

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL
TITULO DE INGENIERO EN LA ESPE-
CIALIZACION DE ELECTROTECNIA DE LA
ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

"LINEA DE TRANSMISION ELECTRICA A LAS
POBLACIONES DE PIFO, PUEMBO, TABABELA,
YARUQUI, CHECA Y EL QUINCHE, DESDE LA
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CUMBAYA."

POR: RENE MOSQUERA V.

QUITO, AGOSTO DE 1.963

Certifico que el presente trabajo ha sido
realizado por el Señor René A. Mosquera V.
bajo mi dirección y que todos los datos
fueron obtenidos personalmente por el mis-
mo señor.



Ing. JAIME VELASQUEZ .

Director de Tesis.

INDICE GENERAL DE MATERIAS

	<u>PAGINA</u>
INTRODUCCION	1
CAPITULO I : Estudio de la carga, aspectos socio-económicos para la demanda presente y futura	8
CAPITULO II: Tipos de líneas, razones y conveniencias técnicas para utilizar los materiales escogidos	15
CAPITULO III: DISEÑO ELECTRICO DE LA LINEA.	
Selección del voltaje y de las secciones más económicas de conductores	22
Cálculo de la línea con el voltaje más conveniente	40
Coordinación del aislamiento	47
Protecciones del sistema	47
Aislamiento de la línea	52
Protección contra fallas	61
Cálculo de las corrientes de cortocircuito	65
CAPITULO IV :CALCULO MECANICO DE LA LINEA:	
Esfuerzos que actúan sobre los conductores	80
Condiciones reglamentarias para el tendido de los conductores	82
Vano Crítico	84
Cálculo de la Catenaria	88

II

	PAGINA
Ecuación del Cambio de Condiciones	90
Cálculo de las flechas y Tablas de Tendido	98
Distancia entre conductores	124
CAPITULO V : DISEÑO ESTRUCTURAL DE LA LINEA:	
Aspectos topográficos y de servicio que determinan la ruta seguida	129
Cálculo de los postes de Madera	130
Tipos de Apoyos	131
Determinación de la longitud necesaria de poste	134
Cálculo de los apoyos de anclaje	155
Cálculo de los apoyos de extremo de línea	159
Cálculo de los apoyos en que concurren dos líneas	160
Cálculo de las crucetas	163
Fijación de los postes de madera, esfuerzos que soporta el terreno	168
Esfuerzos en los aisladores	171
CAPITULO VI: Lista de Materiales y Especificaciones	173
Observaciones para el montaje	187
CAPITULO VII: Presupuesto de Materiales y Equipo	193
Presupuesto de Mano de Obra	199
Presupuesto de transportes y varios	201
Resumen de Presupuesto	202
Costo del Kw-hora transmitido y conclusiones	203

INDICE DE GRAFICOS Y FIGURAS

<u>Nº</u>		<u>PAGINA</u>
1	Diagrama eléctrico unifilar de la línea, localizando los centros de carga rural ideales	25
2	Diagrama eléctrico unifilar de la línea, localizando las demandas de los centros poblados	25
3	Diagrama eléctrico unifilar de la línea, localizando la carga total en los diferentes puntos	25
4	Diagrama de Factor de Carga de la línea	34
5	Voltaje máximo a tierra durante fallas	50
6	Coordinación del aislamiento de transformador y pararrayos	50
7	Detalles de aisladores de soporte y suspensión	54
8	Diagrama eléctrico unifilar, localizando los elementos de protección	58
9	Diagrama eléctrico unifilar, considerando las cargas de fase a tierra	58
10	Impedancias en PU, considerando las cargas de fase a Tierra	60
11	Diagrama eléctrico unifilar de Impedancias en PU	60
12	Localización de los puntos en los cuales se calculan las corrientes de falla	64
13	Grafico de especificaciones de los aparatos de protección a instalarse	79
14	Flechas con soportes a desnivel	101
15	Determinación de la longitud necesaria de poste	138
16	Esfuerzos sobre los apoyos en ángulo	141
17	Esfuerzos sobre los apoyos en ángulo	138

IV

<u>Nº</u>		<u>PAGINA</u>
18	Esfuerzos sobre los apoyos en ángulo	143
19	Disposición de un apoyo para ángulo, con aisladores de soporte	143
20	Detalle de apoyo de anclaje en alineación	157
21	Detalle de un apoyo de extremo de línea	157
22	Esfuerzos en el apoyo N° 115 en que concurren tres líneas	161
23	Esfuerzos en apoyo en que concurren tres líneas	161
24	Detalle de los esfuerzos en una cruceta simple	166
25	Detalle de los esfuerzos en doble cruceta	166
26	Esfuerzos que soporta el terreno	170
27	Detalle de instalación de los tensores	189
28	Detalle de instalación de los aisladores Pin	205
29	Detalle de soporte de los aisladores de suspensión	206
30	Detalle de una torre de transformación	207.

INDICE DE CUADROS

<u>Nº</u>		<u>PAGINA</u>
1	Datos sobre los actuales abastecimientos de energía de las poblaciones en estudio	4
2	Datos económicos sobre los sistemas de abastecimiento existentes	9
3	Crecimiento probable de la población y de la demanda de energía eléctrica	11
4	Características eléctricas y mecánicas de los conductores	17
5	Valores calculados para la disposición Nº 1 de la línea	35
6	Cuadro comparativo para determinar el voltaje más conveniente	36
7	Características de operación de los pararrayos	51
8	Protección del sistema contra fallas, mediante el sistema SELECTIVO DE FUSIBLES	70
9	Características de los cables de Cobre duro	85
10-16	Cálculo de las flechas para el conductor 2/0 AWG	104 - 110
17-23	Cálculo de las flechas para el conductor 4 AWG	111 - 115
24-30	Cálculo de las flechas para el conductor 6 AWG	116 - 120
31	Tablas de tendido, conductor 2/0 AWG	121
32	Tablas de tendido, conductor 4 AWG	122
33	Tablas de tendido, conductor 6 AWG	123
34	Distancia entre conductores, 2/0 AWG	125
35	Distancia entre conductores, 4 AWG	126
36	Distancia entre conductores, 6 AWG	126
37	Detalle de los apoyos y accesorios de la línea	177
38	Lista de materiales y especificaciones	178

INDICE DE PLANOSNº

- 1 Catenaria del conductor Nº 2/0 AWG
 - 2 Catenaria del conductor Nº 4 AWG
 - 3 Catenaria del conductor Nº 6 AWG
 - 4-19 Perfil de la línea de transmisión.
 - 20 Planimetría del polígono de estudios
 - 21 Planimetría del polígono, con las deflexiones de la línea.-
-

INTRODUCCION : Características del Proyecto, Servicio que prestará la Línea, población actual y futura a servirse.

La presente TESIS, como trabajo elaborado con una sola finalidad, cual es la de hacer un estudio racional y calculado sobre la forma mas económica y práctica de dotar a algunas poblaciones de la zona de El Quinche de energía eléctrica indispensable para el desarrollo de su vida normal, la cual en la actualidad presenta muchas deficiencias, debido exclusivamente a la falta de medios económicos de estas poblaciones para resolver su problema local que abarque toda la zona, tiene como guía o meta el hacer un análisis completo de lo que va hacer este Proyecto, de la importancia que tiene para este grupo de poblaciones, de lo que en el Plan Nacional se consideraría como una LINEA RURAL, de Trasmisión eléctrica, que no solo abastecerá a este elemento a los centros poblados por los cuales pasa, sino que también estará capacitada en toda su longitud a abastecer de electricidad al poblador rural.

Se tratará en lo posible de dar a éste trabajo todo el matiz de realidad y ejecutabilidad que sea posible, no solamente en el campo teórico del cálculo sino también en el campo de la práctica aplicada al medio, que representa en síntesis el hacer realidad un proyecto.

CARACTERISTICAS DEL PROYECTO:

El presente Proyecto tiene por finalidad el captar parte de la energía eléctrica en la Central Hidroeléctrica de Cumbayá y conducirla mediante una línea de trasmisión-distribución a las

poblaciones de la zona del Quinche, que en orden sucesivo son las siguientes: PIFO, PUEMBO, TABABELA, YARUQUI, CHECA, y EL QUINCHE.

Además como he mencionado anteriormente, por ser esta una línea Rural se abastecerá de energía eléctrica al poblador rural.

SERVICIO QUE PRESTARÁ LA LÍNEA:

El abastecimiento de energía eléctrica a las poblaciones mencionadas, que es el criterio básico de este Proyecto, lo podemos definir en algunos puntos, señalando todos aquellos factores que son consecuencia de este trabajo:

- a) El abastecer de energía eléctrica bien regulada, durante las 24 horas del día
- b) Ayudar a regular las tarifas, hasta ahora antieconómicas y exageradas que existen en las poblaciones en mención.
- c) Intuir al poblador en un uso mas amplio de la energía eléctrica en la vida diaria, para de este modo enseñarle a beneficiarse mejor de ella.
- d) Beneficiar al poblador rural, mediante la facilidad de obtener energía de una fuente cercana.
- e) Incrementar o crear nuevas industrias pequeñas, creando así fuentes de trabajo y arraigamiento al suelo del poblador rural.

POBLACION ACTUAL Y FUTURA A SERVIRSE:

Los centros poblados objeto de este estudio, son todos pertenecientes a la provincia del Pichincha, situados al nor-este de la ciudad de Quito. Todas estas poblaciones, como adelante se verá, disponen actualmente de sistema de abastecimiento de energía eléctrica deficientes, poco económicos, y sin ningún planeamiento ni

reserva para el futuro. Si tomamos en cuenta que las Plantas existentes solo funcionan en la noche y por pocas horas, podremos darnos cuenta de cual es el estado de esos sistemas.

Sabemos que, asignando un índice de crecimiento anual de población de 2.6% (establecido para la Sierra), después de algunos años, estas poblaciones necesitarán mucha mas energía que la que actualmente disponen, por lo cual se tendrá que dar al problema una solución para el presente y que cubra además la demanda probable futura.

Entonces tenemos que partir de la población actual, determinar mediante el índice de crecimiento la población futura a servirse y también la potencia necesaria para abastecer a esa futura población.

En el siguiente cuadro N° 1, podemos observar algunos datos bastante importantes relativos a población y características generales de los sistemas eléctricos de las poblaciones en estudio.

C U A D R O N° 1

Algunos datos de los actuales abastecimientos de energía eléctrica de las poblaciones de PIFO, PUEMBO, TABABELA, YARUQUI, CHECA y EL QUINCHE.

NOMBRE	Población contada	Indice Creem.	Origen Actual	Capacid. Gnrada.	Con- sumo	Voltaj. Gnrado.	Voltaj. Dstrb.	Tarifas	N°Hr. Serv.	Con- prome- dio per	OBSERVACIONES	
POBLACION%	1.961	0/0	Abaste- cimien	KW	KW	V.	V.	Fco.Rdip	Dras.	Habt.		
PIFO	1.252	2.6	Hidrau.	29	29	2.300	220/110	\$3,20	\$5,00	14	15w	Estas dos po- blaciones se abastecen de la Planta Pif
PUEMBO	649	2.6	Hidrau.					3,20	5,00	14		
TABABELA	232	2.6										No dispone de electricidad.
YARIQUI	694	2.6	Gasolna	8.0	8.0	120/208	120/208	5,20	7,00	13.5	11.5	
CHECA	402	2.6										No dispone d electricidad
QUINCHE	1.270	2.6	Diesel	25	25	120/240	120/240	3,20		4.0	20	
TOTAL	4.479											
PROMEDIO		2.6		62.0	62.0						15.5	

Podemos observar en las dos primeras poblaciones, que Pifo con una población de 1232 habitantes (según censo de 1961 realizado por el SCISP), tiene como única fuente una planta hidráulica de 29 Kw. de potencia, lo cual tiene que compartir con Pueblo que tiene 649 habitantes a la misma fecha. Si sumamos las dos poblaciones, observamos al dividir la potencia de 29 Kw. para el total de las dos poblaciones, que se tiene un consumo promedio por habitante de 15.4 vatios, sin tomar en cuenta el porcentaje de pérdidas que se producen en las líneas. Esta cifra de 15.4 vatios por habitante, demuestra el bajo nivel de producción y abastecimiento de energía eléctrica que soportan estas poblaciones.

Las poblaciones de Tababela y Checa, como podemos observar en el cuadro anterior, no disponen de ningún sistema de abastecimiento de energía eléctrica.

La población de Yaruquí, dispone de un pequeño generador a gasolina de 8 Kw. de potencia, que se encuentra dañado desde el mes de Octubre de 1960.

La población de El Quinche, dispone de un generador accionado a Diesel de una potencia de 25 kilovatios, lo cual dividido para su población de 1270 habitantes, nos da un promedio por habitantes de 19.7 vatios, lo cual también representa un promedio demasiado bajo.

El tipo de tarifas establecidas por fêco y por aparato de radio, son como podemos observar demasiado altas, tomando en cuenta el factor de que solo se suministra energía por las noches, con lo cual el cliente no puede utilizar la electricidad en otra forma que en iluminación.-

Si bien es cierto que los Municipios tienen que proteger el capital invertido, y tratar de que el Equipo se pague a sí

mismo en el menor tiempo posible, esto no justifica en ninguna forma la existencia de pequeños sistemas aislados, en los cuales la eficiencia de producción es excesivamente baja y por lo tanto el precio del producto alto, además de tomar en consideración las frecuentes fallas y "paradas" que estos pequeños grupos sufren por falta de un mantenimiento adecuado y a tiempo.

El problema en si se reduce a analizar los siguientes puntos:

- a) La clase de servicio que actualmente tienen estas poblaciones.
- b) Cuánto paga el poblador por esta clase de servicio.
- c) Cuánto estaría dispuesto el poblador a pagar por un mejor servicio.

Si pensamos todas las consideraciones anotadas anteriormente, no cabrá duda de que, el servicio que esas poblaciones tienen actualmente es malo, que las tarifas impuestas son exageradamente alta y finalmente que el poblador estará dispuesto tanto como actualmente paga por un mejor servicio, durante las 24 horas del día.

Debemos recordar además, que existe un número crecido de pobladores rurales, los cuales por carecer de medios económicos suficientes en su mayoría, no han podido financiar el costo de un pequeño grupo eléctrico para usarlo en su propiedad.

Sabemos que todos estos pobladores desean obtener los beneficios de la electricidad, tanto para iluminación como para utilizarla en pequeñas maquinarias industriales. Por lo tanto podemos estar seguros que toda esa población será un cliente seguro y continuo, del sistema que se proyecta en esta Tesis.-

Además, de acuerdo a lo solicitado por la Radiodifusora HCJB, que tiene sus transmisores en PIFO, la línea deberá transpor-

tar 300 kilovatios en un comienzo y 500 kilovatios dentro de un plazo de 3 años, lo cual también deberá tomarse en cuenta para el cálculo de la potencia a transmitirse, para cubrir esta demanda.-

CAPITULO I : Estudio de la carga; Aspectos Socioeconómicos para la demanda de la energía presente y futura.

La importancia del Estudio de la Carga para una línea de transmisión o Distribución es indiscutible, ya que, mediante él, llegamos a determinar la potencia máxima a transmitirse, lo cual nos dá ya una pauta para determinar el costo de la línea o abastecimiento.

Este estudio lo vamos a realizar en forma sistemática, ya que como se trata de una línea rural de transmisión-distribución, tendremos necesariamente que tomar en consideración dos puntos:

a) Los puntos de carga representados por los alimentadores a las poblaciones en estudio, cuyas cargas máximas podemos determinar.

b) Las cargas correspondientes a las conexiones de servicio rural, cuyo número y potencia desconocemos.

Entremos a estudiar el primer caso, determinando la demanda de energía eléctrica de las poblaciones en estudio, para el presente y para un futuro de 15 años.

Como hemos podido observar anteriormente, estas poblaciones son pequeñas, en donde la utilización de energía eléctrica se ha reducido hasta ahora exclusivamente a la iluminación y en muy reducida proporción a la utilización en utensilios eléctricos de uso doméstico. El consumo de tipo industrial es nulo, debido justamente a la falta de energía eléctrica.

Tomando en cuenta el aspecto económico de los pequeños sistemas actualmente en servicio en cuatro de las seis poblaciones consideradas, así como del número de clientes, se ha confeccionado el cuadro N° 2 que nos dá los siguientes promedios:

C U A D R O N° 2

Datos económicos sobre los sistemas de abastecimiento eléctrico existentes.

POBLADO	Nº Clientes	Tarifa Por Foco	Recaudación Mensual \$/	KWH cons. Mensuales.	\$/KWH	Recaude. Promd/Clte.
Pifo	71	\$/ 3,20	\$/ 862,40	1.279	0,675	12,15
Puembo	178	3,20	1.642,40	2.150	0,764	9,22
Yaruquí	36	5,20	346,80	354	0,980	9,60
Quínche	209	3,20	1.895,20	2.858	0,662	9,10
Tababela						
Checa						
PROMEDIO					0,77	10,00

Los datos constantes en el cuadro anterior, fueron suministrados por la Empresa Eléctrica Quito, y corresponden al mes de Enero de 1962, los cuales nos dan una idea del aspecto económico actual de los sistemas en estudio. Desgraciadamente, no existen datos completos de un período de tiempo mayor, que nos permitan obtener valores promedios más representativos para nuestro estudio, por lo cual consideraremos estos datos como base para nuestro objetivo.

En el cuadro anterior podemos observar que existe una recaudación promedio mensual de \$ 10,00 por cliente, con un promedio de costo por kilovatio-hora de \$/ 0,77.- En realidad es un costo alto, si consideramos que la clase de servicio que se ofrece al cliente es deficiente, pero en todo caso tenemos que admitir que los pobladores están dispuestos a seguir pagando esta tarifa, y

aún quizás una tarifa un poco más alta, toda vez que se les ofrezca un mejor servicio, durante las 24 horas del día.-

Si en el análisis poblacional hecho en el cuadro N° 1 al hacer la introducción a este trabajo, observamos que el consumo promedio de energía eléctrica por habitante en las poblaciones que disponen de servicio eléctrico es de 15 vatios y analizando los consumos normales actuales, vemos que esta cifra, como ya lo anotamos, es muy baja, ya que en poblaciones similares a las en estudio, se observan consumos promedios de 30 vatios por habitante aproximadamente.

Si aplicamos esta demanda por habitante a nuestro estudio, podríamos hablar de un aumento brusco en la demanda hasta ahora observada, y esto no debe llamarnos la atención, pues es muy natural que al disponer de energía eléctrica estas poblaciones, todos aquellos clientes que ya consumían energía podrán hacerlo en mayor escala y aquellos que no tenían podrán utilizarla en la medida de sus necesidades, por lo cual de cifra antes indicada la podemos tomar sin temor a extralimitarnos en nuestra apreciación.

A esta rata de consumo, con la población actual total de las seis poblaciones, que es de 4479 habitantes, se necesitaría unapotencia para suplir la demanda actual al nivel establecido, de 134 kilovatios.

Considerando un índice de crecimiento poblacional anual del 2.6%, que es una cifra promedio para este tipo de poblaciones de nuestra Sierra, y considerando además que en los años futuros, mejorará el nivel de vida del ciudadano y paralelamente con este aumento del nivel de vida anmentará el uso de la electricidad

en los diferentes campos, pedremos ir viendo en que forma aumenta la demanda, y para esto tendremos que ir estableciendo ratas de crecimiento en el consumo por habitante.

Si suponemos que la demanda anual por habitante sufre un aumento del 10%, que es una cifra no muy alta, pero si segura, iremos viendo en escalas de 5 años, como crece la población y con ella la demanda de energía:

C U A D R O N° 3

Crecimiento probable de la Población y de la demanda de Energía Eléctrica.

A Ñ O	POBLACION	DEMANDA	CONSUMO PROMED./HABITANT.
1.962	4.479 Habts.	134 kw.	30 vatios/habitante
1.967	5.090 "	201 "	40 " "
1.972	5.800 "	301 "	52 " "
1.977	6.590 "	451 "	68,5 " "

Es decir que, con el aumento indicado y con el índice de crecimiento de población establecido, vemos que el consumo promedio por habitante se incrementa en un 6.3% anual, lo cual es una cifra satisfactoria, que en todo caso está de acuerdo con los índices de crecimiento de la demanda en otras poblaciones ecuatorianas, similares a las en estudio.

En esta forma y redondeando la cifra obtenida, llegamos a que nuestras seis poblaciones, necesitarán despues de 15 años una potencia de 450 kilovatios, los cuales sumados a los 500 kilovatios (300 kw. en un principio y 500 kw., en un futuro de 2 ó 3 años) que requiere la estación radiodifusora H0JB en sus instalaciones situadas en Pifo, se tendría como carga fija máxima la de

950 kilovatios.

Como conclusión a este primer punto, vemos que hemos tomado cifras no altas, pero tampoco bajas, ya que en todo caso será preferible tener un poco de holgura, en nuestras apreciaciones, antes que deficit en la realidad.

Para determinar el crecimiento de la población, se ha utilizado la fórmula para crecimiento geométrico, expresada así:

$$a = \sqrt[n]{\frac{P_f}{P_a}} - 1$$

en la cual:

a = índice de crecimiento anual en % (tomado 2.6)

n = número de años considerados

PA = Población actual

Pf = Población futura.

Ahora pasamos al segundo punto, es decir la determinación, también a 15 años adelante, de la demanda rural, la cual como sabemos no tiene un determinado centro de carga, sino que se puede producir en cualquier punto de la línea.

Para este estudio hemos tomado en cuenta las siguientes consideraciones:

a) Las cargas rurales (que llamaremos en lo sucesivo así a aquellas que no provienen de ningún poblado), podrán derivarse únicamente desde el punto 02 del polígono de estudios en adelante, siguiendo la dirección de la línea, es decir desde el límite del río Chiche hacia el nor-este, ya que se considera que la sección del río Chiche hacia el Sur-este está servida por la línea que sirve a las poblaciones de Cumbayá y Tumbaco.

b) Tomando en cuenta la densidad de población rural en este sector, estableceremos esta en 25 habitantes por kiló-

metro cuadrado, basándonos en datos al respecto (del tomo II del Manuel del Ingeniero de HUTTE), pag. 1459.

c) Tomaremos en consideración una franja de lados paralelos al polígono de estudios, de 4 kilómetros a cada lado de la línea para el abastecimiento rural, es decir un ancho total de 8 kilómetros por 15 kilómetros de largo, con lo cual se alcanza a cubrir localidades más al nor-este del El Quinche, es decir una zona cuya superficie total aproximada sería de 120 kilómetros cuadrados.

De acuerdo a lo indicado anteriormente, la población aproximada de la zona a servirse será de $120 \text{ km}^2 \times 25 \text{ hab/km}^2$, que no da 3.000 habitantes.

d) De estos 3.000 habitantes muchos pueden consumir tanto como los habitantes urbanos de las poblaciones consideradas, ó aún más por ejemplo en las haciendas, y por otro lado otros pobladores rurales consumirán menos que aquellos, por lo cual podemos establecer niveles iguales de consumo por habitante, que aquellos que hemos escogido para los pobladores urbanos, con lo cual la energía necesaria para después de 15 años será de 250 kilovatios habiendo asignado un índice de crecimiento poblacional del 1.34% que al cabo de ese tiempo daría una población de 3.650 habitantes (en 1.977).

Con el estudio anterior hemos llegado a establecer cual puede ser la demanda máxima para nuestra línea, hasta un futuro de 15 años. Naturalmente la falta de datos y estadísticas, nos ha obligado a tomar cifras apreciativas, que unicamente son aproximadas.

Por lo tanto, la carga máxima total para la línea en estudio sería de 1200 kilovatios, que podrán abastecer a la zona considerada hasta dentro de 15 años.

CAPITULO II : Tipos de líneas, razones y conveniencias técnicas para utilizar los materiales escogidos.-

Existen dos formas generales para transmitir la energía eléctrica desde las plantas de producción hasta los lugares de consumo, que son:

- a) El Sistema Subterráneo
- b) El Sistema Aéreo

El primer sistema, es bastante costoso, debido a que los abastecimientos de energía eléctrica a largas distancias, generalmente se hacen a tensiones bastante altas, lo cual obliga a llevar cables en conductos o túneles bajo tierra. Los cables, que son especialmente aislados para este propósito, suelen tenderse dentro de conductos que van colocados a mas de medio metro de profundidad, bajo el nivel del suelo. Como puede apreciarse este tipo de línea tiene un costo bastante alto, debido a que se debe efectuar la excavación de zanjas, se deben colocar cables especialmente aislados, de acuerdo a las características de la obra. Por esta razón de índole económica, estas líneas subterráneas sólo se emplean en ciudades, en las que una red aérea de alto voltaje representa un peligro, a mas del aspecto poco estético que ofrecen en conjunto.

El sistema de transmisión por medio de líneas aéreas, es mucho menos costoso que el anterior, y es el que en la actualidad predomina para el transporte de energía eléctrica a alto voltaje. Por esta razón la línea de transmisión que se proyecta para este trabajo, será aérea.

En vista a lograr standarizar los valores de voltajes en las líneas existentes, lo cual facilitaría una futura interco-

nexión con otra línea, buscaremos para nuestro proyecto un voltaje standard, tal como 6.6; 7.6; 13.8; ó 22.0 Kilovoltios que son los mas comunes en nuestro medio, con lo cual todo el equipo necesario será de fabricación standard y por lo tanto de menor costo y mayor facilidad para repararlo o sustituirlo.

Naturalmente el voltaje será determinado después de un estudio económico que nos guiará a escoger el mas conveniente.

Una línea aérea de transmisión eléctrica, comprendo generalmente las siguientes partes:

- a) Los conductores para transmitir la corriente,
- b) Aisladeras para soportar la línea, y proporcionar el aislamiento adecuado para el voltaje empleado,
- c) Estructuras de soporte, tales como torres de acero o postes de hormigón, acero o madera.
- d) Protección adecuada contra descargas atmosféricas, cortocircuitos o fallas del sistema.

En cuanto al número de fases, para estar de acuerdo con la clase de generación en la central de Cumbayá y por ser el sistema mas económico, utilizaremos el sistema trifásico.

MATERIALES QUE SE UTILIZARAN

CONDUCTORES: En la actualidad, en las líneas de transmisión de energía eléctrica, se observa el uso predominante de conductores de COBRE, ALUMINIO Y ACERO REVESTIDO DE COBRE.

De estos el conductor de cobre (tipo estirado en frío HD), es el que mas se utiliza, por su mejor calidad como conductor y por su precio bajo.

Para nuestra tensión de transmisión, que es considerada como tensión media, y para la potencia también pequeña que se trans-

portará, creo que el conductor de cobre le presentará el medio más económico de transporte, pues el conductor de aluminio y acero (ACSR) generalmente se emplea en sistemas de mayor voltaje y donde se transportan mayores potencias, lo cual junto al alto costo comparado con el cobre (tomando en cuenta los conductores y los accesorios especiales que para este tipo de conductor se necesitan) nos llevará, en el estudio económico a escoger el conductor de cobre.

En el siguiente cuadro, podremos apreciar, las características eléctricas y mecánicas de los conductores anunciados anteriormente:

C U A D R O N° 4

CARACTERISTICAS ELECTRICAS Y MECANICAS
DE LOS CONDUCTORES DE COBRE, ALUMINIO,
Y ACERO.

CONDUCTOR CARACTERIST.	COBRE RECOCIDO	COBRE EST. DURO	ALUMINIO	ACERO
CONDUCTIVIDAD. EN %	100	97.3	62.0	12.2
RESIST. TRACC Kg./cm ² .	2.400	3.870	1.830	4.570
COEF. DILATAC. POR °C (cm)	0.000017	0.000017	0.000023	0.0000116
PESO EN kg/m ³	8.890	8.940	2.680	7.850

Los conductores de cobre recocido (suave) tienen una conductividad mayor que el tipo duro, pero no se utilizan en líneas de transmisión eléctricas, por cuanto su resistencia mecánica a la tracción es muy baja.

Por esta razón, los conductores de cobre duro, son ge-

neralmente usados en sistemas de transmisión de tensiones bajas y medias, y para medianas potencias.

Los conductores de aluminio por si solos tienen una resistencia a la tracción demasiado bajas, por lo cual en sistemas de transmisión se utilizan cables, en cuyo interior van torones o conductores de acero, para darle al conjunto la resistencia mecánica requerida, y este conjunto se conoce con el nombre de CABLE DE ALUMINIO REFORZADO CON ACEERO (ACSR).

La desventaja del aluminio radica en los excesivos cuidados que se debe tener para su manejo, así como de una serie de accesorios que son necesarios para la su instalación, lo cual encarece la obra.

Existe además, el tipo de conductor de acero, revestido con cobre, llamado COPPER - WELD , que también es bastante usado en sistemas de transmisión eléctrica, pues presenta alta resistencia a la tracción, por disponer de alma de acero, y buena conductividad por su recubrimiento de cobre, lo cual se aprovecha mayormente, a tensiones bastante altas, en donde se produce el efecto pelicular, y se aprovecha mayormente la sección de cobre y en menor densidad el acero, que tiene una conductividad muy baja en relación al primero.

Existente los cables de COPPER-WELD-COPPER, que son aquellos que tienen uno o más torones de acero revestido de cobre y alrededor varios torones de cobre. Estos conductores se utilizan preferentemente en líneas que transportan grandes potencias.

AI SLAD ORES:

El nivel de aislación de una línea de transporte eléc-

trico, es función principal del voltaje a que trabaja el sistema.

Toda línea de transmisión, que generalmente utiliza conductores desnudos, debe tener un aislamiento conveniente, de acuerdo a la características del sistema, para evitar desgargas eléctricas entre fasos o entre fases y el elemento de soporte.

En una línea de transmisión eléctrica, la aislación se efectúa mediante aisladores especiales de porcelana o de vidrio. Generalmente los que mas se utilizan son los de porcelana, debido a que son mecánicamente mas resistentes, menos frágiles que los de vidrio.

Además las características de la porcelana como aislante son óptimas, tomando en cuenta que, el proceso de fabricación, que siempre está regido a normas standard, es bastante complejo y se efectúan para determinar su conformidad con las normas, pruebas de resistencia eléctrica, mecánica, en tal forma que el cliente puede confiar en la calidad y características del material.

Fundamentalmente existen dos tipos de aisladores, que son:

- a) Aisladores tipo soporte o Espiga (Pin)
- b) Aisladores tipo Suspensión.

Los aisladores tipo Soporte o Espiga, se utilizan generalmente en sistemas cuyo voltaje no excede los 50 Kilovoltios, y su tipo, como podremos observar posteriormente, está diseñado en tal forma que descansa el aislador sobre un perno o espiga, en forma rígida.

En cambio, los aisladores tipo Suspensión se utilizan generalmente en líneas aéreas de transmisión a voltajes bastantes

altos, mayores que los 50 Kilovoltios, y también en líneas de voltajes medios, en los anclajes o arranques de las líneas. Como es obvio explicarse, la resistencia mecánica en estos últimos es mayor que los del tipo Soporte, y además los aisladores de suspensión pueden acoplarse entre si en serie e inclusive en paralelo, en lugares en donde se requiere una resistencia mecánica mucha mas alta que la proporcionada un sólo aislador.

En nuestro caso, como la tensión de transmisión seguramente no sobrepasará los 22. Kilovoltios, es natural que tendremos que utilizar los aisladores de tipo Soporte, y unicamente en los arranques y amarras de la línea, podremos de acuerdo a los requerimientos utilizar los aisladores de tipo Suspensión.

ESTRUCTURAS DE SOPORTE:

Todas las líneas aéreas de transmisión eléctrica, tienen que estar suspendidas a una distancia determinada del suelo, para mantener la seguridad en cuanto a servicio y a la protección de los habitantes y animales.

Conocemos tres tipos especiales de estructuras de soporte para líneas eléctricas, que son:

- a) Postes de madera
- b) Postes de acero
- c) Postes de Hormigón armado
- d) Torres de acero

Los postes de madera son los generalmente usados en sistemas eléctricos cuya tensión no sobre pasa los 66 Kw.; por ser mas baratos, mas fáciles de equipar e instalar, y además como la madera es aislante, ayuda en cierta manera a aislar mas la

línea.

La madera mas comunmente empleada en nuestro País para este propósito es el eucalipto, que posee cualidades mecánicas excelentes, abundancia y precio bajo, además una duración de 5 a 15 años, dependiendo esta de la humedad y demás características de la zona a instalarse.

Los postes de acero y hormigón son mas caros y por lo tanto son menos usados, aunque tienen la ventaja sobre la madera, de una duración mayor. Estos generalmente se usan para tensiones bajas y medianas.

Las torres de acero se utilizan en líneas aéreas de grandes transportes, en donde los voltajes y los pesos de los conductores son bastante altos.

Concluyendo, de acuerdo a lo observado anteriormente, nos decidiremos para nuestro proyecto, por los postes de madera, por las cualidades anotadas, considerando que si la zona a instalarse no es extremadamente húmeda, podrán éstos durar un promedio de 8 años, siempre que se les impregne de creozota en su base, para evitar su descomposición de esta zona que es la mas afectada por los agentes exteriores.

CAPITULO III : DISEÑO ELECTRICO DE LA LINEA: Selección del voltaje y de la sección mas económica de conductores, potencia de la línea, pérdidas de potencia, protección contra descargas atmosféricas.

SELECCION DEL VOLTAJE Y DE LAS SECCIONES MAS ECONOMICAS DE LOS CONDUCTORES.-

En el Capítulo I, referente al estudio de la carga, habíamos determinado que la carga para un futuro de 15 años, sería de 1.200 Kilevatios, entendiéndose que esta cubriría el suministro eléctrico a las poblaciones anotadas, a la población rural de la zona estudiada y a los transmisores de la Estación Radiodifusora HCJB en Pifo.

Como habíamos anotado, existían en esta Línea de Transmisión por un lado puntos o centros de carga conocidos, determinados por los alimentadores a las poblaciones de Pifo, Puenbo, Tababela, Yaruquí, Checa y El Quinche, y por otro lado las derivaciones para la alimentación a los clientes rurales.

Como el número y localización de estos últimos desconocíamos y sería casi siempre imposible y nada práctico el tratar de localizarlos y con estas localizaciones tratar de dimensionar y calcular la línea, podemos establecer para mayor facilidad, centros de cargas ideales, sobre los cuales vamos a suponer que se derivarán las acometidas a los clientes rurales.

Naturalmente se deberá regular, y esto lo haremos mas adelante, en que forma y condiciones un cliente rural deberá hacer

su conexión, así como también el evitar que desde las líneas de Baja Tensión de distribución a las poblaciones, se deriven líneas para pobladores rurales, lo cual resultaría nada beneficioso para los clientes y para la Empresa.

Basándonos en estas consideraciones, hemos establecido seis centros de carga ideales a lo largo de la línea, y dos mas en las poblaciones de Pifo y Puenbo, por estar estas mas alejadas de la ruta principal de la línea, es decir que tendremos ocho centros de carga ideales, en total para la alimentación a los clientes rurales.

Naturalmente, en la práctica, podrán existir y en realidad existirán mucho mas centros de carga, cuya localización dependerá de la ubicación del cliente, y esta disposición de ocho centros de carga, la tomaremos como base únicamente para efectos de cálculo de la línea

Habíamos destinado 249 kilovatios de Potencia para la alimentación rural a un futuro de 15 años. Como estos centros de carga ideales están mas o menos regularmente distribuidos, podremos destinar a cada uno de ellos el 1/8 de esa potencia, es decir aproximadamente 31 kilovatios, los cuales quedarán distribuidos así:

Punto A :	32 Kilovatios	Punto E :	31 Kilovatios
B :	31 "	F :	32 "
C :	31 "	Puenbo :	31 "
D :	31 "	Pifo :	30 "

todos los cuales nos dan un total de 250 Kilovatios.

Hemos determinado también el crecimiento de la población, del consumo de energía eléctrica, con todo lo cual, podre-

mos ahora determinar para un período de tiempo de 15 años, la potencia que consumirá cada población al cabo de ese período.

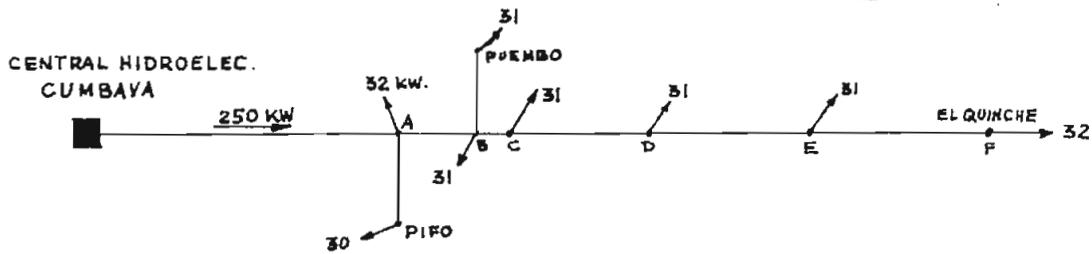
Estos valores podemos observarlos en el siguiente cuadro que nos da una idea clara de las potencias necesarias en cada población:

Localidad	Población Actual	Población en 1.977	Demanda Kw. en 1.977
PIFO	1.232	1.820	125.0
PUEMBO	649	950	65.0
TABABELA	232	340	23.0
YARUQUI	694	1.020	70.0
CHECA	402	590	40.0
EL QUINCHE	1.270	1.870	128.0
TOTALES:	4.479	6.590	451.0

Como etapa final en la distribución de la carga sobre la línea, tenemos la requisición de la Radiodifusora HCJB, para sus instalaciones en la población de Pifo, por la cantidad de 500 kilovatios, de los cuales 300 se absorberán inmediatamente y los 200 restantes conforme se incrementen sus instalaciones y por consiguiente aumente la demanda.

Para su mejor comprensión de estos pasos dados para determinar la ubicación de las cargas y su magnitud, explicaremos mediante diagramas eléctricos unifilares de nuestra línea, en el mismo orden en que fueros determinados.

GRAFICO 1 : DIAGRAMA ELECTRICO UNIFILAR DE LA LINEA LOCALIZANDO LOS CENTROS DE CARGA IDEALES PARA LA DISTRIBUCION RURAL.



NOTA: las flechas indican únicamente el centro de carga ideal de donde se supone parten las demandas y no la dirección en que se abastece, pues esta puede ser cualquiera.

GRAFICO Nº 2 : DIAGRAMA ELECTRICO UNIFILAR DE LA LINEA MEDIANTE LAS LOCALIZACIONES Y DEMANDAS DE LOS CENTROS POBLADOS.

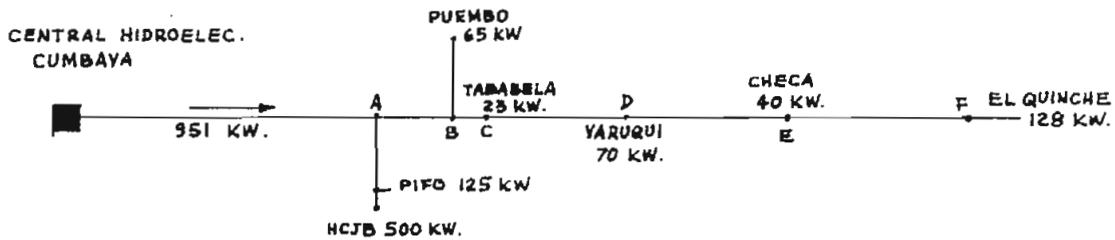
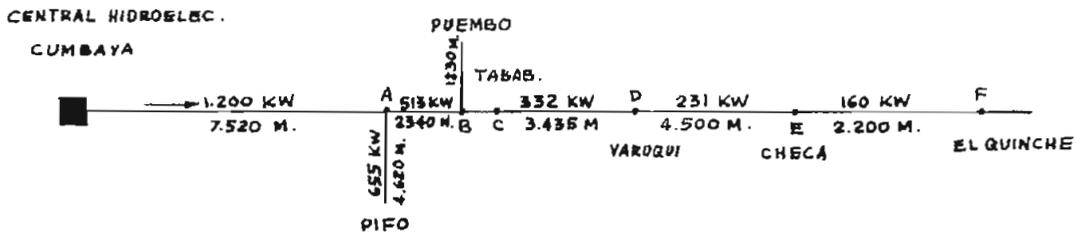


GRAFICO Nº 3 : DIAGRAMA DE CARGAS UNIFILAR DE LA LINEA PARA LA CARGA TOTAL COMBINADA, INDICANDO DISTANCIAS A CADA PUNTO PARA CADA TRAMO DE LÍNEA



001503

En este último diagrama unifilar, podemos observar la carga que deberá transportar cada tramo de línea, lo cual es un dato básico para el cálculo de las secciones, los valores por tramos son:

Tramo CUMBAYA - Punto A : 1.200 Kilovattios

A - B : 513 "

B - C : 386 "

C - D : 332 "

D - E : 231 "

E - F : 160 "

A - PIFU : 655 "

B - PUENBO : 96 "

Considerando el tipo de carga para la determinación del factor de potencia, tenemos:

El consumo rural, estará dado por iluminación, utencillos domésticos y en pequeña escala tipo industrial. Para la iluminación podemos fijar un factor de potencia de 0.9 con carácter inductivo, para los utencillos 0.8 y para los motores también 0.8, todos inductivos.

El consumo de las poblaciones estará determinado principalmente por iluminación y la utilización de utencillos domésticos, el primero con factor de potencia 0.9 y el segundo con 0.8.

El consumo de la Radidifusora HCJB, tiene un factor de potencia inductivo de 0.8, según datos de esa Organización.

Podemos apreciar, que durante el día en que no existe consumo para iluminación, el factor de potencia será 0.8, en tanto que en la noche cuando predomina ésta, estará cerca del valor 0.9.

Por lo tanto para nuestros cálculos tomaremos el valor de 0.8 para el factor de potencia, con carácter inductivo, por ser

el predominante.

Hasta aquí disponemos para el cálculo de cada tramo, de los valores necesarios que son:

- a) Potencia a transportarse,
- b) Distancia del transporte,
- c) Factor de potencia.

Discorniremos ahora sobre la forma misma o estructura de la línea, planteando de antemano algunas soluciones, para luego del análisis económico, decidirnos por la mas conveniente.

En primer lugar, dada la forma misma de la línea, en la cual se presenta varios puntos de demanda, deberemos calcular la línea tramo por tramo.

Para calcular los tramos, tendremos que partir de un valor tal de voltaje asignado al extremo receptor mas distante, que en nuestro caso representa el punto F, ubicado al final del polígono de estudios en la población de El Quinche.

Al dar los datos básicos al punto F, podremos determinar la tensión de salida del punto E, determinando por tanto la caída de tensión en el tramo EF, el calibre de conductor necesario, la regulación, etc. Así en esta forma procederemos con todos los demás tramos de la línea, siempre basándonos en el voltaje de recepción (E_r) para llegar al de salida (E_s).

Para la determinación de estos valores, utilizaremos la fórmula para la tensión de salida en líneas de transmisión cortas y que es:

$$E_s = \sqrt{(E_r \cdot \cos \phi + IR)^2 + (E_r \cdot \sin \phi + IX)^2}$$

en donde: E_r es voltaje de recepción en KV de fase a neutro

Es. es la tensión de salida en Kv. de fase a neutro

ϕ ángulo de defasaje

I corriente por fase

R resistencia total de un conductor.

X reactancia inductiva total de un conductor.

Como el efecto capacitivo es insignificante en nuestro caso por ser una línea de transmisión corta, prescindiremos en los cálculos de este efecto.

En vista que nuestra línea presenta a lo largo de su recorrido varios puntos de derivación para cargas, no podremos para el efecto determinar el (o los) voltajes mas convenientes, utilizar ninguna de las fórmulas empíricas existentes para el efecto, pues cometeríamos el error de fijar una sola potencia a toda la línea, para determinar un voltaje, o dar a cada tramo su potencia correcta y distancia y en base a esto determinar el voltaje conveniente, con lo cual es posible que pudiéramos obtener mas de dos valores, lo cual no sería nada práctico.

En vista de esto el paso mas acertado será escoger algunos de los valores standards para líneas de transmisión-distribución, para luego de un análisis económico determinar el voltaje de trabajo de la línea.

Así escogemos los valores conocidos de 7.600 voltios, 13.200 y 22.000 voltios, que son los mas usados para este tipo de líneas como ya lo anotamos anteriormente.

Para la determinación del valor mas económico, vamos a esbozar tres formas o disposiciones de la línea:

- 1.- Utilización de dos tensiones: 15.800 en el tramo Cumbayá - A y 7.200 en el tramo A a P.

Considerando una pérdida de potencia admisible del 5% por cada tramo.

2.- Utilización de las mismas dos tensiones anteriores dispuestas en la misma forma, pero considerando una pérdida de potencia del tramo del 2%

3.- Utilización de una sola tensión, de 13.800 voltios en toda la línea, considerando una pérdida de potencia admisible del 2% en cada tramo.

En los primeros casos se entiende que se necesitará un transformador trifásico en el punto A para el cambio de tensiones, además de los dos transformadores que se necesitan en Cumbayá para elevar la tensión.

Iniciamos el cálculo, tramo por tramo para el primer caso en la siguiente forma similar con los demás.

CASO 1°

- TRAMO E - F : Potencia = 160 Kw.
- cos ϕ = 0.8
- Distancia = 2.200 m.
- Voltaje = 6.600 (Voltaje de llegada)
- Pérdida de potencia adm. = 5%

a) Cálculo de la sección del conductor:

- $E_r = \frac{6.600}{3} = 3.815$ voltios de fase a neutro
- Pérdida en la línea : $160 \times 0.05 = 8.0$ Kw.
- Potencia de fase = $\frac{160}{3} = 53.3$ Kw.
- Corriente nominal = $\frac{53.300}{3.815 \times 0.8} = 17.5$ A.
- Pérdida admisible por conductor = $53.3 \times 0.05 = 2.66$ Kw.
- Resistencia total = $\frac{2.660}{17.5^2} = 8.72$ ohmios.
- Resistencia por Km. de conductor = $\frac{8.72}{2.2} = 3.96$ ohm/Km = 6.37 ohm/mill.

Conductor necesario : N° 8 AWG (1 hilo)

cuya resistencia es de 2.16 ohm/Km.

b) Cálculo de la caída de Tensión:

Resistencia total = $2.16 \times 2.20 = 4.75$ ohm.

Valor I.R. = $17.5 \times 4.75 = 83.2$ voltios

Reactancia Inductiva = $X = X_a + X_d$ en la cual:

X_a = reactancia inductiva interna de cada conductor

X_d = reactancia inductiva debida al espacio entre conductores.

De acuerdo al voltaje, vemos que el espacio entre conductores debe ser de 2 pies 6 pulgadas, con la cual el valor de $X_d = 0.111$ ohm/ conductor de milla, que sumando el valor $X_a = 0.666$ ohm/cond/milla, nos da $X = 0.776$ ohm/cond/milla = 0.48 ohm/cond/Km.

Luego la reactancia total vale

$X_{tot.} = 0.48 \times 2.2 \text{ Km.} = 1.056$ Ohm por conductor.

Debemos tomar en cuenta que los valores para las reactancias y las resistencias las hemos tomado para una corriente de 60 ciclos y una temperatura máxima de 50° C.

Luego el valor de E_s . será:

$$E_s = \sqrt{(3.815 \times 0.8 + 83.2)^2 + (3.815 \times 0.6 + 18)^2}$$

$E_s = 3.890$ voltios

E_s (entre fases) = $3.890 \times 1.73 = 6.740$ voltios

Caída de tensión = $3.890 - 3815 = \underline{75}$ voltios

c) Regulación :

$$\text{Reg.} = \frac{3.890 - 3.815}{3.815} = 100 = 1.97 \%$$

d) Pérdida de Potencia:

$$\text{P.P.} = 3 I^2 .R = 3 \times 17.5^2 \times 4.75 = 4.360 \text{ voltios}$$

$$\% \text{ de P.P.} = \frac{4.36}{160} = \underline{2.72 \%}$$

TRAMO D - E : Para el cálculo de este tramo y los restantes, se opera en la misma forma, y

en este caso los datos serían:

Potencia 231 Kw.

