

3

Tesis previa a la obtención del Título de Ingeniero en la Especialización de Electrotecnia, de la Escuela Politécnica Nacional.

"PROYECTO DE LINEA DE TRANSMISION CENTRAL HIDROELECTRICA DEL AMBI. CIUDAD DE IBARRA"

L. MARCELO ALBUJA P.

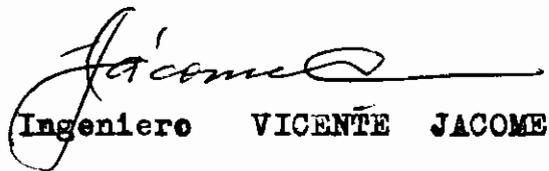


QUITO - JULIO 1.965

oooooooooooooooo

oooooooo

ooo

A handwritten signature in cursive script, appearing to read 'Jacome', with a long horizontal flourish extending to the right.

Ingeniero VICENTE JACOME

Director de Tesis

INDICE GENERAL

	<u>Página</u>
<u>CAPITULO I</u>	
GENERALIDADES	
1.- Consideraciones Generales.	1
2.- Condiciones Actuales de la Producción y Consumo de la Energía en la Zona a Servirse.	3
3.- Estudio de la Demanda en la Zona (Actual y Futura).	13
4.- Determinación de las Características Generales de la Transmisión.	17
<u>CAPITULO II</u>	
SUBESTACION DE ELEVACION	
1.- Características Generales.	20
2.- Diseño Esquemático.	21
<u>CAPITULO III</u>	
LINEAS DE TRANSMISION PARA COBRE Y ALUMINIO.CALCULOS ELECTRICOS	
1.- Mapas y Dibujos del Perfil Longitudinal del Terreno, por el cual irá el trazado definitivo de la Línea de Transmisión.	24
2.- Selección del Voltaje.	27
3.- Calibre de los Conductores.	32
4.- Pérdidas de Potencia y Energía.	37
5.- Caída de Tensión.	54
6.- Protecciones del Sistema.	61
7.- Coordinación del Aislamiento.	68
<u>CAPITULO IV</u>	
LINEAS DE TRANSMISION PARA COBRE Y ALUMINIO.CALCULOS MECANICOS.	
1.- Hipótesis para el Cálculo Mecánico (Temperatura, Vientos, etc.)	73
2.- Selección de los Tipos de Obra y Materiales.	77

INDICE GENERAL

	<u>Página</u>	
3.- Naturaleza, Características y Normas de los Cables.	78	
4.- Régimen de Trabajo Mecánico de los Cables (Flechas).	80	
5.- Cadenas de Aisladores y Composición.	92	
<u>CAPITULO V</u>		
DISEÑO ESTRUCTURAL PARA COBRE Y ALUMINIO		
1.- Tipos de Estructuras a Emplearse.	99	
2.- Cálculos de los Esfuerzos Aplicados a las Estructuras.	108	
3.- Cimentación de las Estructuras.	130	
<u>CAPITULO VI</u>		
ANALISIS COMPARATIVO DE LAS LINEAS DE TRANSMISION RAZONES PARA LA SELECCION DEL SISTEMA DEFINITIVO.		132
<u>CAPITULO VII</u>		
ESPECIFICACIONES DEL MATERIAL Y EQUIPO A USARSE.		135
<u>CAPITULO VIII</u>		
PRESUPUESTO APROXIMADO DE LAS OBRAS PROYECTADAS.		
Bibliografía.		

INDICE DE GRAFICOS

Curva Típica de Carga.	1
Diagrama Unifilar de la Subestación.	2
Subestación de Elevación.	3
Mapa de la República (Ubicación de la Provincia del Imbabura).	4
Mapa de la Provincia (Sistema Eléctrico General)	5
Mapa del Instituto Geográfico Militar.	6
Radio de Acción Prácticos.	7
Determinación del Conductor más Económico (Demandas Vs. Costos).	8
Plantilla para Ubicación de las Estructuras en el Perfil Longitudinal.	9
Detalle de la Cruceta.	10
Diseño del Montaje del Cable de Guardia.	11
Detalle de la Cadena de Aisladores.	12
Estructura Tangente (A).	13
Estructura de Retensión o Anclaje (Seccionamiento)	14
Estructura para Angulos menores de 30° (A ₂)	15
Estructura para Angulos mayores de 30° (A ₃)	16
Estructura Terminal.	17
Perfil longitudinal del eje de la línea (Hoja 1)	18
Perfil longitudinal del eje de la línea (Hoja 2)	19
Perfil longitudinal del eje de la línea (Hoja 3)	20
Perfil longitudinal del eje de la línea (Hoja 4)	21
Perfil longitudinal del eje de la línea (Hoja 5)	22
Perfil longitudinal del eje de la línea (Hoja 6)	23

INDICE DE CUADROS

Repartición del Consumo.	1
Censo de Carga.	2
Crecimiento de la Potencia Instalada en algunas Provincias del País, en el período 1.955 a 1.963	3
Crecimiento de la Potencia Instalada por habitante en algunas Provincias del País, en el período 1.955 a 1.963 .	4
Precio medio de venta de la Energía en algunas Provincias.	5
Perspectivas del crecimiento de la Demanda.	6
Demanda y Evolución de la Potencia Instalada.	7
Inversiones Estimadas.	8
Cóustos Anuales Estimados de Operación.	9
Costos Anuales Estimados de Operación (Continuac.)	10
Costos Estimados de Operación (Conductor N°2 AWG)	11
Costos Estimados de Operación (Conductor N°4 AWG)	12
Costos Estimados de Operación (Conductor N°6 AWG)	13
Cargos Anuales Totales para Líneas de Transmisión de 34.5 KV.	14
Pérdidas Totales de la Energía.	15
Registro del Servicio Nacional de Meteorología.	16
Registro del Servicio Nacional de Meteorología.	17
Cadenas de Aisladores (N° de aisladores recomendados para diferentes tensiones).	18
Resumen del Cálculo de los Esfuerzos sobre las Estructuras.	19

C A P I T U L O I

GENERALIDADES

1.- Consideraciones Generales.

La ciudad de Ibarra, capital de la Provincia de Imbabura, se encuentra al norte de la República del Ecuador, a una altura de 2.228 metros S.N.M.; para su servicio eléctrico cuenta en la actualidad con dos centrales eléctricas de propiedad de la "Empresa Eléctrica Ibarra S.A."

La una central es Hidroeléctrica y se encuentra ubicada en el Río Ambi, tiene una capacidad firme de 600 kilovatios y la otra central es Térmica situada en la zona suburbana de la ciudad con una capacidad continua de 632 kilovatios que dan una capacidad instalada de 1.232 kw. no es posible atender la creciente demanda de energía de la zona, lo cual ocasiona grandes perjuicios no sólo al sector residencial y comercial, sino especialmente al sector industrial, el mismo que se ha visto en la imposibilidad de ampliar sus instalaciones por un lado y por otro buscar otros lugares con centros de energía suficiente y a bajos costos.

Por todas estas razones y en vista de que a muy corto plazo se instalarán algunas industrias, según el programa de desarrollo industrial previsto por la Junta Nacional de Planificación y Coordinación Económica y el Centro de Desarrollo (CENDES), se ha proyectado la construcción de una nueva central hidroeléctrica en el Río Ambi, la que tendrá una potencia nominal de 6.000 kilovatios.

