ahora determinado por:

$$\cos \phi_{cor} = \cos \phi'$$

Se evita toda edificación resolviendo un arco de circunferencia "a", con un radio unidad arbitraria.

La proyección de  $\phi'$  sobre el eje de las abscisas da el  $\phi_p$  antes de la corrección y la de  $\phi_{cor}$  sobre el mismo eje el  $\phi_{p'}'$  ya corregida. De los triángulos  $OPB$  y  $OP'B'$  se obtiene la fórmula que nos permite determinar  $P'$  en función de los factores  $\phi$  y  $\phi'$

$$\frac{P}{a} = \cos \phi \quad \frac{P'}{a} = \cos \phi'$$

$$P \cdot \cos \phi' = P' \cdot \cos \phi \quad (P \cdot \cos \phi' = P' \cdot \cos \phi)$$

CARGO EN LOS MICROS AMPERIOS REACTIVOS KVAR

Tomemos el caso del circuito hasta - Paralelo para calcular los KVAR.

Potencia : 2.000 KW = P

Tensión : 66 KV = E

Fases 3

Cos  $\phi_1$  existente = 0.70Cos  $\phi_2$  pedido = 0.80

$$\phi_1 = 45^\circ$$

$$\text{Sen } \phi_1 = 0.7$$

$$\text{Tang. } \phi_1 = 1.02$$

$$\phi_2 = 37^\circ$$

$$\text{Sen } \phi_2 = 0.6$$

$$\text{Tang. } \phi_2 = 0.75$$

$$W = E \times I \times \cos \phi \times \sqrt{3}$$

$$I_1 = \frac{W}{E \times \cos \phi_1 \times \sqrt{3}} = \frac{8'000.000}{66.000 \times 0.70 \times 3} = 100 \text{ Amp.}$$

$$I_1 = 100 \text{ AMP.}$$

$$I_2 = \frac{W}{E \times \cos \phi_2 \times \sqrt{3}} = \frac{6'800.000}{66.000 \times 0.80 \times 1.73} = 83 \text{ Amp.}$$

$$I_2 = 83 \text{ AMP.}$$

 $I_L$  = Corriente inductiva

$$I_{L1} = I_1 \times \text{sen } \phi_1 = 100 \text{ sen } 45^\circ = 100 \times 0.7 = 70$$

$$I_{L2} = I_2 \times \text{sen } \phi_2 = 83 \text{ sen } 37^\circ = 83 \times 0.6 = 50$$

$$I_L = I_{L1} - I_{L2} = 70 - 50 = 20$$

$$\text{KVAR} = I_L \times E \times \sqrt{3} = 20 \times 66 \times 1.73 = 2.300$$

$$\text{KVAR} = 2.300$$

DESARROLLO ANALITICO .-

$$W = E \times I \times \cos \phi \times \sqrt{3}$$

$$I_1 = \frac{W}{E \times \cos \phi_1 \times \sqrt{3}}$$

$$I_{L1} = \frac{W \text{ sen } \phi_1}{E \times \cos \phi_1 \times \sqrt{3}}$$

$$I_2 = \frac{W}{E \times \cos \phi_2 \times \sqrt{3}}$$

$$I_{L2} = \frac{W \text{ sen } \phi_2}{E \times \cos \phi_2 \times \sqrt{3}}$$

$$I_L = I_{L1} - I_{L2} \quad I_L = \frac{W \times \text{sen } \phi_1}{E \times \cos \phi_1 \times \sqrt{3}} - \frac{W \times \text{sen } \phi_2}{E \times \cos \phi_2 \times \sqrt{3}}$$

$$I_L = \frac{N \times \text{tang } \theta_1}{E \times \sqrt{3}} = \frac{N \times \text{tang } \theta_2}{E \times \sqrt{3}} = \frac{N}{E \sqrt{3}} (\text{tang } \theta_1 - \text{tang } \theta_2)$$

$$\text{KVAR} = E \times I_L \times \sqrt{3}$$

Reemplazando el valor de  $I_L$  :

$$\text{KVAR} = \frac{N \times E \times \sqrt{3}}{E \times \sqrt{3}} (\text{tang } \theta_1 - \text{tang } \theta_2)$$

$$\text{KVAR} = N (\text{tang } \theta_1 - \text{tang } \theta_2)$$

Reemplazando los valores del ejemplo anterior, se tiene :

$$\text{KVAR} = 8.000 (1.02 - 0.75) = 8.000 \times 0.27 = 2.160$$

$$\text{KVAR} = 2.160$$

Que es similar al valor anterior.

Para encontrar la relación  $(\text{tang } \theta_1 - \text{tang } \theta_2)$ , se tiene el cuadro 4-V tomado de un panfleto "CAPACITORS" de Sievers Kabelverk de Sweden de 1.959 en el cual se encuentra directo este valor.

En el ejemplo esta relación es :

$$(\text{tang } \theta_1 - \text{tang } \theta_2) = (1.02 - 0.75) = 0.27$$

$$\text{Cos } \theta_1 (\text{existente}) = 0.7$$

$$\text{Cos } \theta_2 (\text{pedido}) = 0.8$$

Aplicando al cuadro tenemos en la columna de la izquierda  $(\text{cos } \theta_1)$ , el factor de potencia existente (en este caso 0.7); se tiene en las columnas el factor de potencia pedido, (en este caso 0.8), uniendo estos dos valores tenemos 0.27 que es el factor de multiplicación, siendo el otro factor la potencia  $N$  en KW, y se obtiene el resultado en KVAR.

Factor Potencia existente cos $\phi_1$	Factor de Potencia pedido cos $\phi_2$				
	1.0	0.95	0.90	0.85	0.80
0.20	4.90	4.57	4.42	4.28	4.15
0.22	4.43	4.10	3.95	3.81	3.68
0.24	4.04	3.72	3.56	3.43	3.30
0.26	3.71	3.39	3.23	2.09	2.96
0.28	3.43	3.10	2.94	2.81	2.68
0.30	3.18	2.85	2.70	2.56	2.43
0.32	2.96	2.63	2.48	2.34	2.21
0.34	2.77	2.44	2.28	2.15	2.02
0.36	2.59	2.26	2.11	1.97	1.84
0.38	2.43	2.11	1.95	1.81	1.68
0.40	2.29	1.96	1.81	1.67	1.54
0.42	2.16	1.83	1.68	1.54	1.41
0.44	2.04	1.71	1.56	1.42	1.29
0.46	1.93	1.60	1.45	1.31	1.18
0.48	1.83	1.50	1.34	1.21	1.08
0.50	1.73	1.40	1.25	1.11	0.98
0.52	1.64	1.31	1.16	1.02	0.89
0.54	1.56	1.23	1.07	0.94	0.81
0.56	1.48	1.15	1.00	0.86	0.73
0.58	1.41	1.08	0.92	0.79	0.65
0.60	1.33	1.00	0.85	0.71	0.58
0.62	1.27	0.94	0.78	0.65	0.52
0.64	1.20	0.87	0.72	0.58	0.45
0.66	1.14	0.81	0.65	0.52	0.39
0.68	1.08	0.75	0.59	0.46	0.33
0.70	1.02	0.69	0.54	0.40	0.27
0.72	0.96	0.64	0.48	0.34	0.21
0.74	0.91	0.58	0.43	0.29	0.16
0.76	0.86	0.53	0.37	0.24	0.10
0.78	0.80	0.47	0.32	0.18	0.05
0.80	0.75	0.42	0.27	0.13	-
0.82	0.70	0.37	0.21	0.08	-
0.84	0.65	0.32	0.16	0.03	-
0.86	0.59	0.27	0.11	-	-
0.88	0.54	0.21	0.06	-	-
0.90	0.48	0.16	-	-	-
0.92	0.43	0.10	-	-	-
0.94	0.36	0.03	-	-	-
0.96	0.29	-	-	-	-
0.98	0.20	-	-	-	-

CAPACIDAD EN MICROFARADIOS .-

$$KVAR = N \times 0.27 \quad (1)$$

$$KVAR = I_L \times E \times \sqrt{3} \quad (2)$$

Igualando las ecuaciones (1) y (2) tenemos :

$$0.27 N = I_L \times E \times \sqrt{3}$$

$$I_L = \frac{N \times 0.27}{E \times \sqrt{3}}$$

$$\frac{E}{2\pi f C} = \frac{N \times 0.27}{E \times \sqrt{3}}$$

$$C = \frac{E \times E \times \sqrt{3}}{N \times 0.27 \times 2\pi f} = \frac{E^2 \sqrt{3}}{N \times 0.27 \times 2\pi f} \times 10^6 \text{ M.F.}$$

Reemplazando valores :

$$C = \frac{66^2 \times 1.73}{8.000 \times 0.27 \times 2 \times 3.14 \times 60} \times 10^6 = 9.150 \text{ M.F.}$$

$$C = 9.150$$

MEJORAS DE VOLTAJE CON LOS CONDENSADORES .-

Las condiciones de voltaje de una línea generalmente se mejoran elevando el  $f^p$  y si la caída de voltaje limita la capacidad de una línea, la capacidad de transmisión se incrementa.

Este procedimiento es tomado del panfleto "CAPACITOR" de Sievert Kabelverk de Sweden de 1.959.

En consecuencia las líneas aéreas donde  $X$  es a menudo más grande que  $R$ , la compensación causará menos caída de voltaje; en cambio en los cables subterráneos donde  $\frac{X}{R}$  es pequeño, la caída de voltaje algunas veces es mayor con la compensación que sin ella. Se debería agregar sin embargo que una línea de transmisión normalmente tiene reactancias extras, tales como transformador, etc.; y en consecuencia  $\frac{X}{R}$  se aproxima a 1 ó es mayor que 1.

INCREMENTO DE VOLTAJE CON LOS CONDENSADORES.-

El incremento de voltaje instalando condensadores puede ser calculado usando la caída de tensión :

$$\text{Fórmula : } R \cdot I \cdot \cos \varphi + X \cdot I \cdot \sin \varphi$$

Tomando en consideración que  $(I \sin \varphi)$  es la componente reactiva de la corriente y que, si esta corriente es reducida por un número correspondiente a la potencia del condensador, la elevación de voltaje será:

$$\Delta U_c = \frac{Q \text{ (KVAR) } X \text{ (ohm) }}{10 \times U^2 \text{ (KV) }} \%$$

NOTA : Esta fórmula como la fórmula de la caída de tensión es solamente exacta cuando la relación  $\frac{X}{R}$  de la línea de transmisión corresponden a la relación  $\frac{Q}{P}$  de la carga.

$\Delta U_c = \%$  que se mejora en las líneas en voltios.

Q (KVAR) = KVAR necesario para mejorar el  $f_p$ .

X = reactancia inductiva.

$U^2$  = tensión en KV.

Antes de reemplazar los valores, se comprueba si se cumple la relación :

$$\frac{X}{R} = \frac{Q}{P}$$

$$X = 0.51 \text{ } \Omega \text{ /Km} = 23 \text{ } \Omega$$

$$R = 0.6 \text{ } \Omega \text{ /Km por conductor} = 81 \text{ } \Omega$$

$$Q = 2.300 \text{ KVAR}$$

$$P = 8.000 \text{ KW}$$

$$\frac{23}{81} = \frac{2.300}{8.000}$$

Como esta relación cumple la condición necesaria para aplicar la fórmula, reemplazamos los valores y tenemos :

$$\Delta U_c = \frac{2,300 \times 23}{10 \times 66^2} = 1.2 \%$$

$$\Delta U_e = 1.2 \%$$

Las mejoras que se obtienen con estos condensadores al elevar el  $fip$ .

son :

- 1) Se tiene una mejor tensión en la línea, y
- 2) Disminuye la corriente lo cual nos permite :
  - a) Disminuir la sección del conductor conservando las mismas pérdidas de potencia, ó
  - b) Mantener la misma sección del conductor disminuyendo las pérdidas de potencia.

Para llegar a la conclusión final se debería hacer un estudio económico.

#### SISTEMA DE PROTECCION .-

Tiene por objeto asegurar la estabilidad del sistema y en esa forma garantizar un eficiente servicio a los clientes.

El sistema de protección está formado por una cadena de elementos que ayudan a aislar y proteger la línea de todos los elementos que ocasionan interrupciones, tales como rayos, corto-circuitos, sobre o bajos voltajes, sobre-corrientes, deficiencias en la instalación, montaje o manipulación, etc.

Los elementos que forman este sistema deben ser estudiados en forma de cadena para que el daño que se ocasiona en un lugar sea protegido por el elemento más cercano y no llegue a desconectar una alimentadora o todo el sistema. Este cálculo debe ser en cascada y comenzar por el transformador más distante hasta llegar a la sub-estación, calculando los amperajes de los fusibles, los tiempos y capacidades de los relevadores, pararrayos, aisladores, etc.

El sistema de protección, relevadores, aisladores, pararrayos, sistema



de conexión a tierra del neutro y línea de protección, la cual será estudiada a continuación en forma individual para cada caso.

#### INTERRUPTORES AUTOMATICOS :

0 disyuntores, están provistos de una bobina de disparo conectado a un relevador u otro dispositivo para abrir automáticamente el interruptor bajo condiciones anormales; por ejemplo, al ocurrir una sobrecarga.

Debido a que la carga que tienen que cortar los interruptores es grande, se debe tomar medidas para cortar el arco que produce al interrumpir la corriente y la ionización; es por este motivo que primero se colocaron apagachispas que abren después de haber separado los contactos principales que llevan la corriente, reduciendo el deterioro en dichos contactos principales. También existe el sistema cepillo que son láminas delgadas de cobre que limpian los contactos de la suciedad y el óxido, haciendo buen contacto y reduce la resistencia de contacto y su calentamiento.

También los interruptores de baño de aceite, aprovechando las altas cualidades dieléctricas y los gases que se forman al producirse el arco, resultan eficaces para extinguir el arco y para evitar su restablecimiento después de haber pasado la corriente por cero.

Los interruptores modernos pueden cortar la corriente en 8 ciclos ó menos, contando desde que se excita la bobina del disparo hasta que se interrumpe el arco.

En este proyecto se utilizarán interruptores en baño de aceite y su capacidad estará de acuerdo a la cantidad de corriente que debe controlar. Se describen en los respectivos presupuestos de cada sección.

#### RELEVADORES :

Su objetivo es proteger los equipos a él encomendados y al producirse una falla detectarla y reaccionar desconectando automáticamente un switch

para evitar un daño en los equipos.

Existe una gran variedad de relevadores según la función que desempeñe cada uno de ellos y estos son :

Relevadores de protección, que tiene por objeto evitar una desconexión innecesaria o desconectar para evitar un daño; actúan directamente sobre un reconectador ( recloser ) y desconectar instantaneamente al producir un daño y luego en 30 ciclos ó menos reconectar; si la falla persiste vuelve a desconectar. Tiene tres posibilidades de reconexión y puede ser graduado según las conveniencias de cada lugar porque reconecte 1, 2 ó 3 veces. Si el daño subsiste desconecta definitivamente hasta investigar la razón.

Todo interruptor automático tiene un relevador el cual le indica el momento que debe operar, para lo cual tiene una bobina de desenganche instantáneo o período de desconexión a tiempo inverso. También son de elementos térmicos y producen el desenganche cuando la corriente pasa de cierto valor, es decir necesita un tiempo que pase la corriente para desconectar. Relevadores de bajo voltaje; cuando el voltaje disminuye a una cifra que pone en peligro los equipos, desconecta inmediatamente.

Relevadores directivos; cuando se produce una falla en una planta, los relevadores deben indicar que interruptor automático deben operar, siendo los principales :

- 1) De corriente aumentada en una o más veces,
- 2) Cuando la corriente fluye al punto de fallo,
- 3) El voltaje reducido al máximo en el punto de fallo,
- 4) La energía fluye siempre al punto de fallo,
- 5) La elevación de temperatura ocasionada por el exceso de corriente ( $RI^2$ ).

Es decir que el relevador tiempo inverso hace que primero actúe el interruptor automático que está mas cerca del daño.

Relevador diferencial; la corriente que entra es igual a la que sale, si se produce una diferencia, el relevador opera el interruptor.

Los relevadores también se diferencian por la velocidad en operar, en alta y baja velocidad, los primeros operan en  $1/20$  seg. ( 3 ciclos ) y los de baja cuando el tiempo es mayor.

La complejidad de las instalaciones hace que los relevadores sean actualmente en su mayoría de alta velocidad para evitar que se mantenga el cortocircuito y origine daños, como el que las máquinas se salgan del paralelo y como los sistemas son grandes y las impedancias son bajas y se mueven grandes cantidades de energía; mientras más rápido se corte, menor es el daño. Mientras más rápido es el corte, mayor es la capacidad de los interruptores automáticos; pues la corriente de cortocircuito tiene dos corrientes, la alterna y la continua, siendo esta última la más difícil de cortar pues la onda no tiene cero, como consta en el Gráfico E-V, tomado de los copiados de Electrotecnia del V Curso del Ing. Vicente Jácome.

— Corriente alterna  
 — Corriente continua

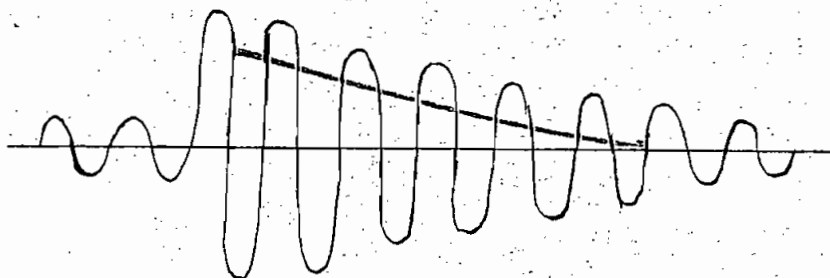


GRAFICO E-V

CURVAS DE TIEMPO CORRIENTE DE LOS RELEVADORES .-

En el gráfico F-V están todas las curvas de los relevadores del tipo IAC de la G.E., que van del 0.5 al 10 del diase del tiempo de regulación,

es decir, son las diferentes curvas que garantiza el fabricante, indicando que dentro de ese margen está el límite de seguridad para ese tipo de relay y con un amperaje de 4 a 16.

En el gráfico G-V está la curva del diál 10 que tiene el fabricante como máximo. Se toma esta curva por ser la máxima protección que tienen los aparatos; la forma correcta de escoger esta curva que va de 0.5 a 10, es calcular la coordinación de fusibles que van desde el último transformador del circuito hasta la subestación; pero como este cálculo no existe, se toma esta curva como máxima seguridad.

Inseg se efectúa el trazado de las curvas de protección de los relevadores que se supone existen en cada fase del circuito central de 6.000 KW que alimenta a Manta y como se observa que todas estas curvas no están dentro de la zona de protección de la curva 10 ( curvas azul, rojo y verde ) se calibran los relevadores y en una nueva prueba se obtiene la curva en amarillo para las fases 1, 2 y 3 que ya se encuentra en la zona de protección, es decir que al producirse una falla en la línea el relevador actuará desconectando el interruptor automático sin que llegue a producirse daño en los equipos. La forma de calcular estas curvas son :

Se determina primero el amperaje de fase

$$I = \frac{W}{E \times \cos \varphi \times \sqrt{3}}$$

$$W = 6'000.000$$

$$E = 13.800$$

$$\cos \varphi = 0.8$$

$$I = \frac{6 \times 10^6}{13.800 \times 0.8 \times 1.73} = 314 \text{ Amp.}$$

$$I = 314 \text{ Amp.}$$

Es decir que se puede usar transformadores de corriente de 400 : 5

$$\text{Relación} = 80 : 1$$

$$\text{Tap de corriente} = \frac{\text{Relación de transformación}}{\text{Mínima corriente de cierre}} = \frac{80}{20} = 4$$

Se toma la curva 10 del tiempo estándar del disco.

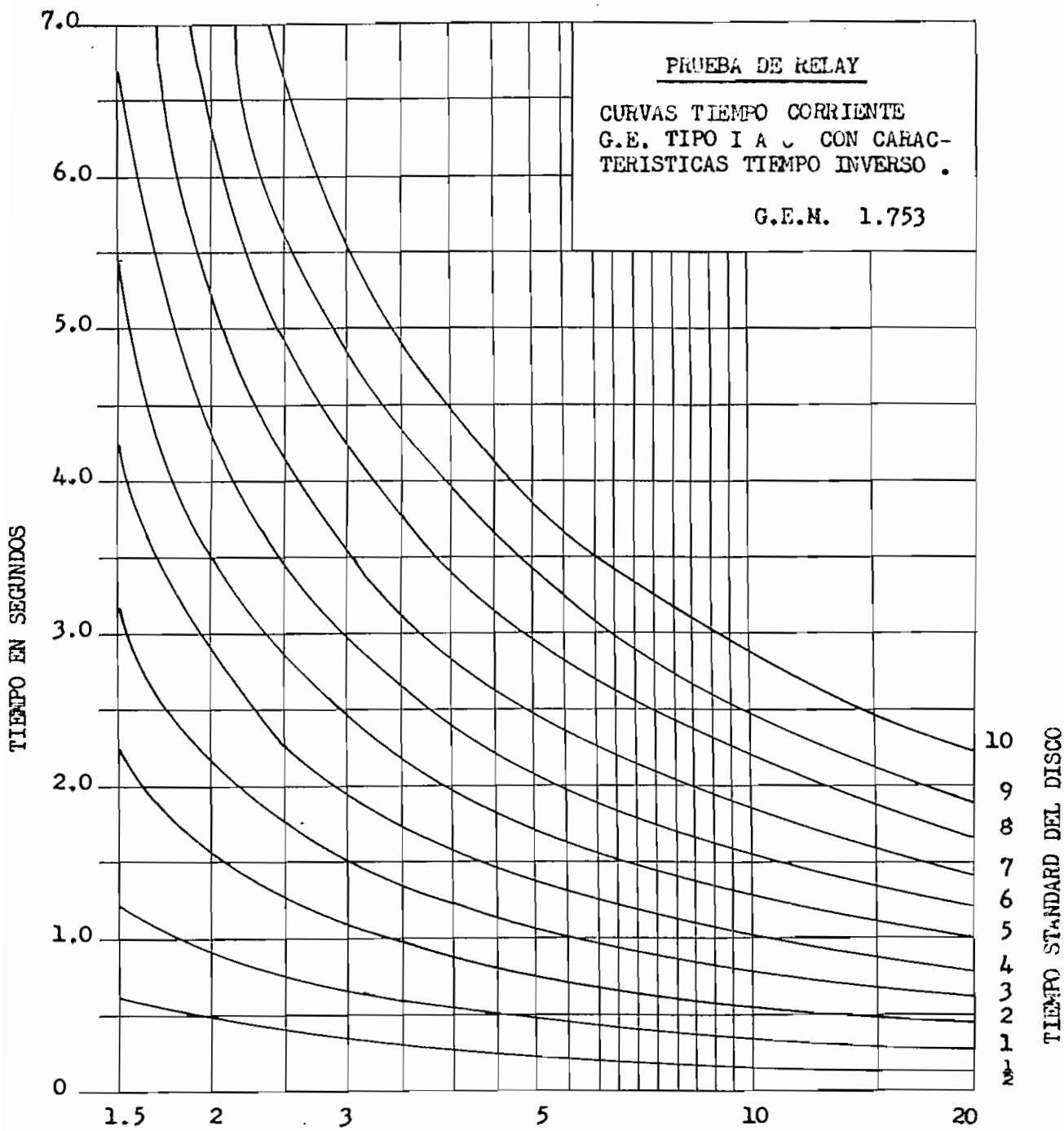
Se tiene un resultado para la prueba en el cual se obtiene amperajes que van del 10 al 30, o sea dividiendo para 4 del Tap de Corriente, obtenemos del 2.5 al 7.5 para la mínima corriente de cierre.

Conectando estos diferentes amperajes y observando en que tiempo abre el relevador, estos datos se ponen en un cuadro aparte para cada fase ( ver cuadros 5-V, 6-V y 7-V ), y con estos datos trazamos las respectivas curvas.

FASE No. 1 ( Curva roja )

AMPERAJE	MINIMA CORRIENTE DE CIERRE	TIEMPO EN SEGUNDOS
10	2.5	7.5
12	3	5.2
14	3.5	4.75
16	4	4.5
20	5	4.1
24	6	3.7
30	7.5	3.4

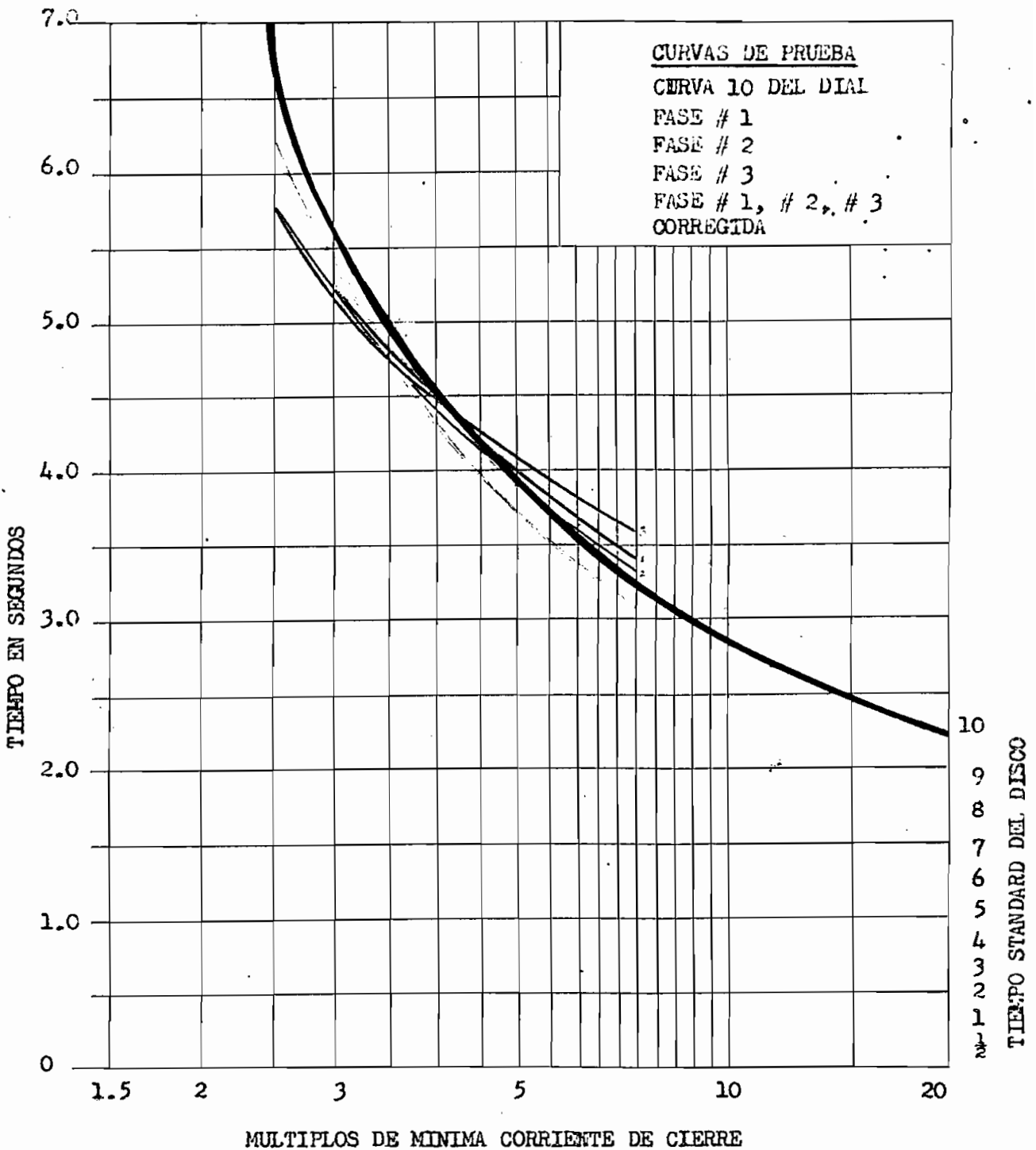
CUADRO 5-V



MULTIPLICOS DE MINIMA CORRIENTE DE CIERRE

LOCALIDAD <i>CURVAS FABRICANTE</i>	PLANTA .....
MODELO <i>12 I 4 C 51 314</i>	AMPERAJE <i>4-16</i>
RELACION DE TRANSFORMADOR DE CORRIENTE .....	
TAP CORRIENTE .....	TIEMPO STANDAR DEL DISCO <i>9.5-10</i>
TARJETA DE PRUEBA .....	
PRUEBA INSTALACION DE LA UNIDAD .....	
FECHA .....	PROBADO POR .....

GRAFICO F-V



MULTIPLoS DE MINIMA CORRIENTE DE CIERRE

LOCALIDAD.....	MANTA.....	PLANTA.....	FEELER 6.000 Kw.....
MODELO.....	12 I 90 51 BIA TIEMPO INVERSO.....	AMPERAJE.....	4-16.....
RELACION DE TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.....			400:5.....
TAP CORRIENTE.....	4.....	TIEMPO STANDAR DEL DISCO.....	10.....
TARJETA DE PRUEBA.....	OK.....	PRUEBA INSTALACION UNIDAD.....	OK.....
PRUEBA DE CORRIENTE AL VACIO.....	OK.....		
FECHA.....		PROBADO POR.....	

## FASE No. 2 ( Curva azul )

AMPERAJE	MINIMA CORRIENTE DE CIERRE	TIEMPO EN SEGUNDOS
10	2.5	5.75
12	3	5.25
16	4	4.4
20	5	3.85
24	6	3.65
30	7.5	3.35

## CUADRO 6-Y

## FASE No. 3 ( Curva verde )

AMPERAJE	MINIMA CORRIENTE DE CIERRE	TIEMPO EN SEGUNDOS
10	2.5	5.75
12	3	5.35
16	4	4.5
20	5	4.1
24	6	3.7
30	7.5	3.65

## CUADRO 7-Y

Como todas estas curvas no están dentro del límite de seguridad de la curva del fabricante, se calibra los relevadores y se vuelve a efectuar una nueva prueba, similar a las anteriores.

## FASE No. 1, 2 y 3 ( Curva amarilla )



AMPERAJE	MINIMA CORRIENTE DE CIERRE	TIEMPO EN SEGUNDOS
10	2.5	6.2
12	3	5.45
16	4	4.3
20	5	3.75
24	6	3.4
30	7.5	3.1

CUADRO 8-V

Es decir que la curva de las tres fases son iguales y se encuentran dentro del límite de la seguridad dada por el fabricante.

Estas pruebas se efectúan con todos los relevadores del sistema, para estar seguros que todos los aparatos se encuentran protegidos.

#### AISLAMIENTO A TRAVÉS DE LAS LÍNEAS

El aislamiento de las líneas se efectúa a través de los aisladores; se conocen dos tipos de aisladores, los de un solo elemento y la cadena de aisladores formados por varios elementos.

El primer tipo se utiliza hasta tensiones de 60 KV y al segundo para tensiones mayores.

El estudio de un aislador debe ser hecho desde el aspecto eléctrico y el mecánico y técnico, lo cual está de acuerdo al material que está construido pudiendo ser porcelana o vidrio.

Los fenómenos eléctricos o mecánicos que se presentan en los aisladores son los siguientes :

- 1) Descarga disruptiva, o de contorneamiento, es la que se produce en la superficie del aislador a través del aire.

- 2) Tensión de perforación, es el valor eficaz de la tensión capaz de producir una rotura del aislador en determinado punto del mismo, y por consiguiente unarecarga a través de su masa.
- 3) Tensión crítica, es la tensión eficaz a la cual comienza a formarse arcos entre el contactor y el soporte del aislador.
- 4) Tensión nominal, de servicio de una red; es la tensión eficaz en el extremo receptor; Se supone que la tensión en el extremo generador es un 10% que la del receptor.
- 5) Carga crítica, es el esfuerzo mecánico capaz de producir en el aislador averías tales que permitan el paso de la descarga eléctrica.
- 6) Carga de rotura total, es el esfuerzo mecánico que origina el resquebrajamiento de las piezas metálicas o la completa rotura del aislador, o de un elemento de una cadena de aisladores.
- 7) Coeficiente de seguridad eléctrica, es la relación entre la tensión crítica y la tensión nominal de servicio. Como tensión crítica se supone :
  - a) La tensión bajo lluvia para los aisladores intemperie y
  - b) La tensión en seco para aisladores interiores.
- 8) Coeficiente de seguridad electromecánica, es la relación entre la carga crítica y la máxima de servicio.
- 9) Coeficiente de seguridad mecánica, es la relación entre la carga de rotura completa y la máxima carga de servicio.

De estos, los que caracterizan a un aislador son :

Carga crítica, carga de rotura completa y tensión crítica.

Un aislador equivale a un condensador, formado a su vez por otros varios en serie, y cuyo dieléctrico es el aire, la porcelana o el vidrio. Dicho condensador es imperfecto en sí, y la corriente que lo atraviesa tiene una componente ( debido a las pérdidas por superficie ), que está en fase con la ten-

sión y otra tensión normal o la anterior debido a la capacidad propia. La lluvia hace que sea mayor la capacidad de los elementos ( aumentando la superficie equipotencial de las partes metálicas ) acrecentando simultáneamente la corriente perdida.

Estas pérdidas, aplicadas a nuestro caso puede ser :

Tiempo seco : 0.05 W.

Lluvia fuerte de temporal : 1.10 W.

Lluvia persistente con gran humedad atmosférica : 1.00 W.

Lluvia torrencial con tempestad muy fuerte : 1.5 W.

Esta reducción es menos importante en los aisladores de cadena, en los que un aumento de capacidad de los elementos produce una mejor repartición del potencial de los mismos, y en especial el más próximo al conductor en tensión.

Para evitar que la lluvia facilite un camino continuo a la descarga, se adoptan los perfiles en forma de campana o de cabezas. La campana superior puede ser trazada siguiendo sensiblemente la línea de fuerza del campo, lo cual reduce su gradiente superficial.

A partir de ella la línea de fuerza se dirige hacia el soporte metálico del aislador atravesando las restantes campanas y los espacios de aire intermedios.

Un intervalo de aire muy estrecho, sobretudo en las inmediaciones de la cabeza del soporte del aislador, se hallaría sometido a una tensión muy elevada formandose intensos efluvios que harían conductor al aire de las proximidades, disminuyendo la tensión de formación del arco.

La porcelana para aisladores eléctricos se obtiene de materias plásticas como el caolín y la arcilla y de otros no plásticos como feldespatos y cuarzo, teniendo un elaborado de arcilla, con lo cual se consigue una buena plas-

tividad a pesar de los espesores de las piezas. El feldespatohace el papel fundente y produce la vitrificación de la porcelana.

La masa plástica se moldea por tres procedimientos : Moldeado húmedo , colado y moldeado en seco. La proporción de sus elementos varía, siendo la más común :

Feldespatos : 20 - 30 %

Cuarzo : 20 - 30 %

Arcilla : 45 %

#### AISLADORES DE CADENA .-

Este tipo de aisladores son utilizados en este caso, solamente para postes de arranque, terminales, de ángulo y paso de carreteras. Es decir solamente para tensiones; y no para suspensión, pues para el voltaje de 66 KV es necesario solamente aisladores de porcelana.

El tipo de aisladores de cadena para utilizarlos en este caso, será de tipo sencille de caperusa.

Se consiguen los necesarios enlaces de los elementos mediante un vástago de hierro fijado en el centro del cuerpo principal de aisladores y que se encaja en el hueco de la caperusa siguiente.

La sujeción del vástago al cuerpo del aislador se efectúa de tres formas :

- a) Un vástago con canales circulares y fijados rígidamente con cemento en el hueco del aislador.
- b) Utilizando un vástago con cabeza ensanchada y no sujetandola rígidamente a la porcelana, sino dejando un pequeño juego entre ellas.
- c) Con un collar de bolas de hierro con suficiente número de estas para que queden muy próximas entre sí.

Dichas bolas se interponen entre la porcelana y la cabeza del vástago, que es de forma ensanchada y puede ser introducida en la parte cilíndrica del

husco, por donde se introduce también las bolas.

Con los dos últimos tipos de sujeción del vástago, se han alcanzado cargas de rotura de más de 20 toneladas. Los aisladores deberán emplearse con un coeficiente de seguridad análogo al del conductor y demás elementos de la línea.

Las características de esta cadena, son las siguientes :

Díametro	175 mm.
Altura	135 mm.
Espeor de la porcelana	17 mm.
Línea de fuga	185 mm.
Ensayo de cuba	45 KV
Ensayo de alta frecuencia 500.000 c/s	100 KV
Ensayo mecánico	1.2 T
Carga crítica	2.3 T
Carga rotura	2 T
Ensayo de temperatura	Diferencia 70°
Perforación en aceite, no inferior a	100 KV
Distancia útil bajo lluvia	70 mm.
Color normal del esmalte	Norrón
Peso	2.55 Kg.

CARACTERÍSTICAS DE LA CADENA :

Número de elementos	3
Arco en seco	155 KV
Arco bajo lluvia	95 KV
Longitud de la cadena	540 mm.

PARARRAYOS .-

Tiene por objeto limitar el aumento de tensión entre sus terminales has-

ta un valor que solo va algo superior a la tensión de trabajo. Cuando la tensión aplicada al pararrayo alcanza un valor crítico su misión es evitar mayores aumentos, lo que exige que el pararrayo deje pasar una corriente intensísima con poco aumento de tensión.

En la figura (gráfico I-V), tomada del tratado de Electricidad de Chester L. Dawes, tomo 2o., pag. 497; se representa la línea aa' de un pararrayo ideal.