Er = 6740 voltios

D = 4.500 metros

Siguiendo el procedimiento de cálculo anotado, es de observar que al punto "A", llegamos con una tensión de 7.680 voltios, debiéndose instalar aquí un transformador trifásico de 1.200 Kw., de 13.8/7.6 KV, para luego con estos valores vemos que llegamos a Cumbayá, de acuerdo a los datos del cuadro N° 3, llegamos con un voltaje de 14.470, el cual podría mos lograr, graduando los TAPS del transformador de 13.800 voltios.

Para determinar los voltajes de llegada (Er) en Pifo y Puenbo habrá que invertir el cálculo, a partir de los voltajes obtenidos en los puntos A y B y aplicaremos la fórmula:

$$Er = \sqrt{Es^2 - (IX \cdot \cos \phi_r - IR \cdot \sin \phi_r)^2} - I(Rl \cdot \cos \phi_r + Xl \cdot \sin \phi_r)$$

Todos los datos obtenidos en este caso, los podemos observar en el cuadro N° 2 que se halla a continuación, pudiendo deducir de él, que el porcentaje de pérdidas de potencia total de 13.4% es demasiado alto, así como también la caída de tensión producida, en este primer caso.

Caso 2.- En este caso adoptado, los voltajes iniciales o de recepción son los mismos que en el caso anterior, es decir en el punto F es de 6.600 voltios y en A de 13.800 voltios, pero en este caso, las pérdidas admisibles de potencia, se limitan en cada

tramo a un 2%, con lo cual y mediante el mismo procedimiento de cálculo se llega al punto "A", con 7.175 voltios y a Cumbayá 14.200 voltios. E

En este caso la pérdida total de potencia es de 5.65%, y la caída de tensión continúa alta, alrededor del 10%.-

CASO 3 .-

En este caso se utiliza una sola tensión, tomada para la recepción en F, de 13.200 voltios, con una pérdida de potencia admisible por tramo de 2%. Con estos valores se llega a Cumbayá con 14.090 voltios, y se obtiene una pérdida de potencia de 4.99% y un porcentaje de caída de tensión de 6.75%, lo cual es ya aceptable.

Para los tres casos expuestos anteriormente se han tomado las siguientes separaciones mínimas entre conductores:

61800 a 7.200 voltios con 2'

13.200 - 13.800 voltios con 3'

Todos los conductores son de cobre recocido, duro, de 97.3% de conductividad.-

Finalmente llegamos, con todos los datos anteriores, a la formulación de un cuadro general (Nº 6), mediante el cual podemos determinar el voltaje mas conveniente.

En el presente cuadro hemos colocado en su orden los tres casos que nos basamos anteriormente, determinando las pérdidas de potencia en cada caso, las pérdidas anuales de energía, basándonos en un factor de carga adoptado de $F_c = 0.25$

En el valor estimado para el factor de carga han sido tomados en consideración los siguientes factores:

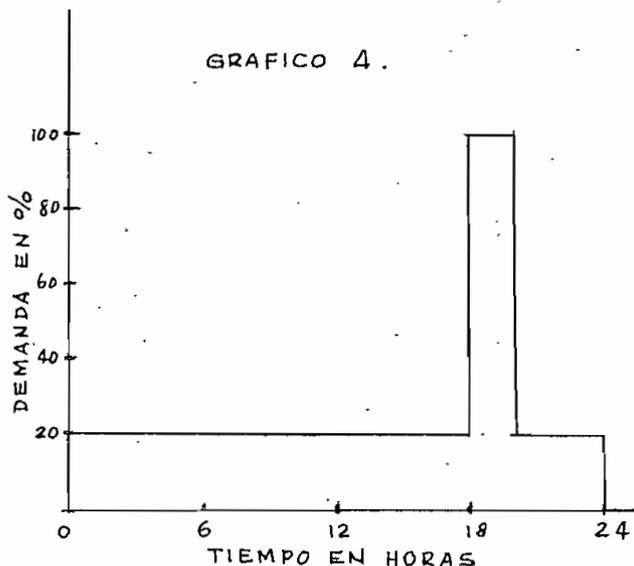
a) La práctica nos dice que, toda línea que sirve a un

sector rural, y mas aún cuando este sector no ha sido servido anteriormente con energía eléctrica y se trata de una línea de abastecimientos nueva, el factor de carga observado es muy bajo.

b) Si tomamos en cuenta la variación diaria de carga que puede ocurrir en nuestra línea, cuando en las horas de carga máxima se logre llegar a la potencia instalada máxima, podríamos decir entonces, que esas horas de intervalo, duraría a lo mas dos horas, (que posiblemente estarían comprendidas entre las 6:00 y 8:00 pm), cuando la carga sea específicamente dedicada a iluminación y al uso de utensillos o artefactos eléctricos.

Durante el resto de horas del día, podemos asignar un valor de carga igual al 20% de la potencia máxima instalada, es decir que tendremos el siguiente perfil que será aproximado a la curva de carga, en el gráfico 4.

GRAFICO 4.



Luego de este caso el factor de carga será:

$$2 \text{ horas} \times 100\% = 200\%$$

$$22 \text{ horas} \times 20\% = \underline{440\%}$$

$$\underline{\underline{\text{TOTAL} = 640\%}}$$

$$\frac{640}{24} = 26.7\%$$

Este valor de factor de carga lo podremos aproximar a 25%, por lo

tanto para nuestro cálculo $fc = 0.25$

Luego puede observarse en las columnas 12 a 17 inclusive, el costo inicial principal de la obra para cada caso, en lo referente a conductores, aisladores y transformadores. Se considera que el resto de equipo y materiales, tendrá un precio mas o menos fijo para los casos expuestos, por lo cual se omiten.

Finalmente en las columnas 18, 19, y 20 tenemos los costos de operación, para cada uno de los casos.

Analizando el cuadro podemos deducir que:

a) Si bien en el primer caso se tiene un costo inicial menor que en los otros dos, en cambio como sus pérdidas son altas el costo de operación también lo es, por lo cual queda en desventaja.

b) En el segundo se obtiene un costo inicial mayor, por lo tanto una cuota anual de amortización mas alta, que aunque sus pérdidas son bajas, dan como resultado un mayor costo de operación.

c) En el tercer caso se obtiene un costo inicial medio entre las dos anteriores, lo cual produce una cuota anual de amortización media también, que junto a un bajo costo por pérdidas nos

CUADRO Nº 5

VALORES CALCULADOS PARA LA DISPOSICION Nº 1 DE LA LINEA

TRAMO	POTENCIA	VOLTAJE	ER	FP	DISTANC.	PERD. ADMIS.	Nº CONDUCC.	R	X	DIST. COND.	CORR.	IR	IX	Es	Es(L)	Reg	e	e	PERDIDA POTENCIA	PERDID. POTENC.	
	KW.	KV	KV	cos f	KM	%	AWG	$r/km.$	x/km	d	I	V.	V.	KV.	KV.	%	V	%	KW.	%	
E-F	160	6.6	3.815	0.8	2.20	5	8	2.16	0.466	2'	17.5	83.2	18.0	3.890	6.740	1.97	75	1.93	4.360	2.72	
D-E	231	6.74	3.890	"	4.50	"	6	1.38	0.443	2'	24.7	153.	49.2	4.050	7.000	3.98	160	3.95	11.350	4.92	
C-D	332	7.000	4.050	"	3.45	"	6	1.36	0.449	2'	34.2	161.	51.3	4.215	7.285	4.07	165	3.91	16.470	4.96	
B-C	386	7.285	4.215	"	0.80	"	8	2.16	0.466	2'	38.3	66	14.3	4.275	7.40	1.42	60	1.40	8.640	2.24	
A-B	513	7.40	4.275	"	2.40	"	6	1.38	0.443	2'	50.0	165	53	4.44	7.68	3.86	165	3.72	24.750	4.82	
CUMBA- YA - A	1200	13.8	7.980	"	7.50	"	3	0.685	0.433	2'6"	62.8	323	202	8.355	14.47	4.85	375	4.49	60.900	5.08	
PIFO-A	655	7.68	4.44	"	4.30	"	3	0.685	0.433	2'6"	61.4	181	114	4.222	7.300	5.16	218	5.16	33.25	5.07	
B- PUEMBO	96	7.40	4.275	"	1.85	"	8	2.16	0.466	2'6"	9.35	37.4	4.52	4.217	7.300	1.38	58	1.38	1.05	1.10	
TOTAL																		160.77	13.4		

CUADRO N° 6

CUADRO COMPARATIVO PARA DETERMINAR EL VOLTAJE MAS CONVENIENTE

MATERIAL	VOLTAJE		CORRT. POR FASE	CONDUCTORES			PERDIDAS					COSTO INICIAL						COSTO ANUAL OPERACION.		
	ENTRE FASES	AL NEUTRO		CALIBR	PESO TOTAL	RESIS- TENCIA	POTENCIA PLENA CARGA	ENERG. ANUAL	VOLTAJE PLENA CARGA		CONDUCTORES	TRANSF.	RECO- NECT.	PARA RAYOS	AISLADO RES	TOTAL	INTERES+ DEPREC.	PERDIDAS	TOTAL	
	Kv.	Kv.	A	AWG	Kg.	Ω	Kw	% TOTAL	KWH.	V.	%	S U C R E S						S U C R E S		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Cu.	13.8	7.98	62.8	3	5.697	5.14	60.90	5.07	81.500	375	4.85	112.200	150.000			12.900			16.300	
	7.6	4.39		3-6	8.090	32.75	99.87	4.20	134.000			159.400	150.000			22.400			26.800	
					13.787		160.77						271.600	300.000			35.300	606.900	101.150	43.100
Cu.	13.8	7.98	62.8	2/0	13.830	2.05	24.3	2.02	32.600	230	1.77	272.500	150.000			12.900			6.520	
	7.6	4.39		3/0	21.560	13.29	43.52	3.63	58.400			425.000	150.000			22.400			11.700	
				2-6	35.390		67.82						697.500	300.000			35.300	1032.800	172.130	18.220
Cu.	13.8	7.98	62.8	2/0, 4 6	25.190	31.85	55.364	4.61	57.592	890	6.38	550.000	150.000			45.900	745.900	124.290	11.518	135.808
AL.	13.8	7.98	62.8	1, 4, 6 226.800	18.650	34.45	55.53	4.63	74.500	980	6.91	385.000	150.000			+ Acces. 90.000	625.000	104.200	14.900	119.100

dá el costo de operación mas bajo que en los otros casos a pesar de que al haber elevado el voltaje a 13.800, ha subido el costo de aislamiento, pero ~~no~~ en un mayor porcentaje.-

Además en lo que respecta a los poste de sustentación, estos no tendrán ningún costo adicional, existiendo sí una pequeña diferencia entre las crucetas, que en el caso escogido tendrán que ser de mayor longitud.-

Como se puede observar en el cuadro N° 1, uno de los factores que encarecería el costo inicial de las dos primeras casos, era la utilización de un transformador de bajada en el punto "A", el cual se evita en el caso de tener una sola tensión.-

En lo referente al conductor mas económico, podemos ver que en la mayoría de los casos expuestos, se utiliza conductor de cobre duro N° 6 AWG, en los tramos desde el punto "A" en adelante, pues un conductor N° 8 AWG no podremos usar tanto por no estar de acuerdo a las normas vigentes al respecto, tanto por que tiene una resistencia mecánica a la tracción demasiado baja, lo cual nos obligaría a reducir los vanos y por lo tanto se encarecería la obra.

Por otro lado si escogemos conductores de mayor sección, lo único que obtendremos es reducir las pérdidas, encareciéndose económicamente por el mayor peso de los conductores; tomando en cuenta además, que para el caso escogido nuestras pérdidas de potencia están en un 4.61%, que está dentro de los límites establecido y no nos interesa en mayor forma reducirlas, por cuanto, como ya lo anotamos, subiría el costo de la obra en una proporción que quizás no este en relación con el monto de la diferencia de pérdidas anuales que se lograría con dicho cambio de sección.

Por lo tanto al decidirnros por el último caso, conser-

varamos los conductores determinadas en el cálculo para la línea de 15.800 voltios, cambiando únicamente los tramos K - J y B - Pueblo, de conductor No 8 AWG a conductor No 6 AWG, por las razones anteriormente anotadas.-

Al haber llegado a la conclusión de que la tensión de operación de la línea de 15,8 KV, es la que nos conduce a la utilización del conductor mas económico en Cobre, analizamos a continuación cual sería la posibilidad de usar conductores de Aluminio reforzados con acero (ACSH), al realizar los cálculos con este tipo de conductor y la tensión escogida, observamos como es natural, que los calibres a utilizarse No 1, 4, 6 AWG y 256.800 cir.mil, son de diámetro mayor que los respectivos en Cobre, pero con un peso menor que aquellos, lo cual hace que el costo de los cables de ACSH sea menor que el del cobre.

Se observa además que, las pérdidas de potencia a plena carga suben en un 8.02%, lo cual es insignificante, pero sí existe un aumento en el porcentaje de caída de tensión a plena carga de 0.53% En esta forma observamos que el costo inicial de materiales es mas bajo para el caso de utilizar conductores de Aluminio Acero (ACSH), a pesar de que el costo anual debido a las pérdidas producidas por este material han subido en un 29% con relación a las producidas por las líneas de Cobre, como podemos observar en el cuadro No 6.

Analizamos las ventajas y desventajas de utilizar conductores de ACSH, en vez de conductores de cobre.-

VENTAJAS.-

A) La principal ventaja que ofrecen los conductores ACSH, radica en tener un precio mas bajo, ventaja que dis-

minuye notablemente debido a las mayores pérdidas que produce en la línea.

b) El menor peso es otra de las ventajas de este material, lo cual hace mas fácil su transporte.

DESVENTAJAS:

a) La necesidad de accesorios y herramientas especiales para su instalación.

b) La suavidad del Aluminio provoca continuas roturas de uno o mas hilos del cable, o magulladuras de los mismos, ya sea en el transporte o durante la instalación de la línea obligando a realizar empates mediante conectores especiales.-

c) La principal desventaja del ACSR, radica en que por tratarse en este trabajo de una línea rural (de transmisión-distribución), las derivaciones tanto a los centros poblados como a las de los clientes rurales, necesitarían también de accesorios especiales bimetálicos, para asegurar un buen servicio y funcionamiento, los cuales debería mantenerse en stock, ya que son de difícil consecución en el mercado local, además de ser un precio bastante elevado, en relación a los accesorios que se necesitan para una derivación de una línea de cobre.-

d) Al ser estos conductores de mayor diámetro que los de cobre, se va producir un mayor esfuerzo mecánico producido por la acción del viento, sobre los apoyos, lo cual nos va a obligar a reducir en algo las longitudes de los vanos.

e) La instalación de la línea requiere en si mismo muchas cuidados que la del cobre, necesiándose herramientas especiales para el objeto.-

Pesando las ventajas y desventajas expuestas y apesar de

no ser la solución mas económica, pero si la mas apropiada para el tipo de línea en estudio, nos decidiremos por la utilización de conductores de cobre en la totalidad de la línea, desechando por lo expuesto anteriormente el uso de conductores de Aluminio de Acero (ACSR).

Realizaremos entonces los cálculos definitivos para esta disposición.

CALCULO DE LA LINEA, CON VOLTAJE DE LLEGADA A EL QUINCHE DE 13.200 V.
CON CONDUCTORES DE COBRE.-

TRAMO E - F:

Potencia a transmitirse : 160 KW = 200 KVA

Distancia : 2.200 m.

Voltaje de recepción : 13.200 V. $E_r/\sqrt{3} = 7630$ V.

Porcentaje de pérdidas admisibles : 2%

a) Sección del conductor:

Pérdida admisible de la línea = $160 \times 0.02 = 3.2$ KW

Potencia por fase: $160/3 = 53.3$ KW.

Corriente por fase = $\frac{53.3}{7.63 \times 0.8} = 8.74$ A

Pérdida por conductor = $53.3 \times 0.02 = 1.066$ KW.

Resistencia total = $\frac{1.066}{8.74^2} = 14 \Omega$

Resistencia por por Km. de conductor = $\frac{14}{2.2} = 6.36 \Omega/\text{Km.} = 10.22 \Omega/\text{Mi}$

El conductor correspondiente a la resistencia determinada es el N° 8 AWG, pero utilizaremos el N° 6 AWG de un hilo.

Conductor utilizado: N° 6 AWG - un hilo

$R = 2.39 \Omega/\text{cond/milla} = 1.49 \Omega/\text{cond/Km.}$

$X_a = 0.637 \Omega/\text{Cond/milla} = 0.396 \Omega/\text{cond/Km.}$

$R_{\text{Total}} = 1.49 \times 2.2 = 3.28 \Omega$

$X_a + X_d = 0.479 \times 2.2 = 1.05 \Omega$

Xd. se ha tomado para una distancia equivalente de 3' entre conductores, cuyo valor es $0.1333 \Omega/\text{con/milla} = 0.083 \Omega/\text{Cond/Km}$.

$$IR = 8.74 \times 3.28 = 28.67 \text{ V.}$$

$$IX = 8.74 \times 1.05 = 9.18 \text{ V.}$$

$$E_s = \sqrt{(7630 \times 0.8 + 28.67)^2 + (7630 \times 0.6 + 9.18)^2} = \underline{7650 \text{ V.}}$$

$$\text{Tensi3n entre fases } E_s (L) = 7650 / \sqrt{3} = \underline{13.250 \text{ V.}}$$

$$\text{P3rdidas} = 3I^2R = 3 \times 8.74^2 \times 3.28 = \underline{752 \text{ Watts.}}$$

$$\% \text{ p3rdidas} = \frac{0.755}{160} = \underline{0.47\%}$$

160

$$\text{Regulaci3n} = \frac{7650 - 7630}{7630} = 0.26\%$$

7630

TRAMO D - E:

Potencia a transmitirse: 231 Kw = 289 KVA

Distancia = 4.560 m.

Voltaje de recepci3n = 13250 $E_r (L) = 7650 \text{ V.}$

$$\text{Corriente } I = \frac{77.000}{7650 \times 0.8} = \underline{12.57 \text{ A}}$$

P3rdida de potencia por fase $77.000 \times 0.02 = 1540 \text{ W.}$

$$R = \frac{1540}{12.57^2} = \underline{9.75 \Omega}$$

Resistencia por Kw = $\frac{9.75}{4.56} = 2.14 \Omega/\text{Km.} = 3.44 \Omega/\text{milla}$

Conductor a usarse : N° 6 AWG (1 hilo) R $2.39 \Omega/\text{milla}$
 $= 1.49 \Omega/\text{Km.}$

$$R \text{ tot.} = 1.49 \times 4.56 = 6.79 \Omega ; IR = 12.57 \times 6.79 = 85.35 \text{ V.}$$

$$X_a + X_d = 0.479 \times 4.56 = 2.18 \Omega ; IX = 12.57 \times 2.18 = 27.40 \text{ V.}$$

$$E_s = \sqrt{(7650 \times 0.8 + 85.35)^2 + (7650 \times 0.6 + 27.40)^2} = \underline{7.735 \text{ V.}}$$

$$E_s (L) = 7735 \times \sqrt{3} = \underline{13.397 \text{ V.}}$$

$$\text{Reg} = \frac{7735 - 7650}{7650} = \frac{85}{7650} = \underline{1.11\%}$$

$$3I^2R = 3 \times \overline{12.57}^2 \times 6.79 = \underline{3.218 \text{ W}}$$

$$\% \text{ pérdida de Potencia} = \frac{3.218}{231.000} \times 100 = 1.39\%$$

TRAMO C - D :

$$\text{Potencia a transmitirse} = 332 \text{ KW} = 415 \text{ KVA}$$

$$\text{Distancia} = 3470 \text{ m.}$$

$$\text{Voltaje de recepción} : 13.397 \quad E_r = 7735 \text{ V.}$$

$$\text{Corriente por fase} = \frac{110.670}{7735 \times 0.8} = \underline{17.9 \text{ Amp.}}$$

$$\text{Pérdida por fase} = 110.7 \times 0.02 = 2.21 \text{ KW}$$

$$\text{Resistencia R} = \frac{2210}{17.9^2} = 6.9 \Omega$$

$$\text{Resistencia por Km.} = \frac{6.9}{3.47} = 1.99 \Omega/\text{Km.} = 3.2 \Omega/\text{milla}$$

Conductor a usarse N° 6 AWG (1 hilo)

$$R = 2.59 \Omega / \text{milla} = 1.49 \Omega/\text{Km.}$$

$$B_{\text{total}} = 1.49 \times 3.47 = 5.17 \Omega \quad I R = 17.9 \times 5.17 = 92.5 \text{ V.}$$

$$X_a + X_d = 0.479 \times 3.47 = 1.66 \Omega \quad I X = 17.9 \times 1.66 = 29.7 \text{ V.}$$

$$E_s = \sqrt{(7735 \times 0.8 + 92.5)^2 + (7735 \times 0.6 + 29.7)^2} = 7.825 \text{ V.}$$

$$\text{Reg} = \frac{7.825 - 7735}{7735} = \frac{90}{7735} \dagger \underline{1.16\%}$$

$$3I^2R = 3 \times \overline{17.9}^2 \times 5.17 = \underline{4.970 \text{ W}}$$

$$\% \text{ Pérdidas Potencia} = \frac{4.97}{332} \times 100 = \underline{1.50\%}$$

TRAMO B - C :

$$\text{Potencia a transmitirse} = 386 \text{ KW} = 482.5 \text{ KVA.}$$

$$\text{Distancia} 940 \text{ m.}$$

$$\text{Voltaje de recepción} = 13.552 \quad E_r = 7825 \text{ V.}$$

$$\text{Corriente por fase} = \frac{1.29.000}{7825 \times 0.8} = \underline{20.6 \text{ Amp.}}$$

$$\text{Resistencia } R = \frac{2580}{20.6^2} = 6.08$$

$$\text{Resistencia por Km.} = \frac{6.08}{0.94} = 6.46 \text{ /Km.}$$

Conductor a usarse : N° 6 AWG (1 hilo)

$$R = 2.39 \text{ /milla} = 1.49 \text{ /Km.}$$

$$R_{\text{total}} = 1.49 \times 0.94 = 1.4 \quad IR = 20.6 \times 1.4 = 28.8 \text{ V.}$$

$$X_{\text{total}} = 0.479 \times 0.94 = 0.45 \quad IX = 20.6 \times 0.45 = 9.27 \text{ V.}$$

$$E_s = \frac{(7825 \times 0.8 + 28.8^2 + (7825 \times 0.6 + 9.27)^2)}{2} = 7850 \text{ V.}$$

$$E_s (L) = 7850 \sqrt{3} = 13.950 \text{ V.}$$

$$\text{Regulación} = \frac{7850 - 7825}{7825} = \frac{25}{7825} = 0.32\%$$

$$3I^2 R = 3 \times 20.6^2 \times 1.4 = 1.782 \text{ W}$$

$$\% \text{ Pérdida de potencia} = \frac{1782}{386.000} \times 100 = 0.46\%$$

TRAMO A - B :

Potencia a transmitirse : 513 KW. = 641 KVA.

Distancia = 2.400 m.

Voltaje de recepción = 13.590 Er = 7850 V.

$$\text{Corriente por fase} = \frac{171.0}{7.85 \times 0.8} = 27.2 \text{ A.}$$

$$\text{Pérdida por fase} = 171 \times 0.02 = 3.42 \text{ KW.}$$

$$\text{Resistencia } R = \frac{3420}{27.2^2} = 4.62 \quad ; R_{\text{km.}} = \frac{4.62}{2.4} = 1.92 \text{ /Km.}$$

Conductor a usarse : N° 6 Sólido:

$$R = 2.39 \text{ /milla} = 1.49 \text{ /Km.}$$

$$R_{\text{total}} = 1.49 \times 2.40 = 3.58 \quad IR = 27.2 \times 3.58 = 97.4 \text{ V.}$$

$$X_{\text{total}} = 0.479 \times 2.40 = 1.15 \quad IX = 27.2 \times 1.15 = 31.3 \text{ V.}$$

$$E_s = \frac{(7850 \times 0.8 + 97.4)^2 + (7850 \times 0.6 + 31.3)^2}{2} = 7.945 \text{ V.}$$

$$E_s (L) = 7.945 \sqrt{3} = 13.760 \text{ V.}$$

$$\text{Regulación} = \frac{7.945 - 7850}{7.850} = \frac{95}{7850} = 1.21\%$$

$$3I^2R = 3 \times 27.2^2 \times 3.58 = \underline{7.945 \text{ W.}}$$

$$\% \text{ Pérdidas} = \frac{7.945}{513.000} \times 100 = \underline{1.55\%}$$

TRAMO CUMBAYA - A :

Potencia a transmitirse = 1200 Kw. = 1500 KVA.

Distancia : 7.600 m.

Voltaje de recepción = 13.760 Er = 7.945 V.

Corriente por fase = $\frac{400.000}{7.945 \times 0.8} = \underline{63.0 \text{ Amp.}}$

Pérdida por fase = 400.000 x 0.02 = 8.000 w.

Resistencia R = $\frac{8.000}{63.0^2} = 2.02 \Omega$ Rkm. = $\frac{2.02}{7.6} = \frac{0.266}{7.6} \Omega/\text{Km.} = 0.428 \Omega/\text{milla}$

Conductor a usarse : N° 2/0 AWG de 7 hilos

R = 0.481 Ω /milla = 0.298 Ω /km.

Xa = 0.532 Ω /milla = 0.33 Ω /Km.

X = Xa + Xd = 0.33 + 0.083 = 0.413 Ω /Km.

Rtotal = 0.298 x 7.6 = 2.26 Ω ; IR = 63 x 2.26 = 142.4 V.

Xtotal = 0.413 x 7.6 = 3.14 Ω ; IX = 63 x 3.14 = 197.8 V

Es = $\sqrt{(7945 \times 0.8 + 142.4)^2 + (7945 \times 0.6 + 197.8)^2} = \underline{8.170 \text{ V.}}$

Es (L) = 8170 $\sqrt{3}$ = 14.150 V. (Voltaje de salida en Cumbayá)

Regulación = $\frac{8170 - 7945}{7945} = \frac{225}{7945} \times 100 = \underline{2.83\%}$

% caída de tensión C = $\frac{225}{13.760} \times 100 = 1.64\%$

$3I^2 R = 3 \times 63^2 \times 2.26 = \underline{26.909 \text{ watts.}}$

% Pérdida de potencia = $\frac{26.9}{1200} = \underline{2.24\%}$

TRAMO A - PAFU :

Potencia a transmitirse : 655 Kw. = 818 KVA.

Distancia = 4.300 m.

$$\text{Voltaje de salida} = 13.760 \text{ V} \quad E_s = 7945 \text{ V.}$$

$$\text{Corriente por fase} = \frac{218.000}{7945 \times 0.8} = \underline{34.3 \text{ Amp.}}$$

$$\text{Pérdida por fase} = 218.330 \times 0.02 = 4.360 \text{ w.}$$

$$\text{Resistencia } R = \frac{4.360}{34.3^2} = 3.7 \Omega; \quad R_{km} = \frac{3.7}{4.3} = 0.86 \Omega/\text{Km} = 1.384 \Omega/\text{milla}$$

Conductor a usarse : N° 4 AWG (3 hilos)

$$R = 1.518 \Omega/\text{milla} = 0.94 \Omega/\text{Km.}$$

$$X_a = 0.599 \Omega/\text{milla} = 0.37 \Omega/\text{Km.}$$

$$X = X_a + X_d = 0.37 + 0.083 = 0.453 \Omega/\text{Km.}$$

$$R_{total} = 0.94 \times 4.3 = 4.04 \Omega; \quad IR = 34.3 \times 4.04 = 138.5 \text{ V.}$$

$$X_{total} = 0.453 \times 4.3 = 1.95 \Omega; \quad IX = 34.3 \times 1.95 = 66.9 \text{ V.}$$

$$E_r = \sqrt{7945^2 - (66.9 \times 0.8 - 138.5 \times 0.6)^2} = 34.3 (4.04 \times 0.8 + 1.95 \times 0.6)$$

$$= \sqrt{63.123.025 - 874} = 150.9$$

$$= \sqrt{63.122.151} - 150.9 = 7944 - 150 = \underline{7794} = E_r.$$

$$E_r (L) = 7794 \sqrt{3} = \underline{13.499 \text{ V.}} \quad (\text{Voltaje de llegada a Pifo})$$

$$\text{Regulación} = \frac{7945 - 7794}{7794} = \frac{151}{7794} \times 100 = \underline{1.94\%}$$

$$3I^2 R = 3 \times 34.3^2 \times 4.04 = \underline{14.259 \text{ W.}}$$

$$\% = \frac{14.259}{655.000} \times 100 = \underline{2.18\%}$$

TRAMO B - PUEMBO :

Potencia a transmitirse : 96 Kw. = 120 KVA

Distancia = 1850 m.

Voltaje de salida = 13.590 V. $E_s = 7850 \text{ V.}$

$$\text{Corriente por fase} = \frac{32.000}{7850 \times 0.8} = 5.1 \text{ Amp.}$$

$$\text{Resistencia } R = \frac{640}{5.1^2} = 24.6 \Omega \quad R_{km} = \frac{24.6}{1.85} = 13.3 \Omega/\text{Km} = 21.4 \Omega/\text{milla}$$

$$\text{Pérdida por fase} = 32.000 \times 0.02 = 640 \text{ W.}$$

Conductor a usarse . N° 6 sólido

$$R = 2.39 \Omega/\text{milla} = 1.49 \Omega/\text{Km.}$$

$$R_{\text{total}} = 1.49 \times 1.85 = 2.76 \Omega ; IR = 5.1 \times 2.76 = 14.08 \text{ V.}$$

$$X_{\text{total}} = 0.479 \times 1.85 = 0.89 \Omega ; IX = 5.1 \times 0.89 = 4.54 \text{ V.}$$

$$E_r = \sqrt{7850^2 - (4.54 \times 0.8 - 14.08 \times 0.6)^2} - 5.1 (2.76 \times 0.8 + 0.89 \times 0.6)$$

$$= \sqrt{61.622.500 - 23.2} - 13.97 = \underline{7836 \text{ V} = E_r}$$

$$E_r (L) = 7836 \sqrt{3} = \underline{13.572 \text{ V.}}$$

$$\text{Regulación} = \frac{7850 - 7836}{7836} = \frac{14}{7836} = \underline{0.18\%}$$

$$3I^2 R = 3 \times 5.1^2 \times 2.76 = \underline{215 \text{ W}}$$

$$\% \text{ Pérdidas} = \frac{215}{96.000} \times 100 = \underline{0.22\%}$$

Pérdida de Potencia total:

Tramo E - F - 752 watts

Tramo D - E - 3.218 watts.

Tramo C - D - 4.970 watts.

Tramo B - C - 1.782 watts.

Tramo A - B - 7.945 watts.

Tramo Cumbayá-A 26.909 "

Tramo A-Pife - 14.259 "

Tramo B-Puembo- 215 "

TOTAL: 60.050 watts.

$$\% \text{ de pérdida de potencia} = \frac{60.05}{1200} \times 100 = \underline{5\%}$$

$$\text{Caída de tensión } e = E_s - E_r = 14.100 - 13.200 = \underline{950 \text{ V.}}$$

$$\% \text{ caída de tensión} = \frac{950}{14.100} = \underline{6.74\%}$$

$$\text{Regulación} = \frac{8170 - 7630}{7630} = \frac{540}{7630} = \underline{\underline{7.08\%}}$$

Todos estos valores son tomados cuando la línea esté a máxima carga.

COORDINACION DEL AISLAMIENTO :

La coordinación del aislamiento es la correlación entre el aislamiento de la línea y sus equipos asociados, con las características de los elementos de protección, a fin de proteger a la aislación de excesivos sobre voltajes que resultarían perjudiciales a cualquier parte del sistema.

La determinación de una relación económica entre la capacidad de aislamiento del equipo y el nivel de voltaje de protección, se logra mediante la determinación de un NIVEL BASICO DE AISLAMIENTO, (BASIC INSULATION LEVEL : BIL), con lo cual perseguimos los siguientes objetivos:

- a) Determinación de un nivel de aislamiento apropiado,
- b) La seguridad de que el nivel de aislamiento de todo el equipo es un valor mayor o igual al seleccionado (en KV) como nivel básico de aislamiento.
- c) La elección de aparatos de protección, con los cuales se logra un índice de protección adecuado, que se justifique económicamente.-

Entonces deberemos establecer un "Nivel básico de aislamiento" para todo el equipo de la línea, en tal forma de lograr los objetivos antes mencionados.-

PROTECCIONES DEL SISTEMA

Protección de la Línea contra descargas atmosféricas:

Tomando en consideración la pequeña potencia que transmi-

tirá la línea, y de su costo bajo, vemos que no se justificaría económicamente la instalación de una línea de tierra para la protección contra descargas atmosféricas, por lo cual prescindiremos de ella, para dejar actuar en tales casos únicamente a la protección que nos da la aislación de la madera, evitando así en algo las descargas entre fases.

Además podemos tomar en cuenta, aunque no existen datos al respecto, que la zona por la cual cruza la línea es relativamente seca, en la cual no se observan descargas eléctricas continuas, en comparación con otras zonas del país.-

Protección de los Transformadores contra descargas atmosféricas.-

La protección de los transformadores de distribución, contra descargas atmosféricas, se realizará mediante para rayos, tipo válvula instalados en el lado de alta tensión de los mismos, tan cerca como sea posible, los parrayos deberán ser tipo DISTRIBUCION.-

El cálculo lo realizaremos en la siguiente forma:

Tomando en consideración que los transformadores a protegerse son trifásicos, conectados en Y con neutro a tierra, supondremos los siguientes valores, como término medio de los que generalmente existen (1)

$$\frac{X_0}{X_1} = 2.0 \qquad \frac{R_1}{X_1} = 0.1$$

$$\frac{R_0}{X_1} = 1.0 \qquad R_1 = R_2 \\ X_1 = X_2$$

En las igualdades anteriores:

X_0 = Reactancia inductiva de secuencia cero

X_1 = Reactancia subtransitoria de secuencia positiva

R_0 = Resistencia de secuencia cero

R_1 y R_2 = Resistencias de secuencias positivas y negativa respectivamente.

X_2 = Reactancia de secuencia negativa.-

Considerando estos valores, y además que el sistema en alta tensión es en Y con neutro directo a tierra, tenemos que de acuerdo al gráfico N° 5, el voltaje máximo a tierra en los terminales de los transformadores, para cualquier falla en el sistema, y cualquier resistencia de falla es de el 74% del voltaje normal entre fases, del lado de alta tensión.-

Permitiendo un 5% de sobrevoltaje en el sistema, el valor medio cuadrático (RMS) del pararrayos deberá ser:

$$1.05 \times 74 = 77.7\% , \text{ lo cual nos da:}$$

$$\frac{77.7 \times 13.8}{100} = \underline{10.72 \text{ KV.}}$$

Luego tenemos que escoger un pararrayos de valor nominal inmediato superior al determinado, es decir el de 12.0 KV, tipo distribución.-

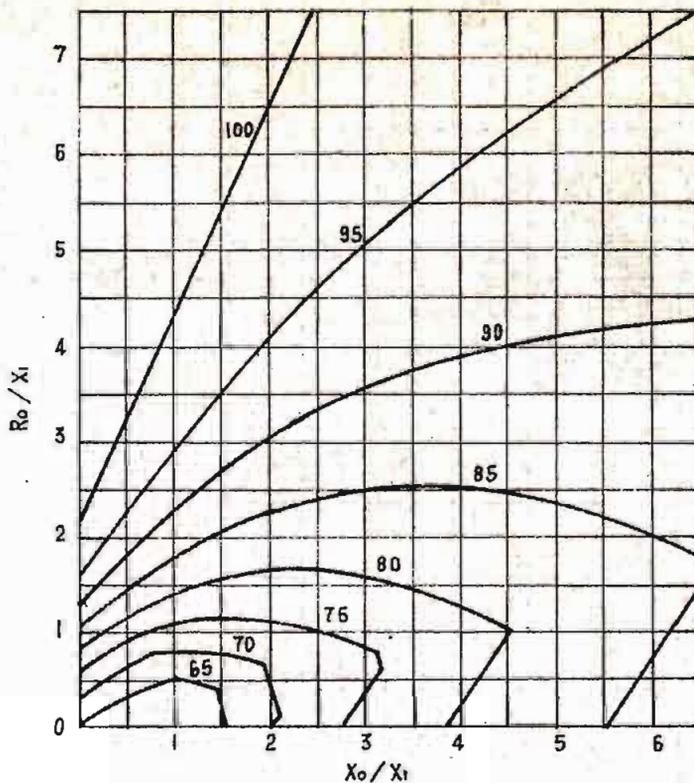
La figura N° 6 nos da las características de operación de un pararrayos tipo válvula para distribución de 12.0 KV (Rating KV), asumiendo una onda de corriente de descarga de 10 x 20 microsegundos para 5.000 amperios (curva A)

Observamos en ella que el voltaje de descarga máximo para una corriente de 5.000 amperios es de 39 KV, para el pararrayos escogido.

Asumiendo un margen de un 15% sobre los 39 KV. y mas un 15% de tolerancia sobre la caída de tensión media que se produce en el pararrayos, tenemos que el BIL, de los transformadores de distribución deberá ser:

$$39 + 5.85 + 6.73 = \underline{51.58 \text{ KV}}$$

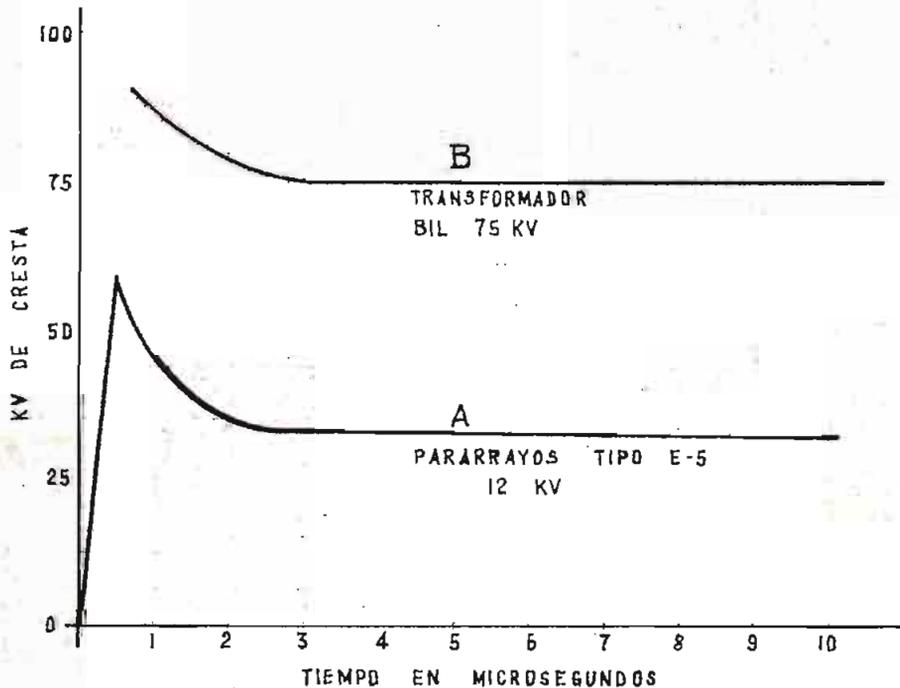
Como este valor se encuentra bajo el standard de 75 KV



CONDICIONES PARA:
 $R_1 = R_2 = 0.1 X_i$

VOLTAJE MAXIMO DE LINEA A TIERRA EN EL PUNTO DE FALLA, EN UN SISTEMA CON NEUTRO A TIERRA, BAJO CUALQUIER CONDICION DE FALLA (EN % DE LA TENSION DE LINEA).

GRAFICO Nº 6



COORDINACION DEL AISLAMIENTO DE TRANSFORMADOR CON LAS CARACTERISTICAS DEL PARARRAYO -

de BIL, puede ser tomado este equipo como nivel de aislamiento de los transformadores, que en relación a la curva característica de los pararrayos escogidos, la curva de nivel de aislamiento de los transformadores se indica en B.-

Por lo tanto los pararrayos los escogemos de la casa LINE MATERIAL TIPO VALVULA E 5, para conexión directa a cruceta de madera.-

Voltaje nominal 12 KV (Voltaje Rating KV-RMS), para operación a una altitud de 3.000 metros, con terminal para conexión de conductor, Código AVH 1 B 12 (peso 20 libras cada uno).-

Las características de operación son las siguientes, para una onda de 5.000 amperios:

C U A D R O N° 2

VOLTAJE NOMINAL RMS	TIPO	FRENTE DE LA ONDA		VOLTAJE EN KV. DE DESCARGA PARA UNA ONDA DE CORRIENTE DE 10 x 20 MICROSEGUNDOS					
		KV CRESTA		PARA 1500 AMPERIOS		PARA 5000 AMPERIOS		PARA 10.000 AMPERIS.	
		PROMD MAXIMO	KV	PROMD.MXM.	PROMD.MAXIM.	PROMD.MAXIM.	PROMD.MAXIM.	PROMD.MAXIM.	PROMD.MAXIM.
12	E-5	51	59	29	32	36	39	41	44

Para la protección de los reconectadores automáticos, se utilizará el mismo tipo de pararrayos, teniendo siempre en cuenta que el valor del BIL de aquellos sea mayor que el valor del voltaje máximo de descarga del pararrayos.-

AISLAMIENTO DE LA LINEA

Como habíamos previsto anteriormente, tomando en consideración la tensión de trabajo de la línea, debemos usar aisladores tipo soporte o espiga (Pin), para sostener a la línea.-

Sabemos que cada aislador estará sometido a una tensión dada por un lado por la tensión de la línea y por otro lado el soporte está prácticamente al potencial de tierra, es decir que la tensión eléctrica que debe soportar el aislador, en condiciones normales, es la tensión simple de fase a tierra.

Sin embargo, bajo condiciones excepcionales, el aislador se hallará sometido a la tensión compuesta o de fases, por lo cual para determinar sus características, deberá tomarse en cuenta esta última condición, que es la más desventajosa.

Por otro lado en la práctica se observa muchas veces, que al tratar de hacer economías en el aislamiento, obtenemos funcionamientos defectuosos de las líneas, por la serie de interrupciones a que da lugar un aislamiento deficiente.

Por esta razón, manteniendo el criterio de seguridad, calcularemos el aislamiento necesario, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$15 + 3 U \text{ Kilovoltios}$$

En que U es la tensión entre fases en el lado receptor, que en nuestro caso es 13.2 KV, y tendremos

$$15 + 3 \times 13.2 = 55 \text{ KV.}$$

Es decir que la tensión de arco en seco (mínima) que deberá caracterizar al aislador será de 55 KV. La tensión de contorneamiento bajo lluvia es $\frac{2}{3}$ la tensión de arco en seco, es decir

que valdría:

$$55 \times 2/3 = 37 \text{ KV.}$$

Calculando la distancia del flanco en base de un pie de distancia para 100 KV en condiciones normales, tendremos que para 15.2 KV será de 3.7 cm.

Tomando un factor de seguridad de 5 (normal), nuestro aislador deberá tener una distancia de contorno en seco de 3.7 x 5 = 18.5 cm.

La distancia de contorno en húmedo, generalmente se toma las 2/3 de la de contorno en seco, es decir:

$$18.5 \times \frac{2}{3} = 12.3 \text{ cm.}$$

Con estos datos, podemos ya escoger el aislador apropiado para las condiciones fijadas, y lo haremos del catálogo de la fábrica mexicana "ELECTRODINAMICA S.A.".-

En la sección aisladores "tipo afiler" del catálogo de la antes mencionada fábrica, encontramos el aislador de dos cuerpos tipo P-3,350, que cumple con los requerimientos ya anotados y sus características generales (eléctricas y mecánicas) son:

Resistencia mecánica = 1360 Kg.

Flanco en seco = 110 KV.

Flanco en húmedo = 70 KV.

Distancia de Flanco en seco 24 cm.

Distancia de flanco en húmedo = 15 cm.

Altura recomendable para el soporte del afiler = 20.3 cm.

Peso neto = 4.76 Kg.

Peso bruto de 100 piezas 662 Kg.

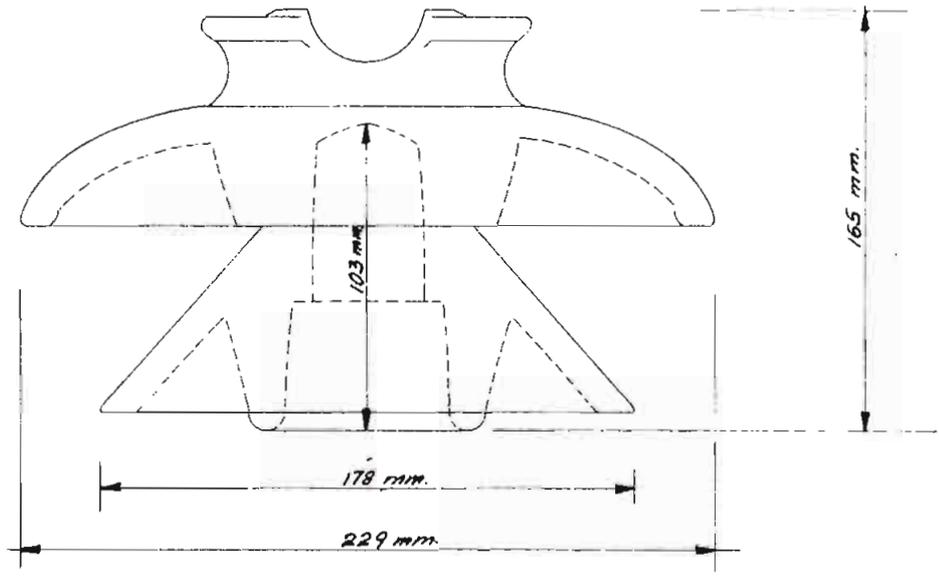
Empaque normal = 5 unidades

Precio FOB fábrica = US \$ 3.15 cada uno

GRAFICO 7

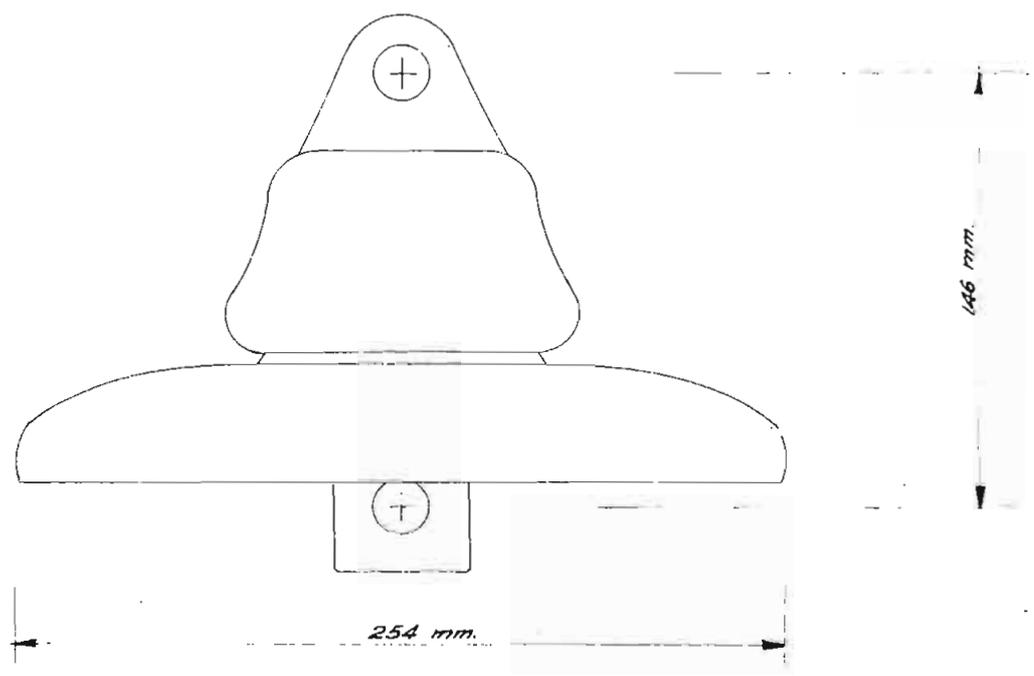
DETALLE DEL AISLADOR DE SOPORTE P-3300

ESCALA 1:25



DETALLE DEL AISLADOR DE SUSPENSION P-10003

ESCALA 1:25



Las dimensiones de este aislador se observan en el gráfico N° 7.