Los estudios para la central mencionada los realizó en forma general la Caja Nacional de Riego; por falta de recursos económicos y esencialmente el de personal técnico de la Empresa Eléctrica y de Riego Ibarra S.A., no se ha dado

el impulso necesario para llegar a la feliz culminación de la Central Hidroeléctrica "El Ambi".

Hace muy pocos meses y ya que el país cuenta en la actualidad con el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), Institución creada para llevar a cabo el desarrollo de la Industria Eléctrica en la República, promover la formación de "Empresas Eléctricas" mediante la asociación de sus capitales con los de diversos Municipios y otras Entidades de carácter público; la Empresa Eléctrica y de Riego Ibarra S.A. recibió la valiosa ayuda del INECEL, el mismo que aportó con capital y personal técnico para formar la actual "EMPRESA ELECTRICA IBARRA S.A."

Una vez organizada esta Empresa, está dando los pasos necesarios, tanto administrativos como técnicos para que a muy corto plazo la ciudad de Ibarra cuente con la Central antes mencionada.

Como primer paso se contrató en Junio de 1963 los servicios de la Caja Nacional de Riego, para que dicha Institución se hiciese cargo de los estudios definitivos y construcción de las obras civiles de la Central, la que cubrirá en el futuro las necesidades alarmantes de energía de la zona.

Esta Central Hidroeléctrica proyectada y en construcción deberá funcionar en paralelo con las dos centrales existentes mencionadas anteriormente. La Central esencialmente consiste en: una bocatoma en el Río Ambi, un desarenador, un canal de aducción de 6,49 km. de longitud, de los cuales 4,44 km. serán en túnel y obras adicionales a lo largo del canal.

Todas las obras hidráulicas, con excepción del tanque de presión y del reservorio de regulación diaria, están proyectadas y se construyen, con una capacidad de 4 mt³/sg.,

según el Contrato vigente entre la Empresa y la Caja Nacional de Riego. La caída bruta será de 176 metros y la capacidad instalada como anteriormente mencionamos será de 6.000 kilovoltios, estas obras proyectadas se terminarán, hasta el tanque de presión, probablemente este año.

La energía generala por esta central será conducida hasta la ciudad de Ibarra por medio de una Línea de Transmisión, objeto de este estudio.

2.- Condiciones Actuales de la Producción y Consumo de la Energía en la Zona a Servirse.

Como en el resto del País, la electrificación de la Provincia del Imbabura ha corrido a cargo de los Municipios, últimamente en el Cantón Ibarra la electrificación ha estado a cargo de la Empresa Eléctrica y de Riego Ibarra S.A., la cual ha procurado resolver a su modo y a medida de sus posibilidades económicas, sus propios problemas de electrificación.

En los últimos años sin embargo, ha podido notarse una tendencia a ampliar los límites de las zonas servidas y especialmente el de aumentar el tamaño de las Centrales Eléctricas.

Actualmente la Empresa Eléctrica Ibarra S. A., es el organismo encargado de suministrar energía eléctrica a la ciudad de Ibarra.

Las Centrales de que dispone la Empresa, son de las siguientes características:

CENTRAL HIDROELECTRICA

Ubicada en la parroquia Urcuquí, del Cantón Ibarra, cuenta con dos grupos eléctricos:

	<u>GRUPO NO. 1</u>		<u>GRUPO No. 2</u>	
	<u>Motor</u>	<u>Generador</u>	<u>Motor</u>	<u>Generador</u>
Marca	Bill K.	Brown Boveri	AEG	AEG
País	Suiza	Suiza	Alemania	Alemania
Año Instlcn.	1950	1950	1940	1940
Potencia	450 CV.	385 KVA.	450 CV.	365 KVA
Voltaje		6.200 Volt		6.300 Volt.
Factor de Pdancia		0,8		0,8
Frecuencia		60 c/seg.		60 C/seg.
Velocidad	1.200 RPM.	1.200 RPM.	1.200 RPM/	1.200 RPM.

Esta central transmite su energía eléctrica hasta la ciudad de Ibarra, por medio de una línea de transmisión trifásica, 60 ciclos por segundo, a una tensión de 6.000 voltios y con una longitud de aproximadamente 6 kilómetros. Los conductores usados en esta línea son de cobre, de un calibre No. 4 AWG.

De las observaciones realizadas en el lugar mismo, se puede deducir que las instalaciones de esta central se encuentran bastante deterioradas; quizá esta anomalía se deba a la falta de personal técnico, pues el personal encargado es práctico y tiene algunos años de servicio, pero no ha podido dotarle a la Central de una buena operación, así como de un debido mantenimiento.

Así mismo, como se puede observar en los datos arriba anotados, los grupos generadores vienen funcionando 14 y 24 años respectivamente, inclusive en los dos o tres últimos años con sobrecarga, siendo ésta otra de las razones por la cual la Central se encuentra en mal estado.

CENTRAL TERMoeLECTRICA

Esta Central está situada en la parroquia urbana de El Sagrario, con dos grupos térmicos los mismos que trabajan en paralelo con la central anterior.

	<u>GRUPO No. 1</u>		<u>GRUPO No. 2</u>	
	<u>Motor</u>	<u>Generador</u>	<u>Motor</u>	<u>Generador</u>
Marca	Lister	Electric Co.	Lister	Electric Co.
País	Inglaterra	Inglaterra	Inglaterra	Inglaterra
Año Instalación	1961	1961	1963	1963
Potencia	460 CV.	396 KVA.	460 CV.	396 KVA.
Voltaje		220 Volt.		220 Volt.
Factor de Potencia		0,8		0,8
Frecuencia		60 c/seg.		60 C/seg.
Velocidad	720 RPM.	720 RPM.	720 RPM.	720 RPM.

Esta central cuenta con una Subestación Elevadora, compuesta de dos transformadores trifásicos, los mismos que se encuentran en la casa de máquinas, de una potencia total de 860 KVA. (dos de 430 KVA. de potencia cada uno) y con un voltaje primario de 220 voltios y 6.000 voltios en el secundario.

De lo expuesto podemos anotar que la Central Hidráulica está ubicada cerca de un centro de consumo, deduciéndose de esto que no ha existido una mayor preocupación por explotar los recursos hidroeléctricos más interesantes y económicos y que el criterio ha sido más bien el procurar que la central esté ubicada dentro de la jurisdicción territorial del Cantón.

Estas centrales a más de suministrar servicio eléctrico a la capital de la provincia, alimentan con pequeñas líneas primarias de distribución a las parroquias de Caranqui y San Antonio.

La Empresa Eléctrica Ibarra S.A., por intermedio de su Departamento Técnico, ha proporcionado los siguien-

tes datos referentes a la producción, consumo y distribución de la energía eléctrica, en los años de 1.956 a 1.961 y se ha realizado una estimación para los años de 1962 y 1.963.

Estos datos estadísticos los veremos en el siguiente cuadro.

"EMPRESA ELECTRICA IBARRA S.A."

REPARTICION DEL CONSUMO ELEC-

TRICO

(Miles de KWH)

Años	Energía Generada	Energía Vendida	Energía (%)	Residencial Industrial y Comercial	Alumbra- do Públi- Munic.	Servicios Asist.	Pérdidas, Contrabandos y Regalías			
1.956	2.530	1.765	69,8	1.397	254	216	66	48	549	
1.957	2.676	1.939	71,8	1.568	258	216	66	48	521	
1.958	2.778	2.062	74,4	1.731	216	216	66	48	501	
1.959	2.742	2.107	76,8	1.753	238	201	64	52	434	
1.960	2.603	1.817	69,8	1.523	179	201	61,5	54	585	
1.961	2.916	2.041	70,0	1.710	309	216	64	54	563	
x	1.962	3.265	2.370	72,6	1.986	360	216	66	54	583
x	1.963	3.656	2.740	75,0	2.296	474	216	66	54	550

x Cálculos estimativos.

