

* DISEÑO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN Y CENTRAL RIO LLANDIA - TUNO *

TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO

DE INGENIERO EN LA ESPECIALIZACIÓN DE

" INGENIERIA ELÉCTRICA " DE LA

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL.

FABIO GALIANO YANEZ

OCTUBRE - 1.967 -

Quito - Ecuador

INDICE GENERAL

	Pág.
<u>CAPITULO I</u>	
1.- Descripción general del Proyecto.	1
2.- Estudio de la demanda.	2
<u>CAPITULO II</u>	
1.- Estudio de factibilidad.	9
<u>CAPITULO III</u>	
DETERMINACION DE LAS CARACTERISTICAS GENERALES DE LA LINEA	
1.- Selección de la tensión.	19
2.- Selección del conductor.	23
<u>CAPITULO IV</u>	
1.- Determinación del aislamiento.	39
2.- Protección de la línea.	
<u>CAPITULO V</u>	
1.- Cálculo de las tensiones y flechas del conductor e hilo de guardia	68
2.- Selección del vano económico	86
3.- Selección del tipo de estructuras	91
4.- Localización de las estructuras	99
5.- Diseño y cálculo de las estructuras	112
<u>CAPITULO VI</u>	
1.- Especificación de materiales	132
2.- Presupuesto	139

C A P I T U L O I

- 1- Descripción General del Proyecto
- 2- Estudio de la demanda.

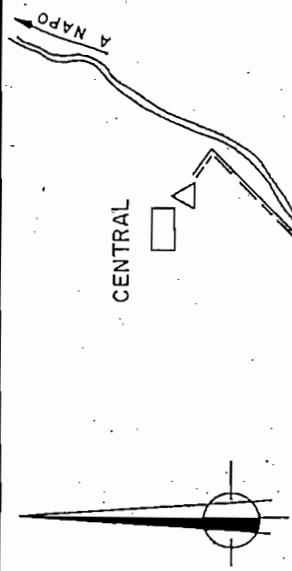
I N T R O D U C C I O N

El presente estudio tiene por objeto elaborar un anteproyecto de la línea de transmisión que unirá la Central del Río Llandia con la ciudad del Puyo; línea que servirá como parte del proyecto de Electrificación del Pastaza.

ZONA COMPRENDIDA.- El Proyecto de Electrificación del Cantón Pastaza comprende las poblaciones del Puyo, Mera, Fátima, Veracruz, Tarqui, Pastaza y Madre Tierra, cuya población total en 1.965 era de 6.900 habitantes.

DISPOSICION GENERAL DEL PROYECTO.- El proyecto de Electrificación del Cantón Pastaza contempla las siguientes obras: (fig. 1)

- a) Construcción de una central hidroeléctrica sobre el Río Llandia con una capacidad de 1.500 KW.
- b) Redes de distribución para todas las poblaciones mencionadas.
- c) Líneas de subtransmisión a 13,8 KV., cubriendo una longitud total de 50 Kms.
- d) Construcción de una línea de transmisión Central -Río



REFERENCIAS

LINEA DE TRANSMISION A 34.5 KV
13.8 KV.

CENTRAL HIDROELECTRICA
SUBESTACIONES

CARRETERO
CAPITAL DE PROVINCIA
POBLACIONES

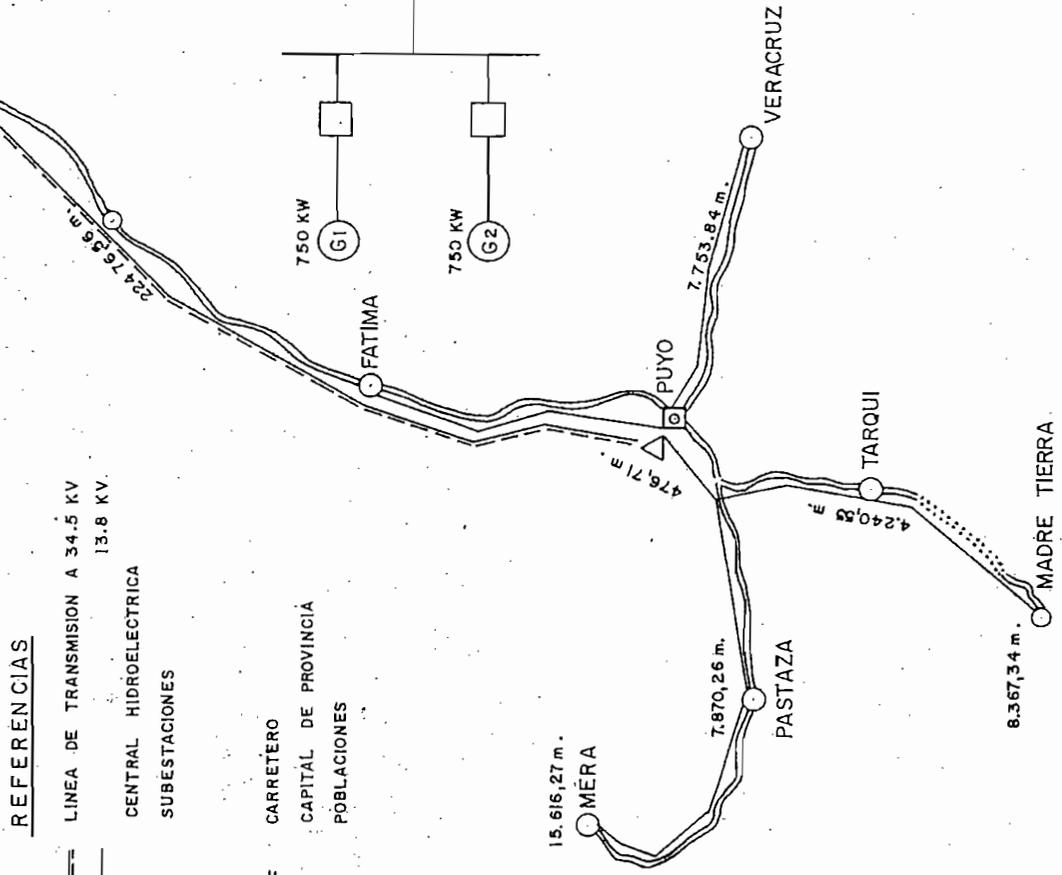
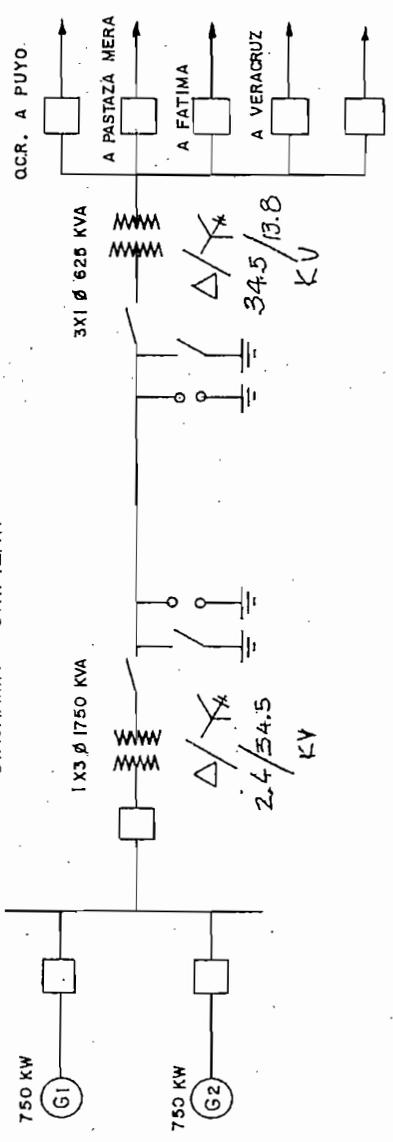


DIAGRAMA UNIFILAR



ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
 PROYECTO PUYO
 UBICACION DE LAS OBRAS
 Figura 1 Esc. 1:2000

Llandía - Puyo - con una longitud total de 22 Kms.

e) Contrucción de las subestaciones de elevación y reducción, localizadas en la Central y el Puyo respectivamente.

f) Para cubrir la demanda hasta el año 1.968 y hasta que económicamente justifique la operación de la Central Hidráulica, se prevee la instalación de un grupo diesel de 100 KW. ubicado en la ciudad del Puyo, y de grupos diesel en cada una de las poblaciones comprendidas en el Proyecto.

2.- ESTUDIO DE LA DEMANDA.-

A fin de facilitar el estudio de la demanda, nos hemos propuesto dividir a la zona en dos partes, esto de acuerdo a la concentración de la población, características socio-económicas, geográficas, etc.

Zona 1.- Población del Puyo

Zona 2.- Población de Madre Tierra, Fátima, Mera, Veracruz y Tarqui.

Zona 1.- Puyo.-

2.1) Capacidad Instalada.- Según el Censo Eléctrico de 1.962, la capacidad total instalada en el Puyo, era de 120 KW. Hasta 1.965 se han instalado industrias de pequeña capacidad (Ilrepsa, Licorera de Pastaza, y aserríos, etc.), dando un gran total de capacidad instalada de 140 KW.

Población.- Según el Censo Nacional en 1.965 la población en

Puyo era de 3.100 habitantes. Valor que nos permite obtener la capacidad instalada por habitante de:

$$\frac{140.000}{3.100} = 45 \text{ W/hb.}$$

2.2) Pronóstico de la Demanda.^{3.100}.- Para evaluar la demanda actual y futura hemos considerado lo siguiente:

a) Demanda Industrial.- De acuerdo a los datos proporcionados por la Junta Nacional de Planificación, se ha previsto instalar en los próximos 5 años, las siguientes industrias:

- Ingenio Azucarero - - - - - 200 KW.
- Canal Frigorífico - - - - - 60 KW.
- Industrias Pequeñas - - - - - 100 KW.

b) Demanda Residencial y Comercial.- El conocimiento de las características socioeconómicas de la población, nos han permitido estimar como demanda residencial un valor promedio de 30 W/hab.

Teniendo para los 3.100 habitantes una demanda residencial de: $3.100 \times 30 = 93.000 \text{ W} = 93 \text{ KW}$ para 1.965.

c) Demanda Comercial.- Existen pequeños almacenes comerciales y su demanda se ha considerado en un valor de 30 KW.

2.3) Demanda Coincidente.-

Demanda Industrial:

a) Ingenio Azucarero.- Puesto que funcionará las 24 ho-

ras del día, su demanda coincidente será:

$$200 \times 1 = 200 \text{ KW.}$$

b) Canal Frigorífico.- El factor de coincidencia para esta industria se ha estimado en 0,35, por tanto:

$$60 \times 0.35 = 20 \text{ KW. demanda coincidente}$$

c) Pequeñas Industrias.- Estas industrias tomarán energía del sistema a partir de 1.966 y se ha estimado una demanda coincidente de:

$$100 \times 0,3 = 30 \text{ KW.}$$

Demanda Residencial y Comercial.- Hemos asignado un factor de coincidencia de 0.92, que nos da una demanda coincidente de:

$$0.92 \times 130 = 120 \text{ KW.}$$

Los valores enunciados se encuentran considerados dentro de los cinco primeros años del estudio de la demanda que trata el Cuadro N° 1.

CRITERIO PARA EL INDICE DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE LA CIUDAD DE EL PUYO.

Según datos proporcionados por la Municipalidad desde el año 1.960 al 1.965, el crecimiento de la demanda, en porcentaje ha sido de 5%.

Según datos del Censo de Población, el índice de crecimiento de la población en los últimos años ha sido un porcen

taje del 4,5 %. Ver Gráfico A' , "INCREMENTO DE LA POBLACION Y DEMANDA". Cuando se disponga de un buen servicio eléctrico, tendremos necesariamente que considerar un aumento de la demanda de energía eléctrica, debido esto a: 1º) Industrias que tienen su planta propia, se conectarán al nuevo sistema; 2º) Aumento gradual del índice de consumo de la población, y 3º) Instalación de nuevas industrias

Lo anterior nos permite asimismo estimar un índice de crecimiento promedio para los 15 años próximos del 10%. El Cuadro No. 1 "Pronóstico de la Demanda", muestra el crecimiento de la población y el crecimiento de la demanda total para los próximos 15 años.

Zona 2.- Poblaciones de Madre Tierra, Fátima, Mera, Veracruz y Tarqui.-

Capacidad Instalada.- Estas poblaciones tienen en total una capacidad instalada de 160 KW (Censo de Electrificación de 1.962)

Hasta el año de 1.965 se han instalado pequeños grupos diesel - eléctricos, dando una capacidad total de 170 KW.

Población.- Según el Censo Nacional, las poblaciones de Mera, Fátima, Madre Tierra y Tarqui, para el año 1.965 tenían una población de 3.800 habitantes.

Pronóstico de la Demanda.- Debido a que en estas poblaciones la demanda de energía se

reduce a consumo residencial y en pequeña escala ~~y~~ comercial, hemos creído conveniente estimar una demanda promedio por habitante de 30 W. Con los 3.800 habitantes que contamos en 1.965 tenemos una demanda potencial en este año de 114 KW. La demanda coincidente con un factor = 0,95 será de 108 KW. Este valor se encuentra considerado en el Cuadro No. 1 "Estudio de la Demanda".

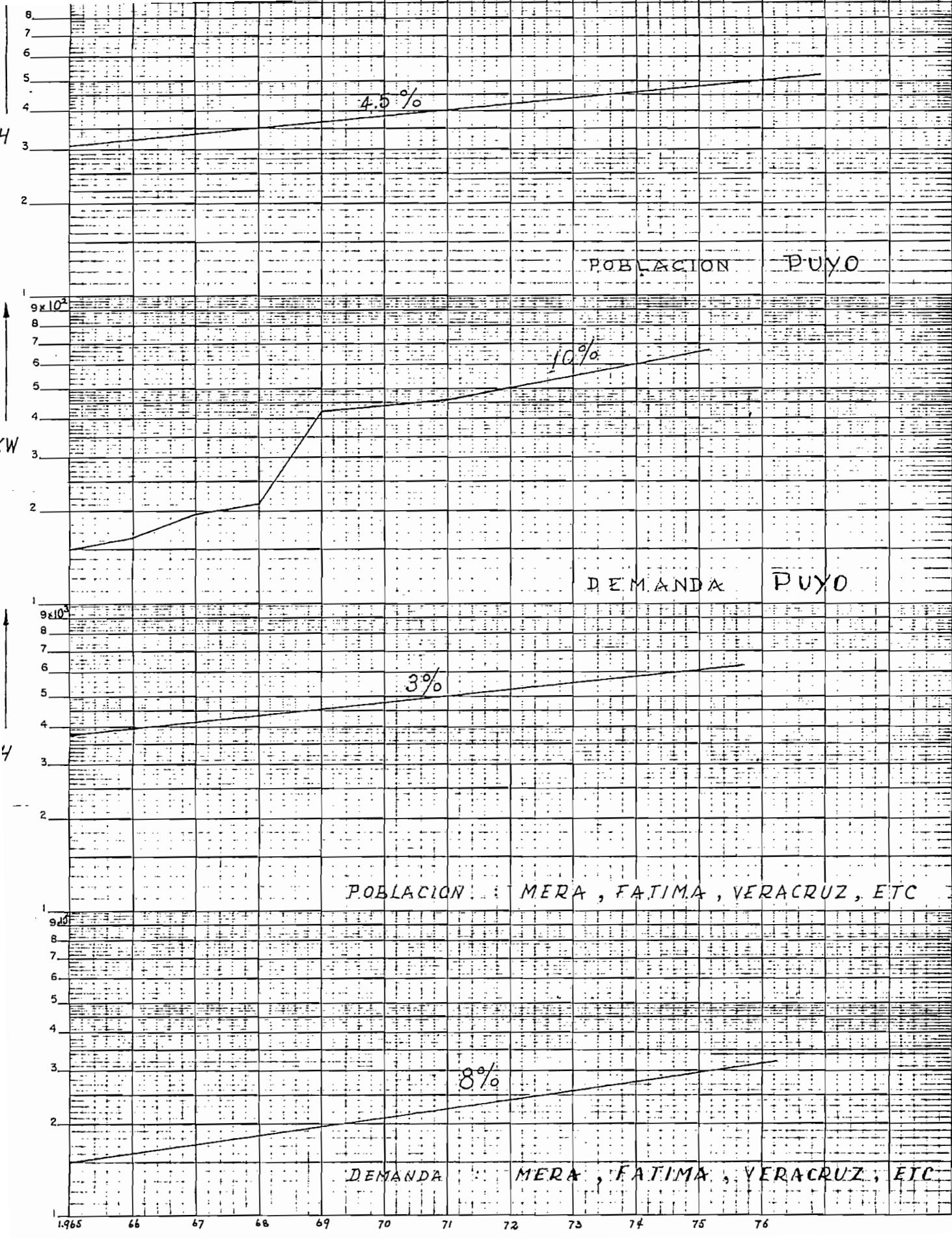
INDICE DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA.-

Para esta zona y dada su condición socio-económica inferior a la zona considerada para el Puyo hemos adoptado un índice promedio del crecimiento de la demanda para esta población de 7%.

CONCLUSIONES.-

El cuadro No. 1, "Estudio de la demanda", nos indica que si consideramos un período de diseño de 15 años, tendremos necesidad de una potencia en la Central Hidráulica de 1.500 KW.

Respecto a la capacidad de la central y en base a los estudios hidrológicos efectuados sobre el río Llandis se espera obtener (con obras de regulación) una potencia de 1.500 KW. Valor que nos servirá como dato de partida para el diseño del ante-proyecto que nos ocupa.



CAPITULO III

1.- ESTUDIO DE FACTIBILIDAD

C A P I T U L O I I

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD.-

Antes de entrar propiamente al diseño de las características generales de la línea, hemos efectuado un estudio de factibilidad del proyecto en general, para de esta manera justificar el proyecto de la línea de transmisión, objeto del presente estudio.

II-1.- ANALISIS ECONOMICO DEL PROYECTO.-

Descripción de las Obras:

- a) Construcción de Redes de Distribución para Todas las Poblaciones.
- b) Construcción de Líneas de Subtransmisión a 13.8 KV. cubriendo una longitud total de 50 Kms.
- c) Generación.- Equipamiento.- De acuerdo a la de-

manda de la zona, he

mos creído conveniente considerar la generación en dos etapas:

la. etapa: Según el Cuadro No. 1, en el año 1.968, la demanda del Puyo será de 210 KW, y la demanda de las restantes poblaciones será de 183 KW.

Esto nos permite considerar un equipamiento de la siguiente manera: Para el Puyo, la instalación de un grupo diesel e-

léctrico de 100 KW., el mismo que se acoplará en paralelo con la central hidráulica existente de 100 KW. Adicionalmente se constará con el grupo electrógeno de 20 KW. que dispone la población.- Es decir que dispondríamos de capacidad instalada total de 220 KW, capacidad que nos permite cubrir la demanda del Puyo hasta el año 1968 (Ver Cuadro No. 2).

Para las poblaciones de Fátima, Veracruz, Madre Tierra, Mera, Tarqui, y dado que la central hidroeléctrica entrará en funcionamiento en 1969, la demanda de estas poblaciones será cubierta hasta ese año, con grupos de capacidad apropiada instalados en cada una de estas poblaciones.

2a. etapa: Proyecto Llandia.- Para cubrir la demanda de la zona se ha proyectado instalar una central hidroeléctrica sobre el río Llandia, para lo cual el Instituto Ecuatoriano de Electrificación ha efectuado los estudios correspondientes. De acuerdo a estos estudios se espera obtener de la central una potencia final de 1.600 KW. Siendo su operación posible a partir del año 1969.

La potencia determinada nos permitirá cubrir la demanda de la zona por un período de 12 años 1969 - 1980 (Ver Cuadro No. 2).

Para análisis económicos y con la inversión que significará esta central hemos considerado la inversión que demanda la construcción de una línea de transmisión de 23 Kms. de longitud (Central río Llandia - Puyo) y la respectiva subestación de elevación y reducción.

I N V E R S I O N E S

En el Cuadro No. 4, se pueden apreciar las inversiones que representará el Proyecto del Río Llandia, y como lo expresamos anteriormente, dicho Proyecto entrará en funcionamiento a partir de 1969. Para el cálculo de las inversiones hemos considerado los siguientes valores unitarios:

1) GENERACION:

- a) HIDROELECTRICA \$/ 6.000/KV.
- b) DIESEL \$/ 3.300/KV.

2) SUBESTACIONES:

33/13.8 KV. \$/ 300/KVA.

3) LINEA DE TRANSMISION.- Para transmitir la potencia de la Central Río Llandia al Puyo, se necesita construir una línea a 34.5 KV., y puesto que esta línea irá con cable de protección se ha estimado un costo por kilómetro de \$/ 100.000

4) LINEAS DE SUBTRANSMISION:

Línea de 13.8 KV. \$/ 60.000/Km.

5) REDES DE DISTRIBUCION: Se ha estimado a \$/ 1.200 per abonado.

ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO LLANDIA

En el Cuadro No. 5, se ha realizado un estudio económico del Proyecto Llandia, proyecto como se ha manifestado anteriormente, entrará en funcionamiento a partir del año 1969.

Los costos de operación que signifique el Proyecto se han descompuesto de la siguiente manera:

a) Costos de Operación de equipo existente (a utilizar se en el Proyecto): Central Hidráulica y Central Diesel de 100 KW. cada una, Centrales que operarán para casos de emergencia.

b) Costos de Operación Proyecto Río Llandia, comprenden:

- 1.- Generación 1a. etapa 750 KW, 2a. etapa 750 KW.
- 2.- Subestaciones.
- 3.- Línea de Transmisión 34.5 KV 23 Kms. de longitud.
- 4.- Líneas de Subtransmisión 13.8 KV. 50 Kms. de longitud.
- 5.- Redes de Distribución.

CONCLUSIONES:

1°) Debido a la poca demanda que presenta la zona en el período 1966-1968, no se justifica económicamente la instalación de la Central hidráulica, sino a partir del año 1.969, por tanto será necesario que la demanda de la zona para el mencionado período, sea cubierta con grupos electrógenos instalados en cada una de las poblaciones que contempla el proyecto.

2°) Costo de la Energía.- Según el cuadro No. 5, para el período comprendido en los años 1969-1979, se ha obtenido un costo promedio de \$/ 0,873/Kwh, valor que puede considerarse aceptable, si tenemos en cuenta que el costo mínimo en la zona con grupos diesel es de \$/ 1/Kwh.

C A P I T U L O I I I

DETERMINACION DE LAS CARACTERISTICAS GENERALES DE LA LINEA

- 1.- SELECCION DE LA TENSION
- 2.- SELECCION DEL CONDUCTOR

CAPITULO III

DETERMINACION DE LAS CARACTERISTICAS GENERALES
DE LA LINEA DE TRANSMISION.-

- 1.- SELECCION DE LA TENSION
- 2.- SELECCION DEL CONDUCTOR.

1.- SELECCION PARA FIJAR LA TENSION MAS ECONOMICA.-

INTRODUCCION

La elección de la tensión, técnica y económicamente favorable para la transmisión de la energía eléctrica es, hoy en día, de suma importancia, teniendo en consideración que el precio que deben pagar los consumidores de energía sea lo más bajo posible y, por otro lado, las dificultades ^{de} que proporciona el capital relativamente alto, necesario para nuevas construcciones, hace necesario prestar especial atención a la solución económica de las instalaciones eléctricas.

Un factor muy importante es, en este caso, la elección de tensiones apropiadas.

Antes de abordar este problema, es conveniente fijar de una manera general las características de las líneas eléctricas, que pueden estar sujetas a variación, y que son:

- 1°) La tensión y la aislación.

- 2°) La sección y el material de los conductores.
- 3°) La protección contra sobretensiones.
- 4°) El Vano y clase de estructuras.
- 5°) El Trazado.

De estos 5 elementos, los dos primeros son de mucha importancia, pues con la determinación de la tensión y la sección y el material de los conductores, prácticamente están determinadas las características eléctricas y económicas de la línea.

Después de haberse fijado la tensión de servicio, la sección de los conductores, el aislamiento requerido y el trazado de la línea, un factor importante que debe tomarse en cuenta, es la selección del tipo de estructuras, puesto que su costo representa un gran porcentaje (30% aproximadamente) del costo total de la línea. La selección del tipo y clase de estructuras más convenientes será tratado posteriormente.

Elección de la Tensión.— La elección de la tensión, para líneas de transmisión, se ve influenciada por una serie de factores, a saber: la potencia a transmitirse, la longitud de la línea, la consideración de tensiones ya existentes, la valorización de las pérdidas, las normas vigentes a respetar, etc. Por estos motivos, es casi imposible indicar una solución de validez general. Solamente el medio satisfactorio para de-

terminar la tensión, es hacer un estudio completo de los costos iniciales y los costos de operación, considerando para el efecto, varias tensiones de transmisión y varios tamaños de conductores.

Para los propósitos de un estudio completo, normalmente, no hace falta escoger más de 3 tensiones, puesto que la determinación aproximada de la tensión, se la puede efectuar conociendo la potencia a transmitirse y la longitud de la línea.

Para una primera tentativa, podemos recurrir a la tabla que se indica a continuación; en esta tabla se muestra la potencia que puede ser transmitida, asumiendo para el efecto, varias tensiones y tamaños de conductores. (Esta tabla, está basada en 5% de regulación de voltaje, y un 5% como porcentaje máximo de pérdidas).

(Tabla de referencia: TRANSMISSION and DISTRIBUTION, REFERENCE BOOK DE LA WESTINGHOUSE, Pág. 7)

TABLA 3. VALORES ESTIMATIVOS DE LA CAPACIDAD DE CONDUCCION PARA LAS LINEAS DE TRANSMISION

TENSION	CAPACIDAD DE CONDUCCION EN KV, BASADA EN UNA REGULACION DEL 5% Y FACTOR DE CARGA 0.8			
	DISTANCIA EN MILLAS			
13.2 KV	5	10	15	20
Cond. ACSR				
1/0	1.000	500	333	250
2/0	1.200	600	400	300
4/0	1.600	800	416	400
33 KV	10	20	30	40
1/0	3.000	1.500	1.000	750
2/0	3.500	1.750	1.200	870
4/0	4.500	2.250	1.500	1150
66 KV	20	40	60	80
4/0	4.000	4.500	3.000	2.250
266.800	12.000	6.000	4.000	3.000
336.400	13.000	6.500	4.333	3.250

Para nuestro caso, en que se ha considerado una potencia de transmisión de 2.000 Kw., y una longitud de la línea de 22 Kms. (14 millas), parece que la tensión de 33 KV, y el conduc-

ta No. 1/0 AWG ACSR, son los valores más convenientes.

Posteriormente, estos valores serán comprobados cuando estudiemos la selección del conductor más económico.

DETERMINACION DE LA SECCION ECONOMICA DE LOS CONDUCTORES.

El costo anual de explotación de una línea de transmisión se puede expresar como la suma de tres términos, a saber:

- 1.- Interés anual a aplicar sobre el valor de la inversión que no depende de la sección del conductor.
- 2.- Interés anual a aplicar sobre el valor de la inversión que depende de la sección del conductor.

La inversión que depende de la sección del conductor está constituida por el costo del conductor mismo y otros elementos que dependen en menor grado de la sección del conductor como son los soportes y su montaje, dado que los fines perseguidos no requieren una gran exactitud se considerará que de la sección del conductor sólo depende el costo del conductor mismo.

- 3.- Costo de las pérdidas anuales.

De esta manera se puede escribir:

$$C = \frac{i \cdot K_0}{100} + \frac{i \cdot K_s}{100} + C_e \cdot \Delta E \quad (1)$$

donde:

i = Tasa anual en por ciento a aplicar sobre las inversiones en concepto de interés del capital, mantenimiento y depreciación.

K_0 = Inversión total que no depende de la sección del conductor. Incluye soportes, aisladores, accesorios, circuito de tierra y montaje.

K_s = Inversión total para el conductor la cual, siendo C_c el precio de la unidad de peso; L la longitud de la línea en metros; S , la sección transversal en mm^2 ; w , el peso específico en Kg/mm^2 y 3 el número de fases, resulta:

$$K_s = 3 \cdot L \cdot S \cdot w \cdot C_c \quad (2)$$

C_e = Costo de generación de la energía, en unidad monetaria $\$/\text{kwh}$

ΔE = Pérdidas de energía anuales, siendo T_e el tiempo equivalente en horas, I_m la corriente eficaz a plena carga en amps; ρ , la resistencia específica en $\text{ohm mm}^2/\text{Km}$. y 3 el No. de fases.

$$E = 3 \cdot T_e \cdot I_m^2 \cdot L \cdot \frac{\rho \cdot 1}{S} \cdot \frac{1}{1000} \quad (3)$$

Reemplazando (2) y (3) en la (1) resulta:

$$C = iK_0/100 + 3 \cdot i \cdot L \cdot S \cdot w \cdot C_c/100 + 3 \cdot C_e \cdot T_e \cdot I_m^2 \cdot \frac{L}{S} \cdot \rho/1000$$

Representada gráficamente esta ecuación en función de la sección del conductor resulta una curva que tiene un mínimo.

El valor de S que hace mínimos los costos anuales, se determina de la siguiente manera:

$$\frac{dC}{ds} = \frac{3 \cdot i \cdot L \cdot w \cdot C_c}{100} - \frac{3 \cdot C_c \cdot T_e \cdot I_m^2 \cdot L \cdot \rho}{1000 \text{ S}^2} = 0$$

de donde:

$$i \cdot w \cdot C_c = \frac{C_c \cdot T_e \cdot I_m^2 \cdot \rho}{10 \text{ S}^2} \quad (4)$$

Resolviendo con respecto a S

$$S = 0.316 I_m \sqrt{\frac{C_c \cdot T_e \cdot \rho}{i \cdot w \cdot C_c}} \quad (5)$$

o bien:

$$S = 0,182 \frac{P}{U_L \cos \rho} \sqrt{\frac{C_c \cdot T_e \cdot \rho}{i \cdot w \cdot C_c}} \quad (6)$$

Donde: P = Potencia en kw; Y U_L = Voltaje de línea $\frac{KV}{\sqrt{3}}$

SECCION ECONOMICA.-

De la fórmula (5) se puede obtener la siguiente relación:

$$d = \frac{I_m}{S} = 3,16 \sqrt{\frac{i \cdot w \cdot C_c}{C_c \cdot T_e \cdot \rho}} \quad (7)$$

Esta fórmula da la densidad económica de corriente y puede ser utilizada en lugar de la (6) si ya se conoce I_m .

Los valores de sección que se obtengan con las fórmulas (6) o (7) no pretenden ser más que una guía y deben ser controlados posteriormente considerando pérdidas por corona, re-

gulación de tensión, capacidad de transmisión de corriente, y tensión mecánica.

SIMPLIFICACIÓN DE LA FÓRMULA DE DENSIDAD ECONÓMICA PARA LOS

CONDUCTORES MAS COMUNES

W cobre	=	8.89 Kg/dm ³ o Kg/m.mm ²
W aleación de aluminio	=	2.75 " " "
W aluminio	=	2.703 " " "
W ACSR (Sal/Sac = 6)	=	3,46 " " "
ρ cobre	=	18.8 ρhm mm ² /Km."
ρ aleación de aluminio	=	33,2 " " "
ρ aluminio	=	28.6 " " "
ρ ACSR (Sal/Sac = 6)	=	37.3 " " "

RESUMEN DE SIMBOLOS

- S = Sección económica, en mm²
- P = Potencia máxima absorbida por la carga, en KV.
- U = Tensión de transmisión, en KV
- C_e = Costo de generación de la energía, en unidad monetaria, adoptada \$ / KWh.
- ρ = Resistividad, en Ohm. mm²/Km.
- i = Tasa anual porcentual a aplicar sobre las inversiones para tener en cuenta el interés del capital, mantenimiento y depreciación. Como base, a falta de otros datos se puede tomar Interés =

- = 6%. Depreciación = 2,5 %, mantenimiento = 1,5%,
total $i = 6\% + 3\% + 1.5\% = 10,5\%$.
- $w =$ Peso específico del conductor, en Kg/dm³ o
Kg/km.mm².
- $C_c =$ Costo unitario del conductor, en unidad moneta-
ria adoptada \$/Kg. Se pueden tomar en cuenta o-
tros costos del conductor incrementando este factor
en algún porcentaje a fijar.
- $T_e =$ Tiempo equivalente, en horas. Se define el tie-
po equivalente como aquella cantidad de horas hi-
potéticas en las que, si circulara la corriente
correspondiente a la potencia máxima de la carga,
las pérdidas producidas en la línea serían igua-
les a las pérdidas anuales de transmisión.
Es decir:

$$I_m^2 \cdot R \cdot T_e = \left(\sum_0^{8760} I^2 \Delta t \right) \cdot R$$

Este T_e puede obtenerse en función del factor de
carga de los diagramas que figuran en KNOWLTON
"Manual Standard" pág. 1442, en MARCELIC "Líneas
y Redes Eléctricas" pág. 16; o con la fórmula:

$$T_e = (9 + 0,8459 fc)^2$$

donde:

f_c = factor de carga en porciento.