Para los arranques y amarres de la línea, usaremos los aisladores tipo suspensión, que para nuestras características tendremos que usar el tipo P,¹⁰⁰⁰³ cuyas características son:

Resistencia mecánica	=	6.818 Kg.
Flameo en seco	=	80 KV.
Flameo en húmedo	=	50 KV.
Distancia de fuga	=	31.75 CM.
Distancia de flameo en seco	=	20.63 CM.
Distancia de flameo en húmedo	=	12.04 CM.
Peso neto	=	5.67 Kg.
Peso FOB	=	US \$ 3.75 cada uno

Las dimensiones de este aislador se indican en el gráfico n° 7.

PROTECCION DEL SISTEMA CONTRA FALLAS.-

En el diagrama unifilar del sistema, se consideran los dos transformadores de 750 KVA cada uno, conectados en paralelo, en la subestación elevadora, cuya planificación la tiene realizada la Empresa eléctrica de Quito, y no es parte de este trabajo. Sin embargo se considerarán para el estudio de las fallas en la línea las impedancias tanto del generador como de los transformadores en mención.-

Como se observa, vamos a utilizar el sistema de distribución radial, tanto por el tipo y localización de las cargas, como por ser la solución mas económica.-

El diagrama eléctrico unifilar con las cargas indicadas,
y las reactancias y resistencias correspondientes a cada tramo de
línea es el siguiente:

GRAFICO N° 8

valores de la resistencia R, tiene
sive en algunos tramos, mayores
la reactancia total, para el
uito deberá considerarse la

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2}$$

ancia total para va-

El diagrama eléctrico unifilar con las cargas indicadas, y las reactivancias y resistencias correspondientes a cada tramo de línea es el siguiente:

GRAFICO N° 8

En vista de que los valores de la resistencia R, tiene en cada tramo, valores altos, inclusive en algunos tramos, mayores que los correspondientes de X que es la reactivancia total, para el cálculo de las corrientes de cortocircuito deberá considerarse la impedancia parcial de cada tramo es decir $Z = \sqrt{R^2 + X^2}$

Por lo tanto como sabemos, la impedancia total para varios tramos debemos calcularla según:

$$Z = \sqrt{(R_1 + R_2 + R_3 + \dots)^2 + (X_1 + X_2 + X_3 \dots)^2}$$

Siendo R₁, R₂ y R₃... las resistencias de un solo conductor para cada tramo, y X₁, X₂, X₃... sus reactivancias respectivamente.

Relacionando el anterior diagrama unifilar, a un diagrama de impedancias en Z considerando las cargas de fase o tierra tenemos:

GRAPICO N° 9

Reduciendo a magnitudes en PU para el cálculo de corrientes de cortocircuito tendremos:

Bases : 750 KVA - 13.8 KV.

$$\text{Generador G} : \frac{750}{11.111} \times 13.5 = 0.91\% = 0.0091 \text{ PU}$$

$$\text{Transformador T} : \frac{750}{750} \times 5.45 = 5.45\%$$

Como son dos en paralelo = 2.725% = 0.027 PU

Para la línea:

Tramo Cumbayá - A :

$$R : \frac{750}{1500} \times 2.08 = 1.04\% = 0.0104 \text{ PU}$$

$$X : \frac{750}{1500} \times 3.14 = 1.57\% = 0.0157 \text{ PU}$$

Tramo A - B :

$$R : \frac{750}{641} \times 3.5 = 3.86\% = 0.0386 \text{ PU}$$

$$X : \frac{750}{641} \times 1.36 = 1.59\% = 0.0159 \text{ PU.}$$

Tramo B - C :

$$R : \frac{750}{482} \times 1.29 = 2.00\% = 0.0200 \text{ PU}$$

$$X : \frac{750}{482} \times 0.45 = 0.70\% = 0.0070 \text{ PU}$$

GRAFICO Nº 8

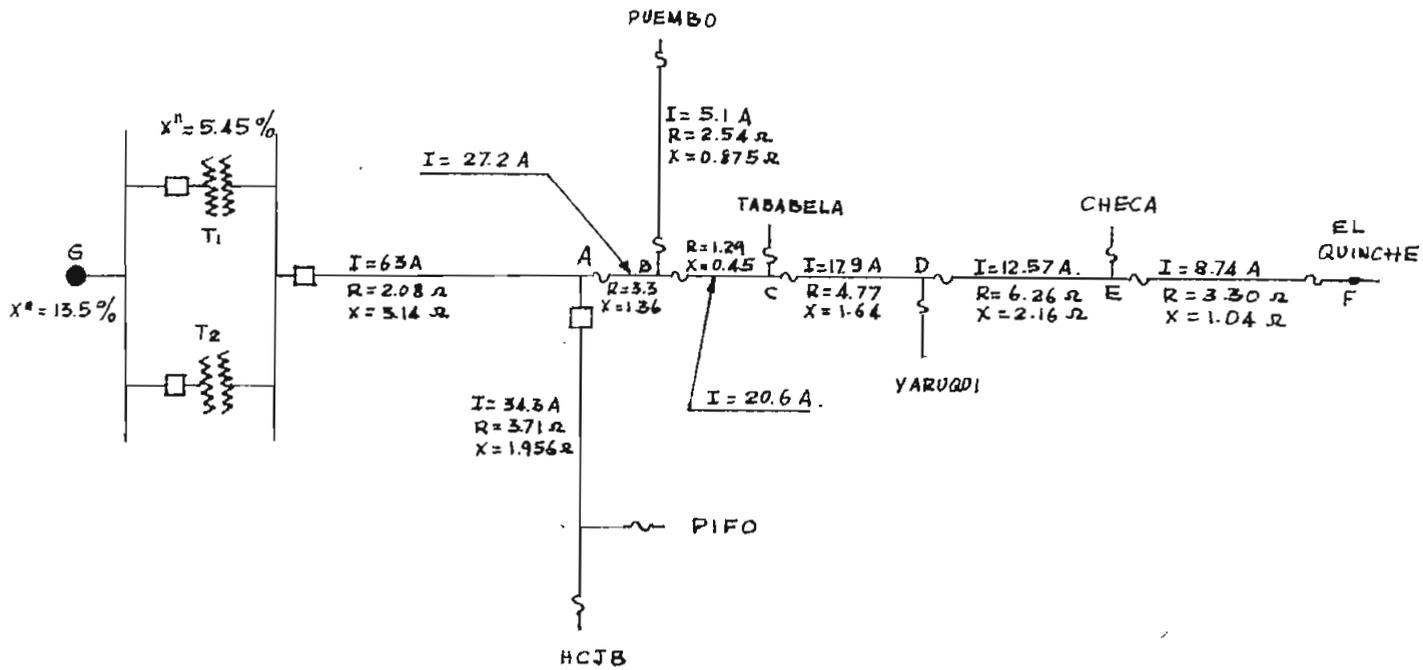


DIAGRAMA ELECTRICO UNIFILAR LOCALIZANDO
LOS ELEMENTOS DE PROTECCION

GRAFICO Nº 9

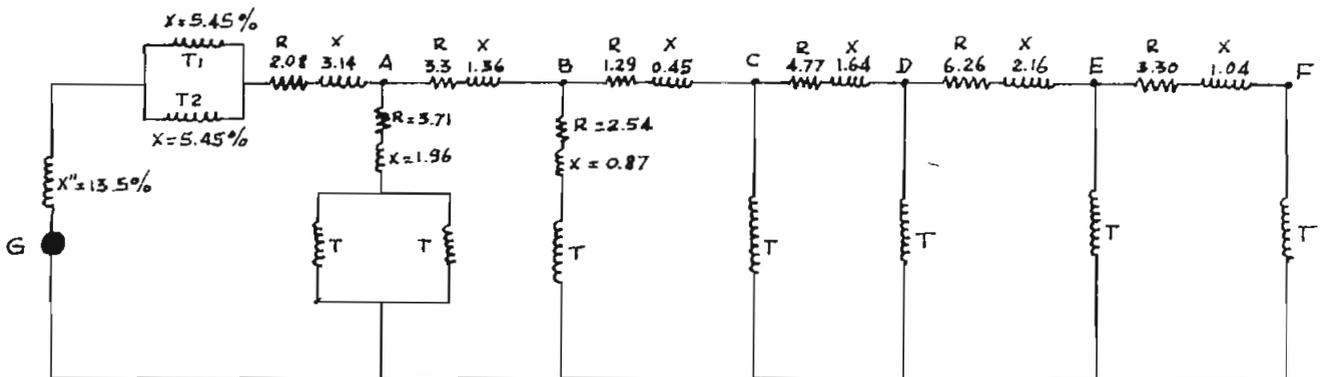


DIAGRAMA ELECTRICO CONSIDERANDO LAS CARGAS
DE FASE A TIERRA

Tramo C - D :

$$R : \frac{750}{415} \times 4.77 = 8.62\% = 0.0862 \text{ PU.}$$

$$X : \frac{750}{415} \times 1.64 = 2.96\% = 0.0296 \text{ PU}$$

Tramo D - E :

$$R : \frac{750}{289} \times 6.26 = 16.25\% = 0.1625 \text{ PU}$$

$$X : \frac{750}{289} \times 2.16 = 5.60\% = 0.0560 \text{ PU.}$$

Tramo E - F :

$$R : \frac{750}{200} \times 3.30 = 12.38\% = 0.1238 \text{ PU}$$

$$X : \frac{750}{200} \times 1.04 = 3.82\% = 0.0382 \text{ PU}$$

Tramo A - PIFO :

$$R : \frac{750}{818} \times 3.71 = 3.40\% = 0.0340 \text{ PU}$$

$$X : \frac{750}{818} \times 1.956 = 1.79\% = 0.0179 \text{ PU}$$

Tramo B - PUEMBO :

$$R : \frac{750}{120} \times 2.54 = 15.9\% = 0.159 \text{ PU}$$

$$X : \frac{750}{120} \times 0.875 = 5.47\% = 0.0547 \text{ PU}$$

Estas serán las impedancias en PU, tomando el caso de carga máxima, es decir incluidas las cargas de clientes rurales, concentradas en las puntas establecidas en el gráfico N° 4.-

Por lo tanto el diagrama de impedancias en PU será:

GRAFICO N° 10

GRAFICO N° 10

DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS EN PU CONSIDERANDO
LAS CARGAS DE FASE A TIERRA.

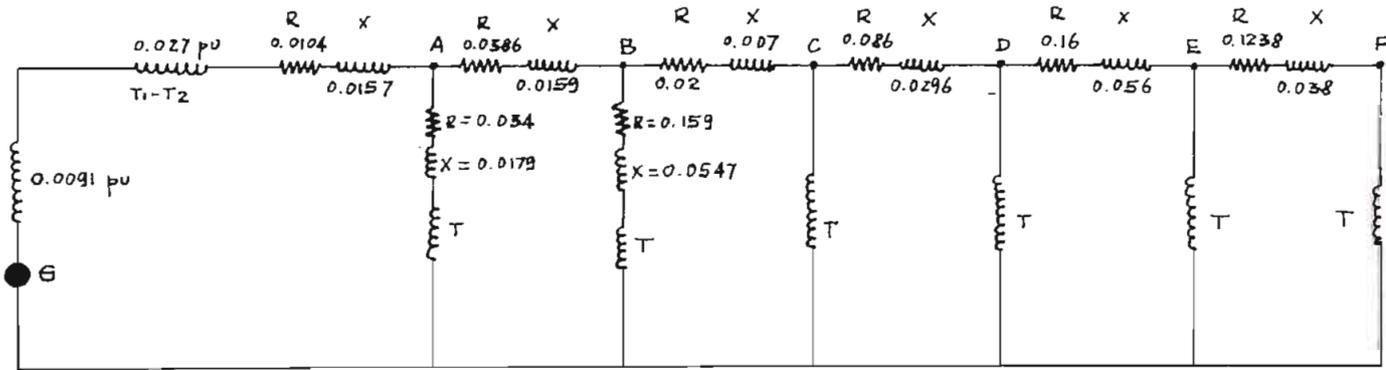


GRAFICO N° 11

DIAGRAMA ELECTRICO UNIFILAR
DE IMPEDANCIAS EN PU.

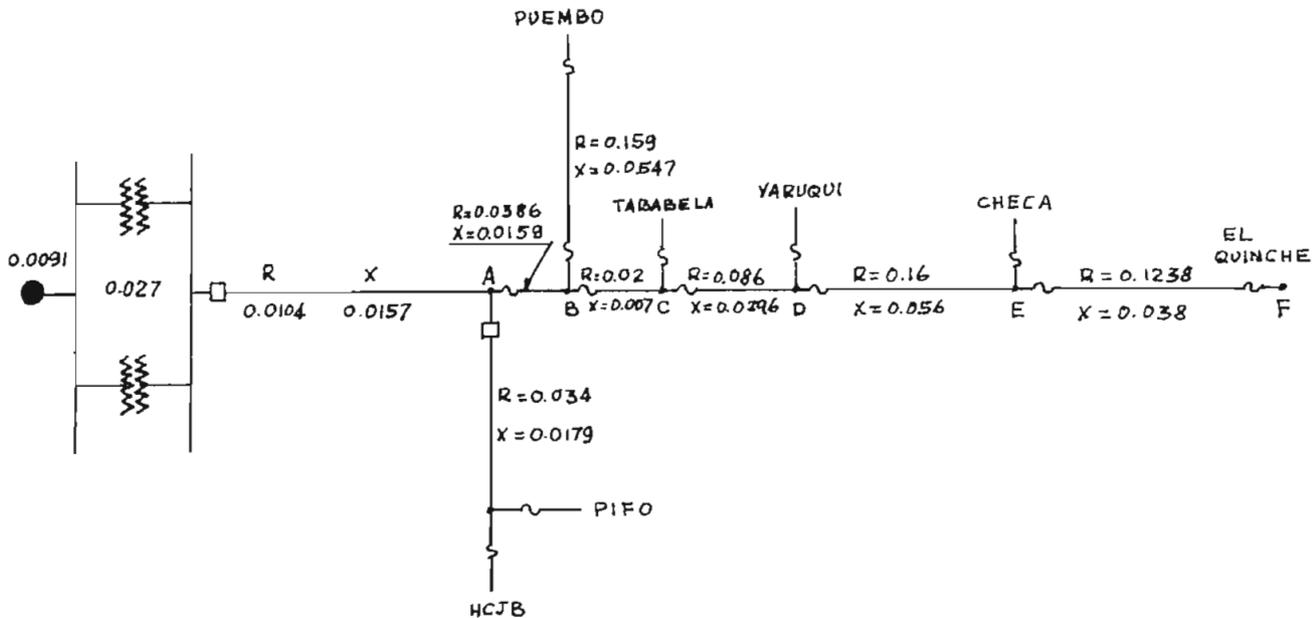


GRAFICO N° 11

En vista de que, la disposición adoptada en el proyecto Cumbayá, no se puede variar ni cambiar, el estudio de las corrientes de cortocircuito para determinar los elementos de protección lo haremos desde el arranque de la línea, quedando por lo tanto, a cargo de la Empresa Eléctrica Quito, la organización y estudios de dicha estación de transformación, incluyendo por tanto los elementos de protección y los accesorios para operación.-

TIPO DE PROTECCION CONTRA FALLAS.-

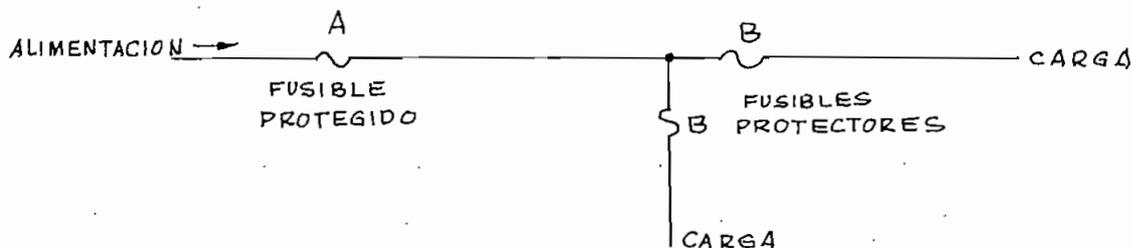
Se estudiarán las fallas para la provisión de un reconectador automático en el arranque de la línea (Recloser), así como también de otro reconectador automático en la derivación a Pifo ya que por ser la potencia de ésta superior a los 500 KVA, se justifica la utilización de tal elemento de protección.-

El resto de tramos de la línea se protegerán contra fallas mediante fusibles, determinados en tal forma de dar selectividad al sistema, en tal forma que al ocurriese una falla en un punto cualquiera de la línea, primero se va a fundir el fusible inmedia-

tamente anterior al tramo falloso, con lo cual el resto del sistema queda con servicio, anulándose así las suspensiones, que afectan en esta forma a menos clientes.-

La selectividad se realizará de acuerdo a lo establecido por las normas NEMA para el efecto, en la siguiente forma:

Supongamos la siguiente disposición (representada por su diagrama eléctrico unifilar), en la que tenemos una línea que alimenta a dos cargas, derivadas en forma radial de la línea primaria



Cuando existe una falla que origina una sobrecorriente en una de las cargas, si el sistema de protección es selectivo, primero se fundirá uno de los fusibles B, dependiendo en que ramal se produzca la falla. Es decir que mediante la instalación en B de un tipo tal de fusible, se protege al fusible A para que no se quemé. En esta forma llamaremos FUSIBLES PROTECTORES a los B y FUSIBLE PROTEGIDO Al A.-

Cada uno de los fusibles que existen en el mercado, y son de uso común, de acuerdo a las normas EEL - NEMA, poseen para una misma corriente de falla, dos valores en tiempo. El primero llamado "característica para tiempo mínimo de fusión" ("Minimum melting time-current characteristics") y el segundo "Característica de tiempo máximo de apertura" (Maximum clearing time-current characteristics)

Además tenemos algunos tipos de fusibles, que de acuerdo a las mismas normas indicadas anteriormente, clasifican así :

Tipo K para operación rápida

Tipo T para operación lenta o retardada

Tipo H para pequeñas corrientes y operación lenta

Tipo N Casi similar al tipo K

Tipo C Casi similar al tipo T

De estos los mas usados son los tipos K y T, con los cuales podemos tener un buen margen para seleccionar el tipo de fusible requerido.-

Respecto a la forma en que los fusibles deben coordinarse para lograrse la selectividad deseada, de acuerdo al gráfico anterior, las normas NEMA fijan la siguiente regla:

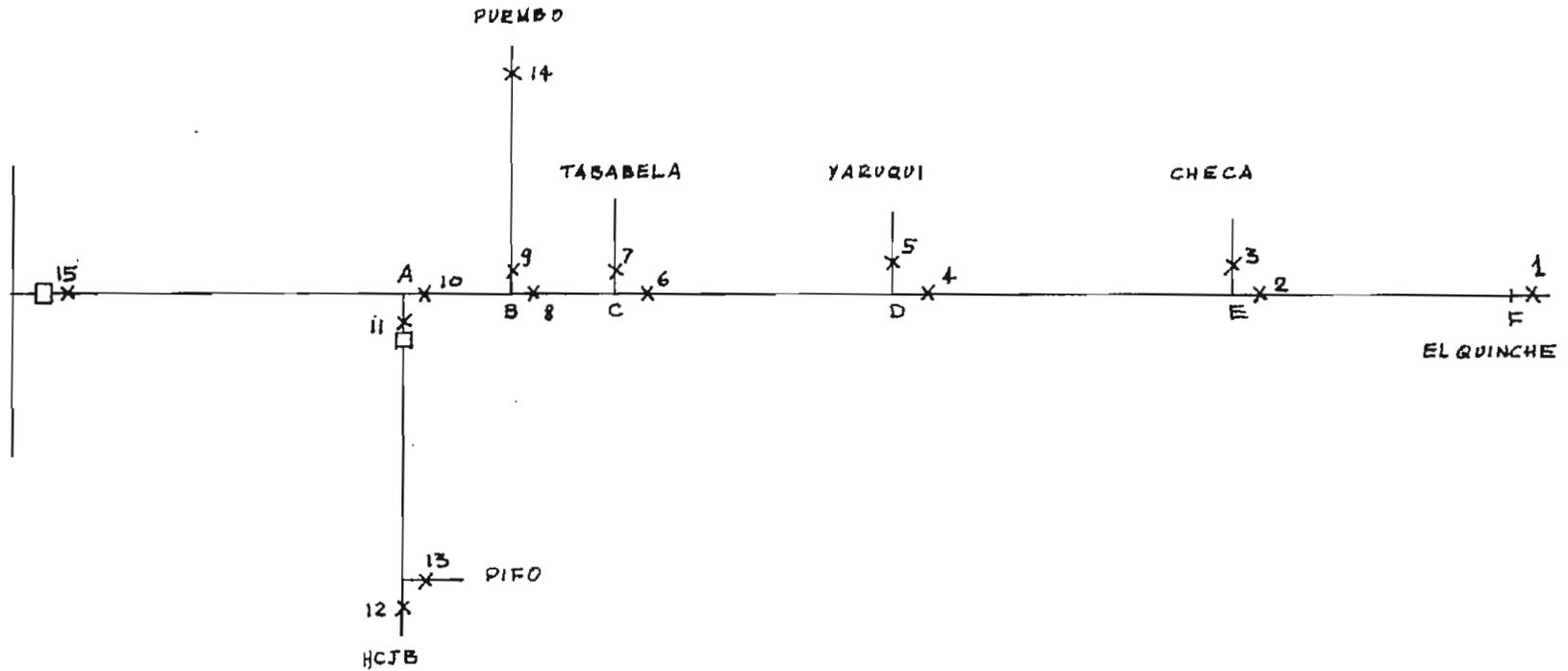
LA COORDINACION DE FUSIBLE A FUSIBLE, DEBE HACERSE EN TAL FORMA QUE EL TIEMPO MAXIMO DE APERTURA DEL FUSIBLE PROTECTOR, NO EXCEDA EL 75% DEL TIEMPO MINIMO DE FUSION DEL FUSIBLE PROTEGIDO".-

Cada fabricante proporciona tanto las curvas TIEMPO-CORRIENTE, de todos los tipos de fusibles enumerados, como también tablas de coordinación para lograr la selectividad deseada.-

En el presente caso, nos basaremos en los datos de fusibles de la casa LINE MATERIAL INDUSTRIES, proporcionadas en su catálogo FC5 (PRIMARY DISTRIBUTION FUSE LINKS).

GRAFICO Nº 12

LOCALIZACION DE LOS PUNTOS EN LOS
CUALES SE CALCULA LA CORRIENTE
DE FALLA



En el gráfico N° 12, hemos determinado los puntos para los cuales estudiaremos las corrientes de falla y el tipo y capacidad de fusible necesario.-

Como puede observarse los puntos se hallan localizados en tal forma de determinar la máxima corriente de cortocircuito en cada tramo. Así el fusible que se colocará en 1, protegerá o despegará el tramo de la alimentación a la población de El Quinche; el de la posición 2, protegerá al tramo de la línea E - F, es decir que, cuando se produzca una falla en este sector, se despegará con el fusible 2, El fusible 3, sirve para aislar el tramo de derivación a Checa, en caso de que existiera, una falla en el mismo. Como es obvio, cuando ocurra una falla en esta derivación, se fundirá primero en el fusible 3, antes que el 4; con lo cual queda únicamente sin servicio la población cuya alimentación falló, y no el resto de clientes, lo cual lo lograremos con el sistema de Selectividad, de fusibles antes mencionado.-

ESTUDIO Y CALCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITOS :

Falla 1 :

Objeto de colocar este fusible en 1: evitar el que se funda el fusible 2 en caso de falla en la alimentación primaria a la población de El Quinche.-

Capacidad : La capacidad de éste fusible estará dada por la corriente nominal normal de alimentación a la población de El Quinche, no se toma en cuenta para este fusible la demanda rural, la cual si existe se derivará del punto F, con sus propios fusibles.-

Cálculo : La impedancia total hasta este punto será de acuerdo al gráfico II. :

$$Z = 0.0091 + 0.027 + \sqrt{0.4388^2 + 0.1622^2} = \underline{0.5041}$$

Corriente nominal de cortocircuito:

$$I_n = \frac{1500}{13.2 \sqrt{3}} = 65.7 \text{ A}$$

Considerando que al producirse una falla, esta absorbe toda la potencia de la línea (1.500 KVA)

Corriente de cortocircuito :

$$I_{cc} = \frac{65.7}{0.5041} = 130.3 \text{ A}$$

Corriente nominal normal :

$$I = \frac{150}{13.2 \sqrt{3}} = 6.57 \text{ A}$$

Falla 2

Objeto : Fundirse antes que el 4 cuando existe una falla en el tramo E - F.

Capacidad: La correspondiente al tramo E-F, incluyendo la demanda rural calculada que transporta ese tramo.

$$\text{Impedancia total } Z = 0.0091 + 0.027 + \sqrt{0.3150^2 + 0.1242^2} = 0.3597$$

$$I_n = \frac{1.500}{13.25 \sqrt{3}} = 65.5 \text{ A}$$

$$I_{cc} = \frac{65.5}{0.3597} = 182 \text{ A.}$$

$$I = \frac{200}{13.25 \sqrt{3}} = 8.73 \text{ A.}$$

Falla 3 :

Objeto : Fundirse ante que el 4, cuando existe una falla en la derivación a Chcca.-

Capacidad : La correspondiente a esta población

$$Z = 0.3597$$

$$I_n = 655 \text{ A}$$

$$I_{cc} = 182 \text{ A}$$

$$I = \frac{45}{13.25 \sqrt{3}} = 1.96 \text{ A}$$

Falla en 4 :

Consideraciones similares a las anteriores

$$\text{Impedancia total } Z = 0.0091 + 0.027 + \sqrt{0.1550^2 + 0.0682^2} = 0.2054$$

$$I_n = \frac{1.500}{13.38 \sqrt{3}} = 64.8 \text{ A.}$$

$$I_{cc} = \frac{64.8}{0.2054} = 316 \text{ A.}$$

$$I = \frac{289}{13.58 \sqrt{3}} = 12.5 \text{ A.}$$

Falla en 5 :

$$Z = 0.2054$$

$$I_n = 64.8 \text{ A.}$$

$$I_{cc} = 316 \text{ A}$$

$$I = \frac{87.5}{13.38 \sqrt{3}} = 3.66 \text{ A.}$$

Falla en 6 :

$$Z = 0.0091 + 0.027 + \sqrt{0.0690^2 + 0.0386^2} = 0.1155$$

$$I_n = \frac{1.500}{13.55 \sqrt{3}} = 64.0 \text{ A.}$$

$$I_{cc} = \frac{64.0}{0.1155} = 554 \text{ A.}$$

$$I = \frac{415}{13.55 \sqrt{3}} = 16.73 \text{ A.}$$

Falla en 7 :

$$Z = 0.1155$$

$$I_n = 64.0 \text{ A.}$$

$$I_{cc} = 554 \text{ A.}$$

$$I = \frac{28.8}{13.55 \sqrt{3}} = 1.23 \text{ A.}$$

Falla en 8 :

$$Z = 0.0091 + 0.027 + \sqrt{0.0490^2 + 0.0516^2} = 0.0944$$

$$I_n = \frac{1.500}{13.59 \sqrt{3}} = 63.8 \text{ A.}$$

$$I_{cc} = \frac{63.8}{0.0944} = 676 \text{ A.}$$

$$I = \frac{4.82}{13.59 \sqrt{3}} = 20.5 \text{ A}$$

Falla en 9 :

$$Z = 0.0944$$

$$I_n = 63.8 \text{ A.}$$

$$I_{cc} = 676 \text{ A.}$$

$$I = \frac{120}{13.59 \sqrt{1+3}} = 5.10 \text{ A.}$$

Falla en 10 :

$$Z = 0.0091 + 0.027 + \sqrt{0.0104^2 + 0.0157^2} = 0.0549$$

$$I_n = \frac{1.500}{13.730 \sqrt{3}} = 63.2$$

$$I_{cc} = \frac{63.2}{0.0549} = 1.150 \text{ A.}$$

$$I = \frac{641}{13.73 \sqrt{3}} = 27 \text{ A.}$$

Falla en 11 :

$$Z = 0.0549$$

$$I_n = 63.2 \text{ A.}$$

$$I_{cc} = 1.150 \text{ A.}$$

$$I = \frac{818}{13.73 \sqrt{3}} = 34 \text{ A.}$$

Falla en 12 :

$$Z = 0.0091 + 0.027 + \sqrt{0.0444^2 + 0.0336^2}$$

$$= 0.0361 + \sqrt{0.00197 + 0.00113} = 0.0361 + \sqrt{0.0031} = 0.0361 + 0.0557$$

$$I_n = \frac{1500}{13.495\sqrt{3}} = 64.3$$

$$I_{cc} = \frac{64.3}{0.0918} = 700 \text{ A.}$$

$$I = \frac{625}{13.495\sqrt{3}} = 26.8 \text{ A.}$$

Falla en 13 :

$$Z = 0.0918$$

$$I_n = 64.3$$

$$I_{cc} = 700$$

$$I = \frac{156}{13.495\sqrt{3}} = 6.7 \text{ A.}$$

Falla en 14 :

$$Z = 0.0091 + 0.027 + \sqrt{\frac{0.2080^2}{0.0865^2}}$$

$$= 0.0361 + \sqrt{0.0455 + 0.0074} = 0.0361 + \sqrt{0.0507} = 0.0361 + 0.225$$

$$Z = 0.2611$$

$$I_n = \frac{1500}{13.57\sqrt{3}} = 65.8$$

$$I_{cc} = \frac{65.8}{0.2611} = 245 \text{ A.}$$

$$I = \frac{81.3}{13.57\sqrt{3}} = 3.46 \text{ A.}$$

Falla en 15 :

$$Z = 0.0091 + 0.027 = 0.0361$$

$$I_n = \frac{1.500}{13.800\sqrt{3}} = 62.8 \text{ A.}$$

$$I_{cc} = \frac{62.8}{0.0361} = 1.740 \text{ A.}$$

CUADRO N° 8

PROTECCION DEL SISTEMA CONTRA FALLAS MEDIANTE SISTEMA SELECTIVO
 CARACTERISTICAS DE LOS FUSIBLES

PUNTO FALLA	SECTOR O TRAMO	IMPEDANCIA TOTAL Z.	CORRIENTE NOM. NORMAL	CORRIENTE CORTOCIRC. Icc.	FUSIBLE: CAPACIDAD-TIPO	TIEMPO MAXIMO DE APERTURA		TIEMPO MINIMO DE FUSION		CODIGO
						seg.	AMP.	Seg.	AMP.	
1	F - QUINCHE	0.5041	6.57	130	8 - N	0.06	130	0.028		FL - 11 - N8
2	E - F	0.3597	8.73	182	10 - K	0.09	180	0.10	130	FL - 11 - K10
3	E - CHECA	0.3597	1.96	182	6 - T	0.08	180			FL - 11 - T6
4	D - E	0.2054	12.50	316	15 - K	0.10	316	0.15	180	FL - 11 - K15
5	D - YARUQUI	0.2054	3.66	316	6 - T	0.035	316			FL - 11 - T6
6	C - D	0.1155	16.73	554	25 - K	0.08	554	0.135	316	FL - 11 - K25
7	C - TABABELA	0.1155	1.23	554	6 - T	0.02	554			FL - 11 - T6
8	B - C	0.0944	20.50	676	25 - T	0.15	676	0.14	554	FL - 11 - T25
9	B - PUEMBO	0.0944	5.10	676	10 - T	0.031	676	0.09	245	FL - 11 - T10
10	A - B	0.0549	27.00	1.150	40 - T	0.17	1.150	0.28	676	FL - 11 - T40
11	A - PIFO	0.0549	34.00	1.150	* 50 - 3H					
12	HCJB	0.0918	26.80	700	40 - K	0.11	700	0.07	700	FL - 11 - K40
13	PIFO	0.0918	6.70	700	20 - T	0.09	700	0.055	700	FL - 11 - T20
14	PUEMBO	0.2611	3.46	245	6 - K	0.027	245			FL - 11 - K6
15	CUMBAYA	0.0361	62.80	1.740	* 100 - R					

* RECONECTADOR AUTOMATICO

En el cuadro N° 8, tomemos como ejemplo

T. Máx.	<u>0.09 seg.</u>	T, mínima Fusión
Fusión	}	(Fus. Protegido)
Fus. Protector		<u>0.08 seg</u>
		0.15 seg.

Como observamos esto quiere decir, de acuerdo a las normas NEMA, que el tiempo máximo de apertura de los fusibles protectores no sobrepasan el 75% del tiempo mínimo de fusión del fusible protegido.

Pues si relacionamos 0.09 y 0.08 seg, con 0.15 observamos que representan un porcentaje menor al fijado, con relación al valor 0.15.

$$\frac{0.09}{0.15} \times 100 = 60\%$$

$$\frac{0.08}{0.15} \times 100 = 53.3\%$$

Es decir que analizando el respo de valores del cuadro anterior N° 8, en ningún caso el tiempo máximo de apertura del fusible protector, excede el 75% del valor del tiempo mínimo de fusión del fusible protegido.-

En el caso de la derivación de la línea en el punto A. hacia Pifo, en el cual en su arranque se instalará un reconectador automático, se ha procedido para su cálculo en la siguiente forma:

- Corriente nominal tramo A - Pifo = 34.0 A.
- Corriente de cc. en el mismo tramo= 1.150 A.
- Tensión de trabajo = 13.8 KV.

De acuerdo a estos datos escogemos un reconectador automático, tipo distribución, de las siguientes características:

Corriente nominal normal : 50 A. BIL 95 KV
 Corriente máxima de operación: 100 A
 Corriente de cc. máxima 1.250 A
 Tensión de trabajo 7960/13.800 V.
 Tipo 3 H (Trifásico)

Para llevar a efecto la coordinación entre el reconectador automático y los fusibles estudiados para los puntos de falla 12 y 13, las normas NEMA establecen las siguientes reglas:

* " Los fusibles utilizados como artefactos de protección en el lado de carga de los reconectadores automáticos deben ser seleccionados de acuerdo a las siguientes reglas:

1) Para todos los valores posibles de corrientes de falla producidas en la sección protegida por el fusible, EL TIEMPO MINIMO DE FUSION, del fusible debe ser POR LO MENOS 1.5 VECES EL TIEMPO MEDIO DE APERTURA DEL RECONECTADOR EN OPERACION RAPIDA, asumiendo una secuencia de operación de dos operaciones rápidas y dos lentas.-

2) Para todos los valores posibles de corriente de falla producidas en la sección protegida por el fusible, EL TIEMPO MAXIMO DE APERTURA DEL FUSIBLE NO DEBE SER MAYOR QUE EL TIEMPO MEDIO DE APERTURA DEL RECONECTADOR EN OPERACION LENTA, asumiéndose que el reconectador está graduado para dos o mas operaciones lentas.-"

* Tomado del folleto FC5 "Fusibles para líneas primarias" (Primary Distribution Fuse Links) de la casa LINE MATERIAL INDUSTRIES

De acuerdo a lo anterior, tomando la secuencia de operación B-22 para el reconectador tipo 3 H escogido, que significa dos

operaciones rápidas (en la curva A, tiempo-corriente) seguidas de dos operaciones lentas en (la cura B) o retrazadas, los tiempos medios de operación del reconectador serán los siguientes:

a) Para corriente de cortocircuito de 1.150 A en el punto A (o tramo A - Pifo)

En operación rápida : 0.028 seg. (curva A)

En operación retardada 0.110 seg. (curva B)

Como es natural para una falla de este tramo, no intervienen los fusibles a instalarse en los puntos 12 y 13.

b) Cuando se produce una falla en los puntos 12 ó 13, o en las alimentaciones a las instalaciones a la HCJB o a Pifo desde estos puntos, es cuando se deberán seguir las reglas antes mencionadas, ya que en estos casos se deben coordinar las características de estos fusibles, con los del reconectador.

Para una falla en el punto 12 (o en adelante), tenemos de acuerdo al cuadro anterior (N° 8) los siguientes datos:

Corriente nominal normal : 26.8 A.

Corriente de cortocircuito : 700 A.

Para esta corriente de cortocircuito de 700 A, los tiempos de operación del reconectador, de acuerdo a la secuencia de operación B-22 determinada, serán los siguientes:

en operación rápida : 0.037 seg (curva A)

en operación retardada : 0.170 seg. (curva B)

Y las características del fusible tipo K escogido, de 40 amperios y que cumple con las normas NEMA antes citadas, son las siguientes:

Tiempo mínimo de fusión : 0.070 seg.

Tiempo máximo de apertura : 0.110 seg.

Con esto se cumple que, el tiempo mínimo de fusión del fusible es mas de 1.5 veces el tiempo de apertura medio, en operación rápida del reconectador, de acuerdo a la regla N° 1, y el tiempo máximo de apertura del fusible no es mayor que el tiempo medio de apertura del reconectador en operación retardada.-

Para una falla en el punto 13, o en la alimentación a Pifo tenemos:

Corriente nominal : 6.70 A.

Corriente de cortocircuito 700 A.

Las características del fusible T escogido, de 20 amperios y que cumple con las normas , son las siguientes:

Tiempo mínimo de fusión : 0.055 seg.

Tiempo máximo de apertura : 0.090 seg.

Con lo cual se cumplen las condiciones establecidas.

Para la falla en el punto 15, o en el tramo inmediato se ha previsto la instalación de un reconectador trifásico, similar a LM, tipo R de capacidad 100 A.

La coordinación de este reconectador, deberá realizarse teniendo en cuenta lo siguiente:

a) Para la coordinación entre el reconectador y el fusible 10, deberán observarse las mismas reglas anotadas para la coordinación entre fusibles y reconectadores.

b) Para la coordinación entre el reconectador en 15 y el reconectador en la derivación a Pifo (Punto 11), deberá observarse:

1.- El tiempo medio de apertura del reconectador en el punto 15 (arranque de la línea) en operación rápida, para una corriente de falla en la derivación a Pifo, en cualquier punto de esta, sea MA-

YOR, que el tiempo medio de apertura del reconectador en el punto 11, para la misma corriente de cortocircuito.-

2.- El tiempo medio de apertura del reconectador en el punto 15, en operación retardada, para una corriente de falla en cualquier punto de la derivación a Pifo, sea también MAYOR que el tiempo medio de operación del reconectador en el punto 11.

De esta manera cualquier falla que ocurra en la derivación anotada, será despejada por el reconectador en 11, manteniéndose el servicio en el resto de la línea.-

Si consideramos igualmente una secuencia de operación de dos operaciones rápidas y dos retardadas para el reconectador tipo R a instalarse en el punto 15, tendríamos los siguientes valores de tiempo de apertura, tanto para una falla en el tramo Curbayá - A, como para una falla en otro cualquier punto de la línea:

	CURVA "A"	CURVA "B"
Corriente de Falla	Tiempo medio apertura operación rápida	Tiempo medio apertura Operación retardada.
1740 A	0.04 seg.	0.175 seg.
1150 A	0.042 "	0.32 "
790 A		

Solución para el punto A :

Coordinación entre reconectador 15 y fusible en 10.

Las características del fusible para la corriente de falla de 1,150 A. son:

Tiempo máximo de apertura : 0.17 seg.

Tiempo mínimo de fusión : 0,09 "

De acuerdo a la regla 1, de coordinación reconectador-fu-

sible, el tiempo mínimo de fusión 0.09 seg. debe ser por lo menos 1.5 veces el tiempo medio de apertura del reconectador 15, a la misma corriente, en operación rápida, que como observamos en el cuadro anterior es de 0.042 seg. Por lo tanto siendo la relación mayor a dos, estamos dentro de las reglas.

De acuerdo a la regla 2 de coordinación reconectador-fusible, el tiempo máximo de apertura del fusible de 0.87 seg., no debe ser mayor que el tiempo medio de apertura del reconectador en operación retardada, que en nuestro caso es de 0.32 seg.. Con lo cual tenemos un factor de seguridad de alrededor de dos.

Es decir que hemos logrado la coordinación entre el fusible 10 y el reconectador 15.-

Solución al Punto "B"

Observemos en el siguiente cuadro los tiempos medios de operación, tanto rápida como retardada, de los dos reconectores a instalarse.-

Reconectador Tipo	Corriente de Falla	Tiempo mdio apert. operación rápida	Tiempo md. apert. operación retardada.
	Amperios	Segundos	Segundos.
3 H	1.150	0.028	0.110
R	1.150	0.042	0.32

De acuerdo a estos valores, y a las reglas enunciadas en este literal observamos que se cumplen los requisitos establecidos.-

Forma en que operarán los dos reconectores coordinados:

Al producirse una falla en el tramo A - Pifo, el reconectador 3 H del punto 11, abrirá en su primera operación rápida, luego cerrará para probar el circuito y si la falla continúa volverá a abrir en su segunda operación rápida;

Hasta aquí el recloser R del punto 15 no ha actuado ni ha desconectado el sistema.-

Terminadas las dos operaciones rápidas del reconectador 3 H del punto 11, al cerrarse luego de la segunda operación y si la falla continúa entrará a actuar en operación retardada, es decir que, luego de cerrar en esta segunda operación rápida, permanecerá un tiempo mayor cerrada, que en nuestro caso es de 0.11 seg., y es aquí donde el reconectador R del punto 15, empezará actuar con sus dos operaciones rápidas, ya que el tiempo de estas es de 0.042 segd. terminadas las cuales, al pasar a cerrar luego de su segunda operación, por un tiempo de 0.32 segundos, operará nuevamente el reconectador 3 H del punto 11, para finalmente si la falla continúa, abrirse definitivamente luego de su segunda operación retardada, para aislar del servicio a la derivación que ha fallado.-

Por lo tanto el reconectador R que solo a efectuado las dos aperturas rápidas, sigue conectado y dando servicio al resto del sistema, lo cual equivale a que se hubiera despejado la falla.

Por otro lado no existe peligro de que mientras operan y abren el circuito falloso los reconectores, los conductores lleguen a calentarse a tal extremo que se fundan, debido a que la corriente que circula por ellas, lo hace durante tiempos muy cortos, que en el peor de los casos, para nuestro estudio será de 11 ciclos (equivalente a 0.175 segundos).-

Forma en que actuarán los fusibles y reconectores coordinados.-

Cuando exista una falla en cualquier parte del sistema, siempre que la magnitud de esta sea de 200 o mas amperios (200 amperios es la corriente mínima de accionamiento del reconectador R en 15) y que no sea en la derivación a Pifo, cuyo caso ya se analizó

en el acápite anterior, como el tiempo medio de apertura, en operación rápida del reconectador, siempre es menor que el tiempo mínimo de fusión de los fusibles para una misma corriente, al ocurrirse tal falla, primero actuará el reconectador desconectando el circuito en operación rápida por una vez, vuelve a cerrar para probar el circuito y si la falla continúa abre en su segunda operación rápida. Al volver a cerrar y si la falla continúa, permanece cerrado un mayor tiempo, antes de la tercera apertura (retardada). Pero como este tiempo es mayor al tiempo máximo de apertura del fusible, este se funde y se despeja la falla. En esta forma el reconectador queda reconectado, habiendo olvidado que existía una falla, y listo para operar nuevamente cuando ocurra otra falla.-

Unicamente en los casos de producirse fallas permanentes en los tramos Cumbayá - A; y A - Pifo, los reconectadores luego de efectuar sus cuatro aperturas (dos rápidas y dos retardadas) quedarán desconectados, y habrá que conectarlos manualmente, luego de haber despejado la falla.-

Las características del reconectador a instalarse en el punto 15 serán:

Marca : Line Material Industries

Tipo : Reconectador

Capacidad nominal : 100 amperios

Corriente mínima de operación : 200 Amperios

Corriente máxima de interrupción : 4.000 Amp. (RMS Symmetrical amp).

Tensión de trabajo : 14.4 KV.

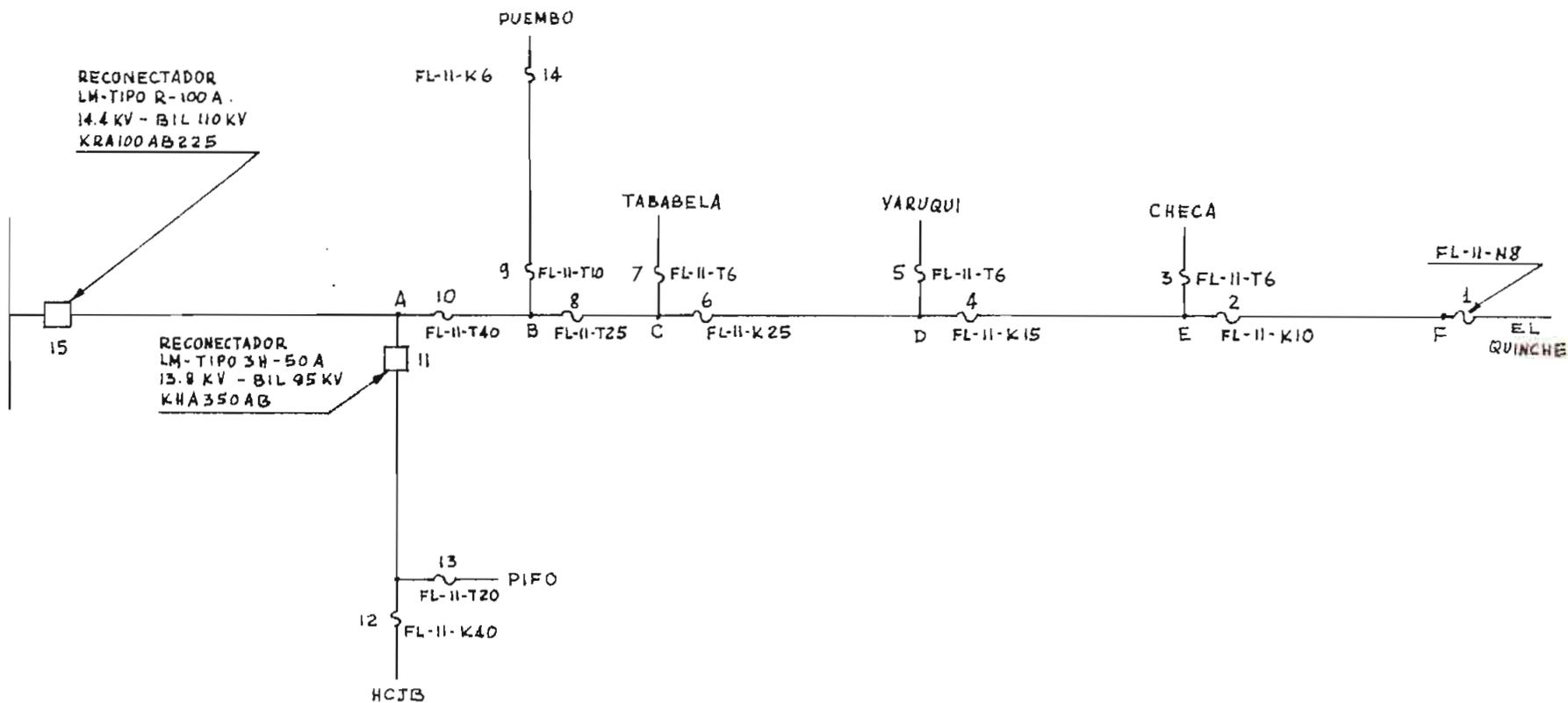
BIL - 110 KV.

Código : KB - A -100 -AB - 2-2-5

El siguiente diagrama N° 13, ilustra la disposición y características de los reconectadores y fusibles a instalarse en la línea.-

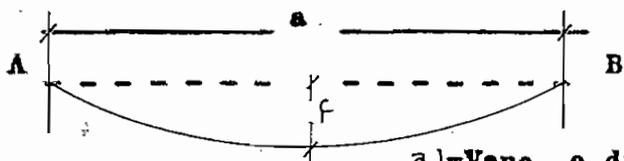
GRAFICO Nº 13

ESPECIFICACIONES DE LOS ELEMENTOS DE PROTECCION
CONTRA FALLAS



CAPITULO IV :CALCULO MECANICO DE LA LINEA1.- ESFUERZOS QUE ACTUAN SOBRE LOS CONDUCTORES:

Siendo nuestra línea en estudio aérea, debemos recordar que, al considererarla de peso uniforme, o con carga uniformemente repartida, un conductor tendido entre dos apoyos situados en un mismo nivel, forma una curva llamada CATENARIA (3) Vamos de acuerdo al gráfico siguiente a llamar:



a) = Vano, o distancia entre apoyos

f = distancia desde el punto más bajo a la redta A - B.

p = carga por unidad de longitud

T = tensión mecánica que sufre el conductor en el punto másbajo.