Como se podrá observar en el cuadro de Repartición del Consumo Eléctrico, suministrado por el Departamento Técnico de la Empresa, la producción global de energía no ha tenido un crecimiento normal, debido a diferentes anomalías, entre ellas podemos citar el de la paralización de uno de los grupos hidráulicos debidos a fallas y sometidos a su respectiva reparación durante determinados períodos.

Por otro lado podemos notar que a más del alumbrado público, no existe prácticamente otra clase de consumo que el Doméstico, pues el consumo industrial representa un porcentaje insignificante. Esto será más notorio cuando observemos el Censo de Carga Instalada realizado en la ciudad de Ibarra, en el cual la mayor parte de la carga es resistiva.

Si miramos los porcentajes de energía vendida, tomando 100% el de la energía generada, resulta que entre "Pérdidas, Contrabandos y especialmente Regalías" se pierde alrededor del 30% de la energía generada global, el cual es un alto porcentaje si consideramos que la Central es de una capacidad muy reducida, lo que incide en el alto costo del kilovatio-hora vendido. (Esto comparado con los costos del KWH vendido en otros lugares de la República).

Además se nos proporcionó datos acerca de los picos de carga diaria (Demandas Máximas) registrados, los mismos que son:

<u>F E C H A S</u>	<u>HORAS</u>	<u>DEMANDAS MAXIMAS</u>
Diciembre de 1961	20	625 KW.
Septiembre de 1962	20	830 KW.
Noviembre de 1963	20	930 KW.

Por otro lado se registró los datos necesarios para construir la Curva de Carga Diaria, y a base de ésta calcular el Factor de Carga; los datos registrados son los siguientes:

H O R A S	CARGA REGISTRADA (KW)	CARGA REGISTRADA (%)
1	205	22
2	195	21
3	175	19
4	205	22
5	280	30
6	380	41
7	400	43
8	390	42
9	400	43
10	410	44
11	400	43
12	350	37,6
13	390	42
14	435	46,8
15	465	50
16	475	51
17	470	50,5
18	640	68,8
19	835	90
20	930	100
21	820	88
22	650	70
23	435	46,8
24	325	35

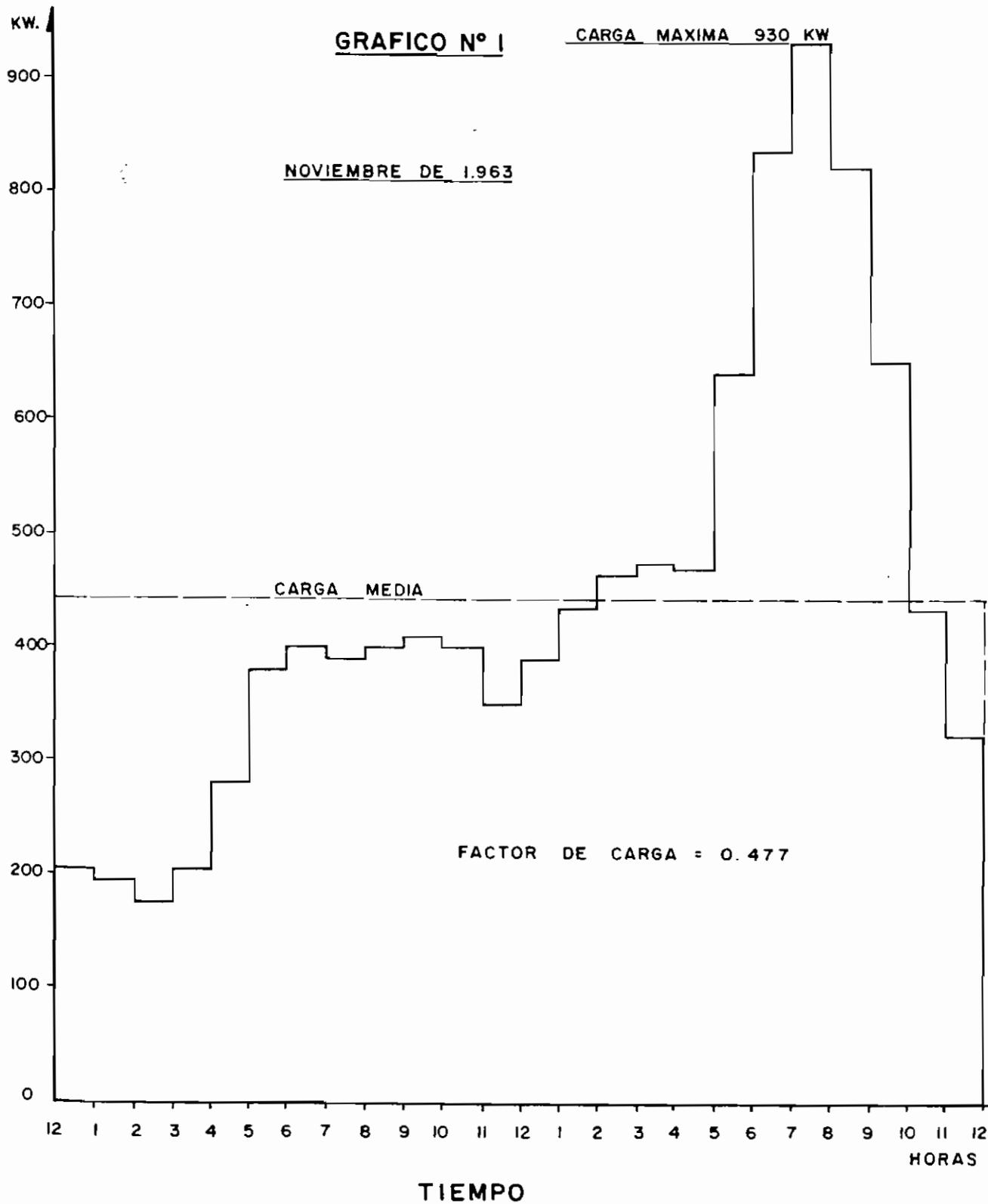
El factor de Carga calculado con los datos arriba anotados para la ciudad de Ibarra es de 0,477. Incluiremos además en hoja aparte el gráfico de la curva de carga.

Finalmente debemos añadir un censo aproximado de carga instalada, realizado en el mes de Enero de 1963, en la ciudad de Ibarra y sus parroquias urbanas Caranquí y San Antonio. En el mismo se ha determinado el número de abonados,

carga instalada, número de artefactos eléctricos.

Como se puede observar en el cuadro No. 2, la mayor parte de la carga instalada se debe al alumbrado doméstico, así como también a los utensilios de mayor uso como son radios y planchas. Además podemos notar que la carga total instalada es prácticamente dos veces la potencia instalada, lo que nos da una idea de que la Demanda Actual está insatisfecha.

DIAGRAMA DIARIO DE CARGA DE LA CIUDAD DE IBARRA



El servicio eléctrico de la zona, como habíamos anotado anteriormente, en general es restringido, tanto para el consumo residencial y comercial como para el consumo industrial, especialmente este último que por información del Jefe del Departamento Técnico de la Empresa por un lado, y en el lugar mismo por otro, se sabe que se han negado numerosas solicitudes de servicio de energía eléctrica para instalar pequeñas industrias, ya que la capacidad instalada de las Centrales no alcanza a abastecer dichas demandas.