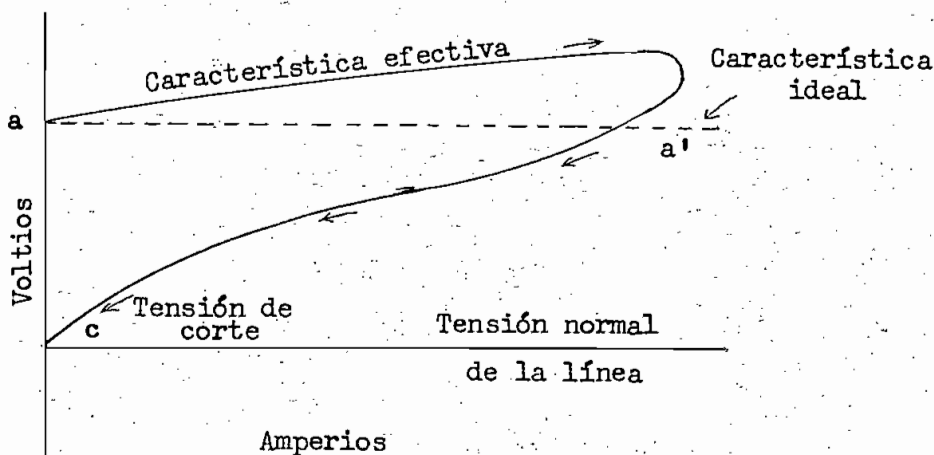


GRÁFICO I-V

Cuando la tensión de la línea alcanza el valor crítico en a, el pararrayo descarga la intensidad infinitamente grande, sin que aumente la tensión en los terminales ( en la práctica se fija el valor de la tensión crítica a 2.5 veces el de junta o máxima de la tensión de trabajo).

En los pararrayos reales sin embargo, la tensión aumenta ligeramente al aumentar la corriente, debido a la caída de tensión producida por la resistencia. Esta característica se representa en la parte ab de la característica real abc.

Cuando la tensión vuelve a su valor normal, el pararrayo ha de cortar la corriente para un valor situado por encima del correspondiente a la junta de la tensión de trabajo, es decir al punto c. De otro modo se mantendría

una descarga dinámica, debido a la tensión de carga de la línea.

Además en condiciones normales, el pararrayo debe estar en circuito abierto. Debe absorber la energía de la descarga, porque de otra manera se producen ondas estacionarias de tensión y de corriente.

Como los daños ocasionados por los rayos se producen en la mayoría de los casos, en la proximidad al punto donde cayó la chispa, el pararrayo debe estar conectado cerca de los aparatos que deben proteger.

Existen algunas variedades de pararrayos entre los cuales están: de antenas, de película de óxido, de bolas, de autoválvula (SV), thyrita y tubos de protección.

Para este proyecto instalamos el pararrayo de autoválvula SV, fabricado por la Westinghouse y que consiste de uno o más bloques circulares porosos en serie, dependiendo el número de ellos de la capacidad que haya de tener el pararrayo. Los bloques son de material cerámico y partículas conductoras que se han mezclado uniformemente a la pasta. Estos bloques se someten a una fuerte presión hidráulica y se cuecen en un horno eléctrico. Para que se tenga contacto eléctrico, dos caras paralelas se revisten de cobre por pulverización.

Su funcionamiento se funda en el hecho de que la tensión necesaria para iniciar y mantener una descarga a través de pasos angostos es mucho más elevado que cuando la descarga se hace libremente.

Los pasos pueden regularse de manera que la tensión necesaria para iniciar y mantener la descarga corresponde a la parte ab, de la curva de descarga de un pararrayo, gráfico I-V. Cuando la tensión es menor a este valor, la descarga disminuye hasta alcanzar el de interrupción (parte bc del gráfico I-V).

La tensión de interrupción es solamente superior a la de trabajo de la lí-

nea, de manera que no se mantiene el arco,

Cada uno de los bloques tiene un espesor de una pulgada y su diámetro de dos pulgadas. La tensión nominal de cada bloque es de 3.000 voltios eficaces.

Las tensiones en nuestro caso son de 13,8 y 66 KV, es decir que si admitimos una tensión crítica de 2.5 veces de la trabajo, se tiene que el pararrayos será para 35 y 164 KV, o sea que para el primer caso el pararrayo tendrá 12 discos y para el segundo 58 discos.

#### SISTEMA DE NEUTRO A TIERRA .-

El neutro puede ser conectado a tierra o permanecer aislado, existiendo actualmente la tendencia a conectar a tierra. La razón principal es que si el neutro es aislado al arrancarse una fase de la línea de transmisión, no se interrumpe el servicio, sino que sigue monofásico, pero en cambio la línea cortada es un peligro para el público, sobre todo en la actualidad que se lleva grandes cantidades de energía a tensiones altas; también el costo de los transformadores, con neutro aislado, para tensiones mayores de 73 KV es notablemente mayor, por cuanto requieren aislamiento de tensión entre fase en todo su arrollamiento.

Como actualmente se fabrican aisladores, pararrayos y demás elementos de aislación de buena calidad no es ningún problema el poner el neutro a tierra; es decir que todos los neutros de los transformadores de alta y baja tensión están a tierra. Esto nos permite emplear transformadores con aislamiento

Una desventaja es que las instalaciones en caso de cortocircuito a tierra pueden ser excesivas, debiendo emplear interruptor de mayor capacidad de los que son necesarios para cortocircuitos trifásicos. Los procedimientos de coordinación inductiva también son más difíciles.



Es por éste motivo que actualmente se está empleando el neutro conectado a tierra a través de una resistencia ó de una reactancia, de transformadores de puesta a tierra ó de la bobina Peterson.

LÍNEA DE PROTECCION A TIERRA.-

Esta línea es muy discutida, para algunos autores creen necesaria y para otros no. En nuestro caso creemos que no la necesitamos debido a que atravieza por zonas en las cuales las descargas atmosféricas son insignificantes. Además encarecería el valor del proyecto ya que los postes serian más altos, para asimismo tener la mínima distancia de 6 metros del conductor mas bajo al suelo. Debido a que es un cable que vá en la parte superior debe tener una resistencia mecánica superior a los demás conductores para evitar que se rompa y produzca un cortocircuito que suspendería el servicio y ocasionaría graves daños. Tamb ién debe ser de mayor duraci3n que los de fase y ser de acero de alta resistencia mecánica a, extragalvanizado; en esta forma se garantiza la estabilidad al sistema ; por ser un cable delgado se puede tener menos flecha y postes mas cortos.

La protecci3n que ofrece ésta línea es el evitar las descargas sobre los conductores que son las que forma las mayores sobretensiones y corrientes y también las sobretensiones provenientes de la inducci3n producidas en la línea por las descargas en la vecindad.-

El rayo tiene algunas decenas de miles de amperios pero como su duraci3n es de microsegundos, la energía generada es pequeña y apenas logra fundir la punta mas aguda de una aguja de cobre .

Para que la línea de protecci3n a tierra cumpla con su objetivo debe cubrir a los conductores con el menor ángulo, siendo los mejores de 20° a 30°

b) DISEÑO MECANICO .-FLECHA Y ESFUERZO DE LOS CONDUCTORES :

El estudio mecánico de una línea de transmisión tiene por objeto asegurar la estabilidad de la misma, para lo cual se debe cuidar de :

- a) Buena calidad y sección suficiente de los conductores
- b) Construcción sólida de los postes
- c) Adecuada resistencia eléctrica y mecánica de los aisladores.

El cable que se determina para este proyecto es el de aluminio AAA ( All Aluminium Alloy ), como se justifica en el capítulo siguiente de " Composición de los conductores ", las características de este cable son :

MATERIAL	CONDUCTIBILIDAD ELECTRICA K (15°C )	TENSION DE ROTURA Kgm/mm <sup>2</sup>	PESO ESPECIFICO Kgm/cm <sup>3</sup>
Aluminio	34.5	18	2.7

La tensión de rotura será de 8 Kgm/mm<sup>2</sup>, es decir se toma un coeficiente de seguridad:  $\frac{18}{8} = 2.25$ , que nos asegura la estabilidad del sistema.

LONGITUD DEL VANO :

Para determinar la longitud del vano se tiene que considerar, el tipo de conductor, la sección y el perfil del terreno.

El tipo de conductor es AAA y la sección es 53.47 mm<sup>2</sup>, esta sección es la correspondiente al cable # 3 de cobre de sección 33.51 mm<sup>2</sup>, con lo que se calcula la sección más económica. Por no disponer de un perfil del terreno la línea seguirá las vías de comunicación existente (carreteros, ferrocarril), como se explica al estudiar en el # "Diseño miscelaneo" la " localización de la línea".

Según estas condiciones se puede escoger como vano el que recomienda el Ing. Mendizabal en su obra " Electrotecnia ", Edición 1.955, página 21, Ta-

bla Villa que es de 100 mts; es decir que el vano tipo será 100 mts.

Cuando exista algún accidente geográfico que atravesar como son quebradas, rios, montañas, etc, se estudia en cada caso, pudiendo utilizar cables de material más resistente para evitar postes muy altos ya que para los postes se consideran las posibilidades de hacer en el sitio y de longitud 35', 40' y 45', por lo tanto la flecha no debe ser grande, por lo cual se debe escoger cable de mayor resistencia mecánica.

Esta longitud del vano también debe cumplir la "condición económica", es decir el vano más económico para lo cual se considera la posibilidad de aumentar el vano a 120 ó 150 mts, para economizar en torres, aisladores y demás accesorios, pero se debe ver si la flecha no es muy grande, en cuyo caso se tendría que poner postes más altos, la cimentación de mayor calidad, es decir huecos más profundos, al momento de tensión debido al poste más alto, es mayor, es decir que se debe efectuar un estudio económico de los diferentes vanos para encontrar el "vano más económico".

#### CALCULO DE LA FLECHA :

Para este estudio se tomaron las fórmulas, tablas y procedimientos de al libro del Ing. Mendizabal "Electrotecnia", edición 1.955, pagina 13 al 20. Se denomina flecha la distancia vertical que forma el arco de una línea sustentada entre dos puntos de apoyo, en la parte media del vano con la horizontal.

Es decir que depende de la fuerza de tensión al tendido, del peso del conductor, de la distancia del vano y de las cargas adicionales como son velocidad del viento; en nuestra caso no existe hielo.

La flecha está en relación inversa con la fracción, y en razón directa con la temperatura, peso del conductor, longitud del vano y cargas adicionales.

Como la flecha varía en relación directa de la temperatura, se debe calcular

dos curvas :

a) Tracción en función de la temperatura y b) flecha en función de la temperatura; con estas dos curvas es fácil tender la flecha, y efectuar la comprobación de la tracción ( con manómetro ) y flecha ( con teodolito ) según la temperatura en el momento del montaje.

La fórmula que se utiliza es la siguiente :

$$t = \frac{S^2 \times S^2}{24 \times \beta \times P^2} - \frac{\alpha \times P}{\beta} = \frac{S_0^2 \times S^2}{24 \times \beta \times P_0^2} + \frac{\alpha \times P_0}{\beta} + t^0$$

t = temperatura buscada

t<sup>0</sup> = Temperatura considerada como mínima

S = Peso del material sin carga adicional en Kg/cm<sup>3</sup>

S<sup>2</sup> = Peso del material sin ó con carga adicional en Kg/cm<sup>3</sup>

P = Tensión de tracción a la temperatura t en Kg/mm<sup>2</sup>

P<sub>0</sub> = Tensión de tracción a la temperatura t<sup>0</sup> en Kg/mm<sup>2</sup>

S = Vano en metros

α = Coeficiente de alargamiento mecánico en cm/kg

β = Coeficiente de dilatación térmica

Aplicando la fórmula específica del aluminio para determinar la tensión en función de la temperatura, se tiene :

$$t = 0.0137 \times \frac{S^2}{P^2} - 0.0610 P = 1811 \times \frac{S_0^2}{P_0^2} \times S^2 + 0.0610 \times P_0 \times t^0$$

S = Centímetros ( no metros )

P, P<sub>0</sub> = Kg/cm<sup>2</sup> ( no Kg/mm<sup>2</sup> )

f = centímetros ( no metros )

S = Kg/m/mm

Los datos para determinar estas cargas son :

Cable : A A A

S : 53.47 mm<sup>2</sup>

Vano crítico : 100 mts.

Tensión de tracción máxima : 8 Kg/mm<sup>2</sup>

Peso del aluminio : = 0.0028 Kg/m/mm<sup>2</sup>

Temperatura mínima : 10° C

Temperatura mínima : 50° C

Se tiene que calcular ( peso del material con carga adicional )

$$S_0 = S + p$$

Para determinar  $p$  debemos seguir la recomendación del Ing. Mendizabal que dice que para la costa ecuatoriana se debe tomar una carga adicional de  $100 \sqrt{d}$

$$p = \frac{100 \sqrt{d}}{1000 \times s} = \frac{\sqrt{9.35}}{10 \times 53.47} = 0.0057$$

$$S_0 = S + p = 0.0028 + 0.0057 = 0.0085 \text{ Kg/m/mm}^2$$

Reemplazando estos valores en la fórmula del aluminio, se tiene :

$$t = 0.0137 \times \frac{10.000^2}{P^2} = 0.0610 P - 1411 \times 0.0085 \times \frac{10.000^2}{800^2} + 0.610 \times 800 + 10$$

$$t = \frac{137 \times 10^4}{P^2} - 0.0610 P - 20.4 + 48.8 + 10$$

$$t = \frac{137 \times 10^4}{P^2} - 0.0610 P + 38.4$$

Damos diferentes valores a para obtener t :

- P = 230 Kg/cm<sup>2</sup>      t = 50° C
- P = 240      "      t = 47.5° C
- P = 250      "      t = 45.1° C
- P = 300      "      t = 36° C
- P = 350      "      t = 28.2° C

$$P = 400 \text{ Kg/cm}^2 \quad t = 22.5^\circ \text{ C}$$

$$P = 500 \quad " \quad t = 13.4^\circ \text{ C}$$

$$P = 550 \quad " \quad t = 9.45^\circ \text{ C}$$

Con estos valores trazamos la curva J-V, una vez trazada esta curva se toma de ella las temperaturas que van de  $10^\circ \text{ C}$  a  $50^\circ \text{ C}$  y los valores correspondientes a

$$t = 10^\circ \text{ C} \quad P = 540 \text{ Kg/cm}^2$$

$$t = 20^\circ \text{ C} \quad P = 420 \quad "$$

$$t = 30^\circ \text{ C} \quad P = 337 \quad "$$

$$t = 40^\circ \text{ C} \quad P = 275 \quad "$$

$$t = 50^\circ \text{ C} \quad P = 230 \quad "$$

A continuación se encuentran los diferentes valores de la flecha en función del tiempo ( $10^\circ \text{ C}$  a  $50^\circ \text{ C}$ ) y se traza otra curva en el gráfico J-V; para lo cual se aplica la fórmula de la flecha:

$$f_i = \frac{s^2 \delta}{s P}$$

En esta fórmula reemplazamos los valores para los cables de aluminio y se tiene:

$$f_i = 3.44 \times 10^{-4} \times \frac{s^2}{P}$$

S : vano en centímetros

P : tensión en Kg/cm<sup>2</sup>

t :  $10^\circ \text{ C}$  a  $50^\circ \text{ C}$

t<sub>0</sub> :  $10^\circ \text{ C}$

Sabemos que si  $t = 10^\circ \text{ C}$ ,  $P = 540 \text{ Kg/cm}^2$ ; este valor de P reemplazamos en la fórmula y se obtiene la flecha a  $10^\circ \text{ C}$ , así sucesivamente hasta  $50^\circ \text{ C}$ .

$$= 3.44 \times 10^{-4} \times \frac{10,000^2}{540} = 63.8 \text{ cm.}$$

$$= 63.8 \text{ cm.}$$

$$t = 10^\circ \text{ C} \quad = 63.8 \text{ cm.}$$

$$t = 20^\circ \text{ C} \quad = 82 \quad "$$

$$t = 30^\circ \text{ C} \quad = 102 \quad "$$

$$t = 40^\circ \text{ C} \quad = 125 \quad "$$

$$t = 50^\circ \text{ C} \quad = 150 \quad "$$

#### FLAJCHA PARA CONDUCTORES DE COBRE :

Los circuitos de 13.8 KV de transmisión, serán con conductores de Cu cobreados; como son de distintas secciones; ( dependiendo para ello la importancia de la línea, la distancia, la capacidad en KW a transmitir y el vano ) se toman los gráficos que se encuentran en el " Manual del Liniero ", de la Compañía Cubana de Electricidad, tercera edición :

Las curvas son para temperaturas que van de 15.5° C a 43.3° C y en ella se encuentra el vano en piés, la flecha en piés y las tensiones que soportan los conductores en libras; existen seis curvas, una para cada temperatura.

Cable # 4 de 7 hilos — Gráfico K-V

Cable # 2 de 7 hilos — " L-V

Cable # 1/0 de 7 hilos — " M-V

Cable # 3/0 de 7 hilos — " N-V

#### Compensación de los conductores .-

Para determinar el cable a usarse en la línea de transmisión de 66 KV se le ha efectuado por tanteos y se ha escogido el All Aluminium Alloy ( AAA ó aleación para de aluminio ). Se efectúa comparaciones ligeras con conductores de cables cobre y con conductores de ACER ( Aluminium cable steel reinforcement ) .

COMPARACION CABLES ALUMINIO ( AAA ) Y COBRE :

Se puede representar graficamente :

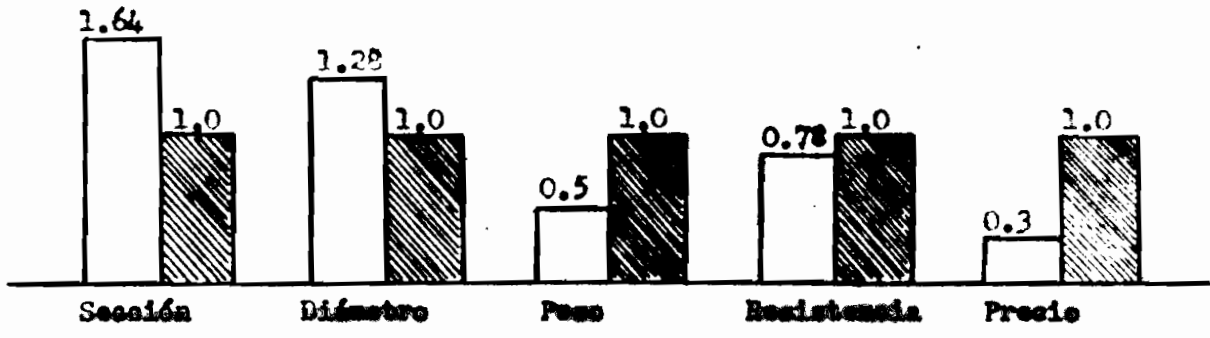




GRAFICO O-V

-  Conductor de aluminio ( AAA )
-  Conductor de cobre

COMPARACION ENTRE AAA Y ACSR :

Se efectúa la misma comparación gráfica anterior :

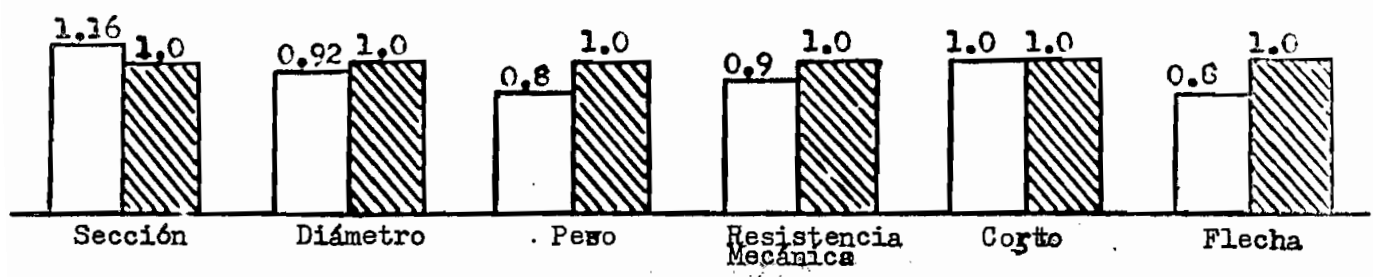




GRAFICO P-V

-  Conductor de aluminio ( AAA )
-  Conductor de aluminio y alma de acero ( ACSR )

Para trabajar con ACSR se debe tener empalmes especiales y conectores para evitar se dañe al cable.

Los cables AAA \$ 5.00\$ son mejores electricamente que los ACSR. Otra ventaja - ja del AAA es que al atravesar por terrenos salitrados ( como son los de la



Provincia de Manabí ) resiste a la acción de los agentes químicos, lo que no sucede con el AGNE que son afectados en su resistencia y muchas veces se llega a romper.

También el AA es un cable mas duro y menos propenso al corte y rotura. En el AGNE el cable de acero tiene un coeficiente de dilatación diferente al de aluminio y en lugares tropicales se produce la máxima expansión y se tiene el efecto conocido como "batazo" ó "junta de pñero".

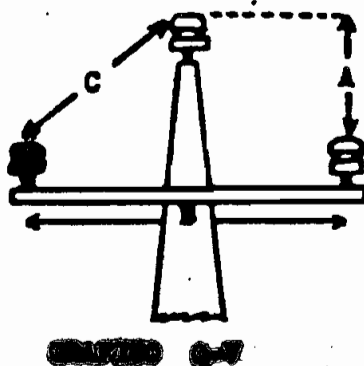
Después de estas análisis se concluye que el cable AA es mejor para nuestro caso, para las líneas de 66 KV, las líneas de transmisión de 13.8 KV será solamente con el cable de acero.

#### DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES :

Los cables en la línea de transmisión tienen una disposición en triángulo y únicamente en los postes de anclaje, terminales, de ángulo, de I ó de T los cables están en el mismo nivel.

Por lo tanto la distancia entre conductores debe ser considerada en estas dos posibilidades.

De los copios de Electrotecnia del Ing. Jilman, se tiene un cuadro en el cual nos da las distancias A, B y C para la tensión de 66 KV y son :



A = 163 cm.

B = 244 cm.

C = 280 cm.

Para la distancia horizontal, la fórmula tomada de los mismos copiados del Ing. Jácome.

$$a = 0.3 + 8 d$$

a = Distancia en pulgadas

KV = KV nominales

d = Flecha en pulgadas

$$a = 0.3 \times 66 \times 8 \quad 60 = 22 + 63 = 85''$$

a = 2.08 metros

Como en esta región no existe nieve, ni vientos fuertes y la flecha es pequeña y los vanos son relativamente cortos, se acepta esta distancia de 2.08 metros sin efectuar mayores consideraciones.

#### CIRCUITO 13.8 KV :

La disposición que tendrán los cables a 13.8 KV de tensión es, según el gráfico Q-V :

$$A = 0.75 \text{ metros}$$

$$B = 1.62 \quad ''$$

$$C = 1.00 \quad ''$$

Como en esta región no existe nieve, ni vientos fuertes y los vanos con pequeños, esta distancia entre conductores ofrecen la seguridad necesaria para que en la parte más baja de los conductores no se produzca un cortocircuito por oscilación de los mismos.

Los conductores son de cobre, se toma la flecha que tiene el cable l/o a 43.3° en un tramo de 100 metros y la flecha es 1.25 metros (Gráfico M-V )

$$a = 1.3 \text{ KV} + 8 \quad 50$$

$$a = 1.3 \times 13.8 + 56 = 74''$$

a = 1.70 metros

AISLADORES :

En este capítulo, al tratarse del " aislamiento a través de las líneas ", se efectuó un estudio detallado de los aisladores. Nos resta únicamente indicar que los únicos aisladores que serán usados son los Tipo Pin con extensión y los de retención; cadenas de aisladores de suspensión no se usarán en este proyecto.

Los aisladores que se usarán para los 66 KV son de porcelana tipo campana con pin de extensión para el conductor central y los conductores extremos irán en aisladores tipo campana con pin para coger con la cruzeta. Los de retención están formados por cinco aisladores en cadena, de discos de 10" y del tipo normal de 15.000 libras. Los cables de aluminio al montar en los aisladores de campana irán protegidos con varillas de blindaje de aluminio para reforzar a los conductores en los puntos de apoyo. Tienen también por objeto reducir la amplitud de la vibración en el punto de apoyo, consiguiendo disminuir los esfuerzos de flexión del conductor.

Para los conductores de la línea de 13.8 KV se utiliza el mismo tipo de campana de porcelana, pero solo para tensiones de 15 KV. Para los postes terminales, de anclaje, desvíos o cambios de dirección se usarán cadenas formadas por dos aisladores de suspensión de 6". También se colocarán varillas de blindaje.

 ACCESORIOS PARA CONDUCTORES :

Entre los accesorios para conductores se pueden considerar las grampas, de las cuales existe una gran variedad, según para el fin que se las va a usar. Entre las principales se tienen, las grampas para suspensión, grampas de comprensión, grampa de amarra, grampas para empalme.

También son accesorios los collares, pernos, cruzetas, arandelas y abra -

zaderas. Los amortiguadores de vibración, tipo Stock-bridge que tiene por objeto evitar la vibración producida por los vientos constantes de baja velocidad y que producen la fatiga del material y pueden romperlo. Estos amortiguadores se coloca en los cables, en los postes terminales.

#### AMARRÉS DE LOS CABLES A LOS AISLADORES :

Es una parte muy importante en el montaje de una línea y deben ser diseñados en tal forma que se pueda trabajar aún en la línea caliente.

Se estudien los amarres para la línea de 13.8 KV con conductores de cobre y 66 KV con conductores de aluminio.

Para operar en " líneas calientes " se utilizan varas aislantes o " polos de aceite ". Es por este motivo que deben terminar en argollas en cada punto para que puedan ser cogidos desde el suelo o desde plataformas aisladas, con los " polos de aceite ".

En el gráfico K-V se encuentran los principales tipos de amarres, tomados del "Manual del Liniero" de la Cia. Cubana de Electricidad, Oct/1.956.

Las características de los cables de amarre están en el cuadro 9-V.

VOLTAJE DE GENERACION	DIAMETRO DE LA CORONA DEL AISLADOR	CALIBRE DE LA LINEA	CALIBRE DEL AMARRE	LONGO DEL AMARRE
13.8 KV	4"	# 2/0 Cu	6	38"
13.8 KV	4"	# 2 Cu	8	38"
66 KV	8"	# 1/0 AAA	6	50"

CUADRO 9-V

Los amarres para las líneas de Cu son de alambre de cobre de grado blando (Soft-Drawn) y para el aluminio de alambre de aluminio suave.

#### c) DISEÑO ESTRUCTURAL .--

Este capítulo con sus diferentes partes :

- 1) Selección del tipo de las estructuras
- 2) Cálculo de los esfuerzos
- 3) Fundaciones y
- 4) Tensiones y anclajes

Son estudiados en el capítulo VI que trata del "Cálculo de torres y postes", por lo tanto se pasa a estudiar el siguiente punto.

d) DISEÑO MISCELÁNEO .-

LOCACION DE LA LÍNEA :

La línea seguirá el recorrido enunciado al principio de este capítulo, dividido en dos circuitos : " Circuito Manta " y " Circuito Bahía ".

La línea sigue en su totalidad paralela a las vías de comunicación, ya sean carreteras principales, ferrocarriles o vías secundarias, según indica el plano A-V. Se ha tomado esta determinación por las siguientes razones:

- a) La línea no tendrá problemas con los accidentes geográficos, como son elevaciones y quebradas, pues al seguir el nivel del carretero se evita estos problemas, únicamente se tendrá cuidado en los lugares que haya que atravesar ríos o cuando se cruza con la carretera.
- b) Si seguimos la línea recta para acortar la distancia tendríamos que expropiar una faja de terreno de ocho metros ( cuatro metros a cada lado de la vía ), así como también indemnizar todos los cultivos que se destruye para despejar la vía, lo cual encarecería el proyecto.
- c) Se tendría que abrir caminos, para que puedan entrar los vehículos llevando los postes y los rollos de alambre; debido al terreno fangoso de la costa, estas obtendrían un elevado valor.
- d) La tracha despejada y los caminos abiertos para tender la línea serían inmediatamente cubiertos por la vegetación exuberante de la costa, bloqueando estos caminos y en caso de producirse un daño sería muy difícil

la inspección y determinación del lugar en que se ha producido un daño.

Las razones que serian desventajosas para seguir las líneas paralela a las vías de comunicación son :

- a) El peligro que presenta para la seguridad al que una línea de alta tensión vaya paralela al camino; al arrancarse una línea sería un grave peligro para los vehículos que ocupan esa carretera. Se debería extremar los cuidados en la instalación a tierra de las torres por lo menos en los postes de amarre que están cada dos kilómetros se debe poner una barra a tierra y la instalación de los relevadores bien calibrados para que operen inmediatamente de producido el daño y la línea quede sin corriente hasta que sea reparado el mismo.
- b) Al seguir las inflexiones del camino se emplea una gran cantidad de postes especiales, específicamente de ángulo, lo cual ocasiona un encarecimiento de esta línea, pues los postes de ángulo son más caros que los de alineación, se necesita un templador y también los varas tienen que ser pequeños, siguiendo la curvatura del camino

Estudiando detenidamente los pro y contra de cada proyecto, tanto en lo económico, en la seguridad y en la estabilidad del sistema se concluye que es más económico el de seguir paralelo a las vías de comunicación.

Se debe hacer una excepción cuando una curva es muy pronunciada, en cuyo caso se trazaría una línea recta y entonces se utilizaría los postes de 45' con lo cual se acorta la línea y se le da más seguridad.

#### TOPOGRAFIA :

Por lo expuesto la forma correcta de efectuar el trazado de una línea es primero efectuando un reconocimiento aéreo del lugar para escoger la vía más correcta; por la distancia, la seguridad y las razones que va a servir; luego efectuar el levantamiento en planta y sobre todo en perfil de esta vía,

en el se determina los postes según el cálculo efectuado de los vados y se dibuja la flecha, también según lo calculado. Este trabajo es sumamente costoso ( en mi proyecto creo pasaría de los \$ 100,000 ) y además es materia de un Ingeniero Civil, para efectuar los levantamientos, se necesitan ayudantes cadenseros y equipos, demorando en todo este proyecto unos seis meses.

Esta es la razón por la cuál hayo omitido estos planos de perfil de la línea en esta tesis y solamente se adjunte un plano ( -V ), en el cuál se anota los postes de importancia, es decir los de ángulo, de anclaje y de desviación, que son los más importantes y sirven para atravesar carreteras, ríos, ferrocarril, quebradas, etc.

Los de alineación no constan en este plano por cuando es a una escala muy pequeña ( 1:100,000 ) y cada milímetro se pondría un poste; además como siguen las inflexiones de las vías de comunicación no representan ningún problema.

#### MEIOS DE COMUNICACION :

Existen algunos sistemas de comunicación que podríamos emplear y son :  
 Por teléfono, utilizando los mismos postes que llevarían la línea de transmisión; pero en este caso a más del costo de los equipos, línea y accesorios tenemos que pensar el alzar los postes, pues el conductor mas bajo sería el cable telefónico y en este caso se aumentaría unos dos metros que es la distancia que debe tener entre la línea de corriente y el cable del teléfono. Este aumento de largo del poste así como los efectos mecánicos que se presentan y el costo de los equipos está fuera de las posibilidades económicas de la organización que administraría este negocio.

Se puede también usar equipos de radio, el valor de este proyecto no podría determinarse, pero el instalar un transmisor y receptor para cada ciudad que está habastecida por este sistema, es costoso. Además se ocuparía

simultáneamente una sola vía y en caso de daño sería difícil poder comunicarse simultáneamente con varios lugares.

La forma más económica sería aprovechando los teléfonos del estado, el sistema Marconi y Ericsson lograrán en los próximos 10 años que las comunicaciones sean lo más rápidas posible e inclusive directas, con lo cual se solucionarían en gran parte el problema y se podría hablar simultáneamente con algunas ciudades de la provincia en caso de daño; esto se podría hacer debido a que las oficinas de organización Manta, Portoviejo, Bahía y alguna otra más, deben tener un computador telefónico con tres líneas de salida y simultáneamente hablar con tres ciudades.

También es de esperar que para ese tiempo también ya existan los teléfonos para los carros y entonces cada carro se equiparía con un teléfono para que reciban ordenes directamente de la central, ya sean los carros de línea, reparaciones o de los Ingenieros y que necesitan estar en contacto urgente.

#### PRESUPUESTO DE LA LINEA DE TRANSMISION Y SUB-ESTACIONES DE SUBIDA Y BAJADA.-

Para efectuar este presupuesto consideramos independientemente el circuito Manta y el circuito Bahía; estudiando en cada uno de ellos por tramos que van de una ciudad a otra. En cada tramo se estudiará el presupuesto de la línea de transmisión y las subestaciones de subida o de bajada, según haya en cada ciudad. Se considera en cada tramo las líneas de transmisión de 66 KV y 13.8 KV que están en el recorrido del circuito y van en postes de concreto y las futuras líneas a correr de 13.8 KV en postes de madera.

Para facilitar el presupuesto de cada tramo, se establece por separado el costo de cada tipo de poste y estos son :

Poste de concreto para alineación de 66 KV

" " " " amarre o anclaje de 66 KV

" " " " alineación de 13.8 KV



Poste de concreto para amarre o anclaje de 13.8 KV

" " madera para alineación de 13.8 KV

" " " " amarre o anclaje de 13.8 KV

Ancla de concreto.

El costo de los postes de ángulo será la suma de valores de un poste de anclaje más el de al valor del anclaje. El valor del poste será según el circuito que se está estudiando, es decir, de concreto para 66 ó 13.8 KV o el de madera para 13.8 KV.