L = longitud del conductor.

los elementos antes anunciados se relacionan en la siguiente forma más o menos exactamente:

$$T = \frac{a^2 p}{8 f} \quad (1) \quad L = a + \frac{8 f^2}{3 a} = a + \frac{a^3 p^2}{24 T^2} \quad (2)$$

Cuando nosotros tendemos un cable entre dos apoyos, es necesario determinar de antemano las condiciones mecánicas que han de establecerse, cuidando siempre de que el esfuerzo T a producirse sobre el cable, en las condiciones más desfavorables, no vayan a exceder en ningún momento de una cierta reacción de la carga de rotura.

Cuando se realiza el tendido de un conductor, bajo ciertas condiciones establecidas, el esfuerzo mecánico producido sobre

el conductor varía incesantemente con los cambios climatológicos, que se deben a las siguientes causas:

a) La acción del viento: Además del peso propio que tiene su influencia sobre el conductor, existe la acción de empuje producida por el viento. Esta acción que varía en todo momento, se considera como una carga uniformemente repartida sobre el conductor y es equivalente al empuje que ejercerá el viento sobre una superficie normal a su dirección, multiplicada por un factor de reducción, debido a la forma circular del conductor. Como el peso del conductor se puede considerar como una componente vertical, y el empuje del viento por una horizontal, la carga total p que abra sobre el conductor será resultante de las dos acciones antedichas, es decir si p_1 es el peso unitario del conductor, y Q el empuje unitario del viento la carga unitaria total será:

$$p = \sqrt{p_1^2 + Q^2} \quad (3)$$

Aunque al existir un viento, el plano de la catenaria se se forma oblicuo, no por eso dejará de cumplirse la igualdad anterior.

b) La acción de la temperatura: Como consecuencia de los cambios continuos de temperatura que se observan en los conductores, se observará continuas contracciones de los mismos, los cuales harán variar los valores de longitud, flecha y tensión mecánica, los cuales deberán siempre estar en relación entre sí, para cumplir las relaciones establecidas anteriormente.

c) La Elasticidad de los conductores: Cuando tendemos

un conductor tensándolo entre dos apoyos fijos, el esfuerzo T efectuado, produce un alargamiento del mismo proporcional a la longitud del conductor, al esfuerzo T y al coeficiente de alargamiento elástico, e inversamente proporcional a la sección.

En algunos otros países, se toma además como causas en la variación de las condiciones, el peso adicional que ejerce el hielo o la nieve depositadas en el conductor. Como no es nuestro caso, prescindiremos de tomar en consideración su efecto.-

2.- CONDICIONES REGLAMENTARIAS PARA EL TENDIDO DE LOS CONDUCTORES:

De acuerdo a los reglamentos que rigen a los diferentes países, se marca en ellas las condiciones consideradas como de régimen más desfavorable, y en la mayoría de estos, se toman en cuenta dos o más casos extremos, determinados por Hipótesis que combinan diferentes cambios de temperatura y diferentes momentos, debiendo en cada caso adoptarse la hipótesis más desfavorable con respecto a las características de los conductores y vanos adoptados.-

El reglamento Español (2) por ejemplo establece las siguientes hipótesis.

Hipótesis a) Temperatura) 0° C y carga repartida uniformemente en el conductor e igual a la resultante del peso mismo y de la acción viento horizontal, que produzca sobre ella presión de 72 kg/m^2 de su sección diametral. (Tomando un viento de 120 kg./m^2 de superficie plana normal a su dirección, con un coeficiente de reducción de 0.6 para paredes cilíndricas).-

Hipótesis b) Temperatura de -10° C y carga determinada por el peso del conductor y un momento de 18 kg/m^2 de sección diametral (30 kg. m^2 de superficie plana normal a su dirección con el mismo coeficien-

te de reducción antes anotado).

Hipotesis c) (a considerar unicamente en regiones muy frías o de más de 1.000 metros de altitud). Temperatura de -5° C y carga determinada por la suma del peso del conductor y la de un manguito de hielo, que de lugar a una sobrecarga de $180 \sqrt{d}$ gramos por metro lineal, siendo d el diámetro del conductor en mm.-

Como puede observarse, las diferentes hipótesis expuestas, rigen para países en que puedan observarse temperaturas tan bajas como las citadas, lo cual no vamos a encontrar en nuestro medio. Por lo tanto, podremos, ya premeditadamente establecer que la primera hipótesis es la de régimen más desfavorable para nuestro caso, ya que las temperaturas más bajas que se pueden observar en la zona de estudio, no van a sobrepasar el límite establecido.

Es indispensable establecer estas temperaturas mínimas por cuanto al contraerse el conductor, disminuye su flecha y origina por tanto esfuerzos mecánicos mucho mayores en los conductores.

También debemos conocer que la acción que ejerce el viento sobre los conductores de una línea aérea, depende de la velocidad del viento.

En nuestro caso, tomaremos como hipótesis más desfavorable, a las siguientes condiciones:

Temperatura mínima : 0° C

Velocidad máxima del viento : 72 kg/m^2 (120 KPH)

Ademas consideraremos que la temperatura máxima es de 50° C.

Es necesario establecer la temperatura máxima observable en la zona en estudio, pues al ser la flecha directamente proporcional a aquella, se podrá calcular su máximo valor, ya que ella nos

fija la altura de los postes y la separación mínima que reglamentariamente debe existir entre los conductores, la cual debe ser suficiente para que estos no puedan establecer contacto unos con otros, al ser balanceados por el viento.-

La presión ejercida por el viento sobre un conductor circular está dada por la fórmula: (3)

en que: $P = K V^2 S$ (4)

P = Presión del viento en Kg.

K = Coeficiente, en función de la temperatura, presión atmosférica, dimensiones y forma de la superficie afectada.-

V = Velocidad del viento en KPH

S = Área de la superficie plana, batida por el viento M^2 .

Dicha superficie es normal a la dirección del viento.

Para las condiciones anotadas anteriormente, podemos tomar un valor de $K = 0,066$, con lo cual obtendremos:

$$P = 0,066 \times 33^2 \times 1 = \underline{72 \text{ Kg/m}^2}$$

VANO CRITICO

Para la determinación del vano crítico (2), utilizaremos la siguiente fórmula:

$$Ac = Tm \sqrt{\frac{24 \delta (\theta_1 - \theta_2) 2}{p_1^2 - p_2^2}} \text{ en metros}$$

en que:

Ac = Vano crítico en metros,-

Tm = Tracción máxima, igual a la tracción de rotura dividida por un coeficiente de seguridad, de 2.5

δ = Coeficiente de dilatación lineal, o alargamiento del conductor por metro y °C de aumento de temperatura.

θ_1 y θ_2 : Temperaturas en diversos estados en °C.

p_1 y p_2 : Cargas uniformemente repartidas, que consi-

deran el peso propio del conductor y el empuje del viento.-

Como para un mismo caso, en que se tenga un mismo conductor, el peso va a ser constante, podemos reemplazar p y p por V y V que es el empuje del viento sobre el conductor, referido a la unidad de superficie de sección longitudinal en kg/m^2 , con la cual la fórmula nos queda :

$$A_c = T_m \sqrt{\frac{24 \delta (\theta_1 - \theta_2)}{V_1^2 - V_2^2}}$$

De acuerdo a la hipótesis adoptada, podemos determinar las siguientes temperaturas:

Temperatura : mínima 0°C
 media 15°C
 máxima 35°C

Para la determinación del vano crítico vamos a considerar :

$$\theta_1 = 35^\circ \text{C}$$

$$\theta_2 = 0^\circ \text{C}$$

$$V_1 = 0 \text{ kg}/\text{m}^2 \text{ (para la temperatura durante el invierno tomamos un viento nulo)}$$

$$V_2 = 72 \text{ kg}/\text{m}^2, \text{ por } 1 \text{ m}^2 \text{ de sección de cable.}$$

Por lo tanto, podremos calcular el vano crítico, para los tres calibres de conductores de que disponemos en nuestra línea, cuyas características mecánicas y físicas se ilustran en el siguiente cuadro:

CUADRO N° 9

CARACTERÍSTICAS CABLES COBRE HARD DRAWN

$$\delta = 16 \times 10^{-6}$$

CONDUCTOR A W G	DIA. EXT. Pulg. MM	PESO Kg/Km	SECCION mm ²	ESF. ROT. Kg	COEF SEGUR.	ESF. TRABAJO Kg.	
2/0 -7h.	0.414	10.52	612	68.00	2.687	2.5	1.075
4 -3h.	0.254	6.45	190	21.15	852	2.5	340
6 -1h.	0.162	4.11	120	13.25	583	2.5	233

VANO CRITICO PARA EL CABLE N° 2/0 AWG

$$Ac = Tm \sqrt{\frac{24 d (\theta_1 - \theta_z)}{V_1^2 - V_2^2}} = 1.075 \sqrt{\frac{24 \times 16 \times 10^{-6} \times 35}{0.757^2 - 0^2}}$$

ya que $V_1 = 72 \times 0.01052 = 0.757$

Luego $Ac = 164,79$, con lo cual adoptaremos un valor de

Ac = 165 metros

VANO CRITICO PARA EL CABLE N° 4 AWG

$$Ac = 340 \sqrt{\frac{24 \times 16 \times 10^{-6} \times 35}{0.464^2}}$$

Ac = 85 metros

ya que $V_1 = 72 \times 0.00645 = 0.464$

VANO CRITICO PARA EL CONDUCTOR N° 6 AWG (SOLIDO)

$$Ac = 233 \sqrt{\frac{24 \times 16 \times 10^{-6} \times 35}{0.296^2}} = 91.33 \text{ metros}$$

ya que $V_1 = 72 \times 0.00411 = 0.296$

Luego podemos adoptar el valor, para el Vano crítico de

Ac = 90 metros

Dada la topografía accidentada del terreno, que presenta inclusive el paso de algunas quebradas, necesariamente tendremos que adoptar un sinnúmero de valores de vanos para acomodarlos lo más que podamos a las irregularidades, y aún sacarle ventaja en ciertos lugares en los cuales podamos aprovecharnos de elevaciones continuas para alargar un poco el vano. Sin embargo, siempre trataremos los vanos en valores cercanos a los obtenidos anteriormente. Además en algunas circunstancias la irregularidad del terreno nos obligará a recurrir a vanos reducidos.

CARGAS QUE SOPORTAN LOS CONDUCTORES:

Cuando se proyecta un vano se debe determinar el valor de la flecha que debe dejarse al tender los conductores bajo ciertas condiciones, de modo que los vientos fuertes y la bajas de temperatura, aún cuando se mantengan por algunos días, no sometan a los conductores a valores superiores de su límite elástico, causando un alargamiento permanente considerable, o produzcan en el peor de los casos la rotura por fatiga del material, como consecuencia de vibraciones continuadas.-

Como habíamos indicado ya, el peso del conductor que tiene su componente vertical, se combina con el esfuerzo debido al viento, que se considera normal a la línea, dando una resultante inclinada, que nos indica la posición que toma el conductor al actuar sobre un viento de magnitud cualquiera.

ELEMENTOS DE SOPORTE:

Como ya anteriormente lo habíamos anotado dada la potencia de la línea utilizaremos como elementos de soporte, postes de madera de Eucalipto.

Los postes de acuerdo a la disposición, de conductores llevarán tres conductores de corriente, dos de los cuales irán sobre una cruzeta también de madera y el tercero sobre el extremo del poste, a una distancia de 53 cm. del plano de las primeras.

TIPOS DE POSTES: Toda línea de transmisión debe ser dotada de los elementos de soporte, adecuados, para soportar las diversas hipótesis de carga que puedan ocurrirse en ella. Así nosotros consideraremos la existencia de los siguientes tipos de postes, que deberán soportar las hipótesis que en cada caso, de acuerdo a las normas respectivas, puedan establecerse:

- a) Postes de sustentación solamente, o alineación,
- b) Postes de ángulo,
- c) Postes de amarre o de anclaje,
- d) Postes de extremo de línea,
- e) Postes de derivación de líneas,
- f) Postes o estructuras especiales.--

CALCULO DE LA CATENARIA: Como habíamos indicado ya, la curva que forma un conductor al tenderlo entre dos apoyos es una catenaria, debido a que se considera al conductor uniformemente flexible bajo la acción de su propio peso.

Por lo tanto, si conocemos la ecuación de la catenaria se expresa según :

$$y = a \cosh \frac{x}{a}$$

en donde X y Y son las coordenadas de la curva (X se mide en metros y Y en centímetros) , y

$$a = \frac{\text{Tracción máxima del conductor en } \text{kg}_a}{\text{Peso del conductor en } \text{kg}_a/\text{mt.}}$$

Pero el valor de la tensión máxima de trabajo del conductor esta dado por la tablas cuando el conductor está trabajando

a 5° C y la carga es la debida al peso del conductor unicamente.

Cuando tenemos la máxima temperatura, aumenta la flecha y disminuye la tensión. Por lo tanto se debe aplicar la ecuación del cambio de condiciones, para encontrar la nueva tensión, la misma que encontrará admitiendo una temperatura máxima de 50° c bajo el sol, y una temperatura inicial de tendido de 5° C.-

Por lo tanto, para el dibujo de la plantilla debe tomarse este valor de T_m bajo las condiciones de máxima temperatura (y mínima tensión).

Se debe tener en cuenta que las abscisas son medidas en metros y las ordenadas en centímetros.

El punto (0,0) u origen del sistema de coordenadas se toma como el punto de mínima de la curva (0,a), a base de estos valores se obtiene la plantilla, que nos servirá para la localización de los postes, conservando siempre la mínima distancia de los conductores al suelo.

LOCALIZACION DE LOS POSTES: Cuando disponemos del perfil definitivo de la ruta que va a seguir la línea y de las plantillas de la catenaria a 5° C sin viento y a 50° C sin viento (carga y flecha máxima) ver figura B, se señala la ubicación de los postes con el trazado respectivo de la catenaria, conservando siempre la mínima distancia de los conductores al suelo de 6 metros, y tomando en cuenta una longitud de empotramiento del poste en el suelo de 1.80 m.

Se indicará la numeración respectiva de los postes en sus diferentes tipos, así como la distancia horizontal de cada una de las luces.

Así mismo en la planimetría de la poligonal se indica la localización de los postes de ángulo, de amarre, de bifurcación, etc. todas ellas enumeradas, e indicando las abscisas correspondientes, al punto 0 - 00 de la subestación en Gumbaya.-

CALCULO DE LA CATENARIA PARA LA CONFECCION DE LA PLANTILLA: Dado que tenemos tres calibres de conductores a utilizarse, debemos necesariamente dibujar 3 plantillas con curvas., catenarias a 5°C y a 50° C si viento, para especialmente con esta última realizar la localización de los postes.-

Deberemos partir por lo tanto de la hipótesis más desfavorable en cada uno de los calibres, que será aquella determinada por la mínima temperatura (0°)C y concarga de viento en la cual podremos establecer la flecha para cualquier vano.

Luego deberemos, por medio de la ecuación de cambio de condiciones calcular el esfuerzo (T) a que está sometido el conductor a la temperatura de 50° C y sin viento, con el cual podremos calcular la flecha para este último estado con el vano, como dato, y la flecha obtenida podremos dibujar la catenaria y obtener la plantilla.

ECUACION DE CAMBIO DE CONDICIONES: La tensión mecánica soportada por un conductor en condiciones dadas, está ligada a la sufrida en otras condiciones distintas por la ecuación llamada de "CAMBIO DE CONDICIONES", mediante la cual podemos, bien deducir el esfuerzo que actuará sobre un conductor al fijar las condiciones de una hipótesis cualquiera, si sabemos el correspondiente a condiciones conocidas, o ya determinar que esfuerzo de tendido debe emplearse al realizar este con una cierta temperatura, si nos fijamos de antemano el que haya de sufrir como máximo con una determinada hipótesis por ejemplo, para que dicho máximo sea igual a $1/n$ de la carga de ruptura con la hipótesis a). El coeficiente de seguridad $1/n$ no debe ser menor por lo general a $1/3$ para los hilos o a $1/2,5$ para los cables de la carga de rotura de las mismas; debiendo incrementarse aquel cuando las líneas cruzan caminos, ferrocarriles o vías fluviales, en un 25%.

En los cálculos mecánicos de los conductores se usan como unidades de longitud, de fuerza y de sección, el metro, el kg. y el mm² respectivamente.

La expresión general de la ecuación de "Cambio de Condiciones" es la siguiente: (1)

$$\frac{a^2}{24} \left[\frac{P^2}{T^2} - \frac{P^2}{T^2} \right] = \delta (\theta_1 - \theta_2) + (T_1 - T_2) \frac{E}{S}$$

en la que:

a = vano en metros.

P₁ y P₂ = las cargas por unidad de longitud para los estados considerados en kg.

T₁ y T₂ = las tensiones mecánicas que sufran los conductores en el punto más bajo de la curva, para los estados considerados, en kg.

d = coeficiente de dilatación lineal por °C.

θ₁ y θ₂ = las temperaturas correspondientes a los estados considerados.

E = alargamiento elástico por metro de longitud y sobrecarga de un kg. por mm².

S = sección del conductor en mm².

Debe considerarse que P₁ y P₂ son las cargas resultantes del peso propio del conductor y del esfuerzo ejercido por el viento sobre él, cuando se considera su existencia.

La ecuación de cambio de condiciones, suele expresarse también en otra forma, para facilitar el cálculo con regla de cálculo.

Siendo esta ecuación de tercer grado con relación a la tensión que se tome como incógnita, como consta en la siguiente forma:

$$T_0^2 \left(T_0 + d (\theta - \theta_h) \frac{S}{e} - T_m + \frac{a^2}{24} \frac{P_h^2}{T_m^2} \frac{S}{e} \right) = \frac{a^2 P^2}{24} \cdot \frac{S}{e} \quad (2)$$

En que T_0 es la tensión que se desea deducir, y θ_h , P_h son valores correspondientes a la condición en que se basa para determinar la nueva tensión T_0 . T_m es el esfuerzo de tracción máximo que debe soportar el conductor.

Haciendo:

$$\theta (\theta - \theta_h) \frac{S}{e} - T_m + \frac{a^2}{24} \cdot \frac{P_h^2}{T_m^2} \cdot \frac{S}{e} = A \quad (3)$$

$$\frac{a^2 P^2}{24} \cdot \frac{S}{e} = B \quad (3')$$

Dicha ecuación queda reducida:

$$T_0^2 (T_0 + A) = B \quad (4)$$

forma esta de resolver fácilmente con la regla de cálculo.

Para el dibujo de la catenaria del cable N° 2/0

AWG, procedemos a calcular en la siguiente forma.-

Para el vano de 100 m. consideraremos:

Temperatura: 0° C. con viento.

La tracción para este que es el caso mas desfavorable, deberá no exceder la carga de rotura dividida por 2.5 es decir:

$$T_m = \frac{2,687}{2.5} = 1.075 \text{ kg.}$$

El peso del cable es 0.612 kg/m.

La carga debida a un viento de 72 kg/m² será

$$72 \times 0.01052 = 0.757 \text{ kg.}$$

y la carga total unitaria:

$$P_h = \sqrt{0.612^2 + 0.757^2} = 0.974 \text{ kg/m.}$$

Para cobre duro, 97,3% conductividad $\sigma = 16 \times 10^{-6}$ y $e = 100 \times 10^{-6}$, es decir que:

$$\frac{S}{e} = \frac{68}{100 \times 10^{-6}} = 0.68 \times 10^6$$

$$\frac{a^2}{24} = \frac{10,000}{25} = 417$$

Deseamos determinar T_0 para una temperatura de 50°C sin viento, es decir que:

$$\theta - \theta_h = 50 - 0 = 50$$

por lo tanto, reemplazando estos valores en 3 y 3' tenemos:

$$16 \times 10^{-6} \times 50 \times 0.68 \times 10^6 - 1075 + \left(417 \times \frac{0.974^2}{1075^2} \times 0.68 \times 10^6 \right) = A$$

$$544 - 1075 + 233 = A$$

$$\underline{A = -298}$$

$$417 \times \frac{0.612^2}{8} \times 0.68 \times 10^6 = B$$

$$\underline{B = 106 \times 10^6}$$

Por lo tanto:

$$T_0^2 (T_0 - 298) = 106 \times 10^6$$

$$\underline{T_0 = 596 \text{ kg.}}$$

Por lo tanto, la flecha valdrá , a 50°C y sin viento.

$$f = \frac{10,000 \times 0.612}{8 \times 596} = 1.28 \text{ m}$$

mientras que a 0°C y con viento valía:

$$f = \frac{27,225 \times 0.974}{8 \times 1075} = 3.08 \text{ m}$$

En esta forma, podemos calcular o deducir el valor de la flecha para diferentes vanos, realizando solo el cambio del valor del vano en las formulas anteriores y obtener así la curva catenaria que es semejante a la parábola, con la cual podemos construir otra curva bajo ella y cuya distancia vertical constante sea de 6 m. que es el valor mínimo de la distancia de los conductores al suelo; luego se dibuja una tercera curva bajo la segunda, cuya separación de la primera esta dada por la altura de montaje del conductor más bajo, para cada vano; tomando así mismo distancias verticales. Con estas tres curva tendremos ya

la plantilla completa para realizar el trazado de la línea. (5).

Se hace necesario también el dibujar sobre (la línea) la misma plantilla y en su parte superior, la catenaria correspondiente a la condición de la temperatura 5° C sin viento, la cual va a representar posiblemente para nuestro medio, la carga máxima sin viento, ya que consideramos que las más bajas temperaturas a observarse en la zona no tendrán un valor menos al indicado.-

Consideremos el mismo vano crítico de 165 para el conductor 2/0 AWG condición inicial: 0° C con viento.

Tracción máxima para la condición inicial $\frac{2687}{2.5} = 1.075 \text{ kg.}$

Condición en estudio : 5° C sin viento.

Reemplazando valores en las ecuaciones 3 y 3' tenemos:

$$16 \times 10^{-6} \times 6 \times 0.68 \times 10^6 - 1075 + \left(1.134 \times \frac{0.974 \times 0.68 \times 10^6}{1075} \right) \mp A$$

$$54.4 - 1075 + 632 - 388.6$$

$$A = - 388.6$$

$$B = + 289 \times 10^6$$

$$T_0^2 (T_0 - 388.6) = 289 \times 10^6$$

$$T_0 = 820 \text{ kg}$$

la flecha valdrá:

$$f = \frac{g^2 p}{8 T_0} = \frac{27.225 \times 0.612}{8 \times 820} = 2.54 \text{ m.}$$

N° 2/0

Vano = 165 m.

a 5° C sin viento.

El plano 1 representa las curvas catenarias para las flechas máximas a 5° C sin viento para el conductor 2/0 AWG.-

El cálculo de la catenaria con su flecha máxima para los conductores N° 4 y N° 6 AWG lo haremos en igual forma.

~~CON EL CONDUCTOR N° 4~~ Para el vano crítico de 85 m. consideramos:

Temperatura) 0° C con viento, como condición inicial

$$TM = \frac{852}{2.5} = 340 \text{ kg.}$$

Peso del cable : 0.19 kg/m.

Carga debida a un viento de 72 kg/m².

$$72 \times 0.00645 = 0.464 \text{ kg/m.}$$

Carga total unitaria:

$$P_h = \sqrt{\frac{0.19^2}{2} + \frac{0.464^2}{2}} = \sqrt{0.2511} = 0.501 \text{ kg/m.}$$

$$d = 16 \times 10^{-6} \quad e = 100 \times 10^{-6}$$

$$\frac{S}{e} = \frac{21.15}{100 \times 10^{-6}} = 0.2115 \times 10^6$$

$$\frac{a^2}{24} = \frac{85^2}{24} = \frac{7225}{24} = 301$$

A 50° C.

Diferencia de temperaturas $\theta - \theta_h = 50 - 0 = 50$.

Reemplazando valores en las ecuaciones 3 y 3':

$$16 \times 10^{-6} \times 50 \times 0.2115 \times 10^6 - 340 \times \left(301 \times \frac{0.501^2}{340} \times 0.2115 \times 10^6 \right) = A$$

$$169.2 - 340 + (301 \times 2.17 \times 0.2115) = A$$

$$169.2 - 340 + 138.2 = A$$

$$A = -32.60$$

Para B:

$$301 \times 0.19^2 \times 0.2115 \times 10^6 = B \quad B = 2.30 \times 10^6$$

$$T_{02} (T_0 - 32.60) = 2.30 \times 10^6$$

$$T_0 = 144 \text{ kg.}$$

$$\text{La flecha } f = \frac{a^2 p}{8 T_0} = \frac{85^2 \times 0.19}{8 \times 144} = \frac{7225 \times 0.19}{8 \times 144} = 1.19 \text{ m}$$

Para un vano de 150 m. bajo las mismas condiciones $F = 3.96 \text{ m.}$

A 5° C :

Con el mismo vano de 85 m. consideramos:

Temperatura inicial 0° C con viento

Temperature final 5° C sin viento) $\theta_1 = 0$ $h = 5$

Carga $T_m = 750$ kg.

Reemplazando valores en 3 y 3' :

$$16 \times 10^{-6} \times 5 \times 0.2115 \times 10^6 = 340 + \left(501 \times \frac{0.501^2}{540} \right) \times 0.2115 \times 10^6 = 4$$
$$16.92 = 340 + 158.2 = A$$

$$A = - 184.88$$

Es lo mismo que el caso anterior $B = 2.50 \times 10^6$

$$T_G^2 (T_G + A) = B$$

$$T_G^2 (T_G - 184.88) = 2.50 \times 10^6$$

$$T_G = 250 \text{ kg.}$$

$$\text{La flecha será : } d = \frac{7825 \times 0.19}{8 \times 250} = 0.75 \text{ m-f}$$

Para un vano de 150 m. bajo las mismas condiciones

$$f = .29 \text{ m.}$$

Las curvas correspondientes al conductor No 4 AWG, son las representadas en el plano No 2.

III. CONDUCTOR No 6 : Para el vano crítico de 90 m, consideramos:

Temperatura de 0° C con viento, como hipótesis inicial

$$T_m = \frac{595}{2.9} = \frac{255}{\text{kg.}}$$

Peso del conductor: 0.12 kg/m.

Carga máxima debida al viento de 72 kg/m².

$$72 \times 0.00411 = 0.296.$$

Carga total unitaria peso + viento.

$$P_h = \sqrt{\frac{2}{0.12 + 0.296}} = 0.519 \text{ kg/m.}$$

$$d = 16 \times 10^{-6} \quad a = 100 \times 10^{-6}$$

$$\frac{S}{a} = \frac{15.25}{100 \times 10^{-6}} = 0.1525 \times 10^6$$

$$a^2 = 90^2 = 8100 = 758$$

A 50 ° C:

Diferencia de temperaturas $\theta - \theta_h = 50 - 0 = 50^\circ$

Reemplazando valores en las ecuaciones 3 y 3', tenemos:

$$16 \times 10^{-6} \times 0.1325 \times 10^6 - 233 + \left(338 \times \frac{0.319^2}{233} \times 0.1325 \times 10^6 \right) = A$$

$$106 - 233 + (338 \times 1.875 \times 0.1325) = A \quad A = - 43.03$$

Para B:

$$338 \times 0.12^2 \times 0.1325 \times 10^6 = B \quad B = + 0.645 \times 10^6$$

$$\text{luego: } T_0^2 (T_0 - 43.03) = 0.645 \times 10^6 \quad T_0 = 104 \text{ kg.}$$

$$\text{la flecha: } f = \frac{90^2 \times 0.12}{8 \times 104} = 1.17 \text{ m.}$$

Para un vano de 200 m. bajo las mismas condiciones,
 $f = 6.52 \text{ m.}$

A 5° C: Con el mismo vano de 90 m consideramos:

Temperatura inicial 0° C con viento } $\theta - \theta_h = 50^\circ$
Final de 5° C sin viento }

Reemplazando valores en 3 y 3'

$$A = 16 \times 10^{-6} \times 5 \times 0.1325 \times 10^6 - 233 + \left(338 \times \frac{0.319^2}{233} \times 0.1325 \times 10^6 \right)$$

$$A = 10.6 - 233 + (338 \times 1.875 \times 0.1325) = 10.6 - 233 + 83.97 =$$

$$A = - 138.43$$

Para B :

$$B = 338 \times 0.12^2 \times 0.1325 \times 10^6 \quad B = 645.000$$

$$\text{luego: } T_0^2 (T_0 - 138.43) = 645.000$$

$$T_0 = 163 \text{ kg.}$$

$$\text{Flecha } F = \frac{90^2 \times 0.12}{8 \times 163} = 0.745 \quad f = 0.745 \text{ m.}$$

Para un vano de 200 m. bajo las mismas condiciones

$$f = 5.77 \text{ m.}$$

Las curvas catenarias correspondientes al conductor N° 6 AWG, son las representadas en el plano N° 3.

Con la utilizaciones de las plantillas se obtiene las siguientes ventajas:

- a) Mantener iguales las tensiones en los apoyos,
- b) Mantener siempre la distancia minima al suelo de 6 m.,
- c) Determinar la ubicación de los apoyos.

CALCULO DE LAS FLECHAS:

Para el cálculo de las flechas utilizaremos las tablas de MARTIN; los valores de las tablas de Martín han sido deducidas de las ecuaciones de la curva catenaria. Cuando un alambre esta suspendido entre dos soportes su curvatura se conformará exactamente a la curva catenaria, si el alambre se considera perfectamente flexible y uniforme.

Aunque es lógico que los alambres y cables comerciales no tienen una flexibilidad perfecta, sin embargo, la catenaria es la curva más segura de usarse en el cálculo de las flechas y tensiones porque los alambres y cables cuando están tendidos entre soportes, llenarán más cercamente las condiciones de la verdadera catenaria que aquellas de cualquier otra curva.

EFFECTOS DE LAS PROPIEDADES ELASTICAS DE LOS CONDUCTORES:

Si el alambre no tuviera propiedades elásticas y su longitud no estuviera afectada por la variaciones de temperatura los cálculos de la flecha y la tensión serían relativamente simples. Pero todo alambre es elástico. Cuando se le aplica tensión al alambre ,

como es el caso de cuando se lo tiende entre dos soportes, el alambre se estira, y si la tensión mecánica aumenta, el estiramiento o alargamiento causado por aquella, también aumenta.-

Cuando un alambre reposa sin tensión alguna sobre el suelo, listo para ser tendido, su longitud debe ser en ese momento menor que la distancia entre los soportes, pero debido a su elasticidad, el alambre cuando tendido, puede estirarse suficientemente para permitirle alcanzar entre los dos soportes.

EFECTO DEL CAMBIO DE PESO SOBRE EL ALAMBRE:

Con diferentes cantidades de peso sobre un alambre el alargamiento y la tensión del alambre cambiarán. Así, la adición de peso sobre un alambre hará aumentar su longitud y también su flecha y tensión. Pero en cuanto la flecha del alambre aumenta, hay una tendencia a reducir o limitar la tensión. Esta tendencia por lo tanto se opone al incremento de la tensión que habría causado la adición de peso. En cierto punto, habrá un balanceamiento entre estos dos efectos, y el alambre colgará según una curva catenaria definida.-

La cantidad exacta de aumento de longitud, de cualquier alambre causada por el estiramiento desde su longitud sin estirar cuando la tensión es cero, hasta la longitud que tiene cuando está suspendido según una catenaria, puede calcularse directamente a partir de las características del alambre, y una función de aquella curva, que en las tablas se denominan factor de estiramiento.-

EFECTOS DEL CAMBIO DE TEMPERATURAS DEL ALAMBRE:

Un cambio en la temperatura de un alambre también altera su longitud; si se cambia

la temperatura mientras el alambre esta sin tensión y el alambre se halla completamente libre para poder cambiar su longitud, es obvio que la tensión permanece en cero.

Por otro lado, cuando el alambre esta sometido a esfuerzos (cuando esta suspendido y en tensión por ejemplo) y ocurre un cambio de temperatura, el cambio de longitud esta efectuado por ambos factores, cambio de temperatura y características elásticas del alambre. Si varía la temperatura, la longitud se altera, la cual a su vez cambia la flecha, y afecta el alargamiento elástico. Estos cambios ocurren simultaneamente, pero los cálculos, teniendo en cuenta todos estos factores, serían complicados.-

Por esta razón, cuando se hacen calculos para cambios de temperatura, la alteración de la longitud del alambre, causada por la variación de temperatura, deberá ser añadida o sustraída, de la " longitud sin estirarse " del alambre, esto es mientras la tensión del alambre es cero.-

Sin embargo en la práctica, se puede tomar como longitud del conductor aquella medida horizontalmente entre los apoyos, cuando los vanos no sobrepasan de los 300 metros, y el desnivel de los apoyos no es mayor de un 10%. -

Como en nuestro caso, los vanos no van a llegar a los 300 metros, sino en casos excepcionales, y la pendiente no va a ser mayor del 10% sino también en pocos sectores, podremos obtener como longitud bastante aproximada, la dada por las distancias horizontales.-

FORMULAS PARA CALCULO: Las cuatro funciones de la curva catenaria representadas en las tablas de MARTIN,

son las siguientes:

- 1.- El cociente de $\frac{\text{luz (s)} \times \text{Peso (w)}}{\text{Tensión (T)}}$
- 2.- Función de flecha, llamada FACTOR DE FLECHA.
- 3.- Función de Longitud, llamada FACTOR DE LONGITUD.
- 4.- Función de cambio elástico de longitud, llamado FACTOR DE ESTIRAMIENTO.

Cuando conozcamos cualquiera de estas funciones, las funciones restantes pueden obtenerse directamente de las tablas.

De acuerdo a lo anterior, tenemos las siguientes formulas:

1.- Flecha del alambre = Factor de flecha x luz o vano.

2.- Longitud del alambre = Factor de longitud x luz.

$$3.- \frac{SW}{T} = \frac{\text{Luz (s)} \times \text{Peso (W)}}{\text{Tensión (T)}}$$

$$4.- \text{Tensión T} = \frac{\text{luz (s)} \times \text{Peso (w)}}{\frac{SW}{T}}$$

CALCULO DE LAS FLECHAS, CON SOPORTES A DESNIVEL:

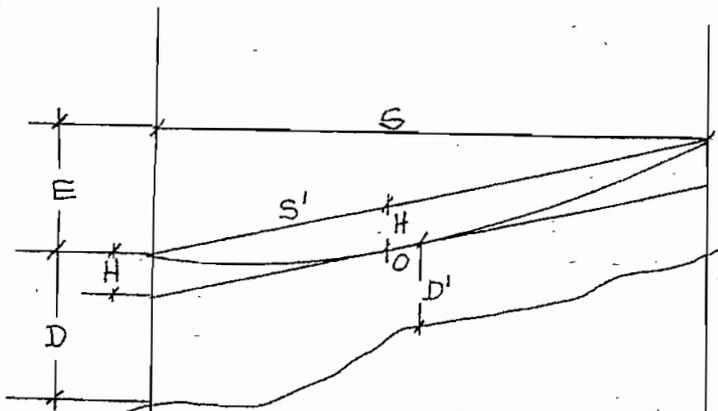


GRAFICO 14

la misma que para la luz horizontal S, de la misma distancia horizontal entre soportes.- la flecha H es la distancia vertical entre

Si suponemos que la curva sea una parábola, formada por un conductor flexible al ser suspendido entre dos soportes a desnivel, la flecha H de la luz inclinada sería

la recta que une los puntos de soporte y la recta tangente a la curva trazada paralelamente a la primera. Con parábola, la tangente y su punto de tangencia) estará en el punto medio de la distancia entre los soportes.-

Sin embargo, cuando las luces son grandes (mayores a 300 m.) o cuando la diferencia de elevación entre los soportes es pronunciada es necesario introducir algunas correcciones a lo expuesto anteriormente.

El error cometido al tomar el valor de H como igual al valor de la flecha para el mismo vano pero con soportes a nivel puede ser disminuido, utilizando una luz horizontal corregida, o más bien "equivalente".

El método, sin embargo de ser una aproximación dá resultados, los cuales dentro de un punto de vista práctico, son tan exactos, como normalmente pueden utilizarse en el campo, y su exactitud para el problema en cuestión se compara favorablemente con más largos y laboriosos cálculos.

COMPUTACION DE LA FLECHA, PARA SOPORTES A DESNIVEL:

La esencia de este método se reduce a calcular la flecha H para una luz "equivalente", en vez de la verdadera luz horizontal de declive S' , más la diferencia entre la luz de declive S' y la luz horizontal S .

Se expresa por la fórmula siguiente:

$$\text{Luz "equivalente"} = S' + (S' - S)$$

$$\text{Luz "Eequivalente"} = 2S' - S$$

Para calcular la flecha de esta longitud "equivalente" de luz se utilizan las tablas como para el caso de luz horizontal.

Esta flecha calculada con la luz "equivalente" es el valor que se deberá usar como flecha de ladera H.-

Para el cálculo de las flechas, consideraremos un vano base de 30 METROS, y una variación de 5 metros en 5 metros hasta los valores de los vanos críticos, y luego con intervalos de 10 metros para vanos mayores a esos valores.-

Como los datos de las flechas, tienen importancia para el montaje de los conductores de acuerdo a la temperatura a la que este se lleva a efecto, se calcularán éstas desde una temperatura de 0° C (mínima) hasta un valor máximo de 25° C , en intervalos de 5° , tomando todas las casos con acción de viento, cuya presión máxima hemos fijado en 72 kg/m^2 .

Las cargas máximas de trabajo, de acuerdo a lo indicado anteriormente, se tomaran con el 40% de la carga de rotura (es de cir con un coeficiente de seguridad de 2,5).

CONDUCTOR N° 2/0 AWG (7 hilos):

Como las longitudes de vanos son varias, será útil en cada caso calcular el valor de $\frac{W}{T} = \frac{\text{Peso}}{\text{Tensión}}$ despues de lo cual es necesario multiplicar este valor por las longitudes de los vanos a fin de concontrar las respectivas valores de $\frac{SW}{T}$.

Como el peso se conoce, ya sea del conductor solo, cuando no se considera la acción del viento, o la resultante del peso y de la acción del viento cuando se considera este, debemos en cada caso aplicar la ecuación de cambio de condiciones para determinar el divisor T que representa la tensión de tendido para esa caso . Se tomará siempre como condición inicial la hipótesis más desfavorable, que es la de temperatura 0° C y con viento de 72 kg./m^2 .-

PARA 0° C SIN VIENTO:

Hipotesis inicial:) 0° C con viento

Vano crítico : 165 m.

Tm = 1075 kg.

peso cable : 0.612 kg/m.

Carga total unitaria = 0.974 kg/m.

d: 16×10^{-6} e = 100×10^{-6}

Hipótesis final: 0° C sin viento

vano crítico : 165 m.

Ecuación cambio de condiciones:

$$A = 16 \times 10^{-6} \times 0 \times 0.68 \times 10^6 - 1075 + \left(1.134 \times \frac{\frac{0.974^2}{2}}{1075} \times 0.68 \times 10^6 \right) =$$

$$-1075 + 632 = A$$

$$A = -443.$$

$$B = 1134 \times 0.612^2 \times 0.68 \times 10^6 =$$

$$B = 289 \times 10^6$$

$$T_0^2 (T_0 + A) = B$$

$$T_0^2 (T_0 - 443) = 289 \times 10^6$$

$$T_0 = 846 \text{ kg.}$$

luego el valor de $\frac{W}{T}$ será:

$$\frac{W}{T} = \frac{0.612}{846} = 0.0007234.$$

C U A D R O N° 10

Conductores No. 2/0 AWG: Cálculo de Factor de flecha y flechas a 0° C sin viento.

VANOS Mts.	$\frac{SW}{T}$	FACTOR DE Flecha	FLECHA mts.
30	0.0217	0.0027126	0.0813
35	0.0253	0.0031628	0.1107
40	0.0289	0.0036130	0.1445
45	0.0325	0.0040631	0.1828
50	0.0362	0.0045260	0.2263
55	0.0398	0.0049762	0.2737

60	0.0434	0.0054265	0.3256
65	0.0470	0.0058769	0.3820
70	0.0506	0.0066273	0.4429
75	0.543	0.0067903	0.509
80	0.0579	0.0072410	0.579
85	0.0615	0.0076918	0.654
90	0.0651	0.0081425	0.733
95	0.0687	0.0085934	0.816
100	0.0723	0.0090443	0.900
110	0.0796	0.0099592	1.095
120	0.0868	0.0108619	1.303
130	0.0940	0.01176652	1.529
140	0.1013	0.0126814	1.775
150	0.1085	0.0135858	2.037
160	0.1157	0.0144908	2.318
170	0.1230	0.0154090	2.619

PARA 5º C SIN VIENTO: Vano crítico 165 m.

Función de cambio de condiciones:

$$A = 16 \times 10^6 \times 5 \times 0.68 \times 10^6 - 1075 + (1.134 \times \frac{0.974}{1075} \times 0.68 \times 10^6)$$

$$54.4 - 1075 + 632 = A$$

$$A = - 388.6$$

$$B = 1.134 \times \frac{0.612}{820} \times 0.68 \times 10^6 =$$

$$B = 289 \times 10^6$$

$$D = (T_0 + A) = B$$

$$T_0 = 820 \text{ kg.}$$

$$T_0 (1 + \frac{388.6}{820}) = 289 \times 10^6$$

$$\frac{0.612}{820} = 0.0007463$$

C U A DR 0 No. 11

Instr: $\frac{1}{2}$ C U A DR 0 No. 11

Conductor	SE	FACTOR DE	PLANCH
			mts.

0	0.022389	0.0027877	0.084
35	0.0561	0.0032628	0.114
40	0.0298	0.0037255	0.149
45	0.0335	0.0041882	0.188
50	0.0373	0.0046636	0.235
55	0.0410	0.0051263	0.282
60	0.0447	0.0055891	0.335
65	0.0485	0.0060645	0.394
70	0.0522	0.0065275	0.457
75	0.0559	0.0069906	0.524
80	0.0597	0.0074664	0.597
85	0.0634	0.0079296	0.674
90	0.0671	0.0083929	0.755
95	0.0708	0.0088563	0.841

100	0.0746	0.0093325	0.9
110	0.0820	0.0102601	0.129
120	0.0895	0.011200	1.344
130	0.0970	0.0121417	1.578
140	0.1044	0.0130707	1.829
150	0.1119	0.0140200	2.103
160	0.1194	0.0149561	2.393
170	0.1268	0.0158873	2.700

PARA 5° C CON VIENTO: Vano crítico 165 m.

Ecuación de cambio de condiciones:

El valor A no cambia, con el caso anterior: $A = - 388.6$

$$B = 1.134 \times \frac{2}{0.974} \times 0.68 \times 10^6 = 731 \times 10^6 \quad B = 731 \times 10^6$$

$$T_0^2 (T_0 - 388.6) = 731 \times 10^6 \quad T_0 = 1051 \text{ kg.}$$

Luego: $\frac{W}{T} = \frac{0.974}{1051} = \underline{0.0009267}$

C U A D R O N° 12

Conductor 2/0 AWG: Cálculo de la flecha a 5° C con viento.

VANO mts.	$\frac{SW}{T}$	FACTOR DE Flecha	FLECHA Mts.
30	0.0278	0.0034754	0.104
35	0.0324	0.0040506	0.142
40	0.0370	0.0046261	0.185
45	0.0417	0.0053139	0.234
60	0.0463	0.0057893	0.289
55	0.0510	0.0063774	0.351
60	0.0556	0.0069531	0.417
65	0.0602	0.0075290	0.489
70	0.0648	0.0081049	0.567
75	0.0695	0.0086936	0.652
80	0.0741	0.0092699	0.741
85	0.0787	0.0098464	0.837
90	0.0834	0.0104356	0.939
95	0.0880	0.0110124	1.046
100	0.0927	0.0116020	1.160
110	0.1019	0.0127568	1.403
120	0.1120	0.0140257	1.683
130	0.1204	0.0150819	1.961
140	0.1297	0.0162524	2.275
150	0.1390	0.0174242	2.614
160	0.1482	0.0185847	2.973
170	0.1575	0.0197592	3.359

PARA 10° C CON VIENTO: Vano crítico 165 m.

Ecuación de cambio de condiciones:

$$A = 16 \times 10^{-6} \times 10 \times 0.68 \times 10^6 - 1075 + \left(1.134 \times \frac{0.974^2}{1075} \times 0.68 \times 10^6 \right)$$

$$A + 108.88 - 1075 + 632$$

$$A = - 534.20$$

$$B = 1.134 \times \frac{0.974^2}{2} \times 0.68 \times 10^6 = 731 \times 10^6 \quad B = 731 \times 10^6$$

$$T_0^2 (T_0 = 534.20) = 731 \times 10^6 \quad T_0 = 1027 \text{ kg.}$$

$$\text{Juego: } \frac{1}{T} = \frac{0.974}{1027} = \underline{0.000948}$$

C U A D R O N° 12

Conductas 2/0 Avg. : Valculo de la flecha a 10° C con viento:

Vano	SE	FACTOR DE	PLANCH
mts.	T	flecha	mts.
50	0.0284	0.0055504	0.106
75	0.0531	0.0041582	0.145
40	0.0579	0.0047586	0.190
45	0.0427	0.9953590	0.240
50	0.0474	0.0059269	0.296
55	0.0521	0.0065500	0.358
60	0.0569	0.0071204	0.427
65	0.0616	0.0077045	0.501
70	0.0664	0.0083052	0.581
75	0.0711	0.0088940	0.667
80	0.0758	0.0094829	0.759
85	0.0806	0.0100846	0.857
90	0.0855	0.0112675	0.1070
100	0.0948	0.0118656	1.186
110	0.1045	0.0130582	1.436
120	0.1158	0.0142519	1.710
130	0.1232	0.0154342	2.006
140	0.1327	0.0166505	2.328
150	0.1422	0.0178277	2.674
160	0.1517	0.190265	3.044
170	0.1612	0.0202269	3.438

PARA 15° C CON VIENTO: Vano critico 165 m.

Denoción de cambio de condiciones:

$$A = 16 \times 10^{-6} \times 15 \times 0.68 \times 10^6 - 1075 + \left(1.134 \times \frac{0.974^2}{2} \times 0.68 \times 10^6 \right)$$

1075

$$A = 163.20 - 1075 + 632$$

$$A = - 279.80$$

$$B = 731 \times 10^6$$

$$T_0 (T_0 - 279.80) = 731 \times 10^6$$

$$T_0 = 1.005 \text{ kg.}$$

$$\text{Luego : } \frac{W}{T} = \frac{0.274}{1.005} = \underline{0.000969}$$

C U A D R O N° 14

Conductor 2/0 AWG; Cables de la flecha a 15° C con viento.

<u>VANO</u> <u>Mts.</u>	<u>SW</u> <u>T</u>	<u>FACTOR BH</u> <u>Flecha</u>	<u>FLECHA EN</u> <u>Mts.</u>
30	0.0291	0.0036380	0.109
35	0.0399	0.0042383	0.148
40	0.0388	0.0048512	0.194
45	0.0436	0.0054516	0.243
50	0.0484	0.0060520	0.303
55	0.0533	0.0066652	0.366
60	0.0581	0.0072661	0.436
65	0.0630	0.0078796	0.512
70	0.0678	0.0084806	0.591
75	0.0726	0.0090820	0.681
80	0.0775	0.0096960	0.776
85	0.0824	0.0103102	0.876
90	0.0872	0.0100121	0.982
95	0.0920	0.0115142	1.094
100	0.0969	0.0121292	1.213
110	0.1066	0.0133471	1.468
120	0.1163	0.0145763	1.749
130	0.1260	0.0157866	2.052
140	0.1357	0.0170083	2.381
150	0.1453	0.0182188	2.733
160	0.1550	0.0194433	3.111
170	0.1647	0.0206695	3.514

PARA 20° C Con viento: Vano crítico 165 m.