3.- Estudio de la Demanda en la Zona (Actual y Futura).

En la actualidad la ciudad de Ibarra y sus parroquias urbanas Caranqui y San Antonio, cuentan con una población de 29.126 habitantes y con una potencia instalada total de 1.232 KW, lo que nos da una potencia de 42 watios por habitante.

Para determinar la potencia necesaria actual, ha sido importante realizar un estudio detenido de la demanda en la zona, el cual a más de considerar el pico máximo actual (demanda máxima) que como hemos visto es solamente para cubrir la demanda netamente doméstica, consideraremos la demanda que ocasionarían nuevas industrias integradas al sistema eléctrico de Ibarra y las industrias actuales que para su funcionamiento cuentan con pequeñas centrales térmicas, que como sabemos y ha demostrado la práctica resultan antieconómicas y al final son una de las principales causas del estancamiento en el desarrollo industrial y normal de una región.

Para la estimación de la demanda, además tenemos como fuentes de información los dos Censos Eléctricos realizados en el país. El primero en el año de 1955 y elaborado por la Junta Nacional de Planificación y Coordinación Económica, Sección Energía y el segundo en los años 1962 a 1963 y preparado por la Dirección General de Recursos Hidráulicos y Electrificación, Departamento Eléctrico. De los mismos podemos obtener la siguiente información:

a.- Crecimiento de la Potencia instalada en Algunas Provincias del País en el Período de 1955 a 1962-63. CUADRO No. 3

PROVINCIAS	1955	1.962-63	INDICE DE CRECIMIENTO ANUAL
Azuay	1.890 KW	8.658 KW	24,3%
Loja	583 KW	2.246 KW	21,2%
Pichincha	14.301 KW	48.314 KW.	19,0%
Carchi	675 KW	2.065 KW.	17,4%
Cañar	316 KW	819 KW.	14,6%
Guayas	29.613 KW	64.506 KW.	11,7%

En cuanto a la Provincia del Imbabura tenemos los siguientes datos:

	POTENCIA INSTALADA	INDICE DE CRECIMIENTO
	1.955	1.962-63 (%)
Hidráulicas	1.960 KW	2.988 KW 8,3%
Térmicas	72 KW	377 KW 26,6%
Potencia Total	2.032 KW	3.365 KW 7,5%

b.- Crecimiento de la Potencia instalada por Habitante en algunas Provincias del País en el Período de 1955 a 1962-63.

CUADRO No. 4.

PROVINCIAS	1955			1962-63		
	POTENCIA (KW)	POBLACION (Habitan)	WATIOS/HABIT.	POTENCIA (KW)	POBLACION (Habit)	WATIOS/HABIT
Azuay	1.890	280.570	6,7	8.658	271.801	31,9
Loja	583	257.561	2,3	2.246	284.677	7,9
Pichincha	14.301	433.524	33,0	48.314	560.297	86,2
Carchi	675	86.672	7,8	2.065	93.351	22,1
Cañar	316	109.915	2,9	819	109.801	7,5
Guayas	29.613	675.196	43,9	64.506	1.024.212	63,0

Así mismo la provincia del Imbabura ha tenido el siguiente desarrollo:

	POTENCIA (KW)	POBLACION (Habit.)	WATIOS/HABITANTE
Año 1955	2.032	160.407	12,7
1962-63	3.365	173.972	19,3

De los cuadros arriba anotados podemos ver que el crecimiento de la potencia instalada no es normal en las diferentes provincias del país, debido a muchos factores que ^{en} algunos casos han detenido el desarrollo normal de la potencia instalada, como son la proliferación de pequeñas centrales eléctricas, controladas en su mayor parte por los Municipios.

En la actualidad se están formando algunas Empresas Eléctricas, gracias al apoyo técnico y especialmente económico del Instituto Ecuatoriano de Electrificación, las mismas que están tomando a su cargo el desarrollo del servicio eléctrico en cada zona.

Con todos estos antecedentes trataremos de estimar la demanda actual del Sistema Eléctrico de Ibarra; creo que como el servicio eléctrico en la región fue restringido por un lado y a un costo que lo podemos decir un poco alto con respecto a otras ciudades del país con centrales similares por otro, retrasaron su normal desarrollo.

En el siguiente cuadro elaborado por INECEL, en su Plan Nacional de Electrificación, podemos apreciar los precios medios de venta de la energía eléctrica en algunas poblaciones del país.

PRECIO MEDIO DE VENTA DE ENERGIA ELECTRICA EN ALGUNAS

POBLACIONES DEL PAIS

CUADRO No. 5

S I E R R A

C O S T A

Tulcán	\$/ 0,35	Guayaquil	\$/ 0,614
Ibarra	\$/ 0,47	Portoviejo	\$/ 1,10
Quito	\$/ 0,39	Manta	\$/ 0,94
Latacunga	\$/ 0,20	Calceta	\$/ 1,51
Ambato	\$/ 0,29	Babahoyo	\$/ 0,77
Riobamba	\$/ 0,26	Machala	\$/ 1,07
Cuenca	\$/ 0,34		
Loja	\$/ 0,57		

Considerando que no hubiese todos los factores adversos anotados anteriormente y que se dispusiera de su-

ficiente capacidad eléctrica, podríamos estimar una demanda actual de 50 watios por habitante, lo que nos daría una demanda máxima total para el sistema de 1.450 Kw.

Sistema Eléctrico	Población (Habit.)	Demanda Wat/Habit.	DEMANDA MAXIMA ACTUAL (KW)
Ibarra	29.126	50	1.450

Conocida como está la Demanda Máxima Actual y a base de las estadísticas del ritmo de crecimiento de la potencia en el país podemos realizar un diagnóstico del crecimiento futuro de la Demanda.

Consideramos que en los primeros años el crecimiento será un poco más elevado debido al estancamiento a que se ha visto forzada la población de Ibarra, pero paulatinamente irá tomando su ritmo normal.

Para nuestro estudio adoptaremos un ritmo de crecimiento en los dos primeros años del 15%; en los dos siguientes, del 10% y finalmente un crecimiento normal del 8% y del 7%. Debemos anotar que estos crecimientos se han registrado en poblaciones similares y ha sido una buena práctica utilizarlos en estudios análogos.

PERSPECTIVAS DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA

AÑOS	POBLACION (Hab.)	INDICE DE CRECIMIENTO ANUAL	DEMANDA (Wat/Hab.)	CUADRO No.6
				DEMANDA FUTURA (& (Kilovattios)
1964	29.126		50,0	1.450
1965	30.615	15	54,4	1.667
1966	32.167	15	59,6	1.917
1967	33.821	10	62,3	2.108
1968	35.549	10	65,2	2.318
1969	37.366	8	67,0	2.503
1970	39.275	8	68,8	2.703
1971	41.282	8	70,7	2.919
1972	43.392	8	72,6	3.152
1973	45.610	8	74,6	3.404
1974	47.942	8	76,6	3.676
1975	50.393	8	78,8	3.970
1976	52.969	7	80,1	4.247
1977	55.677	7	81,6	4.544
1978	58.524	7	83,1	4.862
1979	61.516	7	84,5	5.202
1980	64.661	7	86,0	5.566
1981	67.968	7	87,6	5.955
1982	71.444	7	88,1	6.371
1983	75.098	7	90,7	6.816
1984	78.940	7	92,0	7.293

(&) Incluye la demanda industrial.