POSTER DE CONCRETO PARA ALIMENTACION DE 66 KV .-

1 Poste de concreto de 35' ( 10.60 mts ) .....	\$/ 1.050.00
Fundación : cemento, arena y piedra .....	30.00
2 Aisladores tipo poste para 69 KV con perno largo \$/ 450 c/u	900.00
1 " " " " 69 KV " " corto .....	420.00
1 Extensión para aislador .....	35.00
1 Abrazadera en " U " de 5/8" con tuercas y arandela .....	25.00
3 Pernos galvanizados de 5/8" x 7 con tuercas y arandela a \$/ 10 c/u .....	30.00
1 Cruzeta de ángulo galvanizado de 3 mts x 2 1/2" x 2 1/2" x 1/4"	120.00
1 Collar doble de 5 1/2" .....	37.00
1 Perno galvanizado 5/8" x 10 con tuercas y arandela .....	10.00
2 Brazos de ángulo galvanizado de 1 3/4" x 1 3/4" x 3/16" a \$/ 80,00 cada uno .....	160.00
2 Arandelas curvas 3" x 3" x 1/4" a \$/ 15 c/u .....	30.00
6 Metros de alambre de aluminio para amarre a \$/ 6 c/metro ..	<u>36.00</u>
	\$/ 2.933.00
Miscelaneos 5 % .....	<u>146.65</u>
	<u>\$/ 3.079.65</u>

SOM : TRES MIL SETENTA Y NUEVE DUCROS 65/100

POSTE DE CONCRETO PARA ALIARRE O AISLAVE DE 66 KV.-

1	Poste de concreto de 40' ( 12.5 mts ) .....	S/ 1.250.00
	Fundación : arena, cemento y piedra .....	120.00
1	Aislador tipo poste para 66 KV con perno corto .....	45.00
1	Extensión para aisladores .....	35.00
4	Pernos galvanizados 5/8" x 7 a S/ 10 c/u .....	40.00
1	Collar doble 5 1/2" .....	37.00
2	Pernos galvanizados 5/8" x 2 1/2 a S/ 5 c/u .....	10.00
1	Perno galvanizado 5/8" x 10 .....	10.00
2	Cruzetas galvanizadas 3 mts x 2 1/2" x 2 1/2" x 1/4" a	
	120 sueres cada una. ....	240.00
4	Buzos de ángulo galvanizado de 1 3/4" x 1 3/4" x 3/16" a	
	S/ 80 cada uno .....	320.00
2	Arandelas curvas 3" x 3" x 1/4" a S/ 15 c/u .....	30.00
30	Aisladoras de disco de 10" $\phi$ a S/ 60 c/u .....	1.800.00
6	Soportes para aisladoras de suspensión a S/ 25 c/u .....	150.00
6	Grapas terminales para cable # 1/0 a S/ 80 c/u .....	480.00
3	Tuercas de ojo 5/8" a S/ 5 c/u .....	15.00
2	Pernos galvanizados para cruzeta doble 5/8" x 12" a S/ 17 c/u	34.00
3	" " de ojo 5/8" x 16" a S/ 23 c/u .....	<u>69.00</u>
		S/ 4.685.00
	Miscelaneos 5 % .....	<u>234.25</u>
		S/ <u>4.919.25</u>

SON : CUATRO MIL NOVECIENTOS DIEZ Y NUEVE SUERES 25/100

POSTES DE CONCRETO PARA ALIMENTACION DE 13.8 KV .-

1	Poste de concreto de 35' ( 10.60 mts ) .....	S/ 1.050.00
	Fundación : arena, cemento y piedra .....	100.00

1	Abrazadera en " U " de 5/8" con tuercas y arandela ...	\$	25.00
2	Pernos 5/8" x 7" con tuercas y arandela a \$/ 10 c/u ....		20.00
2	Collares dobles de 5 1/2" a \$/ 37 c/u .....		74.00
2	Pernos de 5/8" x 1 1/2" a \$/ 4 c/u .....		8.00
2	Pernos de 5/8" x 10 a \$/ 10 c/u .....		20.00
3	Arandelas curvas 3" x 3" x 1/4" a \$/ 15 c/u .....		45.00
3	Aisladores tipo fin de 13.8 KV a \$/ 50 c/u .....		150.00
6	Hetros de alambre de acarre a \$/ 6 c/metro .....		36.00
1	Pin de extensión 45.5 cm. ....		35.00
1	Gruceta galvanizada 160 x 2 1/2" x 2 1/2" x 1/4" .....		70.00
2	Brazos de hierro galvanizado 1 3/4" x 1 3/4" x 3/16" c		
	\$/ 20 cada uno .....		<u>160.00</u>
		\$	1.799.00
	Miscelaneos 5 \$ .....		<u>89.65</u>
		\$	<u>1.888.65</u>

SOM : UN MIL OCHOCIENTOS OCHENTA Y DOS DOLARES 65/100

FUNDA DE CONCRETO PARA ANCHOS O AISLADAJE DE 13.8 KV ..-

1	Fuste de concreto de 40" ( 12.5 mto ) .....	\$	1.250.00
	Fundación : cemento, arena y piedra .....		100.00
5	Pernos 5/8" x 7" a \$/ 10 c/u .....		50.00
1	collar doble 5 1/2" .....		37.00
4	Pernos 5/8" x 1 1/2" a \$/ 4 c/u .....		16.00
1	" 5/8" x 10 .....		10.00
2	Arandelas 3" x 3" x 1/4" a \$/ 15 c/u .....		30.00
2	Pernos de ojo galvanizado 5/8" x 16" con tuercas y aran		
	deles a \$/ 15 c/u .....		30.00
2	Tuercas de ojo 5/8" a \$/ 5 c/u .....		10.00

6 Conectores para cable No. 3/o a S/ 10 c/u .....	S/	60.00
1 Collar doble de 7" .....		40.00
1 Perno de ojo galvanizado 5/8" x 8 .....		8.00
12 Aisladores de disco de 6" de diámetro a S/ 25 c/u .....		300.00
5 Aisladores tipo caja de 13.8 KV a S/ 50 c/u .....		250.00
1 Pin de extensión de 45.5 cm .....		35.00
2 Crucetas galvanizadas de 2 metros 2½ x 2½ x ½" a S/		
85 c/u .....		170.00
4 Brazos de hierro ángulo 1 3/4" x 1 3/4" x 3/16 a S/ 80 c/u .		320.00
6 Grampas terminales universal a S/ 55 c/u .....		330.00
2 Pernos 5/8" x 15" a S/ 15 c/u .....		<u>30.00</u>
	S/	3.096.00
Miscelaneos 5% .....		<u>154.80</u>
	S/	<u>3.250.80</u>

**SON : TRES MIL DOCIENTOS CINCUENTA SUEROS 20/100**

**POSTE DE MADERA PARA ALINEACION DE 13.8 KV .-**

1 Poste de madera de 12 metros .....	S/	300.00
Fundación .....		20.00
1 Abrazadera en "U" de 5/8" con tuerca y arandela .....		25.00
2 Pernos de 5/8" x 7" con tuerca y arandela a S/ 10 c/u ...		20.00
2 Collares dobles de 6½" a S/ 42 c/u .....		84.00
2 Pernos 5/8" x 1 1/2 a S/ 4 c/u .....		8.00
2 Pernos 5/8" x 10 a S/ 10 c/u .....		20.00
3 Arandelas curvas 3" x 3" x ½" a S/ 15 c/u .....		45.00
3 Aisladores tipo pin de 13.8 KV a S/ 50 c/u .....		150.00
6 Metros de alambre de amarre a S/ 6 c/metro .....		36.00
1 Pin de extensión de 25.5 cm .....		35.00

1 Cruzeta de madera de 1.60 mts. x 12 x 9.5 cm.....	S/	80.00
2 Brazos de hierro galvanizado 1 3/4" x 1 3/4" x 3/16" a		
S/ 80 cada uno .....		<u>160.00</u>
	S/	983.00
Miscelaneos 5 % .....		<u>49.15</u>
	S/	<u>10932.15</u>

SON : UN MIL TREINTA Y DOS SUQUES 15/100

POSTE DE MADERA PARA ALARIZ O ANCLAJE DE 13.8 KV .-

1 Poste de madera de 12 mts .....	S/	300.00
Fundación .....		25.00
5 Pernos 5/8" x 7 a S/ 10 c/u .....		50.00
1 Collar doble 6 1/2" .....		42.00
4 Pernos 5/8" x 1 1/2 a S/ 4 c/u .....		16.00
1 " 5/8" x 10 .....		10.00
2 Arandelas 3" x 3" x 1/4" a S/ 15 c/u .....		30.00
2 Pernos de ojo galvanizado 5/8" x 16 con tuerca y arande-		
la a S/ 15 c/u .....		30.00
2 Tuercas de ojo 5/8" a S/ 5 c/u .....		10.00
6 Conectores para cable # 6 ó 1/0 a S/ 8 c/u .....		48.00
1 Collar doble de 8" .....		46.00
1 Perno de ojo galvanizado 5/8" x 8 .....		8.00
12 Aisladores de 6" de diámetro a S/ 25 c/u .....		300.00
5 Aisladores tipo caja de 1318 KV a S/ 50 c/u .....		250.00
1 Pin de extensión 45.5 cm .....		35.00
2 Cruzetas de madera de 2 metros x 12 x 9.5 cm a S/ 90 c/u ..		180.00
4 Brazos de hierro ángulo 1 3/4 x 1 3/4 x 3/16 a S/ 80 c/u ..		320.00
6 Grampas terminales universal a S/ 55 c/u .....		330.00

2 Pernos con tuerca 5/8" x 15" a \$/ 15 c/u .....	\$/	<u>30.00</u>
	\$/	2.060.00
Miscelaneos 5% .....		<u>103.00</u>
	\$/	<u><u>2.163.00</u></u>

SON : DOS MIL CIENTO SESENTA Y TRES SUQUES 00/100

ANCLA DE CONCRETO .-

1 Varilla de anclaje .....	\$/	50.00
Fundación .....		50.00
15 Metros de cable de hierro galvanizado 3/8" a \$/ 4.50 c/m ..		67.50
2 Pernos 5/8" x 1 1/2" a \$/ 4 c/u .....		8.00
1 Collar doble de 8" .....		46.00
1 Perno de ojo galvanizado 5/8" x 8" .....		<u>8.00</u>
	\$/	229.50
Miscelaneos 5% .....		<u>11.50</u>
	\$/	<u><u>241.00</u></u>

SON : DOSCIENTOS CUARENTA Y UN SUQUES 00/100

Antes de proceder a estudiar por tramos estos circuitos se indica que la línea troncal que va de Manta a Bahía pasando por Portoviejo es de una misma sección ( 53.47 mm<sup>2</sup> ) de cable AAA. Es con el objeto de pensar la posibilidad que de un extremo al otro en cualquier momento se pueda transmitir toda la potencia.

Después de hacer estas indicaciones, se pasa a estudiar las características de cada tramo, en los dos circuitos :

PRESUPUESTO DE EL CIRCUITO MANTA :

El recorrido y las características de este circuito son las siguientes:

Las sub-estaciones de elevación y bajada que se encuentran aquí, son :

MANTA : Arranque de la línea de 13.8 KV para Montecristi.

MONTECRISTI : Sub-estación de subida de 13.8/66 KV y 3.700 KW de Potencia.

PORTOVIEJO : Sub-estación de bajada de 66 KV/6.380 V. de 1.400 KW de potencia.

SANTA ANA : Sub-estación de bajada de 66/13.8 KV de 200 KW de potencia.

SUCRE : Sub-estación de bajada de 66/13.8 KV de 2.000 KW de potencia.

El recorrido de la línea de transmisión y las características de la misma, son las siguientes :

Manta - Montecristi : 17 Km. de longitud, cable de 53.47 mm<sup>2</sup> de sección 3/c, tipo AAA con postes de concreto, 66 KV.

Montecristi-Portoviejo : 28 Km. de longitud, cable 53.47 mm<sup>2</sup>, de sección 3/c, tipo AAA en postes de concreto, 66 KV.

Portoviejo-Santa Ana : 21 Km. de longitud, cable 31.5 mm<sup>2</sup> de sección, 3/c, tipo AAA, en postes de concreto, 66 KV.

Santa Ana - Sucre : 13 Km. de longitud, cable de 31.5 mm<sup>2</sup> de sección, 3/c, tipo AAA, en postes de concreto, 66 KV.

Sucre - Jipijapa : 21 Km. de longitud, cable de 47 mm<sup>2</sup> de sección, 3/c, tipo ACSR en postes de concreto, 13.8 KV.

Manta - Jaramijó : 12 Km. de longitud, cable # 13.3 mm<sup>2</sup> de sección, 3/c, tipo cobre HD, en postes de madera de 13.8 KV.

A continuación se efectúan el presupuesto por separado de cada una de ellas y también de cada tramo.

En estos presupuestos individuales se incluirán solamente materiales y obra de mano. Los otros cargos como son : Sueldos, transporte, herramientas, seguros y administración se cargarán al presupuesto global de este circuito, es decir al final cuando se recopilen todas las características parciales y se obtenga el valor total de este circuito.





g) Mecanismo para transporte

h) Para trabajar a nivel del mar.

Para las sub-estaciones de bajada se tomará de la línea troncal una derivación mediante un poste en T, en este poste deben existir tres pararrayos para protección de la sub-estación, en el siguiente poste se colocará un switch de aire, de la capacidad de acuerdo a la sub-estación, y luego el transformador.

Para efectuar un control económico en la entrada del transformador se coloca un medidor en alta tensión y en esa forma se sabrá la cantidad de KWH consumidos por esa sub-estación. En el lado de baja se instalará un reconector automático ( recloser ) y los instrumentos de control como Voltímetro de commutación, amperímetro de fase, Kilowattímetro, frecuencímetro y relevadores para proteger los equipos, transformadores de corriente y potencial para los aparatos de medida.

#### MANTA : ARRANQUE DE LA LINEA A 13.8 KV .-

A la Central de interconexión de Manta llegan los siguientes circuitos que suministran energía :

- 1) El Circuito a 13.8 KV del APD.
- 2) El Circuito a 13.8 KV de la Empresa Cima , el cuál es elaborado en una sub-estación.
- 3) El Circuito a 13.8 KV de la planta Diesel de 2.000 KW que se instalará en 1.971 y 1.972.

En Tarqui se tendrá una sub-estación de interconexión que unirá las tres plantas industriales, de la piladora Franco, Ales e Inalca. Este último presupuesto no se realizará por cuanto se refiere a distribución, y el actual presupuesto es solo para transmisión.

De la sub-estación de interconexión Manta saldrán los siguientes ramales :

1) Los circuitos a 13.8 KV que servirán para servir a Manta simultanea - mente con los de las tres plantas industriales.

2) Un circuito a 13.8 KV que seguirá a Montecristi para servir a todas las ciudades del " Circuito Manta " y con una potencia de 3.700 KW.

Se efectuará el presupuesto solo de este segundo punto, es decir lo que se necesita para el arranque, pues la sub-estación ya fué considerada en el capítulo VII.

Las razones que existen para haber instalado la sub-estación de subida de 13.8 a 66 KV en Montecristi y no en Manta, son las siguientes :

a) Se economiza la sub-estación de bajada de Montecristi; pues la sub-estación de elevación se tomará después del arranque del feeder que alimentará Montecristi.

b) Se da facilidades para que en los 17 Km. que hay entre Manta y Montecristi se pueda suministrar servicio sin ningún problema, solamente se instalará transformador que baje la tensión de 13.8/220 V, siendo la capacidad de acuerdo al servicio que nos soliciten. En esta forma se dan grandes facilidades para el fomento de la industria, comercio y uso residencial en toda esta area de terreno, que por estar junto al puerto tiene grandes posibilidades de desarrollo.

El material que se necesita para el arranque de la línea es :

<u>MATERIAL</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>
Poste concreto de anclaje 40' para 13.8 KV..	1	3.250.80	3.250.80
Ancla de concreto.....	1	241.00	241.00
Pararrayes tipo expulsión 7 KV .....	3	500.00	1.500.00
Switch de aire de 3 elementos 400 Amp. 15 KV	1	2.200.00	2.200.00
Estructura para el switch .....	1	650.00	650.00
Interruptor de aire con reconexión automática hasta 3 veces de 7.5 KV .....	3	4.000.00	12.000.00

<u>MATERIAL</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>
Miscelaneos 5% .....			<u>1.000.00</u> <u>20.241.8</u>
<u>OBRA DE MANO</u>			
Colocación del poste de anclaje .....	1	300.00	300.00
Colocación de ancla de concreto .....	1	100.00	<u>100.00</u> <u>400.0</u>
			<u>21.241.8</u>

SON : VEINTE Y UN MIL DOSCIENTOS CUARENTA Y UN DUCROS 80/00

MONTECRISTI : SUB-ESTACION DE SUBIDA 13.8/66 KV.-

La línea a 13.8 KV que viene de Manta, al llegar a Montecristi, se toma una derivación para que sirva a esta ciudad a 13.8 KV en distribución primaria y en un sitio posterior a esta derivación se instalará la sub-estación de subida de 13.8/66 KV.

Este sitio debe ser preferible a la salida de la ciudad es con el objeto de que líneas de 66 KV<sup>NO</sup> pasen por centros poblados, debido al peligro que implican las mismas. En los demás centros poblados estas líneas de 66 KV pasarán por fuera del perímetro urbano o poblado y se instalará la sub-estación de bajada a la entrada de la ciudad para la distribución primaria a 13.8 KV. Los materiales y equipos que se necesitan para esta sub-estación son los siguientes :

<u>MATERIAL</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>
Transformador de 2.500 KVA :			
Entrada 13.8 KV			
Salida 66 KV			
Fases 3 .....	2	416.000.00	832.000.00
Poste de concreto de anclaje de 13.8 KV	1	3.250.80	3.250.80
Poste de concreto de anclaje de 66 KV .	1	4.919.25	4.919.25
Anclas de concreto .....	2	241.00	482.00

<u>MATERIAL</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>
Switch de aire de 400 Amp. 13.8 KV 3 fases .....	1	2,200.00	2,200.00
Pararrayes tipo expulsión 7 KV .....	3	500.00	1,500.00
Panel metálico con los siguientes aparatos de control y de registro de KWH: 1 voltímetro con interruptor de transferencia, 1 medidor de KWH con registro de demanda en cinta de papel, 3 amperímetros de demanda, 3 relevadores de sobrecorriente .....	1	40,000.00	40,000.00
Transformadores de corriente de 200:5 de 7.2 KV, tipo intemperie .....	3	8,000.00	24,000.00
Transformadores de potencial de 7,200/120, tipo intemperie .....	2	8,000.00	16,000.00
Plataforma para los transformadores de medida .....	1	500.00	500.00
Switch de 100 Amp. para 3 líneas, tipo intemperie .....	1	25,000.00	25,000.00
Pararrayes de 73 KV con base para el montaje .....	1	10,000.00	10,000.00
Reconectador automático de 66 KV, 100 Amp. con bloqueo para 1 sola reconexión con transformador de potencial .....	1	32,000.00	32,000.00
Transformador de potencial de 66 KV Solar para la sub-estación .....	1	14,000.00	14,000.00
			60,000.00

<u>MATERIAL</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>
Miscelaneos 5% .....			<u>53.426.00</u> <u>1.119.270.</u>
<u>OBRA DE MANO</u>			
Colocada de postes de concreto para anclaje .....	2	300.00	600.00
Colocada de anclas .....	2	100.00	200.00
Cimentación para transformadores, pi- so sub-estación y cerramiento .....			10.000.00
Miscelaneos 5% .....			<u>540.00</u> <u>11.340.</u>
			<u>1.130.610.</u>

SON : UN MILLON CIENTO TREINTA MIL SEISCIENTOS DIEZ Y OCHO SUAVES 05/00

OBRA DE MANO : SUB-ESTACION DE BAJADA 66/13.8 KV .-

A la entrada de esta población se coloca una cruzeta para sacar una derivación en el poste que tras la línea de 66 KV, en este poste se instala los pararrayos y en la cruzeta para la derivación se instala el switch de aire para cortar este ramal, luego vienen los transformadores de bajada y un equipo de dos transformadores de potencial; tres transformadores de corriente y un medidor con cinta de papel para registrar la demanda, que nos sirve para controlar la corriente en KWH consumidos por esta población, para el control económico del sistema.

Los materiales a emplearse aquí son :

<u>MATERIAL</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>
Transformador de 250 KVA :			
Entrada 66 KV			
Salida 13.8 KV			
Fases 3 .....	1	60.000.00	60.000.00
Pararrayo de 73 KV con base para el			

<u>MATERIAL</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>
montaje .....	1	10.000.00	10.000.00
Switch de aire de 73 KV .....	1	4.000.00	4.000.00
Recloser de 25 Amp. 15 KV con soporte para el poste .....	1	20.000.00	20.000.00
Pararrayo tipo expulsión de 7 KV ...	3	500.00	1.500.00
Interrupctor de aire con reconexión automática hasta tres veces de 75 KV con fusible .....	1	4.000.00	4.000.00
Poste de anclaje de 13.8 KV .....	1	3.250.00	3.250.00
Ancla de concreto .....	1	241.00	241.00
Equipo para medir los KWH tipo interperie, que consume esta ciudad, formado por lo siguiente :			
Transformador de corriente 5:5 Amp., 8-7 KV .....	3	2.200.00	6.600.00
Transformadores de potencial 7.200 : 120 V.....	2	3.800.00	7.600.00
Medidor, Sângamo ED-30, 4 hilos, 5 Amp, 120/240 Volts.....	1	1.550.00	1.550.00
Caja metálica 40 x 80 x 12 para el medidor .....	1	350.00	350.00
Crucetas de 2 mts. para el poste, para los transformadores .....	1	500.00	500.00
Tubo conductor de 1" ø .....	6 Mts.	20.00	120.00
Collares dobles 8 1/2 .....	2	25.00	50.00
Cable central 3/c - 600 V - # 10 ...	9 Mts.	25.00	275.00

<u>MATERIAL</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>
Grilletes para transformador de corriente de 1/2" .....	6	60.00	360.00
Miscelaneos 5/8 .....			<u>6,209.00</u>
<u>OBRA DE MANO</u>			126,596.8
Colocación de poste de concreto para anclaje .....	1	300.00	300.00
Colocación de ancla .....	1	100.00	<u>100.00</u>
			400.00
			126,996.8

SON : CIENTO VEINTE Y SEIS MIL NOVECIENTOS NOVENTA Y SEIS SUERES 80/100

SUCRE : SUB-ESTACION DE BAJADA 66/13.8 KV .-

A la entrada de esta población se instalará la sub-estación de baja de 66/13.8 KV de 2.500 KVA, salida del transformador ( 13.8 KV ) llegar al primer poste, del cual saldrá un ramal para servir a Sucre y el otro para Jipijapa.

El circuito para Sucre tendrá un switch para certar, fusibles, pararrayes y transformadores de corriente, potencial y medidor para determinar los KWH que consume esta población.

El ramal para Jipijapa tendrá switch para certarlo, pararrayes, fusibles de protección, se ha bajado la tensión en este último tramo para suministrar servicio a todos los caseríos y lugares aledaños a la línea de transmisión, para lo cual se instalarán transformadores según la capacidad solicitada, en esta forma se suministra servicio a una zona muy rica de la provincia y que tiene grandes posibilidades industriales.

Los equipos y materiales que se necesitan para esta sub-estación, son los siguientes :

<u>MATERIAL</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>
Transformador de 2.500 KVA :			
Entrada 66 KV .....			
Salida 13.8 KV .....			
Fases 3 .....	1	416.000.00	416.000.00
Pararrayo de 73 KV con base para el montaje .....	1	10.000.00	10.000.00
Switch de aire de 73 KV .....	1	4.000.00	4.000.00
Reconectador de tres elementos de 1.200 Amp. 13.8 KV .....	1	40.000.00	40.000.00
Pararrayo de 7 KV tipo expulsión ..	3	500.00	1.500.00
Interrupor de aire con reconexión automática hasta 3 veces con fusible .....	2	4.000.00	8.000.00
Equipo para medir los KWH, tipo in-temperie, que consume esta ciudad, formado por lo siguiente :			
Transformador de corriente 5:5 Amp. 6.7 KV .....	3	2.200.00	6.600.00
Transformadores de potencial de 7.200 : 120 V.....	2	3.800.00	7.600.00
Medidor SÁngamo ED-30, 4 hilos , 5 Amp, 120/240 V.....	1	1.550.00	1.550.00
Caja metálica 40 x 80 x 12 para el medidor .....	1	350.00	350.00
Crucetas de 2 mts. para el poste , para los transformadores .....	1	500.00	500.00



<u>MATERIAL</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>
Tubo conducto de 1" $\phi$ .....	6 Mts.	20.00	120.00
Collares dobles 8 1/2 .....	2	25.00	50.00
Cable central 8/e - 600 V - # 10 ..	9 Mts.	25.00	225.00
Gaillotes para transformadores de corriente de 1/2 .....	6	60.00	360.00
Poste de concreto de anclaje de 66 KV	1	4.919.25	4.919.25
Poste de concreto de anclaje de 13.8 KV .....	1	3.250.80	3.250.80
Anclas de concreto .....	2	241.00	482.00
Solar para la sub-estación .....			50.000.00
Miscelaneos 5% .....			<u>20.000.00</u>
<u>OBRA DE MANO</u>			<u>593.557.00</u>
Colocación de postes de concreto ..	2	300.00	600.00
Colocación de anclas .....	2	100.00	200.00
Cimentación para el transformador, piso y cerramiento de la sub-estación .....			10.000.00
Miscelaneos 5% .....			<u>550.00</u>
			<u>11.350.00</u>
			<u>594.907.00</u>

SON : QUINIENTOS NOVENTA Y CUATRO MIL NOVECIENTOS SIETE SUQUES 05/100

JIPIJAPA : SUB-ESTACION DE RECEPCION .-

De la sub-estación de elevación de Sucre sale un circuito a 13.8 KV que suministra servicio a esta ciudad y también a todo lo largo de este circuito dando gran desarrollo a toda esta rica zona que tiene grandes posibilidades industriales.

Este circuito servirá a Jipijapa directamente a 13.8 KV y la planta actual

servirá a un sector, existiendo un punto de interconexión entre estos dos, mediante un transformador instalado en un poste ( Stop Down ), para cuando suceda un daño en uno de los dos circuitos, será conectado un switch a través de este transformador y suministrará servicio a la planta afectada. En esta forma se evita el costo de la sub-estación de interconexión.

El equipo y material necesario para esta sub-estación de recepción está compuesto de lo siguiente :

<u>MATERIAL</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>
Pararrayo tipo expulsión de 7 KV	3	500.00	1.500.00
Switch de aire de 13.8 KV 3 fases	1	2.200.00	2.200.00
Poste de concreto de anclaje de 13.8 KV .....	1	3.250.80	3.250.80
Ancla de concreto .....	1	241.00	241.00
Panel metálico con los siguientes aparatos de control y de registro de KWH : 1 voltímetro con interrup- tor de transferencia, 1 medidor de KWH con registro de demanda en cin- ta de papel, 3 amperímetros de de- manda y 3 relevadores de sobrecor- riente .....	1	40.000.00	40.000.00
Miscelaneos 5% .....			<u>2.360.00</u> <u>49.551.80</u>
<u>OBRA DE MANO</u>			
Parada de poste de concreto de an- claje .....	1	300.00	300.00
Ancla de concreto .....	1	100.00	<u>100.00</u> <u>400.00</u>
			<u>49.951.80</u>

SON : CUARENTA Y NUEVE MIL NOVECIENTOS CINCUENTA Y UN SUSES 80/100

Una vez estudiados los equipos y materiales que se necesita para cada una de las sub-estaciones, se pasa a efectuar el presupuesto de la línea de transmisión, es decir, postes, cables y accesorios. Se efectuará este estudio también tramo por tramo.

MANTA - MONTECRISTE :

Longitud 17 Km.

Voltaje 13.8 KV

Sección del conductor: 53.47 mm<sup>2</sup> ( # 1/0 AWG )

Cable de A A A ( All Aluminium Alloy )

Tipo Poppe 7 hilos clase AA

Peso 99/lbms/1.000'

Postes de concreto de alineación de 35'

Postes de concreto de anclaje de 40'

Para la lãngitud de la línea se considera un 10 % más de lo real para cubrir la flecha, empalmes y recorts. Cada 2 Km. de línea se instalará un poste de anclaje de asegurar la estabilidad de la misma, en caso de producirse rotura en los conductores, sean estos postes los que soporten la línea.

Los postes de alineación se instalarán cada 100 mts. Los postes de anclaje y final no se considera aquí, pues ya se tomaron en cuenta al presupuestar las sub-estaciones.

Los lugares por los cuales atravieza esta línea son : Tarqui, Piladora San Carlos, Piladora Manta y los caseríos Colorado y Pueblito, a, los cuales se les puede suministrar fácilmente corriente mediante la instalación de un transformador de bajada de 13.800/220 volts.

MATERIAL

CANTIDAD   PRECIO UNIT.   TOTAL

Cable de Aluminio # 1/0 AAA	56.000 Mts	3.40 c/m	190.400.00
-----------------------------	------------	----------	------------

<u>MATERIAL</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>
Postes de concreto de alineación de 35' para 13.8 KV con sus accesorios .....	150	1.882.65	282.397.50
Postes de concreto de anclaje de 40' para 13.8 KV con sus accesorios .....	20	3.250.80	65.016.00
Anclas de concreto .....	5	241.00	1.205.00
Miscelaneos 5% .....			<u>22.000.00</u>
<u>OBRA DE MANO</u>			<u>566.018.50</u>
Instalación de postes de concreto de alineación de 35' .....	150	250.00	37.500.00
Instalación de postes de concreto de anclaje de 40' .....	20	300.00	6.000.00
Anclas de concreto .....	5	100.00	500.00
Miscelaneos 5% .....			<u>2.015.00</u>
			<u>46.815.00</u>
			<u>612.833.50</u>

SON : SEISCIENTOS NOVE MIL OCHOCIENTOS TREINTA Y TRES SUAVES 50/100

MONTECRISTE - FORTOVIJO :

Longitud 28 Km.

Voltaje 66 KV

Sección del conductor 53.47 mm<sup>2</sup> ( # 1/0 AWG )

Cable A A A ( All Aluminium Alloy )

Tipo Poppe 7 hilos clase AA

Peso 99 lbs/1.000'

Postes de concreto de alineación de 35'

Postes de concreto de anclaje de 40'

Este circuito pasa por Portoviejo, pero no suministra servicio a esta ciudad, unicamente tiene switchs mediante los cuales se puede interconectar los circuitos "Manta" y "Bahía" cuando uno de ellos sufra un daño y poder suministrar al circuito afectado. Es decir que estos circuitos no van a trabajar nunca en paralelo, sino que se interconectan en caso de falla de uno de ellos.

El recorrido que presenta esta línea partiendo de Montecristi, atraviesa el cerro que es una elevación de 300 mts., Estancia, Las Palmas, Ciudadela Andrés Vera y al entrar a Portoviejo atraviesa el río Portoviejo. Debe tomarse precauciones, instalando en el paso del cerro dos postes extremos de anclaje de 40' y al atravesar el río Portoviejo postes de 45', dos en cada orilla, formando una torre en H que asegure mayor estabilidad; con ancla de concreto en cada poste.

<u>MATERIAL</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>
Cable de aluminio # 1/o AAA ....	93.000 Mts	3.40 c/m	316.200.00
Postes de alineación de concreto de 35' para 66 KV y sus accesorios .....	250	3.079.65	769.912.50
Postes de anclaje de concreto de 40' para 66 KV y sus accesorios.	30	4.919.25	147.577.50
Torres en H formada de dos postes de concreto de 45' para 66 KV y sus accesorios .....	2	11.000.00	22.000.00
Anclas de concreto .....	15	241.00	3.615.00
Miscelaneos 5% .....			<u>63.000.00</u>
			<u>1.422.305.00</u>

#### OBRA DE MANO

Instalación de postes de concre-

<u>MATERIAL</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>
ta de 35' de alineación .....	250	250.00	62.500.00
Instalación de postes de concre-			
to de 40' de anclaje .....	30	300.00	9.000.00
Instalación de torres en H con			
postes de 45' .....	2	1.000.00	2.000.00
Instalación de ancla de concreto	15	100.00	1.500.00
Miscelaneos 5% .....			3.800.00
			<u>78.800.00</u>
			<u>1'401.105.00</u>

SON : UN MILLON CUATROCIENTOS UN MIL CIENTO CINCO SUCRES 00/100

FORROVERO - SANTA ANA :

Longitud 21 Km.

Voltaje 66 KV

Sección del conductor 31.5 mm<sup>2</sup> ( # 2 AWG )

Cable A A A ( All Aluminium Alloy )

Tipo Iris 7 hilos clase AA-B

Peso 62.3 lbs/1.000'

Postes de concreto de alineación de 35'

Postes de concreto de anclaje de 40'

Este circuito atraviesa por Las Pulgas, Limón, Colón, El Cade, Estación Vieja, Pechiche y Ledana. Entre los accidentes geográficos que atraviesa se encuentran, el río Ledana y el estero El Bronco; los cuales se atravesarán con postes de anclaje de 45'.

<u>MATERIAL</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>
Cable de aluminio # 2 AAA .....	70.000 Hts	2.00 c/m	140.000.00
Postes de concreto de 35' de ali-			
neación para 66 KV y sus accesop			

<u>MATERIAL</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>
rios .....	190	3.079.65	585.134.50
Postes de concreto de 40' de anclaje para 66 KV y sus accesorios .....	16	4.919.25	78.708.00
Postes de concreto de 45' de anclaje para 66 KV y sus accesorios .....	4	5.300.00	21.200.00
Anclas de concreto .....	10	241.00	2.410.00
Miscelaneos 5% .....			<u>42.000.00</u>
<u>OBRA DE MANO</u>			<u>869.452.50</u>
Instalación de postes de concreto de 35' para alineación .....	190	250.00	47.500.00
Instalación de postes de concreto de 40' para anclaje .....	16	300.00	4.800.00
Instalación de postes de concreto de 45' para anclaje .....	4	350.00	1.400.00
Anclas de concreto .....	10	100.00	1.000.00
Miscelaneos 5% .....			<u>2.800.00</u>
			<u>57.500.00</u>
			<u>926.952.50</u>

SOM : NOVECIENTOS VEINTE Y SEIS MIL NOVECIENTOS CINCUENTA Y DOS SURES 50/100

SANTA ANA - SURES :

Longitud 13 Km.

Voltaje 66 KV

Cable A A A ( All Aluminum Alloy )

Sección del conductor 31.5 mm<sup>2</sup> ( # 2 AWG )

Tipo Iris 7 hilos clase AA-B

Peso 62.3 libra/1.000'

Postes de concreto de alineación de 35'

Postes de concreto de anclaje de 40'

Este trazo pasa por San Jacinto, La Balsa, Corral de Tierra y Pueblito.

Entre los accidentes geográficos que atraviesa está el Estero de la Plancha da que se debe pasar con postes de anclaje de 45'.

<u>MATERIAL</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>
Cable de aluminio # 2 AAA .....	43.000 Mts	2.00 c/m	86.000.00
Postes de concreto de 35' de ali neación para 66 KV y sus acceso- rios .....	110	3.079.65	338.761.50
Postes de concreto de 40' de an- claje para 66 KV y sus acceso - rios .....	18	4.919.25	90.546.50
Postes de concreto de 45' de an- claje para 66 KV y sus acceso - rios .....	2	5.300.00	10.600.00
Anclas de concreto .....	6	241.00	1.446.00
Miscelaneos 5% .....			<u>27.000.00</u>
			<u>552.354.00</u>
<u>OBRA DE MALO</u>			
Instalación de postes de concre- to de 35' para alineación .....	110	250.00	27.500.00
Instalación de postes de concre- to de 40' para anclaje .....	18	300.00	5.400.00
Instalación de postes de concre- to de 45' para anclaje .....	2	350.00	700.00
Anclas de concreto .....	6	100.00	600.00



<u>MATERIAL</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>
Miscelaneos 5/8 .....			1.700.00
			35.900.00
			<u>588.254.00</u>

SON : CIENTO CINCUENTA Y OCHO MIL DOSCIENTOS CINCUENTA Y CUATRO SUCRES CO/100

SUCRE - JIPIJAPA :

- Longitud 21 Km.
- Voltaje 13.8 KV
- Sección del conductor 47 mm<sup>2</sup> ( # 1 AWG )
- Cable A C S R
- Tipo 7 conductores; 6 de aluminio y 1 de acero
- Postes de concreto de alineación de 35'
- Postes de concreto de anclaje de 40'

Esta línea atravieza por Puerto de Piedra, Las Anonas y Naranjal. Los accidentes que presenta en su recorrido, se tiene que sigue las estrivaciones del Cerro de Puga y cruza en algunos sitios el rio Naranjal, en estos sitios se utilizarán postes de anclaje de 40' con ancla de concreto.

Este tramo tiene un voltaje de 13.8 KV para suministrar servicio a todos los pueblos o industrias que se ubiquen a lo largo o en las inmediaciones de esta línea, ya que esta es una rica zona agrícola con grandes perspectivas industriales.

El material que se necesita para este tramo es el siguiente :

<u>MATERIAL</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>
Cable ACSR # 1 .....	70.000.Mts	5.80 c/m	406.000.00
Postes de concreto de alineación de 35' para 13.8 KV con sus <u>acce</u> sorios .....	190	1.832.65	357.703.50
Postes de concreto de anclaje de			

<u>MATERIAL</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>
40' para 13.8 KV con sus acceso- rias .....	20	3,250.00	65,016.00
Anclas de concreto .....	8	241.00	1,928.00
Miscelaneos 5% .....			<u>42,000.00</u>
<u>OBRA DE MANO</u>			<u>672,647.50</u>
Instalación de postes de concre- to de alineación de 35' .....	190	250.00	47,500.00
Instalación de postes de concre- to de anclaje de 40' .....	20	300.00	6,000.00
Instalación de anclas de concre- to .....	8	100.00	800.00
Miscelaneos 5% .....			<u>2,700.00</u>
			<u>57,000.00</u>
			<u>929,647.50</u>

SON : NOVECIENTOS VEINTE Y NUEVE MIL SEISCIENTOS CUARENTA Y SEIS DÓLARES 50/100

NANTA - JARAMILLO :

Pertenece al grupo de los pueblos de segunda importancia y se suministrará servicio cuando el sistema ya esté bien establecido y económicamente financiado. La potencia a transportarse será de 50 Kw y se llevará en postes de madera.

Longitud 12 Km.

Voltaje 13.8 KV

Sección del conductor 13.3 mm<sup>2</sup> ( # 6 AWG )

Cable desnudo de cobre

Tipo Hard-Drawn ( H.D. ) sólido

Postes de madera

El presupuesto es el siguiente :

<u>MATERIAL</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>
Cable de cobre # 6 .....	40.000 Mts	3.50 c/m	140.000.00
Fostes de madera de alineación de 13.8 KV y sus accesorios ..	110	1.032.15	113,536.50
Fostes de madera de anclaje de 13.8 KV y sus accesorios .....	20	2.163.00	43.260.00
Anclas de concreto .....	4	241.00	964.00
Switchs de aire de 15 KV 3 p'.	2	2.200.00	4.400.00
Pararrayo tipo explosión 7 KV.	3	500.00	1.500.00
Miscelaneos 5% .....			<u>16.000.00</u>
<u>OBRA DE MANO</u>			<u>319.600.50</u>
Instalación de postes de madera	130	150.00	19.500.00
Instalación de anclas .....	4	100.00	400.00
Miscelaneos 5% .....			<u>1.000.00</u>
			<u>20.900.00</u>
			<u>340.560.50</u>

SON : TRÉSCIENTOS CUARENTA MIL QUINIENTOS SESENTA SUSES 50/100

Estos valores parciales de materiales y obra de mano de las sub-estaciones, tanto de subida como de bajada, y la línea de transmisión, se agrupan y agregan las demás cargas como son : Sueldo, Transporte, Equipos y Administración.

VALOR TOTAL DEL CIRCUITO MANTA .-

El personal que se necesita para el montaje, es el siguiente :

- 1 Ingeniero Jefe, sueldo S/ 10.000 mensuales
- 3 Ingenieros Ayudantes para hacerse cargo de supervisar las cuadrillas,  
S/ 6.000 mensuales c/u.
- 2 Cuadrillas de linieros para correr las líneas, formada por 10 hombres  
y con un gasto de :

1 Jefe de cuadrilla : S/ 100 diarios .....	S/ 100.00
2 Electricistas de la. : S/ 70 diarios c/u .....	" 140.00
2 Electricistas de 2a. : S/ 55 diarios c/u .....	" 110.00
4 Ayudantes de electricistas : S/ 40 diarios c/u .....	" 160.00
1 Chofer : S/ 70 diarios .....	" <u>70.00</u>
	S/ 580.00

Recargo de 30% para alimentación por trabajar

fuera de la ciudad .....

S/ 174.00 Diarios

S/ 754.00 Diarios

1 Cuadrilla para montar las sub-estaciones, formada por 8 hombres y con un gasto de :

1 Jefe de cuadrilla : S/ 100 diarios .....	S/ 100.00
2 Electricistas de la. : S/ 70 diarios c/u .....	" 140.00
2 Ayudantes de electricistas : S/ 55 diarios c/u .....	" 110.00
1 Mecánico : S/ 70 diarios .....	" 70.00
1 Ayudante de mecánico : S/ 55 diarios .....	" 55.00
1 Chofer : S/ 70 diarios .....	" <u>70.00</u>
	S/ 545.00

Recargo de 10% para alimentación por trabajar

en centros poblados .....