Resultan las siguientes fórmulas:

$$\text{Cobre : } d = 2.17 \sqrt{\frac{i \cdot C_c}{C_e \cdot T_e}}$$

$$\text{Aleación de aluminio : } d = 0.910 \sqrt{\frac{i \cdot C_c}{C_e \cdot T_e}}$$

$$\text{Aluminio: } d = 0.970 \sqrt{\frac{i \cdot C_c}{C_e \cdot T_e}}$$

$$\text{ACSE (S AL. /Sac.)} = 6 \quad ; \quad d = 0.964 \sqrt{\frac{i \cdot C_c}{C_e \cdot T_e}}$$

CALCULO DEL CONDUCTOR MAS ECONOMICO.

Como quedó establecido, para el cálculo del conductor más económico, se escoge un margen de tensiones normalizados y aplicando la fórmula de la densidad económica de la corriente, obtendremos la sección económica del conductor. Antes de entrar propiamente al este cálculo, vale la pena hacer un breve estudio del material del conductor a utilizarse, para lo cual, hemos efectuado una comparación de las principales características de 3 clases de material; cobre, aleación de aluminio y aluminio - acero.

Comparación de las características generales de los conductores de cobre, de aleación de aluminio y de aluminio-acero.

Características	Cobre	AASC (5005)	ACSR (6/1)
-----------------	-------	----------------	---------------

		Cobre	AASC	ACSR
1	Conductividad	97	53,5	52,5
2	Resistencia específica en Ω . mm ² /km.	18.8	38.2	37.3
3	Coefficiente de expansión lineal por °C x 10 ⁻⁶	16.9	28	19.1
4	Modulo de elasticidad final, Kg/mm ²	12.000	8450	8.000
5	Sección en A.W.G.	1/0	2/0	2/0
6	Resistencia a la rotura Kg/mm ²	41	31	35
7	Peso en Kg/km.	384	214	272
8	Precio por kg, incluido accesorios (Suores)	32	18	15
9	Precio por Km. de con- ductor incluido acceso- rios (suores)	12.300	3.850	4.000

Del cuadro anterior, se puede deducir lo siguiente:

Si comparamos el precio de los conductores de cobre, frente al precio que significa los conductores de Aleación y aluminio-acero, observaremos que la aplicación de estos últimos, conducen a una economía considerable. Siendo la diferencia nítida entre los costos de los conductores de aleación de aluminio y conductores de aluminio -acero.

Por tanto, para la selección final, entre estos dos

conductores, será necesario hacer ciertas consideraciones adicionales.

Si bien en este estudio, no se trata de comparar detalladamente las características de flechas y tracción, ya que dependen de muchas relaciones complejas de los parámetros de diseño del conductor y de la línea, el efecto de los cuales sólo puede evaluarse correctamente estudiando cada caso por separado. Pero la relación resistencia mecánica/peso, sirve para comparar las características de flechas de conductores del mismo diámetro que sean enteramente de aluminio. Esto es posible por la similitud de su módulo de elasticidad y el Coeficiente de expansión lineal. A mayor relación, mejores son las características de flecha. Para nuestro caso, tenemos:

a) Resistencia mecánica/peso - conductor de aleación de aluminio:

$$\frac{31}{214} \frac{\text{kg/mm}^2}{\text{kg/km.}} = \frac{31 \text{ kg/10}^6 \text{m}^2}{214 \text{ kg/10}^3 \text{ m}} = 0,144 \times 10^{-3} \text{ m}$$

b) Resistencia mecánica/peso - conductor ACSR

$$\frac{35}{272} \frac{\text{kg/10}^6 \text{m}^2}{\text{kg/10}^3 \text{ m}} = 0,128 \times 10^{-3} \text{ m.}$$

Es decir, que para el presente estudio, el conductor de aleación de aluminio, tiene una relación resistencia/peso de 11% mayor que el conductor de aluminio-acero; sin embargo, su flecha puede ser mayor en tramos cortos si hay grandes diferencias de temperatura, aunque se apliquen los mismos límites de

tracción a ambos tipos de conductores.

Por las características topográficas de la zona, la línea en su recorrido tendrá vanos cortos, por tanto, la aplicación de conductores de aleación de aluminio conducirá a flechas mayores, con el agravante de disponer de estructuras más altas o vanos más cortos para mantener una misma distancia al suelo.

Por las razones anotadas, hemos escogido como ideales los conductores de aluminio-acero 7 hilos, relación de secciones: $S_{Al}/S_{Ac} = 6$.

Capacidad de la Línea. - Si bien, en el 2o. Capítulo - "estudio de factibilidad", se consideraba para el proyecto, una potencia fija de 1.500 KW, se ha previsto para la línea, una capacidad de conducción de 2.000 KW, esto por considerar la posibilidad de obtener en un futuro 500 KW adicionales. (Ref. : "aumento de la capacidad "Planta Río Llandia. - Informe del Dpto. Ing. Civil de INECEL, Junio 1964).

A continuación se indican los valores a aplicarse para la selección del conductor:

Capacidad de la línea	:	2.000 KW
Factor de carga	:	0,4
Conductor Aluminio-Acero	:	ACSR
Relación aluminio-Acero:	6/1	
Costo de la energía en Planta		
Río Llandia \$ /KWH		\$0,3

Costo de conductores a

aplicar (\$ /kg) : $C_c = 11.88$

Régimen económico a aplicar:

Interés del capital	6%
Mantenimiento	2%
Depreciación	<u>4%</u>
SUMAN	12% = i

VOLTAJES A CONSIDERAR

1a. Alternativa: 22 KV.

cálculo de la densidad económica.

$$d = 0,964 \sqrt{\frac{I \cdot C_c}{C_c \cdot T_e}}$$

$$T_e = (9 + 0,845 F_c)^2 = (9 + 0,8459 \times 40)^2 = 1835h.$$

$$d = 0,964 \sqrt{\frac{12 \times 11,88}{0,3 \times 1835}} = 0,849 \text{ A/mm}^2$$

La sección económica para esta alternativa, será:

$$d = \frac{I}{S} \quad (\text{Amp/mm}^2)$$

$$S = \frac{I}{d} = \frac{65,68}{0,489} = 134, \text{ mm}^2$$

Elegimos para la comparación, conductores de Aluminio-Acero, de relación de secciones = 6

<u>Calibre</u>	<u>Clave</u>	<u>Sección</u>
300.000 M.C.M.	OSTRICH	176,7 mm ²
266.800 M.C.M.	Partridge	157,2 mm ²
4/0 AWG	Penguin	125,1 mm ²

La comparación económica de estos conductores se ha hecho en la planilla No. 1, en la cual se observa que la caída de tensión está dentro de los valores 5,22% y 7,69%.

Para esta alternativa - 22KV, el conductor más económico es el 4/0 AWG, aunque su caída de tensión es un poco elevada 7,69%.

SEGUNDA ALTERNATIVA - VOLTAJE : 33 KV.-

$$\text{Valor de la corriente : } I = \frac{2.000}{\sqrt{3} \times 33 \times 0,8} = 43,8 \text{ Amperios.}$$

$$\text{Sección económica} = \frac{I}{d} = \frac{43,8}{0,489} = 92 \text{ mm}^2 \text{ (ACSR)}$$

Para la comparación, escogemos los siguientes conductores de Aluminio-Acero, de relación de sección = 6 ;

<u>Calibre</u>	<u>Clave</u>	<u>Sección</u>
4/0 AWG	Penguin	124,1 mm ²
3/0 AWG	Pigeon	99,23 mm ²
2/0 AWG	Quail	76,64 mm ²
1/0 AWG	Raven	62,38 mm ²

En La planilla No. 1, se puede observar la comparación económica de los conductores, para el voltaje 33 KV: Dentro de este estudio el conductor más económico es el 3/0 AWG.

TERCERA ALTERNATIVA - VOLTAJE : 44 KV.-

Cálculo de la corriente:

$$I = \frac{2.000}{1.73 \times 44 \times 0,8} = \frac{2.000}{610} = 32,8$$

Cálculo de la sección económica:

$$S = \frac{I}{d} = \frac{32,8}{0,48} = 67,4 \text{ mm}^2$$

Elegimos para la comparación económica, los siguientes conductores de Aluminio - Acero de relación de secciones = 6.

<u>Calibre</u>	<u>Clave</u>	<u>Sección</u>
2/0 AWG	Quail	78,64 mm ²
1/0 AWG	Raven	62,38mm ²
1 AWG	Robin	49,48 mm ²
2 AWG	Sparrow	39,22 mm ²

En la Planilla No. 1, se encuentra realizado el estudio comparativo para la tensión de 44 KV, y para este voltaje el conductor más económico el 2/0 AWG "Quail" con una caída de tensión de 2%.

CONCLUSIONES PARA LA SELECCION FINAL DE LA TENSION Y CONDUCTOR MAS ECONOMICO.

Para la selección final de la tensión y conductor más

económico, nos referiremos a la planilla No. 1, planilla que nos permite obtener las siguientes conclusiones:

1°) Selección de la Tensión.- Efectuando el estudio comparativo de costo, observaremos que las tensiones de 33 o 44 KV, son económicamente aplicables, obteniéndose para la tensión de 33 KV y conductor Aluminio - acero No. 1/o AWG, una menor inversión del capital(1'091.000); y obteniéndose para el mismo voltaje pero con el conductor aluminio - acero No. 3/o AWG, un costo de operación anual menor (\$ 180.600). Lo anterior nos está indicando la conveniencia de adoptar la tensión de 33 KV.

2°.- Selección del Conductor.- De la misma planilla No. 1, y tomando en consideración la tensión de 33 KV, podemos observar que el conductor aluminio-acero No. 3/o AWG, representa respecto a los otros conductores, una menor costo de operación anual (\$ 180.600); sin embargo, si relacionamos a este conductor con el conductor No. 2/o AWG, observaremos que la diferencia por costo de operación anual es mínima (\$181.000- \$ 180.600 = \$ 400), que representará para el período de diseño considerado (20 años) un ahorro de \$ 8.000; en cambio si relacionamos con la inversión del capital que representa el conductor 3/o AWG frente al 2/o AWG, observaremos que la adopción de este último significa un ahorro de \$ 1'207.000- 1'141-.000 = \$ 66.000.

Respecto a los valores obtenidos de caída de tensión y pérdidas de potencia, observaremos que para cualquiera de las dos

alternativas (3/o AWG o 2/o AWG), los valores son aceptables.

Por otra parte, debemos tomar en cuenta la importancia que tiene la sección del conductor, para el cálculo mecánico de las estructuras, puesto que las dimensiones de éstas y su costo, vienen determinados por las diferentes hipótesis de carga, a saber: carga horizontal debido a presión del viento sobre conductores, tiro de los conductores debido a ángulo, tiro debido a retura de los conductores etc., valores que están relacionados en proporción directa con la sección del conductor. Es decir, que para una tensión específica (Kg/mm²) un conductor de mayor sección (mm²) tendrá un esfuerzo de trabajo (en kg) mayor, característica ésta, interesante para líneas de ^{vamos} ~~varias~~ largos, pero que en el presente estudio, no se tiene; por tanto dentro del aspecto mecánico, el conductor No. 2/o frente al conductor 3/o AWG, ofrece características más interesantes para su aplicación.

Las deducciones anteriores nos están indicando la conveniencia de utilizar el conductor de aluminio Acero, de relación de secciones 6/1, No. 2/o AWG, 7 hilos, por su mejor comportamiento frente a los aspectos técnico-económicos, analizados anteriormente.

CALCULO DE LA SECCION ECONOMICA DEL CONDUCTOR

$f_e = 0,4$; $T_e = 1.835$ h

CAIDA DE TENSION

PERDIDAS

Tensión Nominal (KV)	Corriente máxima	Long. LINEA Kms.	Sección	Peso 3 fases Kg.	Resist a 50°C (por fase)	Potencia 3 I ² R KW	Energía (KW x T _e)	% KW	X Reactancia	IX	IR	V
22	65,68	25	336.400 300.000	51.100 45.950	4,760 5,3137	61,60 68,78	113.000 126.210	3,085 3,43	10,50 10,61	688,00 696,00	316,0 349,0	5,22 5,47
			266.800 4/0 3/0	40,905 32,437 22,600	5,98 9,20 9,93	77,41 119,00 129,00	142,047 218,365 238,000	3,87 5,95 6,45	10,75 12,552 13,15	706,12 824,48 865,00	392,8 604,3 650,0	5,80 7,69 8,50
33	43,8	25	300.000 266.800	45,950 40,905	5,41 5,93	30,60 34,50	56,500 62,300	1,53 1,725	10,61 10,75	467,00 471,00	232 262,0	1,60 2,355
			4/0 3/0 2/0	32,437 25,900 20,400	9,20 11,22 13,90	53,00 64,70 80,00	97,250 118,800 146,800	2,65 3,236 4,000	12,55 13,15 13,60	560,00 576,00 592,00	403,0 492,0 610,0	3,41 3,88 4,42
44	32,8	25	1/0 4/0 3/0 2/0	16,200 32,47 25,900 20,400	17,40 9,2 11,22 13,90	100,00 29,00 36,0 46,3	183,500 53,300 66,400	6,00 1,45 1,8	13,70 12,55 13,15	600,00 410,00 430,0	763,0 298,0 370,0	5,07 1,27 1,91
44	32,8	25	1/0 2	12,810 10,200	21,40 26,38	71,2 87,6	106,100 130,700 160,800	2,895 3,56 4,38	13,82 13,98 13,98	454,0 487,0 457,0	570,0 700,0 860,0	2,862 3,29 4,06

PLANILLA No. 1 (Continuación)

VOL.	SECCION	COSTO CONDUCT \$	COSTO TRANSF. \$	COSTO INTERRUP. \$	COSTO PARARR. \$	COSTO AISLADOR \$	COSTO TOTAL \$	INTERESES + AMORT (12%) PERDID. \$	COSTO OPER. \$
22	336.400	606.000	480.000	180.000	13.000	120.000	1'399.000	167.000	201.000
	300.000	545.000	480.000	180.000	13.000	120.000	1'338.000	160.000	197.800
	266.800	486.000	480.000	180.000	13.000	120.000	1'279.000	153.000	195.700
	4/0	382.000	480.000	180.000	13.000	120.000	1'175.000	141.000	206.000
	3/0	308.000	480.000	180.000	13.000	120.000	1'101.000	132.000	203.000
33	300.000	545.000	500.000	200.000	19.000	180.000	1'444.000	174.000	191.000
	266.800	486.000	500.000	200.000	19.000	180.000	1'385.000	166.000	185.000
	4/0	382.000	500.000	200.000	19.000	180.000	1'281.000	154.000	183.200
	3/0	398.000	500.000	200.000	19.000	180.000	1'207.000	145.000	180.600
	2/0	242.000	500.000	200.000	19.000	180.000	1'141.000	137.000	181.000
44	1/0	192.000	500.000	200.000	19.000	180.000	1'091.000	131.000	185.000
	4/0	382.000	560.000	250.000	30.000	240.000	1'462.000	176.000	192.000
	3/0	308.000	560.000	250.000	30.000	240.000	1'388.000	167.000	187.000
	2/0	242.000	560.000	250.000	30.000	240.000	1'322.000	160.000	185.500
	1/0	192.000	560.000	250.000	30.000	240.000	1'272.000	153.000	184.820
44	1	152.000	560.000	250.000	30.000	240.000	1'232.000	148.000	188.000
	2	121.000	560.000	250.000	30.000	240.000	1'201.000	144.000	192.200

CAPITULO IV

- 1.- DETERMINACION DEL ACOMIENSO
- 2.- PROTECCION DE LA LINEA

CAPITULO IV

- 1.-) DETERMINACION DEL AISLAMIENTO
- 2.-) PROTECCION DE LA LINEA.

1.-) DETERMINACION DEL AISLAMIENTO Y PROTECCION DE LA LINEA

El presente Capítulo tiene por objeto determinar el nivel de aislamiento que tendrá la línea, así como determinar el sistema de protección a emplearse en la línea contra descargas atmosféricas.

La línea en su recorrido, atravesará zonas que están expuestas a descargar atmosféricas frecuentes. El Instituto Meteorológico tiene registrado en el año de 1.965, 50 descargas, valor de los más altos que tiene el país. La línea en su punto más elevado tiene la altura de 1.300 metros.

AISLACION DE LA LINEA.-

Para la determinacion del aislamiento de la línea se ha tomado en cuenta los siguientes requerimientos:

- I) Sobrevoltaje de origen interno:
 - a) Sobrevoltajes producidos por maniobra de interruptores.

b) Sobrevoltajes producidos a la frecuencia de servicio.

II) Sobrevoltajes de origen externo:

Sobrevoltajes producidos por descargas atmosféricas.

A los requerimientos anotados se ha añadido la influencia de las condiciones ambientales de la zona en que está ubicada la línea y que son: disminución de la densidad del aire y la contaminación atmosférica debido a la presencia de neblinas.

INFLUENCIA DE LA DENSIDAD DEL AIRE

La línea en su punto más alto, tiene la altura de 1300 metros sobre el nivel del mar. La temperatura media registrada es de 25° centígrados.

Debido a la disminución de la rigidez dieléctrica del aire, con el aumento de la altura, ha sido menester aumentar la aislación en su factor que depende únicamente de la densidad del aire "d".

El valor de la densidad del aire se determina mediante la siguiente fórmula:

$$d = \frac{3.92 \times b}{273 \times t}$$

b = presión barométrica de la zona, en cm. Hg.

t = temperatura del ambiente, °C.

La presión barométrica se obtiene con la siguiente expresión:

$$\log b = 1,76 - \frac{h}{18336}$$

h = altura en metros = 1.300

b = 65 cm Hg.

t = 25° C.

$$d = \frac{3.92 \times 65}{273 + 25} = 0,85$$

$$\text{Factor de altitud} = \frac{1}{d} \approx \frac{1}{0,85} = 1,18$$

CONTAMINACION ATMOSFERICA

La línea atravieza una zona de frecuentes neblinas, una solución efectiva para prevenir de problemas que puedan suscitarse en la línea por la presencia de estas neblinas es aumentar la distancia de fuga de la superficie de la cadena de aisladores.

La distancia de fuga requerida para la cadena de aisladores varía de acuerdo con la clase de contaminación de la zona que atravieza la línea. Por ejemplo las Normas Alemanas, dividen a la zona contaminada en cuatro categorías, a las que señala una distancia de fuga por KV de voltaje nominal.

Area	MINIMA DISTANCIA DE FUGA
	Por cada KV nominal (cm/KV)
Tierras cultivadas y bosques	1,7 - 2,0
Pequeñas contaminación pero donde las neblinas son frecuentes	2,2 - 2,5
Zonas industriales con extrema contaminación	2,7 - 3,2
Zonas de condiciones nocivas	3,8 - 4,5

Para nuestro caso, en que línea pasa por una zona de pequeña contaminación, pero donde las neblinas son frecuentes, se ha escogido una distancia de fuga de 2,2 cm/KV.

Es necesario además tomar en cuenta el factor de altitud calculado, ya que debido a la disminución de la densidad del aire con la altura, se requiere una mayor distancia de fuga para el mismo voltaje nominal.

Considerando estos factores: se requiere una distancia de fuga de:

$$2,2 \text{ cm/KV} \times 33 \text{ KV} = 72,5 \text{ cm.}$$

$$72,5 \times \text{factor de altitud} = 72,5 \times 1,18 = 85,5 \text{ cm.}$$

1) SOBREVOLTAJES DE ORIGEN INTERNO

a) Sobrevoltajes producidos por maniobra de interrupto-

res.-

El criterio general a seguir para este caso, se basa en la determinación de un nivel mínimo de aislación para resistir estos voltajes.

Este nivel se expresa en términos de una onda de impulso normalizada (Según normas de I.E.B.U.: $1,5 \times 40 \mu\text{seg}$) y su valor se determina mediante el empleo de una serie de factores, que toman en cuenta las condiciones más desfavorables en que se puede presentar este sobrevoltaje.

FACTORES QUE DETERMINAN EL NIVEL MÍNIMO DE AISLAMIENTO FRENTE A SOBREVOLTAJES PRODUCIDOS POR MANIOBRA DE INTERRUPTORES.-

1.- VOLTAJE MÁXIMO DE SERVICIO.-

Debido a la sobreexcitación de los generadores, cambios de taps de los transformadores, etc. se puede producir un aumento de voltaje sobre su valor nominal. Se ha estimado este voltaje máximo en 1,40 veces el voltaje nominal.

2.- SOBREVOLTAJE DE MANIOBRA

El valor del sobrevoltaje producido por la maniobra de interruptores depende de las conexiones de condición del neutro del sistema. Para nuestro caso, en que el neutro estará conectado efectivamente a tierra se ha considerado que el voltaje transiente producido por maniobras de interruptores tendrá un valor máximo no mayor de 3 veces el del voltaje máximo de servicio entre fase y neutro.

3.- RAZON ENTRE VOLTAJE DE IMPULSO Y DE MANIOBRA.

Para expresar una onda transiente de desconexión en una onda de impulso equivalente, la experiencia realizada en los últimos años recomienda considerar el factor 1,15.

4.- FACTOR DE PRUEBA.

Corresponde a la diferencia entre la tensión de conterminamiento crítico de prueba (critical flashover) y la tensión mínima a la cual se produce el conterminamiento. Un valor recomendado de este factor es 1,15.

5.- FACTOR DE ALTITUD.

Considera la disminución de la rigidez dieléctrica (factor tratado anteriormente) = 1,18.

6.- FACTOR DE CONTAMINACION.-

Considera la relación que existe entre el voltaje de descarga para una atmósfera y superficie libre de contaminación, con el voltaje de descarga para atmósfera y superficie contaminada.

El valor recomendado para atmósfera de escasa contaminación es 1,05.

7.- FACTOR DE SEGURIDAD.-

Se recomiendan valores que varían entre 1 y 1,25. Hemos escogido el de 1,15.

En consecuencia, el nivel mínimo de la aislación frente a sobre voltajes producido por maniobra de interruptor será:

1 - Voltaje nominal	1,00
2 - Voltaje máximo de servicio	1,10
3 - Sobrevoltaje de maniobra	3,00
4 - Razón entre voltaje de impulso y de maniobra	1,15
5 - Factor de Prueba	1,15
6 - Factor de Altitud	1,18
7 - Factor de contaminación	1,05
8 - Factor de seguridad	1,15
9 - Voltaje a tierra	0,78
10 - Voltaje máximo	1,41

Multiplicando todos estos factores se tiene un factor total de 5,10, lo que nos permite obtener un nivel de aislación para ondas, de impulso de $= 33 \times 5,10 = 170 \text{ KV}$.

b) Sobrevoltajes producidos a la frecuencia de servicio

Estos sobrevoltajes son producidos por fallas en el sistema (por ejemplo falla a tierra de una fase) o por cambio brusco de carga.

El criterio general para este requerimiento de aislación, se basa en la determinación de un nivel mínimo de aislamiento que indica el voltaje que debe resistir la aislación sin descargas, en las peores condiciones de trabajo, a baja frecuencia y bajo lluvia. Su valor se determina mediante el empleo de una serie de factores aplicables al voltaje nominal; estos factores toman en cuenta las condiciones más desfavorables del sobre-voltaje.

FACTORES QUE INFLUYEN EN LA DETERMINACION DEL NIVEL MINIMO DE AISLAMIENTO FRENTE A SOBREVOLTAJES PRODUCIDOS A LA FRECUENCIA DE SERVICIO DE LA RED.

Se ha considerado los siguientes factores:

- 1.- Voltaje máximo de servicio; el valor que ^erecomendamos igual 1,10

2.- Sobrevoltaje por falla a tierra.

El voltaje máximo de línea a tierra, producido por una falla en el sistema, puede ser determinado tomando en cuenta las características eléctricas del sistema, el tipo de falla, etc. Una buena guía para la determinación de este voltaje es recurriendo a la figura (A), del *Transmission and distribution* de la Westinghouse.

Para nuestro caso, se consideró la relación de la resistencia de secuencia cero, R_0 , a la reactancia de secuencia positiva, X_1 , igual a 1.

Y la relación de reactancia de secuencia cero X_0 , a la reactancia de secuencia positiva igual 3.

Con estos valores y de acuerdo a la fig. (A) tenemos un voltaje máximo de línea a tierra del 75% del voltaje nominal.

3.- Factor de prueba: El recomendado anteriormente = 1,15

4.- Factor de contaminación, se recomienda 1,05

5.- Factor de altitud = 1,18 (calculado)

6.- Factor de seguridad = se recomienda el de 1,50

Por tanto el nivel mínimo de aislamiento frente a sobrevoltajes producidos a la frecuencia de servicio será :

VOLTAGE MAXIMO DE FASE A TIERRA PARA UN SISTEMA DE NEUTRO CONECTADO A TIERRA

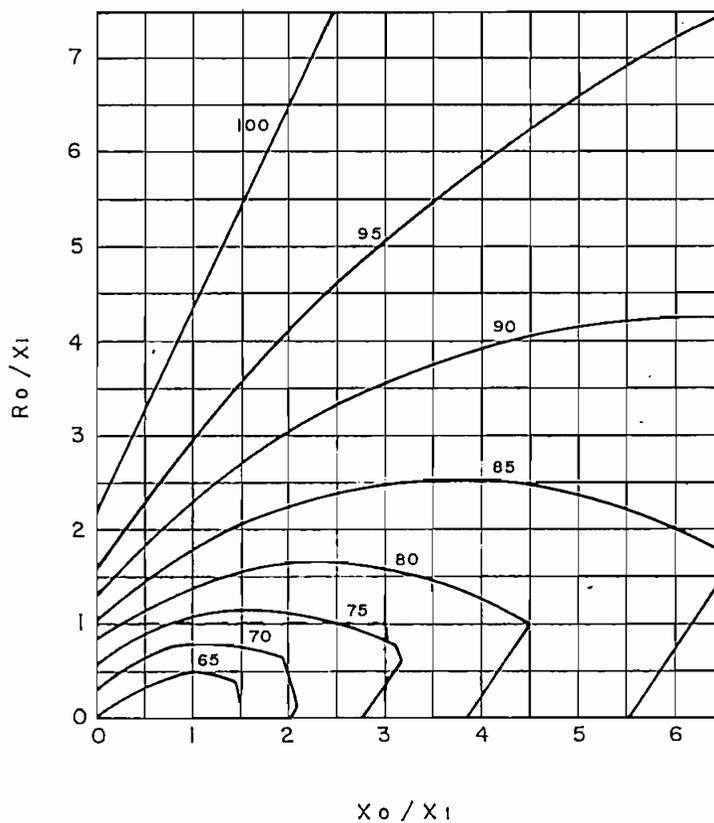


Fig. A''

1 - Voltaje nominal	1,0
2 - Voltaje máximo de servicio	1,1
3 - Sobrevoltaje por falla a tierra	1,28
4 - Factor de prueba	1,15
5 - Factor de altitud	1,18
6 - Factor de contaminación	1,05
7 - Factor de seguridad	1,50
8 - Voltaje a tierra	0,58

Multiplicando todos estos factores tendremos un factor total de 2,30

Nivel de aislación para descargar bajo lluvia a baja frecuencia: $33 \times \text{Fact. Total} = 33 \times 2,30 = 76,0 \text{ KV.}$

II) SOBREVOLTAJES DE ORIGEN EXTERNO

Como se mencionó al comienzo de este capítulo la línea atraviesa una zona de frecuentes descargas atmosféricas, (50 descargas al año). Por tanto será necesario dotar a la línea de un sistema adecuado de protección. Experiencias en algunos países han demostrado que el empleo de cables colocados sobre los conductores de fase garantizan una buena protección contra los golpes directos de los rayos.

En las últimas décadas las opiniones sobre la forma y extensión de la zona de protección del hilo de guardia han

sufrido múltiples variaciones. Mediante mejores elementos de exploración y métodos de investigación se ha hecho posible la estimación más exacta de la acción protectora que coincide bien con la experiencia práctica, presentando una base precisa para la configuración de la zona de protección del hilo de guardia.

El costo que significa la instalación del hilo guardia no solamente involucra el costo del hilo, sino que la relación con los costos que significan los accesorios, resistencia de puesta a tierra y el refuerzo adicional del soporte. De este modo se determina cómo se debe prever la protección por hilo de guardia considerando la parte financiera si se toma en cuenta, tal como han demostrado los muchos casos de la práctica, que un golpe del rayo puede parar por mucho tiempo la instalación y a parte de los costos de reparación y pérdida financiera por falta de disponibilidad de la instalación se llega a la conclusión de que la protección eficaz debe ser tal, que garantice el mayor grado de seguridad contra sobretensiones atmosféricas.

FACTORES DE DISEÑO PARA HILOS DE GUARDIA:

Los principios fundamentales de diseño basado en la teoría de golpes directos de rayos son:

1°) Hilo de guardia con resistencia mecánica suficiente para dar protección adecuada de los golpes directos de rayos. Para nuestro caso hemos escogido cables de acero galvanizado

de 7 hilos, 5/6" de diámetro, grado "Alta resistencia" de acuerdo a los valores ASTM, valores suficientes para cumplir con este requerimiento.

2°) Mantener una distancia adecuada del conductor al soporte, para así obtener una aislación efectiva. Este requerimiento será tratado posteriormente cuando determinemos el aislamiento final de la línea.

3°) Mantener una separación adecuada el hilo de guardia con respecto a los conductores, especialmente en el medio vano. Asimismo este requerimiento será tratado posteriormente cuando tratemos del diseño mecánico de la línea.

4°) Ángulo de protección. - De acuerdo a varias experiencias realizadas en líneas, se recomienda disponer el cable de protección de tal manera que forme un ángulo mínimo de 30° con los conductores de fase.

Determinación del Aislamiento para Sobrevoltajes de Origen Externo.-

Cuando un rayo cae sobre el hilo de guardia o directamente sobre la estructura, se produce un sobrevoltaje debido al arco de retorno entre el conductor y la parte metálica del soporte. Este sobrevoltaje que causa la sollicitación de la aislación puede superar el valor del nivel de impulso de la cadena de aisladores, produciéndose contorneamiento.

Como punto de partida para este criterio, es necesario aceptar para la línea en cuestión, un cierto número de perturba-

baciones anuales, ocasionados por sobrevoltajes de origen atmosférico.

Con este número de perturbaciones y en base a las condiciones atmosféricas de la zona, es posible determinar el valor mínimo de la corriente del rayo que no producirá perturbación en la aislación.

El sobrevoltaje producido por la caída de un rayo depende del valor de la corriente del rayo y del valor de la resistencia de puesto a tierra del soporte. La cadena de aisladores debe tener un número tal de unidades que su nivel de aislación contra ondas de impulso (1,5 x 40 microsegundos) sea igual o superior a dicho sobrevoltaje.

NÚMERO DE PERTURBACIONES ANUALES.-

Este número depende entre otros de la importancia de la línea, de factores constructivos (número de circuitos) y de las medidas tomadas para despejar la falla.

Al respecto, la línea que nos ocupa, está destinada a transmitir en un solo circuito desde la Central del Río Llandia al Puyo, en este caso una falla en la línea dejaría sin alimentación a todas las poblaciones, comprendidas en el sistema: Puyo, Madre Tierra, Fátima, Veracruz, etc., por tanto es necesario prever un número mínimo de fallas.

En base a lo anterior, se ha aceptado dos fallas al año, ocasionado por los rayos en los 22 Kms. en que la línea llevará hilo de guardia.

CONDICIONES ATMOSFERICAS DE LA LÍNEA .-

Se ha considerado, en base a los datos obtenidos en el Instituto Meteorológico Nacional, un nivel isocerámico (número de días en el año en que se producen tormentas con descargas atmosféricas) igual a 50.