Equación de cambio de condiciones:

$$A = 16 \times 10^{-6} \times 20 \times 0.68 \times 10^6 - 1075 + (1.134 \times \frac{\frac{0.974}{2}}{1075} \times 0.68 \times 10^6)$$

$$A = 217.6 - 1075 + 632$$

$$A = - 225.4$$

$$B = 731 \times 10^6$$

$$T_0^2 (T_0 - 225.4) = 731 \times 10^6$$

$$T_0 \text{ 983 kg.}$$

$$\text{Luego } \frac{W}{T} = \frac{0.974}{983} = \underline{0.000991}$$

C U A D R O N° 15

Conductor 2/0 AWG; Cálculo de la flecha a 20° C conviento.

VANO Mts.	$\frac{SW}{T}$	FACTOR DE Flecha	FLECHA EN Mts.
30	0.0297	0.0037130	0.111
35	0.0347	0.0043384	0.152
40	0.0396	0.0049512	0.198
45	0.0446	0.0055767	0.251
50	0.0495	0.0061807	0.309
55	0.0545	0.0068154	0.375
60	0.0595	0.0074414	0.446
65	0.0644	0.0080548	0.523
70	0.0694	0.0086811	0.608
75	0.0743	0.0092950	0.697
80	0.0793	0.0099216	0.794
85	0.0842	0.0105359	0.896
90	0.0892	0.0111630	0.1005
95	0.0941	0.0117778	1.119
100	0.0991	0.0124053	1.240
110	0.1090	0.0136486	1.501
120	0.1190	0.0149058	1.789
130	0.1288	0.0161391	2.098
140	0.1387	0.0173864	2.434
150	0.1486	0.0186352	2.795
160	0.1586	0.0198982	3.184
170	0.1685	0.0211504	3.596

PARA 25° C CON VIENTO: Vano crítico 165 m.

Ecuación de cambio de condiciones:

$$A = 16 \times 10^{-6} \times 25 \times 0.68 \times 10^6 - 1075 + (1134 \times \frac{0.974^2}{2} \times 0.68 \times 10^6)$$

$$A = 272 - 1075 + 632 = - 171$$

$$\frac{1075}{A} = - 171$$

$$B = 731 \times 10^6$$

$$T_0^2 (T_0 - 171) = 731 \times 10^6$$

$$T_0 = 962 \text{ kg.}$$

$$\text{Luego } \frac{W}{T} = \frac{0.974}{962} = \underline{0.001012}$$

C U A D R O N- 16

Conductor N° 2/0 AWG: Cálculo de la flecha a 27° C con viento.

VANO Mts.	$\frac{SW}{T}$	FACTOR DE Flecha	FLECHA Mts.
30	0.0304	0.0038005	0.114
35	0.0354	0.0044259	0.155
40	0.0405	0.0050637	0.202
45	0.0455	0.0056892	0.256
50	0.0506	0.0063273	0.316
55	0.557	0.0069656	0.383
60	0.0607	0.0075916	0.455
65	0.0658	0.0082302	0.535
70	0.0808	0.0088565	0.620
75	0.0759	0.0094955	0.712
80	0.0810	0.0101347	0.811
85	0.0860	0.0107616	0.915
90	0.0911	0.0114013	1.026
95	0.961	0.0120288	1.143
100	0.1012	0.0126689	1.267
110	0.1113	0.0139375	1.533
120	0.1214	0.0152074	1.825
130	0.1316	0.0164927	2.144
140	0.1417	0.0177647	2.487
150	0.1518	0.0190391	2.856
160	0.1619	0.0203155	3.250
170	0.1720	0.0215935	3.671

CONDUCTOR N° 4 AWG. - (3 hilos) : Para 0° C sin viento

Hipótesis inicial: 0° C con viento
 Vano crítico = 85 m.
 $T_m = 340$ kg.
 peso cable = 0.190 kg/m.
 diámetro = 6.45 mm.

Empuje del viento = $72 \times 0.00645 = 0.464$ kg/m.

$$P_h = \sqrt{\frac{0.19^2}{0.19} + \frac{0.464^2}{0.464}} = 0.501 \text{ kg/m.}$$

$$d = 16 \times 10^{-6} \qquad e = 100 \times 10^{-6}$$

$$\frac{S}{e} = \frac{21.15}{100 \times 10^{-6}} = 0.2115 \times 10^6 \qquad \frac{a^2}{24} = \frac{85^2}{24} = 301$$

Ecuación de cambio de condiciones:

$$A = 16 \times 10^{-6} \times 0. \times 0.2115 \times 10^6 \pm 340 + (301 \times \frac{0.501^2}{340^2} \times 0.2115 \times 10^6)$$

$$A = 0 - 340 + 1382.$$

$$A = - 201.80$$

$$B = 2.3 \times 10^6$$

$$B = 301 \times \frac{0.19^2}{0.19} \times 0.2115 \times 10^6$$

$$T_0^2 (T_0 - 201.80) = 2.3 \times 10^6$$

$$T_0 = 242 \text{ kg.}$$

$$\frac{W}{T} = \frac{0.19}{242} = 0.000785$$

C U A D R O N° 17

Conductor N° 4 AWG : Cálculo de la flecha a 0° C sin viento

VANO Mts.	$\frac{SW}{T}$	FACTOR DE Flecha	FLECHA Mts.
30	0.0235	0.0029377	0.088
35	0.0275	0.0034379	0.120
40	0.0314	0.0039256	0.157
45	0.0353	0.0044134	0.199
50	0.0392	0.0049012	0.245
55	0.0432	0.0054015	0.297
60	0.0471	0.0058894	0.353
65	0.510	0.0063744	0.414
80	0.549	0.066855	0.0481
75	0.589	0.0073663	0.552
80	0.0628	0.0078544	0.0628
85	0.0667	0.0083428	0.709
90	0.0706	0.0088314	0.795

PARA 5° C sin viento: Vano crítico 85 m.

Ecuación del cambio de condiciones:

$$A = 16 \times 10^{-6} \times 5 \times 0.2115 \times 10^6 - 340 + (301 \times \frac{0.501^2}{340^2} \times 0.2115 \times 10^6)$$

$$A = 16.92 - 340 + 138.2$$

$$A = -184.88$$

$$T_0 (T_0 - 184.88) = 2.3 \times 10^6$$

$$B = 2.3 \times 10^6$$

$$T_0 = 229 \text{ kg.}$$

$$\frac{W}{T} = \frac{0.19}{229} = 0.00083$$

C U A D R O N° 18

Conductor 4 AWG: Cálculo de la flecha a 5° C sin viento

VANO Mts.	$\frac{SW}{T}$	FACTOR DE FLECHA	FLECHA Mts.
30	0.0249	0.0031128	0.093
35	0.0290	0.0036255	0.127
40	0.0332	0.0041507	0.166
45	0.0373	0.0046636	0.210

50	0.0415	0.0051888	0.259
55	0.0456	0.0057018	0.314
60	0.0498	0.00622272	0.374
65	0.0539	0.0067403	0.438
70	0.0581	0.0072661	0.509
75	0.0622	0.0077794	0.583
80	0.0664	0.0083052	0.664
85	0.705	0.0088189	0.750
90	0.0747	0.0093451	0.841

PARA 5° C CON VIENTO: Vano crítico 85 m.

Ecuacion cambio de condiciones: b A = - 184.88

$$B = 301 \times \frac{2}{0.501} \times 0.2115 \times 10^6 \qquad B = 15.98 \times 10^6$$

$$T_0^2 (T_0 - 184.88) = 15.98 \times 10^6 \qquad T_0 = 331 \text{ kg.}$$

Luego:

$$\frac{W}{T} = \frac{0.501}{331} = 0.00151$$

C U A D R O N° 19

Condutor N° 4 AWG: Cálculo de la flecha a 5° C con viento

VANO Mts.	$\frac{SW}{T}$	FACTOR DE FLECHA	FLECHA Mts.
30	0.0453	0.0056642	0.170
35	0.0528	0.0066025	0.231
40	0.0604	0.0075540	0.302
45	0.0679	0.0084929	0.382
50	0.0755	0.0094452	0.472
55	0.0830	0.0103854	0.571
60	0.0906	0.0113583	0.680
65	0.0981	0.0122797	0.798
70	0.1057	0.0132336	0.926
75	0.1132	0.0141764	1.063
80	0.1208	0.0151316	1.211
85	0.1283	0.0160762	1.366
90	0.1359	0.0169381	1.533

PARA 10° C CON VIENTO : Vano crítico 85 m.

Ecuación cambio de condiciones:

$$A = 16 \times 10^{-6} \times 10 \times 0.2115 \times 10^6 - 340 + \left(301 \times \frac{2}{340} \times 0.2115 \times 10^6 \right)$$

$$A = 33.84 - 340 + 138.2$$

$$A = - 167.96$$

$$B = 301 \times \frac{0.501^2}{340} \times 0.2115 \times 10^6$$

$$B = 15.98 \times 10^6$$

$$T_0 = 322 \text{ kg.}$$

$$T_0^2 (T_0 - 167.96) = 15.98 \times 10^6$$

$$\frac{W}{T} = \frac{0.501}{322} = 0.00156$$

C U A D R O N° 20

Conductor A AFG: Cálculo de la flecha a 10° C con viento

VANO Mts.	$\frac{SH}{T}$	FACTOR DE FLECHA	FLECHA Mts.
30	0.0463	0.0058518	0.176
35	0.0546	0.0068278	0.239
40	0.0624	0.0078044	0.312
45	0.0702	0.0087813	0.395
50	0.780	0.0097587	0.488
55	0.0858	0.0107362	0.590
60	0.0936	0.0117147	0.703
65	0.1014	0.0126938	0.825
70	0.1092	0.0136736	0.957
75	0.1170	0.0146543	1.099
80	0.1248	0.0156349	1.151
85	0.1326	0.0166173	1.412
90	0.1404	0.0176007	1.584

PARA 15° C CON VIENTO: Vano crítico 85 m.

Equación de cambio de condiciones:

$$A = 16 \times 10^{-6} \times 15 \times 0.2115 \times 10^6 - 340 + \left(301 \times \frac{0.501^2}{340} \times 0.2115 \times 10^6 \right)$$

$$A = 50.76 - 340 + 138.2.$$

$$A = - 151.04$$

$$B = 15.98 \times 10^6$$

$$T_0^2 (T_0 - 151.04) = 15.98 \times 10^6$$

$$T_0 = 313.0 \text{ kg.}$$

$$\frac{W}{T} = \frac{0.501}{313} = 0.00160$$

C U A D R O N° 21

Conductor No. 4 AFG: Cálculo de la flecha a 15° C con viento

VANO Mts.	$\frac{SW}{T}$	FACTOR DE Flecha	FLECHA Mts.
30	0.048	0.0060020	0.180
35	0.056	0.0070032	0.245
40	0.064	0.0088048	0.320
45	0.072	0.0090068	0.405
50	0.080	0.0100094	0.500
55	0.088	0.0110124	0.606
60	0.096	0.0120162	0.721
65	0.104	0.0130205	0.846
70	0.112	0.0140257	0.982
75	0.120	0.0150316	1.127
80	0.128	0.0160384	1.283
85	0.136	0.0170461	1.449
90	0.144	0.0180548	1.625

PARA 20° C CON VIENTO:

Ecuación cambio de condiciones:

$$A = 16 \times 10^{-6} \times 20 \times 0.2115 \times 10^6 - 340 + 138.20$$

$$= 67.68 - 340 + 138.2 \quad A = -134.12$$

$$B = 15.98 \times 10^6$$

$$T_0^2 (T_0 - 134.12) = 15.98 \times 10^6 \quad T_0 = 305 \text{ kg.}$$

$$w/z = 0.501/305 = 0.00164$$

C U A D R O N° 22

Conductor 4 ARG: Cálculo de la flecha a 20° C con viento

VANO Mts.	$\frac{SW}{T}$	FACTOR DE FLECHA	FLECHA Mts.
30	0.0492	0.0061521	0.185
35	0.0574	0.0071784	0.251
40	0.0656	0.0082050	0.323
45	0.0738	0.0092321	0.415
50	0.0820	0.0102691	0.513
55	0.0902	0.0112863	0.621
60	0.0984	0.0123172	0.739
65	0.1066	0.0133467	0.868
70	0.1148	0.0143771	1.006
75	0.1230	0.0154090	1.156
80	0.1312	0.0164413	1.315
85	0.1394	0.0174742	1.485
90	0.1476	0.0185089	1.666

PARA 25° C CON VIENTO: Vano crítico 85 m.

Ecuación cambio de condiciones:

$$A = 16 \times 10^{-6} \times 25 \times 0.2115 \times 10^6 - 340 + 138.2$$

$$= 84.60 - 340 + 138.20$$

$$T_0^2 (T_0 - 177.20) = 15.98 \times 10^6$$

$$A = -1172.0$$

$$B = 15.98 \times 10^6$$

$$T_0 = 297 \text{ kg.}$$

$$w/t = 0.501/297 = 0.00169$$

C U A D R O N° 23

Condutor 4 AWG: Cálculo de la flecha a 25° C con viento

VANO Mts.	SW T	FACTOR DE FLECHA	FLECHA Mts.
30	0.0507	0.0063398	0.190
35	0.0591	0.0073913	0.259
40	0.0676	0.0084554	0.338
45	0.0760	0.0095080	0.428
50	0.0845	0.0105733	0.529
55	0.0929	0.0116267	0.639
60	0.1014	0.0126938	0.762
65	0.1098	0.0137486	0.894
70	0.1183	0.0148176	1.037
75	0.1267	0.0158741	1.191
80	0.1352	0.0169453	1.356
85	0.1436	0.0180046	1.530
90	0.1521	0.0190770	1.717

CONDUCTOR N° 6 (1 hilo)

PARA 0° C SIN VIENTO:

Hipótesis inicial: 0° C con viento
 Vano crítico: 90 m.
 Tm = 233 kg.
 Peso = 0.120 kg/m.
 diámetro = 4.11 mm.

Empuje del viento = $72 \times 0.00411 = 0.296 \text{ kg/m.}$

Carga unitaria total con viento

$$P_h = \sqrt{\frac{0.12^2}{0.12} + \frac{0.296^2}{0.296}} = 0.319 \text{ kg/m.}$$

$$d = \frac{13.25}{100 \times 10^{-6}} = 0.1325 \times 10^6 \qquad \frac{a^2}{24} = \frac{90^2}{24} = 338$$

Ecuación de cambio de condiciones:

$$A = 16 \times 10^{-6} \times 0.1325 \times 10^6 - 235 + (338 \times \frac{0.319}{235})^2 \times 0.1325 \times 10^6$$

$$A = 0.933 + 85.97$$

$$A = - 149.03$$

$$B = 339 \times 0.12 \times 0.1325 \times 10^6$$

$$B = 0.645 \times 10^6$$

Luego:

$$T_0 = B (T_0 - 149.03) = 0.645 \times 10^6$$

$$T_0 = 171 \text{ kg.}$$

$$W/T = 0.12/871 = \underline{0.000076}$$

C U A D R O N° 24

Conductor 6 AWG: eficiencia de la flecha a 0° C sin viento

VANO	$\frac{SW}{T}$	FACTOR DE FLECHA	FLECHA	VANO
Mts.			Mts.	
30	0.0210	0.0026251	0.079	
35	0.0245	0.0050627	0.107	
40	0.0280	0.00555004	0.140	
45	0.0315	0.0059381	0.177	
50	0.0350	0.0043759	0.219	
55	0.0385	0.0048136	0.265	
60	0.0420	0.0052514	0.315	
65	0.0455	0.0056892	0.370	
70	0.0490	0.0061271	0.429	
75	0.0525	0.0065650	0.492	
80	0.0560	0.0070032	0.560	
85	0.0595	0.0074415	0.635	
90	0.0760	0.0078796	0.709	

PARA 5° C SIN VIENTO:

Reunión de cambio de condiciones:

$$A = 16 \times 10^{-6} \times 5 \times 0.1325 \times 10^6 - 235 + (338 \times \frac{0.319}{235})^2 \times 0.1325 \times 10^6$$

$$A = 10.6 - 235 + 8397$$

$$A = - 138.43$$

$$T_0^2 (T_0 - 138.43) = 0.645 \times 10^6$$

$$D = 0.645 \times 10^6$$

$$T_0 = 165 \text{ kg.}$$

$$W/T = 0.12/165 = \underline{0.000736}$$

C U A D R O N° 25

Conductor 6 AWG: eficiencia de la flecha a 5° C con viento

VANO Mts.	$\frac{SW}{T}$	FACTOR DE FLECHA	FLECHA Mts.
30	0.0220	0.0027502	0.085
35	0.0258	0.0032253	0.113
40	0.0294	0.0036755	0.147
45	0.0331	0.0041382	0.186
50	0.0368	0.0046010	0.230
55	0.0405	0.0050637	0.279
60	0.0442	0.0055266	0.332
65	0.0478	0.0059769	0.388
70	0.0515	0.0064399	0.451
75	0.0552	0.0069030	0.518
80	0.0589	0.0073661	0.589
85	0.0626	0.0078294	0.665
90	0.0662	0.0082802	0.745

PARA 5° C CON VIENTO:

$$B = 338 \times \frac{2}{0.319} \times 0.1325 \times 10^6$$

$$TQ^2 (TQ = 138.43)$$

$$W/T = 0.319/227 = 0.001405$$

$$A = - 138.43$$

$$B = 4.559 \times 10^6$$

$$TQ = 227 \text{ kg.}$$

CHADRO N° 26

Conductor N° 6 AWG: Cálculo de la flecha a 5° C con viento

VANO Mts.	$\frac{SW}{T}$	FACTOR DE FLECHA	FLECHA Mts.
30	0.0422	0.0052764	0.158
35	0.0492	0.0061521	0.215
40	0.0562	0.0070282	0.281
45	0.0632	0.0079046	0.356
50	0.0703	0.0087938	0.440
55	0.0773	0.0096768	0.532
60	0.0843	0.0105483	0.633
65	0.0913	0.0114262	0.743
70	0.0983	0.0123047	0.861
75	0.1054	0.0131961	0.990
80	0.1124	0.0140757	1.126
85	0.1194	0.0149558	1.271
90	0.1265	0.0158491	1.426

PARA 10° C CON VIENTO:

Equación del cambio de condiciones:

$$A = 16 \times 10^{-6} \times 10 \times 0.1325 \times 10^6 - 233 + \left(338 \times \frac{0.319^2}{233^2} \times 0.1325 \times 10^6 \right)$$

$$A = 21.2 - 233 + 83.97$$

$$A = -127.83$$

$$B = 4.559 \times 10^6$$

$$T\theta^2 (T\theta -127.83) = 4.559 \times 10^6$$

$$T\theta = 221 \text{ kg.}$$

$$W/T = 0.319/221 = 0.00144$$

C U A D R O N° 27

Conductor 6 AWG: Cálculo de la flecha a 10° C con viento

VANO Mts.	$\frac{SW}{T}$	FACTOR DE FLECHA	FLECHA Mts.
30	0.0432	0.0054015	0.162
35	0.0504	0.0063023	0.221
40	0.0576	0.0072034	0.288
45	0.0648	0.0081048	0.365
50	0.0720	0.0090068	0.450
55	0.0792	0.0099090	0.545
60	0.0864	0.0108116	0.649
65	0.0936	0.0117147	0.761
70	0.1008	0.0126183	0.883
75	0.1080	0.0135230	1.014
80	0.1152	0.0144278	1.154
85	0.1224	0.0153332	1.303
90	0.1296	0.0162399	1.462

PARA 15° C, CON VIENTO:

$$A = 16 \times 10^{-6} \times 15 \times 0.1325 \times 10^6 - 233 + 83.97 = 31.80 - 233 + 83.97$$

$$A = -117.23$$

$$T\theta^2 (T\theta -117.23) = 4.559 \times 10^6$$

$$B = 4.559 \times 10^6$$

$$T\theta = 215 \text{ kg.}$$

$$W/T = 0.319/215 = 0.00148$$

C U A D R O N° 28

Conductor 6AWG: Cálculo de la flecha a 15° C con viento.

VANO Mts.	$\frac{SW}{T}$	FACTOR DE FLECHA	FLECHA Mts.
30	0.0444	0.0055516	0.166
35	0.0518	0.0064774	0.227
40	0.0592	0.0074038	0.296
45	0.0666	0.0083302	0.375

50	0.740	0.0092574	0.463
55	0.814	0.0101847	0.560
60	0.888	0.0111124	0.668
65	0.0962	0.0120412	0.783
70	0.1036	0.0129699	0.908
75	0.1110	0.0139000	1.043
80	0.1184	0.0148301	1.186
85	0.1258	0.0157607	1.340
90	0.1332	0.0166933	1.502

PARA 20° C. CON VIENTO:

$A = 16 \times 10^{-6} \times 20 \times 0.1325 \times 10^6 - 233 + 83.97 = 42.40 - 233 + 83.97$

$T\theta^2 (T\theta - 106.63) = 4.559 \times 10^6$

$A = -106.63$

$B = 4.559 \times 10^6$

$T\theta = 210 \text{ kg.}$

$W/T = 0.319/210 = 0.00152$

C U A D R O N° 29

Conductor 6 AWG: cálculo de la flecha a 20° C con viento

<u>VANO</u> <u>Mts.</u>	<u>SW</u> <u>T</u>	<u>FACTOR DE</u> <u>FLECHA</u>	<u>FLECHA</u> <u>Mts.</u>
30	0.0456	0.0057017	0.171
35	0.0532	0.0066526	0.233
40	0.0608	0.0076040	0.304
45	0.0684	0.0085557	0.385
50	0.0760	0.0095080	0.475
55	0.0836	0.0104604	0.575
60	0.0912	0.0114137	0.685
65	0.0988	0.0123672	0.804
70	0.1064	0.0133217	0.933
75	0.1140	0.0142771	1.071
80	0.1216	0.0152324	1.219
85	0.1292	0.0161893	1.376
90	0.1368	0.0171469	1.543

PARA 25° C. CON VIENTO:

$A = 16 \times 10^{-6} \times 25 \times 0.1325 \times 10^6 - 233 + 83.97 = 53.0 - 233 + 83.97$

$T\theta^2 (T\theta - 96.03) = 4.559 \times 10^6$

$A = -96.03$

$B = 4.559 \times 10^6$

$T\theta = 205 \text{ kg.}$

$W/T = 0.319/205 = 0.00156$

C U A D R O N° 30Conductor 6 AWG: Cálculo de la flecha a 25° C Con viento

<u>VANO</u> <u>Mts.</u>	<u>SW</u> <u>T</u>	<u>FACTOR DE</u> <u>FLECHA</u>	<u>FLECHA</u> <u>Mts.</u>
30	0.0468	0.0058518	0.176
35	0.0546	0.0068278	0.239
40	0.0624	0.0078044	0.312
45	0.0702	0.0087813	0.395
50	0.0780	0.0097587	0.488
55	0.0858	0.0107362	0.590
60	0.0936	0.0117147	0.703
65	0.1014	0.0126938	0.825
70	0.1092	0.0136736	0.957
75	0.1170	0.0146543	1.099
80	0.1248	0.0156349	1.251
85	0.1326	0.0166177	1.413
90	0.1404	0.0176007	1.584

T A B L A S D E T E N D I D O

En estas tablas se hace una recopilación de todas las flechas calculadas a las diferentes temperaturas y para cada van. Se anota también en cada caso la tensión de tendido.-

FLECHAS EN CENTIMETROS PARA LOS VANOS CONSIDERADOS, CON SUS TEMPERATURAS Y TENSIONES DE TENDIDO CORRESPONDIENTES.

CONDUCTOR N° 2/0 AVG - TABLE DE TENDIDO

VANO	TEMPERATURAS Y TENSIONES DE TENDIDO CORRESPONDIENTES						
	0° C T = 846 kg.	5° C		10° C	15° C	20° C	25° C
Mts.	Sin viento	T=820 kg. Sin viento	T=1051 Kg Con viento	T=1027 kg Con viento	T=1005 kg Con viento	T= 983 kg. Con viento	T= 962 kg. Con viento
30	8.13	8.40	10.40	10.60	10.90	11.10	11.40
35	11.07	11.40	14.20	14.50	14.80	15.20	15.50
40	14.45	14.90	18.50	19.00	19.40	19.80	20.20
45	18.28	18.80	23.40	24.00	24.50	25.10	25.60
50	22.63	23.30	28.90	29.60	30.30	30.90	31.60
55	27.37	28.20	35.10	35.80	36.60	37.50	38.30
60	32.56	33.50	41.70	42.70	43.60	44.60	45.50
65	38.20	39.40	48.90	50.10	51.20	52.30	53.50
70	44.29	45.70	56.70	58.10	59.40	60.80	62.00
75	50.90	52.40	65.20	66.70	68.10	69.70	71.20
80	57.90	59.70	74.10	75.90	77.60	79.40	81.80
85	65.40	67.40	83.70	85.70	87.60	89.60	91.50
90	73.30	75.50	93.90	96.10	98.20	100.50	102.60
95	81.60	84.10	104.60	107.00	109.40	111.90	114.30
100	90.00	93.30	116.00	118.60	121.30	124.00	126.70
110	109.50	112.90	140.30	143.60	146.80	150.10	153.30
120	130.30	134.40	168.30	171.00	174.90	178.90	182.50
130	152.90	157.80	196.10	200.60	205.20	209.80	214.40

140	177.50	182.90	227.50	232.80	238.10	243.40	248.70
150	203.70	210.30	261.40	267.40	273.30	279.50	285.60
160	231.80	239.30	297.30	304.40	311.10	318.40	325.00
170	261.90	270.00	335.90	343.80	351.40	359.60	367.10

C U A D R O N° 32

CONDUCTOR N° 4 AWG. TABLA DE TENDIDO

VANO	0° C TEMPERATURAS Y TENSIONES DE TENDIDO CORRESPONDIENTES						
	T = 242 Kg.	5° C		10° C	15° C	20° C	25° C
Mts.	Sin viento	T= 229 kg. Sin viento	T= 331.0 kg Con viento	T= 322 kg Con viento	T= 313 kg Con viento	T= 305 kg. Con viento	T= 297 kg. Con viento-
30	8.80	9.30	17.00	17.6	18.0	18.5	19.0
35	12.00	12.70	23.10	23.9	24.5	25.1	25.9
40	15.70	16.60	30.20	31.2	32.0	32.8	33.8
45	19.90	21.00	38.20	39.5	40.5	41.5	42.8
50	24.50	25.90	27.20	48.8	50.0	51.3	52.9
55	29.70	31.40	57.10	59.0	60.6	62.1	63.9
60	35.30	37.40	68.00	70.3	72.1	73.9	76.2
65	41.40	43.80	79.80	82.5	84.6	86.8	89.4
70	48.10	50.90	92.60	95.7	98.2	100.6	103.7
75	55.20	58.30	106.30	109.9	112.7	115.6	119.1
80	62.80	66.40	121.10	125.1	128.3	131.5	135.6
85	70.90	75.00	136.60	141.2	144.9	148.5	153.0
90	79.50	84.10	153.30	158.4	162.5	166.6	171.7

VANO	0° C											
	T = 171 kg.		5° C		10° C		15° C		20° C		25° C	
Mts.	Sin viento	T= 163 kg. Sin viento	T= 227 kg. Con viento	T= 221. kg. Con viento	T= 215 kg. Con viento	T= 210 kg. Con viento	T= 205 kg. Con viento	T= 205 kg. Con viento	T= 210 kg. Con viento	T= 215 kg. Con viento	T= 210 kg. Con viento	T= 205 kg. Con viento
30	7.9	8.3	15.8	16.2	16.6	17.1	17.6	17.1	17.1	16.6	17.1	17.6
35	10.7	11.3	21.5	22.1	22.7	23.3	23.9	23.3	23.3	22.7	23.3	23.9
40	14.0	14.7	28.1	28.8	29.6	30.4	31.2	30.4	30.4	29.6	30.4	31.2
45	17.7	18.6	35.6	36.5	37.5	38.5	39.5	38.5	38.5	37.5	38.5	39.5
50	21.9	23.0	44.0	45.0	46.3	47.5	48.8	47.5	47.5	46.3	47.5	48.8
55	26.5	27.9	53.2	54.5	56.0	57.5	59.0	57.5	57.5	56.0	57.5	59.0
60	31.5	33.2	63.3	64.9	66.7	68.5	70.3	68.5	68.5	66.7	68.5	70.3
65	37.0	38.8	74.3	76.1	78.3	80.4	82.5	80.4	80.4	78.3	80.4	82.5
70	42.9	45.1	86.1	88.3	90.8	93.3	95.7	93.3	93.3	90.8	93.3	95.7
75	49.2	51.8	99.0	101.4	104.3	107.1	109.9	107.1	107.1	104.3	107.1	109.9
80	56.0	58.9	112.6	115.4	118.6	121.9	125.1	121.9	121.9	118.6	121.9	125.1
85	63.3	66.5	127.1	130.3	134.0	137.6	141.3	137.6	137.6	134.0	137.6	141.3
90	70.9	74.5	142.6	146.2	150.2	154.3	158.4	154.3	154.3	150.2	154.3	158.4

DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES

La distancia entre conductores depende de la flecha de los mismos y se determina de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$d = 0.75 \sqrt{f} + \frac{E}{180}, \text{ en la que}$$

d= distancia entre conductores

f= flecha máxima a 25° C con viento

E= tensión del sistema en KV entre fases

En el cálculo eléctrico de la línea habíamos adoptado una distancia equivalente entre conductores de 3 pies (0.915 metros), la cual debe ser modificada en cierto porcentaje, para adaptarnos más a la forma económica de disposición de conductores que es la de un triángulo isósceles, en vez de un triángulo equilátero, y lograr en esa forma, vanos mayores, con la consecuente economía en soportes y postes. Naturalmente se debe mantener la distancia equivalente, en valores cercanos al fijado en el cálculo eléctrico, pues el aumento de ésta significa aumento de impedancia de la línea y por lo tanto de las pérdidas en la misma.

Como las distancias entre conductores son función de la flecha, escogeremos ésta en el caso más desventajoso, cuando existe una temperatura de 25° C y viento de 72 Kg/ m², pues se

que no coinciden el máximo de temperatura (50° C) y el máximo de empuje del viento. Analizaremos el valor de "d" para vanos desde 30 metros, con incrementos de 20 metros, con lo cual podremos determinar la longitud de la cruceta.

C U A D R O N° 34

CONDUCTOR N° 2/0 AWG : DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES

VANO m.	CALCULO DE LA DISTANCIA " d "	Distanc. "d"(m)	Distanc. Real (m)	Long. Crucet. m.
30	0.75 $\sqrt{0.114} + 0.07667$	0.33	1.20	1.40
50	0.75 $\sqrt{0.316} + 0.0767$	0.50		
70	0.75 $\sqrt{0.62} + 0.0767$	0.67		
90	0.75 $\sqrt{1.026} + 0.0767$	0.84		
110	0.75 $\sqrt{1.533} + 0.0767$	1.05		
130	0.75 $\sqrt{2.144} + 0.0767$	1.18		

T A B L A N° 35

Conductor N° 4 AWG. distancia entre Conductores

VANO Mts.	CALCULO DE LA DISTANCIA				d	Distanc. d (mts.)	Distanc. Real (m)	Longit. Cruceta			
30	0.75	$\sqrt{0.19}$	+	0.0767	=	0.327	+	0.0767	0.40	} 1.20	} 1.40
50	0.75	$\sqrt{0.529}$	+	0.0767	=	0.545	+	0.0767	0.62		
70	0.75	$\sqrt{1.037}$	+	0.0767	=	0.763	+	0.0767	0.84		
90	0.75	$\sqrt{1.717}$	+	0.0767	=	0.982	+	0.0767	1.06		

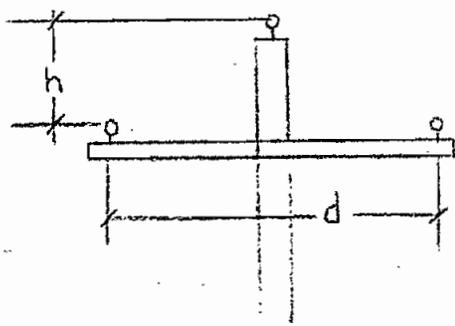
T A B L A N° 36

Conductor N° 6 AWG. distancia entre conductores

VANO Mts.	CALCULO DE LA DISTANCIA				d	Distanc. d (mts.)	Distanc. Real (m)	Longit. Cruceta			
30	0.75	$\sqrt{0.176}$	+	0.0767	=	0.315	+	0.0767	0.39	} 1.20	} 1.40
50	0.75	$\sqrt{0.488}$	+	0.0767	=	0.524	+	0.0767	0.60		
70	0.75	$\sqrt{0.957}$	+	0.0767	=	0.733	+	0.0767	0.81		
90	0.75	$\sqrt{1.584}$	+	0.0767	=	0.945	+	0.0767	1.02		

La distancia real se refiere, a la distancia entre los conductores que forman la base del triángulo rectángulo, es decir las que van en la cruceta, mientras que el tercer conductor

que va en el extremo superior del poste siempre tendrá menor distancia a las otras dos que la observada en " Distancia Real " la distancia h, tendrá un valor mínimo de 0.30 metros, y la máxima no deberá ser tal que formen los conductores un triángulo equilátero.-



La distancia mínima que debe existir entre los conductores de alto voltaje será de 80 cm. lo cual se cumple en las condiciones establecidas para conductores, y siempre será necesario observar que la distancia equivalente entre conductores, no exceda en mucho al valor fijado en el cálculo eléctrico, de 3' (0.915 m).-

La distancia mínima que debe existir entre los conductores y los postes o crucetas, viene dada por la fórmula :

$$d = 0.1 + \frac{U}{150} \quad \text{en metros, en que } U \text{ es la tensión compuesta del sistema.}$$

Reemplazando valores:

$$d = 0.1 + \frac{13.8}{150} \quad d = 19.2 \text{ cm.}$$

Como la menor distancia vendrá dada en nuestro caso por el tipo de aislador usado y su soporte, en nuestro caso el

aislador tipo PIN escogido y su perno cuya dimensión del hombro hacia arriba sea de 14 cm., obtendremos una distancia de 20 cm. a la cruceta, valor que es aceptable.

C A P I T U L O V

DISEÑO ESTRUCTURAL DE LA LINEA.-

1.- Aspectos Topográficos y de servicio que determinan la ruta seguida.-

La ruta seguida ha sido determinada, por la Empresa Eléctrica Quito, con miras a lograr las siguientes ventajas:

- a) Mediante tramos rectos de línea, que acortan su longitud y la hacen más económica.-
- b) Se ha tratado en lo posible de que la ruta siga de cerca a las carreteras, en forma de facilitar el transporte y mantenimiento de la línea, disminuyendo el precio por movilización tanto de equipos y materiales, como de obreros.
- c) En los cruces de ríos y quebradas se ha escogido el paso mas propicio en forma de no tener que utilizar vanos excesivamente largos, que requieran de costosas estructuras de soporte.
- d) Se realizan únicamente dos derivaciones de línea, para servicio a las poblaciones que más lejos se hallan del proyecto principal, como son Pifo y Puenbo.
- e) Al seguir la línea una ruta cercana, a los caminos públicos, se facilita el que los clientes rurales, situados a lado y lado de la misma, puedan realizar sus derivaciones con mayor facilidad y menor costo.-

Todos estos factores han determinado la ruta ha seguirse, mediante la poligonal de estudios, sobre la cual se ha proyectado la línea.

Cálculo de los postes de madera :

Como habíamos anotado anteriormente, los postes y crucetas que soportarán a la línea serán en su totalidad de madera.

Por lo tanto como en nuestro País no se dispone de una gran variedad de maderas, sino predominantemente Eucalipto, nuestro cálculo se reducirá a verificar, si las características mecánicas de estos elementos serán suficientes para soportar los esfuerzos producidos por los conductores y empujes de viento considerados. --

Debemos anotar además que los postes que generalmente se consiguen en nuestro medio son de doce metros de longitud y diámetro de 20 y 30 cm. en la punta y en la base respectivamente, de manera que tenemos como base estas dimensiones para tratar de adaptarnos lo mejor posible a utilizar este tipo de poste. --

Se ha decidido la utilización de postes y crucetas de madera principalmente por el bajo costo de estos materiales, y la facilidad de provisión, a pesar que su duración con respecto a los postes de hormigón o estructuras de acero es muy corta, pero en cambio el capital a invertirse en la instalación misma es menor. --

Se deberán utilizar, con miras a prolongar la vida útil de estos postes, postes tratadas en su base, ya sea con alquitrán o sales de cobre, que reduzcan el proceso deteriorante de la humedad y los hongos en el nivel de empotramiento que es el más susceptible a ser atacado. --

Para el cálculo de los postes, los consideraremos como piezas empotradas en el terreno, teniendo en cuenta los diferentes fuerzas actuantes. Estas fuerzas son distintas, según el fin a que el poste esté destinado, desde este punto de vista, los Reglamentos Oficiales de casi todos los países., distinguen los géneros de pos-

tes siguientes : (4)

a) Apoyos de sustentación, que sirven solo para sostener a los conductores y para ser empleados en alineación recta, con tiros iguales de los conductores en las dos vanos adyacentes.

b) Apoyos de ángulo, o sea los apoyos de sustentación utilizados en los vértices de las alineaciones, sobre los cuales actúa un esfuerzo adicional igual a la resultante de los tiros comunicados por los conductores de los vanos contiguos.-

c) Apoyos de amarre o de anclaje; destinados a proporcionar puntos firmes para la sujeción de los conductores.

d) Apoyos de extremo, que deben resistir el tiro de los conductores de un solo lado.

e) Apoyos en que concurren dos o mas líneas.-Por ejemplo, aquellos en que se deriva una o varias líneas secundarias de la línea principal, en las que bifurca ésta, etc.-

f) Apoyos especiales, contruídos con un fin determinado, como los empleados para cruzar un río o un barranco de gran anchura, pasar por encima de un bosque, etc.-

Los esfuerzos a considerar en cada caso, son los que a continuación se exponen, debiendo tomarse la hipótesis mas desfavorable de las señaladas para cada uno, sin suponer que se producen simultaneamente; de acuerdo al Reglamento español.-

La presión del viento que se menciona en estas hipótesis, es de 120 Kg/M^2 , de superficie plana, con un coeficiente de reducción de 0.6 para los elementos cilíndricos.-

A.- Apoyos de Sustentación : Se tendrá en cuenta las siguientes hipótesis:

1) En el sentido normal a la línea : acción del viento

sobre el apoyo, las crucetas y los aisladores, y simultáneamente sobre los conductores de los dos vanos contiguos, en una longitud igual a la unidad de cada uno.-

2.-En el sentido de la línea : Acción del viento sobre crucetas apoyo y aisladores.-

3.-Esfuerzos horizontales aplicados a la altura y en la dirección de los conductores, y con una magnitud de un cuarto de la presión del viento dirigido normalmente sobre aquellas en las dos unidades de los vanos contiguos.-

B.-APOYOS DE ANGULO :

1a) La resultante de los esfuerzos máximos transmitidas por los conductores, y al mismo tiempo, la presión del viento sobre el apoyo, crucetas y aisladores, con una dirección igual a la de aquella resultante.-

2a) La resultante de los esfuerzos máximos transmitidos por los conductores y, simultáneamente, la acción del viento sobre el poste, crucetas y aisladores, dirigidos normalmente a los conductores que determinen el mayor tiro en los dos vanos contiguos.-

Esta hipótesis se tendrá en cuenta en los postes que presenten en esta dirección, un momento resistente menor, que en la primera hipótesis, lo cual no es nuestro caso.-

G1-APOYO DE ANCLAJE EN LA ALINEACION RECTA.-

1a.- Igual a la primera de A

2a.- Dos tercios del tiro máximo unilateral de los conductores en que dicho tiro sea mayor, mas la presión del viento sobre el apoyo, crucetas y aisladores, en sentido normal a los mismos.

C2.-APOYOS DE ANCLAJE EN VERTICE DE ANGULO.-

1a.-Igual a la primera de B.

2da.-Igual a la segunda de B.

3a.-Dos tercios del tiro máximo unilateral de los conductores, mas la presión del viento sobre el apoyo, crucetas y aisladores, con una dirección paralela a la del vano contiguo en que dicho tiro sea mayor.-

Las crucetas de los apoyos de anclaje deben poder resistir el esfuerzo unilateral de todos los conductores unidos a ellas.-

D.-APOYOS DE EXTREMO DE LINEA :

El tiro máximo unilateral de todos los conductores, mas la presión del viento sobre el apoyo, crucetas y aisladores, con dirección normal a la línea.-

E.-APOYOS EN QUE CONCURREN DOS O MAS LINEAS :

1a.-La resultante de tiro máximo de todos los conductores concurrentes, mas la presión del viento sobre el poste crucetas y aisladores, dirigido en la dirección de esta resultante.-

2da.-La mayor de las resultantes que puedan producirse, al desaparecer una de las líneas concurrentes.-

F.-APOYOS ESPECIALES :

Se justificará la hipótesis en que se base su cálculo, seguir el empleo a que se aplique el apoyo.-

Los postes de madera, suelen tener poca concididad, siendo lo más frecuente que para alturas de 10 y 12 metros y diámetros de 18 a 30 cm. en la sección de empotramiento, corresponda un grueso de 13 a 20 cm. en el extremo (o cogolla) por lo tanto, el cálculo de estos postes se realiza tomando como la sección mas peligrosa la del empotramiento. Además por obra parte, la acción del peso pro-

pio, no aumenta sensiblemente el trabajo de la fibra más fatigada, y por lo tanto basta con probar el diámetro de la referida sección considerando el poste como una pieza empotrada, y teniendo sólo en cuenta los momentos de las fuerzas exteriores.

Determinación de la longitud necesaria de poste: FIGURA 15:

Conductor N° 2/0 AWG

$$B = 0.5 \text{ m.}$$

$$C = 6\text{m} + \text{flecha máxima}$$

$$E = 1/6 \text{ de } B + c.$$

$$A = 600 + 3.31 + 0.5 = 9.81$$

$$E = 1.60$$

$$A = \underline{11.41 \text{ m.}}$$

Utilizaremos postes de 12 m. dejando un exceso de 0.59 m. para contrarrestar cualquier pequeña elevación entre vanos, con lo cual $C = 9.90 \text{ m.}$

$$d_0 = 0.20 \text{ m.}$$

$$d_2 = 0.29 \text{ m.}$$

$$d_1 = 0.30 \text{ m.}$$

Conductor N° 4 AWG :

$$A = 600 + 1.19 + 0.5 = 7.69 \text{ m.}$$

$$E = \underline{1.50 \text{ m.}}$$

$$A = 9.19 \text{ m.}$$

Utilizaremos postes de 10 m., con lo cual $C = 8.00 \text{ m.}$

Conductor N° 6 AWG :

$$A = 600 + 1.17 + 0.50 = 7.67 \text{ m.}$$

$$E = \underline{1.50 \text{ m.}}$$

$$A = 9.17 \text{ m.}$$

Utilizaremos postes de 10 m., con lo cual $C = 8.00 \text{ m.}$

A.-Cálculo de los apoyos de sustentación (o alimentación)

Para conductor N° 2/0-AWG :

1a.-Hipótesis:

Acción del viento sobre el poste, crucetas y aisladores:

La superficie del poste expuesta a la acción del viento es:

$$S = \frac{0.20 + 0.29}{2} \times 10.40 = 2.55 \text{ M}^2$$

Poniendo superficie = 2.70 M^2 para considerar la sección de la cruceta y aisladores, la presión del viento sobre dicha superficie será :

$$P1 = 2.70 \text{ M}^2 \times 72 \text{ Kg/M}^2 = \underline{194 \text{ Kg.}}$$

La distancia del terreno a que evndrá aplicada esta fuerza será:

$$S = \frac{C + B}{3} \times \frac{d2 + 2d0}{d2 + d0} = 10.40 \times \frac{0.29 + 2 \times 0.20}{0.29 + 0.20}$$

$$S = \frac{10.40}{3} \times \frac{0.69}{0.49} = 3.46 \times 1.41 = \underline{4.88 \text{ m.}}$$

El momento M1, con respecto al punto X será

$$M1 = 194 \times 4.88 = \underline{946.72 \text{ m. Kg.}}$$

Acción del viento normal a los conductores:

$$P2 = 0.0105 \times 72 \times 165 \times 3 = 374.22 \text{ Kg.}$$

Tomando el caso mas desfavorables de dos vanos crítics de 165 m. seguidas.-

El momento M2, con respecto a X será:

$$M2 = 374.22 \times 10.40 = \underline{3891.88 \text{ m. Kg.}}$$

El momento total, ejercido tanto por la acción del viento sobre los conductores como sobre el apoyo, cruceta y aislador será:

$$Mt = M1 + M2 = \underline{4.838.6 \text{ m. Kg.}}$$

El Reglamento Español, al tratar de las condiciones pa-

ra el cálculo de los apoyos de las líneas, prescribe que en todos los elementos que trabajan a extensión, compresión, flexión o esfuerzo cortante, el coeficiente de trabajo máximo será de $\frac{1}{3.5}$ de los respectivos coeficientes de rotura.

En el caso de los postes de madera de eucaliptos, consideraremos un esfuerzo de rotura de 500 Kg/cm^2 , con lo cual el coeficiente máximo de trabajo será de 143 Kg./cm^2 , tanto a la tracción como a la compresión.

El coeficiente de trabajo que corresponde a la sección considerada es:

$$R = \frac{M \cdot Z}{I} = \frac{10 \text{ Mt}}{d^3}$$

En que : R es el coeficiente de trabajo de la madera en Kg/mm^2 ; Mt el momento flector total, en Kgm. ; y d2 el diámetro en cm. en la sección de empotramiento.

Sustituyendo valores en nuestro caso tenemos:

$$R = \frac{10 \times 4.838}{29^3} = \frac{48.380}{24.389} = 1.984 \text{ Kg/mm}^2 = 198.4 \text{ Kg/cm}^2$$

Como observamos este valor es excesivamente alto comparado con el valor de 143 Kg/cm^2 fijado como máximo, y nos dice que, debido a esta limitación, no podremos utilizar el vano crítico en la sección compuesta por los conductores N° 2/0 AWG, y que tendremos que reducirlo.-

Si probamos con 100 metros, como la suma de los semivanos adyacentes tendremos:

$$P2 = 0.0105 \times 72 \times 100 \times 3 = \underline{226.80 \text{ Kg.}}$$

$$M2 = 226.80 \times 10.40 = 2.358.72 \text{ m Kg.}$$

$$Mt = M1 + M2 = 946.72 + 2.358.72 = 3.305.44 \text{ m.Kg.}$$

$$R = \frac{10 \times 3.305.44}{29^3} = \frac{33.0544}{24.389} = 1.36 \text{ Kg/mm}^2 = 136 \text{ Kg/cm}^2$$

que es inferior al máximo previsto de 145 Kg/cm^2

Es decir que en el caso que tengamos el vano crítico de 165 m. su semivano será de 83 m., al cual únicamente podríamos ad-
juntar un vano de 34 m. para que la suma de los semivanos no sea mayor de 100 m.

De otra manera para tramos rectos, podemos utilizar vanos continuos de 100 m. con lo cual no sobrepasamos los límites de resistencia del poste.-

2da. Hipótesis:

La segunda hipótesis de los apoyos de alimentación, da evidentemente para este caso, esfuerzos muy inferiores.