S/ 55.00

S/ 600.00 Diarios

El transporte será :

4 Jeeps, 1 para el Jefe y 3 para los Ayudantes

3 Camiones, 1 para cada cuadrilla

El tiempo que se demora este montaje se calcula en seis meses, por lo tanto el valor total de este circuito es el siguiente :

SUB-ESTACIONES Y LINEA DE TRANSMISION :

Manta : Arranque de la línea 13.8 KV .....	S/	21.241.00	
Montecristi : Sub-estación de subida 13.8/66 KV..	"	1'130.618.05	
Santa Ana : Sub-estación de bajada 66/13.8 KV ...	"	126.996.05	
Sucre : Sub-estación de bajada 66/13.8 KV .....	"	594.907.05	
Jipijapa : Sub-estación de recepción .....	"	49.951.00	
Tramo : Manta - Montecristi .....	"	612.833.50	
" Montecristi - Portoviejo .....	"	1'401.105.00	
" Portoviejo - Santa Ana .....	"	926.925.50	
" Santa Ana - Sucre .....	"	568.254.00	
" Sucre - Jipijapa .....	"	929.647.50	
" Manta - Jaramijó .....	"	310.560.50	6'723.039.15

SUELDOS :

1 Ingeniero Directo, 6 meses a S/ 10.000 c/m .....	S/	60.000.00	
3 Ingenieros Ayudantes, 6 meses a S/ 6.000 c/m ...	"	108.000.00	
2 Cuadrillas de linieros, 180 días a S/ 754 c/d ..	"	271.440.00	
1 Cuadrilla de sub-estaciones, 180 días a S/ 60 c/u"	"	108.000.00	
Miscelaneos 5% .....	"	27.500.00	574.940.00

TRANSPORTE :

4 Jeeps, 180 días a S/ 120 c/d .....	"	86.400.00	
3 Camiones, 180 días a S/ 200 c/d .....	"	108.000.00	
Miscelaneos 5% .....	"	10.000.00	204.400.00

INSTRUMENTOS Y EQUIPOS :

3 Cuadrillas, S/ 10.000 c/cuadrilla .....	"	30.000.00	
Miscelaneos 5% .....	"	1.500.00	31.500.00

SEGUROS :

Transporte del material, 1 % .....	"	74.638.00	
Seguros para empleados y obreros, 3 % .....	"	223.914.00	

Miscelaneos 5 % .....	S/	11.000.00	<u>313.552.00</u>
<b>ADMINISTRACION :</b>			
Dirección Técnica, 15 % .....	S/	1.766.614.65	
Utilidad, 10 % .....	"	777.743.10	
Miscelaneos 5 % .....	"	<u>97.230.00</u>	<u>2.001.557.75</u>
			<u><u>9.818.988.90</u></u>

El valor total del " Circuito Norte ", es el de :

NUEVE MILLONES OCHOCIENTOS DIEZ Y OCHO MIL NOVECIENTOS OCHENTA Y OCHO

SUGRES 90/100

PRESUPUESTO DEL CIRCUITO " BAHIA " .-

El recorrido y las características de este Circuito son las siguientes:

Se considera primero las Sub-estaciones de subida y bajada y que son :

Bahía : Arranque de la línea de 13.8 KV hasta Leonidas Plaza.

Leonidas Plaza : Sub-estación de subida de 13.8/66 KV y 2.700 KW de potencia.

Tonagua : Sub-estación de bajada de 66/13.8 KV y 40 KW de potencia.

Calcoeta : Sub-estación de bajada de 66/13.8 KV y 900 KW de potencia.

Recafuerte : Sub-estación de bajada de 66/13.8 KV y 200 Kw de potencia.

Portoviejo : En el Capítulo VII, al estudiar la sub-estación Portoviejo está incluido todo los equipos y materiales que se necesita para esta ciudad. Unicamente se considerará una pequeña sub-estación de bajada de 66/13.8 KV para dar servicio a los pueblos de Calderón, Rio Chica y Ahajuela con una potencia de 130 KW, estos pueblos están considerados de segunda importancia y por lo tanto irán las líneas en postes de madera y se realizará el trabajo cuando todos los circuitos principales estén funcionando.

El recorrido de la línea de transmisión y las características de la misma, son las siguientes :

Bahía - Leonidas Plaza : 3 Km. de longitud, cable 53.47 mm<sup>2</sup> de sección,  
3/c, tipo AAA, con postes de concreto, 13.8 KV.

Leonidas Plaza - Tosagua: 40 Km. de longitud, cable 53.47 mm<sup>2</sup> de sección,  
3/c, tipo AAA, con postes de concreto, 66 KV.

Tosagua - Rocafuerte : 22 Km. de longitud, cable 53.47 mm<sup>2</sup> de sección,  
3/c, tipo AAA, con postes de concreto, 66 KV.

Rocafuerte - Portoviejo : 16 Km. de longitud, cable 53.47 mm<sup>2</sup> de sección,  
3/c, tipo AAA, con postes de concreto, 66 KV.

Tosagua - Calceta : 13 Km. de longitud, cable 31.5 mm<sup>2</sup> de sección ,  
3/c, tipo AAA, con postes de concreto, 66 KV.

Calceta - Chone : 22 Km. de longitud, cable 47 mm<sup>2</sup> de sección, 3/c,  
tipo ACSR, con postes de concreto, 13.8 KV.

Calceta - Junín : 13 KM. de longitud, cable 47 mm<sup>2</sup> de sección, 3/c,  
tipo ACSR, con postes de concreto, 13.8 KV.

Los circuitos de líneas de segunda importancia que son :

- 1) Portoviejo - Rio Chico - Calderón - Alhajuela
- 2) Rocafuerte - Charapotó
- 3) Chone - Ricaurte
- 4) Chone - San Antonio - Puerto Larrea

estos son en postes de madera, a 13.8 KV y con alambre # 6 de cobre HD, para su presupuesto se calculará el costo por 1 Km. y se multiplicará por la longitud de estos 4 circuitos, el valor será tomado de el Circuito Mantav Jaramijó que es de las mismas características que los que se está tratando y se los clasificará con el nombre de " Circuitos de Segunda Categoría ". A continuación se efectúa los presupuestos por separado de cada una de las sub-estaciones tanto de subida como de bajada y también tramo por tramo de la línea.

En estos presupuestos individuales se tomarán solamente material, equipos y mano de obra. Los otros cargos como son : Sueldo, herramientas, transporte, seguros y administración se cargarán a la suma de los presupuestos parciales anteriores y en esta forma se obtendrá el valor total de el " Circuito Bahía ".

Los transformadores que se usarán en este circuito son de características similares a los que se empleó en el circuito Manta y unicamente mencionaremos las siguientes características :

Capacidad en KVA

Voltaje de entrada

Voltaje de salida

Número de fases.

Para las sub-estaciones de bajada se tomará de la línea troncal una derivación con un poste en T, en este poste debe existir tres pararrayos para la protección de los equipos de la sub-estación, en la cruzeta inferior para el arranque en T se instalará un switch de aire, que será accionado mediante una palanca colocada a 1.50 mts. de altura, para poder cortar este circuito. Esta palanca tendrá un candado de llave maestra para evitar que personas ajenas a este trabajo puedan manipular el switch.

En la salida del transformador se instalará un reconectador automático ( recloser ), un switch aéreo similar al del lado de alta y tres cajas fusibles. El recloser y las tres cajas pueden reemplazarse con un equipo de fusibles, que tienen tres fusibles en cada fase, estos fusibles están de acuerdo a la capacidad del transformador, al fundirse el un fusible, automáticamente entra el otro y es fácil para el operador ver el fusible quemado y reponerlo.

También para el control de la corriente suministrada a cada ciudad se



instalarán en el lado de salida del transformador un equipo de transformadores de corriente y potencial para registrar en un medidor de KWH la corriente consumida por esta sub-estación.

Se pasa a estudiar cada una de las sub-estaciones y se tiene :

BAHIA : ARRANQUE DE LA LINEA A 13.8 KV .-

Debido al alto costo de una sub-estación de interconexión, aproximadamente \$/ 700.000, y la poca potencia disponible, 350 KW; no justifica el que exista una sub-estación de interconexión y por lo tanto la planta actual serviría a un sector de la ciudad a 2.400 V. y 13.8 KV que saldría del barco, otro sector de la ciudad, existiendo entre los dos un punto de contacto mediante un switch y un transformador de 13,8/2.4 KV de 100 KVA, mediante el cual se puede conectar un circuito, desconectado con el otro que está en servicio y con este punto de interconexión asegurar estabilidad en el servicio a la ciudad.

Es decir el mismo procedimiento a usarse en Jipijapa.

Por tratarse de distribución primaria, no se realiza el presupuesto de esta interconexión.

Las razones por las que la sub-estación de subida a 66 KV se la ha puesto en Leonidas Plaza, son :

- 1) Evitar una sub-estación de bajada en Leonidas Plaza y,
- 2) Para dar servicio a lo largo de este tramo, que por tratarse de la sercanía a un puerto y con la facilidad de servicio eléctrico puede dar lugar a que la ciudad se expanda por esta dirección.

Los equipos y material que se necesita para este arranque son :

<u>MATERIAL</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>
Poste de concreto de anclaje de			
40' para 13.8 KV .....	1	3.250.00	3.250.00

<u>MATERIAL</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>
Ancla de concreto .....	1	241.00	241.00
Pararraye tipo expulsión de 7 KV	3	500.00	1.500.00
Switch de aire de 3 elementos 400 Amp. 15 KV .....	1	2.200.00	2.200.00
Interruptor de aire con reconoc- ción automática hasta 3 veces, de 7,5 KV .....	3	4.000.00	12.000.00
Miscelaneos 5% .....			<u>1.000.00</u>
			20.191.00
<u>OBRA DE MANO</u>			
Colocación de poste de 40' para anclaje .....	1	300.00	300.00
Colocación de ancla de concreto.	1	100.00	<u>100.00</u>
			<u>400.00</u>
			<u>20.591.00</u>

SON : VEINTE MIL QUINIENTOS NOVENA Y UN SUAVES 00/100

LEONIDAS PLAZA : SUB-ESTACION DE SUBIDA DE 13,8/66 KV .-

De al circuito que viene de Bahía se toma una derivación que va a servir a esta ciudad y luego se instala el transformador para elevar el voltaje. Se recomienda que esta sub-estación se encuentre fuera de la ciudad para evitar que la línea a 66 KV pase por los lugares poblados. En las demás ciudades de este circuito la línea a 66 KV pasará por afuera de la ciudad para seguridad de los habitantes y en ese lugar se instalará la sub-estación de bajada.

Los materiales y equipos necesarios para esta sub-estación son :

<u>MATERIAL</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>
Transformador de 3.000 KVA :			
Entrada 13.8 KV			
Salida 66 KV			

<u>MATERIAL</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>
Fases 3 .....	1	475.000.00	475.000.00
Poste de concreto de anclaje de 13.8 KV .....	1	3.250.80	3.250.80
Poste de concreto de anclaje de 66 KV .....	1	4.919.25	4.919.25
Anclas de concreto .....	2	241.00	482.00
Switch de aire de 400 Amp. 13.8 KV, 3 fases .....	1	2.200.00	2.200.00
Pararrayos tipo expulsión 7 KV .	3	500.00	1.500.00
Panel metálico con los siguientes aparatos de control y de registro de KWH: 1 voltímetro con interrup- tor de transferencia, 1 medidor de KWH con registro de demanda en cinta de papel, 3 amperímetros de demanda, 3 relevadores de sobre- corriente .....	1	40.000.00	40.000.00
Transformadores de corriente de 200:5 de 7.2 KV, tipo intemperie	3	8.000.00	24.000.00
Transformadores de potencial de 7.200/120, tipo intemperie ....	2	8.000.00	16.000.00
Plataforma para los transforma- dores de medida .....	1	500.00	500.00
Switch de 100 Amp. para 3 líneas tipo intemperie .....	1	25.000.00	25.000.00
Pararrayos de 73 KV con base pa-			

<u>MATERIAL</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>
ra el montaje .....	1	10.000.00	10.000.00
Reconectador automático de 66 KV 100 Amp. con bloque para 1 sola reconexión con transformador de potencial .....	1	32.000.00	32.000.00
Transformador de potencial de 66 KV .....	1	14.000.00	14.000.00
Solar para la sub-estación .....			30.000.00
Miscelaneos 5% .....			<u>34.000.00</u>
<u>OBRA DE MANO</u>			<u>712.848.05</u>
Colocación de poste de concreto para anclaje .....	2	300.00	600.00
Colocada de ancla .....	2	100.00	200.00
Cimentación para transformador, piso de sub-estación y serramien to .....			6.000.00
Miscelaneos 5% .....			<u>500.00</u>
			<u>9.300.00</u>
			<u>722.148.05</u>

SON : SETECIENTOS VEINTE Y DOS MIL CIENTO CUARENTA Y OCHO SUQUES 05/100

TOSAGUA ; SUB-ESTACION DE BAJADA 66/13,8 KV .-

El consumo de este pueblo es relativamente bajo, 40 KW en 1.972; por lo tanto creo que no se debe instalar una sub-estación de bajada, ya que es muy costoso el transformador y su poco consumo no justifica el hacerlo. Por lo tanto se puede poner uno de los motores que se retirará de otro lugar de la Provincia, si se llegara a instalar alguna industria se podría montar una sub-estación según las necesidades, pero solo para el alumbrado no justifi-

ca el consumo, el valor de la inversión.

2

CALCETA : SUB-ESTACION DE BAJADA 66/13.8 KV .-

Esta sub-estación espera servir a Calceta, un ramal al norte hasta Chone y un ramal al sur a Junín. Por lo tanto en la salida de la sub-estación existen tres circuitos a 13.8 KV y en cada uno de ellos se instalará un switch de aire para cortar el ramal, también en cada uno se instalará un juego de fusibles con reconexión automática hasta tres veces. También existe un juego de transformadores de corriente y potencial para medir los KWH que consume Calceta.

En este mismo presupuesto se hace constar el equipo de recepción para Junín y Chone y que consta de 1 switch de aire para cortar la línea a la llegada, un juego de pararrayes, un juego de fusibles de reconexión automática hasta tres veces y un juego de transformadores y medidores para registrar los KWH.

En el lado alto se instalarán los pararrayes y el switch para cortar el ramal.

<u>MATERIAL</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>
Transformador de 1.000 KVA :			
Entrada 66 KV			
Salida 13.8 KV			
Fases 3 .....	1	350.000.00	350.000.00
Pararraye de 73 KV con base para el montaje .....	1	10.000.00	10.000.00
Switch de aire de 73 KV .....	1	4.000.00	4.000.00
Recloser de 25 Amp. 15 KV con soporte para el poste .....	1	20.000.00	20.000.00
Pararraye tipo expulsión de 7 KV	15	500.00	7.500.00
Interruptor de aire con reconexión automática hasta tres veces			

<u>MATERIAL</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>
de 7.5 KV con fusible .....	3	4.000.00	12.000.00
Poste de anclaje de 13.8 KV .....	3	3.250.80	9.752.40
Ancla de concreto .....	3	241.00	723.00
3 Equipos para medir los KWH tipo intemperie, que consume esta ciu- dad, formado por lo siguiente :			
Transformador de corriente 5 : 5 Amp., 6.7 KV .....			
	9	2.200.00	19.800.00
Transformadores de potencial 7.200 : 120 V .....			
	6	3.800.00	22.800.00
Medidor SÁngamo ED-30, 4 hilos, 5 Amp. 120/240 Volta .....			
	3	1.550.00	4.650.00
Caja metálica 40x80x12 para el me- didor .....			
	3	350.00	1.050.00
Grucetas de 2 mts. para el poste, para los transformadores .....			
	3	500.00	1.500.00
Tubo conductor de 1" ø .....			
	18 Mts.	20.00	360.00
Collares dobles 8 1/2 .....			
	6	25.00	150.00
Cable central 8/c - 600 - # 10 ..			
	27 Mts.	25.00	1.875.00
Grilletes para transformador de 1/2" .....			
	18	60.00	1.080.00
Terreno para la sub-estación .....			
			30.000.00
Miscelaneos 5% .....			
			25.000.00
			<u>521.040.40</u>
<u>OBRA DE MANO</u>			
Colocada de postes de concreto de anclaje .....			
	3	300.00	900.00

<u>MATERIAL</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>
Colocada de ancla .....	3	100.00	300.00
Cimentación para transformadores piso de sub-estación y cerramien to .....			10,000.00
Miscelaneos 5% .....			600.00
			<u>11,600.00</u>
			<u>532,840.40</u>

SON : QUINIENTOS TREINTA Y DOS MIL OCHOCIENTOS CUARENTA SUCHES 40/100

BOCAFUENTE : SUB-ESTACION DE BAJADA DE 66/13.8 KV .-

Como en las demás sub-estaciones se tomará una derivación de la línea de 66 KV y se instalará a la entrada los pararrayos y el switch para cortar el ramal.

El equipo necesario es el siguiente :

<u>MATERIAL</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>
Transformador de 200 KVA :			
Entrada 66 KV			
Salida 13.8 KV			
Fases 3 .....	1	75,000.00	75,000.00
Pararrayo de 73 KV con base para el montaje .....	1	10,000.00	10,000.00
Switch de aire de 73 KV .....	1	4,000.00	4,000.00
Pararrayo de 7 KV tipo expulsión	3	500.00	1,500.00
Interruptor de aire con reconexión automática hasta 3 veces con fusi- ble .....	2	4,000.00	8,000.00
Equipo para medir los KWH, tipo intemperie, que consume esta ciu-			

<u>MATERIAL</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>
dad, formado por lo siguiente :			
Transformador de corriente 5:5 Amp. 8.7 KV .....	3	2.200.00	6.600.00
Transformadores de potencial de 7.200 : 120 V .....	2	3.800.00	7.600.00
Medidor SÁngamo ED-30, 4 hilos, 5 Amp. 120/240 V .....	1	1.550.00	1.550.00
Caja metálica 40 x 80 x 12 para el medidor .....	1	350.00	350.00
Crucetas de 2 mts. para el pos- te, para los transformadores ..	1	500.00	500.00
Tubo conducto de 1" ø .....	6 Mts.	20.00	120.00
Collares dobles 8 1/2 .....	2	25.00	50.00
Cable central 8/c - 600 V - # 10	9 Mts.	25.00	225.00
Grilletes para transformadores de corriente de 1/2 .....	6	60.00	360.00
Poste de concreto de anclaje de 66 KV .....	1	4.919.25	4.919.25
Poste de concreto de anclaje de 13.8 KV .....	2	3.250.80	6.501.60
Anclas de concreto .....	2	241.00	482.00
Plataformas para el transforma- dor, para instalar en el poste.			1.000.00
Miscelaneos 5% .....			6.500.00
			<u>126.737.85</u>
<u>OBRA DE MANO</u>			
Colocación de postes de concreto	2	300.00	600.00



<u>MATERIAL</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>
Colocación de anclas .....	2	100.00	200.00
Montaje de una plataforma para la sub-estación .....			1.000.00
Miscelaneos 5% .....			100.00
			<u>1.900.00</u>
			<u>138.687.85</u>

SON : CIENTO TREINTA Y OCHO MIL SEISCIENTOS OCHENTA Y SIETE DUCROS 85/100

El transformador de bajada se instalará en una plataforma entre dos postes de concreto de 35'.

Una vez terminado el presupuesto de las sub-estaciones de subida y bajada de este circuito, se pasa al presupuesto de la línea de transmisión, el cual también se efectuará tramo por tramo, según se señala al comenzar el presupuesto del " Circuito Bahía ".

Para la longitud de la línea se considera un 10% más de lo real, para cubrir la flecha, empalmes y recortes del cable.

Cada 100 metros se instalan los postes de alineación y cada dos kilómetros se instalará un poste de anclaje, el cual tiene por objeto asegurar la estabilidad de la línea en caso de producirse la rotura de uno o más cables.

Los postes de arranque y final de cada tramo no intervienen en este presupuesto pues fueron considerados al estudiar y presupuestar las sub-estaciones.

DATA - LEONIDAS PLAZA :

Longitud 3 Km.

Voltaje 13.8 KV

Sección del conductor 53.47 mm<sup>2</sup> ( # 1/0 AWG )

Cable A A A ( All Aluminium Alloy )

Tipe Poppe 7 hilos clase AA

Peso 79 Lbs/1,000'

Postes de concreto de alineación de 35'

Postes de concreto de anclaje de 40'

De el poste que recibe la línea que viene del barco sale directamente la línea para Leonidas Plaza, para servir a todo lo largo de este recorrido a 13.8 KV y permitir la instalación de nuevos servicios en el futuro, ya sea como alumbrado o industrias, para lo cual únicamente se instalará un transformador de bajada para 13.8/220 volts, de la capacidad necesaria para abastecer a la carga solicitada.

<u>MATERIAL</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>
Cable de aluminio # 1/e AAA .....	10.000 Mts	3.40 c/m	34.000.00
Postes de concreto de alineación para 13.8 KV con sus accesorios.	26	1.882.65	48.948.90
Postes de concreto de anclaje para 13.8 KV con sus accesorios ..	4	3.250.80	13.003.20
Anclas de concreto .....	2	241.00	482.00
Miscelaneos 5% .....			<u>4.000.00</u> <u>101.233.20</u>
<u>OBRA DE MANO</u>			
Instalación de postes de concreto de alineación de 13.8 KV ....	26	250.00	6.500.00
Instalación de postes de concreto de anclaje de 13.8 KV .....	4	300.00	1.200.00
Instalación de anclas de concreto	2	100.00	200.00
Miscelaneos 5% .....			<u>500.00</u> <u>12.000.00</u>
			<u>114.133.20</u>

SON : CIENTO CATORSE MIL CIENTO TREINTE Y TRES SUERES 20/100

LEONIDAS PLAZA - TOSAGUA :

Longitud 40 Km.

Voltaje 66 KV

Sección del conductor 53.47 mm<sup>2</sup> ( # 1/o AWG )

Cable A A A ( All Aluminium Alloy )

Tipo Peppe 7 hilos, Clase AA

Peso 99 Libras/1.000'

Postes de concreto de alineación de 66 KV

Postes de concreto de anclaje de 66 KV

Esta línea sigue paralela a la línea ferrea y pasa por la Hda. San Jorge, San Pedro, Puerto Larrea, El Juncal y El Tambo.

<u>MATERIAL</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>
Cable de aluminio # 1/o AAA ...	132.000 Mts	3.40 c/m	448.000.00
Postes de concreto para alineación para 66 KV y sus accesorios	375	3.079.65	1.154.868.75
Postes de concreto para anclaje de 40' para 66 KV y sus accesorios .....	25	4.919.25	122.981.25
Anclas de concreto .....	10	241.00	2.410.00
Miscelaneos 5% .....			<u>65.000.00</u> 1.185.060.00
<u>OBRA DE MANO</u>			
Instalación de postes de concreto de 35' para alineación .....	375	250.00	83.750.00
Instalación de postes de concreto de 40' para anclaje .....	25	300.00	7.500.00
Instalación de anclas de concreto	10	100.00	1.000.00
Miscelaneos 5% .....			<u>5.000.00</u> 97.250.00
			<u><u>1.912.310.00</u></u>

SON : UN MILLON NOVECIENTOS DOCE MIL TRESCIENTOS DIEZ SURES 00/100

TOSAGUA - ROCAFUERTE :

Longitud 22 Km.

Voltaje 66 KV

Sección del conductor 53.47 mm<sup>2</sup> ( # 1/o AAG )

Tipo Poppe 7 hilos, clase AA

Peso 99 Libras/1.000'

Postes de concreto de alineación de 35'

Postes de concreto de anclaje de 40'

El recorrido de esta línea es por La Pitaya, Los Amarillos, El Junco,  
Las Cuatro Esquinas, Hda. Tengal.

<u>MATERIAL</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>
Cable de aluminio # 1/o AAA ....	75.000 Mts	3.40 c/m	255.000.00
Postes de concreto de alineación de 35' para 66 KV y sus acceso- rios .....	200	3.079.65	615.930.00
Postes de concreto de anclaje de 40' para 66 KV y sus accesorios.	20	4.919.25	98.385.00
Anclas de concreto .....	10	241.00	2.410.00
Miscelaneos 5% .....			<u>49.000.00</u>
<u>OBRA DE MANO</u>			<u>1'020,725.00</u>
Instalación de postes de concre- to de alineación de 35' .....	200	250.00	50.000.00
Instalación de postes de concre- to de anclaje para 40' .....	20	300.00	6.000.00
Instalación de anclas de concre- to .....	10	100.00	1.000.00
Miscelaneos 5% .....			<u>3.000.00</u>
			<u>69.000.00</u>
			<u>1'080,725.00</u>

SON : UN MILLON CIENTO MIL SETECIENTOS VEINTE Y CINCO SUAVES 00/100

ROCAFUERTE - PORTOVINJO :

Longitud 16 Km.

Voltaje 66 KV

Sección del conductor 53.47 mm<sup>2</sup> ( # 1/0 AWG )

Cable A A A ( All Aluminium Alloy )

Tipo Poppe 7 hilos, calsa AA

Peso 99 lbs/1.000'

Postes de concreto de alineación de 35'

Postes de concreto de anclaje de 40'

Esta línea atraviesa Tabacal y La Chamisa y entre los accidentes geográficos se encuentra que al atravesar el río Chico, se utilizará postes de concreto de anclaje de 45'.

<u>MATERIAL</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>
Cable de aluminio # 1/0 A A A...	60.000 Mts	3.40 c/m	204.000.00
Postes de concreto de alineación de 35' para 66 KV y sus accesorios .....	136	3.079.65	424.991.70
Postes de concreto de anclaje de 40' para 66 KV y sus accesorios.	18	4.919.25	88.546.50
Postes de concreto de anclaje de 45' para 66 KV y sus accesorios.	2	5.350.00	10.700.00
Anclas de concreto .....	12	241.00	2.892.00
Miscelaneos 5% .....			<u>37.000.00</u>
<u>OBRA DE MANO</u>			<u>768.150.20</u>
Instalación de postes de concreto de 35' para alineación .....	136	250.00	31.500.00

<u>MATERIAL</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>
Instalación de postes de concreto de 40' para anclaje .....	18	300.00	5.400.00
Instalación de postes de concreto de 45' para anclaje .....	2	350.00	700.00
Instalación de anclas de concreto .....	12	100.00	1.200.00
Miscelaneos 5% .....			2.000.00
			<u>40.800.00</u>
			<u>308.930.20</u>

SON : OBOCIENTOS OCHO MIL NOVECIENTOS TREINTA DUCES 20/100

TOSACUA - CALCETA :

Longitud 13 Km.

Voltaje 66 KV

Sección del conductor 31.5 mm<sup>2</sup> ( # 2 AIG )

Cable A A A ( All Aluminum Alloy )

Tipo Iris 7 hilos, clase AA-2

Peso 62.3 Libras/1.000'

Postes de concreto de alineación de 35'

Postes de concreto de anclaje de 40'

Este tramo corre paralelo a la línea ferrea y atraviesa en Estancilla. Entre los accidentes geográficos se tiene que al llegar a Calceta atraviesa el rio del mismo nombre, aquí se usarán postes de anclaje de 45'.

<u>MATERIAL</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>
Cable de aluminio # 2 A A A ...	45.000 Mts	2.00 c/m	90.000.00

<u>MATERIAL</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>
Postes de concreto de 35' de alineación para 66 KV y sus accesorios .....	114	3.079.65	351.080.10
Postes de concreto de 40' de anclaje para 66 KV y sus accesorios .....	14	4.919.25	68.869.50
Postes de concreto de 45' de anclaje para 66 KV y sus accesorios .....	2	5.350.00	10.700.00
Anclas de concreto .....	10	241.00	2.410.00
Miscelaneos 5% .....			<u>27.000.00</u>
			550.059.60
<u>OBRA DE MANO</u>			
Instalación de postes de concreto de 35' para alineación .....	114	250.00	28.500.00
Instalación de postes de concreto de 40' para anclaje .....	14	300.00	4.200.00
Instalación de postes de concreto de 45' para anclaje .....	2	350.00	700.00
Instalación de anclas de concreto .....	10	100.00	1.000.00
Miscelaneos 5% .....			<u>2.000.00</u>
			36.400.00
			<u>586.459.60</u>

SON : QUINIENTOS OCHENTA Y SEIS MIL CUATROCIENTOS CINCUENTA Y NUEVE DUCROS 60/100

CALCETA - CHONE :

Longitud 22 Km.

Voltaje 13.8 KV

Sección del conductor 47 mm<sup>2</sup> ( # 1 AWG )

Cable ACSE

Tipo 7 hilos : 6 de aluminio y 1 de acero

Postes de concreto de 35' para alineación

Postes de concreto de 40' para anclaje

Este línea sigue paralelo a la línea férrea y pasa por Bejuzal, Camu - to, Hda. San José, Hda. La Favorita y Hda. Limón. Entre los accidentes que existen se encuentra que tiene que atravesar los rios Calceta y Camito cerca de los pueblos de igual nombre, y se utilizarán para estos casos postes de anclaje de 45'.

<u>MATERIAL</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>
Cable ACSE # 1	75.000 lbs	5.80 c/m	435.000.00
Postes de concreto de 35' de a - lineación para 13.8 KV y sus ac- cesorios .....	200	1.882.65	376.530.00
Postes de concreto de 40' de an- claje para 13.8 KV y sus acceso- rios .....	16	3.250.00	52.000.00
Postes de concreto de 45' de an- claje para 13.8 KV y sus acceso- rios .....	4	3.500.00	14.000.00
Anclas de concreto .....	10	241.00	2.410.00
Miscelaneos 5% .....			<u>11.000.00</u>
			923.940.00
<u>OBRA DE MANO</u>			
Instalación de postes de concre- to de 35' para alineación .....	200	250.00	5.000.00
Instalación de postes de concre-			



<u>MATERIAL</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>
to de 40' para anclaje .....	16	300.00	4.800.00
Instalación de postes de concre- to de 45' para anclaje .....	4	350.00	1.400.00
Instalación de anclas de concre- to .....	10	100.00	1.000.00
Miscelaneos 5% .....			600.00
			<u>12.800.00</u>
			<u>936.740.00</u>

SON : NOVECIENTOS TREINTA Y SEIS MIL SETECIENTOS CUARENTA SUCEMS 00/100

CALCETA - JUNIN :

Longitud 13 Km.

Voltaje 13.8 KV

Sección del conductor 47 mm<sup>2</sup> ( # 1 AWG )

Cable ACSR

Tipo 7 hilos : 6 de aluminio y 1 de acero

Postes de concreto de 35' para alineación

Postes de concreto de 40' para anclaje

Esta línea atraviesa las poblaciones de La Delicia y Soledad. Entre los accidentes se tiene que atraviesa cuatro veces el río Junín, en estos pasos se usarán postes de anclaje de 45'.

<u>MATERIAL</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>
Cable ACSR # 1 .....	45.000 Mts	5.80 c/m	261.000.00
Postes de concreto de 35' de a- lineación para 13.8 KV .....	114	1.882.65	214.622.00
Postes de concreto de 40' de an- claje para 13.8 KV y sus acceso- rios .....	8	3.250.00	26.000.00

<u>MATERIAL</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNIT.</u>	<u>TOTAL</u>
Fostes de concreto de 45' de anclaje para 13.8 KV y sus accesorios .....	8	3.500.00	28.000.00
Anclas de concreto .....	14	241.00	3.374.00
Miscelaneos 5% .....			<u>28.000.00</u> <u>537.996.00</u>
<u>OBRA DE MANO</u>			
Instalación de postes de concreto de 35' para alineación .....	114	250.00	28.500.00
Instalación de postes de concreto de 40' para anclaje .....	8	300.00	2.400.00
Instalación de postes de concreto de 45' para anclaje .....	8	350.00	2.700.00
Instalación de anclas de concreto .....	14	100.00	1.400.00
Miscelaneos 5% .....			<u>2.000.00</u> <u>37.000.00</u>
			<u>624.996.00</u>

SON : SEISCIENTOS VEINTE Y CUATRO DEL MOVIMIENTO NOVENA Y SEIS SUCRES 00/100

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE "SEGUNDA IMPORTANCIA" .-

Son aquellas que van en postes de madera, con alambre de cobre desnudo # 6 HD, a 13.8 KV y que sirven a pueblos de poco consumo.

En el circuito Bahía la longitud de estos circuitos es de : 80 Km; el valor por Km. sacado del circuito Manta - Jaramijé es de \$/ 28.105.

Por lo tanto el valor total de estos circuitos es de :

80 Km. de líneas de "Segunda importancia" a \$/ 28.000 c/Km	2.240.000.00
Miscelaneos 5% .....	<u>112.000.00</u>
	<u>2.352.000.00</u>

SON : DOS MILLONES TRESCIENTOS CINCUENTA Y DOS MIL SUAVES CO/1000-

Todos estos valores parciales de materiales y obra de mano de las sub-estaciones, tanto de subida como de bajada y la línea de transmisión, los agrupamos y agregamos las demás cargas como son : Suelo, Transporte, Equipos, Seguros y Administración.

VALOR TOTAL DEL CIRCUITO MAETA .-

El personal que se necesita para el montaje, es el siguiente :

1 Ingeniero Jefe, sueldo \$/ 10.000 mensuales.

3 Ingenieros Ayudantes para hacerse cargo de supervisar las cuadrillas,  
\$/ 6.000 mensuales c/u.

2 Cuadrillas de linieros para correr las líneas, formada por 10 hombres  
y con un gasto de :

1 Jefe de cuadrilla : \$/ 100 diarios .....	\$/ 1000.00
2 Electricistas de 1a. : \$/ 70 diarios c/u .....	" 140.00
2 Electricistas de 2a. : \$/ 55 diarios c/u .....	" 110.00
4 Ayudantes de electricistas : \$/ 40 diarios c/u .....	" 160.00
1 Chofer : \$/ 70 diarios .....	" <u>70.00</u>
	\$/ 580.00

Recargo de 30% para alimentación por trabajar

fuera de la ciudad .....

\$/ 174.00  
\$/ 754.00 Diarios

1 Cuadrilla para montar las sub-estaciones, formada por 8 hombres y  
con un gasto de :

1 Jefe de cuadrilla : \$/ 100 diarios .....	\$/ 100.00
2 Ayudantes de electricistas : \$/ 55 diarios c/u .....	" 110.00
2 Electricistas de 1a. : \$/ 70 diarios c/u .....	" 140.00
1 Mecánico : \$/ 70 diarios .....	" 70.00

1 Ayudante de mecánico : \$/ 55 diarios .....	\$/ 55.00
1 Chofer : \$/ 70 diarios .....	" <u>70.00</u>
	\$/ 545.00

Recargo de 10% para alimentación por trabajar

en centros poblados .....

\$/ 55.00  
\$/ 600.00 Diarios

El transporte será :

4 Jeeps, 1 para el Jefe y 3 para los Ayudantes

3 Camiones, 1 para cada cuadrilla

El tiempo que se demora este montaje se calcula en seis meses, por lo tanto el valor total de este circuito es el siguiente :

SUB-ESTACIONES Y LÍNEA DE TRANSMISION :

Bahía : Arranque de la línea 13.8 KV .....