De acuerdo a estudios hechos en los últimos años en distintas partes del mundo se recurre al número de rayos anuales sobre 100 Kms. de línea, en lugar del nivel isocerámico como índice para determinar el funcionamiento de una línea frente al efecto de los rayos.

Para la determinación del número de rayos anuales sobre 100 Kms. de línea, tomáremos como referencia la experiencia realizada en los EE. UU.

Criterio de N.R.-

- N¹ = 100 rayos por 100 millas, para nivel isocerámico 30.
- N = 100 rayos por 100 Kms. al año, para nivel isocerámico 50.

DEFINICIONES DE LA CORRIENTE MÍNIMA DEL R. VO.-

El rayo puede caer en varios puntos de la línea mientras que el sobrevoltaje que produce depende de la ubicación de la caída del rayo.

Se puede suponer que la mitad de los rayos se concentran cerca de la estructura y la otra mitad en medio del trazo.- Por lo tanto el número de interrupciones debida a sobretensio-

nes atmosféricas en el soporte y por 100 Kms. de línea será;
(de acuerdo a "Lightning protection of overhead transmission lines in U.S.A.R.")

$$N_1 = \frac{1}{2} N (V_1 + V_2) K (\alpha)$$

V_1 = Probabilidad de rayos que excedan el nivel de aislamiento de la línea en el medio vano.

V_2 = Probabilidad de rayos que excedan el nivel de aislamiento de la línea en la estructura.

K = Probabilidad de conversión del impulso a un arco en la cadena de aisladores.

N = Número de rayos anuales sobre 100 Kms. de línea.

Los rayos que caen en la mitad del tramo son menos peligrosos que los que caen junto a la estructura, puesto que las corrientes se distribuyen entre los soportes adyacentes y en algunos casos su valor puede llegar a ser la mitad de la que se produce al caer los rayos junto a las estructuras. Bajo estas consideraciones, los sobrevoltajes producidos no son suficientes para sobrepasar el nivel de impulso de la aislación, y si la distancia entre el hilo de guardia y los conductores (en el medio vano) es suficiente, tampoco se producirá una descarga entre ellos.

Para el cálculo de la probabilidad de fallas de la línea se considerará únicamente los rayos caídos cerca del soporte, o sea:

$$V_2 = 0$$

Por tanto, en la fórmula:

$$N_1 = 1/2 N V_1 K (E)$$

$$V_1 = \frac{2 N_1}{N K}$$

Fórmula que representa la probabilidad de rayos que excedan al nivel del impulso de la aislación de la línea.

Para nuestro caso tenemos:

$$N_1 = \text{Número de fallas por 100 Kms. de línea} = 9$$

$$N = \text{Número de rayos anuales por 100 Kms. de línea} \\ = 104$$

$$K = 0,7$$

Si expresamos en porcentaje V_1 tendremos:

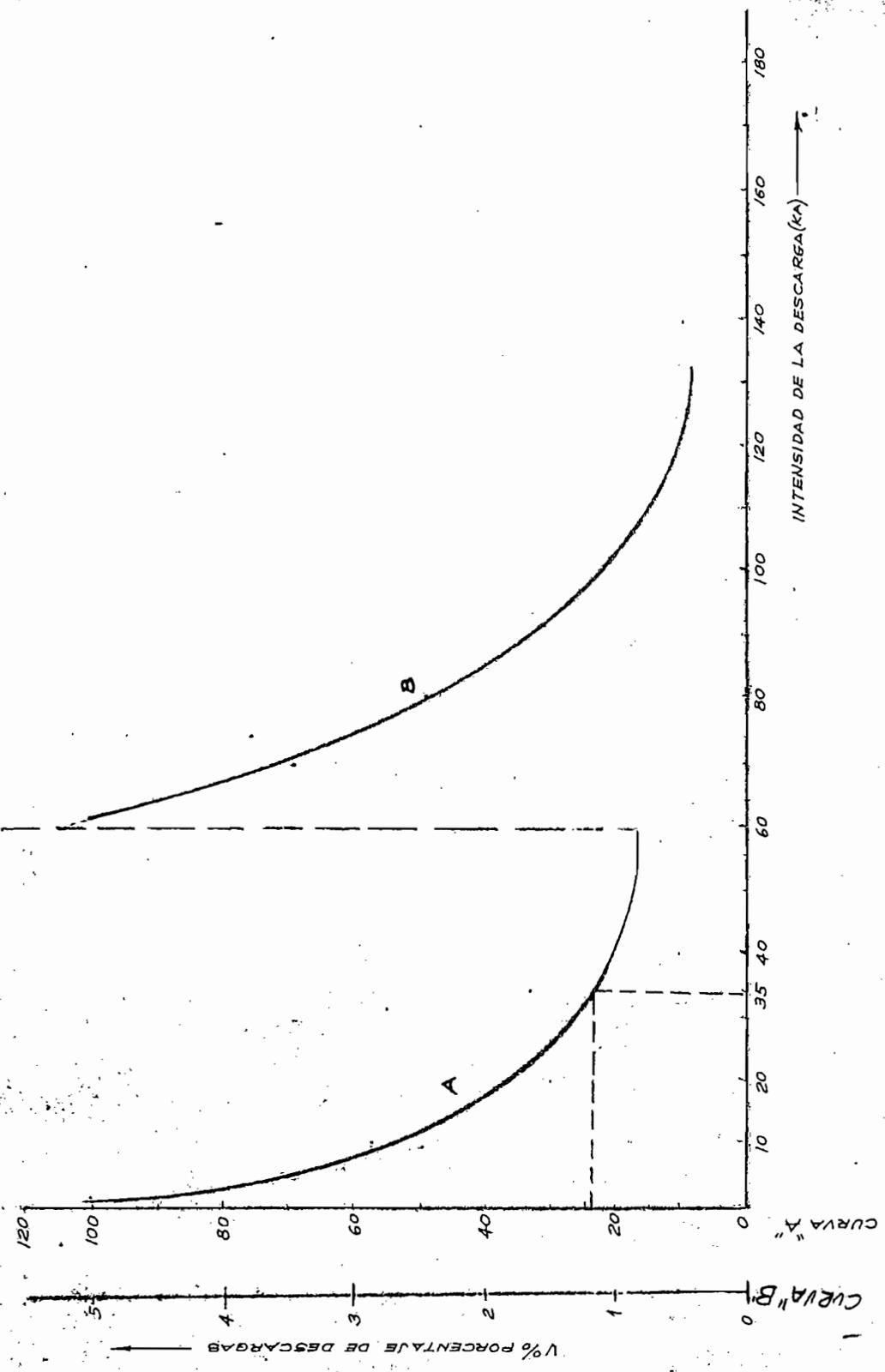
$$V_1\% = \frac{2 N_1 \times 100 \%}{N.K}$$

Reemplazando los valores tenemos:

$$V_1 \% = \frac{2 \times 9 \times 100}{0,7 \times 104} = 24,7\%$$

En base a este porcentaje y a las curvas estadísticas obtenidas en Estados Unidos podemos determinar aproximadamente la intensidad de la corriente de las descargas eléctricas.

De acuerdo a las curvas, para $V_1 = 24,7\%$ de descargas nos resulta una intensidad mínima de descargas de 35.00 amperios . (figura 2).-



CURVA DE INTENSIDAD
 PROBABLE DE LA DESCARGA
 SEGUN AIEE
 FIG. 2

SOBREVOLTAJE PRODUCIDO POR LA DESCARGA ATMOSFERICA

Según Friedmann, si el valor del sobrevoltaje se obtiene de la expresión:

$$V = K.R.I. (1 - C) KV$$

donde:

K = factor numérico

R = resistencia de la Puesta a tierra, (Ω)

I = corriente mínima de la descarga, KA.

C = factor de acoplamiento entre cable de tierra y conductor más alejado.

El factor numérico K considera el efecto de la disminución del valor de la resistencia de la puesta a tierra, al ser sometido a un impulso de corriente, y al hecho que la corriente que circula por el soporte es sólo una fracción de la corriente de la descarga del rayo. Se ha considerado este factor igual a 0,9.

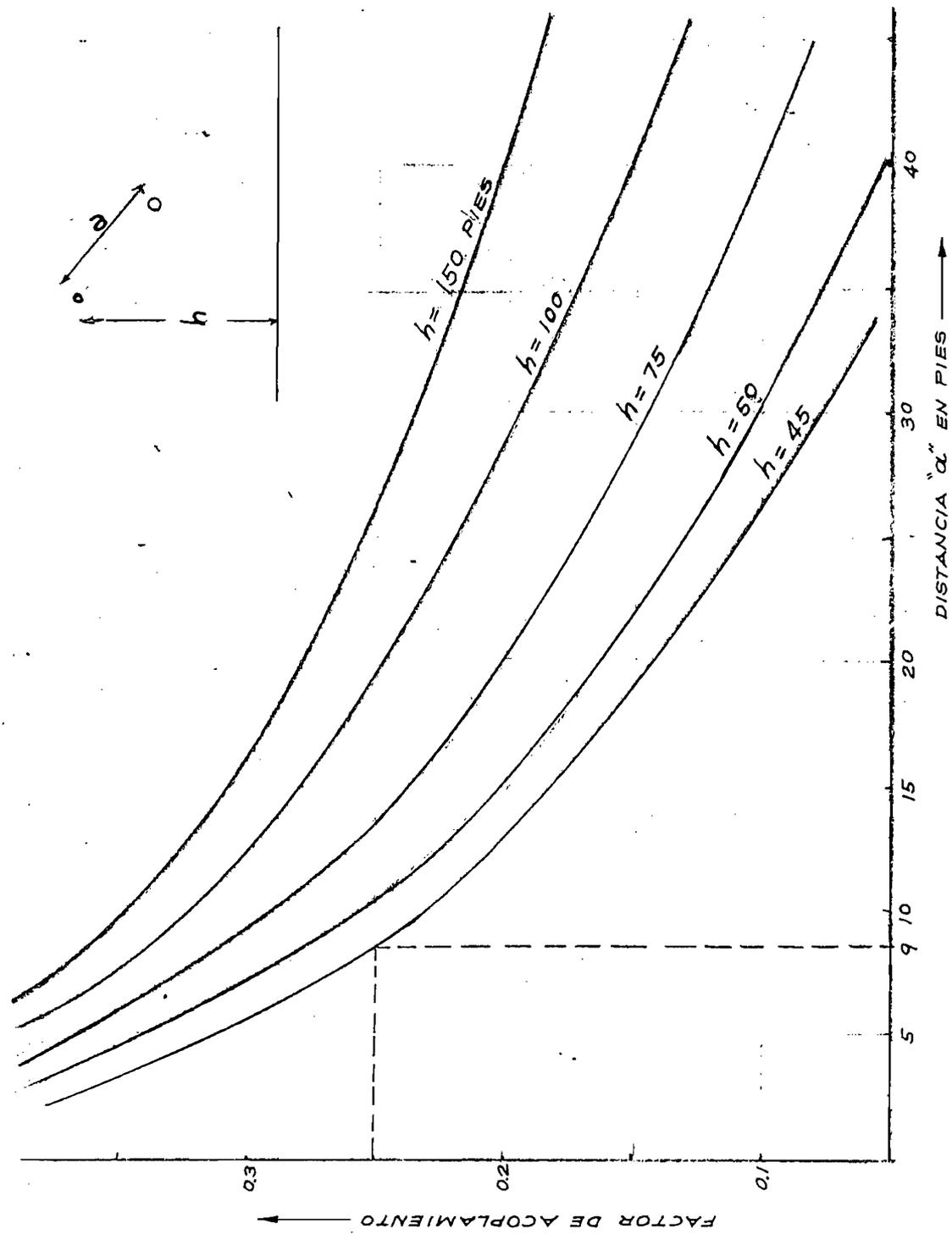
El factor de acoplamiento "C" es muy importante para calcular el voltaje inducido en conductores colocados paralelamente, cuando éstos han recibido descargas^a atmosféricas.

Valores del factor de acoplamiento entre un conductor de fase e hilo de guardia son dados en la Fig. (3) del *transmission and DISTRIBUTION* de la Westinghouse.

Para nuestro caso:

a = 9 pies = distancia del hilo de guardia al conductor.

h = 45 " = altura del cable de tierra sobre el suelo.



FACTOR DE ACOPLAMIENTO
ENTRE CONDUCTORES
E HILO DE GUARDIA

FIG. 3.

$\xi = 0,25 =$ factor de acoplamiento.

Per tanto el valor del sobrevoltaje será:

$$V = 0,9 \times R \times 35 (1 - 0,25) = 23,6 \text{ KV a nivel del mar.}$$

Para 1.300 metros de altura, el sobrevoltaje que debe soportar la aislación será:

$$V' = 23,6 \times \text{factor de altitud}$$

$$V(= 23,6 \times 1,18 = 28 \text{ R (KV)}$$

Dando valores a R (resistencia de la Puente a tierra de la estructura, en Ω), se obtienen los valores para el nivel de impulso que debe tener la aislación

R (Ω)	8	10	12	14	20
V' KV	220	280	330	390	560

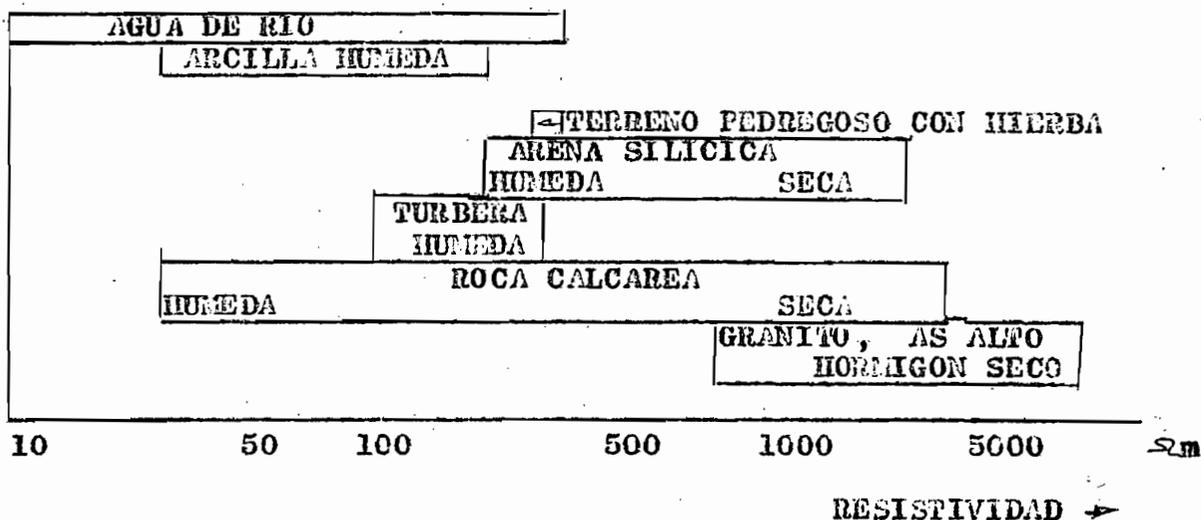
DETERMINACION DE LA PUENTE A TIERRA EN LAS ESTRUCTURAS

En una línea que está prevista para llevar hilos de guardia, todas sus estructuras deberán estar conectadas a un sistema adecuado de puestas a tierra que permita un fácil camino para la corriente del rayo.

El grado para el cual este requerimiento sea satisfecho depende de las condiciones del suelo. La resistividad del terreno expresada en $\Omega .m$ es muy variable con la naturaleza del mismo.

Valores de orientación de la resistividad de distintos

tipos de terreno son dados a continuación:



La línea que nos ocupa, atraviesa terrenos con mucha humedad (arcilla húmeda y pantanos) por lo que hemos estimado una resistividad promedio del suelo de 80 Ωm.

El método a emplearse para la disminución de la resistividad considerada y el grado por el cual debe llevarse a su práctica es una cuestión económica, puesto que el problema es considerar el costo que significa la disminución de la resistencia de tierra contra el costo que significa el aumento de la aislación para asegurar un funcionamiento deseado.

METODO DE PUESTA A TIERRA DE LAS TIERRAS

El cálculo de la resistencia de las puestas a tierra ha sido objeto de numerosos estudios y de investigaciones experimentadas; a continuación se indican las fórmulas para los casos más comunes.

Contrapeso.-

La resistencia para el conductor enterrado horizontalmente a la profundidad h, puede determinarse con la siguiente expresión: (Ref 10).

$$R = 0,366 \frac{\rho}{L} \left(\lg \frac{3L}{2d} + \frac{\log 3h}{8 h} \right) \text{ ohm.}$$

ρ = resistividad del terreno en ohm.m = 80

L = longitud del cable, m

d = diámetro del conductor, m.

h = profundidad de enterramiento, m.

Para nuestro estudio, hemos considerado conductor de cobre 1/0 A.W.G. (Las normas VDE recomiendan como sección mínima del conductor de cobre para puestas a tierra de 35 mm²). Con d = 0,00936 m. En la curva (fig. 4) se muestran los diferentes valores de la resistividad de puesta a tierra para distintas longitudes del contrapeso para distintas profundidades de enterramiento.

Estrella de 4 Puntas.-

La resistencia de estrella de 4 puntas se puede obtener con la expresión (Ref 10).

$$R = 0,366 \frac{1}{4 L} \left(\log \frac{4 L}{d} + \log \frac{L}{h} + 1,265 - 0,93 \frac{h}{L} \right) \text{ (ohm)}$$

L = longitud de cada rama de la estrella, m

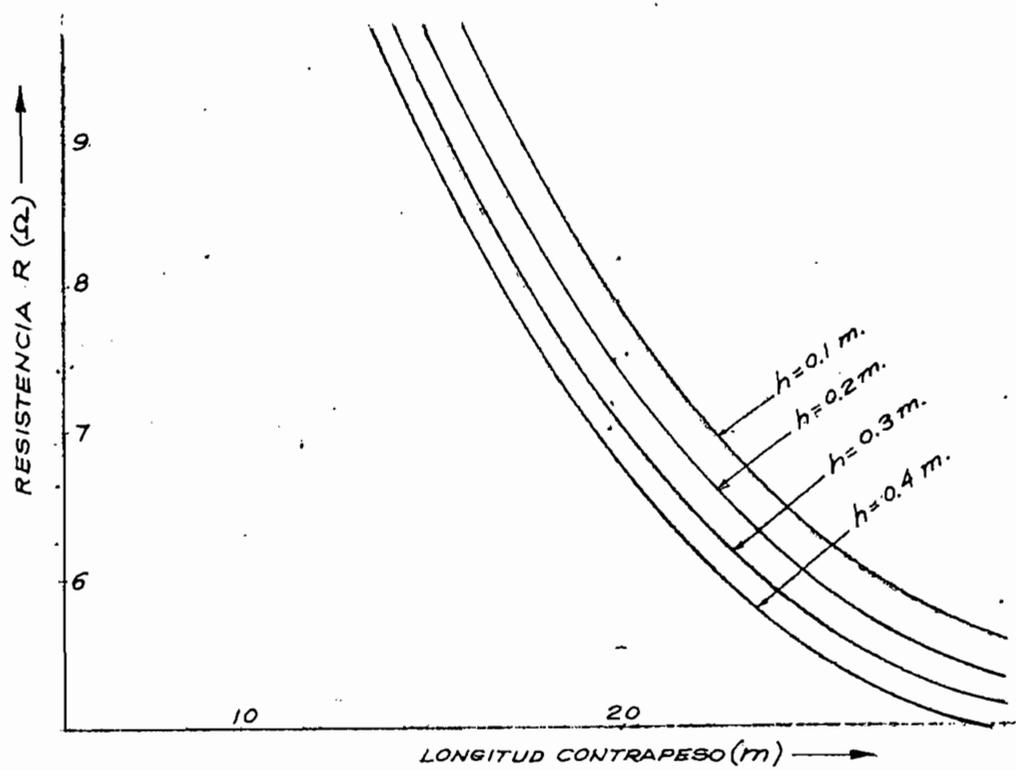


FIG. 4 RESISTENCIA PUESTA A TIERRA CON CONTRAPESO

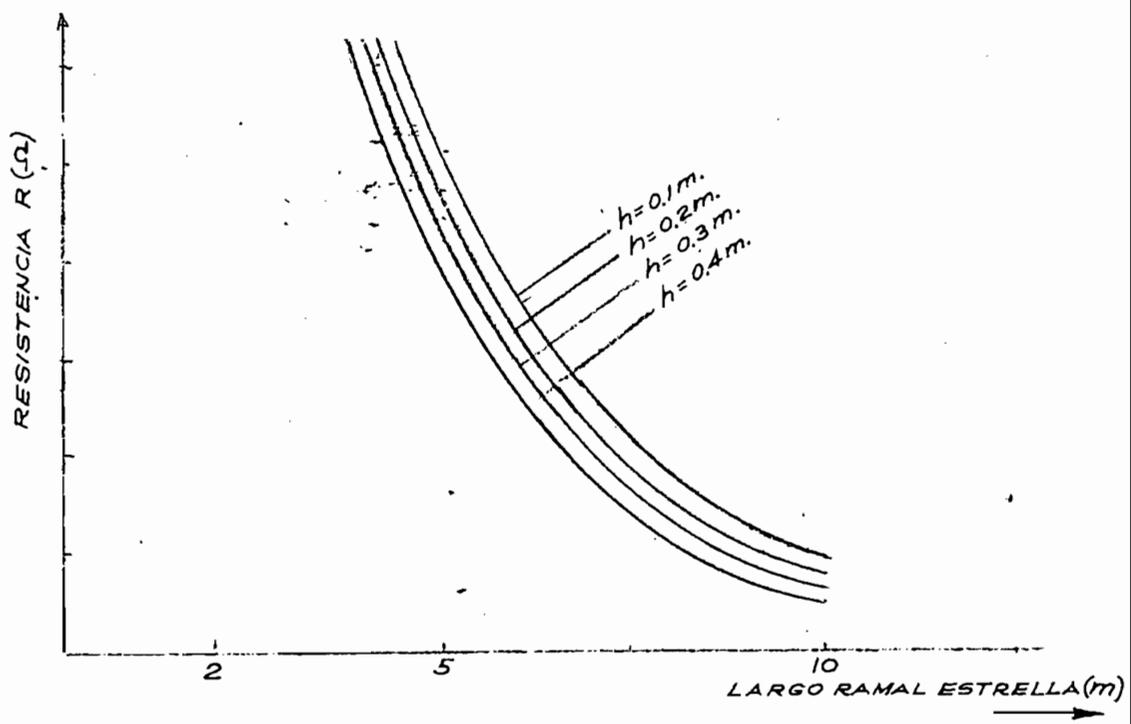


FIG. 5- RESISTENCIA PUESTA A TIERRA- ESTRELLA DE 4 PUNTAS.

ρ = resistividad del terreno, ohm - m = 80

d = diámetro del conductor, m

h = profundidad del enterramiento, m.

Se consideró para nuestro caso, conductor de cobre 1/0 con $d = 0,00936$ m.

En las curvas, fig. 5, se han dibujado los distintos valores de la resistencia de puesta a tierra para distintas longitudes de cada rama de la estrella para distintas profundidades de enterramiento:

BARRAS DE ACERO GALVANIZADO COLACADAS PARALELAMENTE.-

La resistencia para cierto número de barras (n) verticales colocadas en paralelo se pueden obtener de la siguiente fórmula: (Ref.:)

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \cdot \frac{1}{n} \cdot \ln \left(\frac{4L}{d} \cdot \frac{L}{S_2} \cdot \frac{L}{S_3} \right) \text{ ohm.}$$

$$S_2 = \frac{L}{\cot \frac{\theta_2}{2}} ; \theta_2 = \text{Arc tg} \frac{S_2}{L} ; \text{etc.}$$

S = distancia horizontal entre barras, m

L = longitud de la barra, m

d = diámetro de la barra, m

ρ = resistividad del terreno, ohm - m = 80

n = número de barras en paralelo.

Para nuestro caso hemos considerado barras de acero galvanizado de longitud 3 mts. y 0,016 mts. ϕ .

En la tabla siguiente se indican los valores de la resistencia para las distintas combinaciones de barras y distancias entre ellas, calculadas con la fórmula anterior:

n	4	4	5	5	6	6	7	7	8	8
S (m)	3	6	3	6	3	6	3	3	3	6
R (ohm)	15,4	13,5	13,5	11,4	12,3	10	11,2	9,2	13,6	8,

COSTO COMPARATIVO DE LAS PUESTAS A TIERRA

Para la comparación económica de las puestas a tierra hemos asignado los siguientes precios unitarios:

Barra de puesta a tierra de 3 m x 5/8"	S/ 45 (suces)
Conductor de cobre 1/0 A.W.G., valor por metro	S/ 10 "
Excavación y relleno, valor por metros cúbicos	S/ 50 "

En las curvas adjuntas, figs. 6 y 7, se efectúa la comparación económica para la resistencia de puesta a tierra con el método de contrapeso y estrella de 4 puntas, para distintas profundidades de enterramiento.

Se puede observar en los gráficos, que tanto para el sistema de estrella de 4 puntas como para el contrapeso, resulta más económico la de menor profundidad. Sin embargo y para la con-

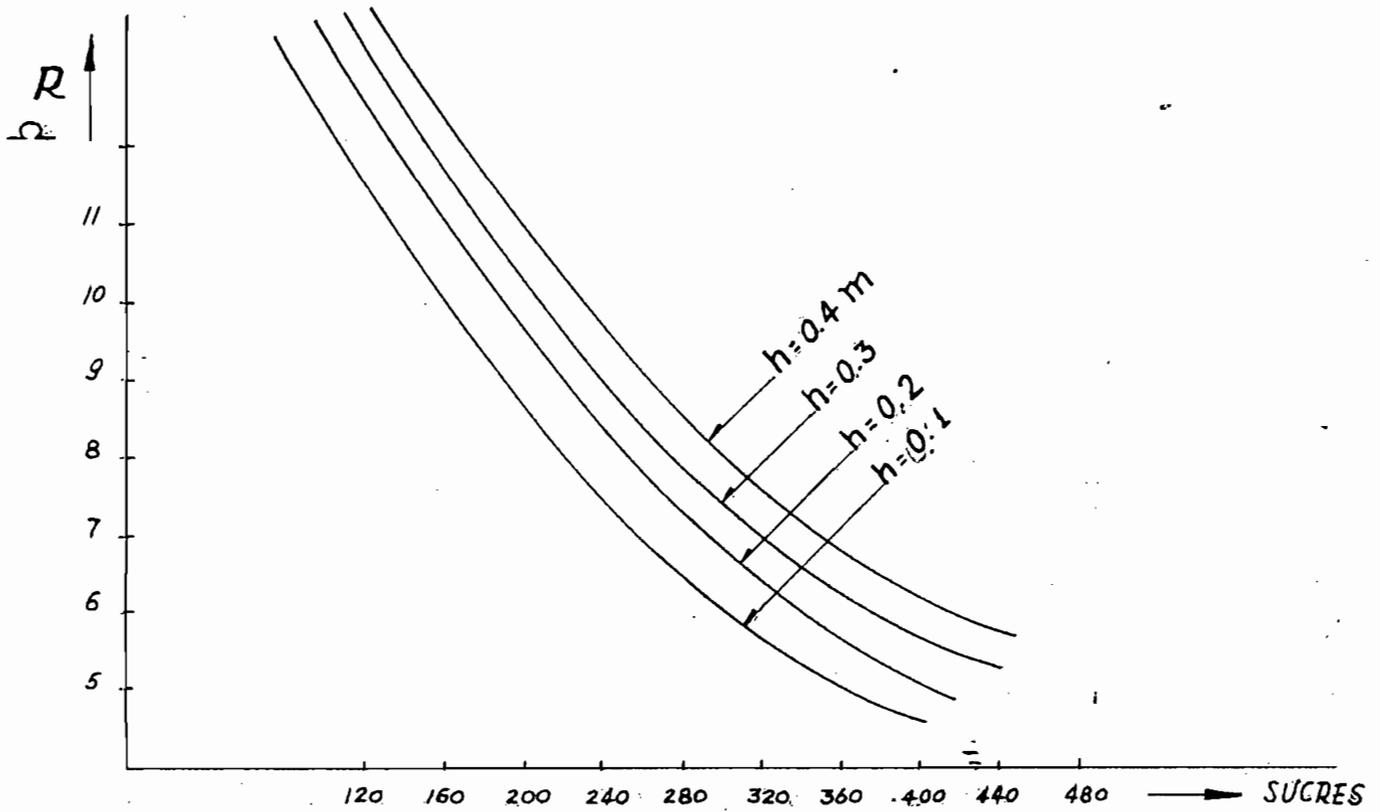


Fig (6) COSTO DE LA RESISTENCIA PUESTA A TIERRA CONTRAPESO

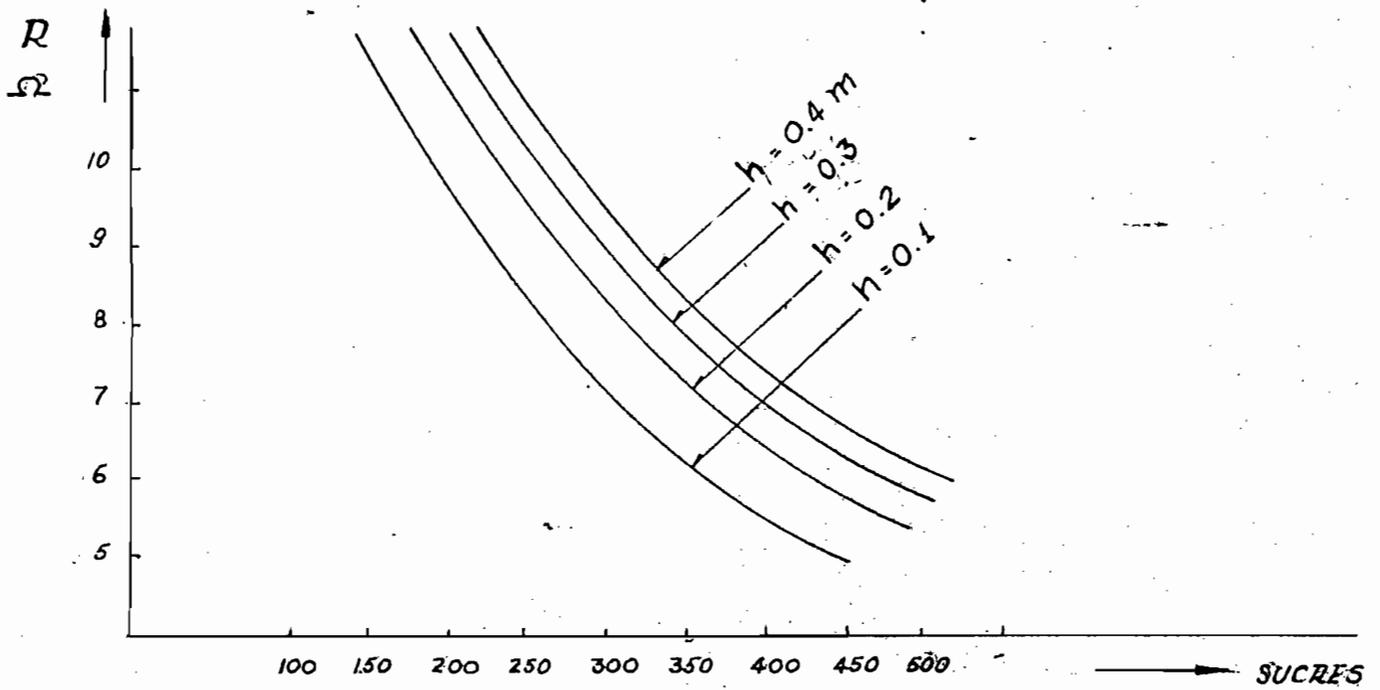


Fig (7) COSTO DE LA RESISTENCIA PUESTA A TIERRA DE CUATRO PUNTAS

paración final con el sistema de puesta a tierra con barras, fijaremos una profundidad mínima de enterramiento de 0,3 mts . (normas VDE 0141/2.64).

En la curva que sigue , fig.8, se hará una comparación económica para los distintos sistemas de puestas a tierra, con siderados anteriormente:

De esta curva se puede decir que las alternativas que consideran barras de puesta a tierra, resultan más caras que las consideradas con conductores enterrados, ya sea como estrella de 4 puntas o contrapeso.