La estimación de la demanda futura se lo ha realizado para un período de 20 años ya que las líneas de transporte de energía eléctrica objeto del presente estudio se las hace generalmente para un período de 20 a 30 años.

5.- Determinación de las Características Generales de la Transmisión.

El proyecto de una línea de transmisión no puede considerársele en forma aislada, sino como parte inte-

grante de un sistema de transmisión y éste a su vez consiste en la selección de las líneas y equipos necesarios para suministrar la potencia requerida, con la calidad deseada en el servicio y sobre todo con un mínimo costo anual total (durante el período en que deba prestarse el servicio o para el tiempo de vida del equipo).

Por otra parte debemos indicar que todos los elementos constitutivos de la línea, objeto de este estudio, deberán ser escogidos teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- 1.- Asegurar el máximo de seguridad en la explotación de la energía. Esto se puede conseguir solamente si el material empleado responde a las exigencias eléctricas y mecánicas dictadas por los reglamentos.
- 2.- Realizar obras poco costosas, con la elección juiciosa de un material adecuado a nuestras condiciones (climatológicas, geográficas, etc.).

Finalmente debemos indicar las características generales de la transmisión, al respecto anotaremos que como en la actualidad el sistema más usado para la producción y especialmente transmisión y distribución de la energía eléctrica, es el Sistema Alterno Trifásico, utilizaremos en nuestro estudio el sistema anotado.

Esta preferencia resulta de sus ventajas técnicas y económicas, La principal ventaja que se obtiene es que la tensión alterna trifásica se puede fácilmente aumentar o disminuir mediante transformadores y las pérdidas que se producen en una línea trifásica son menores que las de una línea de corriente continua de la misma tensión.

En lo que se refiere a las características propiamente dichas serán de dos clases: Eléctricas y Mecánicas.

Las Eléctricas son:

- Elección del voltaje de transmisión.
- Sección de los conductores.
- Caída de tensión.
- Pérdidas de potencia y energía.
- Protecciones del sistema.
- Coordinación del aislamiento.

Las Mecánicas son:

- Cálculos de flechas y esfuerzos.
- Composición del conductor.
- Clase y tipo de aisladores.
- Elección de herrajes y accesorios.
- Elección del tipo de apoyos a utilizarse.
- Cálculo de los esfuerzos.
- Cimentaciones.

C A P I T U L O I I

SUBSTACION DE ELEVACION

1.- Características Generales.

Una subestación es un punto en el sistema eléctrico en el cual se convierte el voltaje: 1o. De un valor a otro mayor. 2o. De un valor a otro menor; y, 3o. En algunos casos sigue teniendo su mismo valor.

En el primer caso se conoce con el nombre de "Subestaciones de Elevación"; el segundo caso se conoce con el nombre de "Subestaciones Reductoras" y en el tercer caso se llama "Subestaciones de Distribución" o simplemente de "Seccionamiento".

Por supuesto la instalación de cada una de ellas depende de las características del sistema, así como también de las necesidades existentes.

Las subestaciones de elevación se encuentran generalmente en las Centrales Generadoras y como su nombre lo indica, eleva el voltaje a un valor necesario para transmitir la energía eléctrica a los puntos de consumo. Generalmente sus capacidades son elevadas, puesto que por ser el origen de las líneas de transmisión, deberán tener una capacidad que será la suma de las capacidades de las subestaciones que alimentan dichas líneas de transporte.

Las subestaciones reductoras tienen por objeto bajar el voltaje de transmisión a valores más fáciles de usarse para distribución primaria, su capacidad está determinada por las cargas que alimenta y cuando solamente existe una línea de transporte entre el punto de generación y el centro de aprovechamiento, la subestación reductora y la elevadora, deberán tener la misma capacidad.

En el presente estudio la Subestación será del tipo "Elevación" y a la intemperie, estará ubicada junto a

la casa de máquinas. Desde esta subestación y a través de transformadores de elevación se alimentará a la línea de transmisión, objeto de este estudio, la misma que suministrará energía a la ciudad de Ibarra.

2.- Diseño Esquemático.

La subestación de elevación en sus partes principales estará constituida por los siguientes elementos:
Transformadores: Cuya misión es elevar el voltaje y son los componentes básicos de toda subestación.

Puesto que no tiene partes en movimiento, su rendimiento es muy alto, entre 97 y 99%, siendo sus pérdidas únicamente por efecto de la misma corriente en el interior del transformador (pérdidas en el hierro y pérdidas en el cobre).

El voltaje donde se recibe la energía es el llamado primario del transformador, independientemente que tenga un voltaje mayor o menor que el del otro devanado. Este devanado recibe el nombre de secundario y es el lado al cual está conectada la carga.

La capacidad del devanado secundario es para fines prácticos igual a la capacidad del devanado primario, puesto que ^{en} este caso las pérdidas son reducidas.

La conexión de los transformadores se la hace de acuerdo con las necesidades de voltaje y corriente que se disponga. En nuestro caso las conexiones de los transformadores serán estrella-triángulo, el voltaje primario será el de los generadores de la Central Hidráulica, esto es 4.160 voltios y el secundario o de transmisión será el que más adelante sea calculado y justifique su empleo.

Interruptores Automáticos: Protegen a los transformadores interrumpiendo el paso de las corrientes de falle en el circuito alimentado. Estos aparatos operan en combinación con los instrumentos de protección como son los

relés de diferentes tipos, los cuales al cerrar sus contactos envían señales eléctricas al mecanismo de disparo del interruptor. Los interruptores reciben diferentes nombres dependiendo de sus características.

En el presente caso y dado que en la misma casa de máquinas se preverá la instalación de un reconectador automático principal no se considera necesaria la instalación de interruptores automáticos en la subestación, ya que este reconectador dotará de la protección indispensable a los transformadores.

Pararrayos.- Son los destinados a evitar que se introduzcan dentro de las subestaciones sobretensiones que perjudicarían al aislamiento del equipo instalado. Estas sobretensiones pueden tener origen atmosférico o deberse a fenómenos de operación.

El principio básico de los pararrayos es que deben operar únicamente en el caso de aparición de voltajes altos, puesto que quedan permanentemente unidos a la línea. Generalmente se obtiene esto empleando distancias explosivas entre fase y tierra, seguida de un material con características especiales y de una resistencia elevada a la tensión nominal de operación, pero que a medida que ésta se eleva, la resistencia disminuye.

En nuestra subestación emplearemos los pararrayos tipo estación, ya que presentan mayor seguridad en cuanto a protección se refiere.

Cuchillas Seccionadoras: Se instalarán en la subestación con el objeto de aislar el equipo donde se necesite realizar reparaciones y así proporcionar al personal de una adecuada protección.

Barras Alimentadoras: Serán las destinadas a conducir la corriente entre los diferentes equipos de la subestación. Deberán calcularse para conducir la corrien-

te nominal y además soportar los efectos de las corrientes de cortocircuito.

Sistemas de Tierras: En el presente proyecto se instalarán con el objeto de derivar directamente a tierra cualquier voltaje peligroso para el equipo o para el personal en la subestación.

Finalmente realizaremos una descripción general de la subestación de elevación a instalarse.

Como habíamos indicado anteriormente la subestación estará ubicada junto a la casa de máquinas y recibirá la energía de la central hidráulica mediante un alimentador subterráneo a 4.160 voltios, el mismo que llegará a un juego de barras a través de un seccionador tripolar de operación simultánea, con capacidad de interrupción adecuada para la corriente de magnetización de los transformadores.