\$/ 20.591.00

L. Plaza : Sub-estación de subida 13.8/66 KV .. "

722.148.05

Calceta : Sub-estación de bajada 66/13.8 KV ... "

532.840.40

Rocafuerte : Sub-estación de bajada 66/13.8 KV. "

138.687.85

TRAMOS : Bahía - Leonidas Plaza .. "

114.133.20

" L. Plaza - Tosagua .. "

1'912.310.00

" Tosagua - Rocafuerte .. "

1'080.725.00

" Rocafuerte - Portoviejo .. "

808.930.20

" Tosagua - Calceta .. "

586.459.60

" Calceta - Chone .. "

936.740.00

" Calceta - Junín .. "

624.996.00

Líneas de transmisión de "Segunda importancia" .. "

2'352.000.00

9'830.561.30

SUELDOS :

1 Ingeniero Director, 6 meses a \$/ 10.000 c/m ....

60.000.00

3 Ingenieros Ayudantes, 6 meses a \$/ 6.000 c/m ...

108.000.00

2 Cuadrillas de linieros, 180 días a \$/ 745 c/d ....	271.440.00	
1 Cuadrilla de sub-estaciones, 180 días a \$/ 600 c/d	108.000.00	
Miscelaneos 5% .....	<u>27.500.00</u>	<u>572.940.00</u>
<u>TRANSPORTE :</u>		
4 Jeeps, 180 días a \$/ 120 c/d .....	86.400.00	
3 Camiones, 180 días a \$/ 200 c/d .....	108.000.00	
Miscelaneos 5% .....	<u>10.000.00</u>	<u>204.400.00</u>
<u>RENTAS DE MAQUINARIAS :</u>		
3 cuadrillas, \$/ 10.000 c/cuadrilla .....	30.000.00	
Miscelaneos 5% .....	<u>2.500.00</u>	<u>32.500.00</u>
<u>SEGUROS :</u>		
Trasporte del material, 1 % .....	106.434.00	
Seguros para empleados y obreros, 3 % .....	319.242.00	
Miscelaneos 5% .....	<u>22.000.00</u>	<u>447.656.00</u>
<u>ADMINISTRACION :</u>		
Dirección técnica 15 % .....	1.663.357.50	
Utilidad 10 % .....	1.108.905.00	
Miscelaneos 5 % .....	<u>554.152.50</u>	<u>3.326.715.00</u>
		<u><u>14.615.772.00</u></u>

El valor total del Circuito Bahía es el de :

CATORCE MILLONES SEISCIENTOS CINCUENTA Y DOS SUAVES OCHO CIENTOS 00/100

COMPARACION ENTRE ALUMINIO ( AAA ) Y COBRE :

Se puede representar graficamente :

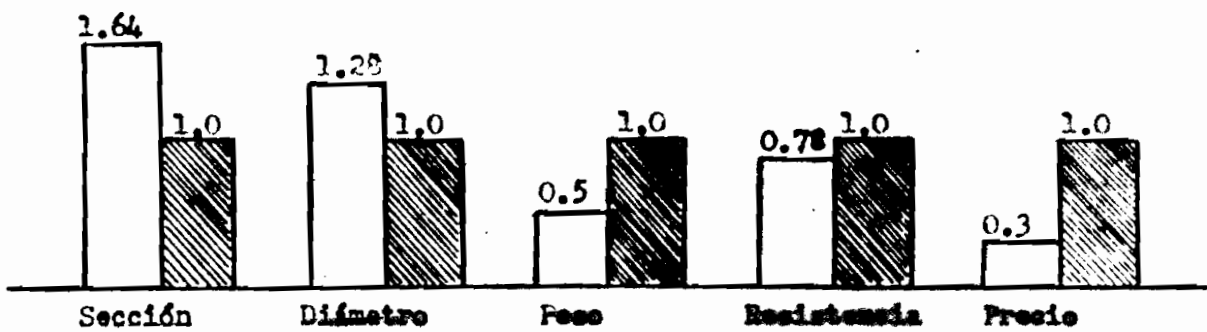


GRAFICO O-V

- Conductor de aluminio ( AAA )
- Conductor de cobre

COMPARACION ENTRE AAA Y ACSR :

Se efectúa la misma comparación gráfica anterior :

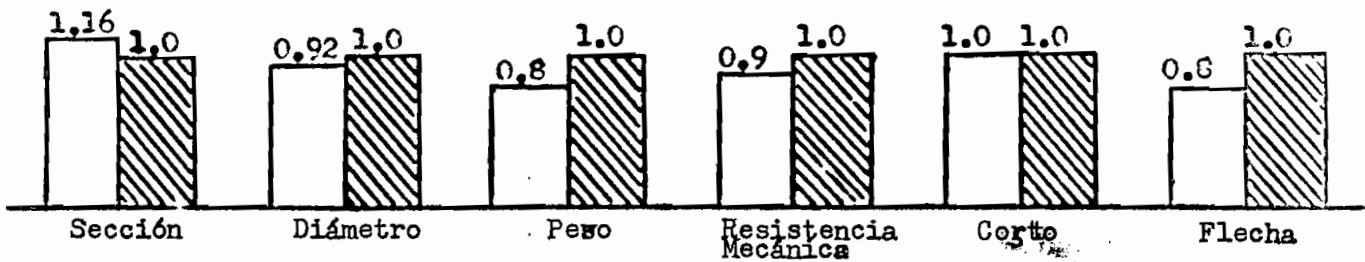


GRAFICO P-V

- Conductor de aluminio ( AAA )
- Conductor de aluminio y alma de acero ( ACSR )

Para trabajar con ACSR se debe tener empalmes especiales y conectores para evitar se dañe al cable.

Los cables AAA # 5,005 son mejores electricamente que los ACSR. Otra ventaja del AAA es que al atravesar por terrenos salitrados ( como son los de la

Provincia de Manabí ) resiste a la acción de los agentes químicos, lo que no sucede con el AGSE que son afectados en su resistencia y muchas veces se llega a romper.

También el AA es un cable mas duro y menos propenso al corte y rotura. En el AGSE el cable de acero tiene un coeficiente de dilatación diferente al de aluminio y en lugares tropicales se produce la misma expansión y se tiene el efecto conocido como "birdcage" ó "jaula de pájaro".

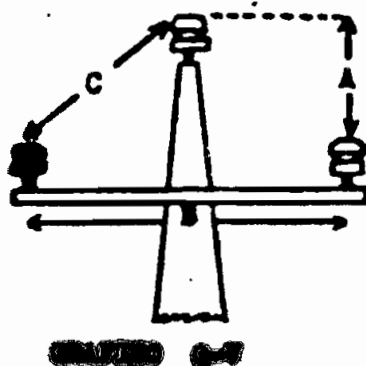
Después de estos análisis se concluye que el cable AA es mejor para nuestro caso, para las líneas de 66 KV; las líneas de transmisión de 13.8 KV será solamente con el cable de acero.

#### DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES :

Los cables en la línea de transmisión tienen una disposición en triángulo y únicamente en los postes de anclaje, terminales, de ángulo, de Y ó de T los cables están en el mismo nivel.

Por lo tanto la distancia entre conductores debe ser considerada en estas dos posibilidades.

De los copios de Electrotecnia del Ing. Jácome, se tiene un cuadro en el cual nos da las distancias A, B y C para la tensión de 66 KV y son :



$$A = 143 \text{ cm.}$$

$$B = 214 \text{ cm.}$$

$$C = 230 \text{ cm.}$$

Para la distancia horizontal, la fórmula tomada de los mismos copiados del Ing. Jácome.

$$a = 0.3 + 8 d$$

a = Distancia en pulgadas

KV = KV nominales

d = Flecha en pulgadas

$$a = 0.3 \times 66 \times 8 \quad 60 = 22 + 63 = 85''$$

$$a = 2.08 \text{ metros}$$

Como en esta región no existe nieve, ni vientos fuertes y la flecha es pequeña y los vanos son relativamente cortos, se acepta esta distancia de 2.08 metros sin efectuar mayores consideraciones.

#### CIRCUITO 13.8 KV :

La disposición que tendrán los cables a 13.8 KV de tensión es, según el gráfico Q-V :

$$A = 0.75 \text{ metros}$$

$$B = 1.62 \quad ''$$

$$C = 1.00 \quad ''$$

Como en esta región no existe nieve, ni vientos fuertes y los vanos con pequeños, esta distancia entre conductores ofrecen la seguridad necesaria para que en la parte más baja de los conductores no se produzca un cortocircuito por oscilación de los mismos.

Los conductores son de cobre, se toma la flecha que tiene el cable 1/0 a 43.3° G en un tramo de 100 metros y la flecha es 1.25 metros (Gráfico M-V )

$$a = 1.3 \text{ KV} + 8 \quad 50$$

$$a = 1.3 \times 13.8 + 56 = 74''$$

$$a = 1.70 \text{ metros}$$



AISLADORES :

En este capítulo, al tratarse del " aislamiento a través de las líneas ", se efectuó un estudio detallado de los aisladores. Nos resta únicamente indicar que los únicos aisladores que serán usados son los Tipo Pin con extensión y los de retención; cadenas de aisladores de suspensión no se usarán en este proyecto.

Los aisladores que se usarán para los 66 KV son de porcelana tipo campana con pin de extensión para el conductor central y los conductores extremos irán en aisladores tipo campana con pin para coger con la cruzeta. Los de retención están formados por cinco aisladores en cadena, de discos de 10" y del tipo normal de 15.000 libras. Los cables de aluminio al montar en los aisladores de campana irán protegidos con varillas de blindaje de aluminio para reforzar a los conductores en los puntos de apoyo. Tienen también por objeto reducir la amplitud de la vibración en el punto de apoyo, consiguiendo disminuir los esfuerzos de flexión del conductor.

Para los conductores de la línea de 13.8 KV se utiliza el mismo tipo de campana de porcelana, pero solo para tensiones de 15 KV. Para los postes terminales, de anclaje, desvíos o cambios de dirección se usarán cadenas formadas por dos aisladores de suspensión de 6". También se colocarán varillas de blindaje.

 ACCESORIOS PARA CONDUCTORES :

Entre los accesorios para conductores se pueden considerar las grampas, de las cuales existe una gran variedad, según para el fin que se las va a usar. Entre las principales se tienen, las grampas para suspensión, grampas de comprensión, grampa de amarre, grampas para empalme.

También son accesorios los collares, pernos, cruzetas, arandelas y abra -

zaderas. Los amortiguadores de vibración, tipo Stock-bridge que tiene por objeto evitar la vibración producida por los vientos constantes de baja velocidad y que producen la fatiga del material y pueden romperlo. Estos amortiguadores se colocan en los cables, en los postes terminales.

#### AMARRÉS DE LOS CABLES A LOS AISLADORES :

Es una parte muy importante en el montaje de una línea y deben ser diseñados en tal forma que se pueda trabajar aún en la línea caliente.

Se estudian los amarres para la línea de 13.8 KV con conductores de cobre y 66 KV con conductores de aluminio.

Para operar en " líneas calientes " se utilizan varas aislantes o " polos de aceite ". Es por este motivo que deben terminar en argollas en cada punta para que puedan ser cogidos desde el suelo o desde plataformas aisladas, con los " polos de aceite ".

En el gráfico K-V se encuentran los principales tipos de amarres, tomados del "Manual del Liniero" de la Cia. Cubana de Electricidad, Oct/1.956. Las características de los cables de amarre están en el cuadro 9-V.

VOLTAJE DE GENERACION	DIAMETRO DE LA CORONA DEL AISLADOR	CALIBRE DE LA LINEA	CALIBRE DEL AMARRE	LONGO DEL AMARRE
13.8 KV	4"	# 2/0 Cu	6	38"
13.8 KV	4"	# 2 Cu	8	38"
66 KV	8"	# 1/0 AAA	6	50"

CUADRO 9-V

Los amarres para las líneas de Cu son de alambre de cobre de grado blando (Soft-Drawn) y para el aluminio de alambre de aluminio suave.

#### c) DISEÑO ESTRUCTURAL .-

Este capítulo con sus diferentes partes :

- 1) Selección del tipo de las estructuras
- 2) Cálculo de los esfuerzos
- 3) Fundaciones y
- 4) Tensiones y anclajes

Son estudiados en el capítulo VI que trata del "Cálculo de torres y postes", por lo tanto se pasa a estudiar el siguiente punto.

a) DISEÑO MISCELANEO .-

LOCACION DE LA LINEA :

La línea seguirá el recorrido enunciado al principio de este capítulo, dividido en dos circuitos : " Circuito Manta " y " Circuito Bahía ".

La línea sigue en su totalidad paralela a las vías de comunicación, ya sean carreteras principales, ferrocarriles o vías secundarias, según indica el plano A-V. Se ha tomado esta determinación por las siguientes razones:

- a) La línea no tendrá problemas con los accidentes geográficos, como son elevaciones y quebradas, pues al seguir el nivel del carretero se evita estos problemas, únicamente se tendrá cuidado en los lugares que haya que atravesar ríos o cuando se cruza con la carretera.
- b) Si seguimos la línea recta para acortar la distancia tendríamos que expropiar una faja de terreno de ocho metros ( cuatro metros a cada lado de la vía ), así como también indemnizar todos los cultivos que se destruye para despejar la vía, lo cual encarecería el proyecto.
- c) Se tendría que abrir caminos, para que pueden entrar los vehículos llevando los postes y los rollos de alambre; debido al terreno fangoso de la costa, estas obtendrían un elevado valor.
- d) La trocha despejada y los caminos abiertos para tender la línea serían inmediatamente cubiertos por la vegetación exuberante de la costa, bloqueando estos caminos y en caso de producirse un daño sería muy difícil

la inspección y determinación del lugar en que se ha producido un daño.

Las razones que serían desventajosas para seguir las líneas paralela a las vías de comunicación son :

- a) El peligro que presenta para la seguridad al que una línea de alta tensión vaya paralela al camino; al arrancarse una línea sería un grave peligro para los vehículos que ocupan esa carretera. Se debería extremar los cuidados en la instalación a tierra de las torres por lo menos en los postes de anarre que están cada dos kilómetros se debe poner una barra a tierra y la instalación de los relevadores bién calibrados para que operen inmediatamente de producido el daño y la línea quede sin corriente hasta que sea reparado el mismo.
- b) Al seguir las inflexiones del camino se emplea una grán cantidad de postes especiales, específicamente de ángulo, lo cuál ocasiona un encarecimiento de esta línea, pues los postes de ángulo son más caros que los de alineación, se necesita un templador y también los varos tienen que ser pequeños, siguiendo la curvatura del camino

Estudiando detenidamente los pro y contra de cada proyecto, tanto en lo económico, en la seguridad y en la estabilidad del sistema se concluye que es más económico el de seguir paralelo a las vías de comunicación.

Se debe hacer una excepción cuando una curva es muy pronunciada, en cuyo caso se trazaría una línea recta y entonces se utilizaría los postes de 45' con lo cuál se acorta la línea y se le dá más seguridad.

#### TOPOGRAFIA :

Por lo expuesto la forma correcta de efectuar el trazado de una línea es primero efectuando un reconocimiento aéreo del lugar para escoger la vía más correcta; por la distancia, la seguridad y las razones que va a servir; luego efectuar el levantamiento en planta y sobre todo en perfil de esta vía,

en el se determina los postes según el cálculo efectuado de los vados y se dibuja la flecha, también según lo calculado. Este trabajo es sumamente costoso ( en mi proyecto creo pasaría de los \$ 100.000 ) y además es materia de un Ingeniero Civil, para efectuar los levantamientos, se necesitan ayudantes cadeneros y equipos, demorando en todo este proyecto unos seis meses.

Esta es la razón por la cual haya omitido estos planos de perfil de la línea en esta tesis y solamente se adjunte un plano ( -V ), en el cual se anota los postes de importancia, es decir los de ángulo, de anclaje y de desviación, que son los más importantes y sirven para atravesar carreteras, ríos, ferrocarril, quebradas, etc.

Los de alineación no constan en este plano por cuando es a una escala muy pequeña ( 1:100.000 ) y cada milímetro se pondría un poste; además como siguen las inflexiones de las vías de comunicación no representan ningún problema.

#### MEIOS DE COMUNICACION :

Existen algunos sistemas de comunicación que podríamos emplear y son : Por teléfono, utilizando los mismos postes que llevarían la línea de transmisión; pero en este caso a más del costo de los equipos, línea y accesorios tenemos que pensar el alzar los postes, pues el conductor mas bajo sería el cable telefónico y en este caso se aumentaría unos dos metros que es la distancia que debe tener entre la línea de corriente y el cable del teléfono. Este aumento de largo del poste así como los efectos mecánicos que se presentan y el costo de los equipos está fuera de las posibilidades económicas de la organización que administraría este negocio.

Se puede también usar equipos de radio, el valor de este proyecto no podría determinarse, pero el instalar un transmisor y receptor para cada ciudad que está habastecida por este sistema, es costoso. Además se ocuparía

simultáneamente una sola vía y en caso de daño sería difícil poder comunicarse simultáneamente con varios lugares.

La forma más económica sería aprovechando los teléfonos del estado, el sistema Marconi y Ericsson lograrán en los próximos 10 años que las comunicaciones sean lo más rápidas posible e inclusive directas, con lo cual se solucionaría en gran parte el problema y se podría hablar simultáneamente con algunas ciudades de la provincia en caso de daño; esto se podría hacer debido a que las oficinas de organización Manta, Portoviejo, Bahía y alguna otra más, deben tener un conmutador telefónico con tres líneas de salida y simultáneamente hablar con tres ciudades.

También es de esperar que para ese tiempo también ya existan los teléfonos para los carros y entonces cada carro se equiparía con un teléfono para que reciban ordenes directamente de la central, ya sean los carros de línea, reparaciones o de los Ingenieros y que necesitan estar en contacto urgente.

#### PRESUPUESTO DE LA LINEA DE TRANSMISION Y SUB-ESTACIONES DE SUBIDA Y BAJADA.-

Para efectuar este presupuesto consideramos independientemente al circuito Manta y el circuito Bahía; estudiando en cada uno de ellos por tramos que van de una ciudad a otra. En cada tramo se estudiará el presupuesto de la línea de transmisión y las subestaciones de subida o de bajada, según haya en cada ciudad. Se considera en cada tramo las líneas de transmisión de 66 KV y 13.8 KV que están en el recorrido del circuito y van en postes de concreto y las futuras líneas a correr de 13.8 KV en postes de madera.

Para facilitar el presupuesto de cada tramo, se establece por separado el costo de cada tipo de poste y estos son :

Poste de concreto para alineación de 66 KV

" " " " amarre o anclaje de 66 KV

" " " " alineación de 13.8 KV

Poste de concreto para amarre o anclaje de 13.8 KV

" " madera para alineación de 13.8 KV

" " " " amarre o anclaje de 13.8 KV

Ancla de concreto.

El costo de los postes de ángulo será la suma de valores de un poste de anclaje más el de el valor del anclaje. El valor del poste será según el circuito que se está estudiando, es decir, de concreto para 66 ó 13.8 KV o el de madera para 13.8 KV.

POSTE DE CONCRETO PARA ALINEACION DE 66 KV .-

1	Poste de concreto de 35' ( 10.60 mts ) .....	₡ 1.050.00
	Fundación : cemento, arena y piedra .....	30.00
2	Aisladores tipo poste para 69 KV con perno largo ₡ 450 c/u	900.00
1	" " " " 69 KV " " corto .....	420.00
1	Extensión para aislador .....	35.00
1	Abrazadera en " U " de 5/8" con tuercas y arandela .....	25.00
3	Pernos galvanizados de 5/8" x 7 con tuercas y arandela a	
	₡ 10 c/u .....	30.00
1	Cruzeta de ángulo galvanizado de 3 mts x 2 1/2" x 2 1/2" x 1/4" .....	120.00
1	Collar doble de 5 1/2" .....	37.00
1	Ferro galvanizado 5/8" x 10 con tuercas y arandela .....	10.00
2	Brazos de ángulo galvanizado de 1 3/4" x 1 3/4" x 3/16" a	
	₡ 80,00 cada uno .....	160.00
2	Arandelas curvas 3" x 3" x 1/4" a ₡ 15 c/u .....	30.00
6	Metros de alambre de aluminio para amarre a ₡ 6 c/metro ..	36.00
		<hr/>
		₡ 2.933.00
	Miscelaneos 5 % .....	146.65
		<hr/>
		₡ 3.079.65

SON : TRES MIL SETENTA Y NUEVE DUCRES 65/100

## INDICE

	Pag.
Generalidades .....	1
Presupuesto de la planta para postes de concreto .....	1
Normas para construcción de postes de concreto .....	2
Características de los postes de concreto .....	3
Presupuesto de un poste de concreto de 35' .....	3
Varillas de hierro para un poste de concreto de 35' .....	3
Longitud del poste .....	3
Cuadro 1-VI de la cimentación de los postes .....	4
Distancia del conductor mas bajo a tierra .....	4
Flecha .....	4
Distancia vertical entre conductores .....	4
Tipos de postes .....	5
Postes de alineación .....	5
Postes de amarre .....	5
Postes de ángulo .....	5
Postes de cruce de vía .....	6
Postes terminales .....	6
Esfuerzos de los postes .....	6
Fundaciones .....	6
Tensiones y anclajes .....	7
Cuadro de talud natural de las tierras ( 2-VI ) .....	8



## P O S T E S

### SELECCIÓN DEL TIPO DE LAS ESTRUCTURAS :

Para este proyecto se han escogido postes octogonales de concreto de 35', 40' y 45' para las líneas de 66 KV y 13.8 KV que siguen en recorrido de los Circuitos Manta y Bahía y postería de madera para las futuras extensiones que en 13.8 KV se efectuarán a los pueblos pequeños y que están fuera de este recorrido.

El material a usarse para los postes de madera sería Guayacán, Moral ó Hatasano que son maderas incorruptibles y que tratandolos con alquitrán podrían tener una duración de 20 a 25 años. Se usaría también cruzetas de madera.

El precio de un poste de 10 metros de largo y 30 cm. de diámetro en la base es de \$/ 250 ó \$/ 300, es decir que se lograría bajar en un buen porcentaje el valor de estas líneas.

Los postes de concreto pueden ser fabricados en una planta en las ciudades que están cercanas al lugar del trabajo y esta planta puede ser móvil, para lo cual se necesitaría de los siguientes elementos :

5 bancadas de 45' de largo en planchas de hierro de 3/16" a \$/ 1.800 c/u .....	\$/ 9.000
Molde de 35' de largo compuesto de 5 tramos octogonales y un tramo cilíndrico de 6' a razón de \$/ 1.000 cada tramo .....	\$/ 6.000
1 Nucleo Central cónico de 35' de largo, dividido en seis partes, de Guayacán y con un perno central de 7/8' .....	\$/ <u>5.000</u>
	\$/ 20.000

Cada tramo de molde debe tener una ventana, con bisagras para introdu-

cir una vibradora de aguja para conseguir mayor homogeneidad en el fraguado.

Con este equipo se puede fabricar un poste por día, ya que los moldes y el cono central se retiran a las 24 horas para armar un segundo poste y el poste desmoldado se lo puede tener cuatro días en la bancada, cubierto con orado, el cual debe estar siempre mojado; luego de cinco días es retirado de la bancada y en su lugar se comienza a fabricar otro poste.

La armadura exterior en tramos nos permite fabricar postes de diferente longitud, de 35, 40 y 45 pies, el último tramo es cónico y debe tener dos agujeros para un perno de  $5/8"$  con una separación de 12.7 cm, y el superior debe estar a 10 cm. de la punta; es para sujetar el pin de extensión para el conductor central.

Se debe tener mucho cuidado en la calidad de materiales a emplear. La piedra debe ser bien lavada y libre de arena en un diámetro de  $1/2"$  a  $1"$ . El arena será libre de polvo y lavada previa al hormigonado; se debe usar agua potable y no agua de mar.

La proporción del concreto será : 1 : 1.5 : 3

Es decir que para 1 m<sup>3</sup> de hormigón se necesita :

Cemento : 409 Kg. ( 10 sacos )

Arena : 0.42 mts<sup>3</sup>

Piedra : 0.84 mts<sup>3</sup>

6 galones de agua por saco de cemento ( 60 galones total )

La armadura debe ser de varillas de hierro corrugado, libre de oxidaciones y el alambre de amarre galvanizado.

El hormigón debe ser sometido a prueba de rotura por compresión en briquetas standar de 6" de diámetro por 12" de alto y no debe ser inferior a 3.000 lbs/pulgada<sup>2</sup>.

El vaciado central debe ser conico y al espesor de las paredes de 4.5 cm. en la punta y 8cm. en la base. De forma trapezoidal, con la cara superior perfectamente nivelado y con el mismo nivel una base con otra.

Debe cuidarse que el hormigón este compacto y no presente ningún vacío, ni fisura, ni rajadura que ponga en peligro la estabilidad.

Las características de estos postes serán :

Longitud :	35', 40' y 45'
Grosor de las paredes :	Arriba 4.5 cm. En la base 300 mm.
Diámetro del poste :	Arriba 110 mm. En la base 300 mm.
Carga de rotura :	500 Kg.
Carga de trabajo :	200 Kg.
Coefficiente de seguridad :	2.5
Peso :	550 Kg. aproximadamente.

El costo aproximado en un poste de 35' será :

Construcción, arena, cemento y piedra .....	S/ 400
Hierros corrugado de 1/2", 12 varillas de 30' .....	" 420
Alambre # 10, 14 y 18 para amarra .....	" 100
	<hr/>
	" 920

La estructura de Fe para un poste de 35' será :

4 varillas de 1/2" de 35' c/u
4 " " 1/2" " 30' "
4 " " 1/2" " 25' "

LONGITUD DEL POSTE :

Para determinar la longitud intervienen algunos factores y son :

a) CIMENTACION, depende de la longitud del poste, número de conductores,

peso del conductor y tipo de suelo.

A continuación el cuadro 1-VI, tomado del Manual del Liniero, de la Cía. Cubana de Electricidad, el cual nos dá las diferentes longitudes de enterramiento del poste.

LARGO DEL POSTE	TERRENO FANGOSO	TERRENO ORDINARIO	PIEDRA O ROCA
EN PIES	3 CONDUCTORES	3 CONDUCTORES	3 CONDUCTORES
30	6.0'	5.5'	4.5'
35	6.5'	5.5'	4.5'
40	7.0'	6.0'	5.0'
45	7.0'	6.0'	5.0'

CUADRO 1-VI

- b) DISTANCIA DESDE EL CONDUCTOR MAS BAJO HASTA LA TIERRA? se toman seis metros pudiendo aumentar cuando se atravieza carreteras, rios, quebradas ó algún otro accidente geográfico, en este caso se puede tomar 7 metros.
- c) FLECHA, para el cable de aluminio, de la línea de 66 KV, la flecha máxima es 1.50 mts. En los conductores de cobre varia según la sección, para cable # 1/0 la flecha máxima es 1.25 mts., para vanos de 100 mts. y a 43.3° C.
- d) DISTANCIA VERTICAL ENTRE CONDUCTORES, es la distancia que existe entre el cable central que va en el aislador pin de extensión y la que va en la cruzeta, esta es para 66 KV de 1.83 mts. y para 13.8 KV es 0.75 mts.

La altura total del poste está dada por la suma de estas cuatro condiciones, ( A, B, C y D ). Comprobemos si el poste de 35' ( 10.65 mts. ) podemos usar para este caso; en condiciones normales de trabajo :

- |   |           |
|---|-----------|
| a) Cimentación                            | 1.70 mts. |
| b) Altura del conductor mas bajo a tierra | 6.00 mts. |
| c) Flecha                                 | 1.50 mts. |

d) Distancia vertical

1.83 mts.

---

11.03 mts.

A la altura del poste se debe aumentar al largo del aislador pin de extensión, o sea 25 cms, y se tiene 10.90; es decir que este poste si se puede utilizar en este circuito con toda la seguridad del caso.

#### TIPOS DE POSTE :-

Existen algunas variedades de postes en función del papel que desempeñan en la línea de transmisión y estos son : de alineación, de amarre o anclaje, de ángulo, de cruzamiento y terminales.

#### POSTES DE ALINEACION :

Son los más comunes y sirven para sustentar la línea, se colocan siempre en línea recta, en este caso cada 100 metros, en la punta lleva un aislador para el conductor central y en la cruzeta van los otros dos aisladores, son utilizados para 66 KV, plano -VI; y para 13.8, plano -VI. Cuando se produce la rotura de uno o más conductores de un vano, los postes se inclinan y el sistema fracasaría a no ser por los postes de amarre.

#### POSTES DE AMARRE O ANCLAJE :

Son más resistentes que los anteriores, deben ser de 40° de largo, se deben enterrar dos metros, y los aisladores son discos de retención en cruzetas dobles y los conductores unidos por un puente; estos postes no permiten que un tramo se derrumbe y son los que soportan la tracción de los postes afectados. Para asegurar la estabilidad del sistema, se debe poner estos postes cada dos kilómetros.

#### POSTES DE ANGULO :

Se utilizan cuando la línea cambia de dirección, pero en un ángulo moderado, cuando sobrepasan este valor debe ser considerado como un poste de desviación y tener doble cruzeta para cambiar de dirección la línea. Su sil-

culo se efectúa como para el poste de anizre.

POSTE PARA CRUCE DE VIA :

Es para cruzar carreteras, rios, quebradas y cualquier accidente geográfico que atraviese la línea, se debe tener cuidado en que el poste ofrezca las seguridades necesarias, para lo cual se utilizarán si es necesario el poste de 45°. También tiene aisladores de disco para retención.

POSTES TERMINALES :

Como su nombre lo indica se utilizarán en un comienzo y al final de la línea, son los de mayor resistencia para lo cual deben tener algún anclaje.

ESFUERZOS EN LOS POSTES :

Los esfuerzos que se debe considerar para el cálculo de los postes son :

- a) Peso propio del poste, incluyendo los accesorios como son cruzetas, aisladores y conductores.
- b) Esfuerzo del viento sobre todos los materiales enunciados en (a).
- c) Carga de tracción máxima, que ocurre en el lugar que son sujetados los conductores.
- d) Esfuerzos que proviene de la resistencia de los fundamentos. Estos esfuerzos provocan en el poste una " compresión vertical ", " momento de flexión " y " momento de torsión ". Es decir que el poste debe ser fabricado para soportar estos tres esfuerzos.

FUNDACIONES .-

Los postes de concreto tendrán bases de hormigón ciclopeo en la proporción 1:3:6, y los postes de madera serán calzados con piedra. Por lo tanto el hueco para los postes de concreto tendrá 30 cm. más de diámetro inferior que el poste, para el concreto; se calcula que en un poste de 35' pies se utilizará 0.3 mts.<sup>3</sup> de concreto y en postes de 40' será 0.4 mts.<sup>3</sup> Los postes de madera serán calzados con piedra o irán en un hueco cuyo diámetro será

40 ctas. más de diámetro inferior de el poste para dar cabida a las piezas grandes con la que va a ser calado el poste y que permite entrar al pistón y ser masajado con holgura.

Los postes deben ser bien alineados para evitar se formen ángulos de deflexión, por lo tanto al hacer debe ser curado exactamente al rededor de la marcación para evitar los ángulos, también debe tener mucho cuidado en que el poste quede recto para evitar se formen fuerzas adicionales que ocasionarían problemas a la estabilidad de la línea,

#### TENSIONES Y ANCLAJES s--

Cuando la línea experimenta un cambio de dirección, o es final o principio de la misma, la tensión de los hilos a de ser soportado por medio de vientos o riostras con tronco de anclaje.

El anclaje debe colocarse de tal manera, que la distancia medida horizontalmente desde el poste hasta el sitio que se va a colocarla, sea igual a la altura del poste. El cable templado será galvanizado de 7 hilos # 8 de 3/8" de pulgada, de una resistencia o la rotura no menos de 7,600 libras.



El anclaje para poste de concreto será como consta en el gráfico 1-VI, es decir una varilla enterrada en hormigón ciclopeo, con una plancha de hierro en el extremo de anclaje.

A continuación el cuadro 2-VI, en el cual se indica el talud que debe tener el husco según el tipo de terreno, tomado de " Redes Eléctricas " de Zoppetti, página No. 299.

TALUD NATURAL DE LAS TIERRAS		
CLASE DE TERRENO	ANGULO DE TALUD NATURAL	DENSIDAD
Arena gruesa	30°	1.5
Arena fina	16°	1.4
Tierra Vegetal	36°	1.6
Tierra fuerte	55°	2.0
Arcilla seca	30°	1.6
Arcilla húmeda	22°	1.8

CUADRO 2-VI

El anclaje para los postes de madera, así :

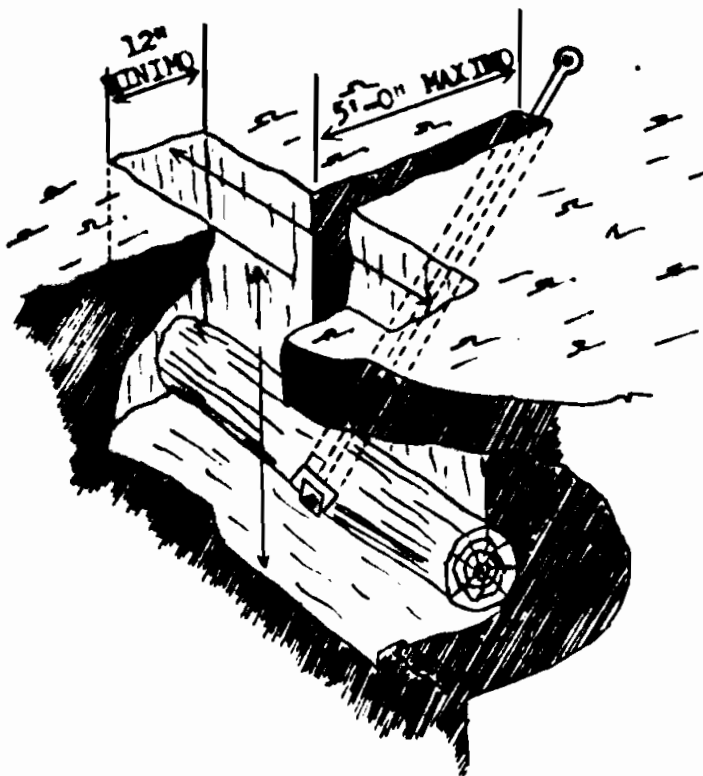
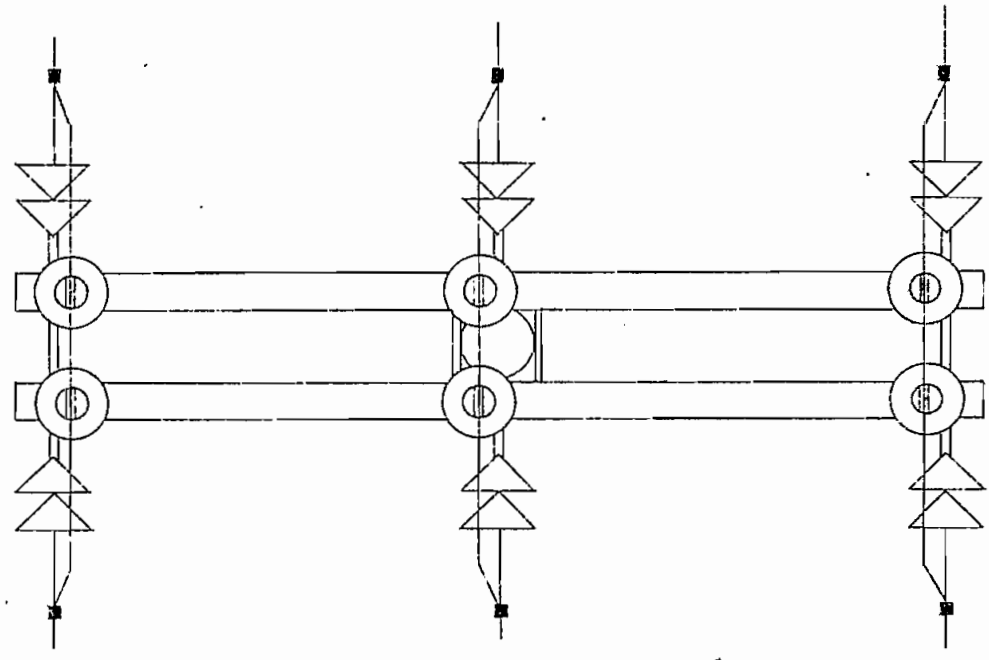
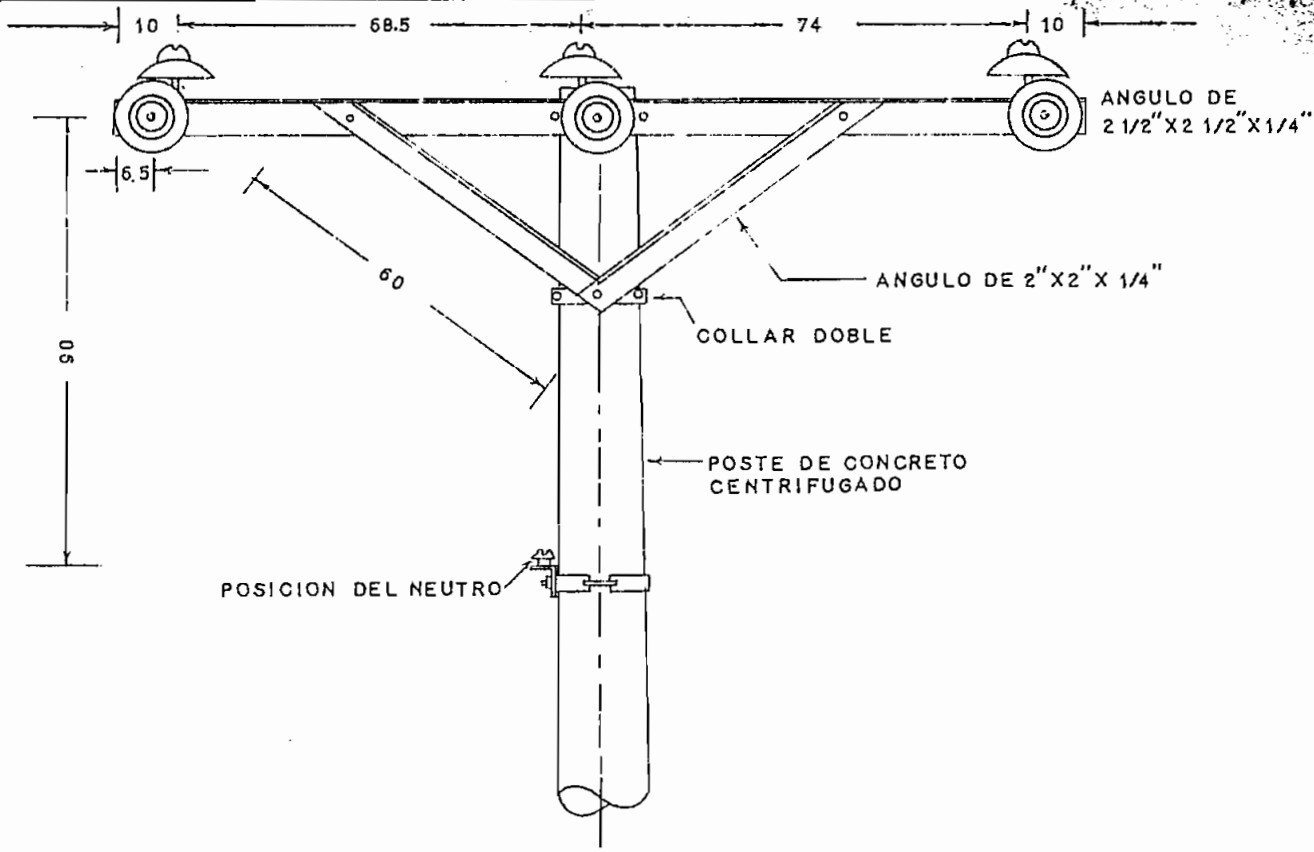