Nos queda por tanto considerar la puesta a tierra con estrella de 4 puntas o contrapeso.

En la curva se puede apreciar que la diferencia de costos para cualquiera de las dos alternativas es mínima. Para el presente caso, hemos escogido el sistema de puesta a tierra, estrella de 4 puntas, que si bien el costo es un poco más elevado, su aplicación se justifica por el mejor compartamiento de este sistema frente a una descarga con frente elevado. (por ej.: rayos).

CUADRO RESUMEN DE LA AISLACION

En el cuadro adjunto, se indica el número de aisladores para las distintas solicitaciones consideradas, para el efecto hemos considerado aisladores standard de suspensión de 10" x 5 3/4" según NEMA 52 - 3 ; otros tipos de aisladores como el tipo "alfiler" por ejemplo, no fueron considerados por no pre-

sentar ventajas que justifiquen su aplicación frente a las características de la línea:

a) Topografía irregular.

b) Necesidad de dotar a la línea de una mayor aislación por la presencia de descargas atmosféricas.

Del cuadro se puede deducir, que el requerimiento determinante de aislación es el sobrevoltaje producido por una descarga atmosférica. Relacionado con este punto, se hizo una comparación económica de las diferentes combinaciones "resistencia de puestas a tierra VS. No. de aisladores de la cadena", cuyos resultados se pueden observar en el cuadro adjunto.

Número y Tipo de Aisladores de la Línea y Valor de la Resistencia de Puesta a Tierra.-

Según el cuadro mencionado, la combinación "resistencia de puesta a tierra - número de aisladores" más económica, es la que corresponde a 8 ohm - 2 aisladores del tipo suspensión. Sin embargo si comparamos con la combinación 12 ohm - 3 aisladores, observamos que además de ser la diferencia de costos mínima, se tiene una unidad adicional, con lo que obtenemos una seguridad mayor, en el caso de tener fallas o rotura de una unidad.

Por tanto, se recomienda utilizar 3 aisladores de suspensión NEMA 52-3, de 10" de diámetro y 5 3/4" de altura, cadena que nos permite obtener los siguientes valores eléctricos y mecánicos:

- Tensión de contorno en seco 60 c/seg. -215 KV
- Tensión de contorno en húmedo 60 c/seg. -130 KV
- Tensión de contorno con onda
de $1\frac{1}{2} \times 40$ microseg.
 - Positiva - 355 KV
 - Negativa - 340 KV.

- Resistencia eléctrica y mecánica - 15.000 libras. Por otra parte, se recomienda, emplear como método de puesta a tierra para las estructuras, una estrella de 4 puntas, formada con conductores de cobre No. 1/o AWG., y que en ningún caso, la resistencia de puesta a tierra sea mayor de 12 ohm.

CUADRO DEBENEFICIO DE LA AISLACION

NUMERO DE AISLADORES TEORICAMENTE NECESARIOS

SUSPENSION NENA 52-3

TIPO DE UNIDADES

DISTANCIA DE FUGA 85,5 cm. 3

SOBREVOLTAJE DE MANIOBRA 2
 OND. 1,5 x 40 μ seg. 170 KV

SOBREVOLTAJE A FRECUENCIA DE SERVICIO, CON LLUVIA: 76 KV 2

SOBREVOLTAJE POR DESCARGA ATMOSFERICA.

RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA DE:

8 Ω	220 KV	2
10 Ω	280 KV	3
12 Ω	330 KV	3
14 Ω	390 KV	3
16 Ω	448 KV	4

COSTO DE LAS CADENAS DE AISLADORES Y DE LA PUESTA A TIERRA DE UNA ESTRUCTURA

COSTO EN DUCRES/Km. DE LINEA

RESIST. PUESTA A TIERRA (ohm)	IMPULSO	No. DE AISLADORES POR PUESTA	No. DE ESTRUCTURAS POR Km.	NO. TOTAL DE AISLADORES/Km.	COSTO AISLADORES LADOS	COSTO PUESTA A TIERRA	TOTAL
8	220 KV	2	5	30	1950	1750	3100
10	280 KV	3	5	45	2025	1325	3350
12	330 KV	3	5	45	2025	1250	3275
14	390 KV	4	5	60	2700	800	3500
16	440 KV	4	5	60	2700	700	3400

DESENGLASIENES SIMBOLICAS

5) DISTANCIA DEL CONDUCTOR A LA ESTRUCTURA.-

Como se mencionó anteriormente, uno de los factores que deben tomarse en cuenta para el diseño de sistemas con hilo guardia, es la de mantener una distancia adecuada del conductor al soporte, puesto que el nivel de aislación de una línea no está definido por el de la cadena de aisladores solamente, sino también por las distancias mínimas entre conductores y la distancia del conductor a la estructura.

Para la determinación de las distancias mínimas en líneas con hilos de guardia, se tomará como base el criterio de LEWIS, que la distancia mínima entre cualquier parte bajo tensión, y la estructura tiene que representar siempre un nivel de aislación igual o algo mayor que el de la cadena de aisladores.

El criterio general a seguir para encontrar esta distancia se basa en la determinación del sobrevoltaje máximo expresado en una onda de impulso normalizado (1,5 x 40 microsegundos según normas Americanas). Para esta onda se determina la distancia de descarga del arco mediante un gráfico de "valores críticos de voltaje VS distancia".

En el presente estudio, para determinar la distancia del conductor a la estructura, nos remitiremos al gráfico ad

junto, fig. 9, en el que se dan las tensiones de arco de cadenas de aisladores y las distancias espinterométricas correspondientes. (→ Ref. del gráfico. Marcellie "Líneas y Redes eléctricas").

Puesto que escogimos anteriormente, 5 aisladores de suspensión standard, la distancia mínima correspondiente será de $17,2'' = 0,460$ mts. Esta distancia, más la distancia correspondiente al movimiento de la cadena debido al viento determinará la distancia mínima del conductor a la estructura, para el conductor en posición normal.

Para nuestro caso tenemos un ángulo de inclinación del conductor:

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{V_1}{\frac{V_2}{2} + \frac{P_1}{2} + P}$$

tomando un vano promedio de 250 metros, tendremos:

- V_1 = Viento sobre cadenas = 8 Kg.
- V_2 = Viento sobre conductor = 105 Kg.
- P_2 = Peso conductor = 68 Kg.
- P_1 = Peso cadena = 19 Kg.

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{8/2 + 105}{19/2 + 68} = 1,4$$

$$\alpha = 54^\circ$$

Correspondiendo de acuerdo a la Fig. (9) una distancia

TENSIONES DE ARCO DE CADENA DE AISLADORES Y DISTANCIAS EXHINTEROMETRICAS CORRESPONDIENTES

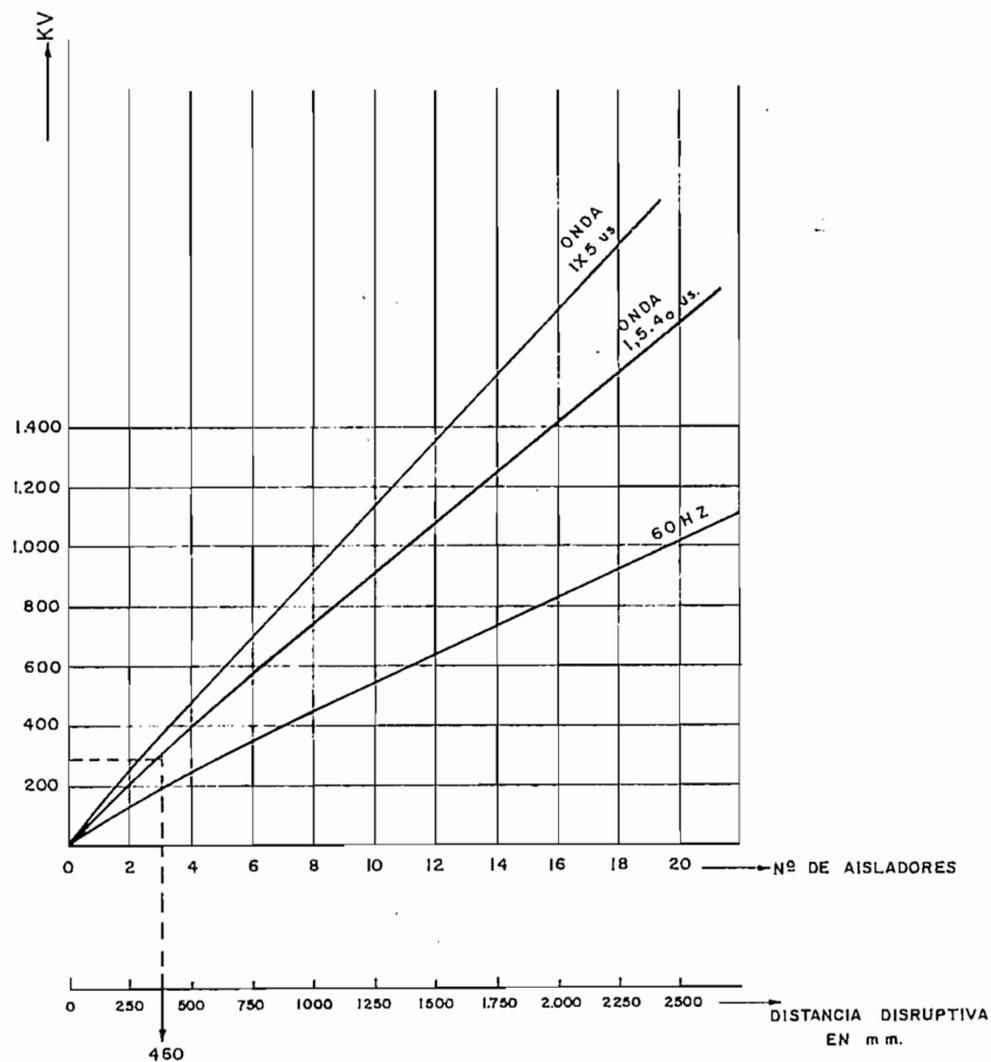


FIG. 9

mínima del conductor a la torre para el conductor en posición normal, de

$$d = 0,46 + 0,639 \cos 36^\circ$$

$$d = 0,98 \approx 1,00 \text{ mts.}$$

CAPITULO V

DESENHO MECANICO DE LA LINEA

- 1.- CALCULO DE LAS TENSIONES Y FLECHAS DEL CONDUCTOR E HILO DE GUARDA
- 2.- SELECCION DEL VANO ECONOMICO
- 3.- DE LA SELECCION DEL TIPO DE ESTRUCTURAS
- 4.- LOCALIZACION DE LAS ESTRUCTURAS
- 5.- DISEÑO Y CALCULO DE LAS ESTRUCTURAS

CAPITULO V

DISEÑO MECÁNICO DE LA LÍNEA

- 1.- CÁLCULO DE LAS TENSIONES Y FLECHAS DEL CONDUCTOR E HILO DE GUARDEA
- 2.- SELECCIÓN DEL VANO ECONÓMICO
- 3.- DE LA SELECCIÓN DEL TIPO DE ESTRUCTURAS
- 4.- LOCALIZACIÓN DE LAS ESTRUCTURAS
- 5.- DISEÑO Y CÁLCULO DE LAS ESTRUCTURAS

C A P I T U L O V

DISEÑO MECANICO DE LA LINEA

I) CALCULO DE LAS TENSIONES Y FLECHAS DE LOS CONDUCTORES Y CABLES DE GUARDIA.

La determinación de la flecha y la tensión mecánica, correspondiente de conductores e hilo de guardia para las distintas condiciones de temperatura y de sobrecarga debida al viento, es de una importancia básica para el diseño de una línea de transmisión. Los resultados de este cálculo servirán para el cálculo mecánico de las estructuras. El cálculo de la flecha, a su vez, nos va a determinar la altura necesaria de la estructura y las distancias entre conductores, y entre los hilos de guardia y conductores en el medio vano.

Fórmula Básica:

La solución a los problemas de encontrar la flecha y tensión, normalmente involucra la aplicación de fórmulas que son bien conocidas y figuran en todos los manuales sobre el tema.

La Teoría general está basada sobre la observación de que un conductor suspendido libremente entre dos puntos y a un mismo nivel, toma la forma de una curva conocida como catenaria, cuya ecuación es: (Fig. 10)

$$Y = \frac{p}{g} \left(\cos h \left[\frac{g x}{p} \right] - 1 \right) \quad (1)$$

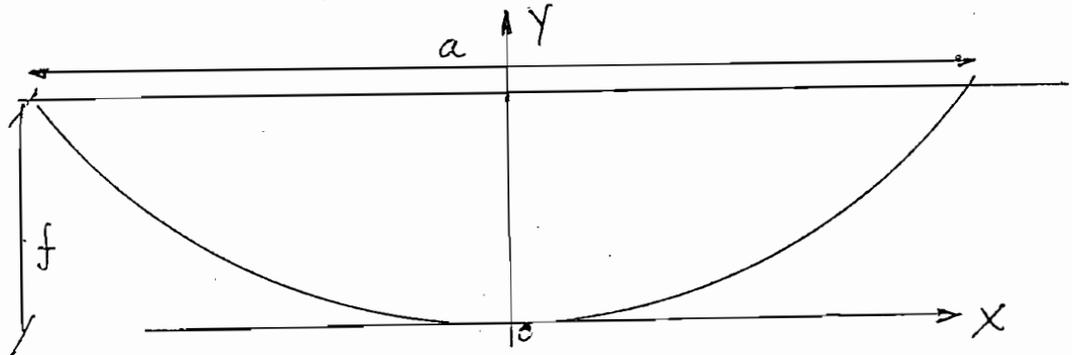


Fig . 10

a = Vano en metros (m)

p = Tensión total del conductor en el punto 0, igual a la componente horizontal de la tensión total en cualquier punto, (Kg/mm²).

g = Peso propio más carga adicional sumada geométricamente (viento) (Kg/m.mm²)

Dado que los valores admisibles de la tensión se refieren a la tensión p_s en el punto de suspensión S, y desarrollando las funciones hiperbólicas en serie se tiene:

$$p = p_s \left[1 - \frac{g^2 a^2}{8 p_s^2} - \frac{7 g^4 a^4}{384 p_s^4} - \dots \right] \quad (2)$$

y la flecha para el vano será:

$$f = a \left[\frac{g a}{8 p} + \frac{g^3 a^3}{384 p^3} + \dots \right] \quad (3)$$

Ahora, se ha comprobado que para vanos hasta de 400 metros (para un mismo nivel) la diferencia entre p y p_s es muy pequeña.

En efecto, para nuestro caso, con el conductor 2/0 AWG, ACSR y para el vano máximo de la línea, 300 mts., y fijando el valor de $p_s = 11 \text{ kg/mm}^2$, con g :

$$g = 3,46 \times 10^{-8} \text{ kg/m.mm}^2.$$

tendremos en (2):

$$p = 11 \left[1 - \frac{3,46^2 \times 10^{-6} \times 300^2}{8 \times 11^2} - 7 \times 3,46^4 \times 10^{-12} \times 300^4 \right]$$

$$p = 11 \left[1 - 0,00111 - 0,0000145 \right]$$

$$p = 11 \times 0,99887 = 10,987 \text{ Kg/mm}^2$$

Se puede observar que p_s es mayor que p en 0,12%, diferencia que puede ser despreciada. De esto resulta que, se puede aplicar el valor de la componente horizontal de la tensión, simplificando de esta manera los cálculos.

Por otro lado, el valor de la flecha, según la fórmula (3), para vano de 300 mts., y conductor 2/0, con $p = 11 \text{ kg/mm}^2$, será:

$$f = \frac{300 \left[\frac{3,46 \times 10^{-8} \times 300}{8 \times 11} + \frac{3,46^3 \times 10^{-9} \times 300^3}{384 \times 11^3} \right]}$$

$$f = (3,54 / \emptyset) (0,66) \text{ m}$$

Se puede observar que el segundo término de la fórmula es despreciable, lo que significa que en línea que nos ocupa, se podrá utilizar la ecuación de la parábola en lugar de la catenaria. Por tanto, se tendrá:

$$f = \frac{a^2}{8 \times p} g$$

Para un conductor y vano determinados, la relación entre los valores de p, g, y t correspondientes a un estado atmosférico denominado Estado 1 y los correspondientes a otro estado denominado Estado 2, se expresará por la conocida Ecuación de Estado del Conductor.

$$p_2 - E \frac{a^2 g_2^2}{24 p_2^2} = p_1 - E \frac{a^2 g_1^2}{24 p_1^2} - E \alpha (t_2 - t_1) \quad (X)$$

donde:

α = Coeficiente de dilatación térmica

E = Módulo de elasticidad, en Kg/mm²

t₂ = Temperatura en °C. (estado 2)

t₁ = Temperatura en estado 1(°C)

g₂ = Carga específica kg/mm² n. (estado 2)

g₁ = Carga específica kg/mm² n. (estado 1)

p₂ = Tensión específica kg/mm² (Estado 2)

p₁ = Tensión específica kg/mm² (Estado 1)

ESTADOS ATMOSFERICOS CARACTERISTICOS

Del estudio de las condiciones climatológicas de las zonas que atraviesa la línea, resultan los estados climatológicos que deben ser considerados como base para el cálculo de las tensiones y flechas de los conductores e hilo de guardia. Debemos expresar, que el valor que se indica en estos estados se refiere a los conductores, es decir, toma en cuenta el calentamiento por la corriente.

Los Estados a considerar son:

ESTADO	1	-	Temperatura máxima	-	Sin sobrecarga
ESTADO	2	-	Temperatura media	-	Con sobrecarga
ESTADO	3	-	Temperatura mínima	-	Con sobrecarga.

Tensiones Admisibles y Determinación del Vano Crítico.-

A los estados (2) y (3) arriba indicados les corresponde una tensión máxima admisible. La elección de estos valores debe basarse sobre un estudio de varios factores como: características mecánicas de los conductores e hilo de guardia, normas a respetar y finalmente el aspecto económico.

Es sabido que las tensiones máximas admisibles influyen sobre el coste de las estructuras puesto que, si se aumentan las tensiones, disminuyen las flechas y la altura de la torre y por consiguiente su peso, pero al mismo tiempo aumentan los esfuerzos producidos por la rotura de los conductores lo que hace au-

mentar el peso del soporte; en cambio si se disminuyen las tensiones, aumentan las flechas, la altura y el peso de las estructuras, pero simultáneamente el peso disminuye por haberse reducido las cargas en caso de rotura de los conductores.

Lo anterior nos indica que debe existir un valor económico de la tensión admisible para el cual el peso de las estructuras resulta mínimo. El valor de esta tensión económica depende también de las normas adoptadas, para la hipótesis de rotura de los conductores.

En caso de cargas simultáneas debidas a la rotura del conductor y al viento (normas EE. UU. e Italia), la tensión económica será menor que en el caso de la hipótesis de conductor roto sin viento (normas VDE de Alemania).

Según estudios efectuados por W.S. Paterson y Kanouse "Basic elements of transmission tower design", en las torres calculadas para la rotura del conductor con viento, la tensión económica tiene un valor cercano al coeficiente de seguridad:

$$K = 3.$$

Para nuestro caso y por haberse diseñado las estructuras en base a las normas VDE 0210/60, hemos asignado una tensión máxima admisible, para el conductor 2/0 AWG ACSR, de 11 Kg/mm², valor que nos permite obtener un coeficiente de seguridad de:

$$K = \frac{\text{Carga de rotura}}{\text{Carga máxima admisible}} = \frac{\text{Carga de rotura}}{\text{Tensión admisible por sección}}$$
$$K = \frac{24,25 \text{ Kg}}{11\text{-Kg/mm}^2 \times 78,64 \text{ mm}^2} = \frac{2425}{865} = \frac{2,8}{2,8}$$

coeficiente que está dentro del límite recomendable.

Para el cálculo de las tensiones y flechas del hilo de guardia, hemos calculado sobre la base de que en el estado de mayor acercamiento, la flecha del hilo de guardia no supera el 90% de la flecha del conductor.

Teniendo finalmente elegidas las tensiones admisibles, conviene analizar detenidamente el comportamiento de los conductores en los diferentes estados.

Los conductores e hilo de guardia deben ser tendidos en los vanos de la línea de tal manera que, para cualquiera de los estados característicos, las tensiones que se producirán ^{cumpla} las dos siguientes condiciones.

- En ningún estado deben sobrepasar las correspondientes tensiones admisibles.

- En uno de los estados por lo menos, la tensión debe ser igual a la correspondiente tensión admisible.

VANO CRÍTICO.-

Para llegar a la determinación del vano crítico, nos referiremos a la fórmula de la Ecuación de estado del conductor, expresado anteriormente:

$$P_2 - E \frac{a^2}{24} \frac{g_2^2}{P_2^2} = P_1 - E \frac{a^2}{24} \frac{g_1^2}{P_1^2} - E \alpha (t_2 - t_1) (X)$$

Con esta ecuación se pueden determinar todas las tensiones específicas del conductor, para cualquier carga mecánica y temperaturas.

A partir de esta fórmula podemos hacer las siguientes consideraciones:

1) Para vanos muy pequeños ($a \longrightarrow 0$), tendremos en la ecuación (X):

$$P_2 - P_1 = -E\alpha(t_2 - t_1) \quad (Y)$$

Expresión que nos permite deducir que la tensión del conductor tendido en vanos muy pequeños, depende solamente de la temperatura, y no de las sobrecargas debidas al viento.

2) Para vanos grandes, vale decir cuando $a \longrightarrow \infty$, tendremos con la expresión (X), y efectuando el siguiente arreglo algebraico:

a) dividiendo ambos miembros de la ecuación para a^2

$$\frac{P_2^2}{a^2} - \frac{E \xi_2^2}{24 P_2^2} = \frac{P_1^2}{a^2} - \frac{E \xi_1^2}{24 P_1^2} - \frac{E\alpha}{a^2} (t_2 - t_1)$$

b) con $a \longrightarrow \infty$, tendremos:

$$\frac{E \xi_2^2}{24 P_2^2} = \frac{E \xi_1^2}{24 P_1^2}$$

simplificando:

$$\frac{\xi_2^2}{P_2^2} = \frac{\xi_1^2}{P_1^2}$$

Expresión que nos indica que las tensiones de los conductores tendidos en varios largos, están determinados solamente por las cargas exteriores (presencia de viento), y no por la temperatura.

Del análisis de estas dos condiciones: $a = 0$ y $a = \infty$, conviene establecer de la existencia de un vano intermedio, en que la máxima tensión específica del conductor se producirá por sobrecarga y por temperatura. Este vano intermedio se denomina vano crítico; ($a = a_{cr}$) y se puede expresar por la ecuación anterior, tomando en cuenta que la carga máxima $E_{máx}$ que actúa con la temperatura $t_{E_{máx}}$ tiene que producir la máxima tensión del conductor $P_{máx} = P_1 = P_2$, que produce la temperatura $t_{mín}$, que se realiza con una carga $E_{t_{mín}}$.

Con estos valores en la ecuación anterior, tendremos:

$$P_{máx} = \frac{E a_{cr}^2 E_{máx}}{2l P_{máx}^2 + 2l P} = P_{máx} = \frac{E a_{cr}^2 E_{mín}}{2l P_{máx}^2} - E \alpha (t_{E_{máx}} - t_{mín})$$

$$a_{cr}^2 \frac{(E_{máx}^2 - E_{mín}^2) E}{2l P_{máx}^2} = E \alpha (t_{E_{máx}} - t_{mín})$$

$$a_{cr} = P_{máx} \sqrt{\frac{2l \alpha (t_{E_{máx}} - t_{mín})}{(E_{máx}^2 - E_{mín}^2)}} \quad (m) (2-)$$

CALCULO DE LA FLECHA Y TENSIONES DEL CONDUCTOR

Datos Generales del conductor:

Conductor ACSR - QUAIL 2/0	
Sección Aluminio	67,43 mm ²
Sección Acero	11,21 mm ²
Sección Total	78,64 mm ²
Diámetro Total	11,34 mm
Peso Unitario	272,1 Kg/Km.
Módulo de elasticidad final E =	8.000 Kg/mm ²
Coefficiente de Dilatación Térmica	19,1 x 10 ⁻⁶ °C
Carga de rotura	2425 Kg.
Carga Máxima Admisible	865 Kg.
Tensión Máxima Admisible	11 Kg/mm ²

CONDICIONES CLIMATOLOGICAS

De acuerdo a los datos proporcionados por el Servicio Nacional de Meteorología, los siguientes son los valores de la temperatura y velocidad del viento, registrados en la zona, durante el período 1960 - 1966.

Temperatura máxima del aire	35°C.
Temperatura mínima del aire	6°C
Temperatura media	15°C.
Velocidad del Viento	60 Km/h.

Como los valores registrados, son para un período corto (6 años) se ha creído conveniente adoptar, con cierta seguridad, los siguientes estados)

ESTADO	TEMPERATURA	VELOC* DEL VIENTO
1	50°C	-
2	15°C	90 Km/h.
3	5°C	40 Km/h.

CALCULO:

Presión del viento: se calcula de acuerdo a la siguiente fórmula (VDE 21o/5.62)

$$P (\text{Kg/m}^2) = \alpha \frac{K V^2}{16}$$

α = Coeficiente que considera la desigualdad del viento a lo largo del vano, para velocidad menor de 30 m/seg = 0,85 ; para velocidad mayor de 30 / m/seg; α = 0,75.

K = Coeficiente aerodinámico que vale

K = 1,2 cables hasta de 12,5 mm. de diámetro

K = 1,4 cables de diámetro mayor que 12,5 mm.

K = 1,4 elementos planos de estructuras

V = Velocidad del viento en m/seg.

Para nuestro caso, en que V = 25 m/seg., se tendrá:

$$P = 0,85 \times 1,2 \times \frac{25^2}{16} = 36,6 (\text{Kg/m}^2)$$

$$P = 0,85 \times 1,2 \times \frac{14^2}{16} = 7 \text{ (Kg/m}^2 \text{)}$$

Fuerza debida al viento por metro de longitud:

$$\text{Viento de 25 m/seg. } F = 36,6 \times 0,01134 = 0,415 \text{ Kg/m.}$$

$$\text{Viento de 11 m/seg. } F = 7 \times 0,1134 = 0,08 \text{ Kg/m}$$

Cargas especificas:

$$\text{peso propio : } S_1 = \frac{0,2721}{78,64} = 3,46 \times 10^{-3} \text{ Kg/m}^2 \text{ m.}$$

$$\text{Viento 25 m/seg.: } S_2 = \frac{0,415}{78,64} = 5,27 \times 10^{-3} \text{ Kg/m}^2 \text{ m.}$$

$$\text{Viento 11 m/seg.: } S_3 = \frac{0,08}{78,64} = 1,015 \times 10^{-3} \text{ Kg/m}^2 \text{ m}$$

Resultantes:

$$S_2 = \sqrt{(3,46 \times 10^{-3})^2 + (5,27 \times 10^{-3})^2} = 10^{-3} \sqrt{39,6}$$

$$S_2 = 6,3 \times 10^{-3} \text{ Kg/m. m}^2$$

$$S_3 = \sqrt{1,015^2 + 3,46^2 \times 10^{-3}} = 10^{-3} \sqrt{13,1}$$

$$S_3 = 3,61 \times 10^{-3} \text{ Kg/m. m}^2$$

Vano Critico

Entre estados 2 y 3

$$a = p \max \sqrt{\frac{2L \times (S_2 - S_3)}{S_2^2 - S_3^2}} = 11 \sqrt{\frac{24 \times 19,9 \times 10^{-6} \times (13,1 - 5)}{(3,61^2 - 6,3^2) \times 10^{-6}}}$$

$$a = 11 \sqrt{\frac{4502}{26,5}} = 11 \sqrt{170} = 144 \text{ cm.}$$

Una vez determinado el Vano critico, se considera los os-

144 metros, el estado básico será el 2, y para ^{vanos} varios menores, el estado 3.

Determinados los estados básicos, se calcula la tensión específica, p , (Kg/cm^2), para lo cual se recurre a la ecuación del estado del conductor, expresada al comienzo de este capítulo:

$$p_2 - E \frac{a^2 g^2}{24} = p_1 - \frac{E a^2 g^2}{24 p_1} - E \alpha (t_2 - t_1)$$

calculada la tensión específica para los distintos estados, se calcula los respectivos flechas, con la siguiente expresión:

$$f = \frac{a \cdot g}{8 \times p}$$

A continuación, se indica un resumen de las tensiones y flechas obtenidas, para los vanos que podrán presentarse en el trazado de la línea: 100, 150, 200 y 300 metros.

RESUMEN DE TENSIONES Y DEFORMACIONES, CONDUCTOR 3/O AC80

ETAPA	VARO (n)	96	100	150	200	250	300
1	p1 (kg/mm2)	8,05	5,24	5,81	5,890	5,892	5,95
t=50°C V=0	f1 (m)	0,004	0,824	1,68	2,07	4,588	6,54
2	p2 (kg/mm2)	10,2	10,4	11	11	11	11
t=15°C V=0	f2 (n)	0,57	0,70	1,018	2,30	4,47	6,45
3	p3 (kg/mm2)	11	11	10,8	9,0	0	0,34
t=50°C V=0	f3 (m)	0,802	0,41	0,000	1,01	3,16	4,87

CALCULO DEL P.E. DEL CABLE DEL LINEA DE ENFEROSDatos Generales:

Cable de acero galvanizado de ϕ 5/16" Tensión de 7
hilos.

Sección Real	32,96 mm ²
Diámetro Total	7,93 mm
Módulo de Elasticidad	$E = 210000 \text{ kg/cm}^2$
Peso Unitario	253 kg/m
Coefficiente de dilatación térmica	$11 \times 10^{-6} / ^\circ\text{C}$
Carga de hielo	3,63 kg.

Datos Atmosféricos:

Nº	Temperatura del Cable	Velocidad del Viento
1	50°C	0 m/s
2	15°C	60 m/h (25 m/seg.)
3	5°C	40 m/h (15,2 m)

Cálculo:

Presión del viento.

Se calcula de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$P = \frac{\rho V^2}{16}$$

P = Presión del viento kg/cm^2

ρ = peso $V = 25 \text{ m/seg. (90 m/h)}$ $\alpha = 1,35$

L = peso conductores e hilo de galva = 1,3

Presión sobre Hilo de Guardia (para 25 m/seg)

$$P = 0,65 \times \frac{1,2 \times 25^2}{16} = 36,6 \text{ Kg/m}^2$$

Para 11,1 m/seg. (40 Km/h)

$$P = 0,65 \times \frac{1,2 \times 11,1^2}{16} = 0,925 \times \frac{128}{16} = 7,16 \text{ Kg/m}^2$$

Fuerza debida al viento por metro de longitud:

$$\text{Viento de 25 Km/h} = 36,6 \times 0,00792 = 0,2900 \text{ Kg/l.}$$

$$\text{Viento de 40 Km/h} = 7,16 \times 0,00792 = 0,0568 \text{ Kg/l.}$$

a) Peso propio:

$$\text{Carga específica: } S_1 = \frac{0,800}{33,36} = 7,951 \times 10^{-3} \text{ Kg/m.}^2$$

$$\text{b) Viento de 25 Km/h} = S_2 = \frac{0,2900}{33,36} = 7,55 \times 10^{-3} \text{ Kg/m.}^2$$

$$\text{c) Viento de 40 Km/h} = S_3 = \frac{0,0568}{33,36} = 1,48 \times 10^{-3} \text{ Kg/m.}^2$$

Cargas Específicas resultantes:

$$S_2 = \sqrt{7,951^2 + 7,55^2} \times 10^{-3} = \sqrt{63,21 + 57} = \sqrt{120,21} \\ = 10,96 \times 10^{-3} \text{ Kg/m.}^2$$

$$S_3 = \sqrt{7,951^2 + 1,48^2} \times 10^{-3} = \sqrt{63,21 + 2,19} = \sqrt{65,4} \\ = 8,09 \times 10^{-3} \text{ Kg/m.}^2$$

Tensión Admisible de Hilo de Guardia.-

La tensión admisible para el hilo de guardia se elige recordando que la flecha de éste no debe ser mayor que en

90% de la flecha del conductor para cualquier estado.

Analizando las flechas para el vano menor para el cual debe esperarse la menor separación entre el hilo de guardia y el conductor, se ve que si esta condición se cumple para estado 3 (el estado en que la temperatura es menor), se cumplirá también para los demás estados.