3a.-Hipótesis :

La tercera hipótesis también en este caso menos dura que la primera, por cuanto la acción del viento para tres conductores, es la 3/4 de P2, el punto de aplicación equivalente es el mismo, y el poste por ser cilíndrico, tiene la misma resistencia en todos los sentidos.-

Conductor N° 4 AWG :

1a.-Hipótesis:

Acción del viento sobre postes, cruceta y aisladores:

$$S = \frac{0.20 + 0.29}{2} \times 8.50 = 2.08 \text{ m}^2$$

Poniendo $S = 2.2 \text{ m}^2$ para considerar la sección de la c cruceta y los aisladores, la presión del viento será

$$P1 = 2.2 \times 72 = \underline{158 \text{ Kg.}}$$

La distancia del terreno a que vendrá aplicada esta fuerza será:

$$Z = \frac{C + D}{3} \times \frac{d2 + 2 \text{ do}}{d2 + \text{do}} = \frac{8.5}{3} \times \frac{0.29 + 2 \times 0.20}{0.29 + 0.20}$$

$$Z = 2.83 \times \frac{0.69}{0.49} = 2.83 \times 1.41 = \underline{3.99 \text{ m.}}$$

FIGURA Nº 15

LONGITUD NECESARIA DE LOS POSTES

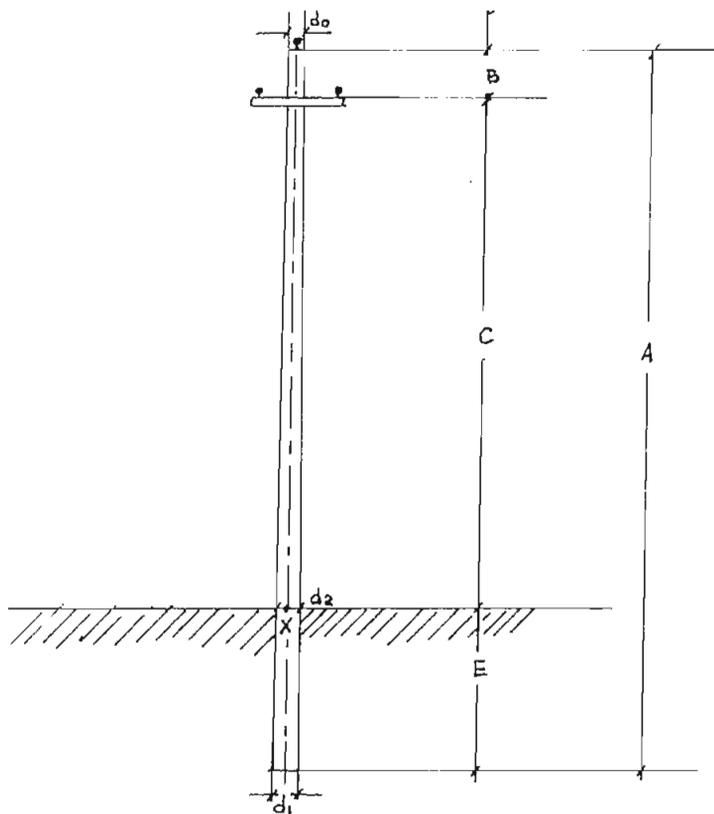
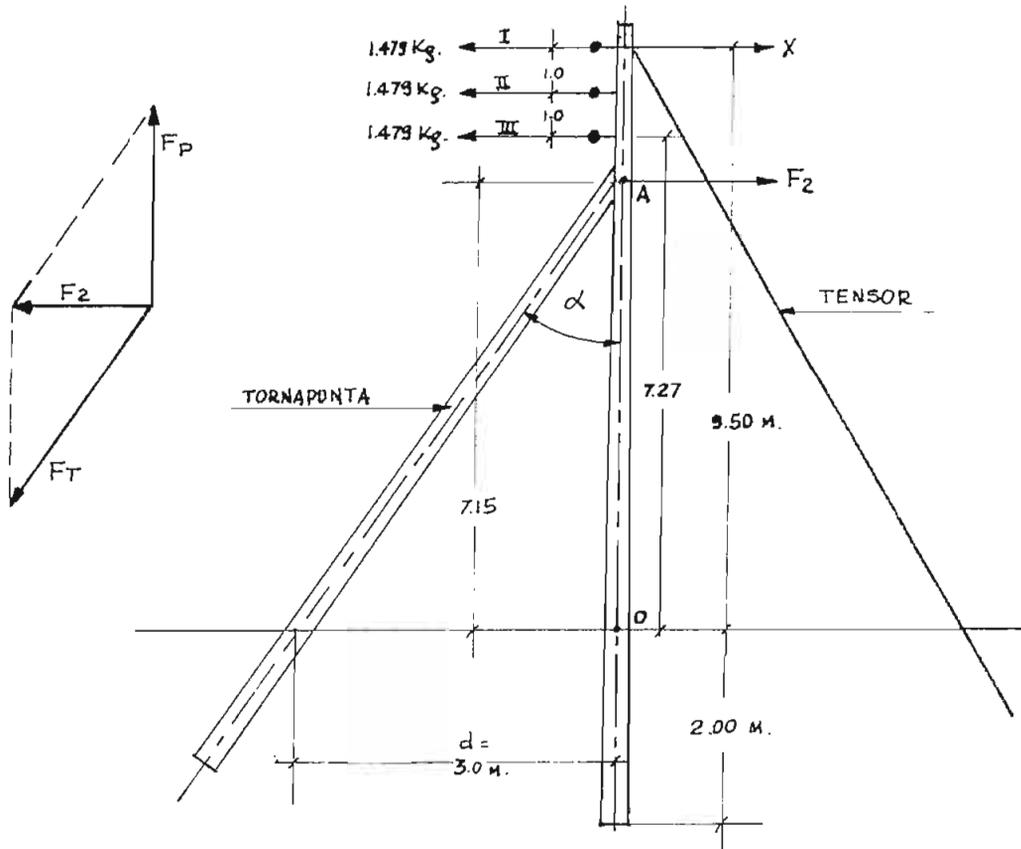


FIGURA Nº 17

ESFUERZOS SOBRE LOS APOYOS EN ANGULO



El momento M1 con respecto a X será:

$$M1 = 158 \times 3.99 = \underline{630 \text{ m.Kg.}}$$

Acción del viento sobre los conductores, para el vano crítico:

$$P2 = 0.00645 \times 72 \times 85 \times 3 = 118.4 \text{ Kg.}$$

$$M2 = 118.4 \times 8.5 = \underline{1006 \text{ m Kg.}}$$

El momento total:

$$Mt = M1 + M2 = 630 + 1006 = \underline{1636 \text{ m Kg.}}$$

El coeficiente de trabajo será:

$$R = \frac{10 Mt}{d^3} = \frac{10 \times 1636}{29^3} = \frac{16360}{24389} = 0.67 \text{ Kg/mm}^2 = \underline{67 \text{ Kg/cm}^2}$$

Valor que es inferior al máximo previsto de 143 Kg/cm^2 .

La segunda y tercera hipótesis igualmente para este conductor, serán menos duras que la primera, por lo expuesto anteriormente, por cuya razón no las calculamos.

Conductor N° 6 AWG :

1a.-Hipótesis:

Acción del viento sobre poste, cruceta y aislador.-

$$S = \frac{0.20 + 0.29}{2} \times 8.50 = 2.08 \text{ M}^2$$

Considerando la cruceta y aisladores cuya area es muy reducida tomaremos el valor de $S = 2.2 \text{ M}^2$.-

$$P1 = 2.2 \times 72 = \underline{158 \text{ Kg.}}$$

El momento debido a esta fuerza, aplicada con un brazo de 3.99 mts. será:

$$M1 = 158 \times 3.99 = \underline{630 \text{ m Kg.}}$$

Acción del viento sobre los conductores, para el vano crítico:

$$P2 = 0.00411 \times 72 \times 90 \times 3 = 80 \text{ Kg.}$$

$$\text{Momento } M2 = 80 \times 8.50 = \underline{680 \text{ m Kg.}}$$

$$\text{Momento total } Mt = 630 + 680 = \underline{1310 \text{ m Kg}}$$

El coeficiente de trabajo será :

$$R = \frac{10 \times 1310}{29^3} = \frac{13100}{24389} = 0.54 \text{ Kg/mm}^2 = 54 \text{ Kg/cm}^2$$

Valor que es con mucho, inferior al previsto de 143 Kg/cm^2

Inclusive en los dos casos anteriores (conductores N^o 4 AWG y 6 AWG) puede utilizarse el poste de 12 mts. de longitud para compensar en altura cuando existen pequeñas elevaciones entre el vano, con lo cual siempre el conductor mas bajo estará a 6 mts. mínimo del suelo, sin que se sobrepase el coeficiente de trabajo fijado para la madera en 143 m^2

Las segunda y tercera hipótesis igualmente son menos duras que la calculada.-

B.- CALCULO DE LOS APOYOS EN ANGULO :

Para el cálculo de los apoyos en ángulo, consideraremos unicamente la primera hipótesis, pues al suponer que el momento resistente de los postes es igual en todas las direcciones, automáticamente estamos eliminando la posibilidad de la segunda hipótesis, sea mas desventajosa.-

El proceso que se sigue para la determinación de los apoyos en ángulo es el siguiente:

Como disponemos de postes de madera de dimensiones fijas, y por lo tanto de resistencia igual, será conveniente estudiar hasta que ángulo de deflexión en la línea podrá soportar un poste normal, sin arriostramientos ni tensores, para cada uno de los tres calibros de conductores a utilizarse, para luego considerar otro tipo de estructura que soporte bien los esfuerzos para ángulos de deflexión mayores.-

La estructura que mas conviene económicamente, y por la

facilidad de instalación, es la formada por un poste con forma punta, con la cual se logra resistencias bastante altas, por cuanto la forma punta trabaja a compresión.-

De esta manera realizaremos, el cálculo primero para determinar hasta que ángulo de deflexión podemos utilizar el poste común, y luego calcular, para la condición mas desfavorable (ángulo de deflexión grande), el poste con tornapunta y observar si resiste bien los esfuerzos producidos en esa condición.-

Conductor N° 2/0 AWG :

Angulo de deflexión	5°	B = 0.5
Tracción máxima :	1075 kg (por conductor)	C = 7.27
Vano máximo :	100 mts.	
Flecha máxima :	1.27 mts.	C = 6 + f = 6 + 1.27

1) Esfuerzo debido a los conductores:

Tracción total unilateral = $1075 \times 3 = 3225$

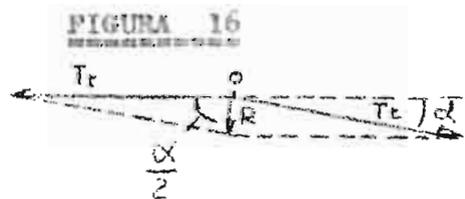


FIGURA 16

resultante de las fuerzas.

$$R = 2 Tt. \cos \frac{\alpha}{2}$$

$$R = 2 \times 3225 \times \cos 87^{\circ} 30'$$

$$R = \underline{282 \text{ Kg.}}$$

Momento de R, con respecto al punto X (sección de em-

potramiento) ver figura 15.

$$M_x = 282 \times 7.80 = \underline{2.200 \text{ m Kg.}}$$

Considerando la posición mas desventajosa de que los tres conductores estuvieran instalados en el extremo del poste.-

2.-Esfuerzo del viento en dirección de la resultante:

Sección longitud del poste; considerando 0.20 m. de diámetro en la cogollay 0.29 m. en la sección de empotramiento.

$$S = \frac{0.20 + 0.29}{2} \times 7.80 = 1.91 \text{ m}^2$$

Tomando en cuenta los aisladores y crucetas, supondremos el area total en 2.10 m^2 .

El empuje de un viento de 72 Kg/m^2 , será :

$$P = 2.10 \times 72 = 151.2 \text{ Kg.}$$

y el momento con respecto a 0 :

$$M_2 = 151.2 \times \frac{7.80}{2} = 590 \text{ Kg.m.}$$

El momento total será :

$$M_t = M_r + M_2 = 2.200 + 590 = 2.790 \text{ Kg.m.}$$

El coeficiente de trabajo será :

$$R = \frac{10 M_t}{d^3} = \frac{10 \times 2790}{29^3} = \frac{27.900}{24.389} = 1.14 \text{ Kg/mm}^2.$$

$$R = \underline{114 \text{ Kg/cm}^2}$$

Valor que se halla bajo el límite de 143 Kg/cm^2 fijado.-

Calculando en la misma forma se observa que al reducir el vano a 50 mts., se puede utilizar el poste hasta un ángulo de deflexión de 8°

A partir de los 8° , tendremos que calcular el poste con tornapunta, para la condición mas desventajosa de este conductor que es de 87°

Poste con torna punta

Angulo de deflexión : 87°

T_m = 1075 Kg.

Vano máximo = 100 mts.

Flecha máxima = 1.27

Como la resultante de los esfuerzos producidos sobre el aislador tipo Pin, es mayor que la resistencia mecánica de este, debemos utilizar aisladores tipo suspensión, dispuestos en bandera.

FIGURA N° 18

ESFUERZOS SOBRE APOYOS EN ANGULO

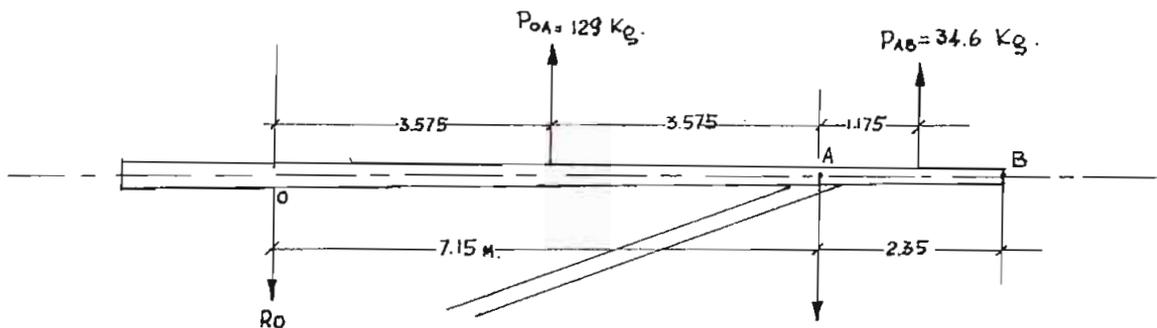
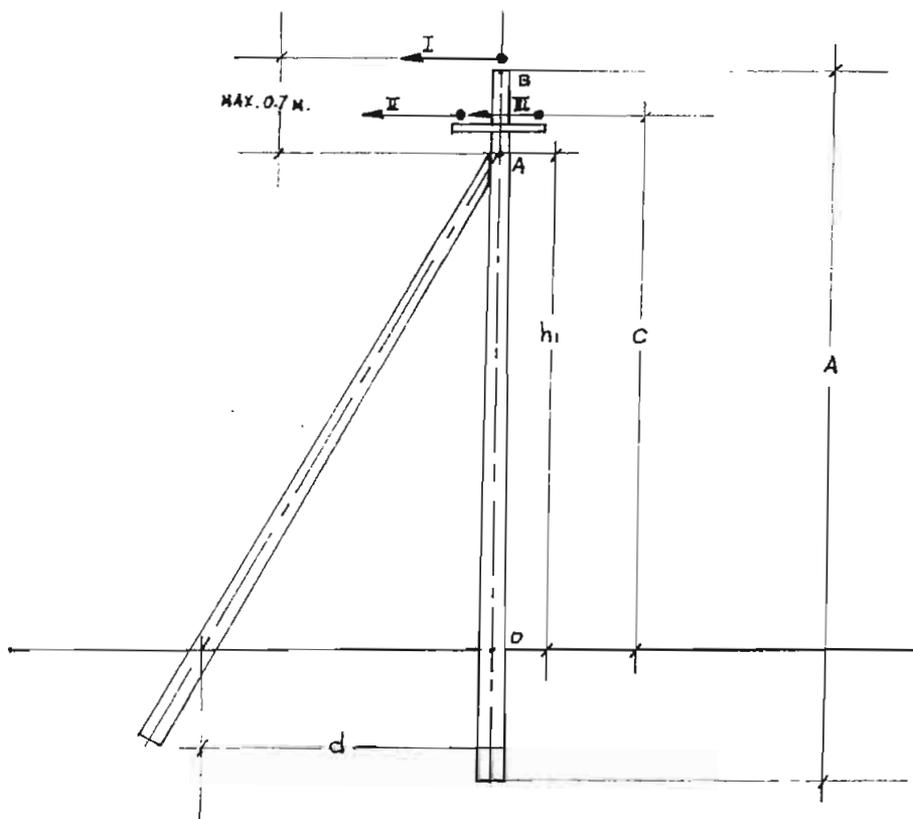


FIGURA N° 19

DISPOSICION DE UN APOYO EN ANGULO, CON CRUCETA



como indica la figura 17

Esfuerzo debido a conductores; tomando cada conductor

$$R = 2 \times 1075 \cos 46^\circ 30'$$

$$= 2150 \times 0.688 = \underline{1.479 \text{ Kg}}$$

El valor de F2 por momentos con respecto a la sección de empotramiento O:

$$F2 \times 7.15 = 1479 \times 7.27 + 1479 \times 8.27 + 1479 \times 9.27$$

$$F2 \times 7.15 = 36.693 \qquad F2 = \frac{36.693}{7.15} = \underline{5132 \text{ Kg.m.}}$$

Acción del viento sobre el poste:

Sección media en O A (fig.18)

$$SoA = \frac{29 + 21}{2} \times 7.15 = 1.79 \text{ m}^2$$

Presión del viento en O A

$$PoA = 72 \times 1.79 = \underline{129 \text{ Kg.}}$$

Sección media en AB :

$$SAB = \frac{21 + 20}{2} \times 2.55 = 0.48 \text{ m}^2$$

Presión del viento en AB

$$PAB = 72 \times 0.48 = \underline{34.56 \text{ Kg.}}$$

Suponemos al poste como una viga apoyada en el suelo (O) y en el lugar de anclaje con el tornapunta A (fig.18)

Ambas presiones PoA y PAB están repartidas uniformemente a lo largo de las respectivas longitudes OA y AB

Las reacciones Ro y RA (en los apoyos) determinadas por el método de los momentos son:

$$Ro = 58.8 \text{ Kg.}$$

$$RA = 104.8 \text{ Kg.}$$

Luego el valor final de F2 será 5132 + RA

$$= 5132 + 104.8 = \underline{5237 \text{ Kg.}}$$

Esta fuerza F2 se descompone en dos fuerzas (poste y tornapuntas) (fig.17) Fp y Ft., cuyos valores se determinan por las igualdades:

$$F_p = F_2 \frac{h_2}{d} \quad ; \quad F_t = F_2 \sqrt{1 + \left(\frac{h_2}{d}\right)^2}$$

Fp hace trabajar al poste a extensión y Ft hace trabajar al tornapuntas a compresión, tendiendo a incarlo en el terreno.

Como se comprende de estas fórmulas, cuanto mayor sea el ángulo que formen el poste y el tornapuntas, menores serán los valores de Fp y Ft, pero en general el ángulo α se tomará de manera que permita emplear como tornapuntas los mismos postes de la línea.-

En las fórmulas anteriores h2 es el brazo de momento de F2 y d es la distancia entre los empotramientos en el terreno del poste y del tornapuntas.-

Calculando los valores tenemos:

$$F_p = 5237 \times \frac{7.15}{3.00} = \underline{12.464 \text{ Kg.}}$$

$$F_t = 5237 \sqrt{1 + \left(\frac{7.15}{3}\right)^2} = \underline{13.511 \text{ Kg.}}$$

Comprobaremos ahora la resistencia a la compresión del tornapuntas teniendo en cuenta el pandeo, por la fórmula:

$$R_c = \frac{P}{S} \left\{ 1 + K \frac{L^2 S}{m^2 I} \right\}$$

en la cual:

Rc = coeficiente de trabajo a la compresión (kg/mm²)

L = longitud en metros de la pieza sometida a compresión

S = sección de la misma (mm²)

I = momento de inercia mínimo de la sección de la pieza (cm⁴)

K = coeficiente cuyo valor para la madera es de 0.02

M_2 = un coeficiente que depende del modo de fijación de los extremos de la pieza comprimida, y que tiene por valor:

- 4 cuando los extremos de la pieza están empotrados
- 2 cuando un extremo está empotrado y el otro articulado
- 1 cuando los dos extremos están articulados
- 1/4 cuando un extremos está empotrado y el otro libre.

En nuestro caso, en lo que respecta al valor de M_2 es necesario consignar, que aunque el poste sujata al tornapuntas, no se trata de ningún empotramiento, podría considerarse que existe una articulación en el enlace, y en esta caso la sección de máximo esfuerzo sería la media de la longitud libre. Pero generalmente y colocando a la pieza en mejores condiciones de resistencia, suele aceptarse como sección peligrosa la de empotramiento, y para M_2 se toma un valor comprendido entre los correspondientes dos casos: un extremo empotrado y el otro articulado o, libre, es decir entre 2 y 1/4, con lo cual es corriente admitir con buen margen de seguridad que $M_2 = 1$, o sea el valor asignado a la doble articulación.

Siendo la longitud libre del tornapuntas de 7.75 m. considerando el diámetro de la sección de empotramiento de 28 cm y la sección de 615 cm² ó 61.500 mm², el momento de inercia correspondiente será:

$$I = \frac{\pi \cdot d^4}{64} = \frac{3.14 \times 28^4}{64} = 30.118 \text{ cm}^4$$

Reemplazando valores en la fórmula:

$$R_c = \frac{13.511}{61.500} \left[1 + 0.02 \times \frac{7.75^2 \times 61.500}{1 \times 30.118} \right]$$

$$R_c = 0.76 \text{ Kg/mm}^2 = 76 \text{ Kg/cm}^2$$

Valor pequeño en comparación al prescrito máximo de 143 Kg/cm².

No se ha tenido en cuenta la acción del viento sobre el tornapuntas, pero ya se prevé que su intervención a penas hará variar el valor del coeficiente de trabajo obtenido, por que según de ve, está muy lejos del límite tolerado.-

La fuerza F_0 , hace trabajar al poste a tracción, y en la sección mínima de 20 cm de diámetro, el coeficiente de trabajo será :

$$\frac{12.464}{\frac{\pi}{4} d^2} = \frac{12.464}{314} = 39.7 \text{ Kg/cm}^2$$

Sumando este valor al coeficiente de trabajo del poste debido a la acción del viento, cuyo valor es:

$$M \text{ max.} = \frac{120 \times 7.15}{8} = \frac{p L}{8} = 115 \text{ Kgm.}$$

Ya que el momento máximo del tramo $0A$, se supone está en el punto medio del tramo, luego el coeficiente de trabajo de la sección media será:

$$R = \frac{10 \times 115}{253} = \frac{1150}{15.625} = 0.074 \text{ Kg/mm}^2 \\ = 7.4 \text{ Kg/cm}^2$$

Nos dará un total de:

$$R \text{ tot} = 39.7 + 7.4 = 47.1 \text{ Kg/cm}^2$$

Valor inferior al admitido como máximo.-

La porción del poste, comprendida entre A y B, trabajará a la flexión, en virtud del momento a quedán lugar las tres fuerzas resultantes del esfuerzo debido a los conductores.

El momento flector se obtendrá sumando los momentos de las tres fuerzas, cuyos brazos de palanca son:

8.12, 1.12 y 0.12 m. por lo cual:

$$MA = 1.479 \times 2.12 + 1.479 \times 1.12 + 1.479 \times 0.12 \\ = 1.479 (2.12 + 1.12 + 0.12)$$

$$= 1479 \times 3.36$$

$$MA = \underline{4.969 \text{ Kg.m.}}$$

A éste momento deberá sumarse el producido por la acción del viento sobre dicha porción, cuyo esfuerzo vale 34.6 Kg. que multiplicado por el brazo de palanca al punto A, de 1.175, nos da un momento de 40.6 Kg.m. y el momento total será:

$$4.969 + 40.6 = \underline{5009.6 \text{ Kg.m.}}$$

El coeficiente de trabajo vale:

$$R_t = \frac{10 \times 5009.6}{21^3} = \frac{50.096}{9.261} = 5.4 \text{ Kg/mm}^2$$

$$= \underline{\underline{540 \text{ Kg/cm}^2}}$$

Como este valor es muy superior al coeficiente de trabajo de 143 Kg/cm² considerado, será necesario colocar un viento o tensor en el tramo A - B, que neutralice la diferencia de 397 Kg/cm², (3.97 Kg/mm²). Es decir si despreciamos el esfuerzo producido por el viento sobre esta sección, y mantenemos la misma disposición y distancias entre los conductores de este tramo, el momento a compensarse será :

$$M = \frac{R_t \cdot d^3}{10} = \frac{4 \times 9261}{10} = \underline{3704 \text{ Kg.m.}}$$

Si colocamos el viento a la altura I (fig. 7) el brazo de palanca con relación al punto A será de 2.12 mts., por lo tanto el esfuerzo X que deberá soportar el tensor será:

$$\frac{3704}{2.12} = \underline{1.747 \text{ Kg.}}$$

Aceptando un coeficiente de rotura del cable de hierro de 120 Kg/mm², y un factor de seguridad de 5, la sección del cable deberá ser:

$$\frac{1750}{120} = 73 \text{ mm}^2$$

que es el equivalente de un cable 1/2" (acero galvanizado ASTM, A-122-58).-

Este cable debe amarrarse o fijarse a un bloque de hormigón en masa, cuyas dimensiones se calcularán.

El cable forma con el plano horizontal un ángulo β , determinado por $\tan \beta = 9.27/5 = 1.85$ en donde $\beta = 61^\circ 30'$.

La fuerza de extensión del cable tiene dos componentes, horizontal y vertical, cuyos valores respectivos dan:

$$F_H = 1.750 \times \cos 61^\circ 30' = 835 \text{ Kg.}$$

$$F_V = 1.750 \times \sin 61^\circ 30' = 1.538 \text{ Kg.}$$

La fuerza vertical F_V es la que tiende a levantar el bloque, por lo que el peso de este debe contrarrestarla. Admitiendo para el hormigón un peso de 2.200 Kg/m^3 , corresponderá al bloque un volumen de $\frac{1.538}{2.200} = 0.70 \text{ m}^3$ y sus dimensiones podrán ser:

1 M. profundidad y sección de 0.84×0.84

En rigor estas dimensiones del bloque son mayores de las necesarias pues no se ha considerado el esfuerzo adicional que ofrece el terreno, para impedir que el bloque se salga.-

Comparando el costo por apoyo entre la disposición en bandera calculada y la disposición en cruceta, se observa que estos serán iguales, pero con la ventaja para la disposición en bandera, de que se logra una seguridad mayor, que con la cruceta, para un ángulo de deflexión tan grande como el previsto.-

Como el tornapuntas trabaja a compresión, el esfuerzo que este recibe será transmitido al terreno, y si consideramos despreciable la resistencia a ese esfuerzo que ofrecen las paredes laterales del terreno y suponemos aplicada toda la fuerza sobre la superficie colocada en la base del tornapuntas, el esfuerzo que esta sufre será, considerando un diámetro del tornapuntas de 30 cm.:

$$\frac{13.511 \text{ Kg}}{\frac{\pi}{4} \times 900} = \frac{13.511}{706.5} = 19 \text{ Kg/cm}^2$$

Como el valor del esfuerzo admisible del terreno de la zona, podemos tomarlo en 2 Kg/cm^2 , será necesario ampliar la sección de empotramiento mediante un bloque de hormigón, cuya superficie deberá ser:

$$\frac{13.511 \text{ Kg.}}{2 \text{ Kg/cm}^2} = \underline{6.750 \text{ cm}^2}$$

Es decir una sección aproximada de $82 \text{ cm} \times 82 \text{ cm}$.

Como este bloque será de hormigón ciclópeo, vemos que siendo su resistencia admisible a la compresión de aproximadamente 21 Kg/cm^2 , recibirá el esfuerzo transmitido por el poste, de 19 Kg/cm^2 .

Como no es aconsejado el fundir un poste de madera en hormigón, será preciso únicamente apoyar el pie del tornapuntas sobre el bloque de hormigón de $82 \times 82 \text{ cm}$. de sección y una altura no mayor de 50 cm ., con lo cual se tendrá un volumen de 0.34 m^3 .-

Como habíamos observado que por ser el esfuerzo aplicado sobre los aisladores de tipo Pin, mayor al normalmente aceptado por estos, será necesario observar que, cuando la resultante de los esfuerzos aplicados por los conductores sobre el aislador pin, sea menor que la resistencia mecánica de este, se deberá preferir el apoyo en ángulo con cruceta y tornapunta, y utilizar así aisladores de soporte en vez de suspensión, con lo cual el apoyo resulta mas económico.-

Esto se podrá hacer para el conductor N° 2/0 AWG, en la siguiente forma:

$$R = 2 T \cos \frac{\alpha}{2}$$

Como R en este caso viene dado por la resistencia mecánica del aislador, que es de 1.360 Kg ., escogiendo un factor de seguridad de 2 tendremos:

$$\frac{1.360}{2} = 2 \times 1.075 \cos \frac{\alpha}{2}$$

$$\cos \frac{\alpha}{2} = \frac{680}{2.150} = 0.316.$$

$$\frac{\alpha}{2} = 71^\circ 30'$$

$$\alpha = 143^\circ$$

Es decir con un ángulo de deflexión máxima de $180 - 143 = 37^\circ$

Es decir para deflexiones de la línea de 8° a 37° utilizaremos poste don tornapunta sin viento, cuya disposición se indica en la fig. 19.

Lo único que habría que chequear en el caso de ángulo de deflexión de 37° es que el momento flector que produce el tramo A - B sobre la sección A, no sea mayor del coeficiente de trabajo fijado.

Tendríamos $R = 680 \text{ Kg.}$

Braza máxima $= 0.70 \text{ m.}$

Momento con respecto a A.:

$$M_A = 680 \times 0.70 = 476 \text{ Kg.m.}$$

Acción del viento en AB

$$P_{AB} = \frac{0.21 + 0.20}{2} \times 0.70 \times 72 = 10.4 \text{ Kg.}$$

Cuyo momento será

$$M'_A = 10.4 \times 0.35 = 3.64 \text{ Kg.m.}$$

El momento total $M_t = M_A + M'_A = 476 + 3.64 = 480 \text{ Kg.m.}$

$$R = \frac{10 \times 480}{21^3} = \frac{4.800}{9.261} = 0.52 \text{ Kg/mm}^2 = \underline{\underline{52 \text{ Kg/cm}^2}}$$

Lo cual esta por debajo del coeficiente de trabajo máximo.

Con todo lo anterior concluimos:

Apoyos en ángulo para conductor 2/0 AWG :

Deflexión en la línea	Tipo de apoyo
$0^\circ - 8^\circ$	poste normal (con tensor)
$9^\circ - 37^\circ$	poste con cruceta y tornapunta
$38^\circ - 87^\circ$	poste con conductores en bandera tornapunta y tensor en el extremo del poste

En los apoyos un ángulo de deflexión de 1° a 8° en que se colocará un poste normal únicamente, a pesar de que el poste soporta perfectamente los esfuerzos de los conductores en las condiciones indicadas, en la práctica si será necesario instalar un viento o tensor de cable de acero de $3/8"$, para evitar que al cabo de algún tiempo el terreno ceda y el poste se incline, por lo tanto instalaremos tensores en los postes de ángulo cuya flexión sea de 5° en adelante, porque para ángulos menores el esfuerzo de la resultante R' es muy insignificante.-

Conductor N° 4 AWG :

Angulo de deflexión = 10°

Tracción máxima = 340 Kg. (por conductor)

Flecha máxima = 1.53 (para vano de 85 m)

1) Esfuerzo debido a conductores

Tracción total unilateral = $340 \times 3 = 1020$ Kg.

Resultante de los esfuerzos $R = 2 \times 1020 \times \cos \frac{170}{2}$

$R = 178$ Kg.

Momento de R con respecto a la sección de empotramiento X (fig.15)

$M_r = 178 \times 8.03 = 1429$ Kg.m.

2) Esfuerzo del viento en dirección de la resultante R :

$S = \frac{0.20 + 0.29}{2} \times 8.20 = 2.00$ m²

Considerando los aisladores y la cruzeta como 0.2 m², el area total expuesta al viento será 2.20 m²

El momento de empuje será:

$N^\circ 2 = 2.2 \times 72 \times \frac{8.20}{2} = 649$ Kg.m.

El coeficiente de trabajo de la sección de empotramiento:

$R = 10 \frac{(1429 + 649)}{29^3} = \frac{20.780}{24.389} = 0.85$ Kg/mm² = 85 Kg/cm².

Veamos hasta que ángulo de deflexión podemos ir sin tornapuntas, haciendo $l = 140 \text{ Kg/cm}^2 = 1.4 \text{ Kg/mm}^2$.

$$M_t = \frac{1.43 \times 24389}{10} = 3.488 \text{ Kg.m.}$$

$$M_r = 3.488 - 649 = 2839 \text{ Kg.m.}$$

$$R = \frac{2839}{8.03} = 353 \text{ Kg.}$$

$$\cos \frac{\alpha}{2} = \frac{R}{2T} = \frac{353}{2040} = 0.173$$

$$\frac{\alpha}{2} = 80^\circ \quad \alpha = 160^\circ$$

Es de cir que podremos ir hasta una deflexión de 20° sin necesidad de utilizar postes con tornapuntas.

Para ángulos mayores, tendremos que utilizar poste con tornapuntas.

Como en el caso de este conductor en el punto F4 del polígono tenemos un ángulo de deflexión de $86^\circ 39'$, deberemos chequear si será necesario utilizar el viento o tensor, pues para esta deflexión los conductores irán en disposición de bandera.

Tomando la misma disposición de la fig.17 tendremos:

$$\text{Resultante de esfuerzo de un conductor} = 2 \times 340 \times \cos \frac{93}{2}$$

$$R = 680 \times 0.688 = 467.84 \text{ Kg.}$$

El momento de las fuerzas con respecto a A:

$$M_A = 468 \times 2.12 + 468 \times 1.12 + 468 \times 0.12$$

$$= 468 (2.12 + 1.12 + 0.12) = 468 \times 3.36 = 1572 \text{ Kg.m.}$$

Más el momento producido por la acción del viento

$$1572 + .40 = 1612 \text{ Kg.m.}$$

El coeficiente de trabajo vale:

$$R_t = \frac{10 \times 1612}{21^3} = \frac{16120}{9.261} = 1.74 \text{ Kg/mm}^2 = \underline{174 \text{ Kg/cm}^2}$$

Como se ha rebasado el límite de 143 Kg/cm^2 , será neces-

rio colocar el tensor, que como la fuerza a contrarrestarse es pequeña podrá ser un cable de acero de $3/8''$, suponiendo que se colocará el mismo bloque de anclaje.-

Por lo tanto para el conductor N° 4 AWG, tendremos:

Deflexión de la línea:

Tipo de apoyo:

1° - 20°

Poste normal

21 - 60°

Poste con cruceta y

60 - 87°

tornapuntas, Conductores en bandera, tornapunta y tensor

en el extremo del poste.

en el extremo del poste.

Conductor N° 6 AWG

Angulo de deflexión 20°

Tracción máxima : 233 Kg. (por conductor)

Flecha máxima : 1.58 m. (para vano de 90 mtrs.)

1) Esfuerzo debido a los conductores:

Tracción total unilateral = $233 \times 3 = 699$ Kg.

Resultante de esfuerzos = $2 \times 699 \times \cos \frac{160^\circ}{2}$

$$R = 1.398 \times 0.1737 = \underline{243 \text{ Kg.}}$$

Momento de R con respecto a la sección de empotramiento X (fig.15)

$M_r = 243 \times 8.08 = 1963 \text{ m.Kg.}$

2) Esfuerzo del viento en dirección de la resultante R:

$$S = 2.20 \text{ m}^2$$

$$M^2 = 649 \text{ Kg.m.}$$

Coefficiente de trabajo

$$R_t = \frac{10 \times 2612}{29^3} = \frac{26.120}{24.389} = 1.07 \text{ Kg/mm}^2 = \underline{107 \text{ Kg/cm}^2}$$

Veamos hasta que ángulo de deflexión podemos ir sin tornapuntas, haciendo $R = 1.4 \text{ Kg/mm}^2$.

$$M_t = 3.488 \text{ Kg.m.}$$

$$M_r = 3.488 - 649 = 2.839 \text{ Kg.m.}$$

$$R = \frac{2.839}{8.08} = 351 \text{ Kg.}$$

$$\cos \frac{\alpha}{2} = \frac{R}{2T} = \frac{351}{699} = 0.502$$

$$\frac{\alpha}{2} = 60^\circ \quad \alpha = 120^\circ$$

Es decir que podemos ir sin poste sin tornapuntas hasta con una deflexión de la línea de 60° .

Como en el tramo cubierto con conductor N° 6 no hay deflexiones mayores, todos los postes serán sin tornapuntas.

Naturalmente que deberemos colocar en todos los postes de ángulo, con una deflexión mayor de 5° , tensores de cable de hierro de $3/8''$, para evitar que con el tiempo se inclinen.-

C) Cálculo de los apoyos de anclaje en Alimentación Recta:

Conductor N° 2/0 AWG

1a.-Hipótesis : Igual que la primera de los apoyos de Alineación

2da.Hipótesis : Dos tercios del tiro máximo unilateral de los conductores en que dicho tiro sea mayor, mas la presión del viento sobre el apoyo, cruceta y aisladores en sentido normal a los mismos.-

Como al tratar de utilizar postes simples como apoyos de anclaje en alineación se observa como es natural, que se sobrepasa con mucho el coeficiente de trabajo en la sección de empotramiento, tendremos que utilizar postes de madera pero con doble tornapunta, como se observa en la figura 20

Para un vano medio de 50 m. (flecha máxima 0.32 m.) el momento de F2 con respecto a la sección de empotramiento 0 será:

$$F_2 \times 6.05 = 1075 \times 6.35 + 1075 \times 6.85$$

$$F_2 = 2.345 \text{ Kg.m.}$$

La acción del viento sobre poste, cruceta y aisladores:

$$\frac{0.20 + 0.29}{2} \times 6.85 = 1.68 \text{ m}^2$$

Considerando la cruceta y los aisladores tomaremos un valor de; 2.00 m^2 .

Presión del viento:

$$M = 2.00 \times 72 \times \frac{6.85}{2}$$

$$M_0 = 499 \text{ Kg.m.}$$

Por lo tanto el valor final de F_2 será: $2.345 + 494 = \underline{2839 \text{ Kgm.}}$

F_2 se descompone en dos valores F_p que trata de extender al poste y

F_t que comprime el tornapuntas, estos valores son:

$$F_p = 2839 \times \frac{6.05}{3} = 5720 \text{ Kg.}$$

$$F_t = 2839 \sqrt{1 + \left(\frac{6.05}{3}\right)^2} = 6380 \text{ Kg.}$$

Como estos valores son mucho menores que los observados en el cálculo de los apoyos en ángulo, deducimos que, tanto el coeficiente de trabajo a tracción del poste, como el de compresión del tornapuntas, están muy por debajo del coeficiente de trabajo máximo admitido.-

La presión del tornapuntas sobre el suelo será:

$$P = \frac{6380}{\frac{\pi}{4} \times 30^2} = \frac{6380}{706.5} = 9.03 \text{ Kg/cm}^2$$

Por lo cual también habrá que colocar en la base del tornapuntas un bloque de hormigón ciclópeo para evitar hundimientos.-

El momento flector de tiros unilaterales con respecto a la sección A será:

$$M_A = 1.075 \times 0.8 + 1.075 \times 0.3 = \underline{1.222 \text{ Kg.m.}}$$

El empuje del viento sobre el tramo A - B será :

$$P = \frac{0.21 + 0.20}{2} \times 0.8 \times 72 = 11.8 \text{ Kg.}$$

FIGURA N° 20
APOYO DE ANCLAJE EN ALINEACION

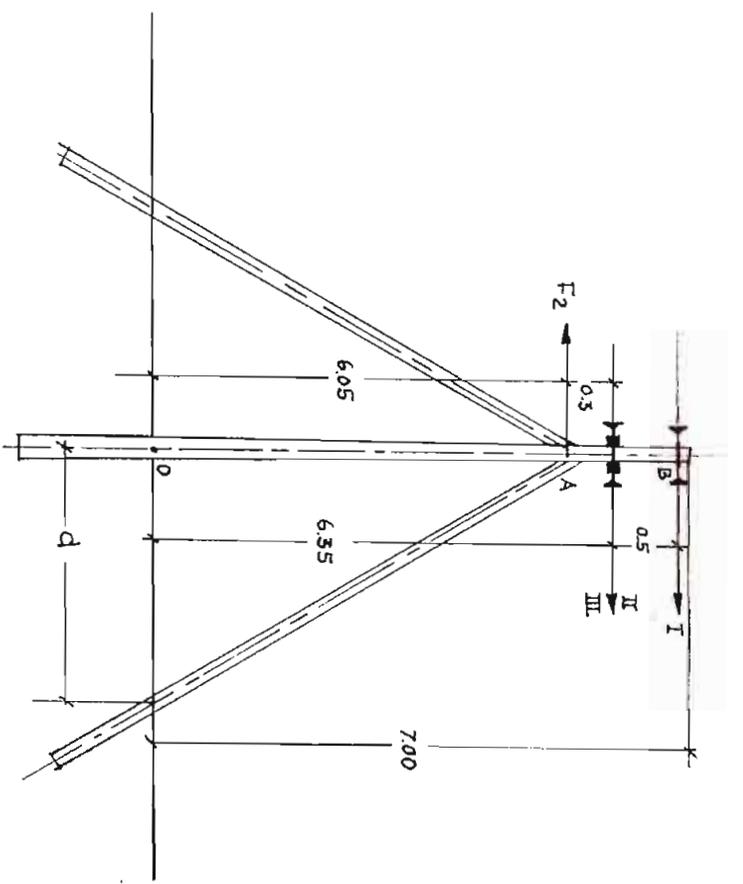
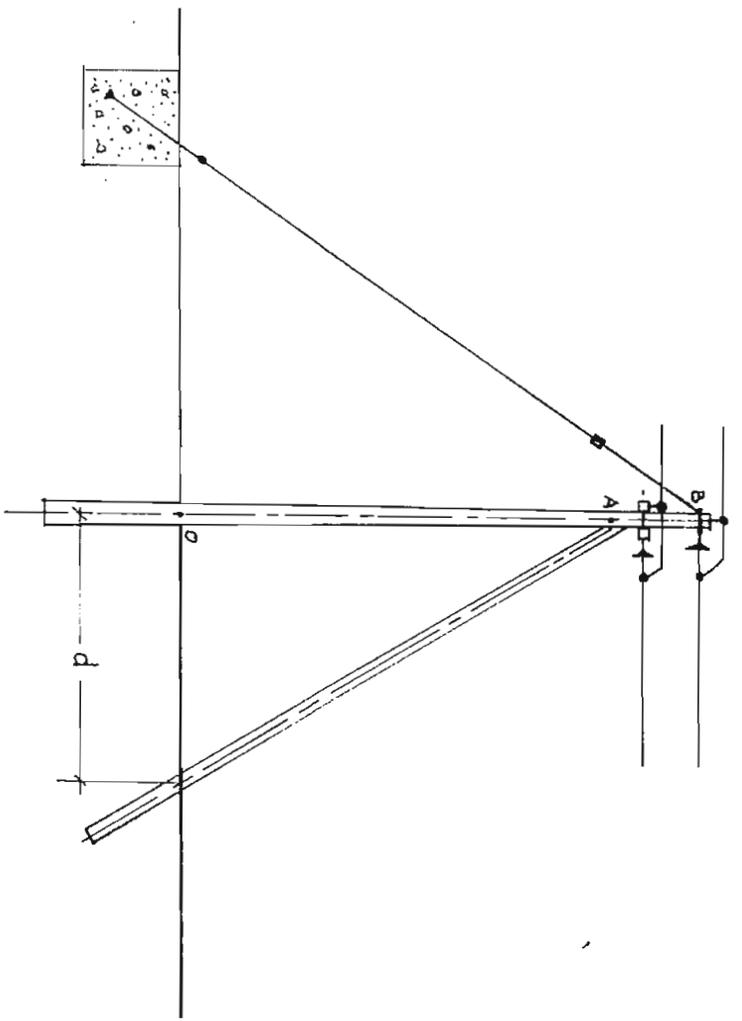


FIGURA N° 21
APOYO DE EXTREMO DE LINEA.



Cuyo momento será : $11.8 \times 0.40 = \underline{4.72 \text{ Kg.m}}$

El momento total es: $1.222 + 5 = \underline{1.227 \text{ Kg.m.}}$

y el coeficiente de trabajo :

$$R+ = \frac{10. \times 1.227}{21^3} = \frac{12.270}{9.261} = 1.32 \text{ Kg/mm}^2 = \underline{\underline{132 \text{ Kg/cm}^2}}$$

Cuyo valor es aceptable.-

En este caso solo se ha supuesto que actúa el tornapuntas derecho pero en otro caso, entrará a actuar el otro tornapuntas, por lo tanto para cualquier condición, unicamente trabajará uno de los dos tornapuntas, mas no los dos al mismo tiempo.-

Conductor N° 4 AWG :

Vano medio : 50m. (flecha máxima) 0.53 m.)

Como al tratar de utilizar el poste común, como apoyo de anclaje para este conductor, el coeficiente de trabajo excede al aceptado como máximo, tendremos que seguir utilizando el mismo tipo de apoyo de poste con doble tornapuntas, ilustrado en la fig.20, que se utilizó para el conductor N° 2/0 AWG.-

Conductor N° 6 AWG :

Vano medio : 50 metros (flecha máxima 0.49 m.)

Para el vano medio indicado, se puede utilizar para este conductor el poste simple como apoyo de anclaje en alineación, por lo tanto la disposición será similar a la que se ilustra en la figura 15, con la excepción de que en este caso se usan aisladores de suspensión.-

C2.- Apoyos de Anclaje en Vértice de Angulo :

Conductor N° 2/0 AWG:

Como este conductor produce una tensión unilateral bastante grande en comparación con la que puede soportar normalmente la

madera y manteniendo el criterio de economía se ha eliminado los anclajes en ángulo del sector con conductor N° 2/0 para realizarlo únicamente en los tramos rectos, para los cuales ya hemos calculado los soportes, pues de otra manera tendríamos que utilizar otra clase de estructura que encarecería un tanto la obra.-

Podremos sin embargo, para deflexiones de línea menores de 10° utilizar como anclaje un vértice de ángulo, la misma estructura utilizada para los anclajes en alineación, cuya configuración se observa en la figura 20.-

Conductor N° 4 AWG :

Para este conductor mantendremos el mismo criterio que el expresado para el N° 2/0 AWG.-

Conductor N° 6 AWG :

En vista de que en el sector cubierto por este conductor no existen deflexiones mayores, se ha previsto la instalación de los apoyos de anclaje, únicamente en los tramos rectos o en los vértices de ángulo cuya deflexión no sea mayor a 10°, naturalmente en estos casos tendremos que utilizar un tensor con cable de acero de 3/8".

D.-Apoyos de extremo de línea :

Conductor N° 2/0 AWG

A pesar de que en el arranque de la línea en la Central de Cumbayá, se podrá tener iguales tensiones a lado del primer vano, así como al de la sustentación, sin embargo será necesario calcular este apoyo como de extremo de línea.-

Como el caso indicado por la figura 21, nos representa una condición menos desfavorable que la observada en la figura 17, pues inclusive en este apoyo de extremo de línea el brazo AB es menor que en aquel, se mantendrá esta disposición de poste con torna-

puntas y tensor, el cual para conductor 2/0 AWG deberá ser de 1/2" y para los conductores 4 y 6 AWG podrá ser de 3/8".

Es decir conservaremos esta misma disposición para los tres tamaños de conductores, con la única variación del diámetro del cable de acero tensor.-

E.- Apoyos en que concurren dos líneas.

a) Punto P2 del polígono de Estudios:

El apoyo en este punto es de anclaje, y deberemos calcularlo especialmente porque en él se realiza el cambio de tamaños de conductores, pues del lado que llega de la Central de Cumbayá tenemos conductor N° 2/0 AWG, del lado que sale a Pifo tenemos conductor N° 4 AWG, y del lado que sale hasta el Quinche tenemos conductor N° 6 AWG, existiendo por lo tanto tensiones mecánicas diferentes en cada uno de los lados indicados.-

Por lo tanto como en el sentido AB, este apoyo solo es de anclaje, habría únicamente que para condiciones normales contrarrestar la diferencia en los tiros totales, es decir de: (Fig. 22)
3225 - 1020 Kg = 2205 Kg, lo cual, es soportado por un tornapuntas, pues este valor es menor que el de P2 producido al calcular los apoyos de anclaje en alineación recta para el conductor N° 2/0 AWG.

En condiciones anormales tendríamos que chequear únicamente para los dos tercios del tiro máximo unilateral, que en este caso sería el tiro unilateral de conductores 2/0 AWG, mas la diferencia de tiros en el tercer conductor.