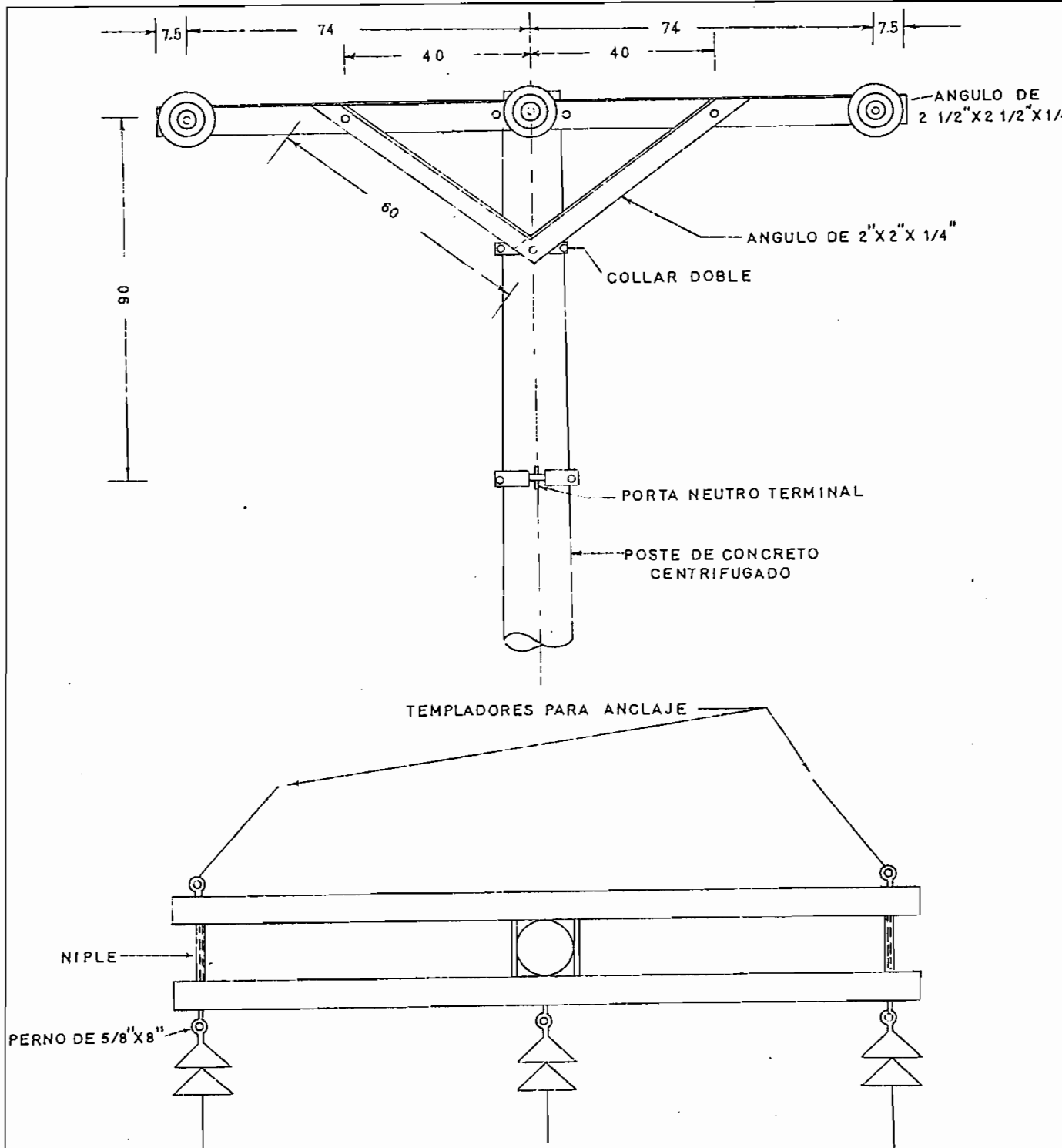
GRÁFICO 2-VI



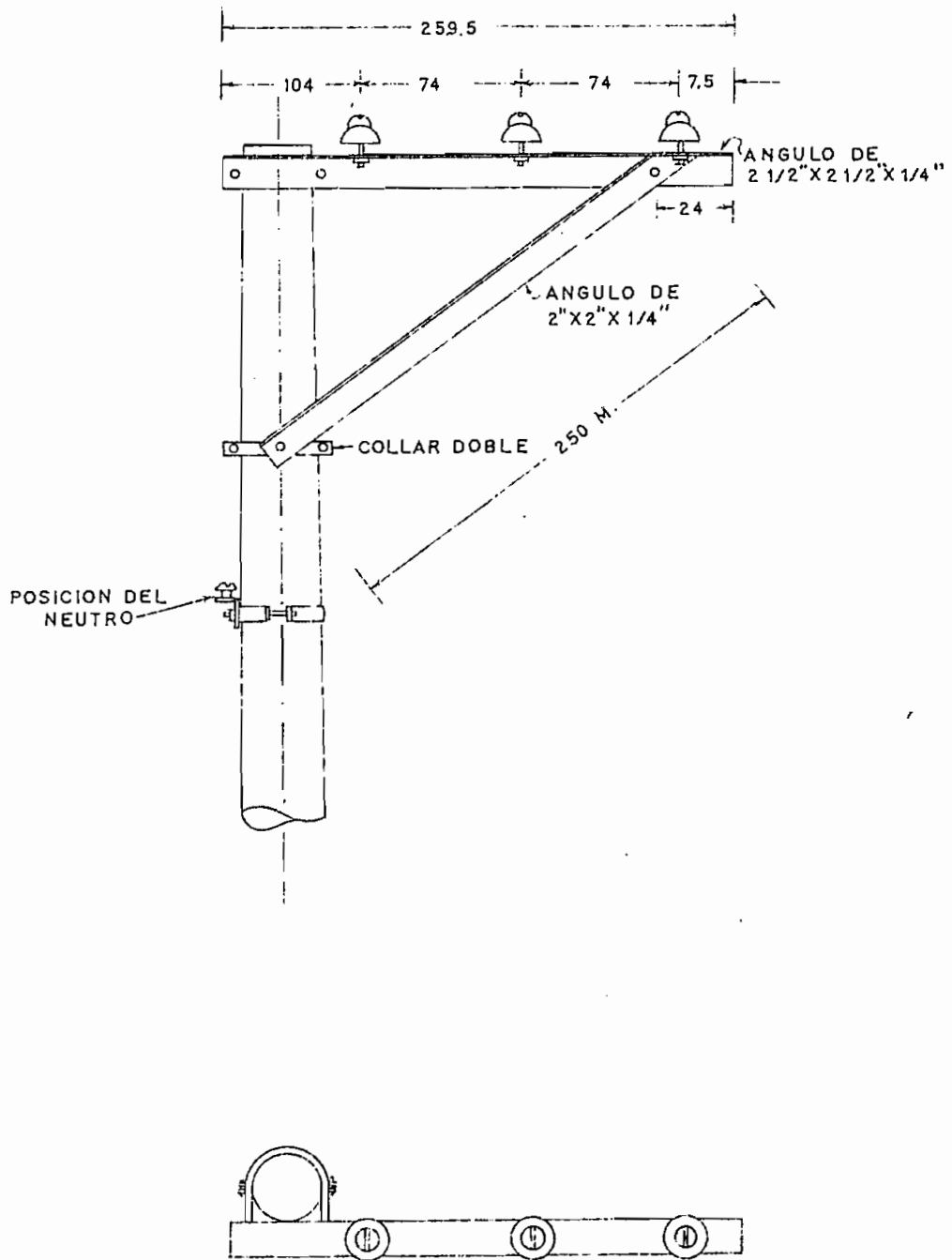
Es decir que el tramo de anclaje se pone a través en el hueco, según la indicación del gráfico 2-VI, la varilla irá atravezada en medio del tronco y en su extremo tendrá una pletina empornada.



ELECTRIFICACION DE LA PROVINCIA DE MANAB  
 ESTRUCTURA CON CRUCETA  
 DOBLE PARA 13.8 KV.  
 TESIS DE:  
 GONZALO R. FIERRO F.  
 DICIEMBRE - 1962

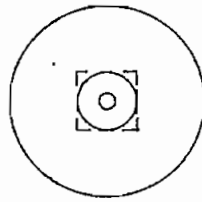


ELECTRIFICACION DE LA PROVINCIA DE MANAB  
 ESTRUCTURA PARA TERMINAL  
 DE ANCLAJE 13.8 KV.  
 TESIS DE:  
 GONZALO R. FIERRO F.  
 DICIEMBRE-1962

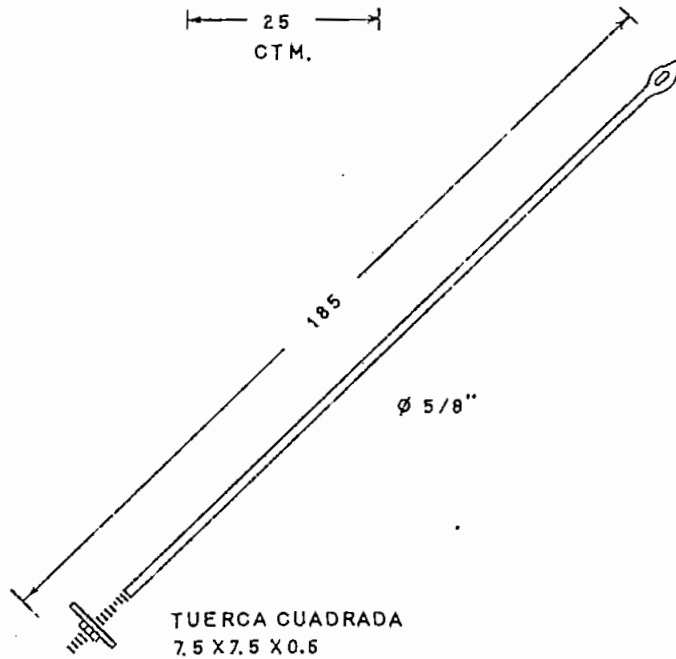
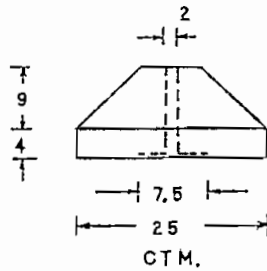


ELECTRIFICACION DE LA PROVINCIA DE MANAB  
 ESTRUCTURA EN VOLADO PARA 13.8 KV.

TESIS DE:  
 GONZALO R. FIERRO F.  
 DICIEMBRE - 1962



ANCLAJE DE  
CONCRETO



TUERCA CUADRADA  
7.5 X 7.5 X 0.6

ELECTRIFICACION DE LA PROVINCIA DE MANABI

ANCLAJE PARA ESTRUCTURAS

TESIS DE:

GONZALO R. FIERRO F.

DICIEMBRE - 1962

## **CAPITULO VII**

**ESTUDIO DE LA RED PRIMARIA Y SECUNDARIA DE DISTRIBUCION-  
POSIBILIDAD DE PONER EN PARALELO EL SISTEMA GENERAL CON  
LAS PLANTAS QUE FUNCIONAN ACTUALMENTE EN LA PROVINCIA.**

## INDICE

	Pag.
Generalidades .....	1
Sistema de distribución Primario y Secundario .....	2
Determinación de la capacidad de cada ciudad .....	3
Sub-estaciones .....	3
Transformadores .....	3
Conexión delta de los transformadores .....	4
Gráfico A-VII - Conexión Y/ $\Delta$ .....	6
Gráfico B-VII - Gráfico de la línea de fuerza .....	7
Pérdida en los transformadores .....	8
Fusible de los transformadores .....	8
Cuadro 1-VII - Capacidad de los fusibles de 13.8/7.620 KV. ....	10
Cuadro 2-VII - Carga en Amperios de un transformador monofásico .....	11
Cuadro 3-VII - Posibilidad de sobrecarga de los transformadores .....	12
Conexiones delta abierta y delta cerrada .....	13
Conexiones en estrella .....	14
Gráfico C-VII - Tipos de conexiones a usarse .....	14
Gráfico D-VII - Diagrama de delta abierta .....	15
Secuencia de fases .....	15
Gráfico E-VII - Diagrama de conexiones Y/ $\Delta$ .....	16
Gráfico F-VII - Diagrama de secuencias .....	17
Gráfico G-VII - Conexión $\nabla/\Delta$ .....	17
Cálculo del sistema primario de distribución .....	18
Gráfico H-VII - Diagrama monofásico de un feeder .....	20
Procedimiento del cálculo básico .....	22
Cálculos de las constantes unitarias UIC .....	23
Cálculo de la pérdida de carga en Kw .....	24

	Pag.
Oficinas secundarias de distribución .....	24-a
Oficina I- <u>VII</u> del porcentaje de regulación .....	25
Oficina II- <u>VII</u> del porcentaje de regulación .....	26
Asociadas .....	27
Centrales .....	27
Oficina III- <u>VII</u> - Conexión correcta del contador .....	29
Oficina I- <u>VII</u> - Conexión incorrecta del contador .....	29
Alumbrado público .....	29
Oficina IV- <u>VII</u> - Balce de alumbrado público .....	30
Sub-estación de interconexión Santa .....	31
Presupuesto .....	34
Factura interconexión .....	36
Presupuesto .....	37
Interconexión Antioqueño .....	39
Presupuesto .....	40
Sub-estación Interconexión Bahía .....	44
Sub-estación interconexión Ucnoc y Jipijapa .....	44



## C A P I T U L O V I I

considerar también la posibilidad de utilizar las plantas en nuestro proyecto, para lo cual debemos decidir un voltaje para la Provincia y que también pueda llegar a las ciudades por el suministro de corriente de los APD. Este voltaje es 13.8 KV, por lo tanto es necesario en cada ciudad efectuar un estudio particular para sincronizar las plantas con el sistema.

Las industrias que tienen plantas propias las pueden seguir usando, y también puedan tener servicio del Sistema para el alumbrado nocturno, para emergencia y también para suplir las deficiencias con los actuales equipos o para futuras ampliaciones. En el caso que el valor del KWH sea más barato en el Sistema, que el generado por ellos, deberían dejar sus plantas actuales de reserva o para el tiempo de cosecha en el cual la demanda y el consumo son mayores.

Es decir que los voltajes para la Provincia serían de:

66 KV para la línea de transmisión general y

13.8 KV para la distribución en las ciudades y los pequeños tramos de un pueblo a otro.

240/120 V en monofásico y trifásico para distribución secundaria en las ciudades.

En las ciudades en las cuales las plantas y las líneas de distribución estén en mal estado y no se justifique el costo de la sub-estación de interconexión, se desahará estos equipos y se diseñará una nueva línea de 13.8 KV.

El actual estudio se considera en la parte económica solamente las líneas de transmisión de 66 KV y los pequeños tramos de 13.8 KV, las sub-estaciones tanto de elevación como de bajada, las sub-estaciones de interconexión en las ciudades que lo necesiten. El valor de las líneas

primarias y secundarias, transformadores, aisladores, pestes, crucetas, fusibles, pararrayos y demás accesorios que se necesitan para el sistema de distribución en las ciudades no ha sido considerado, debido a lo extenso y complejo del mismo.

SISTEMA DE DISTRIBUCION: PRIMARIO Y SECUNDARIO

No efectuaremos el estudio económico de este sistema, tampoco lo efectuaremos de cada una de las ciudades; únicamente daremos en forma general el procedimiento de cálculo que será aplicado en cada ciudad según sus características urbanas y sus necesidades.

- a) La carga actual en KVA, tanto de servicio público como privado;
- b) El voltaje de distribución en primario y secundario;
- c) La curva de incrementos, según el capital segundo, en KVA, para determinar las necesidades futuras y prever desde el principio el calibre de los conductores, para que en un futuro al incrementar la carga, tengamos únicamente que cambiar los transformadores con otros de mayor capacidad, ya que, cambiar los conductores con otros de mayor sección es más costoso, que si desde el principio dejamos instalados los conductores correspondientes para la carga futura, a pesar de ser un capital invertido que está ganando intereses. Los transformadores retirados por estos cambios, pueden servir en otro circuito de esta ciudad o en otra del sistema, gracias a la standarización del mismo;
- d) El tipo de carga existente y el que se incrementará en el futuro;
- e) Zonas en las cuales se realizará este incremento, y determinar si será residencial, comercial o industrial;
- f) Trazado de las líneas existentes, futuras y localización de los transformadores;
- g) Localización de las sub-estaciones de bajada y determinación de la capacidad en KVA de cada una de ellas;

h) Tipo de poste a usar en cada una de las ciudades;

i) Sub-estaciones de interconexión del sistema con las plantas actuales.

#### DETERMINACION DE LA CAPACIDAD DE CADA CIUDAD

Estudiamos ya en el Capítulo II, pero debemos considerar la potencia físi actual, el porcentaje de incremento en cada una de ellas y las posibilidades industriales.

La ciudad debe estar servida por circuitos de 13.8 KV, los cuales tendrán algunos puntos de interconexión para suministrar servicio a un circuito cuando haya sufrido algún desperfecto; además estos circuitos deberán tener en diversos sitios switches bien sean de aceite (OCB) o de aire para separar la zona afectada y suplir de energía al resto que alimenta este feeder, es decir que el daño quede reducido a la mínima parte, hasta ver la forma de repararlo, que la falta de servicio sea solo en un área pequeña. El voltaje de estos feeders será de 13.8/7.68 KV delta, con neutro a tierra, el cual será común para el secundario.

#### SUB ESTACIONES

Estas sub-estaciones deberán tener a más de los instrumentos y de control y equipos de protección, un medidor para el registro de los KWH que se han suministrado al sistema y otro para registrar los KWH que ha suministrado el sistema, con el objeto de hacer los correspondientes cálculos económicos. Estos dos medidores se podrían reemplazar con uno sólo de doble sistema de engranaje, siempre cuando exista una persona encargada de tomar lectura cada vez que la planta suministre o reciba corriente.

#### TRANSFORMADORES

Cada circuito primario tendrá a su vez transformadores, los cuales alimentarán a circuitos secundarios de 240/120 V. en sistema Delta, para

suministrar energía a cada uno de los clientes del sistema. La capacidad de los transformadores a usarse en cada circuito secundario estará de acuerdo a la carga conectada y estarán de acuerdo a las capacidades standard de fabricación y que son: 5, 10, 15, 25 y 37.5 KVA, los de 50, 75 y 100 EVA serán usados en pocas ocasiones.

### CONEXION DELTA

Si el circuito es sólo trifilar 120/240 V. se empleará un sólo transformador monofásico, si en este circuito existieran clientes que tengan conectada carga trifásica, se determinarán las características de esta carga para calcular la capacidad del transformador de fuerza y ver si el banco estará constituido por dos o tres transformadores, es decir, formando una Delta abierta o Delta cerrada.

Para determinar la capacidad de los transformadores, debemos considerar tres casos: 1°.- Cuando la carga es sólo monofásica; 2°.- Cuando la carga es combinada, monofásica y trifásica y 3°, Cuando es sólo trifásica; estudiamos un ejemplo para cada uno de estos casos:

1°) La carga conectada para un transformador será de 30 KW, monofásica 110/220 V. Determinar la capacidad del transformador a instalarse? El amperaje del circuito será:

$$I = \frac{KW \times 1000}{E \times Fp} = \frac{30 \times 1000}{220 \times 0.8} = 170 \text{ Amp.}$$

La capacidad en KVA para esta carga será:

$$EVA = \frac{I \times E}{1000} = \frac{170 \times 220}{1000} = 37.5 \text{ KVA}$$

El transformador a emplearse en este circuito será de 37,5 KVA.

2°) Cuando la carga es combinada, trifásica y monofásica.

Carga monofásica conectada 20 KW

Carga trifásica conectada 40 HP

Consideramos esta carga para un banco de dos transformadores, es decir, una Delta abierta.

El amperaje de la carga trifásica será:

$$I = \frac{HP \times 746}{E \times \sqrt{3} \times Fp} = \frac{40 \times 746}{220 \times 1.73 \times 0.8} = 106 \text{ Amp.}$$

Los KVA para esta carga serán:

$$KVA = \frac{I \times E \times \sqrt{3}}{2 \times 1000} = \frac{106 \times 220 \times 1.73}{2 \times 1000} = 22 \text{ KVA}$$

El transformador standard inmediato superior para esta carga es de 25 KVA.

El amperaje de la carga monofásica será:

$$I = \frac{KW \times 1000}{E \times Fp} = \frac{20 \times 1000}{220 \times 0.8} = 113 \text{ Amp.}$$

La capacidad en KVA para esta carga será:

$$KVA = \frac{I \times E}{1000} = \frac{113 \times 220}{1000} = 27 \text{ KVA}$$

La capacidad total de este transformador será:

$$27 + 22 = 49 \text{ KVA}$$

Este banco estará formado por dos transformadores, uno de 50 KVA para la carga monofásica (que se denominará transformador de luz) y otro de 25 KVA para la carga trifásica (que se denominará transformador de fuerza).

Se debe tener en cuenta que el transformador para la carga trifásica debe ser 1/3 de la capacidad del transformador monofásico. Por lo tanto debemos recalcular. Aplicamos la fórmula de Sr. Rotzki del Electrical Transmission and Distribution de Bernhardt G. A. Skrotzki Edition (1954) y que dice:

$$L = \frac{2}{3} M + \frac{1}{3} T \quad \text{c/u } F = \frac{1}{3} \sqrt{M^2 + MT + T^2}$$

L : Transformador de LVA.

c/u F : Capacidad de cada uno de los transformadores de fuerza.

H : Carga monofásica

T : " trifásica

$\epsilon_p = 0.8$

$H = 20 \text{ KW}$

$T = 37.5 \text{ KW}$

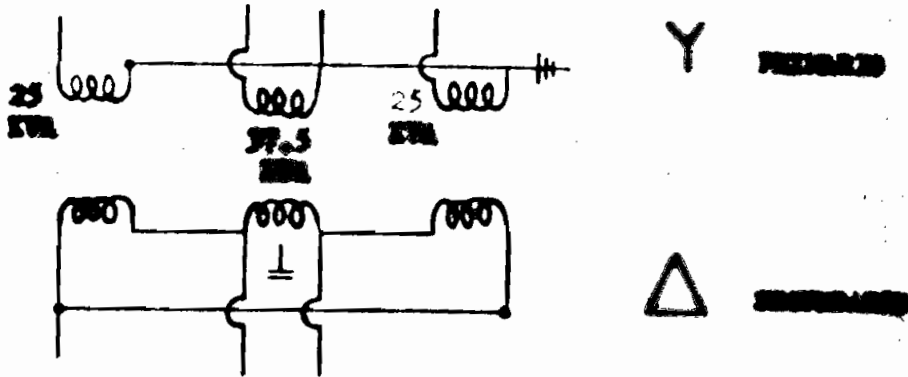
$L = \frac{2}{3} \times 25$

$$\sqrt{25^2 + 25 \times 37.5 \times 37.5} = \sqrt{2962.5} = 54.4 \text{ KVA}$$

La capacidad de los transformadores será:

LVA : 37.5 KVA

Fuerzas : 2 de 25 KVA c/u



2) Dado la carga en este trifásica; para una carga de 200 HP  
 determinar el tipo de conexión para esta carga está

$$L = \frac{200 \times 746}{3 \times \sqrt{3} \times \cos \phi} = \frac{150 \times 746}{2.598 \times 0.8} = 200 \text{ HP}$$



Esta relación no es exacta, cuando se trata de bancos formados por diferentes capacidades de transformadores, pues para disminuir la pérdida de voltaje, el transformador para el servicio monofásico, se pone en un tap más alto, generalmente existe la diferencia de 2,5%, por lo tanto esta relación  $E_g \sqrt{3}$  para la tercera línea varía un poco.

PERDIDAS EN LOS TRANSFORMADORES.-- Las pérdidas que se producen en los transformadores son de dos tipos: pérdidas del hierro y pérdidas del cobre, cuando la carga es pequeña las pérdidas del cobre son casi nulas, mientras que las del hierro o de excitación son mayores; pudiendo decirse que las pérdidas de los transformadores son directamente proporcionales a su tamaño en períodos de poca carga.

Esta es la razón por la que siempre se mantiene el transformador sobrecargado, admitiendo como normal una sobrecarga del 20% durante el peak y se procede a cambiarlo cuando esta sobrecarga es durante más tiempo, o es más del 20% o produce un bajo voltaje en el sistema.

FUSIBLE DE LOS TRANSFORMADORES.-- Son usados para proteger el resto del sistema de fallas en los transformadores y no para proteger a éstos de sobrecargas como usualmente se cree.

La tendencia actual en los E.E. UU. es de conectar el para-rayo antes del fusible ya que de otro modo, cualquier descarga atmosférica funde el fusible y se produce la interrupción segura del servicio. Aún así, alguna parte de la descarga pasa al transformador fundiendo el fusible si éste es pequeño.

La selección del fusible es asunto muy delicado, pues si el circuito es muy largo, puede haber una sobrecarga o corto circuito que quemase al transformador antes de fundir el fusible.

Si se usan fusibles muy próximos a plena carga, pueden fundirse en cualquier sobrecarga instantánea o por arranque de motores.



Para evitar este último caso, las compañías de electricidad deben exigir a las industrias que tengan motores mayores de 5 HP, cajas compensadoras o cajas de arranque Y/△ para evitar la sobrecorriente y que el motor se ponga en marcha en dos etapas, sin afectar al resto del circuito. Las recomendaciones para el uso de fusibles serán:

- a) Para transformadores de 75 KVA o menores, seleccionar el menor fusible según la capacidad, con una corriente mínima de fusión a 300 seg., de no menos tres veces la corriente de plena carga del transformador.
- b) Para transformadores mayores de 75 KVA puede usarse esta misma base, excepto en el caso que necesitare ser ajustado o coordinar con los fusibles seccionadores de línea.
- c) Para evitar demasiadas interrupciones por rayos, los fusibles deben tener una corriente mínima de fusión de 50 Amp. en 0.1 seg. Todos, menos los más chicos satisfacen este requisito, por lo cual se deben usar láminas especiales para estos transformadores chicos.

Para calcular la capacidad del fusible protector en los transformadores monofásicos de 7620 V. y para los trifásicos de 13.8 KV, admitimos como normal la sobrecarga del 20% y aplicamos las siguientes fórmulas:

$$\text{Para monofásicos: } I = \frac{\text{KVA} \times 2}{7620}$$

En un banco Delta abierto o cerrado, el fusible se calculará independientemente para el transformador de luz y los de fuerza, como si se tratara de monofásicos.

El resultado de este cálculo tendrá que ser acondicionado para el inmediato superior que será de fabricación standard.

Capacidad de los TR en KVA	Capacidad de los fusibles en Amp. 1 $\phi$ 7620 V
3	1
5	2
10	3
15	6
25	8
37-1/2	10
50	15
75	25
100	40

Cuadro 1-VII

Esta sobrecarga del peak es posible admitirla por las siguientes razones:

- a) La curva de carga de un transformador suele ser relativamente baja la mayor parte del tiempo, con uno o más peaks de poca duración, manteniéndose al transformador con poca temperatura;
- b) La gran capacidad de almacenamiento de calor de los transformadores asegura un aumento de temperatura relativamente bajo con el aumento de carga;
- c) El aislamiento producido por el calor bajo las condiciones normales de operación, se ha comprobado que es más acumulativo que crítico, no afectando sensiblemente la vida del transformador.

Hay muchos factores básicos que afectan la capacidad de un transformador para llevar la sobrecarga:

- a) Factor de carga,
- b) Factor de pérdidas,
- c) carga máxima (tamaño y duración),

- d) Temperatura ambiente,
- e) Frecuencia del ciclo de carga,
- f) Frecuencia con que ocurre la sobrecarga, en atención al sobrecalentamiento que produce,
- g) Condiciones del aceite del transformador.

La vida de un transformador se estima en 20 años. Es muy importante determinar el tiempo que puede un transformador soportar una sobrecarga dada, sin que se dañe su término de vida.

Basándonos en lo expuesto hasta ahora, resulta importante no sólo la magnitud de la sobrecarga, sino también las condiciones previas del transformador, ya que de ello depende la temperatura que alcance, el tiempo máximo posible de sobrecarga.

A continuación tenemos un cuadro en el cual se aprecia el amperaje normal de los transformadores medidos en el lado de baja y una sobrecarga del 60% que se puede admitir como normal durante el peak, si esta sobrecarga es mayor o por más tiempo debe cambiarse por otro de más capacidad, esto se determina mediante pruebas periódicas de control.

CARGA EN AMPERIOS DE UN TRANSFORMADOR MONOFASICO (115V.)

CAPACIDAD EN KVA.	AMPERAJE		CAPACIDAD EN KVA A 60% S/C
	NORMAL	A 60% DE SOBRECARGA	
5	43.5	69.5	8
7.5	65	104	12
10	87	140	16
15	130	208	24
25	218	350	40
37.5	325	520	60
50	435	700	80
75	650	1050	120
100	870	1392	160

En este otro cuadro encontraremos el tiempo máximo de una sobrecarga "n" veces la carga nominal, en relación a la vida del transformador:

Tiempo Máx. sobrecarga	Número de veces de la capacidad nominal					
	A	B	C	D	E	F
4 seg.	25					
10 "	13.7					
30 "	6.7					
60 "	4.75					
5 mins.	3					
30 "	2	1.89	1.77	1.59	2	2
60 "		1.60	1.54	1.40	2	1.92
2 hrs.		1.37	1.33	1.24	1.84	1.68
4 "		1.19	1.17	1.12	1.53	1.48
8 "		1.08	1.08	1.06	1.37	1.35
24 "		—	—	—	1.23	1.23

Cuadro 3-VII

No quiere decir en modo alguno que soportando esta sobrecarga tengamos un comportamiento satisfactorio y eficiente del transformador.

Para vigilar la vida del transformador se recomienda:

- 1) Usar termómetros de máxima temperatura del tanque;
- 2) Usar termómetros que midan la temperatura del aceite. Mejor que el anterior pero más difícil de instalarlo;
- 3) Lectura de la carga llevada periódicamente;
- 4) Lectura de la carga máxima;
- 5) Cálculo de la carga conectada según el número de clientes, la carga de cada uno, los factores de diversidad de carga, etc. Llevar un control indicando las cargas que se aumenten en cada circuito, especialmente motoras, cocinas, calentadores, aire acondicionado, etc.; los cuales pueden llegar a sobrecargar el transformador.

Para determinar la regulación de la carga:

$$\% \text{ de regulación} = \frac{\text{KVA (carga)}}{\text{KVA (nominal)}} \left[ \% \text{ Rt. } \cos \phi + \% \text{ Xt } \sin \phi \right]$$

donde:  $\% \text{ Rt}$  - del transformador

$\% \text{ Xt}$  - " " "

$\phi$  ángulo del factor de potencia de la carga.

#### Conexión de los transformadores.-

Para la distribución secundaria, hemos anotado ya la conexión Delta, ya sea abierta o cerrada; estudiando cada tipo de conexión tenemos:

Delta abierta.- Es adecuada cuando la carga monofásica es predominante sobre la carga trifásica, generalmente cuando es más de los 2/3. No se debe usar cuando es predominante la carga trifásica sobre la monofásica, ya que resulta un voltaje bajo desbalanceado, que ocasiona un funcionamiento impropio de servicio trifásico y aún puede ocasionar daños en el equipo.

Delta cerrada.- Es adecuada para cargas en las cuales predomina la trifásica sobre la monofásica.

Tiene la ventaja de que en el caso de fallar una unidad, puede mantenerse servicio trifásico (en un 50% de la capacidad) dejándolo en Delta abierta. Esto puede ocasionar el daño del transformador de luz y el de fuerza, si no se percata a tiempo de la falla; debido a que la carga está soportando solamente los dos transformadores.

Es por esta razón que al conectarse los transformadores de un banco en Delta cerrada, se deja el neutro de alta "flotante", es decir, sin conectarse con el neutro de bajos; es con el objeto de que, al fundirse el fusible de uno de los dos transformadores de fuerza, se produce un bajo voltaje al ponerse los 2 Tr. en serie y los motores 3  $\phi$  no pueden funcionar, el cual será fácil daras cuenta, pues es el mismo cliente el

encargado de suministrar esta falla, la cual es reparada inmediatamente y en esta forma se protege la vida de los transformadores.

Los datos conectados transformadores "UNF" en bancos de Delta cerrada ya que el suministro el fusible de la fase de luz, esta continúa suministrándose a 240 V., pues, con el interruptor abierto no hay nada que mantenga el neutro en el punto central de la bobina. El voltaje entre fase y tierra depende de la impedancia de los aparatos conectados al circuito de alumbrado.

En una Delta cerrada, el transformador de luz lleva 2/3 de la carga trifásica y 2/3 de la monofásica. El transformador de fuerza lleva 1/3 de la carga monofásica de cada uno.

Estrella en espirilla. El secundario Network trifásico es una en series comerciales, con grandes cargas de alumbrado y de potencia monofásica, pues, luz y potencia son tomadas de las tres fases y en esta forma obtenemos secundarios con calibres iguales. En este caso, no es recomendable usar conexión Delta cerrada, por cuanto el alumbrado no se puede tomar de la línea de fuerza y tenemos dos cables secundarios bastante gruesos y un cable, el de fuerza, delgado; desperdiciándose la capacidad trifásica del transformador de luz.

Tiempo de operación a fuerza en el sistema:

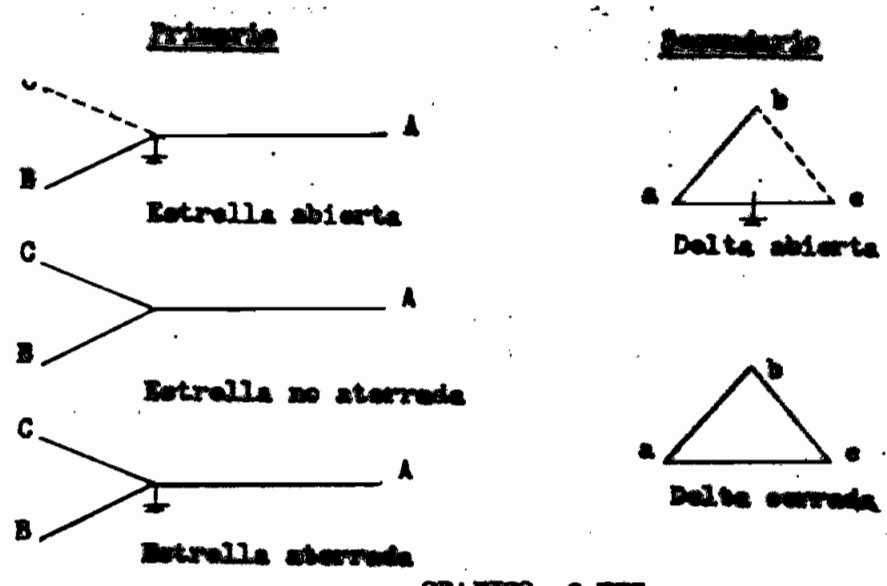


GRAFICO C-VII

- " N° 4/0 para los otros conductores de alumbrado.
- " N° 6 para el de fuerza.

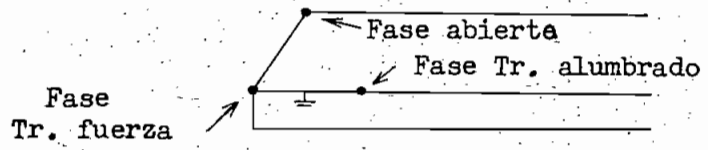


Gráfico B-VII

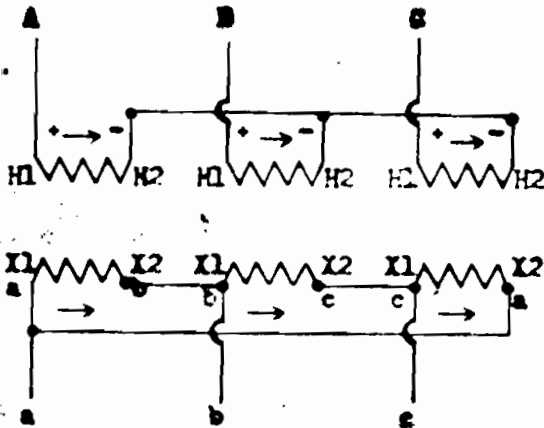
Con el Tr. de alumbrado de	Caída de voltaje en la fase			Factor de Desbalance N/P
	Tr. alumbrado	Tr. fuerza	Abierto	
en adelanto	17.5	16.3	4.1	3.25
en atraso	17.4	6	23.4	3.86

Cuadro 4-VII

Por lo tanto, el transformador de alumbrado debe ser conectado en la fase de adelanto.

y el desplazamiento angular  $\alpha$ , es necesario para conectar bases en paralelo, hacer cargas secundarias, etc., con el objeto de no cambiar la rotación de los motores.