De este resulta que para los vanos en consideración el estado básico para el cálculo de las tensiones y flechas del hilo de guardia será el estado 3. Para vano de 86 metros: (vano menor).

$$f_3 = \text{de conductor} = 0,334 \text{ mts.}$$

$$f_3 = \text{hilo de guardia} = 96\% f_3 \text{ conductor.}$$

$$f_3 = 0,9 \times 0,334 = 0,2736 \text{ mts.}$$

La tensión en este estado será:

$$e_3 = 0,09 \times 10^{-3} \text{ kg/cm}^2$$

$$p_3 = \frac{e_3^2}{8 f_3} = \frac{86^2 \times 0,09 \times 10^{-3}}{8 \times 0,2736} = \frac{7,4 \times 0,09}{2,9888} = 25 \text{ kg/m}^2$$

Determinada la tensión para este estado, se calculan las tensiones y flechas, para los distintos estados y para los vanos considerados: 86, 100, 150, 200, 250 y 300 mts. La conclusión se indica en resumen de las tensiones y flechas obtenidas para el hilo de guardia.

RESUMEN DE TEMPERATURAS Y HUMEDADES

ESTADO	VIENTO (L)	86	100	150	200	250	300
1	P'	16	16,4	16,95	17,3	17,75	17,83
t=50 V=0	H'	0,459	0,462	1,8	2,6	3,5	4,53
2	P2	23,5	23,9	25	25	25	25
t = 15 V=30 km/h	H2	0,439	0,56	1,42	2,5	3,425	4,93
3	P3	25	25	24,5	2,395	23,4	22,5
t =5° V=0	H3	0,299	0,38	0,8	1,7	2,7	4,04

II) SELECCION DEL VANO ECONOMICO

2. 1° DETERMINACION DE LOS COSTOS DE LA LINEA.-

Una vez que hemos escogido el voltaje y la sección del conductor, el factor que aún puede tener influencia sobre la inversión, es el vano de la línea.

Para cumplir con este propósito introduciremos un método simplificado del cálculo de los costos de la línea, para la alternativa del material a usarse, con diferentes longitudes del vano. Este capítulo permitirá dentro de los límites establecidos, comparar los costos de diferentes alternativas y variantes técnicas, como también determinar el vano económico para cada uno de ellos.

FACTORES CARACTERISTICOS DE LA LINEA

A continuación se indican algunas variantes a considerar: tipo de estructuras, disposición de conductores, distancia, vanos etc., habiéndose previamente establecido que todas estas características son técnica y económicamente las más convenientes para el tipo de transmisión en estudio.

Las características generales de las alternativas a considerarse más adelante son:

- Angulo de protección de los hilos de guardia: 30°

- Vanos : 100, 150, 200, 250 y 500 m.
- Torres calculadas según normas VDE con torres de retención cada 2,5 Kms.
- Número de aisladores en la cadena de suspensión =3
- Viento máx. : 100 Km/h.
- Distancia entre conductores (según el vano)
- Distancia libre entre el conductor y el suelo (según el vano).
- Material de las estructuras: a) acero en ángulo galvanizado (b) Hormigón armado.
- Tipo de fundaciones (para terreno húmedo): hormigón armado.

DETERMINACION DE LAS DIMENSIONES PRINCIPALES DE LAS ESTRUCTURAS DE SUSPENSION.-

- Angulo de desviación de la cadena de suspensión bajo la presión del viento.

El ángulo de desviación viene determinado por la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} \text{tg } \alpha &= \frac{V_1}{2} + V_2 \\ \text{tg } \alpha &= \frac{\frac{P}{2} + P}{2} \end{aligned}$$

V_2 = Presión de viento sobre conductores.

V_1 = Presión de viento sobre cadena de aisladores.

P_2 = Peso de los conductores.

P_1 = Peso cadena de aisladores.

Para los vanos considerados: 100, 150, 120, 200 y 250 etc., tendremos las siguientes ángulos de desplazamiento de la cadena.

VANO	(m)	100	150	200	250	300
ÁNGULO	(α)°	51,7°	53°	53°40'	54°22'	55°

- DE LA PUNTA DE LOS AISLADORES A LA LÍNEA DE LA ESTRUCTURA -

Una vez determinado el ángulo de desviación de la cadena calcularemos la distancia mínima entre el conductor (desplazado) y la estructura.

Esta distancia queda determinada por los voltajes transitorios que experimenta la línea. Para nuestro caso, con los 3 aisladores considerados (10" x 5 3/4") corresponde una distancia espín-terométrica de 0,445 m. Por tanto la distancia entre el conductor (en posición normal) y la estructura será para los distintos vanos:

VANO	(m)	100	150	200	250	300
Distancia (en posición normal) entre el conductor y la estructura (m)		0,96	1,0	1,02	1,05	1,08

2.3.- DISTANCIA ENTRE FASES.-

Según las normas VDE tendremos:

$$d = K \sqrt{f_{\text{máx}} + l_c} + \frac{U}{150} \times C$$

K = Factor que depende del ángulo de inclinación del conductor.

f_m = Flecha máxima del conductor.

l_c = Longitud de la cadena = 0,65 m.

V = Voltaje nominal : 34,51 kV

C = $\frac{E}{E_0}$ Factor de altitud = 1,18

Tendremos, entonces la distancia entre conductores, para los distintos vanos, de:

VANO (m)	100	150	200	250	300
Distancia entre fases (m)	1,13	1,38	1,677	1,96	2,51

2.4.- DISTANCIA ENTRE FASE E HILO DE GUARDIA.-

Esta distancia vendrá determinada por el ángulo de protección del hilo de guardia con respecto al conductor de fase y siendo su valor para todas las alternativas, de 30°.

2.5.- DISTANCIA LIBRE DE DE EL SUELO.-

Para esta distancia, los valores obtenidos de las normas VDE dan:

$$d = 6 + \frac{U - 110}{150}$$

U = Tensión nominal (KV)

Para nuestro caso

$$d = 6 + \frac{34,5 - 110}{150} = 6 \text{ mts.}$$

2.6. - DIAMENSIONAMIENTO DE LA ESTRUCTURA.

A continuación se indican las dimensiones de las estructuras para los distintos vanos, manteniendo los siguientes valores:

- a) Distancia mínima entre conductor (en posición normal) y la estructura
- b) Distancia entre conductores
- c) Distancia libre desde el suelo : 6 mts.
- d) Angulo de protección del hilo de guardia : 30°
- e) Disposición de los conductores en triángulo isósceles.

De acuerdo a la figura (11) las dimensiones de la torre será para los diferentes vanos de:

Vano (n)	100	150	200	250	300
Distancia entre fases "a"	1,31	1,33	1,677	1,96	2,51
Flecha "f"	0,624	1,69	2,97	4,533	6,54
Dimensión b=H _p - 1,2	8,944	9,86	11,447	13,348	15,60
Dimensión c=b-a/2	8,269	9,17	10,6	12,368	14,55
Dimensión d=c - a/2	7,634	8,49	9,77	11,389	13,30
Altura total de la torre					
H _p = 2+a+f+6	10,134	11,06	12,647	14,584	17,0

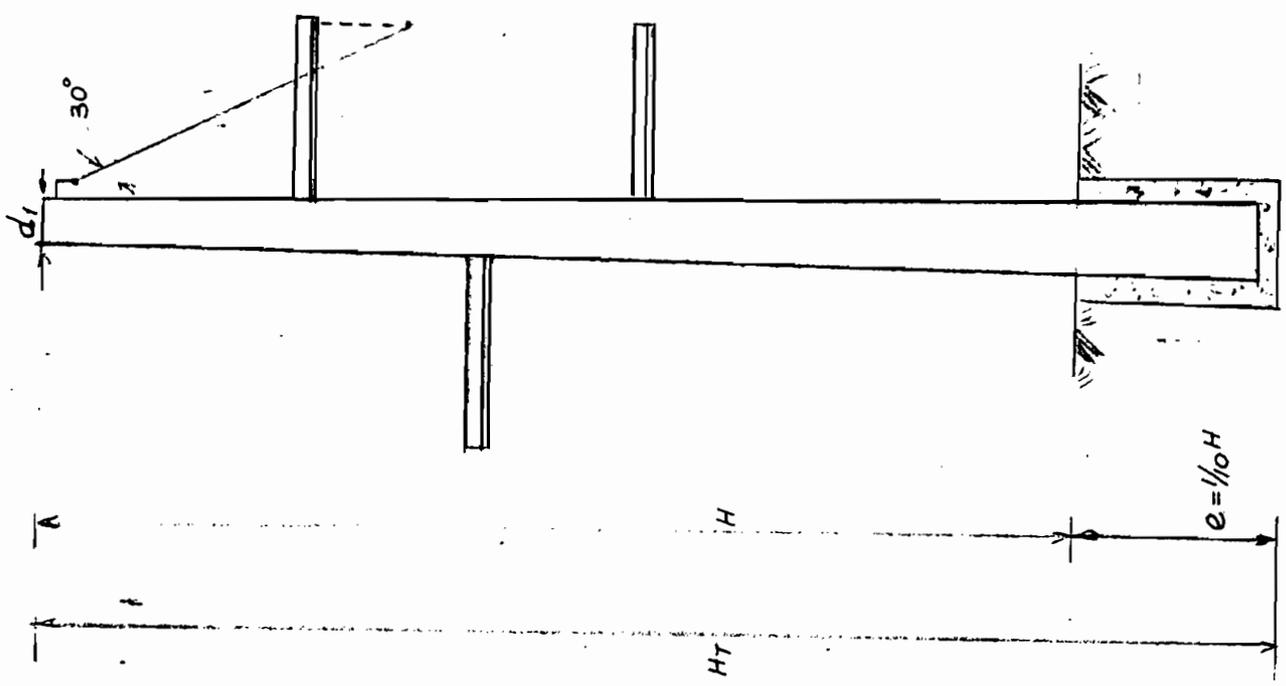


FIG. 12 DIMENSIONES POSTES DE HORMIGON

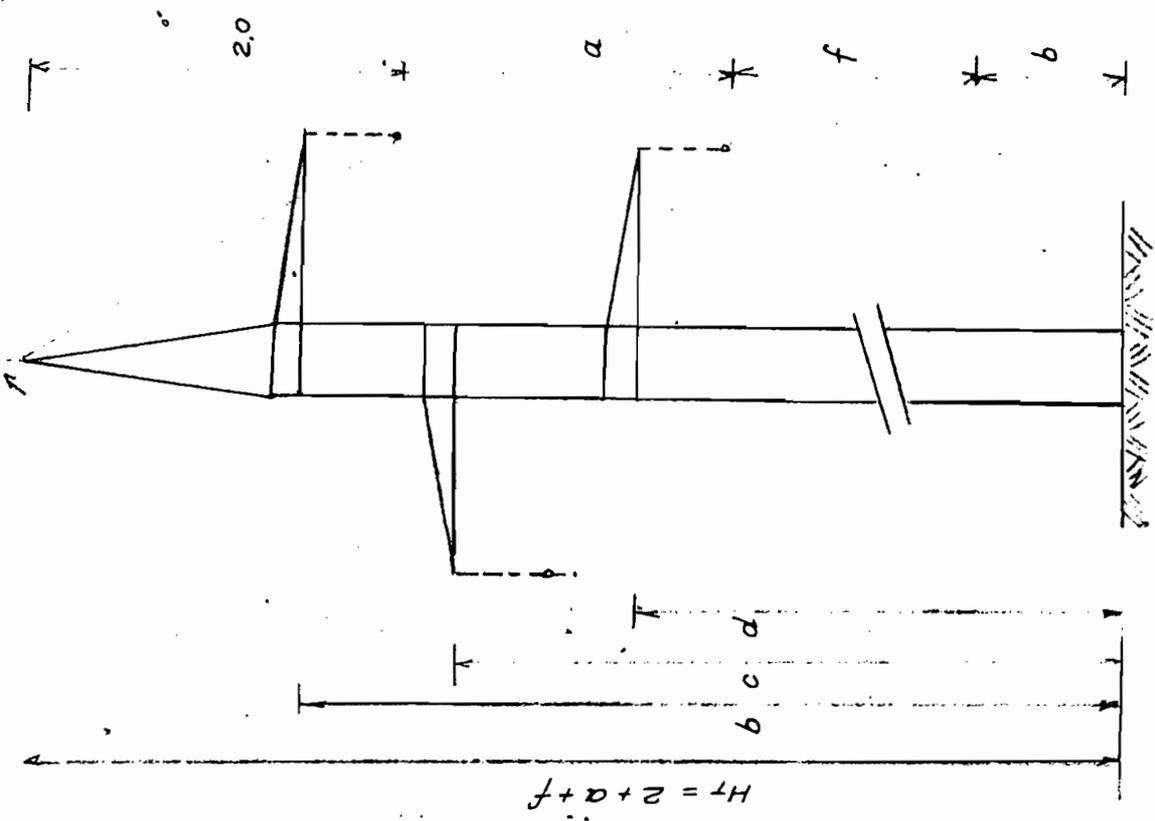


FIG. 11 DIMENSIONES TORRE DE ACERO

Una vez determinadas las dimensiones de las estructuras para los distintos vanos, calcularemos los costos que significan para las alternativas a considerarse: Torres de acero y postes de hormigón.

III) SELECCION DEL TIPO DE ESTRUCTURAS.

TORRES DE ACERO

Cálculo del peso de la estructura.-

El cálculo del vano económico resulta más fácil para la estructuras de acero, siendo el precio de éstas proporcional a su peso.

Para la determinación del peso de la torre de suspensión se eligió la fórmula de J. P. Ryle (STEEL TOWER ECONOMICS) y que tiene la siguiente expresión:

$$G = K H_p \sqrt{M} \quad (a)$$

donde:

G = peso del soporte en Kg.

K = factor que depende del tipo de soporte. Para soportes con disposición triangular de los conductores K = 0,43 para la disposición horizontal K = 0,5

H_p = altura total del soporte sobre el suelo (m)

M = momento del vuelco Kg-m

Cálculo del momento - "M".

A continuación se presenta un resumen de los momentos

obtenidos para los distintos vanos.

Estos momentos han sido obtenidos por:

- a) Presión del viento sobre conductores e hilo de guardia.
- b) Presión del viento sobre la torre.
- c) Tiro longitudinal correspondiente al corte de un conductor considerando un factor de reducción = 0,7;
(865 x 0,7 = 606 Kg.)

VANO (mts)	100	150	200	250	300
M_1 Momento debido a presión viento hilo de guardia (kgm)	294	490	735	1060	1480
M_2 Momento debido a presión viento, conductores (Kgm)	1031	1710	2640	3850	5450
M_3 Momento debido a presión viento, TORRE (Kgm)	690	1050	1330	1720	2250
M_L Momento debido a tiro longitudinal (Kgm)	5400	6000	69400	8100	9600
$M_T = M_1 + M_2 + M_3 =$ Momento total debido al viento (kgm)	2215	3240	4705	6630	9180

Aplicando la fórmula de Kyle, para disposición triangular de los conductores ($K = 0,43$) obtendremos los pesos correspondientes a los diferentes vanos. Se podrá observar que los momentos mayores se obtuvieron para el caso de considerar el tiro longitudinal del conductor.

VANO (mts)	100	150	200	250	300
$M_L =$ Momento debido a tiro longitudinal	5.400	6.000	6.940	8.100	9.600
Factor de Kyle (K)	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43

VANO (mts.)	100	150	200	250	300
Altura total del soporte (H_T)	10,134	11,06	12,647	14,548	17,0
Peso de la Torre (G) (kg)	322	370	460	570	720

CALCULO DE LAS FUNDACIONES.-

La línea en su mayor parte atravesará zonas de terreno blando, por tanto el tipo de fundaciones a emplearse, serán para cualquier alternativa, de hormigón.

Para las fundaciones se admite aproximadamente que el volumen de hormigón es proporcional al momento del vuelco de la estructura, y su valor se determinará con la siguiente fórmula empírica:

$$V_h = b \sqrt{M}$$

donde:

$$V_h = \text{Volumen de hormigón (m}^3\text{)}$$

$$b = \text{Factor que vale 0,005}$$

$$M = \text{Momento del vuelco (Kgm)}$$

A continuación se dan los volúmenes aproximados de las fundaciones de hormigón, para los distintos vanos:

VANO (m)	100	150	200	250	300
b	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
M (kgm)	5.400	6.000	6.940	8.100	9.600
V_H (m ³)	0,37	0,39	0,42	0,45	0,49

C O S T O S

COSTO DE TORRES.-

El costo de estructuran metálicas se estima en un valor de \$ U.S. 300/Tonelada en obra.

COSTO DE HORMIGON.-

El costo de 1 m3 de hormigón se estima en el Puyo de \$ U.S. 35.

COSTO DE ACCESORIOS.-

3 aisladores	\$ U.S.	10,5
1 grapa	\$ U.S.	3,5
1 hojal ovalado	\$ U.S.	1,0
1 gancho "U"	\$ U.S.	3,0
1 armor rod	\$ U.S.	2,0

U.S. \$ 20,0

En el sitio de montaje U.S. \$ 25

A continuación se da un resumen de los costos totales para los diferentes vanos:

VANO	No. DE TORRES	DE PESO C/TORRE	PESO C/TORRE	COSTO TORRES	COSTO FUNDA	COSTO ACCES	COSTO DE PUESTAS A TIERRA	COSTO TOTAL
(m)	(EN 22(kg) KMS)	(Tonel)	(\$US)	(\$US)	(\$U.S)	(\$U.S)	(\$10/ESTRC) \$ U.S.	\$ U.S.
100	220	322	72,0	21600	2880	16500	2.200	43.180
150	146	370	54,0	16200	2100	11000	1.460	30.760
200	110	460	51,0	15300	1800	8250	1100	26.450
250	88	570	50,0	1500	1600	6600	880	24.080
300	73	720	52,5	15900	1500	5500	730	23.630

Del cuadro anterior, se puede decir que resulta más conveniente entre los vanos considerados, el vano de 300 metros. Sin embargo la determinación final del vano, se hará en base a ciertas consideraciones adicionales.

a) Las características topográficas del terreno, no permiten obtener como vano promedio dominante el de 300 metros.

b) La elección de un vano de 300 metros frente a vanos menores por ejemplo 200 o 250 mts. traerá acompañado la posible instalación de mayor cantidad de amortiguadores de vibración.

c) Si comparamos los costos entre los vanos de 200, 250 y 300 metros, veremos que la diferencia es mínima, 12%.

Para las consideraciones expuestas, se ha escogido para el caso de considerarse torres de acero, los vanos de 200 y 250 metros como vanos promedios dominantes.

ESTUDIO CON ESTRUCTURAS DE HORMIGON.-

Otra alternativa, en cuanto a la selección del tipo de estructuras, será considerar postes de hormigón armado, o vibrado, de sección rectangular, que por la posibilidad de fabricarlos en el país, empleando materiales y mano de obra locales ofrecen una solución que puede ser interesante. Datos en cuanto a diseño, costos y proceso de fabricación han sido tomados de los estudios realizados por INECEL

CALCULO PARA POSTES DE HORMIGON

Manteniendo la misma disposición de los conductores para

torres (Fig. 12), tendremos las siguientes dimensiones y momentos para los distintos vanos considerados.

VANO	100	150	200	250	300
H(m)	10,134	11,0	12,647	14,548	17,0
$e = 1/10H$ (m)	1,0	1,2	1,3	1,5	1,7
H_T (m)	11,13	12,20	14,00	16,00	18,7
d_1 (m)	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
d_0 (m)	0,32	0,34	0,37	0,41	0,46

Momento debido a viento sobre conductores e hilo de guardia (kgm) 1325 2190 3375 4918 6930

Momento debido a viento sobre poste (kgm) 540 637 800 1125 1900

Momento total (presion de viento) (kgm) 1865 2827 4175 6043 8830

Momento debido a tiro longitudinal del conductor (kgm) 5400 6000 69400 8100 9600

CARGA UTIL a 20 cm. de la punta (kg) 545 550 550 550 550

CARGA ROTURA a 20 cm. de la punta con factor de seguridad = 2 (kg) 1100 1100 1100 1100 1100

COSTOS .- A continuación se presenta un resumen de los costos para los distintos vanos, con la alternativa del uso de postes de hormigón:

VANO (m)	No. DE POSTES	TIPO DE POSTE	COSTO POR POS- TE U.S. \$	COSTO T.POS- TES US\$	COSTO FUND US\$	COSTO CRUZE TAS US\$	COSTO ACCES- US \$	COSTO PUES- TAS A TIERRA US\$	COSTO TOTAL US\$
100	220	11,1/1100	80	17600	2880	3250	16500	2.200	42430
150	146	12,2/1100	85	12500	2100	2200	11000	1.460	29260
200	110	14,0/1100	105	11500	1800	1650	8250	1.100	24300
250	88	16,0/1100	120	10500	1600	1300	6600	880	20880
300	73	18,7/1100	135	10090	1500	1100	5500	730	18830

CONCLUSIONES

Para la alternativa de emplear postes de hormigón vibrado, resulta como vano económico el de 300 mts., pero como hiciéramos la observación cuando mencionábamos las torres de acero, debido a la topografía muy irregular del terreno, la aplicación de este vano, como vano dominante, resultaba prácticamente imposible.

Nos toca, analizar los vanos de 200 y 250 mts., que aparentemente son los más convenientes y cuyos costos son de \$ U.S. 24.300 y \$ U.S. 20.000 respectivamente; si comparamos estos costos con los obtenidos para el caso de emplear torres de acero (\$ 26.450 y \$ 24.080), observaremos que la diferencia no es considerable. Adicionalmen-

te deben tenerse en cuenta otros factores para la selección final del material de estructuras a emplearse; estos factores son:

1- Peso.- El empleo de postes de Hormigón conducirá a un peso total aproximado de 200 toneladas, frente al peso menor que se obtendrá con estructuras de acero, (50 toneladas aproximadamente).

2- Transporte.- Tomando en cuenta el peso mayor de los postes de Hormigón y la topografía muy irregular del terreno, la adopción de los postes de Hormigón presentará muchas dificultades para este transporte.

3- Tipo de estructuras.- Para el caso de emplearse estructuras de acero, la obtención de la longitud y carga de rotura, prácticamente no tiene limitación alguna, no así para el caso de utilizarse postes de Hormigón, en que los valores de longitud y cargas de rotura, están supeditados a lo que los fabricantes nacionales producen.

4- Seguridad mecánica de la línea.- Al adoptar postes de Hormigón, los esfuerzos producidos en las estructuras: angulares, de retención y terminales, serán absorbidos por tensores, característica ésta, que hace que la línea ofrezca una menor seguridad mecánica.

5- Costos.- Si bien en el estudio anterior, se llegó a determinar la diferencia de costos que significará la utilización de postes de hormigón con respecto a las torres de acero, cabe indicar que dicha diferencia fue obtenida considerando únicamente, para

cualquier alternativa, estructuras tipo tangente. Sin embargo, sale la pena considerar, el costo adicional que va a significar, en el caso de emplear postes de hormigón armado, los accesorios, tensores y la mano de obra que requieren las estructuras: angulares (20% en la línea), de retención y terminales.

Por las razones anotadas, resulta más conveniente elegir estructuras metálicas, con vanos promedios dominantes de 200 y 250 metros.

IV) Localización de las estructuras.

A continuación, se indica el procedimiento que se siguió para la localización de las estructuras sobre la planta y perfil del terreno.

1- Planta y Perfiles del Terreno.- La obtención de los dibujos de la planta y perfiles del terreno, fue posible gracias a la colaboración de INECCEL, quien realizó los estudios correspondientes para determinar el recorrido de la línea. Cabe anotarse únicamente, y como comentario per-

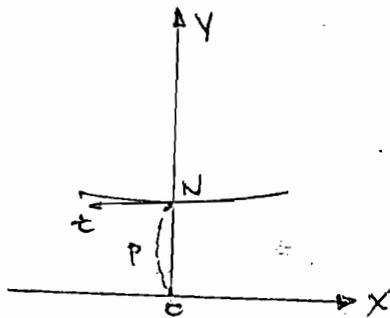
sea $\frac{l}{2} = \frac{a}{2}$; $l =$ arco AB ; $T =$ tensión específica (kg/mm²); $p =$ peso unitario (Kg/m.mm²)., $a =$ vano (m)

Bajo estas condiciones $CB = \frac{a^2}{4}$, de donde:

$$T \cdot f = p \cdot \frac{a}{2} \cdot \frac{a}{4} = \frac{p \cdot a^2}{8}, \text{ de donde:}$$

$$f = \frac{p \cdot a^2}{8T} \quad \text{ó} \quad T = \frac{p \cdot a^2}{8f} \quad (7)$$

Por otra parte, tenemos que seguir el Principio de Bernoulli que establece que la curva de equilibrio de un hilo homogéneo de peso uniforme, flexible e inextensible, suspendido por sus extremidades a 2 puntos fijos situados al mismo nivel es una Catenaria.



Tomando por ejes coordenados la directriz y el eje de simetría de la curva la ecuación de la catenaria se escribe:

$$Y = P \operatorname{Ch} \frac{X}{P} \quad (1)$$

Ch = coseno hiperbólico.

Desarrollando en serie $\operatorname{Ch} \frac{X}{P}$, la ecuación se transforma en:

$$Y = P \left(1 + \frac{X^2}{2P^2} + \frac{X^4}{4P^4} + \frac{X^6}{2P^6} + \dots \right) \quad (2)$$

Tomando sólo los dos primeros miembros de (2), tenemos la ecuación de una parábola y, si procedemos a trasladar el origen de coordenadas al punto N haciendo:

$$y = Y - P; \quad x = X$$

La ecuación original de la parábola se transforma en:

$$y + P = P + \frac{x^2}{2P}; \quad y = \frac{x^2}{2P} \quad (3)$$

-Se ha tomado en el caso, de reemplazar la catenaria por la parábola que acabamos de definir, obteniendo como resultado, cálculos más simples. Es evidente que tal aproximación resulta válida cuando las dos curvas

$$Y = P + \frac{x^2}{2P} + \frac{x^4}{4P^3} + \dots$$

Tomando sólo los dos primeros miembros de (2), tenemos la ecuación de una parábola y, si procedemos a trasladar el origen de coordenadas al punto N haciendo:

$$y = Y - P; \quad x = X$$

La ecuación original de la parábola se transforma en:

$$y + P = P + \frac{x^2}{2P}; \quad y = \frac{x^2}{2P} \quad (3)$$

-Se ha tomado en el caso, de reemplazar la catenaria por la parábola que acabamos de definir, obteniendo como resultado, cálculos más simples. Es evidente que tal aproximación resulta válida cuando las dos curvas permanecen suficientemente vecinas.

Si en la ecuación (3) reemplazamos el valor de x por la relación:

$$a = 2x; \text{ ó } x = \frac{a}{2}, \text{ para comparar con la ecuación (7) tenemos:}$$

ción (7) tenemos:

$$y = f = \frac{a^2}{4 \cdot 2P} = \frac{a^2}{8P} \quad (7'); \quad f = \frac{p \cdot a^2}{3T} \quad (7)$$

De las ecuaciones anteriores, deducimos que "P" (parámetro) en la ecuación de la catenaria (1) tiene la siguiente significación:

$$P = \frac{T}{p} = \frac{t}{w}$$

P es la relación de la tensión unitaria (t) del conductor (kg/mm^2) al peso por unidad de sección del mismo (kg/m mm^2).

CALCULO A PARTIR DE LA NOCION DE PARAMETRO.-

El valor del parámetro que define geoméricamente la curva de equilibrio de un conductor (catenaria o parábola) es:

$$P = \frac{t}{w}$$

t = tensión unitaria en el punto de tangencia horizontal.
w = peso por unidad de sección.

La curva de equilibrio que tiene la mayor importancia, es la curva de temperatura máxima sin viento, por que es bajo esta condición que las normas fijan la altura mínima de los conductores sobre el suelo, vías férreas, carreteras, ríos, etc. . Por tanto, lo adecuado es fijar el parámetro a + 40°C sin viento, para estudiar la repartición de los soportes de línea en el perfil longitudinal del terreno.

Cuando se habla de un parámetro de 750 por ejemplo se sobreentiende que se refiera a + 40° sin viento. Sin embargo si interesa el parámetro para otras condiciones es necesario precisar expresamente las mismas.

Para la aplicación del método que acabamos de exponer es conveniente tomar en cuenta un número restringido de parámetros; en la práctica éstos varían en 100 o en 50 dentro del campo de aplicación real de conductores para líneas aéreas.

"Seleccionar un parámetro equivale a fijarse la

tensión del conductor a + 40° sin viento"

Catenarias.-

Utilizando la ecuación (2) es posible construir punto por punto, la catenaria definida por un parámetro P. En la práctica se limita el desarrollo de la serie a los cuatro primeros términos. Haciendo una traslación de ejes coordenados, igual al que sirvió para la obtención de la ecuación (3) se tiene:

$$y = \frac{x^2}{2P} + \frac{x^4}{24P^3} + \frac{x^6}{720P^5}$$

La curva obtenida en la fórmula anterior, puede dibujarse para un determinado parámetro sobre una hoja de material plástico a escalas adecuadas (1 : 2500 horizontal; 1 : 500 vertical) y de esta manera se dispone de una plantilla plástica con un parámetro determinado.

La catenaria del parámetro P puede utilizarse para cualquier conductor sea cual fuere su constitución y naturaleza ya que la tensión y el peso específico no intervienen más que por su cociente. Por ejemplo, si el peso específico es el doble, será suficiente que sea el doble la tensión para que la relación t/w sea igual.