Si consideramos rotos los conductores, superior y uno de los inferiores, que sería el caso mas desfavorable, deberíamos chequear solo el momento flector en la sección A, pues el resto sería únicamente esfuerzo de compresión sobre el tornapuntas que sabemos por

FIGURA Nº 22

ESFUERZOS EN APOYO Nº 115 EN QUE CONCURREN 3 LINEAS

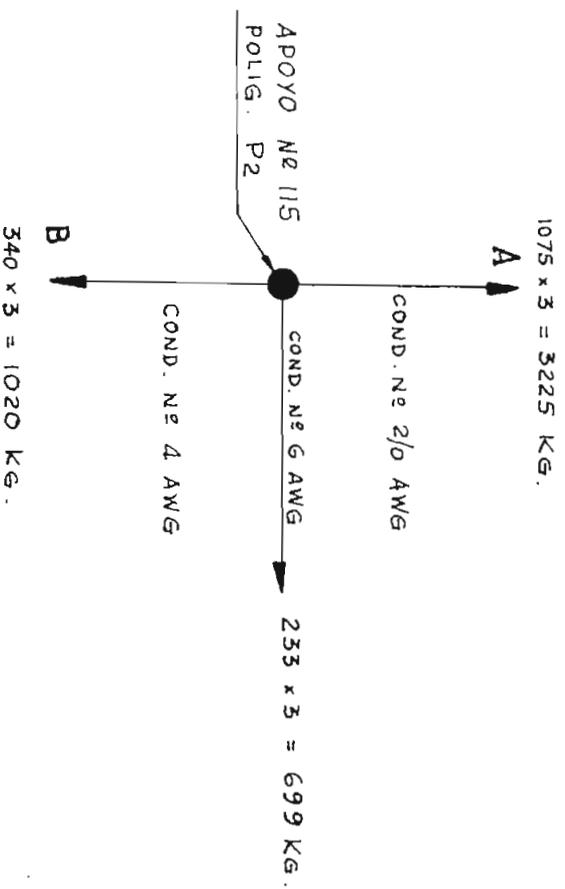
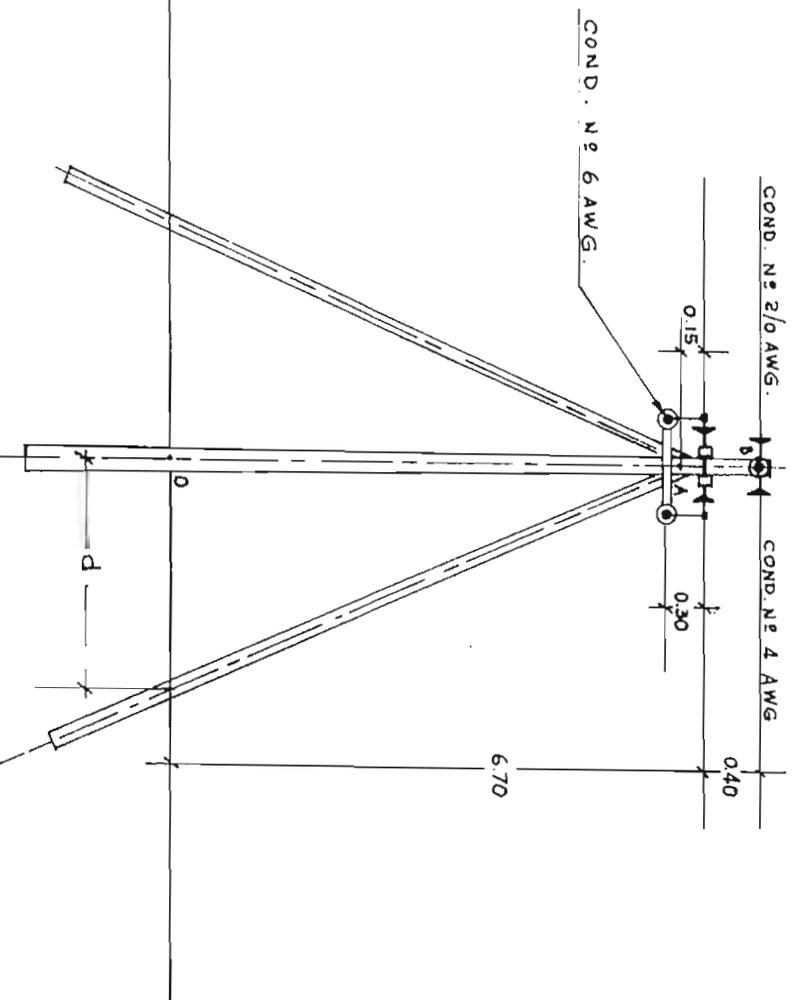


FIGURA Nº 23

DETALLE DE APOYO Nº 115 EN QUE CONCURRE 3 LINEAS



los casos anteriores soporta espléndidamente.-

La disposición de los esfuerzos y del soporte están indicadas en las figuras 22 y 23 .

El momento flector en la sección A será:

$$M_A = 1.075 \times 0.55 + 1.075 \times 0.15 + (1.075 - 340) \times 0.15 = 862 \text{ Kgm.}$$

Más el momento debido al empuje del viento en la sección A-B, que es de 5 Kg.m., el momento total será de 865 Kg.m, y el coeficiente de trabajo:

$$R_t = \frac{10 \times 867}{21^3} = \frac{8.670}{9.261} = 0.94 \text{ Kg/mm}^2 = \underline{94 \text{ Kg/cm}^2}$$

Valor muy aceptable.-

En el sentido de la línea que parte hacia El Quincho con conductores N° 6 AWG, será necesario chequear como apoyo de extremo de línea, es decir el tiro máximo unilateral de todos los conductores (3 x N° 6 AWG), mas la presión del viento con dirección normal a la línea, es decir:

$$\text{Tiro máximo} = 3 \times 233 = 699 \text{ Kg.}$$

$$\text{Con un momento de } M_0 = 699 \times 7.10 = 4.963 \text{ Kg.m.}$$

$$\text{Empuje del viento: Sección} = \frac{0.20 + 0.29}{2} \times 7.10 = 1.74 \text{ m}^2$$

Tomando en cuenta cracetas y aisladores, tomaremos como 2.00 m², la superficie expuesta al viento; el momento de esta fuerza será :

$$M'_0 = 2.00 \times 72 \times \frac{7.10}{2} = 511 \text{ Kg.m.}$$

Como esta fuerza actúa en sentido normal a la línea, el momento total sería :

$$M_t = \sqrt{M_0^2 + M'_0{}^2} = \sqrt{4963^2 + 511^2} = \underline{4.980 \text{ Kg.m.}}$$

El coeficiente de trabajo para la sección de empotramiento 0 será:

$$R_t = \frac{10 \times 4.980}{29^3} = 2.04 \text{ Kg/mm}^2 = \underline{204 \text{ Kg/cm}^2}$$

Siendo este valor superior al considerado como coeficiente máximo de trabajo, será necesario instalar un tensor en el punto B, con cable de acero de 3/8".-

La segunda hipótesis, que considera la mayor de las resultantes que puedan producirse al desaparecer una de las líneas concurrentes, nos daría en el caso en que desaparezca la línea de derivación hacia Pifo con conductores N° 4 AWG, en cuyo caso prácticamente el apoyo quedaría soportando el tiro total unilateral de los conductores 2/0 AWG, que quedaría soportado por el tornapuntas correspondiente a este lado, en cuyo caso el momento flector sobre el punto A, de acuerdo a la disposición a la figura 23, nos daría un coeficiente de trabajo de 99 Kg/cm^2 , es decir aceptable.-

b) .- En las derivaciones a las poblaciones de Puenbo, Tababela Yaruquí y Checa y de los clientes rurales que correspondería a este tipo de apoyo, en los cuales tenemos únicamente conductores N° 6, deberíamos instalar únicamente un tensor para contrarrestar el esfuerzo producido por la derivación, pues el poste solo puede soportar, como lo anotamos en el estudio de los apoyos de anclaje en alineación, los esfuerzos producidos por los cables en este tipo de apoyo, pero como la segunda hipótesis supone la desaparición de una de las líneas concurrentes, necesariamente tendremos que instalar los tornapuntas al lado y lado del poste, es decir conservar la disposición indicada por la figura 23, pues deberá en todos los casos de derivación de líneas, tener postes de amarre para dar una mayor seguridad al sistema.-

CALCULO DE LAS CRUCETAS :

1.-Crucetas para apoyos de Alineación.- Estas crucetas serán de madera y deberá únicamente tomarse en cuenta el esfuerzo debido al peso

del conductor, pues se considera que en caso de rotura de éste, puede resbalar sobre el aislador puesto que unicamente el aislador sostiene al conductor en su ranura pero no la sujeta firmemente.-

Para el conductor 00 AWG :

$$\text{Peso} = 0.612 \text{ Kg/m.}$$

Vano máximo : 100 mtrs.

El momento en Q será:

$$M_Q ; P L = 61.2 \times 0.6 = \underline{36.7 \text{ Kg.m.}}$$

y el diámetro necesario de la cruceta (o lado del cuadrado) será:

$$d = 2.0 \sqrt[3]{Mt}$$

$$d \approx 2.0 \sqrt[3]{36.7} = 6.7 \text{ cm.}$$

por lo tanto podemos adoptar crucetas de 10 x 12 cm, tanto para el conductor N° 2/0 como para el N° 4 y 6 AWG.

Se podrá además, para asegurar la posición de las crucetas sobre los postes, colocar tornapuntas, en las crucetas, de hierro platina de 1-1/4" x 1/4".-

2.- Crucetas para apoyos en Angulo: En éstas además del esfuerzo producido por el peso del conductor, deberá considerarse el esfuerzo de tracción y compresión que los conductores producen de lado y lado de la cruceta.-

Naturalmente que siendo estas fuerzas iguales en magnitud, bastará calcular uno de ellos para el caso mas desfavorable.-

Para el conductor N° 2/0 AWG, para el ángulo máximo de 8° la resultante de las esfuerzos será:

$$R = 2 \times 1075 \cos \frac{172^\circ}{2} = 2150 \times 0.07 = 150 \text{ Kg.}$$

Este esfuerzo de 150 Kg, actúa con un brazo de palanca de 0.20 m. dado por la distancia entre el punto de sujeción del conductor y la cruceta, con lo cual el momento en Q será:

$M = 150 \times 0.2 = 30 \text{ Kg.m.}$ que nos da un diámetro de:

$$d = 2 \sqrt[3]{30} = 6.15 \text{ cm.}$$

con lo cual, la pieza de 10 x 10 cm. es suficiente, ya que sumando el esfuerzo que produce el peso del conductor que también actúa en este caso, se tendrá un momento total de $36.7 + 30 = 66.7$, cuyo coeficiente de trabajo será de:

$$R_t = \frac{66.7 \times 10}{d^3} = \frac{667}{1000} = 0.67 \text{ Kg/mm}^2$$

inferior al valor de 143 Kg/cm^2 establecido como coeficiente de trabajo máximo para el eucalipto.

Como este es el caso mas desfavorable, se adopta también para los apoyos en ángulo con cruceta, la cruceta de madera de 10 x 10 cm.

3.-Apoyos de Anclaje en Alineación:

Considerando que los $2/3$ de tiro unilateral máximo se efectúa en los dos conductores soportados por la cruceta, tendremos para el conductor 2/0 AWG.

El momento en Q será:

$$M_Q = 1075 \times 0.6 = 645 \text{ Kg.m.}$$

El coeficiente de trabajo:

$$R_t = \frac{645 \times 10}{10^3} = 6.45 \text{ Kg/mm}^2$$

$$= 645 \text{ Kg/cm}^2$$

Como este valor es demasiado alto para la madera, deberemos utilizar en los postes de anclaje, doble cruceta, a lado y lado del poste, que de acuerdo a las normas, para la tensión de nuestra línea serán de $4-3/4" \times 3-3/4"$ (10 x 12 cm.)

De acuerdo a esta disposición el momento de Inercia con respecto al eje X - X, vale:

$$I_x = I_g + a^2 \cdot S$$

FIGURA 24

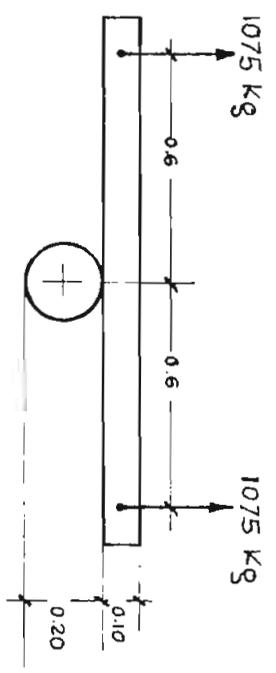


FIGURA 25

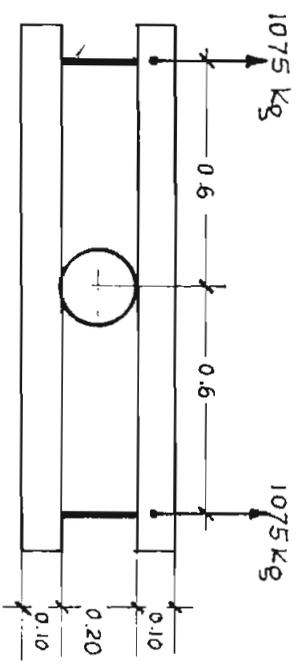
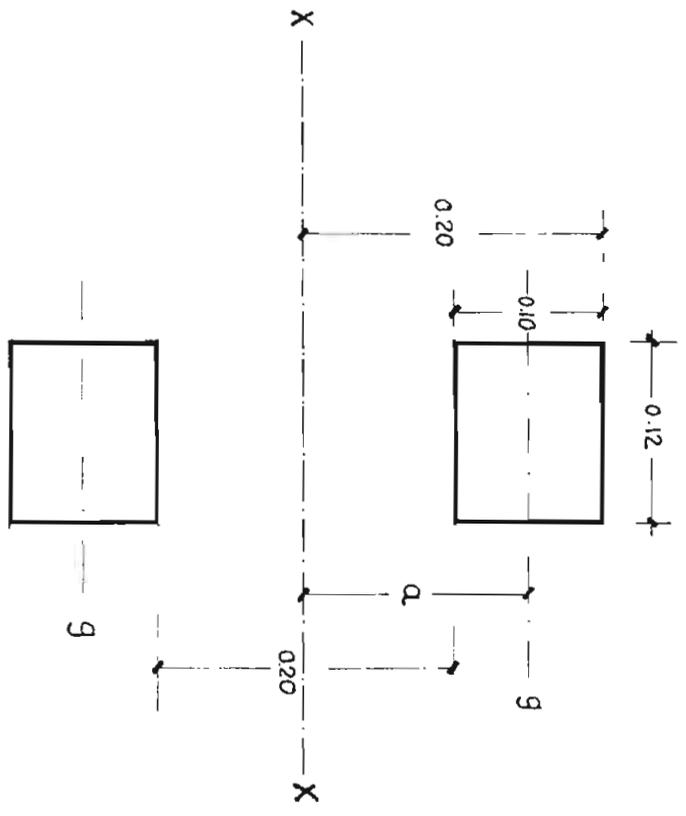


FIGURA 25 - a



BETALLES DE MONTAJE DE CRUCETAS

FIGURA 25-b

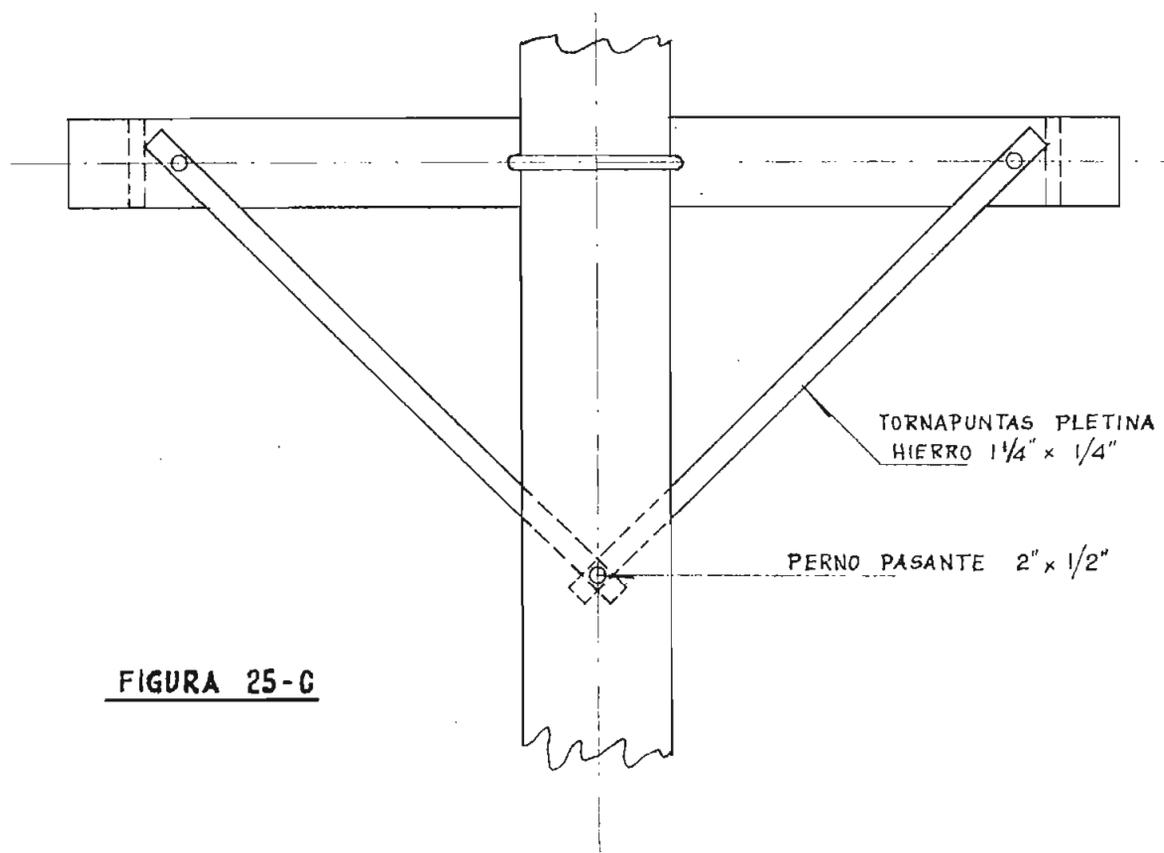
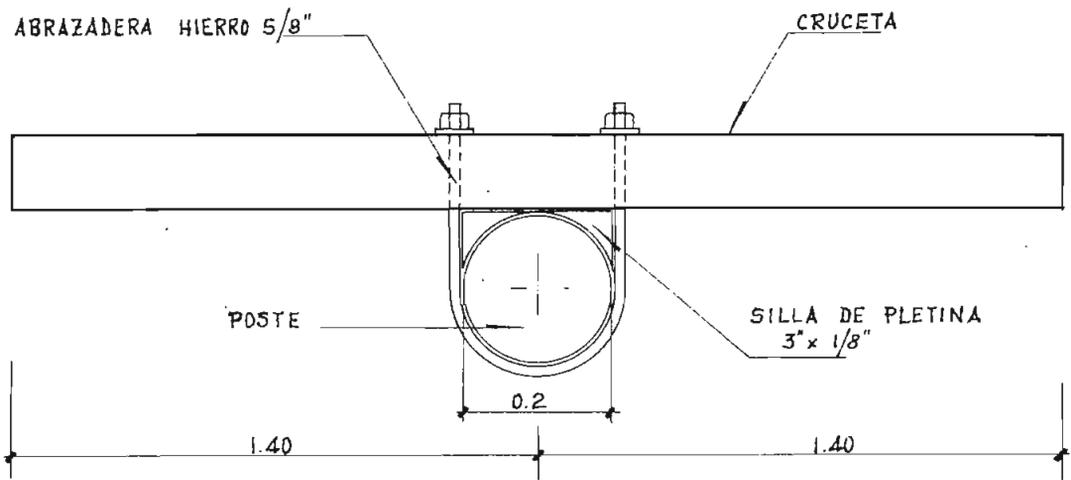


FIGURA 25-C

$$\text{es decir: } I_x = \frac{bh^3}{12} + a^2 \times 12 \times 10 = \frac{12 \times 10^3}{12} + 15^2 \times 12 \times 10$$

$$I_x = \underline{28.000 \text{ cm}^4}$$

$$\text{El momento resistivo } W = \frac{I}{e} = \frac{28.000}{20} = 1.400 \text{ cm}^3$$

y el coeficiente de trabajo:

$$R_{\text{max}} = \frac{\text{Momento de flexión}}{W} = \frac{1075 \times 0.6}{1.400}$$

$$R_{\text{max}} = \underline{46 \text{ Kg/cm}^2}$$

Como las fuerzas actúan de ambos lados en las crucetas, tendremos en el caso mas desfavorable que estas están trabajando con un R_{max} de 92 Kg/cm^2 , valor inferior al límite fijado.

Por lo tanto esta disposición será utilizada en los postes de amarre de los tres tipos de conductores 2/0, 4 y 6 AWG.-

Para asegurar una mayor estabilidad de la cruceta sobre el poste, se colocarán "sillas" de hierro platina de 3" de ancho por 1/8" de espesor, que se acomoden a la forma circular del poste y que vayan entre este y la cruceta, como lo indica la figura 25-B, en los apoyos de los conductores N°s 4 y 6 AWG.

En las crucetas de los apoyos del conductor N° 2/0 AWG, se arriestrarán las crucetas mediante dos tornapuntas de hierro platina de 1-1/4" x 1/4" y un metro de longitud cada una, sujetas en la parte inferior por un perno pasante de 1/2" x 12" al poste y por tornillos de 1/4" de diámetro x 5" de largo a la cruceta, como se observa en la figura 25-C.

Fijación de los postes de madera:

Conforme indicamos anteriormente, los postes de madera se introducen en el terreno, practicando previamente un hoyo de las dimensiones apropiadas, y una vez colocado el poste en su posición definitiva, se rellena el hoyo con tierra, retacándola o pizonándola después, para que tenga la necesaria consistencia.-

Los esfuerzos que actúan sobre el poste tienden a volcarlo, pero esto es impedido por el terreno que soporta la presión producida, y que debe tener para ella la necesaria consistencia.-

Suponiendo un poste de madera sometido a un esfuerzo F cuyo brazo de palanca con respecto a la sección de empotramiento da origen a un momento $M = F.L$. el cual produce una presión en el terreno, que se distribuye según Kyscr, en la forma que indica, la figura 26., se observa que las presiones unitarias aumentan desde el punto ϕ , dentro del empotramiento, tanto hacia A como hacia C, representando AB y CD, las presiones unitarias máximas que el terreno esta soportando, que las designamos por R.

El valor K de la resultante de estas presiones está representado por el area de cualquiera de los dos triangulos sombreados, cuyo valor es:

$$K = \frac{1}{4} R.H.$$

y la presión total P se obtiene multiplicando K por el diámetro del poste.

$$P = \frac{1}{4} R.H.d.$$

estando esta fuerza aplicada a las $2/3$ de OC.

Tomando momentos con respecto al punto neutro de todas las fuerzas actuantes, tenemos que:

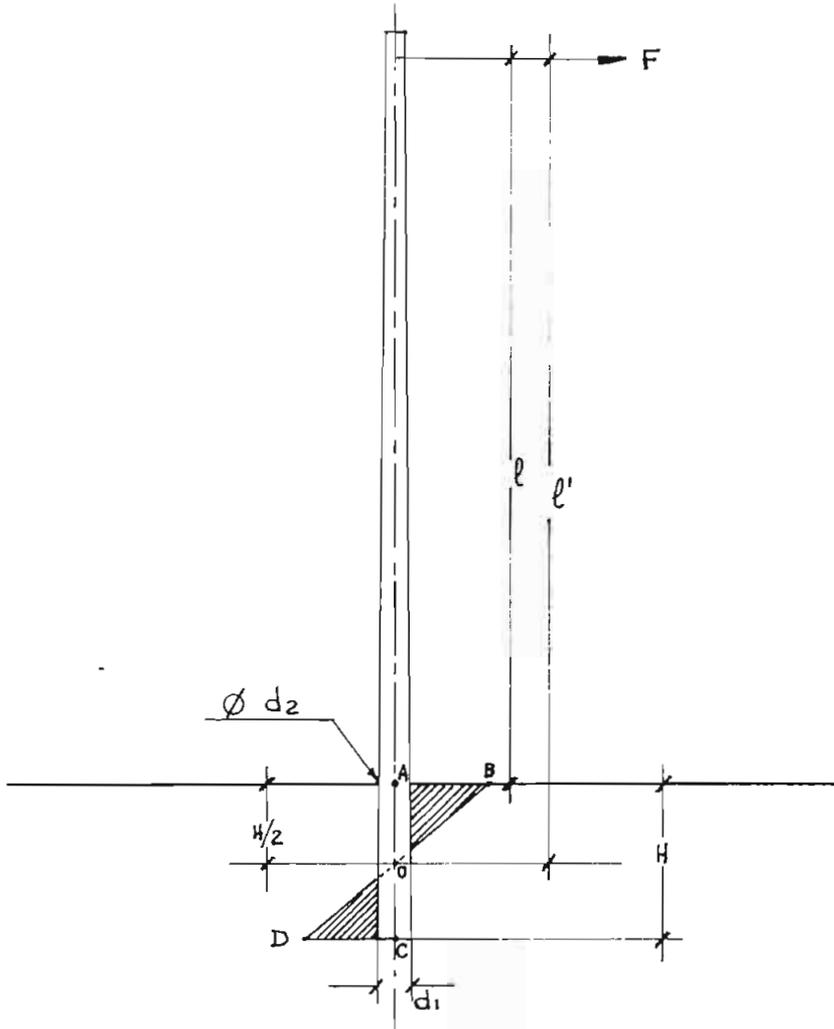
$$F.L' = F \left(L + \frac{H}{2} \right) = F.L + F \left(\frac{H}{2} \right), \text{ de donde resulta, sustituyendo}$$

$$\text{valores: } \quad \Pi = \sqrt{\frac{6 \left\{ M + \frac{FH}{2} \right\}}{d.B.}} \quad \text{②a)}$$

Para nuestro caso hemos admitido que $R = 2 \text{ Kg/cm}^2$

F para el caso mas desventajoso será $F = 282 \text{ Kg}$ (conductor 2/0 AWG,

FIGURA N° 26

ESFUERZOS QUE SOPORTA EL TERRENO

ángulo deflexión 8°), $L = 7.80$ m., $H = 1.80$ m.

$$M = F.L = 282 \times 7.80 = 2199 \text{ Kg.m.}$$

$$d = \frac{d_1 + d_2}{2} = \frac{30 + 29}{2} = 29.5 \text{ cm.}$$

Despejando R en (a) y remplazando valores:

$$R = 6 \left(\frac{219.900 + 282 \times \frac{180}{2}}{29.5 \times 32.400} \right) = 1.54 \text{ Kg/cm}^2$$

Con lo cual estando bajo el máximo de 2 Kg/cm^2 , fijado como presión unitaria máxima en terreno de mediana dureza, no necesitaremos ningún anclaje extra.-

Esfuerzos en los Aisladores :

En los aisladores tipo "Pin" escogidos, el esfuerzo máximo se producirá en los apoyos de ángulo, ya que en los de alineación el único esfuerzo que soporta es el debido al peso de los conductores que es relativamente pequeño, comparado con el que puede resistir normalmente el aislador.-

Como podemos ver, el máximo esfuerzo ejercido sobre los aisladores, se produce con el conductor N° 4 y un ángulo de deflexión de 20° , en que $R = 353 \text{ Kg}$, mas el peso del conductor para el vano crítico, que es de 16 Kg , tenemos un esfuerzo total sobre el aislador de 369 Kg , que comparado con la resistencia mecánica del mismo que es de 1360 Kg , nos da un factor de seguridad de 3.7 que es aceptable.-

En los aisladores tipo suspensión, que se utilizarán en los amarres y finales de línea, la máxima tracción se observa para el apoyo un ángulo de 87° del conductor 2/0 AWG, que es de 1479 Kg , que comparado con los 6818 Kg , de resistencia máxima de las mismas, nos da un coeficiente de seguridad de 4.6 que es muy aceptable.-

Soportes de aisladores:

Los pernos, soportes de los aisladores serán de hierro

galvanizado de 3/4" de diámetro, y deberán soportar los esfuerzos especificados para los aisladores tipo pin, de acuerdo a las especificaciones ASTM A-354 - 58T, Clase BB.-

De igual manera los soportes para los aisladores tipo suspensión deberán soportar los esfuerzos correspondientes a estos.-

Todos los elementos metálicos deberán ser galvanizados.-

C A P I T U L OV ILISTA DE MATERIALES, ESPECIFICACIONES Y OBSERVACIONES PARA EL MONTAJE.-LISTA DE MATERIALES:

Para la elaboración de la lista de materiales, se ha considerado por grupos, determinados por el calibre de conductor. De esta manera, se ha dividido en tres grupos o secciones que son:

- 1.- El tramo de línea desde la central Hidroeléctrica de Cumbayá hasta la derivación de la línea a Pifo, servido este tramo con conductor 00 AWG.,
- 2.- El tramo de línea desde la derivación de la línea a Pifo hasta esta población, con conductor N° 4 AWG.,
- 3.- Los tramos restantes, es decir desde la derivación de la línea a Pifo, en adelante hasta las poblaciones de Puenbo, Tababela, Yaruquí, Checa y El Quinche, con Conductores N° 6 AWG. en su totalidad.-

De acuerdo a esta división, se hace en el cuadro N° 37 un detalle de los tipos de apoyos en cada grupo, y además un detalle de los accesorios principales que se instalarán en cada tipo de apoyo.-

Luego teniendo como base el cuadro N° 37, se confecciona el cuadro N° 38, en el cual a más de dar la especificación del material se determina la cantidad necesaria por grupo, la total, la cantidad extra a solicitarse y finalmente la cantidad total necesaria, que será aquella que intervenga en la

determinación del precio en el presupuesto.-

Se debe anotar que en el cuadro N°37, se hace constatar los tipos de apoyos para la línea de transmisión, sin tomar en cuenta los apoyos y accesorios necesarios para los mismos, de la red primaria de las poblaciones, es decir, aquellos tramos de red a 13.800 voltios que son continuación de la línea y van a alimentar el primario de los transformadores de distribución.-

Al respecto de estas redes primarias se debe anotar lo siguiente: como no es objeto del presente trabajo el proyecto de la red de distribución en bajo voltaje, o red secundaria, de las poblaciones a servirse, sino únicamente la red de transmisión y las derivaciones en alto voltaje; la longitud de ésta dependerá básicamente del número y localización de los transformadores de distribución, la potencia de los cuales a su vez estará subordinada a la carga a servirse y la longitud de los circuitos de baja tensión.-

Como las densidades de carga son bajas, pues por un lado la carga unitaria diversificada por casa estará entre los valores de 0.1 y 0.5 KVA, con máximo, y por otro lado la densidad poblacional es relativamente baja, los circuitos secundarios podrán ser de mayor longitud, y por lo tanto menor el número de transformadores, para servir una misma carga.-

De esta manera, de acuerdo a la demanda máxima asignada en el Capítulo I a cada población, se ha previsto la instalación de transformadores trifásicos de 30 y 45 KVA, cuyo número dependerá como ya lo observamos antes, de la demanda máxima y de la superficie a servirse.-

puesto, de la siguiente manera:

Se considerarán todos estos materiales en una lista aparte, en la cual se valorarán- la línea por kilómetro, y aparte las torres de transformación con todo su equipo, asociado.-

Tomando en cuenta estas consideraciones, se ha previsto la instalación de tantos transformadores como sean necesarios, así como de la longitud aproximada del circuito de alta tensión, necesaria para alimentar a aquellos, tomando en cuenta que los tramos de baja tensión no provoquen una caída de tensión a carga máxima, mayor del 3%

En el cuadro siguiente se puede observar, tanto la cantidad y potencia de transformadores a instalarse en cada población, así como la longitud aproximada del circuito de alta tensión.-

POBLACION	Demanda Max. KVA	Número y potencia de trans- formadores a Instalarse	Longitud aprox. de Alta Tensión
PIFO	156	4 de 30 KVA	2.500 m.
PUEMBO	81	1 de 30 + 1 de 45 KVA	700 m.
TABABELA	29	1 de 30 KVA	300 m.
YARUQUI	88	1 de 30 + 1 de 45 KVA	1.000 m.
CHECA	50	2 de 30 KVA	600 m.
QUINCHE	160	3 de 30 + 1 de 45 KVA	1.500 m.
TOTALES:	564	12 de 30 + 3 de 45 KVA	6.600 m.

= 495 KVA.

Con lo cual la relación en porcentaje entre la potencia instalada y la carga máxima sería de $\frac{495}{564} \times 100 = 88\%$, valor muy aceptable.-

Una vez establecidas estas cantidades se actuará, para el efecto de la confección de la lista de materiales y el presu-



CUADRO Nº 37

DETALLE DE APOYOS Y ACCESORIOS

APOYOS		POSTES		AISLADORES		SOPORTES PARA AISLADORES		CRUCETA 10 x 12 cm.	POSTE TORNAPUNTA	TENSOR 3/8" 1/2"	
TIPO	CANTIDAD	LONG. M.	CANT.	PIN.	SUSP.	PIN	SUSP	CANT.	CANT.		
CONDUCTOR OO AWG											
SUSTENTACION	84	11.50	1	3	-	3	-	1	-	-	-
ANGULOS ≤ 8°	4	9.00	1	3	-	3	-	1	-	1	-
< 37°	10	9.00	1	3	-	3	-	1	1	-	-
< 87°	5	9.00	1	-	3	-	3	-	1	-	1
AMARRE	10	9.00	1	-	6	-	6	2	2	-	-
EXTREMO LINEA	1	9.00	1	3	3	3	3	2	1	-	1
DERIVACION	1	9.00	1	-	9	-	9	4	2	1	-
	115										
CONDUCTOR 4 AWG											
SUSTENTACION	50	11.50	1	3	-	3	-	1	-	-	-
ANGULO ≤ 20°	-	9.00	1	3	-	3	-	1	-	1	-
< 60°	2	9.00	1	3	-	3	-	1	1	-	-
< 87°	2	9.00	1	-	3	-	3	-	1	1	-
AMARRE	4	9.00	1	-	6	-	6	2	2	-	-
EXTREMO LINEA	1	9.00	1	3	3	3	3	2	1	1	-
DERIVACION	-	9.00	1	-	9	-	9	4	2	1	-
	59										
CONDUCTOR 6 AWG											
SUSTENTACION	176	11.50	1	3	-	3	-	1	-	-	-
ANGULO	17	10.00	1	3	-	3	-	1	-	1	-
AMARRE	23	10.00	1	-	6	-	6	2	2	-	-
EXTREMO LINEA	2	10.00	1	3	3	3	3	2	1	1	-
DERIVACION	4	9.00	1	-	9	-	9	4	2	1	-
	222										
TOTAL :	396										

C U A D R O N° 38

LISTA DE MATERIALES Y ESPECIFICACIONES

ITEM	DESCRIPCION	TRAMO N°2/OAWG	TRAMO N°4AWG	TRAMO N°6AWG	TOTAL	EXTRAS	TOTAL NECESARIO
1	Metros de conductor de cobre, desnudo, cableado duro, de 7 hilos N° 00 AWG, 97,3% de conductibilidad	22.560			22.560	2256	24.816
2	Metros de conductor de cobre desnudo, cableado duro, de 3 hilos N° 4 AWG, 97,3% de conductibilidad.-		12.780		12.780	1278	14.058
3	Metros de conductor de cobre desnudo, sólido, duro, N° 6 AWG. 97,3% de conductibilidad.-			45.759	45.759	4576	50.335
4	Metros de conductor de cobre desnudo, sólido, duro, N° 4 AWG.-		100		100		100
5	Metros de conductor de cobre desnudo, sólido, duro, N° 6 AWG.-			360	360		360
6	Metros de conductor de cobre desnudo, sólido, suave, N° 9 AWG, para amarres-	297	159	585	1.041	104	1.145
7	Conector universal, con ajuste de un solo perno para unir cable desde N°6 AWG. a 2/0 AWG, similar al tipo DK 3 B 20 de Line Material	6	12	36	54	6	60

8	Aislador de porcelana tipo PIN, para una tensión nominal de 13.8 KV, según E E I - NEMA, clase 55-3 similar a Cat. N° P 3300 de Electrocerámica de Méjico, agujero roscado para perno de rosca en plomo de 1 3/8".-	297	159	585	1.041	11	1.052
9	Aislador de porcelana, tipo suspensión, para tensión nominal de 13.8 KV, según E E I - NEMA, similar a Cat. N° P-10003	87	33	180	300	6	306
10	Aislador de porcelana para retenida de tensores (tipo retenida), según E E I - NEMA, clase 54-1, similar Cat. N° P-1348 de Electrocerámica de Méjico, tipo de aleta múltiple	11	7	23	41	1	42
11	Pernos de hierro galvanizado de 3/4" de diámetro, con rosca en plomo de 1-3/8", altura del soporte de alfiler 20.3 cm., para montaje en cruceta de madera y sujetar los aisladores tipo PIN, del Item N° 8 de acuerdo a EE-1 especificación TD-22 similar Cat. N° DP-5 T 9 de Line Material.-	198	106	390	694	6	700
12	Soportes para aisladores tipo PIN para montaje en extremo de poste, de madera, con rosca en plomo de 1-3/8" de diámetro, con dos orificios de 11/16" para sujetar los aisladores del Item 8, similar Cat. N° DP 3 P1 de Line Material	99	53	195	327	3	350

ITEM	DESCRIPCION	TRAMO N°2/OAWG	TRAMO N°4AWG	TRAMO N°6AWG	TOTAL	EXTRAS	TOTAL NECESARIO
13	Pernos de hierro galvanizado de 5/8" x 12" para sujeción de los soportes del Item anterior, similar a Cat. N° DF 3 B12 de Line Material	198	106	390	694	6	700
14	Abrazaderas de hierro platina de 1-1/2" x 3/16", para montaje en poste de madera y sujeción de aisladores de suspensión del Item 9, con sus respectivos pernos, y orificios de 11/16"	29	11	60	100	-	100
15	Pernos psantes doblemente roscados con 4 tuercas, de 5/8" x 22", similar Cat. DF2 D22 de Line Material.-	29	11	60	100	-	100

ITEM	DESCRIPCION	Tramo Nº2/OAUG	Tramo Nº4 AUG	Tramo Nº6 AVG	TOTAL	EXTRAS	Total Necarios
16	Tuerca de ojo para conectarse a los pernos pasantes del item anterior y sujetar a los aisladores de suspensión del item 9, similar a Cat. N° DG 3 El de Line Material, de rosca de 5/8".-	58	22	120	200	-	200
17	Pinzas o mordazas para asegurar los conductores a los aisladores de suspensión en los amarres, similar a WBT 50L0 de Line Material.-	72	27	180	279	1	280
18	Abrazaderas para sujetar conductores en angulos, similar a Cat. WAC 1655 de Line Material.-	15	6	-	21	-	21
19	Pinas pasadores para armar aisladores de suspensión, de 5/8" x 2" con sus respectivos pasadores.-	174	66	360	600	12	612
20	Crucetas de madera de Moral, de 10 x 12 cm. de sección, longitud 1.40 m.	124	62	259	445	15	460
21	Crucetas de madera de moral, de 10 x 12 cm. de sección, longitud 2.50 m.	-	2	-	2	-	2
22	Abrazaderas de hierro redondo de 5/8" para sujetar crucetas a las postes de diámetro variable entre 20 y 25 cm. con sus respectivas tuercas, similar a Cat. A-105 , N° 8, de Productos Eléctricos Pirámide, de Mejico.-	124	64	259	447	3	450
23	Tornapuntas de hierro pletina de 1-1/4" x 1/4" y 36" de largo, para crucetas de madera, similar a DB2F8 de Line Material	248	-	-	248	-	248

ITEM	DESCRIPCION	Tramo 2/o AVG	Tramo 4 AVG	Tramo 6 AVG	TOTAL	EXTRAS	Total Necesario
24	Pernos pasantes concabeza, rosca y tuerca de 1/2" x 12", similar a Cat. DF2B12 de line Material.-	124	-	-	124	-	124
25	Pernos con tuerca, de 5" x 3/8" similar a DF 1 C5 de line Material.-	248	-	-	248	-	248
26	Postes de madera de Eucalipto de 11,50 m. de longitud, 30 cm. de diámetro en la base 20 cm. de diámetro en la cogolla, impregnados con sales de cobre en la base.-	84	50	176	310	-	310
27	Postes de madera, similares a los anteriores, de 10m. de longitud.	-	-	43	43	-	43
28	Postes de madera, similares a los anteriores, de 9 m. de longitud.	31	9	4	44	-	44
29	Postes de madera, similares a los anteriores, de 9,25 m. de longitud, para usarlos como tornapuntas de los postes anteriores.	38	13	56	107	-	107
30	Pernos pasantes con cabeza y tuerca, para sujeción de tornapuntas, de 5/8" de longitud, similar a Cat. DF3B16 de Line Material	38	13	56	107	-	107
31	Metros cubicos de hormigón simple, para fundamento de los tornapuntas, a 0,35 m3 por tornapunta.-	13.3	4.6	19.6	37.5	-	37.5
32	Metros de cable de acero galvanizado de 1/2" de diámetro, de acuerdo ASTM A-122-58.-	72	-	-	72	-	72
33	Metros de cable de acero galvanizado de 3/8" de diámetro, de acuerdo ASTM A-122-58.-	60	84	276	420	0	420,

ITEM	DESCRIPCION	Tramo 2/o AWG	Tramo 4 AWG	Tramo 6 AWG	TOTAL	EXTRAS	Total necesario
34	Sillas de metal de pletina 1/8" x 3" para muntura de crecetas.	124	64	259	447	-	447
35	Abrazaderas de hierro pletina de 1-1/2" por 3/16" para sujeción de tensores en poste de madera.-	11	7	23	41	-	41
36	Pernos de ojo para retención de tensores en bloque de hormigón, de hierro redondo de 5/8" x 2.0 em. de longitud, similar a Cat. N° DAEV6 de Linea Material.- con sus respectivos pernos y placa de anclaje.-	11	7	23	41	-	41
37	Metros cúbicos de hormigón simple para anclaje de tensores, a 0.7 m ³ por bloque	7.7	4.9	16,2	28,80	-	28.80
38	Emplame recto de cobre de doble manguito para emplamar cable N° 00 AWG del Item 1 similar a YDS-2611 de Burnedy.-	50	-	-	50	-	50
39	lo mismo que el anterior, pero para conductores N° 4 AWG, similar a tipo YDS - 4 C de Burnedy.-			28	28	-	28
40	los mismo que el anterior, pero para conductor N° 6 AWG, similar al tipo de YDS-6-C de Burndy.-	-		100	100	-	100
41	Protector de sobretensión, tipo válvula para distribución, tensión nominal 12KV, para emplearse en sistema con neutro puesto a tierra, completo con su soporte para montaje en cruceta de madera, similar a tipo R-5 de Linea material, cat. AVH-1 - BQ12, para trabajar a 3000 metros de altura sobre el nivel del mar.	3	6		9	-	9

ITEM	DESCRIPCION	Tramo 2/0	Tramo 4	Tramo 6	TOTAL	EXTRAS	Total necesario
42	Metros de conductor de cable desnudo, cableado, suave N° 2 AWG, para puesta a tierra.-	10	20		30	-	30
43	Reconectador automático tripolar en baño de aceite, para 14.4 KV., de tensión de trabajo, capacidad de 100 amperios, corriente mínima de operación 200 amperios BIL 110 KV, para trabajar en forma continua a la intemperie, a una altura de 3600 metros sobre el nivel del mar, con sus respectivos accesorios de montaje en poste de madera, similar al tipo R, Código ERA 100 AB - 225 de Line Material (montaje en poste de madera KA 137 E incluido).-	1			1		1
44	lo mismo que el anterior, pero de capacidad 50 amperios, corriente mínima de operación 100 amperios, BIL 95 KV, para trabajar en forma continua a la intemperie, a una altura de 3000m. sobre el nivel del mar, con sus respectivos accesorios de montaje en poste de madera, similar al tipo 3 H, código KHA 350 - AB 22, de Line Material (incluido accesorios de montaje en cruceta N° KA 19 H 3).-	1			1		1
45	Transformador trifásico de 500 KVA de capacidad, 60 ciclos, conexión triángulo estrella, 13.800/208/120 voltios, con derivaciones en el primario de $\pm 2 \times 2.5\%$, impedancia del 4.0%, sobre elevación de temperatura de 55° C (sobre 30° C de temperatura ambiente, medidos por resistencia), El transformador será tipo convencional, sumergido en aceite, autorefrigerado, para uso a la intemperie y para						

ITEM	DESCRIPCION	TRAMO 2/0 AWG	TRAMO 4 AWG	TRAMO 6 AWG	TOTAL	EXTRAS	TOTAL Necesario
	para servicio continuo con la capacidad indicado, a 3000 metros sobre el nivel del mar, - Deberá ser equipado con los siguientes accesorios: indicador de nivel de aceite, llave para toma de prueba de aceite, llave para conexión de prensa filtro, conectar para puesta a tierra, del tanque, y ruedas para transporte, cuya dirección de marcha puede variarse 90°. Similar a Cat. N- TR 416-132 -500 de Line Material.-		1		1		1
46	Portafusible seccionadores de un solo aislador, voltaje nominal de 15 KV., capacidad de interrupción hasta 8.000 amperios, completo, con tubo portfusible, soporte para montaje en cruzeta de madera, similar a Line Material, Cta. N° F01C1, tipo HD0 para trabajo pesado, a la intemperie.-		6	30	36		36
47	Fusible para alta tensión tipo N de acuerdo a EEI- NEMA, capacidad 3 amperios, tensión de trabajo 13.2 KV, similar a Cat. N° FL - 11 - N8 de Line Material.			3	3	3	6
48	Fusibles para alta tensión, tipo K (rápidos) segun EEI - NEMA, similar a Line Material.						
	Cat. N° FL -11 - K6 capacidad 6 A			3	3	3	6
49	" " FL -11 - K10 " 10 A			3	3	3	6
50	" " FL -11 - K15 " 15 A			3	3	3	6
51	" " FL -11 - K25 " 25 A			3	3	3	6
52	" " FL -11 - K40 " 40 A		3		3	3	6
53	Fusibles para alta tensión, Tipo T (lentos).						

ITEM	DESCRIPCION	TRAMO 2/0 AWG	TRAMO 4 AWG	TRAMO 6 AWG	TOTAL	EXTRAS	TOTAL NECESARIO
	según EC-1 - NEMA, similar a LM: Cat. N- FL - 11 - T6, capacidad 6 A.			9	9	9	18
54	Cat. N° FL - 11 - T6 capacidad 10 A			3	3	3	6
55	" " FL - 11 - T20 " 20 A			3	3	3	6
56	" " FL - 11 - T25 " 25 A			3	3	3	6
57	" " FL - 11 - T40 " 40 A			3	3	3	6
58	metros cubicos de hormigón simple para base de transformador de 500 kva. bloque de 2.70 x 1.60 x 0.50	2.2		2.2			2.2
59	Grapas para sujeción de cable de puesta a tierra, similar a Cat. N° WDNIULI de Line Material.-	30	30		60		60
60	Hierro tol de 1/32" de espesor para pro- tección de cables de puesta a tierra, metros cuadrados.-	0.4	0.4		0.8		0.8
61	Varillas de hierro redondo de 5/82 x 1.80 m. para puesta a tierra, con a- brazaderas para cable, similar a Cat. DN 3 D 6 de Line Material.-	1	3		3		3
62	Mordazas de tres pernos para amarre de cable de acero de 3/8" y de 1/2" para los tensores, similar a DG 3 C 4 de Line Material.-	33	21	69	123	2	125

OBSERVACIONES PARA EL MONTAJE:CONDUCTORES:

La parte esencial de la línea son los conductores, por lo tanto se debe tener especial cuidado en su montaje. El constructor deberá proveer todo el equipo necesario para el montaje, tanto de los conductores como del resto de materiales y equipo asociado a la línea.-

Deberá tener especial cuidado al tender la línea, de ceñirse exactamente a los valores de tensión mecánica y flecha de los vanos, determinados en el cálculo.-

La sujeción de los conductores a los aisladores pin, que solo soportan a la línea, se hará en la forma normalizada común, mediante conductor de cobre N° 9 sólido suave.-

Los amarres de la línea se efectuarán únicamente mediante pinzas o mordazas sujetas a aisladores de suspensión en los sitios indicados.-

APOYOS :

En los cruces de carretera se ha escogido una seguridad reforzada teniendo postes de amarre a lado y lado de la misma.-

La localización exacta de los apoyos o postes se realizará en el terreno, pudiendo esta variar ligeramente de acuerdo a la conveniencia técnica, para evitar obstáculos o sitios no adecuados.-

En los apoyos de los ángulos deberá instalarse los tensores o vientos, sobre la resultante de los esfuerzos producidos por los semivanos contiguos.-

Los postes a instalarse en ladera pronunciada deberán empotrarse en un 10% más de la longitud normal de empotramiento en

terreno.