En un sistema  $\Delta$  queremos hacer la siguiente conexión:



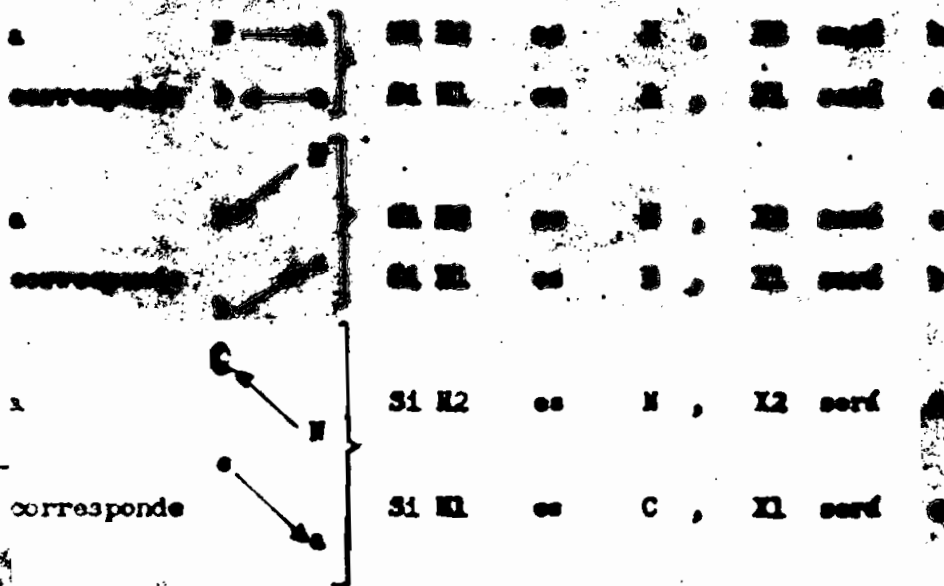
PRIMARIO

SECUNDARIO

Gráfico E-VII

Una vez conectado el primario, e indicado el sentido de vataje de acuerdo con la polaridad, se procede a conectar el secundario e indicar:

como sigue:



corresponde

Para la presentación gráfica de estas secuencias se tiene el diagrama Voltor, Gráfico P-VII, al cual se basa en el sistema vectorial y resuelve el problema casi mecánicamente; así, podemos obtener la ángulos de retraso en el secundario en relación al primario.

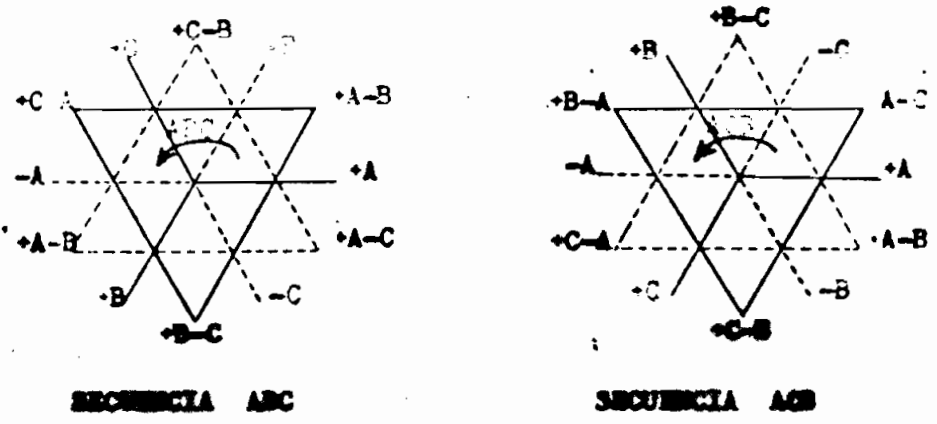


GRAFICO P-VII

Ejemplo : **Sumamos en primario una carga**

**y quitamos en secundario**

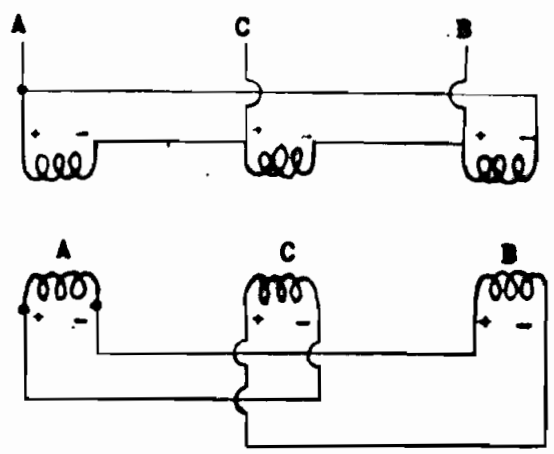
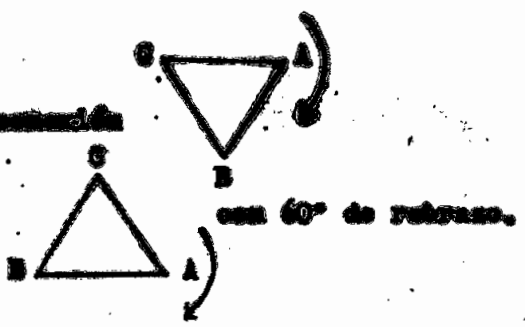


GRAFICO G-VII



Se conecta la Delta primaria y se nombra indistintamente las fases ABC y se da a cada transformador la fase que tiene a su izquierda.

Vemos en el Voltor de frecuencia ABC por el + A-B que en primario es la fase A, comprobamos que los otros dos vértices del diagrama coinciden con la conexión + B-C y + C-A

Desplazando  $60^\circ$  de esta Delta, que es la condición requerida, encontramos una conexión de la Delta secundaria, indicando que debemos mirar + A-C, + B-C y + C-B.

#### CALCULO DEL SISTEMA PRIMARIO DE DISTRIBUCION :

Se utiliza el método Arvidson, mas conocido como "punto por punto", ya que sus cálculos se hacen para cada sección y se suman los resultados para obtener el total del circuito. Este procedimiento es tomado del "Overhead electric Distribution Systems" Engineering Manual, de la Ebasco Services incorporated N.Y.

Todos los datos son recopilados en el cuadro 5-VII.

Para este método se supone que :

- a) El factor de potencia es uniforme en todo el circuito
- b) El factor de carga es uniforme en todos los transformadores
- c) Cargas máximas simultaneas en todos los transformadores
- d) Cargas perfectamente balanceadas a lo largo de todo el circuito
- e) Crecimiento uniforme de todo el circuito

A pesar de todas estas condiciones que son difíciles de conseguir, se llega a resultados acordes con la realidad lo que se ha comprobado con cálculos hechos en la práctica.

Para este cálculo se trabaja con cuatro magnitudes :

- 1) Longitud de cada sección del transformador
- 2) KVA de carga que pasa por cada sección

3) Caída de voltaje unitario UVD

4) Constante unitario de pérdida ULC

UVD y ULC son constantes para cada sección que dependan del voltaje, calibre del conductor, del número de fases, del  $f_p$ , y del espaciamiento equivalente de los conductores en la cruzeta típica del circuito.

El cálculo normalmente se realiza considerando el 100% de la carga de los Tr. conectados en el circuito, se denominan "KVA básicas".

Entonces, para el cálculo de cada año ( en el presente caso para 10 años) se aplica a los resultados del " cálculo básico ", el " factor de capacidad " del año considerado.

Se entiende por " factor de capacidad " de un año, la relación entre los "KVA estimados" de carga para este año y los "KVA básicas".

Tomando como ejemplo Manta, se sabe que va a ser abastecida por tres Feeder y que en 1.963 tiene 2.000 KVA y para 1.972 necesita 6.000 KVA, es decir que tomando uno de estos feeder tendrá la siguientes características :

KVA básicas ..... 700

KVA estimados para 1.972 ..... 2.000

Tomando en periodos de tres años, se tiene que los KVA estimados para 1.966 serán de 1.000, o sea que el Factor de capacidad ( CF ), es igual a :

$$CF = \frac{\text{Carga estimada ( KVA )}}{\text{Carga básica ( KVA )}}$$

$$CF = \frac{1.000}{700} = 1.43 \text{ para } 1.966$$

La capacidad estimada para 1.969 es de 1.500 KVA, y el :

$$CF = \frac{1.500}{700} = 2.15 \text{ para } 1.969$$

La capacidad estimada para 1.972 es de 2.000 KVA, y el :

$$CF = \frac{2,000}{700} = 2.85 \text{ para } 1.972$$

Efectuamos un diagrama monolinar de este feeder, colocando los transformadores en sitios indistintos. Se toman las distancias en piés y la capacidad en KVA.

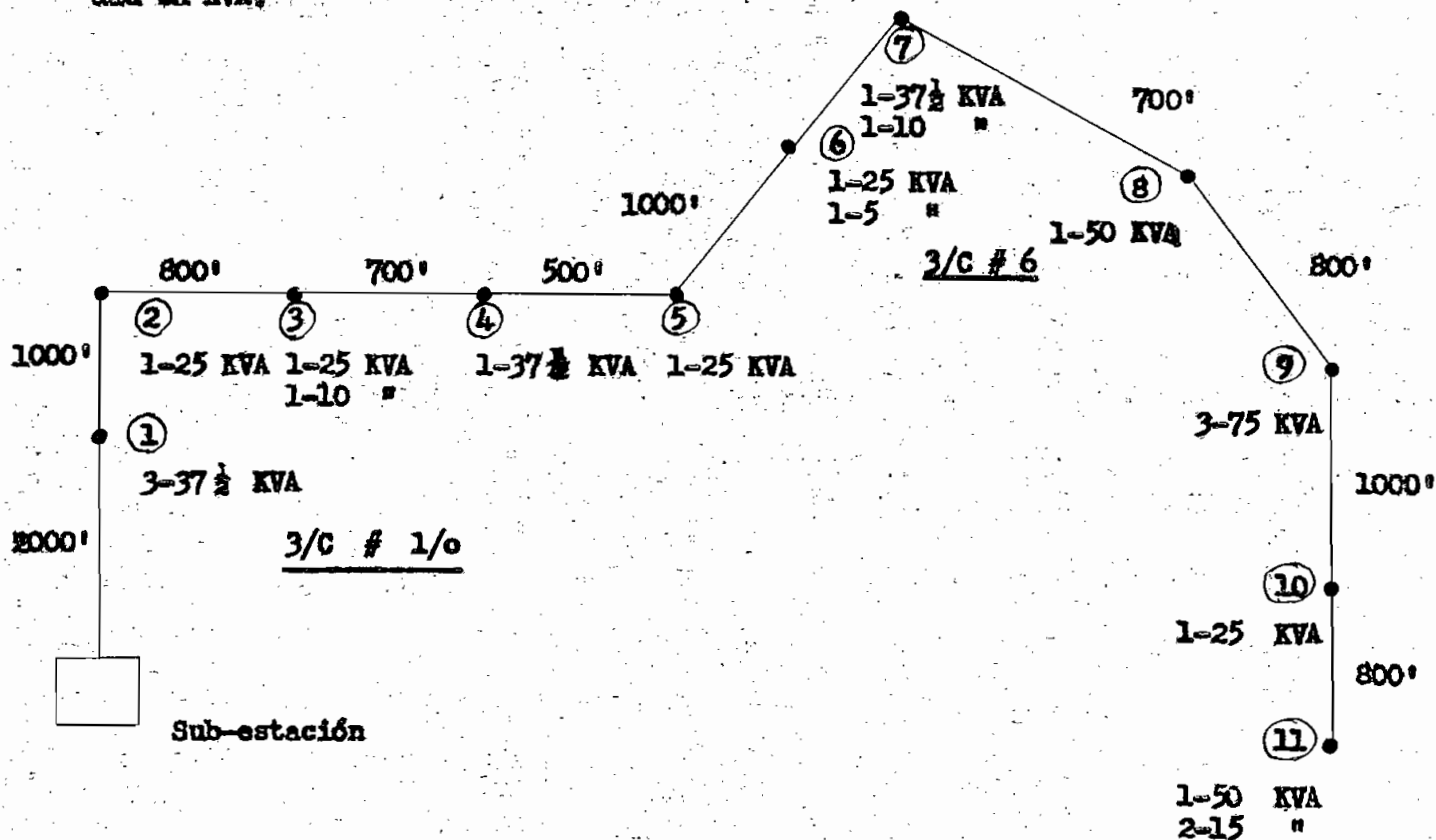


GRAFICO H-VII

La forma de calcular este circuito es en dos partes :

A : Sumario de cálculo

B : Cálculo básico.

A : PROCEDIMIENTO DEL SUMARIO DE CALCULO .-

$$\text{El factor de capacidad ( CF )} = \frac{\text{KVA estimado}}{\text{KVA básicos}}$$

El porcentaje de caída de tensión del primer transformador, es : ( Ej-1 )

$$Ej-1 = ( \% \text{ de caída básica de voltaje } ) \times CF$$

Se determina que el porcentaje de caída básica para el primer transformador será 1.2 ; para los siguientes años será :

$$1.966 \quad E_{j.1} : 1.2 \times 1.43 = 1.71$$

$$1.969 \quad E_{j.1} : 1.2 \times 2.15 = 2.56$$

$$1.972 \quad E_{j.1} : 1.2 \times 2.85 = 3.42$$

El porcentaje de caída de tensión para el transformador (2), ( E<sub>j.2</sub> ), será:

$$E_{j.2} \text{ de } 1.972 \times CF$$

o sea que para :

$$1.966 \quad E_{j.2} : 3.42 \times 1.43 = 4.88$$

$$1.969 \quad E_{j.2} : 3.42 \times 2.15 = 7.38$$

$$1.972 \quad E_{j.2} : 3.42 \times 2.85 = 9.71$$

o sea que para determinar el

$$\% \text{ caída de voltaje por tramo} = E_{j.1} - E_{j.2}$$

$$\text{El básico es : } 3.42 - 1.2 = 2.22$$

$$1.966 \quad \% \text{ caída de voltaje por tramo} = 4.88 - 1.71 = 3.17$$

$$1.969 \quad \% \text{ caída de voltaje por tramo} = 7.38 - 2.56 = 4.82$$

$$1.972 \quad \% \text{ caída de voltaje por tramo} = 9.71 - 3.4 = 6.31$$

Para determinar la pérdida en KW de los conductores primarios ( P<sub>w</sub> ), se toma una base y se multiplica por el factor de capacidad al cuadrado.

Tomando la base 9.1 , se tiene :

$$1.966 \quad P_{w1} = 9.1 \times ( 1.42 )^2 = 18.7$$

$$1.969 \quad P_{w1} = 9.1 \times ( 2.15 )^2 = 42.2$$

$$1.972 \quad P_{w1} = 9.1 \times ( 2.85 )^2 = 74.1$$

Si la subestación es regulada :

$$\% \text{ de caída de tensión del tramo} = \% \text{ caída voltaje al extremo final del tramo} \\ - \text{caída de voltaje al comienzo}$$

$$E_{f \text{ tramo}} = E_{f(2)} - E_{f(1)}$$

Pero si no es regulada :

$$E_f \text{ tramo} = E_f \text{ (2)}$$

### B ; PROCEDIMIENTO PARA EL CALCULO BASICO .-

Para determinar las constantes de la " caída de voltaje unitario " (UVD) de la columna H del cuadro 5-VII.

En una línea de transmisión la caída de voltaje depende de la corriente y la impedancia, o sea de las " KVA piés ".

$$\text{Caída de voltaje} = I ( R \text{ sen } \phi + X \text{ cos } \phi ) \quad (1)$$

donde :

$$I = \frac{\text{KVA}}{\sqrt{3} \text{ KV}}, \text{ es la corriente que circula en la línea.}$$

R = Resistencia total de la línea en  $\Omega$

X = Reactancia total de la línea en  $\Omega$

$\phi$  = Ángulo de fase entre voltaje y amperaje

Usando los valores unitarios de " R " y " X ", se tiene :

$$\text{UVD} = \frac{\text{KVA}}{\sqrt{3} \text{ KV}} ( r \text{ cos } \phi + x \text{ sen } \phi ) \quad (2)$$

Las constantes " r " y " x " se dan comúnmente como caída unitaria en base de "10.000 KVA piés", por lo tanto será para la sección del cable en cada tramo, el voltaje de distribución, la dimensión de la cruzeta y el  $f_p$

Las constantes se dan como caída unitaria en base de 1.000 KVA piés :

$$\text{Sección} = 1/0$$

$$\text{Voltaje} = 13.80$$

$$\text{Distancia equivalente} = 29''$$

$$\text{Cos } \phi = 0.8$$

$$r = 0.114/1.000$$

$$\text{Sen } \phi = 0.6$$

$$x = 0.12/1.000$$

Para el cable de sección # 6

$$r = 0.41/1.000$$

$$x = 0.14/1.000$$

$$UVD_{1\phi} = \frac{KVA}{\sqrt{3} KV} d (r \cos \theta + x \operatorname{sen} \theta)$$

$UVD_{1\phi}$  = Caída de voltaje unitario monofásico

$$UVD_{1\phi} = \frac{10,000}{\sqrt{3} \times 7.95} \times \frac{1}{1,000} (0.114 \times 0.8 + 0.12 \times 0.6)$$

$$UVD_{1\phi} = \frac{10}{13.8} (1.63) = 1.18$$

Este valor obtenido es solo para la caída por el emparrado trifásico en una línea, es decir, hasta un neutro equivalente, de manera que la caída en toda la línea será :

$$UVD_{3\phi} = UVD_{1\phi} \times \sqrt{3} = 1.18 \times 1.73$$

$$UVD = 2.04$$

Para el cable # 6, tenemos que :

$$UVD = 0.52$$

#### CALCULO DE LAS CONSTANTES UNITARIAS EN LAS LINEAS U.L.C. :-

Las pérdidas totales serán  $(P_w) = 3 I^2 R_{total}$  (3)

$$I = \frac{KVA}{\sqrt{3} KV_{línea}}$$

$$R_{total} = r \frac{d}{1,000}$$

de donde :

$$P_w = \left( \frac{KVA}{KV} \right)^2 \frac{r d}{1,000} \quad (4)$$

Se define una constante unitaria de pérdida (ULC), que nos da :

$$P_w = (BUD) (KVA) (ULC) \quad (5)$$

$$BUD = \frac{KVA \cdot d}{1,000} (UVD) \text{ pérdida básica de voltaje} \quad (6)$$

como (4) = (6)

$$\left(\frac{\text{KVA}}{\text{KV}}\right)^2 \frac{r d}{1.000} = \frac{(\text{KVA})^2 \times d}{1.000} \quad (\text{UVD}) \quad (\text{ULC})$$

$$\text{ULC} = \frac{r}{(\text{KV})^2 (\text{UVD})}$$

$$r = \text{resistencia} / 1.000 \quad (7)$$

$$\text{ULC} = \frac{0.114}{(7.98)^2 \times 2.04} = \frac{0.114}{64 \times 2.04} = \frac{0.114}{130.6} = 0.00087$$

Para el cable 1/0

$$\text{ULC} = 0.00088$$

Para el cable # 6

$$\text{ULC} = \frac{0.41}{(7.98)^2 \times 0.52} = 0.013$$

$$\text{ULC} = 0.013$$

#### CALCULO DE LA PÉRDIDA DE CARGA EN KW .-

Por la columna M, se considera dos tramos de este feeder que son el de cable # 1/0 y el de cable # 6.

El de cable 1/0 tiene cinco bancos de transformadores con una capacidad total de 235 KVA, como tienen el factor de potencia 0.8, se tiene que los KW son 188.

La pérdida de carga en la sub-estación será :

$$188 \times 0.00088 = 0.17 \text{ KW}$$

La pérdida hasta el tramo (1), será :

$$188 \text{ KW} - 90 \text{ KW} = 108$$

$$\text{Transformador 1} = 3 \times 37.5 \text{ KVA} \times 0.8 = 90 \text{ KW}$$

$$108 \times 0.00088 = 0.095$$

Igual cálculo se efectúa para el tramo con sección # 6.

Desde el transformador (6), hasta el final del feeder la carga es de 362 KW, o sea que la pérdida de carga será :

$$362 \times 0.013 = 4.71 \text{ KW}$$

Para el transformador (7), la carga será :

$$362 \text{ KW} - 30 \text{ KW} = 332 \text{ KW}$$

$$332 \times 0.013 = 4.31$$

Se calcula igual hasta el tramo final.

#### CIRCUITOS SECUNDARIOS DE DISTRIBUCION .-

Es el sistema encargado de llevar la corriente de baja tensión para el suministro de servicio a los clientes; en nuestro caso, la tensión de distribución será de 120/240 V.

Se debe tener presente que la sección del conductor esté de acuerdo con la carga conectada y la longitud del circuito, para evitar caídas grandes de voltaje que ocasionaría quejas de los suscriptores por el bajo voltaje.

Es por esta razón que se usa transformadores con taps, con el objeto de regular el voltaje a medida que se aleja de la sub-estación.

Para determinar el conductor más económico, se hacen las mismas consideraciones del capítulo V, para cables más económicos de alta tensión.

Cuando en el circuito se produce bajo voltaje, se presenta el problema siguiente : ¿ Qué es más económico ?, si cambiar los conductores por otros de sección adecuada, o dividir el circuito en dos, instalando otro transformador; para resolver esto, se consideran dos casos :

- 1 ) En zonas de alta densidad de carga los circuitos deben ser cortos , por lo tanto, es conveniente cambiar el conductor por otro de mayor calibre y colocar un transformador de mayor capacidad.



2 ) En zonas de baja densidad de carga, los circuitos son largos, por lo tanto, se dividirá el circuito en dos, colocando un transformador adicional y usando transformadores más pequeños.

Para calcular la caída de voltaje en un secundario, hay varios métodos, de los cuales se utilizará el de " PUNTO A PUNTO " ( igual que lo hacemos en primario ) por considerarlo el más exacto; para lo cual se debe saber la carga en cada circuito, según sus acometidas, la sección y el calibre.

La fórmula para poder determinar la caída de voltaje, tamaño máximo del transformador o máxima longitud del secundario, es :

$$V = \frac{0.12 \times Dss \times L^2}{K} + \frac{L \times Dst \times Kt}{T}$$

Dss : Densidad de carga para 1.000 piés, basada en la " demanda diversificada " de la mitad de los clientes de ese transformador.

Dst : Densidad de carga para 1.000 piés, basada en " demanda diversificada " de todos los clientes de ese transformador.

V : % de caída de voltaje máximo permisible.

L : Distancia en miles de pies entre transformadores.

K : KVA por miles de pies, de secundario para 1% de caída.

Kt :  $\% Kt \cos \phi + It \sin \phi = \% \text{ caída en el transformador a plena carga y factor de potencia.}$

T : KVA nominales del transformador.

Esta fórmula es ideal, para circuitos lineales.

Para mayor facilidad de cálculo tenemos, el gráfico adjunto, en el que se puede determinar el porcentaje de regulación de los transformadores, o si admitimos este valor de antemano, podemos determinar la sección del conductor, en base a la densidad de carga en Amp. por Km.

Para la aplicación de este gráfico, tenemos a continuación dos ejemplos :

Ejm. 1 )

Cálculo de porcentaje de regulación

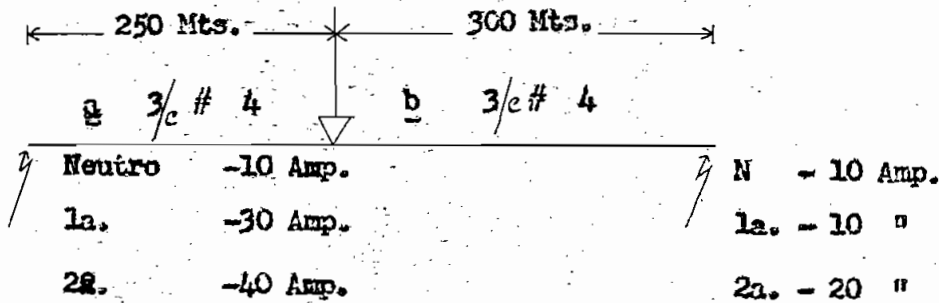


GRAFICO I-VII

$$\text{Amp. x Km (a)} = \frac{(30 + 40) 250}{2 \times 1.000} = 8.75$$

Nota : Se divide para 2 cuando la carga está repartida uniformemente.

$$\text{Amp. Km. (b)} = \frac{(10 + 20) 300}{1.000} = 9$$

Nota: La carga está concentrada en el extremo de la línea.

Sabiendo los Amp. Km. y el número del conductor, se traza una recta hasta encontrar el porcentaje de regulación.

Ejm. 2 )

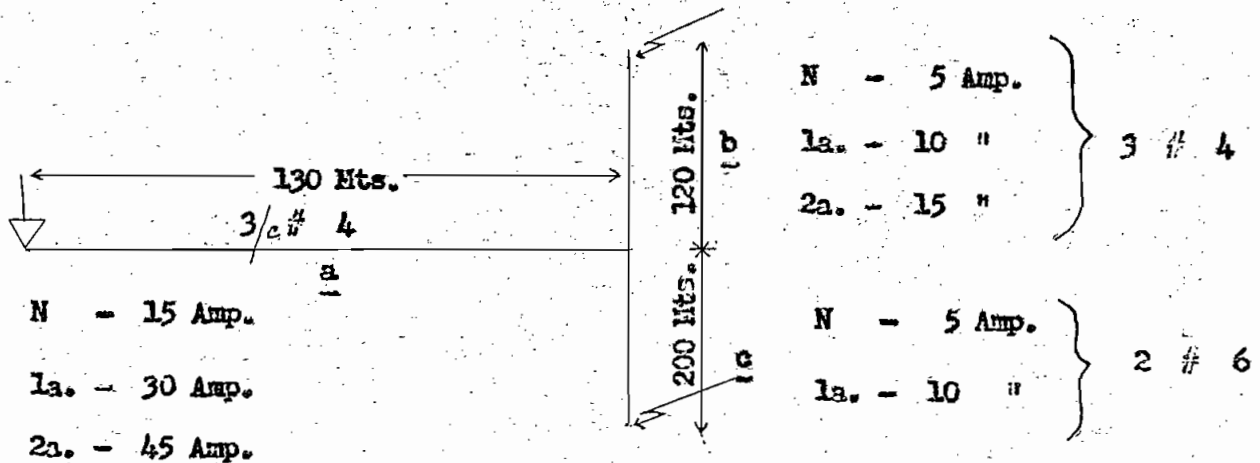


GRAFICO J-VII

$$\text{Amp. Km. (a)} = \frac{(30 + 45) - (10 + 15 + 10) \quad 130}{2 \times 1.000} = \frac{40 \times 130}{2.000} = 2,6$$

Con estos datos, se obtiene una regulación de 1.05 %.

Regulación ocasionada por las corrientes entregadas a b y c.

$$\text{Amp. Km.} = \frac{35 \times 130}{1.000} = 4,55$$

Regulación : 1.8 %

$$\text{Regulación total (a)} = 1.05 + 1.8 = 2,85 \%$$

$$\text{Amp. Km. (b)} = \frac{25 \times 120}{2 \times 1000} = 1,5$$

Regulación : 0.6 %

$$\text{Regulación total (b)} = 2,85 + 0,6 = 3,45 \%$$

$$\text{Amp. Km. (c)} = \frac{10 \times 200}{2 \times 1000} = 1$$

Regulación : 2.4 %

$$\text{Regulación total (c)} = 2,83 + 2,4 = 5,25 \%$$

ACOMETIDAS .- Estas serán individuales para cada edificio o para cada cliente. Si se tiene un edificio de renta con varios departamentos, cada uno debe tener un contador independiente y la acometida debe ser una sola y estar de acuerdo a la carga conectada.

Si la acometida es para un solo cliente, esta deberá ser independiente y estará conectada directamente a la línea secundaria.

Cada acometida debe tener un fusible protector, tanto a la entrada como a la salida del medidor. Además, estas deben ser blindadas, antes de entrar al contador y hasta una altura que no puede ser alcanzada por el suscriptor y así, evitar el uso fraudulento de la corriente.

CONTADORES .- Estos son de acuerdo a la carga conectada por el suscriptor,

Los más comunes son los siguientes :

Monofásico, dos hilos, 110 V,

Monofásico, dos hilos, 220 V,

Monofásico, tres hilos, 110/220 V,

Trifásico, tres hilos, 220 V,

Trifásico, cuatro hilos, 110/220 V.

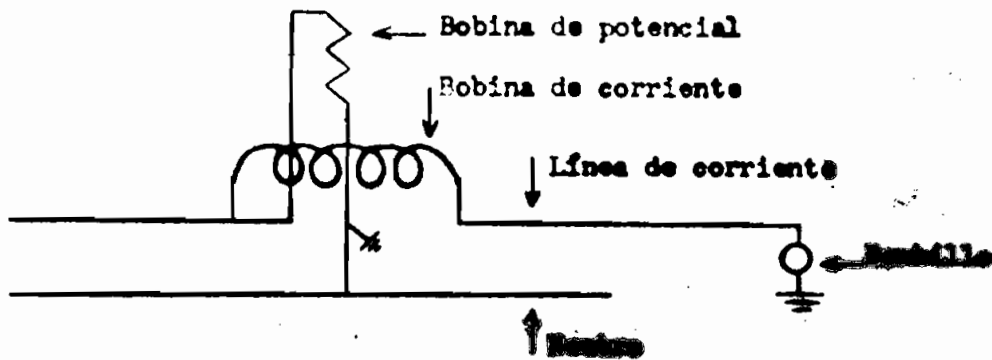
Los medidores monofásicos, 110/220 V. y los trifásicos, son diferentes para los sistemas Delta y Estrella, diferenciándose para el sistema Delta, la bobina de potencial es de 220 V, y para el sistema Estrella, la bobina de potencial es solamente 110 V. Debe tenerse cuidado al elegir el tipo de contador que esté de acuerdo con el sistema de distribución; de lo contrario, se obtiene un registro incorrecto de los KWH, lo cual en unos casos perjudica a la Empresa y en otros al cliente, dependiendo para ello del factor de potencia de la carga conectada.

Es sabido que la base del éxito de toda industria, es la economía; si en la industria eléctrica, es el contador, el aparato que indica el consumo que ha tenido un suscriptor; se debe tener mucho cuidado en la calibración del mismo, para no perjudicar a ninguna de las dos partes.

Todo suscriptor debe tener para su control, un contador, debiendo suprimirse en toda la provincia el sistema abonado tipo fijo, lo cual si en verdad es un servicio social para personas de pequeños recursos económicos, es la forma más común para hacer uso fraudulento de la corriente y en esta forma, el porcentaje de pérdidas de corriente, es elevado.

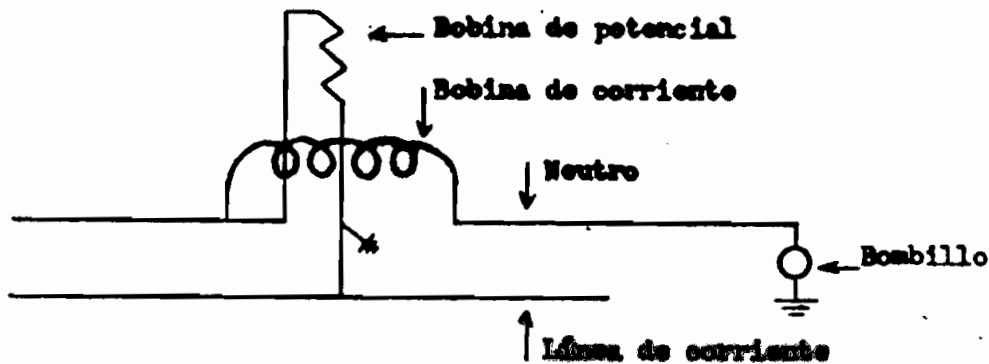
Una norma aconsejada para el control del uso fraudulento de la corriente es poner a tierra la bobina de potencial de los medidores monofásicos de dos alambres 110 V., es decir si a la bobina de corriente se conecta la línea de tierra

será fácil determinar, pues, la causa del medidor tanto potencial eléctrico.



**GRAFICO 1471**

Conexión correcta del contador, el consumo del bombillo que está conectado a tierra, será registrado por el contador.



**GRAFICO 1472**

Conexión incorrecta del contador y el bombillo que está conectado a tierra no registrará consumo. En este caso la causa del contador, tanto potencial eléctrico y debe ser invertida su conexión.

**ALUMBRADO FIJOS** - Para el alumbrado fijos se utilizan bombillos incandescentes, fluorescentes o de vapor de mercurio; actualmente, se usan fluorescentes y de mercurio, por tener mayor rendimiento lumínico.

Las lámparas fluorescentes, son más económicas por línea que las de mercurio, pero en cambio tienen un rendimiento más regular; pues van a ser usadas en clima tropical y por lo tanto existe baja temperatura que haga disminuir la

nen este circuito de alumbrado, esta línea se denomina "piloto".

Al relay entran, además de la maestra y piloto, el metro y una línea de corriente del secundario. Al cesar la corriente de la línea maestra, la bobina que permanecía levantada cae, cerrando el puente entre la línea de corriente y la piloto, prendiéndose el alumbrado de ese circuito.

Se podría suspender la línea maestra y reemplazarla con foto-células, las que estarían ubicadas en los postes en donde hay relay, para prender y apagar el alumbrado, según la intensidad a la que se le haya graduado la foto-célula.

#### SUB-ESTACION DE INTERCONEXION DE MANTA .-

Tiene por objeto interconectar la planta actual de la Empresa Cima con la red del Sistema para poner las dos en paralelo y proveer de servicio a la ciudad.

Según el Capítulo V se admite un voltaje de distribución de 13.8 KV, el cual es del APD y de la planta Diesel a instalarse. Es decir que los actuales transformadores de la Cima que elevan de 240 a 2.400 no se los utilizará, debiendo ser reemplazados por otros que sean de 240/13.800 V. Igual cosa sucede con los transformadores de la ciudad que son 2.400/240 V., crucesetas, aisladores, pararrayos, fusibles, los cuales serán cambiados por otros de 13.8 KV.

Se puede utilizar los cables de primario como de secundario, siempre y cuando estos se encuentren en buenas condiciones tanto eléctricas como mecánicas. Los postes que llevan los circuitos de 13.8 deben también ser cambiados por los de concreto. Todos estos materiales pueden ser usados en algunas ciudades pequeñas de la provincia, poniendo pequeños bancos de transformadores "steep-down" para bajar de 13,8 a 2.4 KV.

Los grupos generadores de que se sirve la Empresa Cima son dos de 240 V, y la capacidad es de 135 KVA y 625 KVA. Estos dos grupos se sin -

cronizarán con la red de 13,8 KV del sistema y suministrarán servicio a Manta mediante tres feeders, existiendo entre ellos interconexión para en caso de daño suministrar corriente por otro feeder.

El equipo necesario para esta sub-estación de interconexión es el siguiente; según consta en el gráfico N-VII.

- 1 ) Un interruptor de aire de 400 Amp. y 15 KV.
- 2 ) Dos transformadores de potencial para intemperie 15.000/120 V., para los aparatos de medida.
- 3 ) Tres transformadores de corriente de 15 KV y 25:5 Amp., tipo intemperie, para los aparatos de medida.
- 4 ) Un Reconector automático de 50 Amp., con un sistema de bloqueo para una sola reconexión, mediante un transformador de potencial colocado a la salida.
- 5 ) Tres amperímetros.
- 6 ) Tres pararrayos de 15 KV del tipo expulsión.
- 7 ) Dos voltímetros con escala para 15.000 voltios.
- 8 ) Un medidor de KWH de 5 Amp., 3 fases, 4 hilos, 240/128 V., estrella, para medir los KWH suministrados por la Empresa Címa, al Sistema.
- 9 ) Tres interruptores de aceite (OCB) de 400 Amperes para cada uno de los feeders.
- 10 ) Tres interruptores de aire con fusibles de reconexión automática, hasta tres veces.
- 11 ) Sincronoscopio para poner en paralelo la Empresa Címa con el " Sistema Central ".
- 12 ) Equipo de seguridad para evitar se reconecte la planta cuando no se desee.
- 13 ) Un transformador de la siguiente característica :

Capacidad : 800 KVA  
 Entrada : 3 líneas de 230 V. conexión Delta  
 Salida : 3 líneas de 13.8 V. conexión Estrella  
 Existe un neutro común para los dos circuitos y que se pone a tierra.

Fases : 3  
 Frecuencia : 60 c/s  
 Enfriamiento : Auto - enfriado  
 Temperatura : 55° C.

Tipo : Sumergido en aceite

Taps : 5 posiciones : 95 %  
 97.5 %  
 100 %  
 102.5 %  
 105 %

Los cambios son manuales y deben efectuarse cuando el Tr. este desconectado.

Acote : Para evitar que se destruya debe ser el tanque, herméticamente cerrado.

Aisladores : Tanto a la entrada como a la salida, deben tener bushing con conectores.

Accesorios :  
 a) Válvula de drenaje  
 b) Conexión para filtro de pureza  
 c) Instrumento indicador de nivel de aceite  
 d) Termómetro para temperatura del aceite  
 e) Mecanismo de seguridad por sobrepresión.  
 f) Manómetro  
 g) Mecanismo para transporte.