A través de transformadores trifásicos de 4.160 voltios en el primario y el voltaje que más adelante se justifique en el secundario se alimentará a la línea de transmisión El Ambi-Ibarra.

Los transformadores serán protegidos mediante el reconectador automático principal instalado dentro de la casa de máquinas.

En la salida de la línea se instalará un juego de cuchillas fusibles unipolares y un juego de protectores de sobretensión (pararrayos).

El diseño de la subestación consta en los gráficos adjuntos No.2 y No. 3, los mismos que tienen por objeto el indicar simplemente la disposición general de la instalación y las dimensiones aproximadas. El dimensionamiento y diseño definitivo deberá ser efectuado juntamente con las instalaciones eléctricas de la casa de máquinas.



C A P I T U L O I I I

LA TRANSMISION PARA COBRE Y ALUMINIO. CALCULOS ELECTRICOS.

Mapas y dibujos del perfil longitudinal del terreno, por el cual irá el trazado definitivo de la Línea de Transmisión.

En el presente estudio constarán en hojas separadas los siguientes mapas y dibujos, los mismos que se han considerado necesarios para una rápida localización del proyec-

1.- Mapa de la República del Ecuador, con la ubicación de la Provincia del Imbabura. (Gráfico No. 4).

2.- Mapa de la Provincia, en donde se encontrará dibujado el eje de la línea de transmisión a proyectarse. (Gráfico No. 5).

3.- Mapa de la zona en donde se ubicará el proyecto de la Central hidroeléctrica del Río Ambi, la casa de máquinas, las subestaciones tanto de elevación como de reducción y finalmente el eje del polígono con sus respectivos detalles. (Tomado de las cartas topográficas del Instituto Geográfico Militar). (Gráfico No. 6).

El eje del polígono de la Línea de Transmisión se lo ha trazado sobre las cartas topográficas elaboradas por el Instituto Geográfico Militar, desde luego que no fue posible realizar un reconocimiento y por un levantamiento topográfico del terreno.

La línea de transmisión empieza su recorrido en la subestación de elevación, ubicada junto a la casa de máquinas, sigue directo a la ciudad de Ibarra (Parroquia El Sario). El eje de la línea se ha tratado de llevar en la dirección más recta posible, además se ha considerado la necesidad de que se encuentre lo más cerca de los caminos carrozables, los mismos que nos facilitarán el transporte y acarreo de los

materiales para la construcción misma de la línea, así como un fácil acceso para obtener un adecuado control del funcionamiento normal de la línea objeto de nuestro estudio.

La línea atraviesa terrenos de topografía bastante regular y a una altura de 2.100 metros S.N.M., condición que será aprovechada para diseñar estructuras sencillas. Por otro lado estos terrenos tienen una vegetación relativamente pequeña (pastos) razón por la cual no será necesario realizar grandes inversiones en el despeje de la ruta de la línea, que en caso contrario incrementaría el costo de la misma.

La línea de transmisión de acuerdo con el tipo escogido atravesará cuatro carreteros carrozables de segundo orden y además un cruce obligado, el Río Chorlaví.

Debemos indicar además que los perfiles del terreno (hojas Nos. 1,2,3,4,5 y 6), se los ha preparado en hojas de tamaño standard, las mismas que están siendo utilizadas en el Instituto Ecuatoriano de Electrificación. El perfil longitudinal de lo ha dibujado utilizando diferentes escalas horizontal y vertical, con el objeto de que las distancias verticales resulten más abultadas con respecto a las horizontales y se destaquen claramente los accidentes del terreno. Los americanos especialmente están utilizando como norma para el trazado de sus perfiles una escala horizontal cinco veces mayor que la escala vertical. Para nuestro estudio hemos escogido las siguientes:

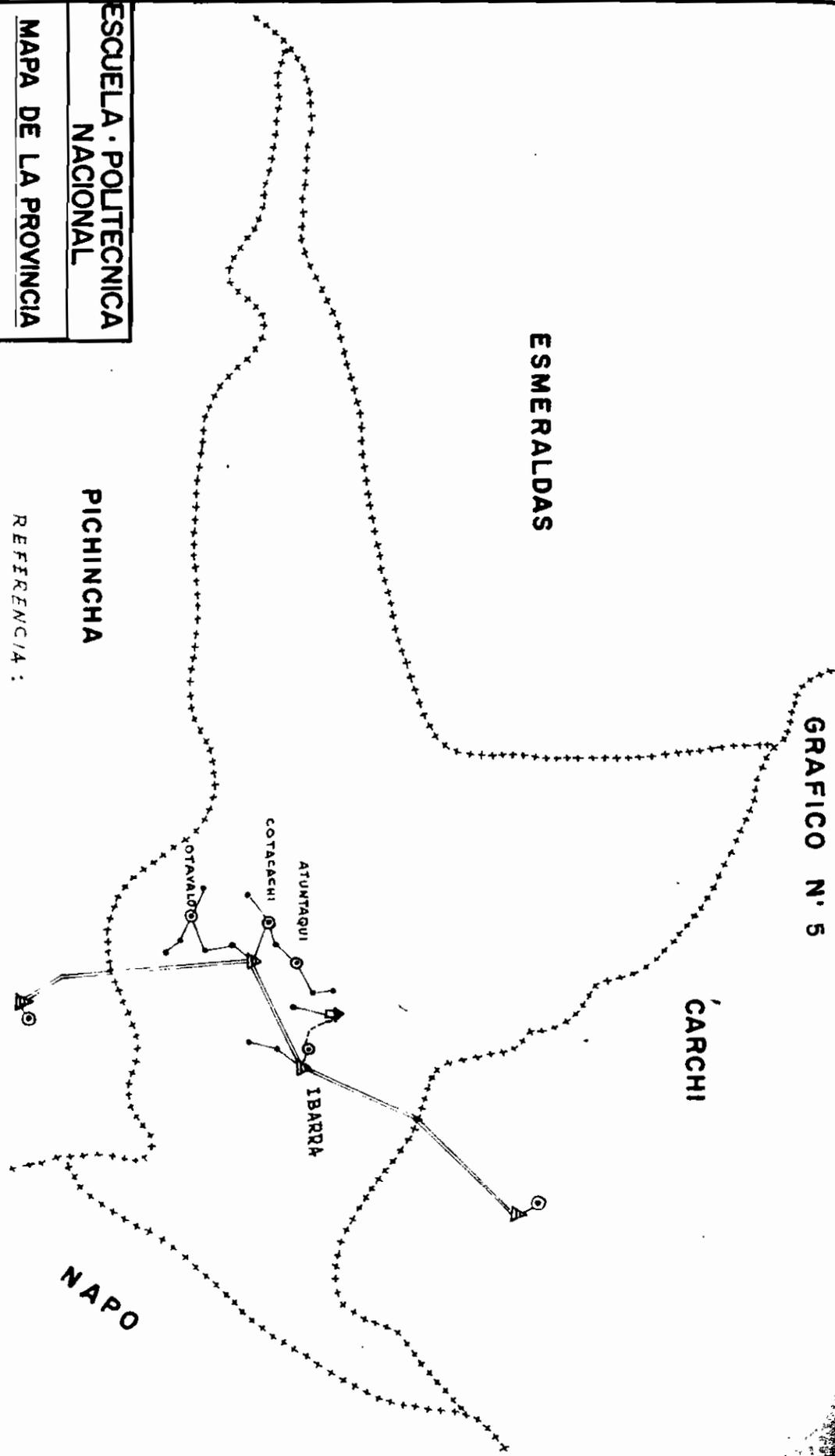
Horizontal	1 :	1.000
Vertical	1 :	250

Al dibujar el perfil longitudinal del terreno se ha tenido muy en cuenta que todas las hojas tengan suficiente traslape en cada hoja adyacente, en tal forma que cada hoja esté completa y se pueda fácilmente localizar las estructuras sobre el perfil.