ELECCION DEL PARAMETRO

Para nuestro caso, el cálculo del parámetro de la catenaria se hizo comparando las tensiones obtenidas en el Estado para los distintos vanos, se consideró el

estado 1 , por que en este estado se asume la temperatura máxima, sin viento, condiciones éstas para obtener la flecha máxima del conductor. De los valores obtenidos anteriormente , (Ver capítulo, Cálculo de las Flechas y tensiones), se tiene para los vanos de 150,200 250 y 300 mts, las siguientes tensiones:

vano 150 metros	5,81 kg/mm ²
vano 200 metros	5,82 kg/mm ²
vano 250 metros	5,89 kg/mm ²
vano 300 metros	5,95 kg/mm ²

Como la flecha f , está en razón inversa de la tensión específica p , ($f = \frac{a^2 \times g}{8 \times p}$) , escogeremos para el caso más desfavorable , aquella tensión que nos dé una flecha mayor, y que para el presente estudio, resulta la tensión de 5,81 kg/mm². Partiendo de la expresión:

$P = \frac{p}{W}$, obtendremos el valor del Parametro:

$$P = \frac{p}{W} = \frac{5.81 \text{ kg/mm}^2 \times 10^3}{3.46 \text{ kg/n.mm}^2} = 1.680 \approx 1.700 \text{ mts}$$

con este parametro , se ha recurrido a la plantilla de celuloide, y con ésta, en el perfil del terreno, se ha realizado los diferentes tipos de estructuras, y cuyo resumen se indica en el cuadro siguiente:

IV - LOCALIZACION DE ESTRUCTURAS

TORRE N°	ANGULO	VANO	VANO ACUMULADO	CARGA VERTIC.-TRANSV. (TOTAL)	CARGA	S SE S+3 SR R A 30° A 45° A 65°	TIPO DE TORRE
2		80	187	859	160		X
2	18°	107	331	117	1362	X	
3		144	447	313	217	X	
4	21°30'	116	557	792	1345	X	
5	23°30'	110	721	-590	1710	X	
6	14°	164	841	0	1115	X	
7		120	983	1104	236	X	
8		150	1123	-276	240	X	
9	21°30'	140	1373	35	1628	X	
10		250	1447	665	361	X	
11		174	1689	28	336	X	
12	50°	242	1795	367	3300		X
13		106	1988	346	247	X	
14		193	2203	287	330	X	
15	20°	215	2371	544	1564	X	

TORRE	ANGULO	VANO	VANO CARGA ACUMULADO VERTC. TRANSV. (TOTAL)	S SE S+3 S R R A 30°	TIPO DE TORRE A 45°	CARGA T
16		170	2613	-180	349	X
17	27°41'	242	2743	588	1981	X
18		190	2889	381	299	X
19	4°30'	146	3109	472	453	X
20	45°	220	3195	-36	4065	X
21		86	3357	568	208	X
22		162	3589	280	327	X
23	11°54'	232	3881	410	1150	X
24		292	4191	322	496	X
25	3°	310	4405	440	554	X
26		214	4689	336	399	X
27	39°	284	4965	430	2842	X
28		276	5265	378	455	X
29		300	5487	354	415	X
30		222	5662	281	321	X
31		175	5882	281	321	X
32	13°	220	6128	596	1197	X

TORRE No.	ANGULO	VANO	VANO ACUMULADO	CARGA VERTC. --(TOTAL)	CARGA TRANSV.	S SE	SR R A	TIPO DE TORRE	A 300.	A 450.	A 65	T
33		246	6418	- 43	429			X				
34		290	6614	406	388	X						
35	360.	196	6834	556	2550					X		
36	30	220	7120	246	473	X						
37	30	286	7356	546	488	X						
38	450	236	7491	-406	3022					X		
39		135	7643	812	256	X						
40		152	7733	471	203	X						
41	220	90	7858	-353	1557				X			
42		125	7984	511	210	X						
43		126	8244	446	1319				X			
44		260	8421	-132	353			X				
45		177	8644	734	324	X						
46		223	8944	290	418				X			
47	70	300	9242	393	900					X		
48		298	8536	389	471						X	
49		294	9882	417	2028							X
50		246	10092	552	366	X						
51		210	10252	-189	395					X		
52		160	10482	752	315	X						

NO.	ANGULO	VANO ACUMULADO	VERTIC. (TOTAL)	CARGA TRANSV.	S	SE	S13	SR	R	A	300	A	450	A	650	T
53		10719	100	373	X											
54	40	11009	453	438		X										
55		11270	488	437		X										
56	21°	11518	279	1703							X					
57		11738	217	376		X										
58	10°30'	11958	806	1070							X					
59		12076	-249	295						X						
60	9°30'	12310	526	803											X	
61		12472	278	322						X						
62		12642	244	270						X						
63		12902	298	347						X						
64	12°30'	13099	553	1142											X	
65		13279	-170	300						X						
66		13497	393	322											X	
67	24°15'	13679	-166	1829												X
68	44°	13853	470	2982												X
69		14008	424	270						X						
70	19°30'	14123	360	1376												X
71		14336	-33	269												X
72	37°30'	14624	495	2660												
73	30°30'	14182	264	2366												

ACUMULADO VERT. (TOTAL) TRANSV. S SE S± SR R 30° A 45° A 65° T

No.	ACUMULADO	VERT. (TOTAL)	TRANSV.	S	SE	S±	SR	R	30° A	45° A	65° T
74	14928	590	251	X							
75	15100	-286	277				X				
76	15166	547	277	X							
77	15315	106	258	X							
78	15569	286	329	X							
79 24°30'	15789	383	1895						X		
80 17°	16071	396	1414						X		
81	16276	331	388		X						
82	16494	407	340	X							
83 30°30'	16664	12	2179						X		
84	16888	579	319	X							
85 6°	17138	228	628						X		
86	17388	552	402	X							
87	17638	122	392	X							
88	17880	350	418			X					
89 9°30'	18168	383	967						X		
90	18364	265	303	X							
91 22°	18540	343	1708						X (-30)		
92	18772	348	430				X				
93 29°	19059	383	2176				X				
94 40°	19249	285	266								X
116											

110-

VII - DISEÑO Y CÁLCULO DE LAS ESTRUCTURAS

CLASIFICACION DE SOPORTES SEGUN SU APLICACION

Antes de entrar propiamente al diseño de los distintos soportes que tendrá la línea, es necesario dejar establecida una clasificación de los mismos.

1.- Torres de suspensión, destinadas solamente para soportar los conductores y admitidos únicamente en tramo recto.- (Ref.: TIPO "S").

2.- Torres de ángulo, destinados para soportar el tiro de los conductores en los puntos de desvío (TIPO "A").

3.- Torres de retención, destinadas para formar puntos fijos en la línea (Ref.: TIPO "R").

4.- Torres terminales, destinadas para soportar el tiro unilateral total de los conductores (Ref.: TIPO "T").

5.- Torres de suspensión con cadenas horizontales, destinadas para soportar tiros hacia arriba y ángulos pequeños hasta 5° (Ref.: TIPO "SR").

6.- Torres de suspensión más una longitud de 3 metros, este tipo de poste, tiene las mismas características de la torre tipo "S" con el aditamento de 3 metros, con el objeto de salvar accidentes topográficos del terreno, que no se consiguen con la torre de suspensión normal. (Ref.: TIPO S + 3).

7.- Torre de suspensión especial, este tipo de torre es de igual característica al del poste tipo "S" con la diferencia de que esta torre servirá para salvar, vanos de gran longitud y ángulos pequeños hasta 5° (Ref. TIPO "SE").

DISEÑO DE ESTRUCTURAS

A) DIMENSIONAMIENTO. -

TORRE TIPO SUSPENSION "S"

Vano medio: 250

Vano adyacente mayor: 269

Distancia entre conductores: La distancia mínima debe mantenerse

$$d_c = \frac{K \cdot V \cdot f \pm L}{K} \pm \frac{U}{150} \quad (1)$$

f = flecha en metros (a 50 oC) = 5,3 mts.

L = Longitud de la cadena =

K = Según disposición de la cadena y ángulo de inclinación.

U = Tensión en KV.
n

Para el factor K, nos remitiremos a los valores establecidos por las normas VDE, que dan para un ángulo de inclinación del conductor:

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{\frac{V_1}{2} \pm \frac{V_2}{2}}{\frac{P_1}{2} \pm \frac{P_2}{2}}$$

V₁ = Viento sobre cadena = 8 Kg.

V₂ = Viento sobre conductor = 0,415 kg/m x 250 = 105

P₂ = Peso conductor = 0,2721 Kg/m x 250 = 68

$$P_1 = \text{Peso cadena} = 19 \text{ Kg}$$

$$\text{tg } \alpha = \frac{8/2 \pm 105}{19/2 \pm 68} = \frac{109}{77,5} = 1,4$$

$$\alpha = 54^\circ$$

Con un ángulo de inclinación de 54° y teniendo la disposición de conductores uno encima de otro el valor "K" resulta: 0,85

En la fórmula (1)

$$d_c = 0,85 \sqrt{5,3 \pm 0,639} \pm \frac{U}{150}$$

Como tenemos una tensión nominal de 34,5 KV. = U a ésta, debemos aplicarle los factores de corrección producidos por aumento de temperatura y altura.

a) CORRECCION POR ALTURA:

$$\frac{C}{H} = 1 \pm 0,03 \frac{h - 3.300}{1.000} \quad h = \text{altura en pies.}$$

El punto más alto que atraviesa la línea es el de 1300 metros = 4.300 pies, por tanto:

$$\frac{C}{H} = 1 \pm 0,03 \frac{4.300 - 3.300}{1.000} = 1,1$$

Por temperatura:

$$\frac{C}{T} = \frac{273 \pm 50}{313} = \frac{323}{313} = 1,031$$

Coefficiente resultante = $1,1 \times 1,031 = 1,131$; quedándonos por lo tanto:

$$d_c = 0,85 \sqrt{5,3 \pm 0,639} \pm \frac{34,5}{150} \times 1,131 = 2,3$$

DISTANCIA A MASA.-

Como quedó establecido en el capítulo "Coordinación de aislamiento", la distancia mínima que debe mantenerse con respecto a masa, es de 0,458 metros.

DISTANCIA DEL CONDUCTOR MAS BAJO A TIERRA.-

Para un tramo de 250 m., tenemos una flecha de 4,588 mts. y de acuerdo a las normas establecidas por la VDE, para 33 KV, la distancia de seguridad adoptadas son:

Zona rural	6,00 mts.
Zona urbana	5,00 mts.
Cruce ruta	8,00 mts.
Lugares desiertos	5,00 mts.
Lugares inaccesibles	4,000 mts.

Por tanto para la TORRE Tipo Suspensión que atraviesa terrenos de zona rural el conductor más bajo tendrá una altura de suspensión de:

$$4,588 \pm 6 = 10,588$$

DISPOSICION DEL HILO DE GUARDIA.-

Como se mencionó en el capítulo correspondiente a la "Protección del Sistema y Coordinación del Aislamiento", el hilo, de guardia con respecto al conductor de fase, deberá mantener como mínimo un ángulo de 30°

LONGITUD DE LA CRUCETA:

$$L_c = 0,458 \pm 0,639 \cos 36^{\circ} = 0,962 \approx 1,00$$

TORRE SUSPENSION ± 3 metros TIPO "S ± 3"

Vano medio : 226

Vano adyacente mayor: 271

Por ser de la misma característica de la Torre Tipo "S", las distancias se mantendrán iguales, excepción de la altura de suspensión sobre el suelo que será de 11,38 ± 3 = 14,38

TORRE SUSPENSION ESPECIAL TIPO "SE"

Vano medio : 301

Vano adyacente mayor : 310

a) Distancia entre conductores

$$d_c = 0,85 \sqrt{6,92 \pm 0,639} \pm 0,24 = 2,58$$

Las demás distancias se mantendrán iguales a la distancia de las Torres Tipo "S"

TORRE SUSPENSION RETENCION TIPO "SR"

Vano medio : 185

Vano adyacente mayor : 273

Distancias entre conductores:

$$d_c = 0,85 \sqrt{5,45 \pm 0,639} \pm 0,24 = 2,34$$

Las demás distancias se mantendrán iguales que en la estructura Tipo "S", con la excepción de la altura de suspensión que será de : 11,38 - 0,8 = 10,58 mts.

TORRE ANCLAJE INTERMEDIO (RETENCION) TIPO "R"

Vano medio: 268

Vano adyacente mayor : 290

Distancia entre conductores:

$$d_c = 0,85 \sqrt{f \pm \frac{L}{K}} \pm 0,24$$

Las normas VDE para cadenas de amarre dan para $L_K = 0$; por lo que:

$$d_c = 0,85 \sqrt{6,1 \pm 0} \pm 0,24 = 2,34$$

Las demás distancias se mantendrán iguales que las distancias obtenidas en la Torre Tipo "SR". (Fig. No.)

TORRE TERMINAL TIPO "T"

Vano adyacente : 200

$$d_c = 0,85 \sqrt{2,97 \pm 0} \pm 0,24 = 1,71$$

Las demás distancias se mantendrán iguales a la distancia obtenida en la Torre Tipo "SR" . (Fig. No.

TORRE ANGULO 30° TIPO A 30°

Vano medio : 299

Vano adyacente : 300

Distancia entre conductores:

$$d_c = 0,85 \sqrt{6,48 \pm 0} \pm 0,24 = 2,41$$

$$d_l = \frac{2,41}{\cos 15^\circ} = 2,5$$

Las demás distancias se mantienen iguales a la distancia obtenida en la Torre Tipo "SR".

TORRE ANGULO 45° TIPO A 45°

Vano medio : 25 0

Vano adyacente : 288

Distancia entre conductores:

$$d_c = 0,85 \sqrt{6 \pm 0} \pm 0,24 = 2,32$$

Las demás distancias se mantienen iguales a las distancias obtenidas en la Torre Tipo "SR"

TORRE ANGULO 65° TIPO A 65°

Vano medio : 164

Vano Máximo: 242

$$d_c = 0,85 \sqrt{4,5 \pm} \pm 0,24 = 2,06$$

$$d_1 = 2,06 / \cos 32^\circ 30' = 2,4$$

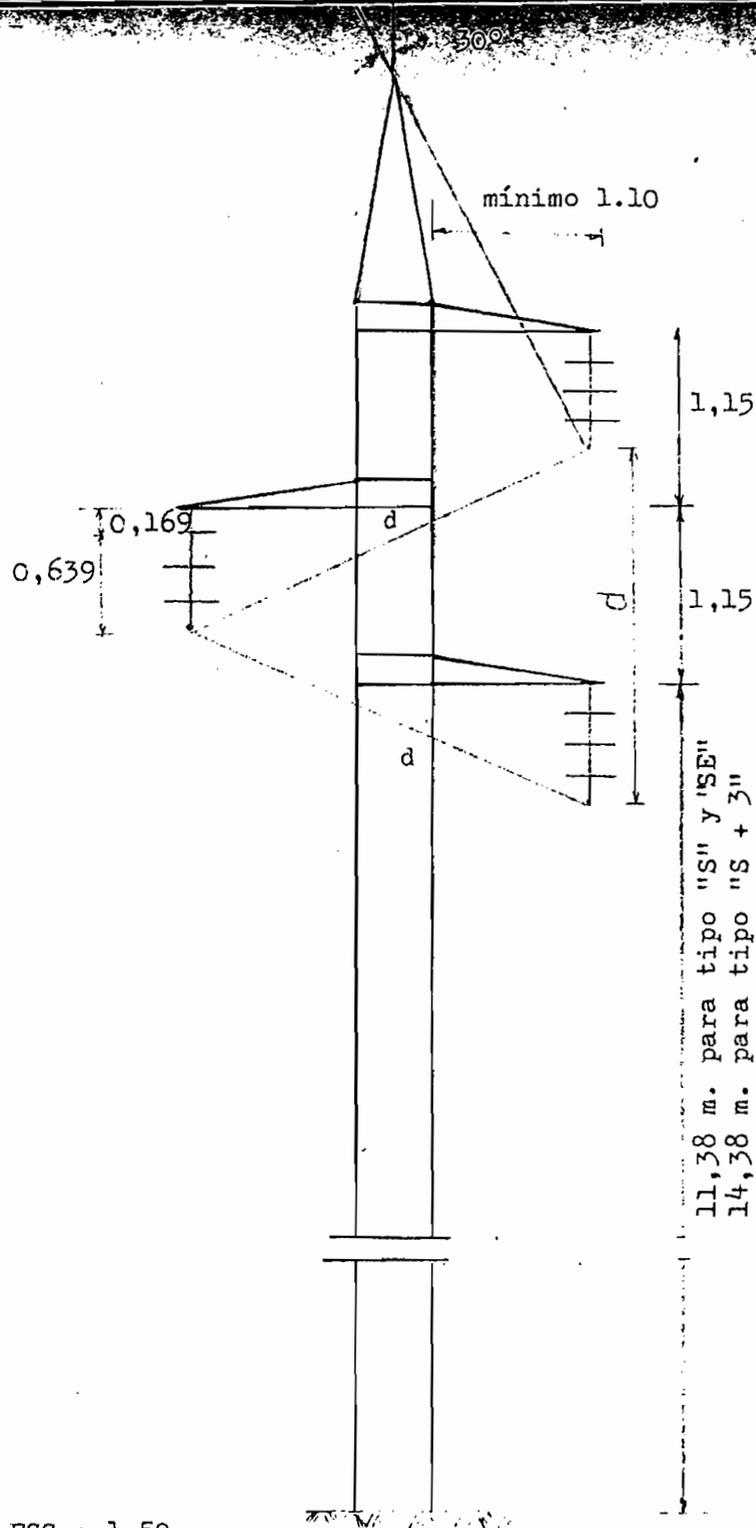
Las demás distancias se mantienen iguales a las distancias obtenidas en la Torre Tipo "SR"

En los dibujos que se indican a continuación se demuestran esquemáticamente las dimensiones de los Tipos de Torres a cumplirse en el presente estudio.

DISEÑO DE ESTRUCTURAS

B) CALCULO DE CARGAS.-

Para las hipótesis de carga que incidirán en las estructuras, nos hemos remitido a las normas VDE 0210/2.58 que asumen para los distintos tipos de torres, las siguientes hipótesis:



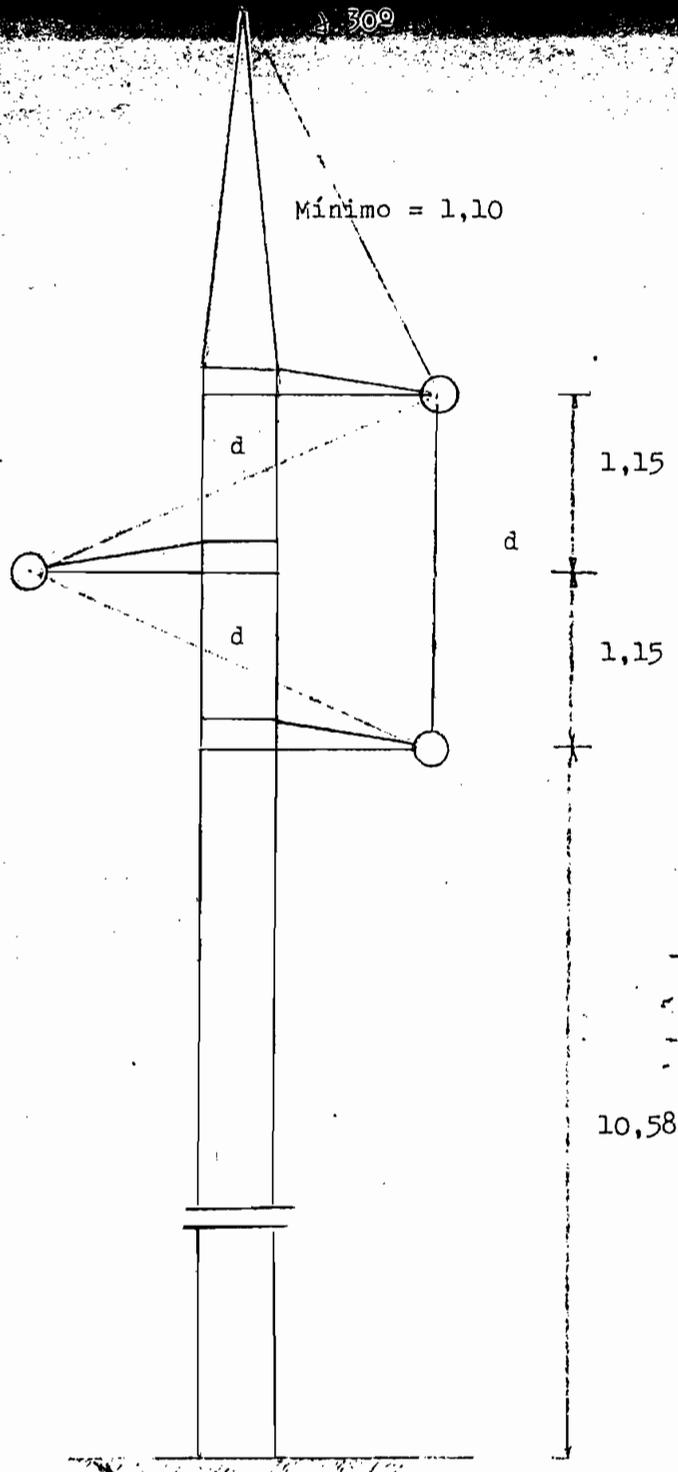
ESC.: 1:50

- d = Distancia mínima Torre "S" = 2,3
 - d = Distancia mínima Torre "SE" = 2,6
 - d = Distancia mínima Torre S + 3 = 2,3
- 11,38 m. para tipo "S" y "SE"
 14,38 m. para tipo "S + 3"

ESQUEMA DE DIMENSIONES:

Torres de Suspensión

Tipos S, S + 3 y SE



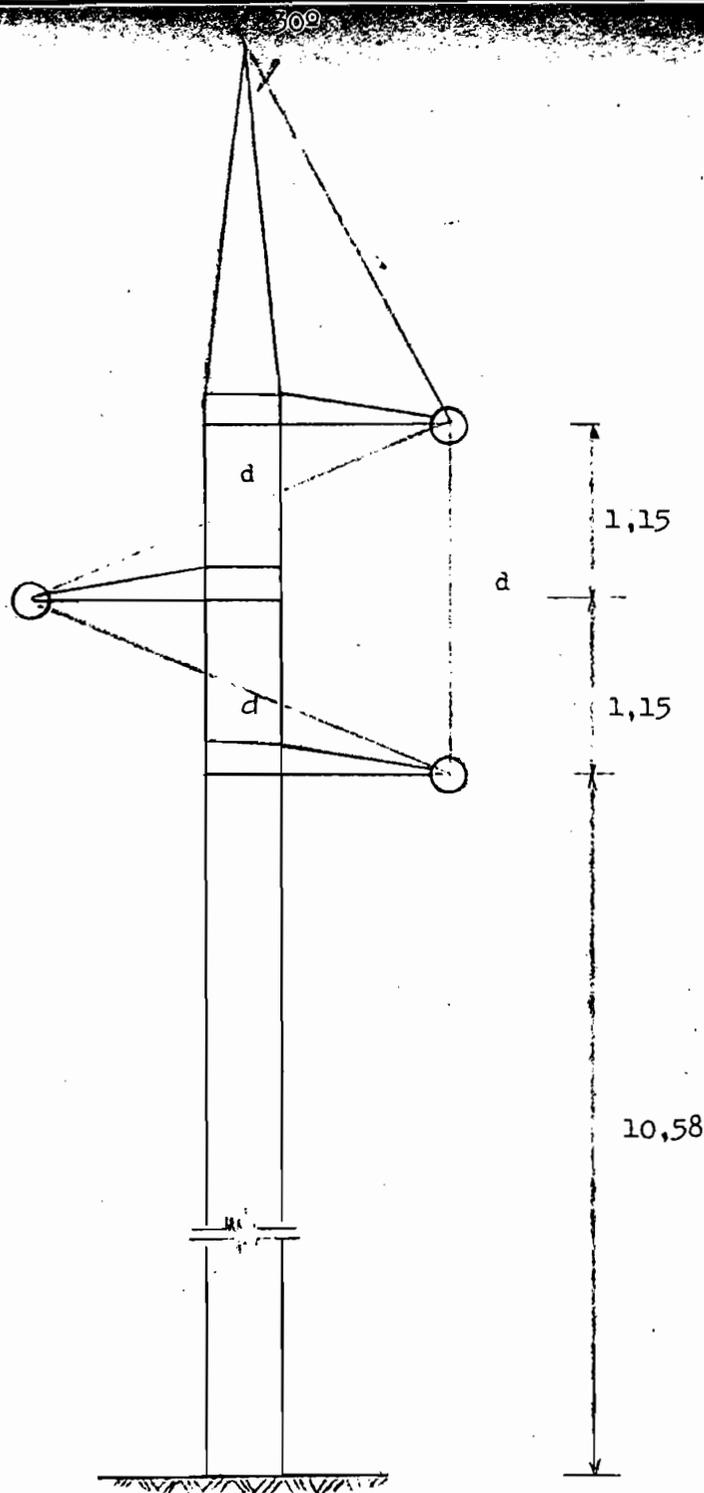
DISPOSICIONES DE CONDUCTORES

d=Distancia mínima = 2,34

ESQUEMA DE DIMENSIONES

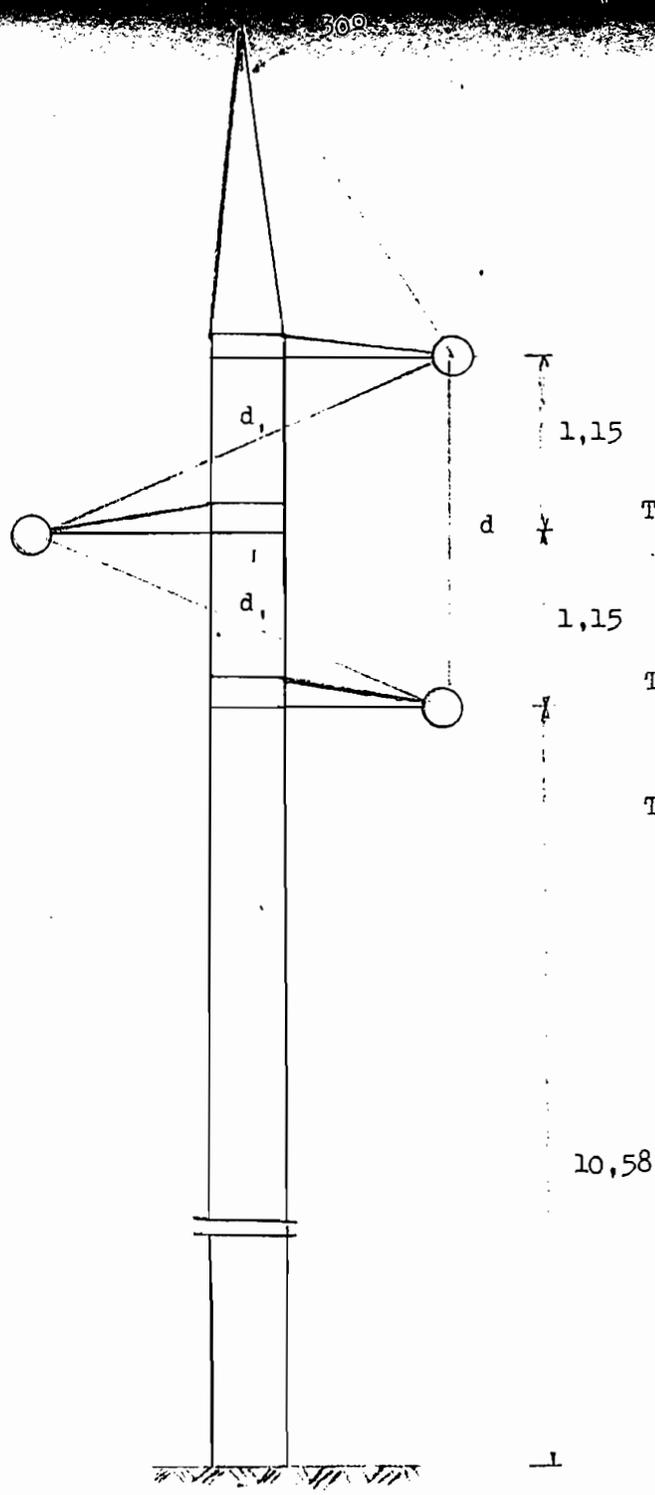
Torre de Suspensión

Tipo "SR"



ESQUEMA DE DIMENSIONES

De torres de
Retención Tipo "R" y
Torre Terminal Tipo "T"



DISTANCIAS MINIMAS:

- Torre Δ 30° $\left\{ \begin{array}{l} d = 2,41 \\ d_1 = 2,5 \end{array} \right.$
- Torre Δ 45° $\left\{ \begin{array}{l} d = 2,32 \\ d_1 = 2,5 \end{array} \right.$
- Torre Δ 65° $\left\{ \begin{array}{l} d = 2,06 \\ d = 2,4 \end{array} \right.$

ESQUEMA DE DIMENSIONES:

Torre de Angulo
 Tipos "A 30°, A 45°
 y A 65°

TORRE TIPO SUSPENSION TIPO "S"

A) CARGA NORMAL I.-

"Carga del viento normal a la dirección de los conductores sobre el poste, accesorios y a la mitad de la longitud de los conductores en los dos vanos adyacentes. Simultáneamente carga por peso propio".

CARGAS HORIZONTALES (TORRE No. 86)

Viento sobre conductores : $0,45 \text{ Kg/m} \times 250 \text{ m} = 104 \text{ kg}$
Viento sobre cadenas : $55 \text{ kg/m}^2 \times 0,1075 \text{ m}^2 = 6 \text{ kg.}$
TOT : 110 kg.

Viento sobre hilo de guardia : $0,29 \text{ kg/m} \times 250 \text{ m}$
 $= 72,5 \text{ Kg.}$

Viento sobre la Torre:

$$P = \alpha K V^2 / 16 \text{ (kg/m}^2\text{)}, \alpha = 1$$
$$P = 1 \times 1,4 \times 25^2 / 16 \text{ K} = 1,4$$
$$P = 55 \text{ Kg/m}^2 \quad V = 25 \text{ mts/seg.}$$

CARGAS VERTICALES (TORRE No. 7)

Tiro hilo de guardia (desnivel)	240 kg
Peso hilo de guardia	<u>45 kg</u>
	285 kg
Tiro conductor (desnivel)	216 kg
Peso conductor y cadenas	<u>57 kg</u>
	273 kg

CONDICION NORMAL II.-

"Carga de viento en la dirección de los conductores

sobre poste y accesorios (brazos, aisladores). Simultáneamente carga por paso propio".

Carga en dirección de los conductores:

Sobre cadena: $55 \text{ Kg/m}^2 \times 0,1075 = 6 \text{ kg.}$

Sobre poste: 55 kg/m^2

Cargas verticales:

Hilo de guardia: 285 kg.

Conductor $= 273 \text{ kg.}$

CONDICION DE EMERGENCIA.-

"Para postes de acero perfilado, rige la hipótesis que se produzca un momento de torsión causado por la rotura de un conductor. Para postes de suspensión se considera la mitad, para todos los otros postes el valor entero del tiro máximo unilateral del conductor, para el cual resultan las tensiones máximas en los distintos elementos de construcción. Para postes de suspensión en zonas, donde se comprueba carga adicional (producidas por una capa de hielo, escarcha, nieve o el viento) con regularidad debe calcularse con el pleno valor del tiro máximo del conductor. No se considera en esta hipótesis la carga del viento".

Para nuestro caso, por tratarse de una zona en que no se producen cargas adicionales, hemos considerado un 70% del tiro unilateral de un conductor, que para el conductor 2/0 A.W.G. con trabajo máximo admisible de 865 kg. resulta $= 0,7 \times 865 = 606 \text{ kg.}$

TORRE SUSPENSION ± 3 metros "S ± 3"

Vano medio à 286 m

Vano adyacente : 271 m

CARGAS HORIZONTALES. (TORRE No. 107)

Viento sobre conductor: 0,415 kg/m x 226 m. -94 kg

Viento sobre cadena: 55 kg/m² x 0,1075 m² - 6 kg:

TOTAL 100 kg.

Viento sobre hilo de guardia: 0,29 kg/m x 226 -66 kg

Viento sobre torre = 55 kg/m²

CARGAS VERTICALES (TORRE No. 107)

Peso hilo de guarda = 71 kg

Tiro hilo de guardia (desnivel) 109 "

TOTAL 180 "

Peso conductor y cadenas : 80 "

Tiro conductor (desnivel): 99 "

TOTAL 179 "

Para la hipótesis de carga de esta Torre (S ± 3) rigen las hipótesis consideradas para la Torre de Suspensión Tipo "S".

TORRE DE SUSPENSION ESPECIAL (ángulos hasta 30.) (TIPO "SE")

CARGAS HORIZONTALES (TORRE No. 25).

Viento sobre conductor 106 kg

Viento sobre cadena 6 kg.

Tiro conductor debido a 35 kg.

TOTAL 147

Viento sobre hilo de guardia	76 kg
Tiro hilo de guardia debido a ángulo	
$= 2 \times 962 \times 0,02 =$	<u>39 kg</u>
TOT	115 kg

CARGAS VERTICALES (TORRE No. 55)

Peso hilo de guardia	86 kg.
Tiro hilo de guardia (desnivel)	<u>33 kg.</u>
TOT =	119 kg.
Peso conductor y cadena	94 kg
Tiro conductor (desnivel)	<u>30 kg.</u>
TOT	124 Kg.

Las hipótesis de carga, para este tipo de Torre (SE) son las mismas que para las Torres Tipo "S".

TORRE DE SUSPENSION RETENCION (y ángulo hasta $4,0^{\circ}$ 30°)

CARGAS HORIZONTALES (TORRE No. 19)

Viento sobre conductor:	75 kg.
Viento sobre cadena: (2)	<u>12 kg.</u>
Tiro conductor debido a ángulo $4^{\circ} = 2 T \text{ sen } 2^{\circ}15'$	
$= 2 \times 865 \times 0,02181 = 38 \text{ Kg.}$	
TOTAL = $75 + 12 + 38 =$	125 Kg.
Viento sobre hilo de guardia	53 Kg.
Tiro hilo debido a ángulo:	
$: 2 \times 962 \times 0,02181 =$	<u>42 kg.</u>
TOT =	95 kg.

CARGAS VERTICALES (TORRE No. 103)

Peso hilo de guardia 57 kg

Tiro hilo de guardia (desnivel) - 86 Kg.

TOT. - 169 Kg.

Peso conductor 60 Kg.

Tiro conductor - 83 kg.

TOT: - 135 kg.

Las hipótesis de carga para las condiciones normales I y II son las mismas que las consideradas en la Torre de Suspensión Tipo "S". Para la verificación de la Torsión se tomará la condición de emergencia con 100% del tiro unilateral de un conductor. (Disposición horizontal de las cadenas).

TORRE DE ANCLAJE TIPO "R"

A) CARGA NORMAL I

"Cargas horizontales perpendiculares y cargas verticales".

CARGAS HORIZONTALES: (TORRE No. 92)

Viento sobre conductor 107 kg.