CRUCETAS:

En el tramo con conductores 00 AWG, todas las crucetas van sujetas con tornapuntas metálicas.-

En los tramos con conductores 4 y 6 AWG, se proveerá de tornapuntas en las crucetas, unicamente en los postes o apoyos de angulo, en los cuales la deflexión de la línea sea mayor a 10° .

En el resto de apoyos, las crucetas se instalarán sobre sillas, metálicas, que aseguran una mayor estabilidad sobre el poste.-

En aquellos postes, en que instalarán los reconectores automáticos, (N° 3 y 316) se instalará en cada uno un juego de protectores de sobretensión. Los reconectores serán colocados en el poste, mediante accesorios metálicos solicitados con los mismos.

TORRES DE TRANSFORMACION:

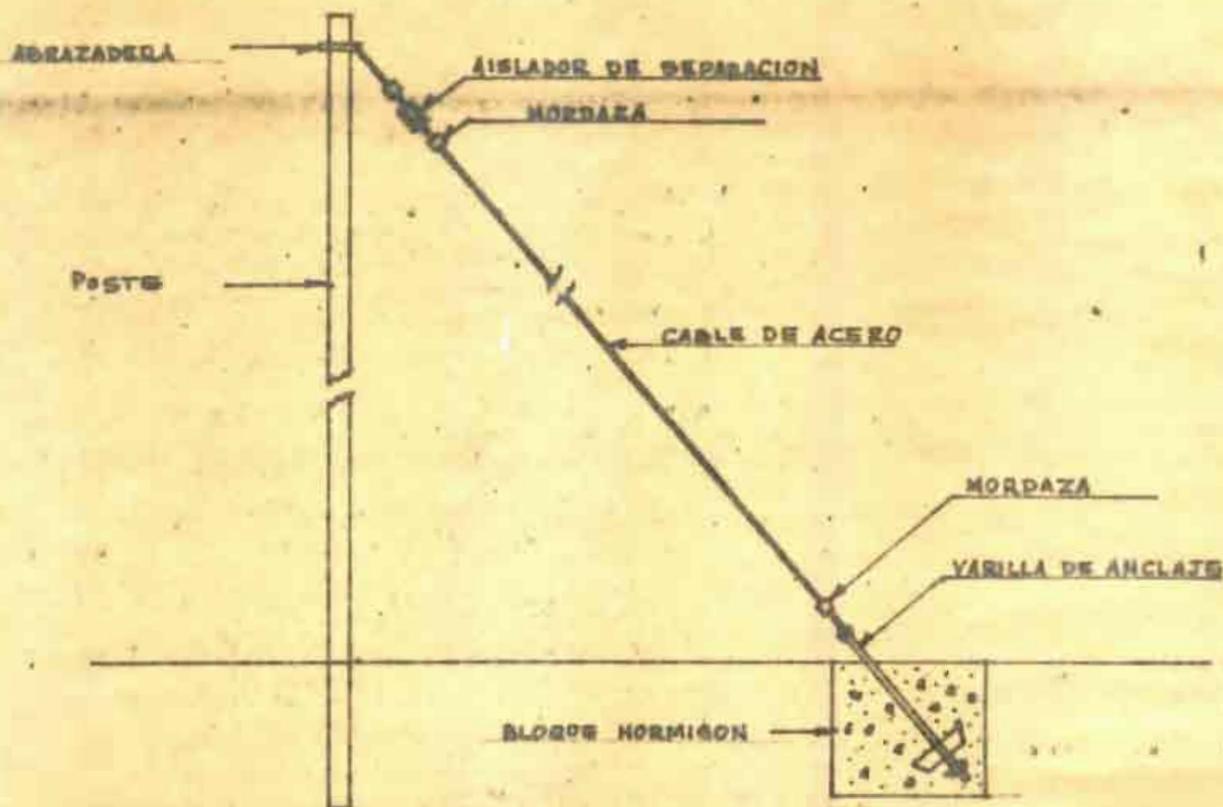
Las torres de transformación estarán compuestas de dos postes en H y en cada una de estas, a más del transformador mismo, se instalarán un juego de protectores de sobretensión, un juego de portafusibles y fusibles primarios.-

TENSORES O VIENTOS:

El anclaje de los tensores estará constituido por un bloque de hormigón simple, el cual sujeta a un perno de ojo y el cual sujeta el cable de acero. Se instalará en la parte alta de este tensor un aislador de retenida, para evitar la conducción de corriente por este medio al ocurrirse descargas atmosféricas. Ver detalle de la fig. 27.-

FIGURA 27

DETALLE DE INSTALACION DE UN TENSOR



Los detalles de instalación de los aisladores, cruces, transformadores, se observan en las figuras 28, 29 y 30

CONTROL DE CONSUMO DE LAS POBLACIONES

La energía eléctrica consumida por cada población podrá medirse por los efectos de recaudación, de dos maneras:

- a) mediante la venta en bloque a cada población, lo cual se podrá medir, mediante un contador - integrador de energía, instalado en la acometida a la población.

b) mediante la instalación, por parte de la Empresa Eléctrica Quito, de medidores en todos los domicilios, con lo cual la Empresa Eléctrica, será la administradora del sistema de distribución, y por lo tanto la recaudadora directa de este servicio.-

Se entiende que en el primer caso, sería el Municipio el administrador del sistema, y el que debería instalar toda la red secundaria o de baja tensión en las poblaciones; mientras que el segundo caso, si bien la instalación de la red secundaria podría correr a cargo bien del Municipio o bien de la Empresa Eléctrica Quito, la administración como anotamos antes deberá correr a cargo de esta última, por ser la vende la energía.-

CONTROL DE CONSUMO DE LOS CLIENTES RURALES:

Las derivaciones que realizan los clientes rurales desde la línea, deberán hacerlas en igual forma que las establecidas para este caso en nuestro estudio, es decir que se deberán colocar fusibles seccionadores en cada derivación; y si es que el apoyo de la línea desde el cual se realiza la derivación no es de anclaje o derivación, se deberá proveer a este poste de los elementos necesarios para asegurar su estabilidad, es decir, de tensores o tornapuntas, y de aisladores de suspensión.-

El calibre de los conductores de las derivaciones en alta tensión, no podrá ser mayor que el de los conductores de la línea de la cual se derivan estos.-

Para el control de consumo de los clientes rurales, se podrá también optar por dos formas:

a) cuando la derivación alimente a varios clientes, rurales se podrá instalar un medidor de energía para la venta en bloque, como se indicó en el párrafo a) anterior, é

b) mediante la instalación de medidores en cada una de las propiedades de los clientes rurales.-

El costo de estas instalaciones correrá a cargo del o de los interesados, a menos que el número de éstos, cubierta por una misma derivación sea tal, que se justifique la instalación del sistema por la Empresa Eléctrica o el Municipio.-

Todas la derivaciones y redes derivadas de la línea, deberán cumplir condiciones de seguridad tal, que no signifiquen un peligro , para la estabilidad de servicio de la misma, y se deberán proveer de los suficientes elementos de protección tanto contra descargas atmosféricas, como contra sobrecargas o fallas.-

C A P I T U L O V I I

**ESTUDIO ECONOMICO: PRESUPUESTO DE MATERIALES, EQUIPO,
MANO DE OBRA, TRANSPORTE Y VARIOS. - COSTO INICIAL
DE LA OBRA, COSTO DEL CAPITAL, CALCULO DEL COSTO POR
KILOWATIO-HORA TRANSMITIDO, Y ESTUDIO ECONOMICO COM-
PARATIVO QUE JUSTIFIQUE LA CONSTRUCCION DE LA LINEA.**

~~*****~~

PRESUPUESTO DE MATERIALES Y EQUIPO:

El Presupuesto de los materiales y equipo se ha realizado en dos partes : la primera que comprende todos los materiales y equipo a utilizarse en la línea misma, incluyendo el transformador, de 500 KVA para el servicio de la Radiodifusora HCJB en Pifo, y la segunda en la cual se calcula el costo de las redes primarias a las seis poblaciones consideradas, incluyendo en ellas los transformadores de distribución y sus torres.

Luego se calcula el presupuesto de la mano de obra, en la misma forma que el de los materiales y equipo,; luego el de los costos de transporte total, indemnizaciones, etc.

Finalmente se tiene un resumen de presupuestos, en el cual constan los totales de los presupuestos enunciados anteriormente, así como los gastos de superintendencia, Ingeniería e imprevistos, con todo lo cual se llega al costo inicial total de la obra. -

PRESUPUESTO DE MATERIALES Y EQUIPOS

FOB + 15% = CIF

ITEM	CANTIDAD	UNIDAD	PESO EN KG.		PRECIO CIF US\$		PRECIO LOCAL SU-CRES	
			UNITAR.	TOTAL	UNITAR.	TOTAL	UNITAR.	TOTAL
1	24.816	MTS.	0.612	15.187,4	115.0 c/100	17.465,51	-	-
2	14.058	"	0.190	2.671,0	"	3.071,65	-	-
3	50.335	"	0.120	6.040,2	"	6.946,23	-	-
4	100	"	0.189	18,9	"	21,74	-	0
5	360	"	0.120	43,2	"	49,68	-	-
6	1.145	"	0.090	103,0	"	118,45	-	-
7	60	c/a	0.177	10,6	2.80	168,00	-	-
8	1.052	"	4.76	5.007,5	3,62	3.808,24	-	-
9	306	"	5.67	1.735,0	4,31	1.318,86	-	-
10	42	"	1.58	66,4	0,823	34,57	-	-
11	700	"	0.98	686,0	1.04	728,00	-	-
12	350	"	3.00	1.050,0	1,84	644,00	-	-
13	700	"	0.51	357,0	0.36	252,00	-	-
14	100	"	1.80	-	-	-	16,50	1.650,00
15	100	"	1.10	110,0	0.74	74,00	-	-
16	200	"	0.55	110,0	1.04	208,00	-	-
17	280	"	2.45	686,0	4.38	1.226,40	-	-
18	21	"	1.23	25,8	2,27	47,67	-	-
19	612	"	0.15	91,8	S.V.	-	-	-
20	460	"	15.0	6.900,0	-	-	35,00	16.100,00
21	2	"	28.0	56,0	-	-	45,00	90,00
22	450	"	1.32	594,0	-	-	28,00	12.600,00
23	248	"	1.44	357,1	0.80	198,40	-	-

ITEM	CANTIDAD	UNIDAD	PESO EN KG.		PRECIO CIF US\$		PRECIO LOCAL SU-	
			UNITAR.	TOTAL	UNITAR.	TOTAL	UNITAR. CRES	TOTAL
24	124	c/u	0,31,	38.4	0.27	33.48	-	-
25	248	"	0.09	22,3	0.09	22,32	-	-
26	310	"	545,0	168:950;0	-	-	170;00	52.700,00
27	43	"	475.0	20.425,0	-	-	170,00	7.310,00
28	44	"	427.0	18.788,0	-	-	170,00	7.480,00
29	107	"	438,0	46.866,0	-	-	170,00	18.190,00
30	107	"	0.70	74,9	0,44	47.08	-	-
31	37.5	MTS3	2.200,0	82.500,0	-	-	350,00	13.125,00
32	72	MTS	0.72	51,8	-	-	5,20	374,40
33	420	"	0.31	130,2	-	-	4,30	1.806,00
34	447	c/u	2.10	938,7	"	-	48,00	21.456,00
35	41	"	4.00	164,0	-	-	16,50	676,50
36	41	"	2.95	120,9	1,94	79,54	-	-
37	28.8	Mts3	2.200.00	63.360,00	-	-	350,00	10.080,00
38	50	c/u	0.20	10,0	2.18	109,00	-	-
39	28	"	0.16	4,5	0.29	8,12	-	-
40	100	"	0.10	10.0	0.16	16.00	-	-
41	9	"	9.10	81,9	27.40	246,60	-	-
42	60	Mts3	0.30	18,0	115,000/100 kg.	20.70	-	-
43	1	c/u	318,0	318,0	2.040,00	2.040,00	-	-
44	1	"	175,0	175,0	760,00	760,00	-	-
45	1	"	3.550,0	3.550,0	3.060,00	3.060,00	-	-
46	36	"	14,50	522,0	30,00	1.080,00	-	-
47	6	"	0.04	0.24	0.80	4,80	-	-
48	6	2	0.04	0.24	0.70	4.20	-	-
49	6	"	0.04	0.24	0.70	4.20	-	-

ITEM	CANTIDAD	UNIDAD	PESO EN KG.		PRECIO CIF US\$		PRECIO LOCAL SU- GRES	
			UNITAR.	TOTAL	UNITAR.	TOTAL	UNITAR.	TOTAL
50	6	c/u	0.04	0.24	0.70	4.20	-	-
51	6	"	0.04	0.24	0.70	4.20	-	-
52	6	"	0.04	0.24	0.75	4.50	-	-
53	18	"	0.04	0.72	0.70	12.60	-	-
54	6	"	0.04	0.24	0.70	4.20	-	-
55	6	"	0.04	0.24	0.70	4.20	-	-
56	6	"	0.04	0.24	0.70	4.20	-	-
57	6	"	0.04	0.24	0.75	4.50	-	-
58	2.2	Mts3	2200	4.840.0	-	-	350,00	770,00
59	60	c/100	1.10	0.7	-	-	25,00c/100	15,00
60	0.8	c/m2	3.4	-	-	-	44,00	35,20
61	3	c/u	3.00	9.0	5.34	16,02	-	-
62	125	"	0.20	25,0	0.30	37,50	-	-
			454.052,72 KG					
T O T A L					\$ 64.013,56	S/ 164.458,10		

TOTAL CIF GUAYAQUIL, de material y equipo para
pedido al exterior US\$ 44.013,56
Al tipo oficial de cambio de S/ 18,18 por dólar,
será S/ 800.166,52.

TOTAL CIF GUAYAQUIL S/ 800.166,52

Pago de impuestos Consulares, arancelarios y más
gravámenes a la importación de estos materiales,
aproximadamente el 15% del Valor CIF. S/ 119.240,96
Costo del Material y equipos S/ 800.166,52

Costo de importación de materiales y equipo S/ 919.407,48
Costo de Material de compra local S/ 164.458,10

COSTO TOTAL DE MATERIAL Y EQUIPO S/ 1.083.865,58

PRESUPUESTO APROXIMADO DE MATERIALES Y EQUIPO PARA LA RED PRIMARIA, PARA LAS POBLACIONES DE PIFO, PUEMBO, TABABELA, YARUQUI, CHECA Y EL QUINCHE.-

- 6.600 Metros de línea trifásica, compuestas de conductores de cobre N° 6 AWG, aisladores tipo PIN similares a los usados en el tramo principal de línea, con sus respectivos soportes , postes y crucetas de madera también similares a los usados en el Proyecto, tensores con cable de 3/8" al precio de S/ 30.000,00 por km. S/ 198.000,00

- 15 Torres para transformadores, compuestas de :
 - 2 postes de madera,
 - 2 crucetas de madera.10 x .12 x 140 m.
 - 2 " " " " 15 o .20 x 2.00 m para bases de transformadores.
 - 3 protectores de sobretensión,
 - 3 portafusibles de alta tensión,(13.2 KV) cable, varilla, grapas para puesta a tierra ,
 - 3 conectores universales, conductor sólido y terminales de conexión.
 Al precio de S/ 5.800,00 por Torre. S/ 87.000,00

- 12 Transformadores trifásicos de 30 KVA de capacidad,60 ciclos, conexión triangulo-estrella, 13.800/208/120 voltios, con derivaciones (Taps) en el primario de ± 1 x 1.5 %; impedancia del 4%, sobreelevación de la temperatura de 55° C (sobre 30° C de temperatura ambiente).- el Transformador será tipo convencional, sumergido en aceite, autorefrigerado, para uso a la intemperie y para servicio continuo con la capacidad indicada, a 3000 m. de altura sobre el nivel del mar. Deberá ser equipado con los siguientes accesorios:
 - Indicador de nivel de aceite, llave para prueba de aceite, llave para conexión de prensa filtro, conector para puesta a tierra del tanque, ruedas para transporte similar a CAT. N° TR716132-30 de Line Material, precio unitario S/ 10.400,00 . . . S/ 124.800,00

3 Transformadores trifásicos, en todo igual al anterior, pero de 45 KVA de capacidad similar a CAT. N° TH 716132 - 45 de Line Material;
 Precio Unitario \$/ 12.000,00 \$/ 36.000,00

T O T A L \$/ 445.800,00

Los protectores de sobretensión serán similares a las especificaciones del Item 41 del cuadro N° 3.

Los portafusibles de alta tensión, para 13.8 KV, deberán ser en caja de porcelana, para 50 Amperios, completos, con tubo portafusibles, soporte para montaje en cruceta de madera.

Los tirafusibles serán, de acuerdo a las normas EEL - NEMA, de las siguientes capacidades:

Para Transformador de 45 KVA - Tirafusible de 6 A, Tipo K

Para Transformador de 30 KVA - Tirafusibles de 5 A, Tipo H con los cuales se logrará una protección para cargas comprendidas entre el 200 y 300 % de la carga nominal.-

PRESUPUESTO DE MANO DE OBRA

LINEA :

Parada de 397 postes de madera a.	\$ 170,00 c/u.\$	67.490,00
Colocación de 41 tensores a.	" 66,00 " "	2.706,00
Tendido de 27.100 metros de línea tri- fásica a..	" 1,20 c/m."	32.520,00
Colocación de 462 crucetas de madera a	" 34,00 c/u."	15.708,00
Colocación de 12 Jgos. de portafusibles	" 25,00 " "	300,00
Por 3 conexiones a tierra a..	" 100,00 " "	300,00
Instalación de dos reconectores au- tomáticos a..	" 140,00 " "	280,00
Limpieza de la servidumbre de paso en un ancho de 6 metros, y una longitud de 20.000 metros a..	" 0,50 c/m."	10.000,00
Excavación de 200 m ³ de tierra a..	" 8,00 c/m ³ "	16.000,00
Colocación de un transformador de 500 KVA en Pifo		<u>300,00</u>

TOTAL MANO DE OBRA \$ 145.604,00

PRESUPUESTO MANO DE OBRA

DERIVACIONES PRIMARIAS A LAS POBLACIONES DE PIFO; PUEMBO; TABABELA;
YARUQUI; CHECA Y EL QUINCHE.-

Parada de postes e instalación de 6,600 metros de línea trifásica a....	S/ 4,50 c/m. S/	29.700,00
Parada de 15 torres de transformación	"900,00 c/u. "	13.500,00
Colocación e instalación de 15 Transformadores a....	140,00 " "	2,100,00
15 Puestas a tierra, a...	100,00 " "	1.500,00
Colocación de 15 juegos de fusibles de alta tensión a...	25,00 " "	<u>375,00</u>
TOTAL MANO DE OBRA S/		<u>47.175,00</u>

PRESUPUESTO DE TRANSPORTE DE MATERIALES Y EQUIPO, Y OTROS GASTOS:

FLETES DE FERROCARRIL :

Sobre 45.000 Kg. de material y equipo fle-			
te Guayaquil Cumbayá a..	S/ 0.22 c/kg. S/		9.900,00
Sobre 415.000 Kg. de material de compra			
local, transporte Quito - Obra a..	0.05 " "		20.750,00
Arrastre hasta el sitio de colocación			
desde Cumbayá a....	0.02 " "		<u>9.200,00</u>
	TOTAL GASTOS DE TRANSPORTE	S/	<u>39.850,00</u>

INDEMNISACIONES :

Las indemnizaciones por paso de la línea por terrenos cultivados, en los cuales haya que desbanicar o simplemente instalar los soportes, se pagará a razón de S/ 2,00 por m²; se considera que no serán más de 5.000 m², los afectados;..

S/ 10.000,00

RESUMEN DEL PRESUPUESTO

1	Costo de Materiales y equipo de la línea . .	\$	1'083.865,58
2	Costo de Materiales y equipo de las redes primarias en altatensión a las poblaciones .	\$	445.800,00
3	Costo de la mano de obra en la línea	\$	145.604,00
4	Costo de la mano de obra en las redes primarias en altatensión a las poblaciones. . .	\$	47.175,00
5	Costo del transporte de materiales a la obra.	\$	39.850,00
6	Indemnizaciones	\$	10.000,00
			1'772.294,58
COSTO TOTAL		\$	1'772.294,58

Superintendencia, Ingeniería e imprevistos, 10%
 de Materiales y mano de obra \$ 146.124,42

COSTO INICIAL TOTAL DE LA OBRA \$ 1'918.419,00

Obtenido el costo inicial total de la obra, de \$ 1'918.419,00, observamos que el precio medio por kilómetro de línea, en el cual se incluye todo el equipo de transformación es de \$ 56.926,00 tomando en cuenta los 27.1 km. de línea misma y los 6.6 km. de la red primaria de distribución para las 6 poblaciones.-

Deduciendo el valor del equipo de transformación así como de su equipo asociado, como son protectores de sobretensión y fusibles, obtendremos el precio real de la línea por kilómetro que es de \$ 40.200,00, como promedio para las tres clases de conductores a utilizarse, precio éste que es muy aceptable de acuerdo al tipo de línea, pues para el voltaje de esta línea en tipos similares se aceptan valores hasta de \$ 50,000,00 por kilómetro como normales.-

Considerando que el capital se obtenga aún interés del 10%, el costo por kilovatio-hora transmitido, en función del costo inicial de la línea únicamente, se calculado así:

Interés anual	\$	135.439,43
Depreciación anual, para amortizar en 15 años		90.292,95
Valor de las pérdidas eléctricas....."		11.518,40
	\$	<u>237.250,78</u>

Con el factor de carga $P_c = 0.25$, tenemos :

1'248.300 kilovatios-hora anuales transmitidos, con lo cual el precio por kilovatio-hora transmitido será de:

$$\frac{237.250,78}{1'248.300} = \underline{\underline{\$ 0,19}}$$

Haciendo un cálculo aproximado sobre cual será el costo del Kilowatio-hora para la venta, podremos basarnos en que, para este tipo de línea y esta clase de servicio, el costo de la transmisión eléctrica representará aproximadamente el 25% del costo total de la energía en venta, es decir que el costo aproximado del Kilowatio-hora para la venta sería de \$ 0.76 .-

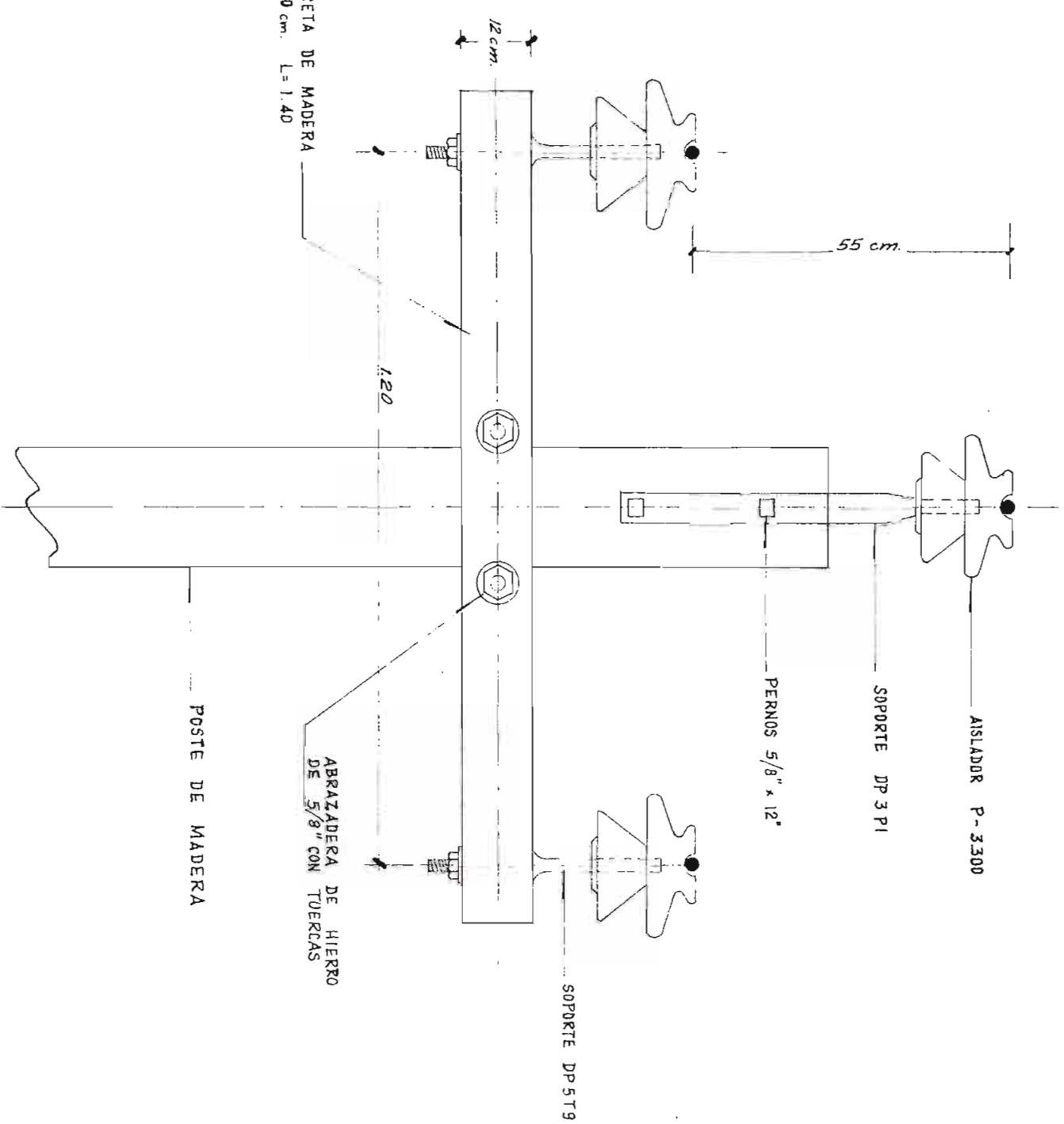
Si observamos que, en el capítulo I, cuadro N° 2, habíamos obtenido como promedio del valor del Kilowatio-hora, el de \$ 0.77, significa esto que la energía transmitida por nuestra líneas representa un medio económico de transporte, por cuanto el poblador rural dispondrá de un servicio continuo y seguro, a un precio no mayor que el que actualmente paga.

Naturalmente que, para determinar los valores del Kilowatio-hora en venta, será necesario, una vez que se realice el estudio de las redes de distribución de estas poblaciones, analizar y llevar a cabo un estudio de TARIFACION, que esté de acuerdo con la clase y cantidad de clientes.

Sin embargo se puede apreciar la conveniencia desde el aspecto económico y de servicio, para la instalación de esta línea de transmisión eléctrica.-

FIGURA 28

DETALLE DE MONTAJE DE LOS AISLADORES DE SOPORTE



ESCALA 1:10

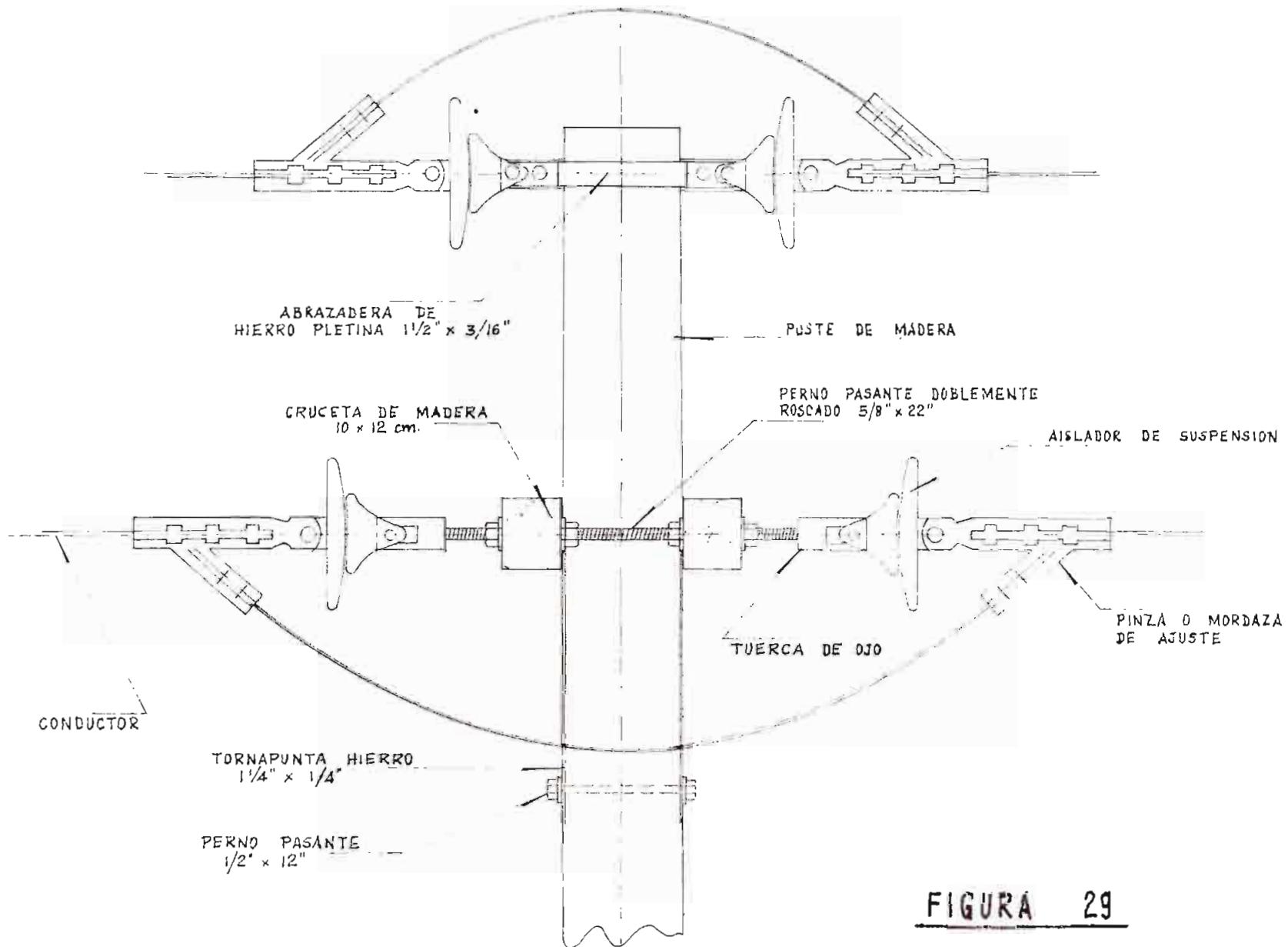


FIGURA 29

DETALLE DE MONTAJE DE LOS AISLADORES DE SUSPENSION

ESCALA 1:10

B I B L I O G R A F I A

<u>Nº</u>	<u>A U T O R</u>	<u>O B R A</u>	<u>LUGAR EDICION</u>	<u>AÑO</u>
1	Westinghouse	Transmission & Distribution	Penn. U.S.A	1.950
2	J. Morillo F.	ELECTROTECNIA	Madrid-España	1.960
3	L. María Checa	Lineas de Transporte Energía Electrica	Madrid-España	
4	Zoppeti	Redes Electricas	Madrid-España	
5	Knowlton	Manual Práctico del Ingenie- ro Electricista		
	COYNE	Electricidad Práctica Aplicada Méjico		1.951
	Electrotecnia	Chester L. Dawes		
	A E G	Manual de Electricidad	Alemania	1.956
	HUTTE	Manual del Ingeniero	España	

P O L I G R A F I A D O S

Cálculos de la Flecha, por el uso de la
tablas de MARTIN

por el profesor Ing. Vicente
Jácome.

A N E X O

El presente anexo se ha realizado con el propósito de rectificar algunos errores de escritura y de cálculo, a fin de evitar dudas que pudieran surgir posteriormente sobre la forma en que se ha realizado este trabajo.

Las correcciones son las siguientes:

Página 18 : En el renglón 19 dice " en donde se produce el efecto pelicular ", debe leerse " en donde se produce el efecto Corona ".

Página 36, CUADRO N° 6 : En el renglón cuarto del gráfico, primera columna dice " AL ", debe leerse " ACSL "

En el mismo renglón, columna 4 dice " 226.800 ", debe leerse " 266.800 ".

En la columna 9 del mismo renglón dice " 74.500 ", debe leerse " 58.500 ".

En las columnas 19 y 20 del mismo renglón dice " 14.900 " y " 119.100 " respectivamente, debe leerse " 11.600 " y " 115.800 " en su orden.

Página 38 : En el renglón 11 dice " 226,800 ", debe leerse ... " 266.800 ".

En el renglón 21 dice " 29 β, " debe leerse " 0.71 β ".

Página 48 : En el acápite " Protección de los transformadores contra descargas atmosféricas ", se establece la relación $\frac{R1}{X1} = 0.1$.

Es de observarse que esta relación es usada generalmente en líneas de transmisión de grandes transportes, en las cuales la resistencia R_1 es muy pequeña en relación a la reactancia, más en este trabajo como hemos observado que la Resistencia tiene valores casi iguales y en parte mayores que la Reactancia, esta relación no representa la verdadera realidad de nuestra línea y por lo tanto el voltaje máximo a tierra para cualquier falla en el sistema, nos dará seguramente un valor superior al 74% señalado por el gráfico N° 5.

Sin embargo, como tenemos un buen margen entre el valor medio cuadrático de 10.72 KV calculado y el valor nominal de 12.0 KV del Pararrayos escogido, se estima que este pararrayos sigue siendo el aconsejado para usarlo en este proyecto, puesto que se trata de un sistema en "Y" con neutro directo a tierra.

En esta misma página, en el antepenúltimo renglón dice " X_1 = Reactancia subtransitoria de secuencia positiva ", y debe leerse " X_1 = Reactancia de secuencia positiva "

Página 57 : El cálculo de las magnitudes en PU está errado, y por lo tanto debe efectuarse en la forma que a continuación se indica:

BASES ADOPTADAS : 750 KVA y 13.8 KV (no hay cambio)

$$\text{La Impedancia base es } Z_b = \frac{\text{KVb}^2 \times 1,000}{\text{KVA b.}} = \frac{13.8^2 \times 1,000}{750}$$

$$\underline{Z_b = 253 \text{ ohmios}}$$

GENERADOR G: Como el dato de $X'' = 13.5\%$ es la reactancia subtransitoria del generador en su propia base, debemos reducirla en función de las nuevas bases adoptadas, en función de la igualdad:

$$Z_{pu} = Z'_{pu} \times \frac{KVAb}{KVA'b} \times \frac{KV'b^2}{KVb^2}$$

Como los valores de KVb y $KV'b$ son los mismos, el tercer factor puede anularse, con lo que el valor de Z_{pu} del generador será:

$$Z_{pu. gen} = 13,5 \times \frac{750}{11.111} = 0,91\% = 0.0091 \text{ PU.}$$

e igualmente para el transformador:

$$Z_{pu. trans.} = 5,45 \times \frac{750}{11.111} = 5,45\%$$

como son dos transformadores en paralelo de impedancias iguales, la impedancia equivalente en PU será $Z_{pu} = 0.027 \text{ PU}$

Para los diferentes tramos de la línea, tenemos lo siguiente:

Tramo CUMBAYA - A:

La Impedancia base vale $Z_{base} = \frac{Z_{real}}{Z_{pu}}$

es decir que la impedancia en PU para cada tramo, será el cociente del valor real de resistencia o reactancia al de la Impedancia base, así:

$$R = \frac{2.08}{253} = 0.0082 \text{ PU} \quad X = \frac{3.14}{253} = 0.0124 \text{ PU}$$

Tramo A - B:

$$R = \frac{3.30}{253} = 0.0130 \text{ PU} \quad X = \frac{1.36}{253} = 0.0054 \text{ PU}$$

Tramo D - C:

$$R = \frac{1.29}{253} = 0.0051 \text{ PU} \quad X = \frac{0.45}{253} = 0.0018 \text{ PU}$$

Tramo C - D:

$$R = \frac{4.77}{253} = 0.0189 \text{ PU} \quad X = \frac{1.64}{253} = 0.0065 \text{ PU}$$

Tramo D - E:

$$R = \frac{6.26}{253} = 0.0248 \text{ PU} \quad X = \frac{2.16}{253} = 0.0085 \text{ PU}$$

Tramo E - F:

$$R = \frac{3.30}{253} = 0.0131 \text{ PU} \quad X = \frac{1.04}{253} = 0.0040 \text{ PU}$$

Tramo A - Pifo:

$$R = \frac{3.71}{253} = 0.0147 \text{ PU} \quad X = \frac{1.956}{253} = 0.0077 \text{ PU}$$

Tramo B - Puenbo:

$$R = \frac{2.54}{253} = 0.0100 \text{ PU} \quad X = \frac{0.875}{253} = 0.00346 \text{ PU}$$

Página 59:

Debe omitirse el párrafo de la parte inferior de la hoja, y dejar:

" Por lo tanto el diagrama de impedancias en PU será ":

(Ver diagramas N° 10 y 11 modificados)

Página 65:

FALLA EN 1 : En "Cálculo" debe cambiarse a:

$$Z_b = \sqrt{0.0747^2 + 0.0831^2} = \underline{0.112 \text{ PU}}$$

Página 66:

El cálculo de las corrientes de cortocircuito en los diferentes puntos debe cambiarse y realizarse en la siguiente forma:

La corriente de base es $I_b = \frac{KVAb}{\sqrt{3} \text{ KVb}} = \frac{750}{\sqrt{3} \cdot 13.8} = \underline{\underline{31.4 \text{ Amp.}}}$

El voltaje en PU en el sitio de falla es:

$$E_{pu} = \frac{E_{\text{real}}}{E_{\text{base}}} = \frac{13.2}{13.8} = \underline{0.957 \text{ PU}}$$

Luego la corriente de cortocircuito en PU vale:

$$I_{pu} = \frac{E_{pu}}{Z_{pu}} = \frac{0.957}{0.112} = 8.55 \text{ PU}$$

La corriente de cortocircuito será entonces:

$$I_{cc} = I_{pu} \times I_{\text{base}} = 8.55 \times 31.4 = \underline{\underline{278 \text{ Amperios}}}$$

Realizando en igual forma el cálculo de las corrientes de cortocircuito para los demás puntos de falla, se obtienen los siguientes resultados:

Falla en 2 : $Z_{pu} = 0.0995$, $I_{pu} = 9.62$, $I_{cc} = 302 \text{ Amperios}$

Falla en 3 : $Z_{pu} = 0.0995$, $I_{pu} = 9.62$, $I_{cc} = 302$ "

Falla en 4 : $Z_{pu} = 0.077$, $I_{pu} = 12.60$, $I_{cc} = 396$ "

Falla en 5 : $Z_{pu} = 0.077$, $I_{pu} = 12.60$, $I_{cc} = 396$ "

Falla en 6 : $Z_{pu} = 0.062$, $I_{pu} = 15.83$, $I_{cc} = 497$ "

Falla en 7 : $Z_{pu} = 0.062$, $I_{pu} = 15.83$, $I_{cc} = 497$ "

Falla en 8 : $Z_{pu} = 0.058$, $I_{pu} = 16.96$, $I_{cc} = 532$ "

<u>Falla en 9</u> :	Z pu = 0.058 ,	I pu = 16.96 ,	I cc = 532	Amperios
<u>Falla en 10</u> :	Z pu = 0.049 ,	I pu = 20.35 ,	Icc = 638	"
<u>Falla en 11</u> :	Z pu = 0.049 ,	I pu = 20.35 ,	I cc = 638	"
<u>Falla en 12</u> :	Z pu = 0.061 ,	I pu = 16.00 ,	I cc = 504	"
<u>Falla en 13</u> :	Z Pu = 0.061 ,	I pu = 16.00 ,	I cc = 504	"
<u>Falla en 14</u> :	Z pu = 0.065 ,	I pu = 15.10 ,	I cc = 475	"
<u>Falla en 15</u> :	Z pu = 0.0361 ,	I pu = 28.40 ,	I cc = 882	"

La corriente nominal normal permanece invariable.

Los cambios del cálculo de las corrientes de cortocircuito, corresponden además a las páginas 67, 68 y 69 .-

Página N° 70 : (Cuadro N° 8)

Como la corriente nominal normal ha se ha alterado, pero si los valores de la corriente de cortocircuito, se ha logrado mantener los mismos tipos de fusibles anotados en el cuadro N° 8, pero naturalmente con tiempos de fusión diferentes, existiendo únicamente un cambio, en la falla 13 , en la cual se ha pasado de 20 a 15 amperios la capacidad en tipo T, como se puede observar en el cuadro adjunto modificado.

Página 71 a 78 : En todas estas páginas se realiza una explicación de la forma en que operarán los diferentes elementos de protección contra fallas, ilustración que se hace en base de las corrientes de cortocircuito y tiempos de fusión obtenidos en el cuadro N° 8 no modificado. Como los valores de las corrientes de cortocircuito han variado así como también los tiempos de fusión de los fusibles al haber realizado la corrección en este anexo, se debe tener en cuenta que los valores reales de estos se hallan en el cuadro N° 8 modificado, aunque esto no quiera decir que la explicación realizada en las página en referencia quede nulitada.

=====

DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS EN PU CONSIDERANDO
LAS CARGAS DE FASE A TIERRA.

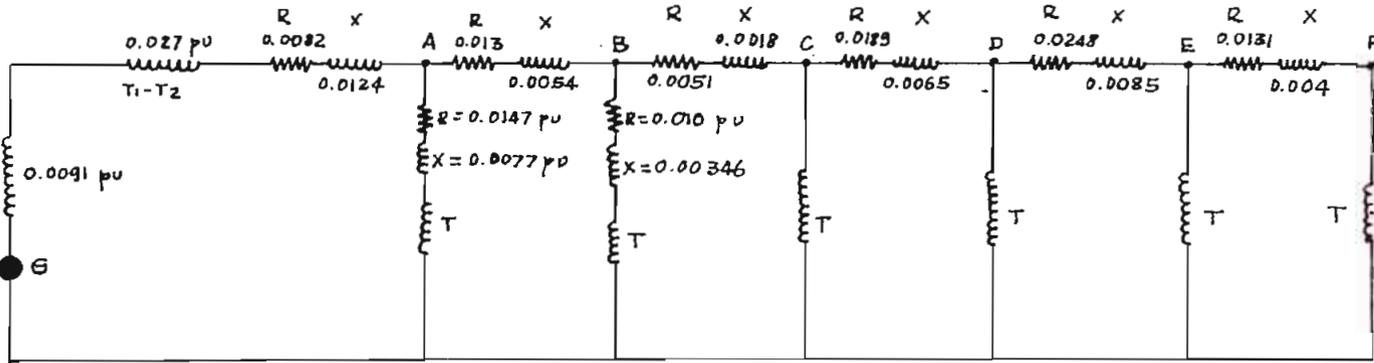
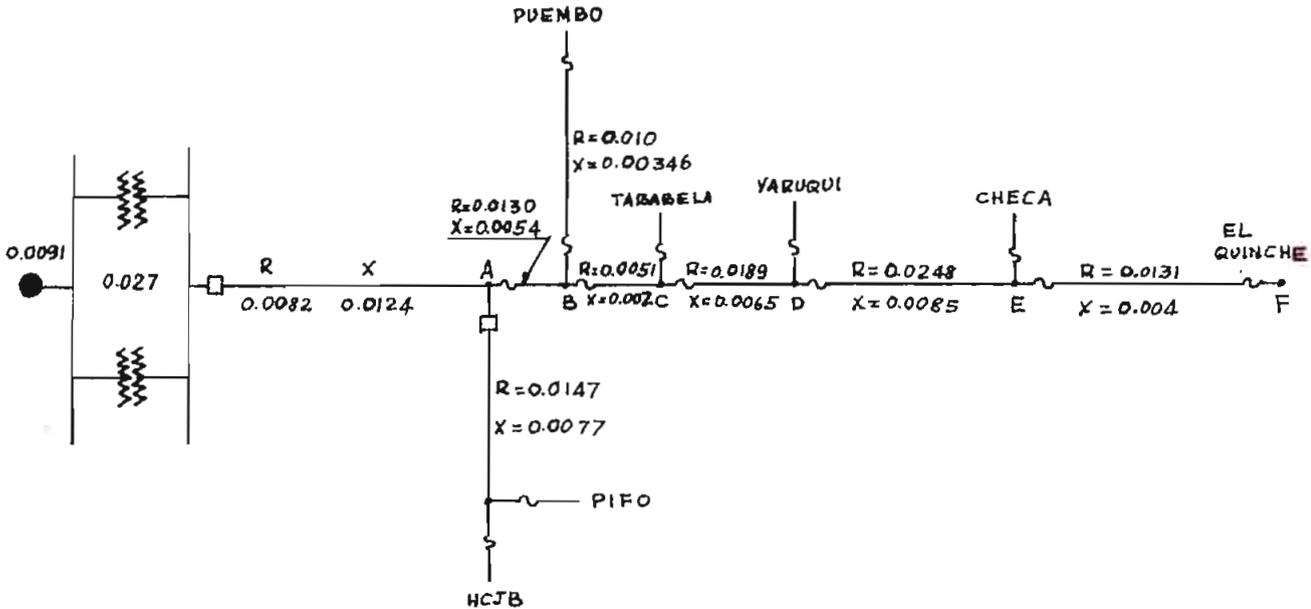


GRAFICO Nº 11

DIAGRAMA ELECTRICO UNIFILAR
DE IMPEDANCIAS EN PU.



CUADRO N° 8

PROTECCION DEL SISTEMA CONTRA FALLAS MEDIANTE SISTEMA SELECTIVO
 CARACTERISTICAS DE LOS FUSIBLES

PUNTO FALLA	SECTOR O TRAMO	IMPEDANCIA TOTAL	CORRIENTE NOM. NORMAL	CORRIENTE CORTOCIRC.	FUSIBLE: CAPACIDAD-TIPO	TIEMPO MAXIMO DE APERTURA		TIEMPO MINIMO DE FUSION		CODIGO
						seg.	AMP.	Seg.	AMP.	
		Z (pu)	I.	I _{cc} .		seg.	AMP.	Seg.	AMP.	L. M.
1	F - QUINCHE	0.112	6.57	278	8 - N	0.022	280			FL - II - N8
2	E - F	0.0995	8.73	302	10 - K	0.042	300	0.027	280	FL - II - K10
3	E - CHECA	0.0995	1.96	302	6 - T	0.017	300			FL - II - T6
4	D - E	0.077	12.50	396	15 - K	0.065	400	0.055	300	FL - II - K15
5	D - YARUQUI	0.077	3.66	396	6 - T	0.026	400			FL - II - T6
6	C - D	0.062	16.73	497	25 - K	0.100	500	0.090	400	FL - II - K25
7	C - TABABELA	0.062	1.23	497	6 - T	0.020	500			FL - II - T6
8	B - C	0.058	20.50	532	25 - T	0.230	535	0.170	500	FL - II - T25
9	B - PUEMBO	0.058	5.10	532	10 - T	0.042	535	0.026	475	FL - II - T10
10	A - B	0.049	27.00	638	40 - T	0.420	640	0.400	535	FL - II - T40
11	A - PIFO	0.049	34.00	638	* 50 - 3H					
12	HCTB	0.061	26.80	504	40 - K	0.210	500	0.140	500	FL - II - K40
13	PIFO	0.061	6.70	504	15 - T	0.110	500	0.070	500	FL - II - T15
14	PUEMBO	0.065	3.46	475	6 - T	0.020	475			FL - II - T6
15	CUMBAYA	0.036	62.80	882	* 100 - R					

* RECONECTADOR AUTOMATICO

MODIFICADA 70