Se ha tenido presente además que en lo posi-

los ángulos no sean muy pronunciados y se ha reducido al mínimo el cruce con las carreteras y las vías férreas.

GRAFICO N° 5



ESMERALDAS

CARCHI

NAPO

PICHINCHA

REFERENCIA :

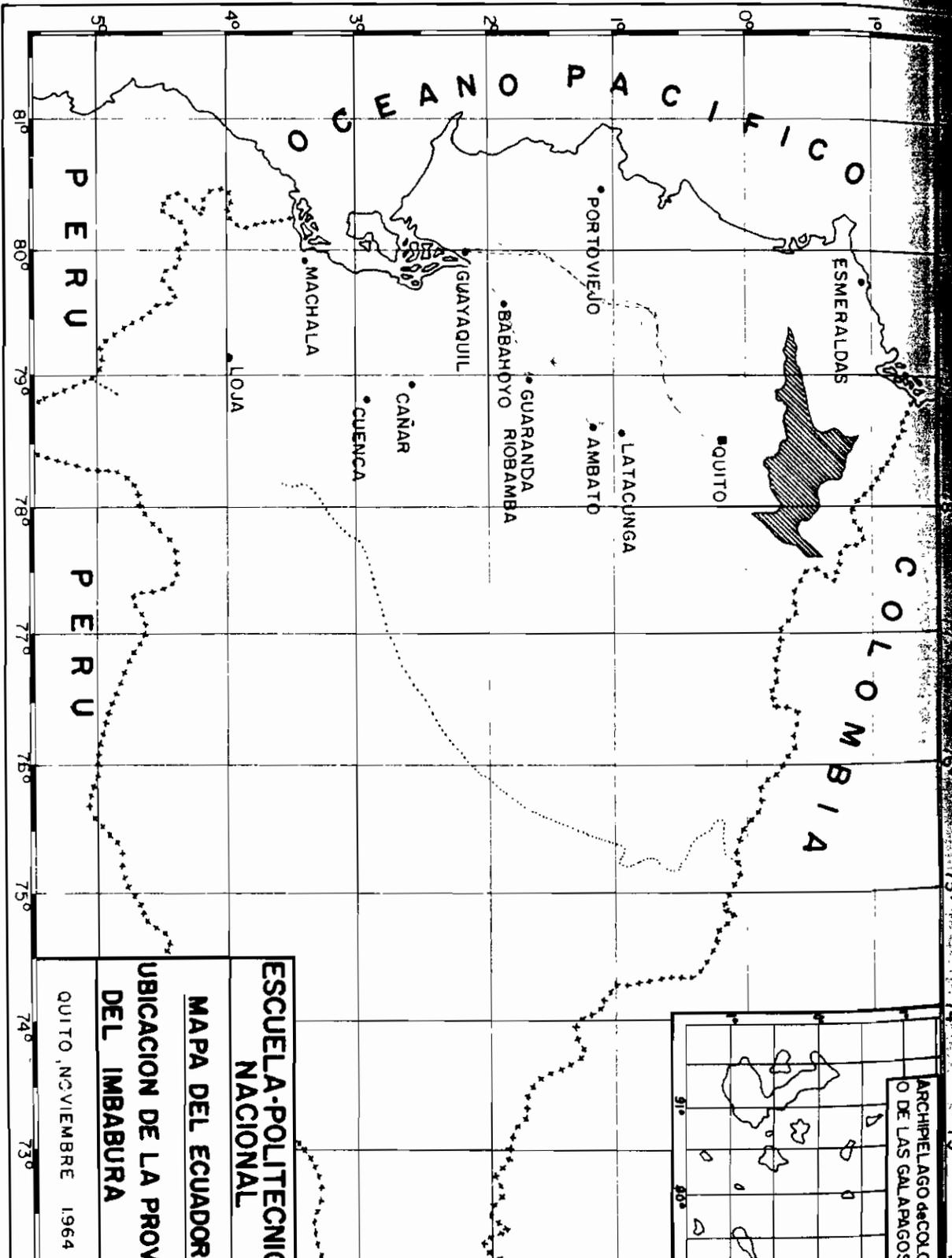
- ===== LINEAS DE 69 KILOVOLTIOS
- LINEAS DE 34,5 KILOVOLTIOS
- - - - - LINEAS DE 13,8 KILOVOLTIOS
- ▲ ○ SUBESTACIONES REDUCTORAS CENTRAL NUCLEOFISICA

ESCUELA · POLITECNICA NACIONAL

MAPA DE LA PROVINCIA

DEL IMBABURA,

QUITO NOVIEMBRE 1964

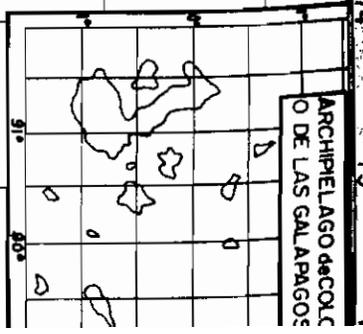


ESCUELA-POLITECNICA NACIONAL

MAPA DEL ECUADOR

UBICACION DE LA PROV DEL IMBABURA

QUITO, NOVIEMBRE 1964



2.- Selección del Voltaje.

En los manuales y libros de Electrotecnia que se refieren a las líneas de transmisión y distribución, indican que para considerar una línea de transmisión del tipo largo, debe tener una longitud mínima de 50 millas y con voltajes superiores a 44.000 voltios.

En el presente estudio y si observamos la pequeña distancia que disponemos y suponiendo que usáramos un voltaje menor que 44.000 voltios, la línea a considerar deberá ser tratada para los efectos de cálculo como si fuese "Línea Corta".

Siguiendo las indicaciones de varios autores los cuales recomiendan que para encontrar el voltaje al que debe ser transmitida una determinada cantidad de energía eléctrica, puede tomarse como norma el emplear un kilovoltio por cada kilómetro de longitud de línea.

Por supuesto este valor está sujeto a la comprobación por medio del cálculo de la misma línea, siendo los factores que la limitan la regulación del voltaje y las pérdidas en la línea. Por otro lado si la carga es muy grande o muy chica la condición anterior no se cumple.

En nuestro caso esta teoría no la tomaremos en cuenta, puesto que la distancia es muy pequeña y la potencia a transmitirse resulta demasiado grande.

Debemos considerar además el aspecto económico de la Selección del Voltaje y al respecto anotaremos que si disponemos de cierto margen de variación de tensión y teniendo exactamente la misma calidad de construcción y la misma capacidad de transmisión, el costo de la línea solamente es un poco menor para los voltajes más bajos. Esto es lógico suponer desde luego que el peso del conductor, el calibre y por lo tanto el costo se reducen, aunque por otro lado el costo del aislamiento aumenta al aumentar la tensión. Sin

embargo hay ciertas consideraciones que se deben tener muy en cuenta, entre otras la formación del efecto corona, en conductores de pequeño calibre y altos voltajes; por otro lado al utilizar calibres delgados disminuye la resistencia mecánica de la línea; éstas y otras consideraciones nos hacen llegar a desvirtuar el criterio de que a tensiones mayores el costo de la línea es menor.