PRESUPUESTO :

<u>MATERIALES</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNITARIO</u>	<u>TOTAL</u>
+ Transformador 3 $\phi$ 800 KVA 220/110 - 13.800/7.980 voltios .....	1	243.000	243.000
+ Interruptor de aire 400 Amp. 15 KV para tres fases .....	3	2.200	6.600
Estructura para interruptor en poste ....	3	6.500	19.500
+ Transformador de potencial 14.400 V. ....	1	10.000	10.000
+ Transformador de potencial 7.200/120 V....	2	8.000	16.000
+ Transformador de corriente 7.9 KV , 600 : 5 Amp.....	3	15.000	45.000
+ Reconector automático 100 Amp, con hilo - queo para 1 sola reconexión, 15 KV .....	1	32.000	32.000
+ Pararrayes tipo expulsión de 7 KV .....	3	500	1.500
Un panel metálico con los siguientes ins- trumentos : 1 voltímetro con interruptor de transferencia, 1 medidor de kWh con registro de demanda con cinta de papel, 3 amperímetros de demanda, 3 elevadores de sobrecorriente .....			40.000
+ Interruptores de aire con reconexión au- tomática hasta tres veces .....	3	4.000	12.000
Sincronoscopio .....	1	1.500	1.500
Poste de concreto circulares, concreto centrifugado, 10,50 Mtrs.....	6	1.050	6.300
Aisladores de suspensión 10" .....	24	60	1.440
Poste para anclaje .....	3	500	1.500

	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNITARIO</u>	<u>TOTAL</u>
Varillas para anclaje .....	3	20	60
Crucetas de ángulo galvanizado			
1-3/4" x 1 3/4" x 29" .....	16	100	1,600
Barra a tierra .....	12	60	720
Grapa galvanizada de 1/2" .....	8	15	120
Fernos galvanizados de ojo 5/8" x 18"			
para ancla doble .....	3	26	78
Perno galvanizado 5/8" x 8" .....	6	12	72
Grapas terminales para cable # 2 .....	6	55	330
Fernos de 5/8" x 7" .....	24	5	120
Fernos de 5/8" x 6" .....	18	4	72
Collares dobles de 8" .....	10	30	300
Solar para sub-estación .....			60,000
Cimentación para sub-estación .....			5,000
Miscelaneos 5 % .....			<u>25,240.60</u> <u>590,052.60</u>
<u>OBRA DE MANO</u>			
Colocada de seis postes a \$/ 250.00 ....			1,500
Colocada de tres anclas a \$/ 100.00 ....			<u>300</u> <u>1,000</u>
<u>SUELDOS</u>			
Un Ingeniero Director 15 días a \$/ 9,000 c/m			4,500
Un ayudante de Ingeniero 15 días a \$/ 5,000 c/m			2,500
Cuadrilla de 10 personas ( 1 capatán, tres li- neros de primera, tres de segunda y tres ayu- dantes ) 15 días a \$/ 800 c/d .....			12,000
Miscelaneos 5 % .....			<u>950</u> <u>19,950</u>

	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNITARIO</u>	<u>TOTAL</u>
<u>TRANSPORTE</u>			
Camión y chofer, 2 semanas a S/ 2.000 c/s			4.000
Jeep para Ingeniero, 2 semanas a S/ 900 c/s			1.800
Miscelaneos 5 % .....			<u>290</u> <u>6.090</u>
<u>VARIOS</u>			
Herramientas y equipos .....			2.000
Miscelaneos 5 % .....			<u>100</u> <u>2.100</u>
<u>SEGUROS</u>			
Transporte del material 1 % .....			5.599.93
Seguro para empleados y obreros 3 % .			16.799.79
Miscelaneos 5 % .....			<u>1.120.00</u> <u>23.519.72</u>
<u>ADMINISTRACION</u>			
Dirección técnica 15 % .....			87.525.65
Utilidad 10 % .....			58.350.43
Miscelaneos 5 % .....			<del>77.283.20</del> <del>153.159.88</del>
GRAN TOTAL S/			763.665.20

SON : SETECIENTOS SESENTA Y TRES MIL SEISCIENTOS SESENTA  
Y CINCO SUCRES 20/00.

Los valores son con liberación de derechos e incluido el transporte al lugar de la obra.

En los sueldos de empleados y obreros se ha incluido viáticos, aportes patronales, vacaciones, porcentaje de utilidad y Caja del Seguro.

NOTA : + Todos los equipos deben ser para intemperie, pues son instalados en postes.

FUENTE INTERCONEXION .-

Según nuestro proyecto se debe instalar una planta Diesel en Manta, la

cuál debe cubrir la capacidad que falta para completar los 6.000 KW que necesita la ciudad y también las demás ciudades del sistema.

Preveiendo este particular se debe considerar que esta subestación debería ser ya con miras al futuro y por consiguiente planear una subestación que comprenda dos etapas, la que hemos calculado ya y la otra que comprende la interconexión de la planta Diesel a instalarse en 1.970, con una capacidad de 2.000 KW aproximadamente.

Como hemos planeado que de la planta diesel el voltaje de salida será de 13.8 KV, no se necesitarán transformadores de elevación.

PRESUPUESTO :

	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNITARIO</u>	<u>TOTAL</u>
Interrupor de aire de 400 Amp., 15 KV, 3 fases .....	1	2.200	2.200
Estructura para interrupor en el poste..	1	6.500	6.500
Transformadores de potencial 7.200/120 V.	2	8.000	16.000
Transformadores de corriente 7.9 KV-100:5	3	12.000	36.000
Reconectador automático 50 Amp., con bloqueo para una sola reconexión 15 KV .....	1	32.000	32.000
Pararrayos tipo expulsión 7 KV .....	3	500	1.500
Un panel metálico con instrumentos, similar al existente, con voltímetro, tres amperímetros, medidor de kWh, etc.....			40.000
Interrupor de aire con reconexión automática hasta tres veces .....	3	4.000	12.000
Postes de concreto de 10.5 Ms.....	2	1.050	2.100
Poste para ancla .....	1	500	500

	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNITARIO</u>	<u>TOTAL</u>
Aisladores de suspensión .....	12	60	720
Varilla de anclaje .....	1	20	20
Cruceta de ángulo galvanizado			
1 - 3/4" x 1 3/4" x 16" .....	4	100	400
Barra a tierra .....	1	60	60
Grapa galvanizada de 1/2" .....	4	15	60
Collares dobles de 8" .....	4	30	120
Miscelaneos 5 % .....			<u>7.104 150.000</u>
<u>OBRA DE MANO</u>			
Colocación de postes .....	2	250	500
Colocación de ancla .....	1	100	<u>100 600</u>
<u>SUELDOS</u>			
Ingeniero Director .....	3 días	300	900
Ayudante de Ingeniero .....	3 "	150	450
Cuadrilla 10 personas .....	3 "	800	2.400
Miscelaneos 5 % .....			<u>127.50 3.957.50</u>
<u>TRANSPORTE</u>			
Camión y chofer .....	3 días	300	900
Alquiler jeep .....	3 "	120	360
Miscelaneos 5 % .....			<u>63 1.293</u>
<u>VARIOS</u>			
Herramientas y equipos .....			400
Miscelaneos 5 % .....			<u>20 420</u>
<u>SEGUROS</u>			
Transporte material 1 % .....			1.571.15
Seguro para empleados y obreros 3 % .....			4.713.45

	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNITARIO</u>	<u>TOTAL</u>
Miscelaneos 5 % .....			<u>7.855.75</u> <u>11.112.55</u>
<u>ADMINISTRACION</u>			
Dirección técnica 15 % .....			25.688.55
Utilidades 10 % .....			17.125.78
Miscelaneos 5 % .....			<u>6.562.69</u> <u>51.377.22</u>
	<b>GRAN TOTAL</b>		<b>222.635.07</b>

SON : DOSCIENTOS VEINTE Y DOS MIL SEISCIENTOS TREINTA  
Y CINCO SUAVES 07/co

INTERCONEXION PORTOVIEJO .-

La siguiente ciudad que se considera para la interconexión es Portoviejo, debemos poner en paralelo la planta Municipal de Andrés Vera con el " Sistema Central ".

La Planta tiene las siguientes características :

Cuatro motores de 300 - 300 - 250 y 100 KVA

Voltaje de generación : 380

Voltaje primario de distribución : 6.380 V.

Voltaje secundario de distribución : 220/110 V.

Según el Capítulo II, la potencia necesaria para esta ciudad después de 10 años será de 2.700 KVA, es decir que tendrá que tomar del " Sistema Central ", 1.750 KVA.

Se ha determinado que el voltaje de distribución sea de 13.8 KV; pero se debe considerar aquí que por montar una subestación de interconexión, a este voltaje, se tendría que dar de baja a los transformadores de subida 240/6.380 que son tres con un total de 925 KVA y los de distribución entre 1 º y 3 º, que son 25 con un total de 1.400 KVA y todos

estos reemplazarlos con 13.8 KV.

Esto lógicamente ocasionaría un encarecimiento en el sistema de distribución de la ciudad. Por lo tanto en este estudio se hará una salvedad a lo establecido de 13.8 KV y se tomará el voltaje existente de 6.380 V, por lo tanto la sub-estación de interconexión debería tener transformadores para bajar el voltaje de 66 KV a 6.380 V., y ponerlo en paralelo con el sistema actual.

En esta ciudad termina el " Circuito Bahía " y el " Circuito Santa ", pasa también por aquí, pero sin suministrar servicio.

Se ha instalado un switch de aire de 400 Amp. mediante el cuál se puede unir estos dos circuitos cuando uno de ellos ha sufrido un daño; pero antes de reponer el servicio debe ser desconectado dicho switch, ya que no están en paralelo estos dos circuitos; por lo tanto siempre trabajarán separadamente.

El equipo necesario para esta sub-estación de interconexión es el siguiente, el cuál consta en el gráfico 0-VII.

PRESUPUESTO :

<u>MATERIALES</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNITARIO</u>	<u>TOTAL</u>
Transformador 3 $\phi$ 1.000 KVA			
66/33 KV - 6.380/3.700 V.....	2	330.000	660.000
Switch de aire de 400 Amp. 66 KV para tres líneas, con barra de Maniobra a 1.50 m. de altura .....	2	35.000	70.000

	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNITARIO</u>	<u>TOTAL</u>
Estructura para el switch en el poste .....	2	6.500	13.000
• Transformador potencial 66.000 V ...	2	14.000	28.000
• Transformador potencial 33.000/120 V	4	11.000	44.000
• Transformadores de corriente de 15 : 5 Amp. 66 KV .....	6	21.000	126.000
• Reconectador automático 25 Amp. 66 KV, con bloqueo para una sola reconexión ( mediante transformador de potencial ) .....	2	20.000	40.000
• Pararrayos tipo expulsión 66 KV , con base para el montaje .....	6	10.000	60.000
Panel metálico con los siguientes instrumentos : 1 voltímetro con interruptor de transferencia, 1 medidor de kWh con registro de demanda de cinta de papel, 3 asperifastros de demanda, 3 relevadores de sobrecorriente .....	2	40.000	80.000
• Interruptores de aire con reconexión automática hasta tres veces .....	6	4.000	24.000
Sincronoscopio .....	2	1.500	3.000
Postes de concreto de 12.50 mts ....	3	1.250	3.750
Aisladores de suspensión 10" .....	12	60	720
Portes de anclaje .....	2	500	1.000
Varilla para anclaje .....	2	20	40
Crucetas de ángulo galvanizado :			



	<u>QUANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNITARIO</u>	<u>TOTAL</u>
1 3/4" x 1/4" x 120" .....	6	300	1.800
Barra a tierra .....	3	60	180
Grampas galvanizadas de 1/2" .....	4	15	60
Pernos galvanizados de ojo			
5/8" x 18" para ancla .....	2	26	52
Pernos galvanizados 5/8" x 8" .....	4	12	48
Pernos galvanizados 5/8" x 7" .....	16	5	80
Pernos galvanizados 5/8" x 6" .....	12	4	48
Collares dobles .....	6	30	180
Solar para subestación .....			80.000
Cimentación para subestación .....			7.000
Miscelaneos 5% .....			<u>62.297.90</u>
			<u>1.308.255.00</u>
<u>OBRA DE MANO</u>			
Colocación de postes .....	3	250	750
Colocación de anclas .....	2	100	200
Miscelaneos 5% .....			<u>47.50</u>
			<u>997.50</u>
<u>SUELOS</u>			
Ingeniero Director .....	15 días	9.000 c/m	4.500
Ayudante Ingeniero .....	15 días	5.000 c/m	2.500
Cuadrilla 10 personas ( 1 capatás, 3 linieros de primera, 3 de segunda y 3 ayudantes ) .....	15 días	800 c/u	12.000
Misceláneas 5% .....			<u>950</u>
			<u>19.950.00</u>
<u>TRANSPORTE</u>			
Camión y chofer .....	2 semanas	2.000 c/s	4.000
Jesp para el Ingeniero .....	2 semanas	900 c/s	1.800

	<u>CANTIDAD</u>	<u>PRECIO UNITARIO</u>	<u>TOTAL</u>
Miscelaneos 5% .....			<u>290            6,090</u>
<u>VARIOS</u>			
Herramientas y equipos .....			2.000
Miscelaneos 5% .....			<u>160            2,100</u>
<u>SEGUROS</u>			
Transporte del material 1% .....			13.373.93
Seguro para empleados y obreros 3% .			40.121.79
Miscelaneos 5% .....			<u>2.671.78       56,170.50</u>
<u>ADMINISTRACION</u>			
Dirección técnica 15% .....			209.034.60
Utilidades 10% .....			139.356.40
Miscelaneos 5% .....			<u>62,678.20       418,069.20</u>
GRAN TOTAL .....			1.811.633.10

SON : UN MILLON OCHOCIENTOS ONCE MIL SEISCIENTOS TREINTA Y TRES SUAVES 10/100

NOTA : + Estos dos transformadores son de características similares al de la interconexión Manta.

• Todas estos aparatos deben ser para intemperie, pues van montados en los postes.

SUB-ESTACIONES DE INTERCONEXION DE DANIA, GHONE Y JIPIJAPA .-

En estas ciudades no es conveniente instalar sub-estaciones de interconexión debido al elevado coste de estos, aproximadamente \$/ 700.000, y también la poca capacidad de los equipos disponibles no justifica esta inversión.

Por lo tanto se puede correr una línea primaria de distribución a 13.8 KV del " Sistema Central ", la cuál abastecerá la parte más importante de cada ciudad y la planta actual servirá en las mismas condiciones que lo hace actual-

## CAPITULO VII

**COSTO APROXIMADO DE LA OBRA EN PROYECTO Y DETERMINACION  
DEL VALOR DEL KWH .--**

INDICE

	Pag.
Presupuesto del Circuito Manta .....	1
Presupuesto del Circuito Bahía .....	2
Valor total del presupuesto .....	2
Circuito Manta : Promedio por KWH de línea de transmisión .....	3
Circuito Bahía : Promedio por KWH de línea de transmisión .....	4
Diversos valores promedios por Km. de líneas .....	6
Cantidad total de postes .....	6
Costo total de los postes .....	6
Costo total de los conductores .....	7
Determinación del valor del KWH .....	7
Porcentaje de abonados para cada tarifa .....	8
Porcentaje de KWH para cada tarifa .....	8
Porcentaje de gastos de la Industria Eléctrica .....	8
Valor del KWH en las diferentes tarifas .....	10
Gastos de operación .....	11
Gastos de Administración .....	11
Impuestos a la Industria Eléctrica .....	12
Depreciación .....	12
Ganancias .....	12

CAPITULO VIII

Para encontrar el valor total de la obra proyectada, es decir, sub-estaciones de subida, bajada e interconexiones y también líneas de transmisión, se recopilan los datos de los Capítulos V y VII y se tiene :

Sub-estación de interconexión Manta .....	S/	763.665.20
Futura interconexión en Manta ( 1.971 ) .....	"	222.635.07
Sub-estación de interconexión Portoviejo .....	"	1.811.633.10

CIRCUITO MANTA

Manta : Arranque de la línea S/ 21.241.00

Montecristi : Sub-estación de subida ..... 1.130.618.05

Santa Ana : Sub-estación de bajada ..... 126.996.00

Sucre : Sub-estación de bajada ..... 594.907.05

Jipijapa : Sub-estación de recepción ..... 49.951.80

TRAMOS :

Manta - Montecristi ..... 612.833.50

Montecristi - Portoviejo .... 1.401.105.50

Portovieje - Santa Ana ..... 926.925.50

Santa Ana - Sucre ..... 588.254.00

Sucre - Jipijapa ..... 929.647.50

Manta - Jaramijó ..... 940.560.50 S/ 6.723.039.15

Sueldos ..... 574.940.00

Transporte ..... 204.400.00

Herramientas ..... 31.500.00

Seguros .....		313.552.00	
Administración .....		2'041.557.75	9'016.988.90
<u>CIRCUITO BAHIA</u>			
<u>Bahía</u> : Arranque de la línea \$/	20.591.00		
<u>L. Plaza</u> : Sub-estación de subida .....	722.148.05		
<u>Calceta</u> : Sub-estación de bajada .....	532.840.40		
<u>Rocafuerte</u> : Sub-estación de bajada .....	138.687.85		
<u>TRAMOS :</u>			
Bahía - Leonidas Plaza .....	114.133.20		
Leonidas Plaza - Tosagua ...	1'912.310.00		
Tosagua - Rocafuerte .....	1'080.725.00		
Rocafuerte - Portoviejo ....	808.930.20		
Tosagua - Calceta .....	586.459.60		
Calceta - Chone .....	936.740.00		
Calceta - Junín .....	624.996.00		
Línea de segunda importancia	2'352.000.00	9'630.561.30	
Sueldos .....		574.940.00	
Transporte .....		204.400.00	
Herramientas .....		31.500.00	
Seguros .....		447.656.00	
Administración .....		3'926.715.60	14'115.722.00
			<u>27'032.644.27</u>

El valor de este proyecto es de :

VEINTE Y SIETE MILLONES TREINTA Y DOS MIL SEISCIENTOS CUARENTA Y CUATRO SUQUES

Una vez que se ha determinado el valor total de este proyecto, se pasa a estudiar independientemente los circuitos " Manta " y " Bahía ", para determinar el valor promedio de Km. de la línea de transmisión :

CIRCUITO MANTA :

Manta : Arranque de la línea a 13.8 KV .....	S/	21.241.00
Montecristi : Sub-estación de subida 13.8/66 KV ...	1'	130.628.00
Santa Ana : Sub-estación de bajada 66/13.8 KV ....		126.996.00
Sucre : Sub-estación de bajada 66/13.8 KV .....		594.907.05
Jipijapa : Sub-estación de recepción .....		49.951.80

TRAMOS :

		<u>Promedio por Km.</u>
Manta - Montecristi 13.8 KV - 17 Km.....	612.833.50	36.050.00
Montecristi - Portoviejo 66 KV - 28 Km .....	1'401.105.50	50.046.00
Portoviejo - Santa Ana 66 KV - 21 Km .....	926.925.50	44.140.00
Santa Ana o Sucre 66 KV - 13 Km .....	588.254.00	45.250.00
Sucre - Jipijapa 13.8 KV - 21 Km .....	929.647.50	44.270.00
Manta - Jaramijó 13.8 KV - 12 Km .....	<u>340.560.50</u>	28.380.00
Total Kilómetros : 112	6'723.039.15	
Sueldos .....	S/ 574.940.00	
Transporte .....	204.400.00	
Herramientas .....	31.500.00	
Seguros .....	313.552.00	
Administración .....	<u>2'011.557.75</u>	<u>3'165.949.75</u>
		<u>9'888.988.90</u>

El promedio por Km. de línea de transmisión que se ha sacado corresponde únicamente al costo de material y colocación de postes; a esto se debe agregar el porcentaje que le corresponde en los " gastos varios ", es decir, sueldos, transporte, herramientas, seguros y administración. Para obtener este por

cenjaje se hacen proporciones y se ve que de los S/ 3'165,949.75 de " gas -  
tos varios ", el porcentaje que le corresponde a las sub-estaciones y el  
que le corresponde a las líneas.

Luego del porcentaje que le correspondió a las líneas se determina el que  
le corresponde a cada tramo y así se obtiene que se debe aumentar el 46,5 %  
o sea que el promedio real de cada tramo será :

TRAMO	LONGITUD	TENSION	AWG	TIPO CABLE	POSTES	PROMEDIO/Km
Manta-Montecristi	17 Km.	13.8 KV	1/0	AAA	Concreto	S/ 51,150
Montecristi-Portoviejo	28 "	66 "	1/0	"	"	72,940
Portoviejo-Sta. Ana	21 "	66 "	2	"	"	64,340
Sta. Ana-Sucre	13 "	66 "	2	"	"	65,850
Sucre-Jipijapa	21 "	13.8 "	1	ACSR	"	64,470
Manta-Jaramijó	12 "	13.8 "	6	Cobre	Madera	41,580

#### CUADRO 1-VIII

Un estudio similar se efectúa para el :

#### CIRCUITO BAHIA :

Bahía : Arranque de la línea a 13,8 KV .....	S/ 20.591.00
B. Plaza : Sub-estación de subida 13,8/66 KV ...	722.148.05
Calceta : Sub-estación de bajada 13,8/66 KV ....	532.840.40
Rocafuerte : Sub-estación de bajada 66/13,8 KV..	138.687.85

#### TRAMOS :

#### PROMEDIO POR Km.

Bahía - L. Plaza 13,8 KV - 3 Km .....	114.133.20	S/ 38.000.00
L. Plaza - Tosagua 66 KV - 40 Km .....	1'912.310.00	48.000.00
Tosagua - Rocafuerte 66 KV - 22 Km .....	1'080.725.00	49.000.00
Rocafuerte - Portoviejo 66 KV - 16 Km .....	808.930.20	50.000.00
Tosagua - Calceta 66 KV - 13 Km. ....	586.459.60	45.000.00



<u>TRAMO</u>		<u>PROMEDIO POR Km.</u>
Calceta - Chone 13.8 KV - 22 Km .....	S/ 936.740.00	S/ 43.000.00
Calceta - Junín 13.8 KV - 13 Km .....	624.996.00	48.000.00
Líneas de segunda importancia 13.8 KV - 80 Km..	<u>2'352,000.00</u>	29.000.00
Total Kilómetros : 199	9'83 0.561.30	
Sueldos .....	S/ 574.940.00	
Transporte .....	204.400.00	
Herramientas .....	31.500.00	
Seguros .....	447.656.00	
Administración .....	<u>3'326,715.00</u>	<u>4'585.211.00</u>
		<u>14'1415.727.30</u>

Como en el "Circuito Manta" se repartió estos S/ 4'585.211.00 de " gastos varios " entre las subestaciones y líneas de transmisión y luego se determinó el porcentaje que se debe aumentar a las líneas y se tiene que es 46 %, o sea que el promedio real de cada tramo será :

TRAMO	LONGITUD	TENSION	AWG	TIPO CABLE	POSTES	PROMEDIO/Km.
Bahfa - L. Plaza	3 Km.	13.8 KV	1/0	AAA	Concreto	S/ 55.500
L. Plaza - Tosagua	40 "	66 "	1/0	"	"	68.160
Tosagua - Rocafuerte	22 "	66 "	1/0	"	"	71.000
Rocafuerte-Portoviejo	16 "	66 "	1/0	"	"	73.000
Tosagua - Calceta	13 "	66 "	2	"	"	65.600
Calceta - Chone	22 "	13.8 "	1	ACSR	"	62.800
Calceta - Junín	13 "	13.8 "	1	"	"	68,160
Segunda importancia	80 "	13.8 "	6	Cobre	Madera	42.400

DIVERSOS VALORES PROMEDIOS POR KILOMETRO DE LINEA .-

Para mayor facilidad en los cálculos, de los cuadros anteriores, 1-VIII y 2-VIII, se sacan los valores por Km. para diferentes tipos de conductores y estos son :

						<u>VALOR POR KM.</u>
Cable de aluminio # 1/o de 13.8 KV	en postes de concreto					\$ 55.500.00
" " " # 1/o de 66 KV	" " " "					73.000.00
" " " # 2 " 66 KV	" " " "					65.850.00
" " ACSR # 1 " 13.8 KV	" " " "					68.160.00
" " Cobre # 6 " 13.8 KV	" " madera					42.400.00

POSTES :

La cantidad de postes y anclas a usarse en este proyecto son las siguientes :

CIRCUITOS	CONCRETO			ANCLAS	MADERA
	35'	40'	45'		
Manta	692	107	20	37	180
Bahía	1167	113	26	76	800
Total	2059	220	36	113	930

El costo total de los postes de concreto y de madera y de anclas son los siguientes :

2.059 Postes de concreto de 35' a \$/, 1.050 c/u ... \$/	2'161.950	
220 " " " " 40' a " 1.250 c/u ...."	275.000	
36 " " " " 45' a " 1.450 c/u ...."	52.280	2'489.150.00
930 " " madera a ..... " 300 c/u ...."		27.900.00
113 Anclas de concreto a ..... " 241.c/u ...."		27.233.00
		<u>2'544.283.00</u>

SON: DOS MILLONES QUINIENTOS CUARENTA Y CUATRO MIL DOSCIENTOS OCHENTA Y TRES

La inversión de S/ 2'500.000 de sucres en postes de concreto justifica la necesidad de montar una buena planta para fabricar postes en el sitio, en esta forma se tendría siempre en el lugar de trabajo, se evitaría el problema del transporte por carreteras difíciles y saldrían más baratos.

Se debe poner mucho cuidado en la fabricación de estos postes, pues van a llevar líneas de 66 KV que son de alto voltaje y en caso de fallas en los postes podrían ocasionar múltiples accidentes.

#### CONDUCTORES :

El valor de los diferentes conductores a utilizarse en este proyecto, es el siguiente :

Conductor de aluminio # 1/0	426.000 Mts. a	S/ 3.40 c/m	.....	S/	1'448.400.00
" " " # 2	158.000 " " "	2.00 " "	.....	"	316.000.00
" " ACSE # 1	190.000 " " "	5.80 " "	.....	"	1'102.000.00
" " cobre # 6	304.000 " " "	6.50 " "	.....	"	<u>1'976.000.00</u>
				S/	<u>4'842.400.00</u>

SON : CUATRO MILLONES OCHOCIENTOS CUARENTA Y DOS MIL CUATROCIENTOS SUCCRES 00/100

#### DETERMINACION DEL VALOR DEL KWH .-

La parte económica y financiera de una industria eléctrica es materia de estudio de un economista, es decir está fuera del alcance del Ingeniero Eléctrico. Pero con el afán de dar una idea del valor aproximado del KWH en este proyecto, se realizará este estudio en una forma superficial.

Las tarifas que se establecerán para este proyecto son cuatro :

Residencial, industrial, comercial y para alumbrado público que se conocerá como tarifa Municipal.

Una vez establecidas estos tipos de tarifas, se debe determinar cuantos abonados existen en cada una de ellas; es decir, se efectúa un estudio de cada región en particular y luego un estudio global de toda la provincia;

considerando en él las posibilidades económicas y sociales de los habitantes así como recursos naturales para establecer las industrias. Luego de estos estudios se considera que los clientes están repartidos en la siguiente forma :

Clientes residenciales	68 %
" comerciales	29 %
" industriales	<u>3 %</u>
	100 %

Se debe considerar que existen 11 Municipios que están en posibilidad de comprar corriente para el alumbrado público.

Luego se considera de los KWH generados, cuantos son para cada tipo de servicio. En este caso se vuelve a realizar un estudio de las posibilidades económicas, sociales e industriales y se llega a la conclusión que la generación está repartida en la siguiente forma :

Servicio residencial	45 %
" comercial	21 %
" industrial	32 %
" municipal	<u>2 %</u>
	100 %

El siguiente paso es determinar como se hallan repartidos los diversos gastos de la industria eléctrica, para lo cual la dividiremos en las siguientes partes :

Gastos de Operación, gastos de administración, impuestos a la industria, depreciación y ganancias; los porcentajes de cada renglón, son los siguientes :

Gastos de operación	}	Seguros .....	1 %
		Lubricante y combustible .....	40 %
		Generación y mantenimiento .....	
Gastos de administración	}	Sueldos y beneficios .....	22 %
		Equipo de oficina y mobiliario .....	3 %
Impuesto a la Industria .....			20 %
Depreciación .....			4 %
Ganancias .....			<u>10 %</u>
			100 %

En los gastos de operación se incluyen los de combustible, aceite, agua y el personal encargado de la generación y el personal encargado del mantenimiento y los linieros.

En los gastos de administración se tiene los sueldos y los beneficios de los trabajadores como son : Fondo de reserva, aporte patronal, 7 %, el 13a. sueldo, jubilación, seguro de accidentes, etc.

Y en el renglón de equipos de oficina, se tiene maquinas de escribir, calcular, facturar las planillas y el mobiliario de todas las oficinas y plantas.

Luego se tiene los impuestos que pesan sobre las industrias de electricidad.

La depreciación de los equipos que en nuestro país es solo de 3.5%, se calcula 4% debido a que todos los equipos a usarse son usados, ( a acepción de los cuatro motores diesel de 500 KVA c/u que se instalarán en 1.971 y 1.972 ), es decir que este porcentaje resulta sumamente bajo, pero las leyes de nuestro país no reconoce sino el 3.5 %.

Luego se tiene las ganancias, las cuales deben cubrir los intereses sobre

el capital invertido, se calcula el 10%, si este porcentaje no cubre los intereses, amortizaciones, se debe aumentar el valor del KWH.

Una vez que se ha determinado en forma rápida, todas las cargas que pesan sobre la industria, se tiene que determinar el valor promedio para el KWH en cada una de las tarifas; este procedimiento se lo ha efectuado únicamente a base de tanteos y luego de estos cálculos se llega a los siguientes valores promedio:

Tarifa residencial	:	\$	0.69	KWH
" comercial	:	"	1.10	"
" industrial	:	"	0.63	"
" municipal	:	"	0.55	"

El valor promedio 0.75.

Estos valores son únicamente los valores promedios del KWH, se deben establecer a base de estos valores las escalas para cada tarifa, es decir en mínimo, primera, segunda y escala libre. También la tarifa debe estar en relación con la carga conectada, es decir el que tiene más KW conectada y consume los mismos KWH que otro suscriptor que tiene menor KW conectados, el primero debe pagar mayor precio por el KWH promedio, debida a que la empresa está obligada a disponer de mayor potencia en sus instalaciones.

Este cálculo de cada tarifa es mucho más complicado y sobre todo es tomado de infinidad de datos prácticos, por carecer de estos datos y por lo difícil y engorroso de los cálculos se omiten estos cálculos.

En el Capítulo II se tiene la curva G-II, denominada " curva total de la Provincia ", en ella se tienen los KWH que se genera en cada año, así como el número de abonados en cada año. Con estos datos y con los obtenidos anteriormente, se elabora el cuadro I-VIII en el cual están las cuatro tarifas : residencial, comercial, industrial y municipal; y en cada una de

ellas se tiene el número de clientes, los KWH vendidos, los KWH por cliente, al valor promedio del KWH y el total de los ingresos. Luego un resumen de estas cuatro tarifas y finalmente los diferentes incrementos en porcentajes de este proyectá, estos son : Aumento de población, aumento de clientes, aumento de los KWH vendidos y aumento de los ingresos.

Una vez recopilado estos datos en porcentajes se realiza un ejemplo en su - cres de los diferentes gastos que se tendría en el año de 1.963, las características totales de este año son :

Número de clientes :	5,436
KWH vendidos :	9'350.000
KWH por cliente :	1.740
Valor por KWH :	S/ 0.75
Total de ingresos :	S/ 7'040.000

Estudiando cada uno de los renglones de gastos, se tiene :

GASTOS DE OPERACION :

El 41 % de estos gastos representan S/ 2'886.600

El 1 % para seguros viene a ser S/ 81.000

El 40 % restante, tomando del valor promedio del KWH que es S/ 0.75, da como gastos S/ 0.30 por KWH.

En el cuadro 4-II del capítulo Segundo, página # 6, se ven los gastos de combustible y lubricantes y es de S/ 0.17 para la planta tipo; en este caso sería de unos S/ 0.20 por KWH, debido a que son algunas las plantas pequeñas que se encuentran diseminadas en toda la provincia, es decir que para gastos personal de generación y mantenimiento, queda S/ 0.10 por KWH que representa S/ 935.000,00, este dinero debe ser gastado en pagos de sueldos para este personal durante el año de 1.963.

GASTOS DE ADMINISTRACION :

El 25 % de estos gastos representa para el año de 1.963, \$/ 1'760.000,00 de los cuales se descomponen en :

Sueldos y beneficios : \$/ 1'542.000

Equipo oficina y mobiliario : 218.000

El \$/ 1'542.000 debe cubrir los sueldos del personal de administración durante 1.963, así como los beneficios, fondo de reserva, aporte patronal, 13o. sueldo, amortización para las jubilaciones, seguros de accidentes, etc.

#### IMPUESTOS A LA INDUSTRIA :

El 20 % que se le ha asignado para este renglón representa \$/ 1'408.000, estos gastos son exclusivamente para la industria eléctrica.

Se debe recalcar que los \$/ 0.75 que cuesta el kWh promedio es excluido los impuestos, es decir es lo que cobraría la empresa; a este valor se debe agregar los impuestos como 3.5 % del gobierno, el del Instituto de Electrificación y todos los que se crean posteriormente; pero se recalca que los \$/ 0.75 por kWh es neto, solo para la empresa y no cubre los impuestos adicionales.

#### DEPRECIACION :

El 4 % da un valor de \$/ 281.600 el cual es sumamente bajo, debido a que por tratarse de equipos usados no alcanzaría a cubrir este renglón; según nuestras leyes de la industria la depreciación debe ser solo el 3.5 %, por lo tanto se debe pensar en hacer economía en otro renglón para poder aumentar esta cuenta.

#### GANANCIAS :

El 10 % representa para 1.963 una entrada de \$/ 704.000 con los cuales se debe cubrir la amortización del capital prestado más el pago de los intereses. Si las acciones que se pogan a la venta no se pagan a la par, este renglón debe cubrir también esa pérdida.

Una vez estudiado cada uno de estos renglones de manera más completa, si los ingresos no cubren los gastos, se debe pensar en subir el precio del kWh.



Resumiendo los gastos para 1.963, se tiene :

Seguros	\$/	82.000
Combustible y lubricante	\$/	1'870.000
Personal de generación y mantenimiento	\$/	935.000
Sueldos de personal, administración y beneficios	\$/	1'542.000
Equipo de oficina y mobiliario	\$/	218.000
Impuesto a la industria	\$/	1'408.000
Depreciación	\$/	281.000
Ganancias	\$/	<u>704.000</u>
	\$/	<u><u>7'040.000</u></u>

Cálculo similar se realiza para los demás años de este proyecto.

También se puede tomar esta otra tabla de gastos :

Dividendo y excedentes	17 %
Depreciación	10 %
Cargas fijas	10 %
Mantenimiento y otros gastos de explotación	14 %
Combustible	13 %
Sueldos y salarios	14 %
Impuestos	<u>22 %</u>
	100 %

Al hacer este estudio económico no ha existido otra finalidad que la de indicar en forma superficial el valor del kWh, resta mucho de ser un estudio completo de la financiación de una industria eléctrica, cuyos cálculos son engorrosos y complicados debido a una serie de factores que intervienen en la misma.

## BIBLIOGRAFIA

### TEXTOS :

"Lineas Aereas del Transporte de Energia" Luis M. Checa Madrid 1.948

"Manual Standard del Ingeniero Electricista" Tomos I i II. Editorial Labor Edición 1.953.

"Tratado de Electricidad". Tomo II Corriente Alterna. Chester L. Dawes. Segunda edición. Editorial Labor.

"Electrical Transmisión and Distribution". de Bernhardt B.A. Sktzki.

"Overhead electric Distribution Sytems". engineering, Manual de la Ebasco Services incompota N.Y.

"Manual del A.E.G. para instalación electricas de alumbrado i fuerza motriz" 7 a Edición. Editado en Alemania.

"Curso para Ingenieros de Distribución". Ing. Julio N. Jimenez Amado. Cía Cubana de Electricidad. División de Santa Clara 1.958.

"Medidores Electricos". Funcionamiento, Instalaciones i Contrastes". J.M. Hassieff. 1era edición. Editor José Montesco. Argentina 1.946

"Elementos de Electricidad i Medidores". Cía Impulsoras de Empresas Eléctricas S.A. México 1.955

"Electricidad Práctica Aplicada". Coyne. Tomo III Uteha. 5a edición. México 1953

"Formulario de Electricidad Práctica" de A. Alastrué Aquareles. Ediciones Técnicas Marcombo S.A. Barcelona 1.957.

"Cálculo Eléctrico de grandes líneas de Trasmisión A. Dalla Verde. Editorial Alsina. Buenos Aires. 1953.

"Redes Eléctricas de Distribución" de L. Zoppetti. Editorial Gustavo Gil S.A. Barcelona 1.948

"Escuela del Técnico Electricista" Tomo X Ing. Ral Hering. Editorial Labor 1959

Electrotécnia" Ing. Alfonso Mendizabal. Escuela Técnica de Ingenieros. 1.955.

### PUBLICACIONES PERIODICAS : ( REVISTAS )

"Capacitors" de Sieverst Kabelverk Artiebolaq Sunbyberg- Sweden 1.959

"Series Capacitors for distribución networks" Publicación de ASEA. Editorial en Suiza 1.961.

"Datos Electricos para líneas de alta Tensión" Grunnar Jancke i Ragnar Engstiön-Vasteras .Sweclen. 1.958

"Tablas de Martín" para cálculo de la flecha.Publicado por Copperweld Steel Company 1942

"Reles Normales" Publicación de ASEA.Editado en Suiza 1.961

Boletines de ASEA;1.960 # 2 i.1.962 # 2.

"Manual de la General Electric" para relays.

Normas de la Ebásco" para líneas de alta tensión.

### VARIOS.

Copiado de la Politecnica de los profesores Ing.Vicente Jácome e Ing.Alfonso Mendizabal.

Publicaciones de prensa,relacionadas con el aspecto eléctrico de la Provincia de Manabí.

" Manual del Liniero" Compañía Cubana de Electricidad.Ingenieros Enrique Olivares i Luis Toñacely.-3era edición.Octubre 1.956.