Viento sobre cadenas 16 kg.

TOT: 123 Kg.

Viento sobre hilo de guardia = 75 kg.

CARGAS VERTICALES (TORRE No. 92)

Peso hilo de guardia 81 kg.

Tiro hilo de guardia (desnivel) 1 kg.

TOT = 82 kg.

Peso conductor y cadenas	89 kg.
Tiro hilo de guardia	0 kg.
	<hr/>
TOT =	89 kg.

B) CONDICION NORMAL II

CARGAS HORIZONTALES LONGITUDINALES Y CARGAS VERTICALES

Cargas horizontales longitudinales sobre cadena = 16 kg

Cargas horizontales longitudinales sobre soporte = 55 kg/m²

Cargas verticales hilo de guardia = 82 kg.

Cargas verticales conductor = 89 kg.

C) CONDICION NORMAL III

Para esta condición la norma VDE considera "dos tercios del tiro máximo unilateral de los conductores (inclusive hilo de guardia) y simultáneamente viento sobre soporte, accesorio en dirección de las crucetas. Al mismo tiempo carga por peso propio".

2/3 Tiro unilateral hilo de guardia = $\frac{2}{3} \times 962 = 640$ kg.

2/3 Tiro unilateral del conductor = $\frac{2}{3} \times 865 = 575$ kg.

Cargas horizontales (perpendiculares a cadenas) = 16 kgs.

Carga horizontal (sobre soporte) = 55 kg/m²

Carga vertical hilo de guardia: 82 kg.

Carga vertical conductor: 89 kg.

D) CONDICION DE EMERGENCIA.-

100% del Tiro unilateral de un conductor y cargas verticales. Verificar el soporte a la Torsión para la ubicación más desfavorable.

100% del Tiro unilateral de un conductor
= 100% x 865 = 865 kg.

Cargas verticales hilo de guardia = 32 kg.

Carga vertical conductor = 39 kg.

TORRE ANGULO 30° TIPO A 30° 30'

A) CARGA NORMAL I

"La resultante de los Tiros máximos de conductores y simultáneamente carga de viento sobre Torre, conductores y accesorios en dirección de la resultante del ángulo formado por la línea. Al mismo tiempo cargas verticales".

CARGAS HORIZONTALES (TORRE No. 83)

Viento sobre conductores 80 Kg.

Viento sobre cadena 12 kg.

TOT = 92 kg.

Viento sobre hilo de guardia 56 kg.

Viento sobre Torre : 55 kg/m²

Carga perpendicular a los conductores = 92 cos 15° 15' = 89 kg.

Carga perpendicular al hilo de guardia = 56 cos 15° 15' = 54 kg.

Tiro debido al ángulo, Conductores = 2 T sen $\frac{\alpha}{2}$

= 2 x 865 x 0,26 = 450

Tiro debido al ángulo, hilo de guardia = 2 T₁

sen $\frac{\alpha}{2}$ = 2 x 962 x 0,26 = 510

TOTAL CARGA HORIZ. (CONDUCTOR) = 89 ± 450 = 539 kg

TOTAL CARGA HORIZ. (HILO DE GUARDIA) = 54 ± 510

= 564 kg.

CARGAS VERTICALES (TORRE No. 101)

Peso conductor y cadenas 92 kg.

Tiro conductor (desnivel) 190 kg.

TOT = 282 kg.

Peso hilo de guardia = 63 Kg.

Tiro hilo de guardia (desnivel) = 224 kg.

287 kg

B) CONDICION DE EMERGENCIA

Verifica la Torre a la Torsión para la ubicación más desfavorable de un conductor cortado, considerando simultáneamente las cargas normales sin viento y las cargas verticales.

100% Tiro de un conductor = 100% x 865 = 865 kg.

Tiro perpendicular a la cruceta = 865 cos 15°15' = 835kg.

Tiro en dirección de la cruceta = 865 sen 15°15' = 27 kg

TORRE ANGULO 45° TIPO A 45°

CARGAS HORIZONTALES (TORRE No. 100)

Viento sobre conductores 77 kg.

Viento sobre cadena 12 kg.

TOT = 89 kg.

Viento sobre hilo de guardia 54 kg.
Viento sobre Torre 55 kg/m²
Carga perpendicular a los conductores = 89 cos
22° 30' = 83 kg.
Carga perpendicular al hilo de guardia = 56 cos
22° 30' = 52 kg.
Tiro debido al ángulo, conductores: 2 x 865 sen
22° 30' = 664 kg.
Tiro debido al ángulo, hilo de guardia = 2 x 962
x 0,382 = 735 kg.
TOTAL CARGA HORIZONTAL CONDUCTORES = 83 ± 664 = 747 kg
TOTAL CARGA HORIZONTAL HILO DE GUARDIA = 52 ±
735 = 787 kg.

CARGAS VERTICALES (TORRE No. 100)

Peso conductor y cadenas = 98 kg.
Tiro conductor (desnivel) = 71 kg.
TOT = 169 kg.
Peso hilo de guardia 69 kg
Tiro hilo de guardia (desnivel) 79 kg.
TOT: 148 kg.

CALCULO DE TIROS

TIRO DE CONDUCTOR = 865 kg.
TIRO PERPENDICULAR A LA CRUCETA = 865 cos 22° 30' = 810 kg

TIRO EN DIRECCION A LA CRUCETA = $865 \text{ sen } 22^{\circ} 30'$
= 330 kg.

Las hipótesis de carga iguales a las consideradas en la
Torre de ángulo Tipo A 30°

TORRE ANGULO 65° TIPO A 65°

CARGAS HORIZONTALES (TORRE No. 20)

Vientosobre conductores 63 kg

Viento sobre cadenas 12 kg.

TOT 75 kg.

Viento sobre hilo de guardaa 44 kg.

Viento sobre Torre 55 kg.

Carga perpendicular a los conductores = $75, \text{cos } 32^{\circ} 30'$
= 64 Kg.

Carga perpendicular al hilo de guardia = $44 \text{ cos } 32^{\circ} 30'$
= 37 kg.

Tiro debido al ángulo, conductores: $2 \times 865 \text{ sen } 32^{\circ} 30'$
= 938 kg.

Tiro debido al ángulo, hilo de guardia: $2 \times 952 \text{ sen } 32^{\circ} 30'$
= 1.000 kg.

TOTAL CARGA HORIZONTAL, CONDUCTORES: $938 \pm 64 =$
1002 kg.

TOTAL CARGA HORIZONTAL, HILO DE GUARDIA: $1000 \pm$
 $37 = 1037 \text{ kg.}$

CARGAS VERTICALES (TORRE No. 12)

Peso conductor y cadenas = 85 kg.

Tiro conductor (desnivel) = 15 kg.
TOT = 100 kg.

Peso hilo de guardia	31 kg
Tiro hilo de guardia (desnivel)	<u>17 kg.</u>
TOT =	48 kg

CALCULO DE TIROS:

TIRO DE UN CONDUCTOR = 865 kg.

TIRO PERPENDICULAR A LA CRUETA = $865 \cos 32^{\circ} 30'$
= 730 kg.

TIRO EN DIRECCION DE LA CRUETA = $865 \sin 32^{\circ} 30'$
= 460 kg.

Las hipótesis de cargas para este Tipo de Torre serán iguales a la Torre Tipo A 30°

TORRE TERMINAL TIPO "T"

CONDICION NORMAL I

"La totalidad de los tiros máximos unilaterales de los conductores (inclusive hilo de guardia) y simultáneamente carga de viento perpendicular a la dirección de los conductores sobre Torre y accesorios. Al mismo tiempo carga por peso propio".

CARGAS HORIZONTALES (TORRE No. 109)

Viento sobre conductores = 123 kg.

Viento sobre cadenas = 12 kg.

TOT = 135 kg.

Viento sobre hilo de guardia = 87 kg.

Viento sobre torre = 55 kg/m²

100% Tiro unilateral de hilo de guardia = 962 kg.

100 % Tiro unilateral de los conductores = 865 kg.

CARGAS VERTICALES (TORRE No. 109)

Peso conductor y cadenas = 126 kg.

Peso hilo de guardia = 94 kg.

CONDICION DE EMERGENCIA.-

Verificar la Torre a la Torsión para la ubicación más desfavorable de un conductor cortado considerando simultáneamente las cargas normales sin viento y carga vertical.

TIRO UNILATERAL CONDUCTOR 865 kg.

TIRO UNILATERAL HILO DE GUARDIA 962 kg.

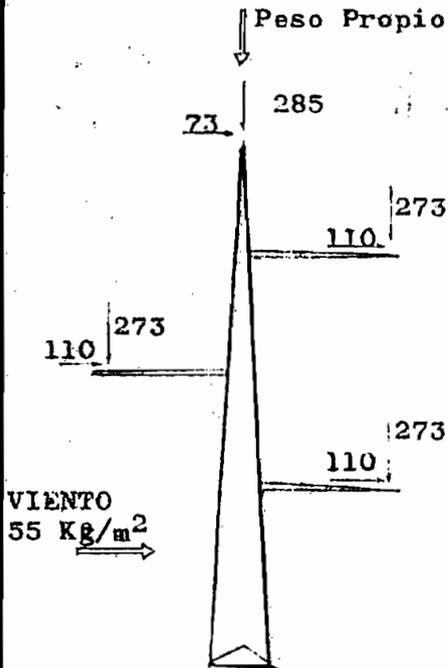
CARGA VERTICAL CONDUCTOR 120 kg.

CARGA VERTICAL HILO DE GUARDIA 94 kg.

En los dibujos que siguen, se muestran los valores de los esfuerzos aplicados a los distintos soportes, y el detalle de los accesorios a utilizarse.

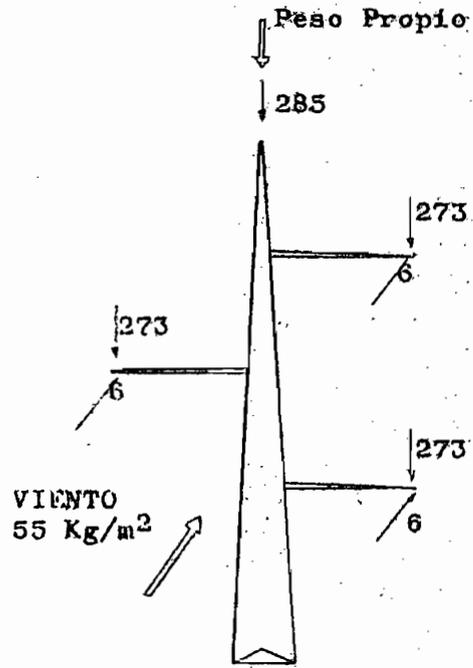
A) CONDICION NORMAL I

Cargas horizontales perpendiculares y cargas verticales



B) CONDICION NORMAL II

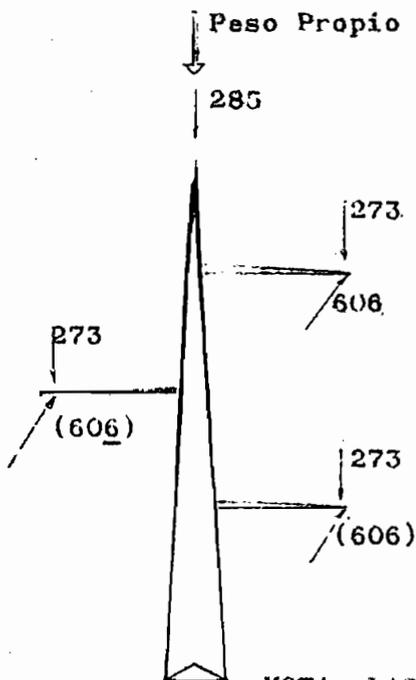
Cargas horizontales longitudinales y cargas verticales



C) CONDICION DE EMERGENCIA

70% del tiro unilateral de un conductor y cargas verticales

Verificar la torre a la torsión para la ubicación más desfavorable



NOTA: LAS CARGAS EN KG.

SISTEMAS: 34,5 KV.

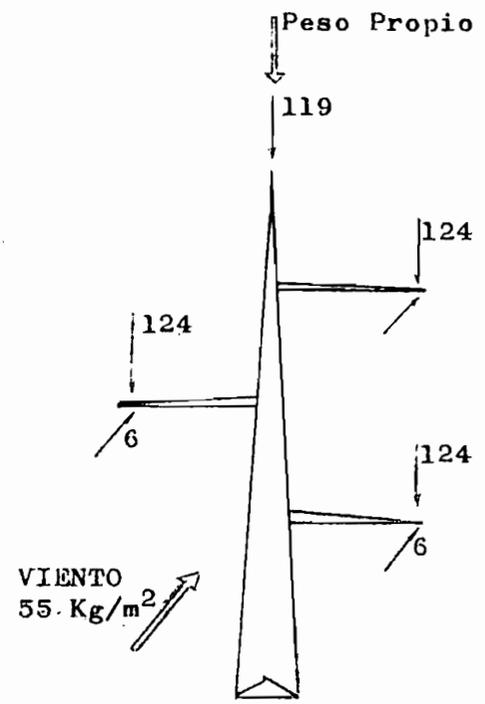
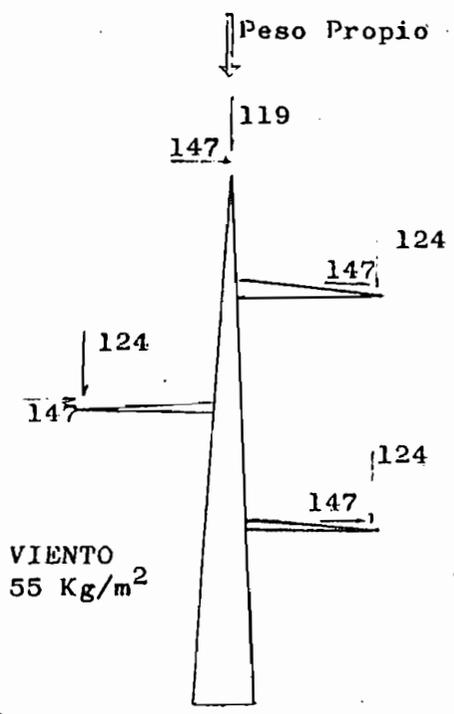
ESQUEMAS DE CARGAS TORRE
DE SUSPENSION "S"

A) CONDICION NORMAL I

Cargas horizontales perpendiculares y cargas verticales

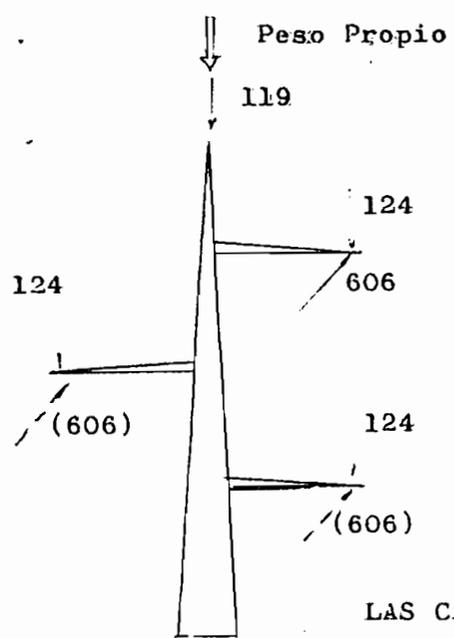
B) CONDICION NORMAL II

Cargas horizontales longitudinales y cargas verticales



C) CONDICION DE EMERGENCIA

70% del tiro unilateral de un conductor y cargas verticales
 Verificar la torre a la torsion para la ubicacion más desfavorable



ESQUEMA DE CARGAS
 TORRE DE SUSPENSION
 TIPO "SE"

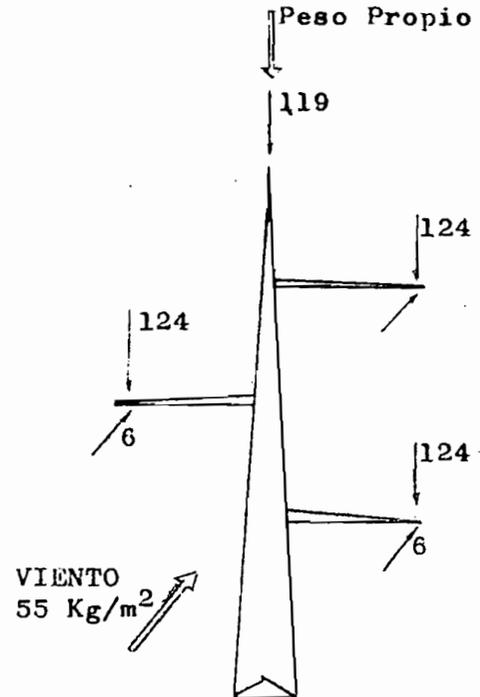
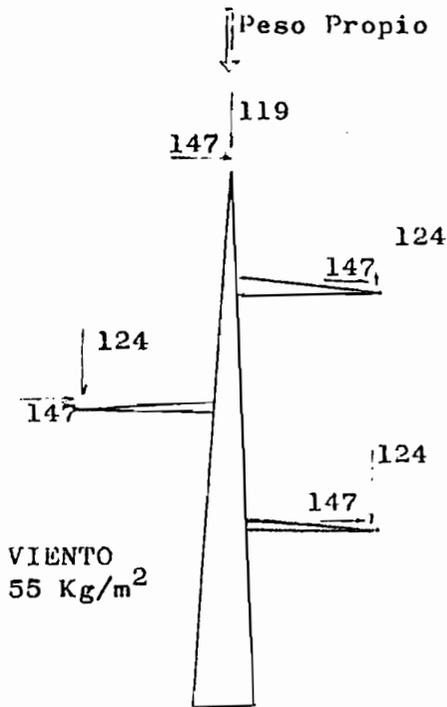
LAS CARGAS EN KILOGRAMOS

A) CONDICION NORMAL I

Cargas horizontales perpendiculares y cargas verticales

B) CONDICION NORMAL II

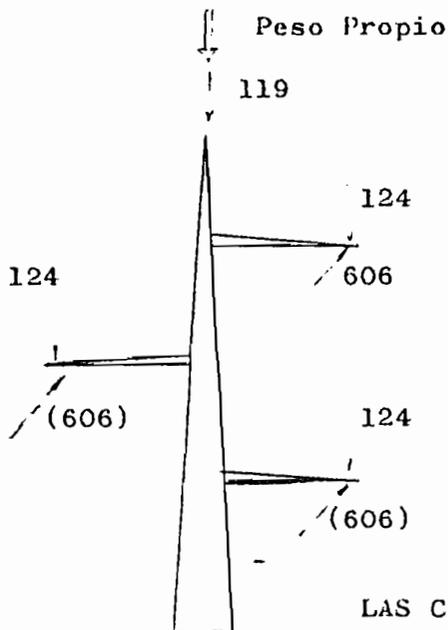
Cargas horizontales longitudinales y cargas verticales



C) CONDICION DE EMERGENCIA

70% del tiro unilateral de un conductor y cargas verticales

Verificar la torre a la torsion para la ubicación más desfavorable

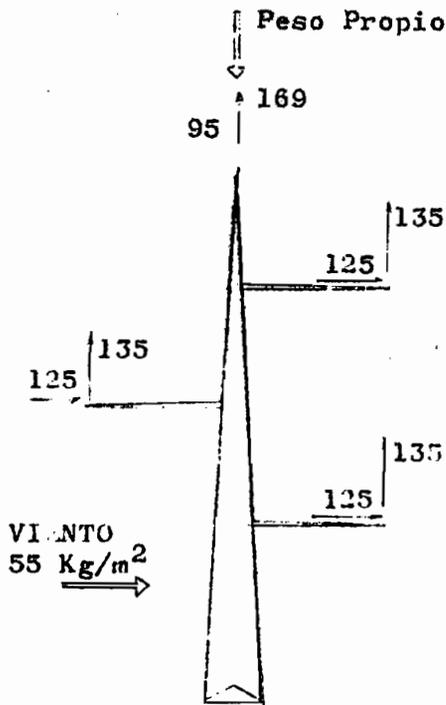


ESQUEMA DE CARGAS
TORRE DE SUSPENSION
TIPO "SE"

LAS CARGAS EN KILOGRAMOS

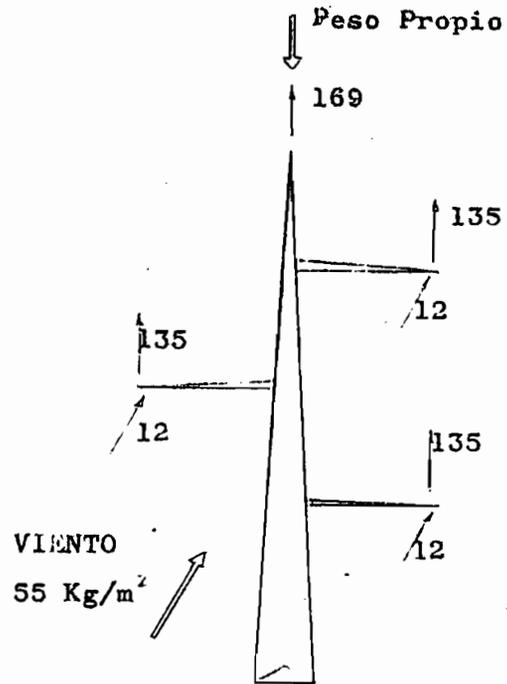
A) CONDICION NORMAL I

Cargas horizontales perpendiculares y cargas verticales



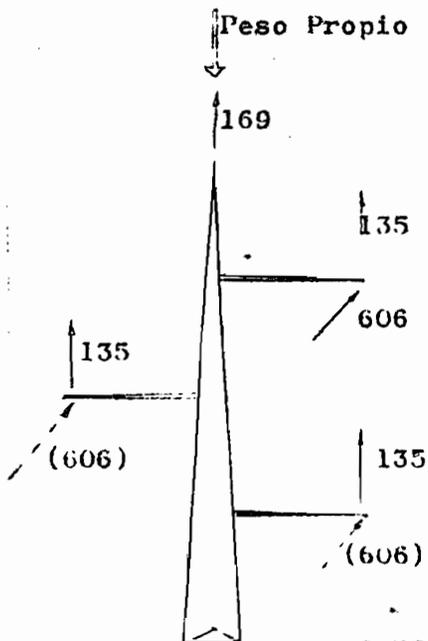
B) CONDICION NORMAL II

Cargas horizontales longitudinales y cargas verticales



C) CONDICION DE EMERGENCIA

100% tiro unilateral
De un conductor y cargas verticales.
Verificar la torre a la torsion para ubicación mas desfavorable



CARGAS EN KILOGRAMOS

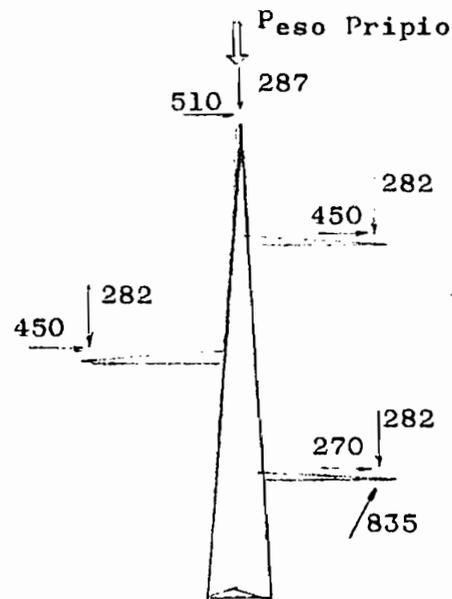
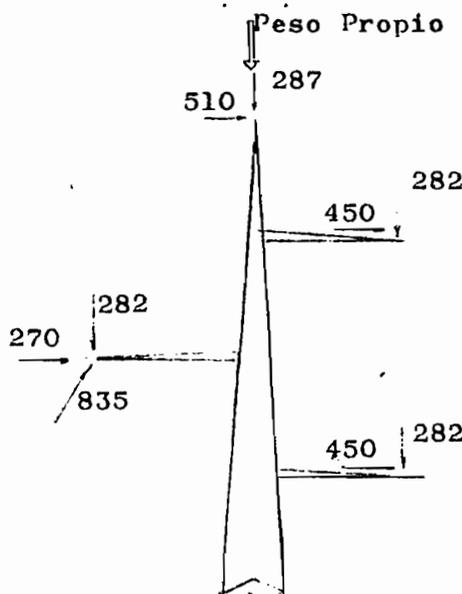
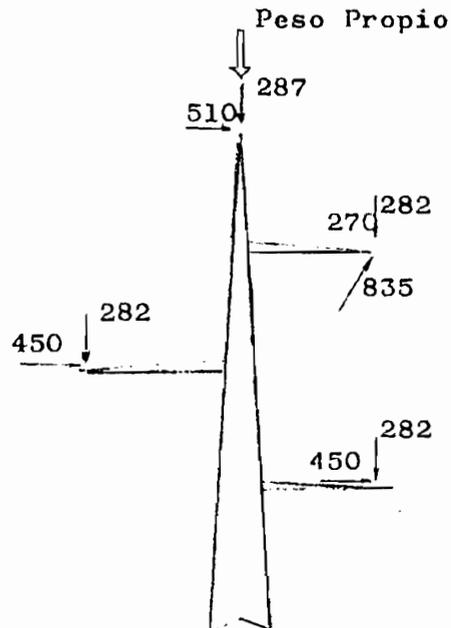
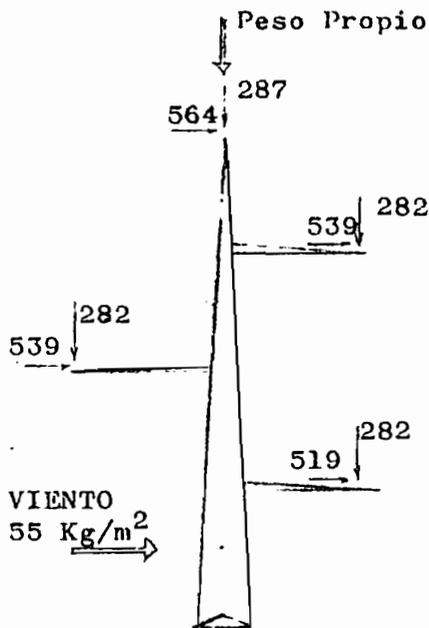
ESQUEMA DE CARGAS
TORRE SUSPENSION
RETENSION TIPO "SR"

A) CONDICION NORMAL I

Cargas resultantes de los tiros máximos de los conductores y simult. carga de viento sobre torre, conduct. y accesorios en dirección de la resultante del Δ formado por la línea. Cargas verticales

B) CONDICION DE EMERGENCIA

Verificar la torre a la torsion para la ubicación mas desf. de un conductor cortado, simult. Cargas normales sin viento y cargas verticales.



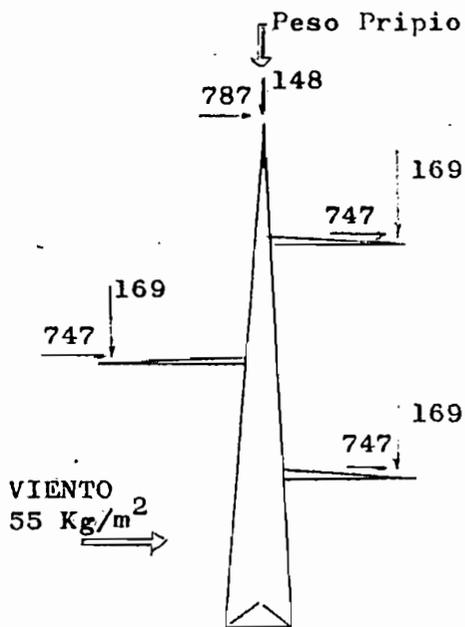
SE HAN DIBUJADO LOS ESQUEMAS PARA LAS 3 POSIBILIDADES DE UBICACION DEL CONDUCTOR CORTADO

ESQUEMAS DE CARGAS TORRE ANGULAR TIPO A 30° 30'

CARGAS EN KILOGRAMOS

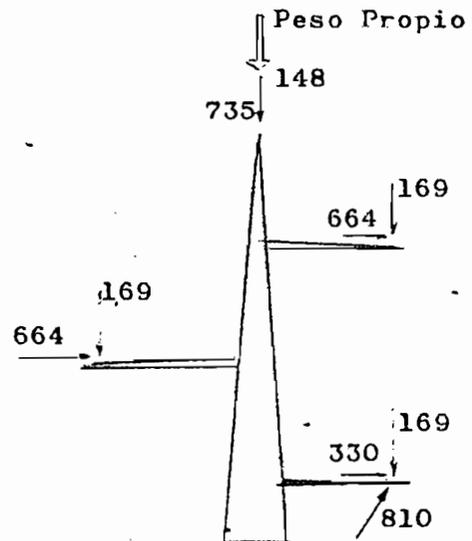
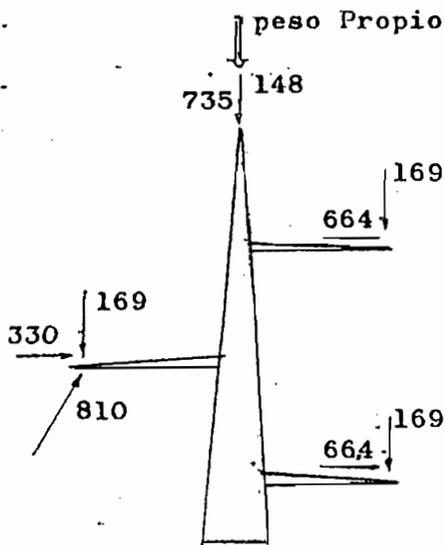
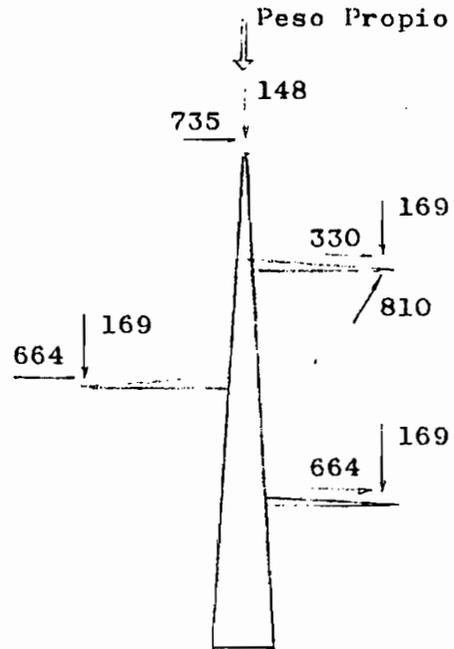
A) CONDICION NORMAL I

Carga resultante de los tiros máximos de los conductores y simultaneamente cargas de viento sobre torre, conductores y accesorios de la resultante de \neq formado por la línea



B) CONDICION DE EMERGENCIA

Verificar la torre a la torsion para la ubicación más desfavorable de un conductor cortado, simultaneamente. Cargas normales sin viento y cargas verticales



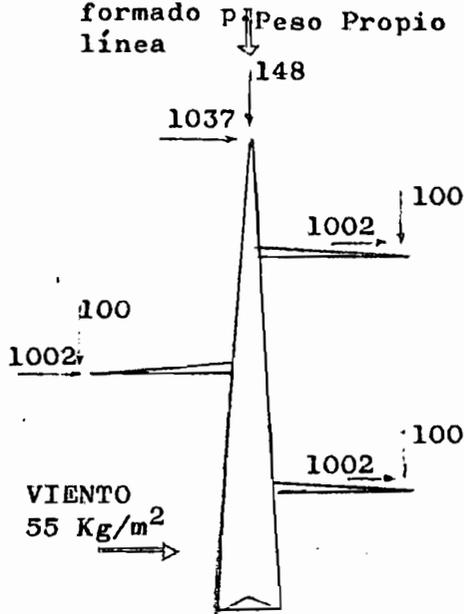
SE HAN DIBUJADO LOS ESQUEMAS PARA LAS 3 POSIBILIDADES DE UBICACION DEL CONDUCTOR CORTADO

CARGAS EN KILOGRAMOS

ESQUEMAS DE CARGAS TORRE ANGULAR TIPO "A 45°"

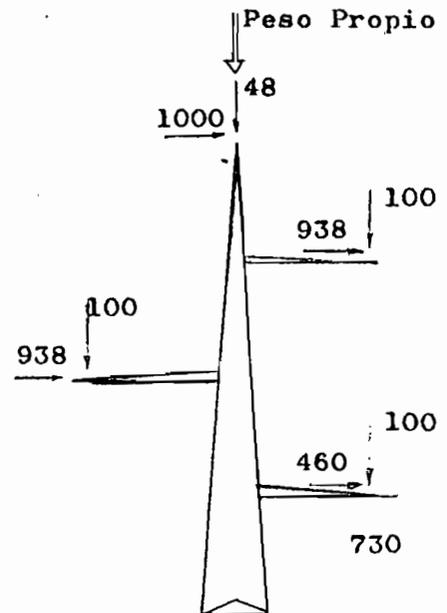
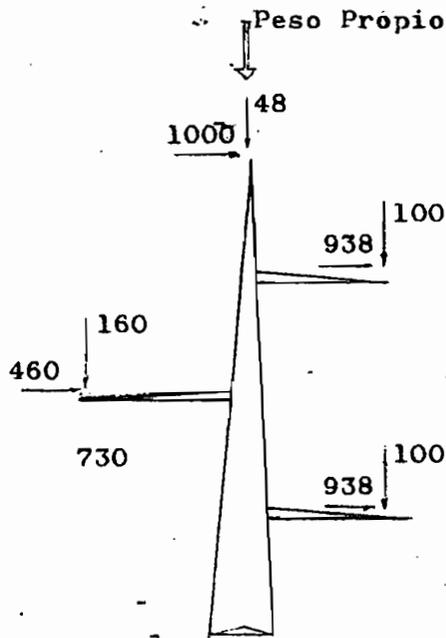
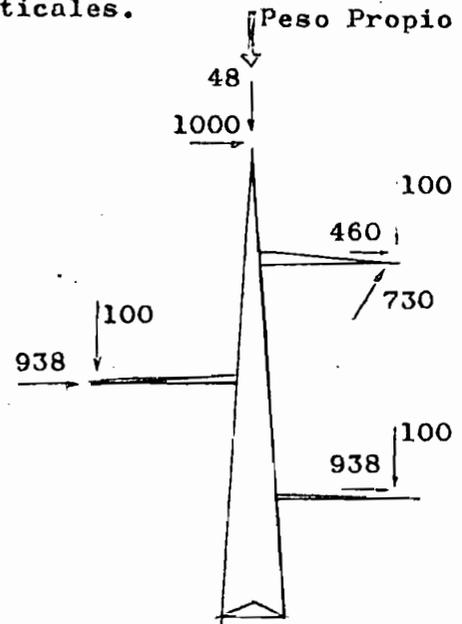
CONDICION NORMAL I

Carga resultante de los tiros máximos de los conductores y simult. Carga de viento sobre torre, conductor y accesorios de la result. del formado p peso propio línea



CONDICION DE EMERGENCIA

Verificar la torre a la torsion para la ubicación mas desfavorable de un conductor cortado, simult. Cargas normales sin viento y cargas verticales.



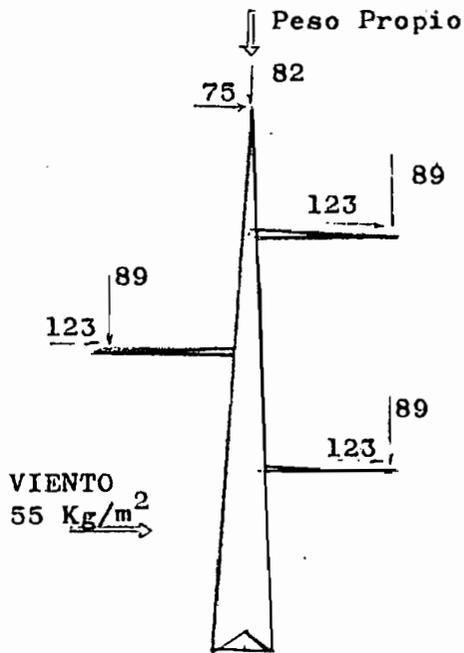
SE HAN DIBUJADO LOS ESQUEMAS PARA LAS 3 POSIBILIDADES DE UBICACION DEL CONDUCTOR CORTADO

CARGAS EN KILOGRAMOS

ESQUEMA DE CARGAS TORRE ANGULAR TIPO "A 65°"

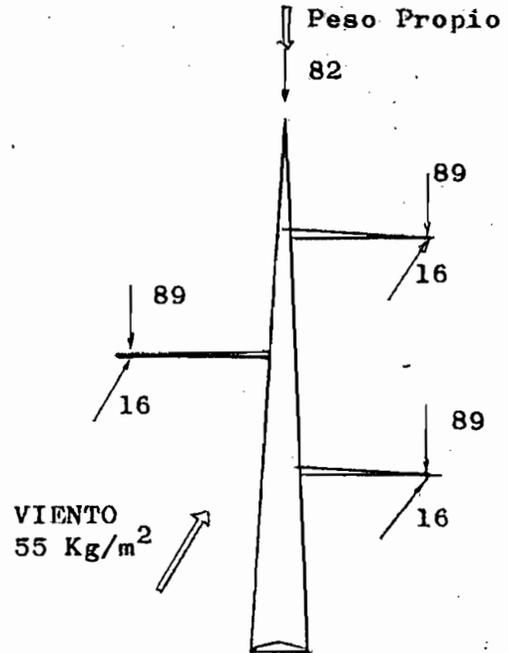
A) CONDICION NORMAL I

Cargas horizontales perpendiculares y cargas verticales



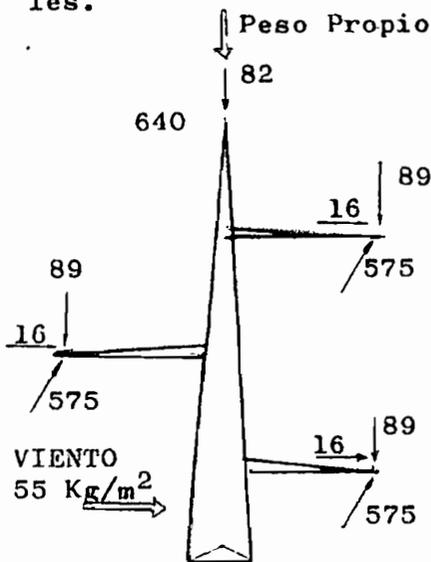
B) CONDICION NORMAL II

Cargas horizontales longitudinales y cargas verticales



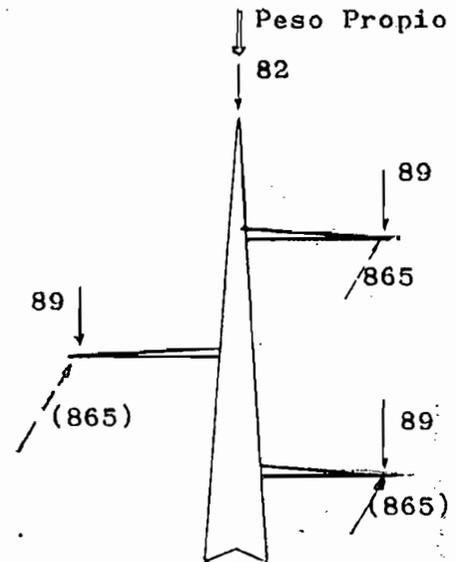
C) CONDICION NORMAL III

2/3 tiro unilateral de los conductores, hilo de guardia; cargas horizontales en dirección de las crucetas (no sobre conductores) y cargas verticales.



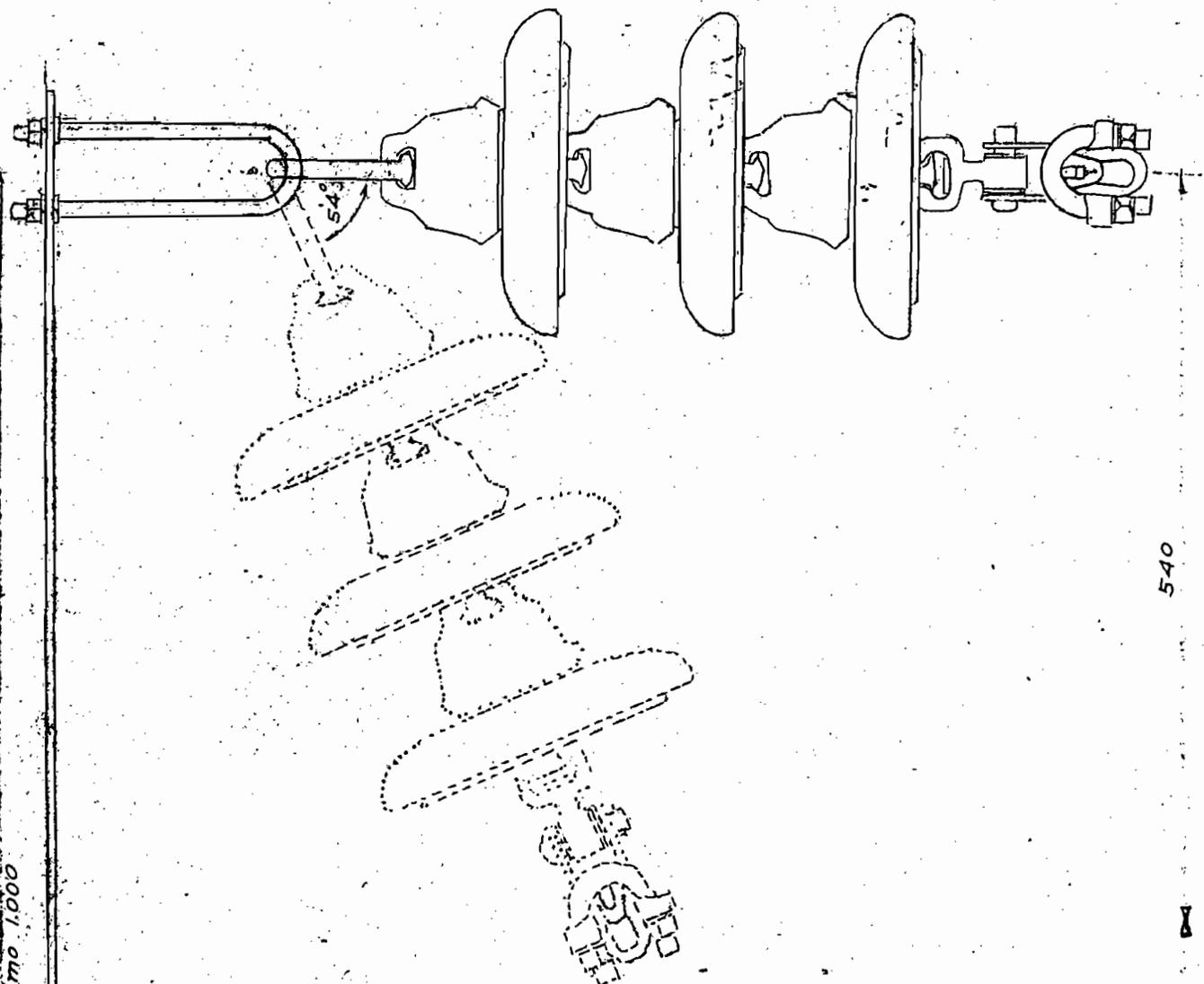
D) CONDICION DE EMERGENCIA

100% tiro unilateral de un conductor y cargas verticales



NOTA: VERIFICAR PARA LAS CONDICIONES NORMALES I, II Y III CON UNA CARGA VERTICAL HACIA ARRIBA DE 92 Kg. PARA HILO DE GUARDIA Y 66 Kg. PARA CONDUCTOR

ESQUEMA DE CARGAS TORRE DE RETENCION TIPO "R"

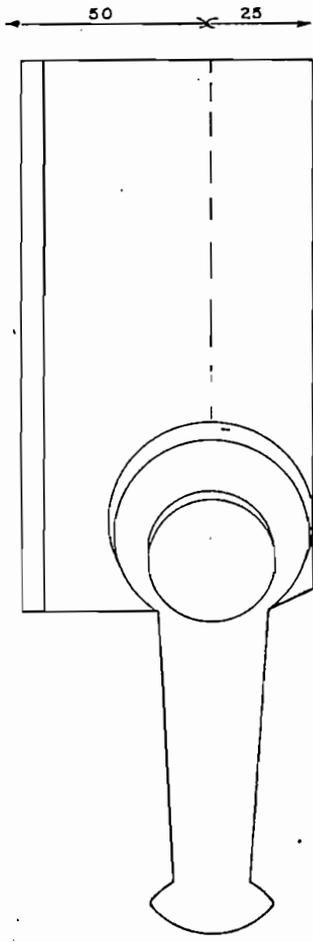


mínimo 1,000

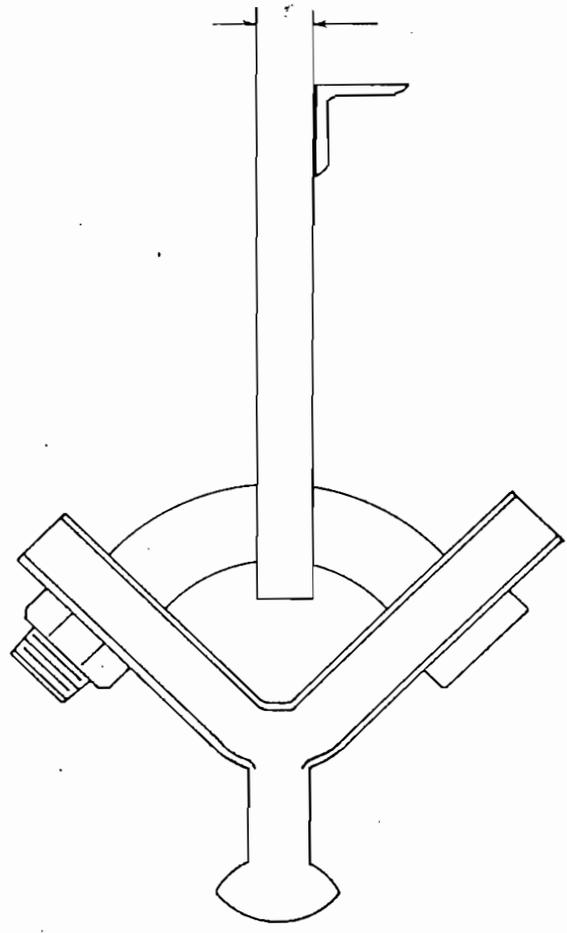
540

mínimo 460

CADENA DE SUSPENSION
DISTANCIAS



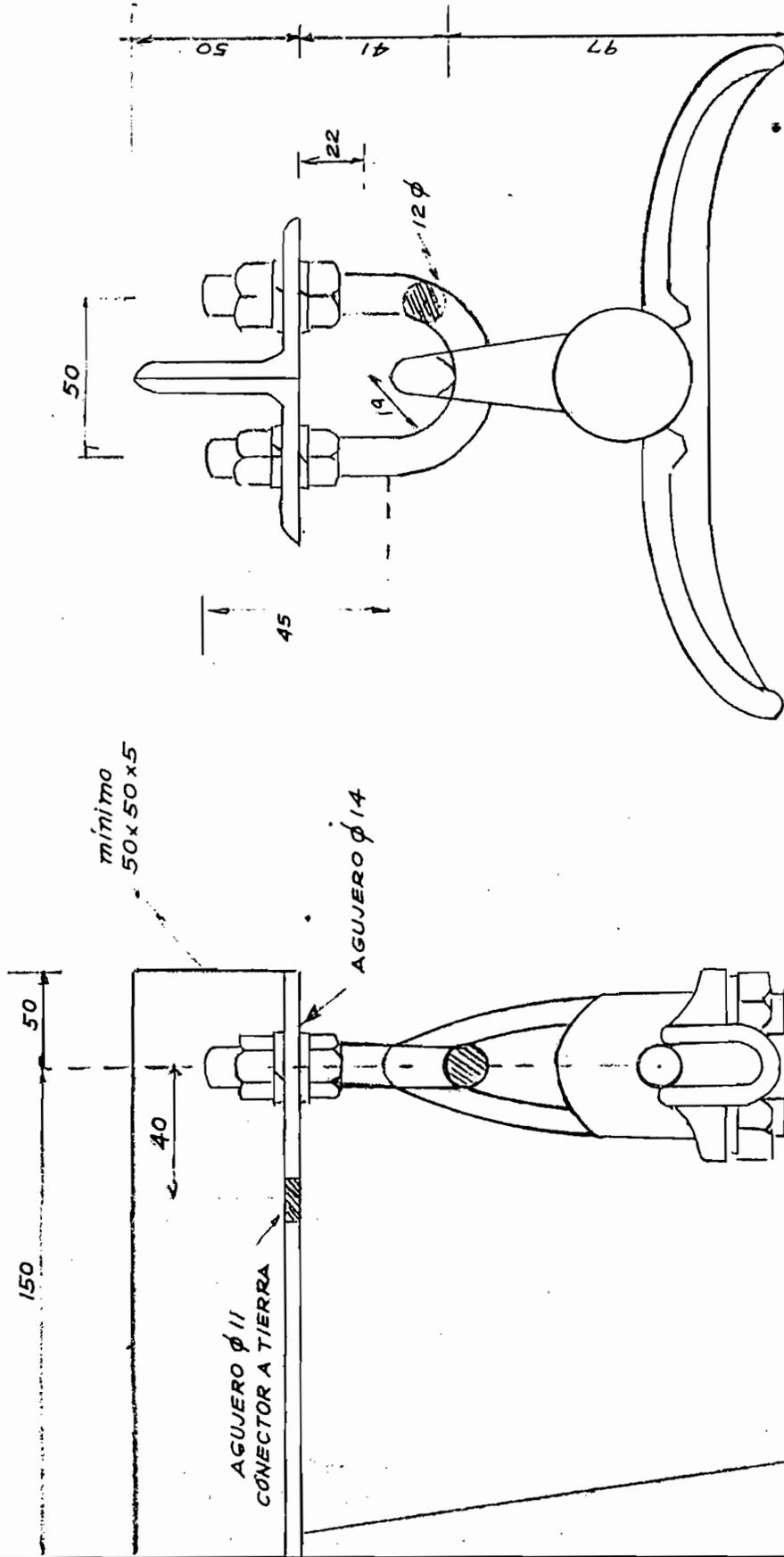
MINIMO 14



DIMENSIONES EN m m.

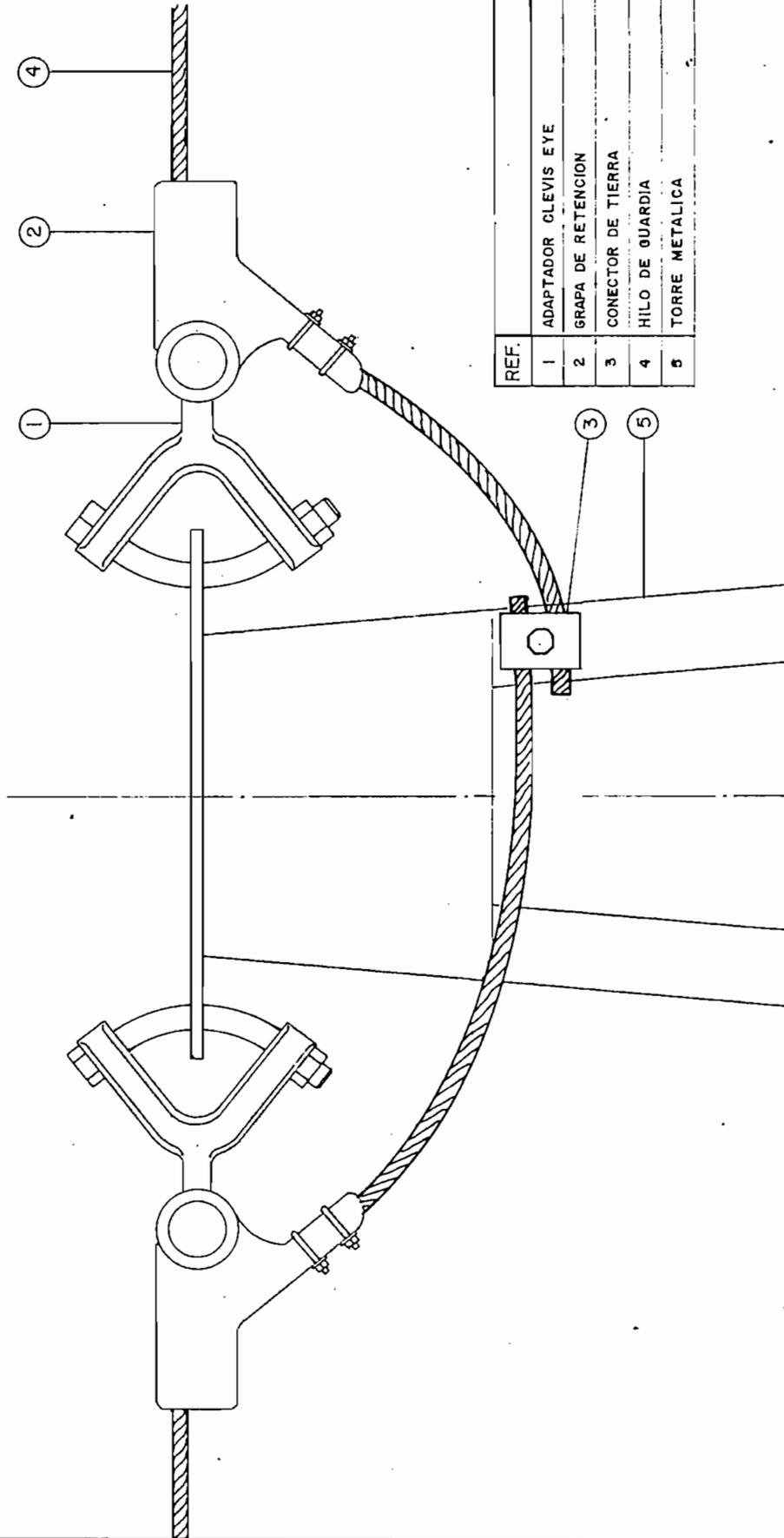
LINEA DE TRANSMISION	
DETALLE DE RETENCION DEL CONDUCTOR	
Hoja de	Esc. 1:20
DISEÑADO	RECOMENDADO
DIBUJADO M. C. M.	APROBADO
REVISADO	REF.

REV. Nº	FECHA	NAT. DE LA REVISION	POR	VERIF.	APROB.	FECHA



SUSPENSION DEL
HILO DE GUARDIA

dimensiones en milímetros



REF.	CANT.
1	2
2	2
3	1
4	
5	

DETALLE DE CONEXION DEL
HILO DE GUARDIA EN TO-
RRES DE ANCLAJE Esc.

Hoja de	
DISEÑADO	RECOMENDADO
DIBUJADO	APROBADO
REVISADO	
FECHA	Marzo de 1.967
REF.	

REV. No.	FECHA	NAT. DE LA REVISION	POR	VERIF.	APROB.	REF.

CAPITULO VI

1.-ESPECIFICACION DE MATERIALES

2.-PRESUPUESTO.

ESPECIFICACIONES DE MATERIALES

<u>Item</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Unidad</u>	<u>Descripción</u>
<u>CAPITULO I</u>			
CONDUCTORES Y CABLE DE GUARDIA.-			
1	70.000	mts.	Conductor de aluminio, acero No. 2/0 AWG "QUAIL" según norma ASTM, compuesto de 6 hilos de aluminio puro y un hilo de acero, diámetro exterior 11,34 mm. resistencia mecánica a la rotura 2.495 Kg., peso aproximado 272,1 kg. por kilómetro, en longitudes de fabricación no menores de 2.900 mts. sobre carretes de madera.
2	23.000	mts.	Cable de acero 5/16" de diámetro, calidad "alta resistencia", según norma ASTM designación: A363, galvanizado, compuesto de 7 hilos con resistencia mecánica a la rotura de 3.630 kg., peso aproximado 305 kg. por kilómetro, en longitudes de fabricación no menores de 2.900 mts. sobre carretes de madera.
3	4.000	mts.	Conductor de cobre electrolítico, No. 1/0 AWG, según normas ASTM desnudo, semiduro, compuesto de 7 hilos, sobre rollos standard.

<u>Item</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Unidad</u>	<u>Descripción</u>
<u>CAPITULO II</u>			
<u>AISLADORES.-</u>			
4	1.600	c/u.	Aislador de suspensión, de porcelana, procesada, en húmedo, color café, de 10" de diámetro y 5 3/4" de alto, tipo Ball-Socket, ASA Clase 62-3, resistencia mecánica a la rotura a 15.000 lbs. Ref. Line Material Cat. No. NS1A3.
<u>CAPITULO III</u>			
<u>ACCESORIOS DE CONDUCTORES E HILO DE GUARDIA.-</u>			
5	180	juegos	Varilla de armar preformadas, apropiada para conductor ACSR "QUAIL" Ref. ALCAN Cat. No. FAR9-46.
6	25	c/u.	Empalme de aluminio tipo compresión, especial para conductor de aluminio-acero No. 2/0 ^{AWG} a plena tensión mecánica, Ref. ANDERSON Cat. No. VC-61R.
7	20	c/u.	Manguito de reparación, tipo compresión de aluminio, apropiado para conductor ACSR No. 2/0 AWG Ref. ANDERSON Cat. No. VCRU-5.

<u>Item</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Unidad</u>	<u>Descripción.</u>
8	220	c/u	Grapa de ranuras paralelas, de alta productividad, apropiada para unir dos conductores ACSR No. 2/0. AWG, con 2 pernos. Ref. ANDERSON Cat. No. LC-67A.
9	200	c/u	Grapa de suspensión de aleación aluminio, apropiada para conductor de aluminio-acero No. 2/0 AWG, con 2 pernos U de 1/2" y pieza de extensión "Socket". Ref. Línea Material Cat. NaBWT9593U.
10	400	"	Grapa de retención de aleación de aluminio-acero No. 2/0 AWG resistencia mecánica a la rotura 18.000 libras, con 4 pernos "U" de 9/16" y pieza de extensión "socket". Referencia Line Material, Cat. No. WBT5021.
11	60	"	Grapa de suspensión de acero forjado, galvanizado apropiada para cable aéreo de acero de 5/16" de diámetro, resistencia mecánica a la rotura 15.000 libras, con dos pernos "U" de 1/2", sin pieza de extensión. Ref. Line Material, Cat. WBT6240AV.

<u>Item</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Unidad</u>	<u>Descripción</u>
12	150		Grapa de retención de hierro maleable, galvanizado, apropiada para cable de acero de 5/16" de diámetro, resistencia mecánica a la rotura 14.000 libras, con dos pernos "U" de 1/2", sin pieza de extensión. Referencia Line Material Cat. No. WAC5012A.
13	30		Empalme de unión tipo compresión, apropiado para cable de acero de 5/16" (alta resistencia) a plena tensión mecánica. Referencia Burndy, Cat No. YDS312H.
14	60	C/μ	Conector para puesta a tierra, apropiado para alojar dos cables de acero de 5/16" de diámetro en superficies metálicas planas. Referencia Burndy, Cat. No. GCM26.
15	600	"	Conector similar al renglón anterior, pero apropiado para alojar un cable de acero de 5/16". Referencia Burndy, Cat. No. GBM26.
16	1	"	Compresor hidráulico, de operación manual, completo con dados para accesorios de renglones 6 y 7

<u>ITEM</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Unidad</u>	<u>Descripción</u>
<u>CAPITULO III</u>			
ACCESORIOS DE HIERRO GALVANIZADO.			
17	500		Adaptador "Ball-Clevis eye, de acero forjado, resistencia mecánica a la rotura 18.000 libras. Referencia Line Material, Cat. No. WBT3030
18	100		Adaptador clevis eye de acero forjado, resistencia mecánica a la rotura 20.000 libras. Ref. Line Material , cat. No. WBT 3031.
<u>CAPITULO IV</u>			
19	37		Estructura de soporte de acero perfilado galvanizado, tipo suspensión "S", dimensiones y cargas según plano respectivo, apropiado para montaje sobre fundamento de hormigón, secciones o piezas de longitud no mayor a 8 metros, previstas para unión con pernos en el sitio de montaje, con todos los pernos, tuercas, arandelas y accesorios para sujeción de la cadena de aisladores y del cable de protección.

<u>Item</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Unidad</u>	<u>Descripción</u>
20	2	c/u	Estructura de soporte, de acero perfilado galvanizado, similar a la estructura de del renglón anterior, pero aumentada en tres metros de longitud, tipo "5 + 3". Dimensiones y cargas de acuerdo a los planos respectivos.
21	15	c/u	Estructura de soporte de acero perfilado galvanizado, tipo suspensión especial "SSP". Dimensiones y cargas de acuerdo a los planos respectivos.
22	6	c/u	Estructura de soporte de acero perfilado galvanizado, tipo suspensión con cadenas horizontales "SH", dimensiones y cargas de acuerdo a los planos respectivos.
23	6	c/u	Estructura de soporte y anclaje intermedio, tipo retención "RT" de acero perfilado galvanizado, dimensiones y cargas de acuerdo a los planos respectivos.
24	31	c/u	Estructura de soporte y apropiada para ángulos hasta de 30° "A30", de acero perfilado, galvanizado, dimensiones y cargas de acuerdo a los planos respectivos.

<u>Item</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Unidad</u>	<u>Descripción</u>
25	8		Estructura similar a la de renglón anterior, pero apropiada para ángulos de hasta 45°. Dimensiones y cargas de acuerdo a los planos respectivos.
26	2		Estructura similar a la de renglón 25, pero apropiada para ángulos de hasta 65°. Dimensiones y cargas de acuerdo a los planos respectivos.
27	2		Estructura de soporte y terminal, tipo "T", de acero perfilado, galvanizado dimensiones y cargas de acuerdo a los planos respectivos.

P R E S U P U E S T O

ITEM	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO S/(SUQUES)	PRECIO TOTAL S/(SUQUES)
1	70.000	40	280.000
2	23.000	3,5	80.500
3	4.000	12,0	48.000
4	1.600	80	120.000
5	180	40	7.200
6	25	40	1.000
7	20	35	700
8	220	35	7.700
9	200	60	12.000
10	400	80	32.000
11	60	35	2.100
12	150	50	7.500
13	30	30	900
14	60	35	2.100
15	600	35	21.000
16	1	3.000	3.000
17	500	25	12.500
18	100	25	2.500
19	37	3.600	143.200
20	2	4.000	8.000
21	15	4.000	60.000
22	6	3.600	21.600
23	6	4.500	27.000

PASAN..... S/. 923.860

ITEM	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO s/. (SUCRES)	PRECIO TOTAL s/. (SUCRES)
		V I E N E N:.... s/.	923.860
24	31	4.500	139.500
25	8	4.800	38.400
26	2	5.000	10.000
27	2	5.000	10.000
		Imprevistos 5%	56.240
		Costo mano de obra (s/.40.000/km)	<u>880.000</u>
		SUMA TOTAL:..... s/.	2*057.760
		Costo por km.....s/.	91.000 (SUCRES)

BIBLIOGRAFIA

- 1.- Redes Electricas. Zoppeti. 2a. Edición. 1.962.
- 2.- Transmission and Distribución Reference Book. 4a. Edición. 1.964
- 3.- Manual del Ingeniero Electricista. A. E. Knowlton. 1.962.
- 4.- Sistema de Transmisión "El Chocó - Buenos Aires"
- 5.- Catálogo de aisladores, Nippon Gaissha Kaisha. N.G.K. 1.965
- 6.- Lightning protection of overhead transmission lines and operating experience in the U.S.S.R.- Burgardof. CIGRE 1.958. Volumen III N° 326.
- 7.- Contribution to the study of overvoltages. Results obtained in Checoslovaquia Sistem Cort. CIGRE 1.958. Volumen N° III -336
- 8.- The lightning stroke as related to transmission line performance Part I Wagner. Electrical Engineering, Mayo 1.963, pag. 339.
- 9.- The lightning stroke as related to transmission line performance Part II Wagner, Electrical Engineering- Junio 1.963, Pag. 388.
- 10.- Coordinación del aislamiento y protección contra sobrevoltages en sistemas de alta tensión. Friedman.
- 11.- Wind load on overhead lines. Burgodorf. Cigre 1.960 N° 225.
- 12.- Overhead Line Practics. John McCombe.
- 13.- Regulations for the Construction of Overhead Power Lines, Normas VDE 210/5.62.
- 14.- Overhead Electric Power Lines G.C. Gracey (England)
- 15.- Lineas y Redes Electricas, P. Marcelid.