De la misma manera debemos aclarar que si consideramos solamente el costo de la línea, sin tener en cuenta los otros factores y sobre todo el equipo instalado a los dos extremos, no es un criterio decisivo para escoger la tensión más conveniente.

Por otro lado debemos considerar que el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), en su Plan Nacional de Electrificación, está tratando de standardizar las tensiones, tanto de Transmisión como de Distribución, con el objeto de que se pueda tener en el mercado una cantidad regular de material útil para dichos voltajes.

Los voltajes considerados por el INECEL, en su Plan Nacional de Electrificación, para las Líneas de Transmisión son los siguientes:

13,8	Kilovoltios
34,5	Kilovoltios
69	Milvoltios
161	Kilovoltios
230	Kilovoltios

Finalmente anotaremos que algunos tratadistas recomiendan como orientación y para efectos de una primera aproximación, emplear las fórmulas del norteamericano ALFRED STILL y del alemán HEFNER.

La ecuación que emplea Alfred Still, para determinar la tensión entre fases (U) es la siguiente:

$$U = 5,5 \times \sqrt{\frac{K_m}{1,609} + \frac{K_w}{100}}$$

en la que:

U = Tensión entre fases, en kilovoltios.

K_m = Longitud de Transmisión, en kilovoltios.

K_w = Potencia total a transmitirse, en kilovatios.

La ecuación que plantea Hefner, para encontrar la tensión entre fases (U) es la siguiente:

$$U = 100 \sqrt{K_m \times K_w}$$

En donde:

U = Tensión entre fases, en voltios.

K_m = Longitud de transmisión, en kilómetros.

K_w = Potencia total a transmitirse, en kilovatios.

La potencia a transmitirse de acuerdo con nuestro cuadro de Demandas es de aproximadamente para el año 1.984 de 7.300 Kw; pero para nuestros cálculos tomaremos la capacidad continua que va a suministrarnos la central hidroeléctrica del Río Ambi, este es 6.000 kw.

La longitud de la línea de transmisión es de aproximadamente 5,5 kilómetros y una vez que conocemos las fórmulas de Still y Hefner, calcularemos la tensión de transmisión.

Según Still tenemos:

$$U = 5,5 \sqrt{\frac{5,5}{1,609} + \frac{6.000}{100}}$$

$$U = 5,5 \sqrt{63,42}$$

$$U = 43,89 \approx 44 \text{ KV.}$$

Y según Hefner tenemos:

$$U = 100 \sqrt{5,5 \times 6.000}$$

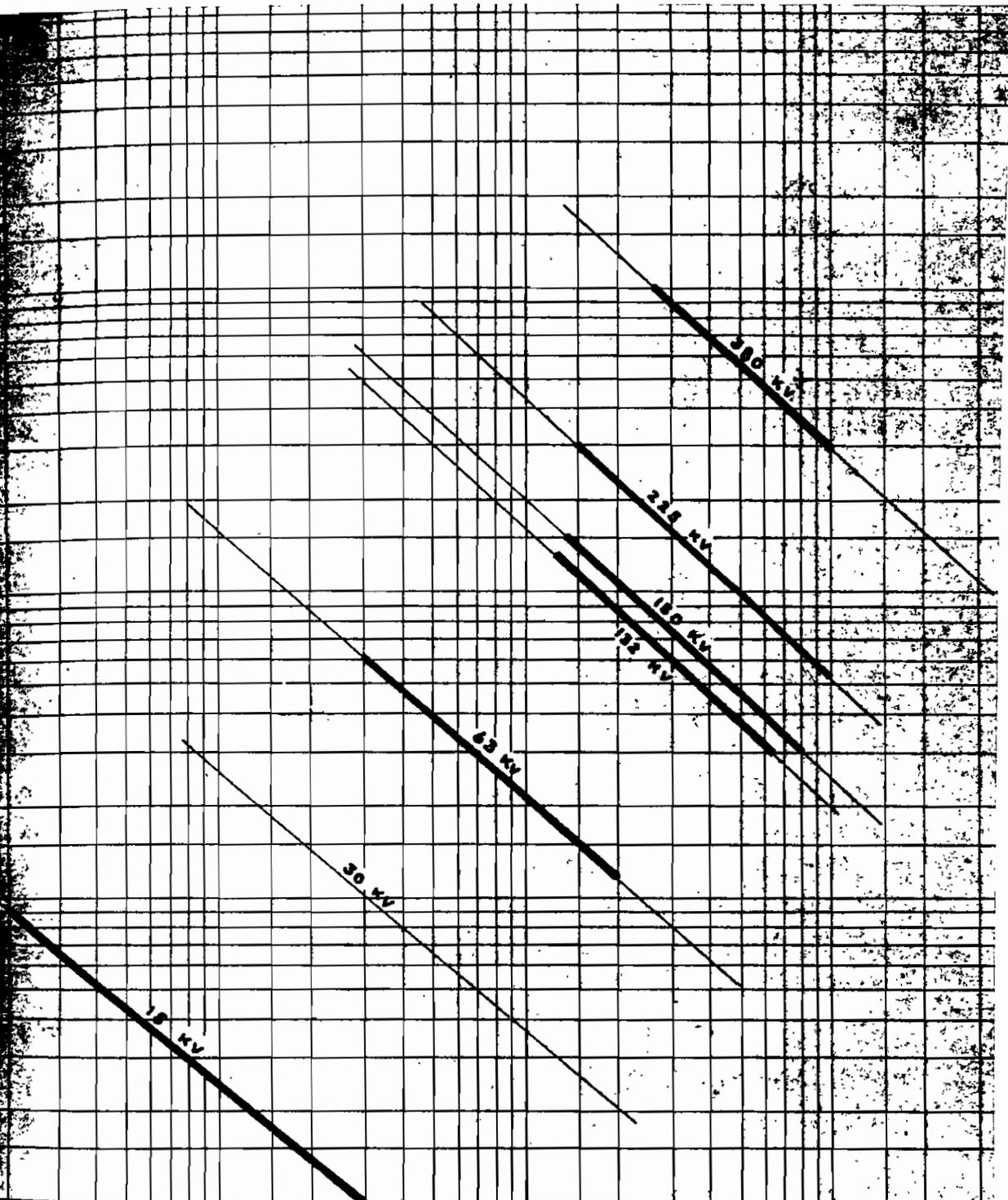
$$U = 100 \sqrt{33.000}$$

$$U = 18.400 \text{ Voltios} \approx 22 \text{ KV.}$$

Como se puede observar hemos obtenido un origen de tres tensiones standard: 44, 34,5 y 22 KV, con las cuales podemos satisfacer la necesidad de mantener la caída de tensión dentro de los límites convenientes, desde luego que esa caída de tensión es función de la potencia y de la distancia de transmisión.

Además contamos con un gráfico (No. 7), denominado "Radios de Acción Prácticos Para Líneas de Transporte de Energía Eléctrica", (Tomado del informe anual sobre Electrificación en la República del Perú), en este gráfico tenemos la potencia a transmitirse en las ordenadas y la longitud de transporte en las abscisas. En el presente estudio que transmitiremos 6 Megavatios a una distancia de 5.500 metros, determinamos cuál es voltaje práctico recomendado, es el que obtenemos un voltaje que oscila entre 15 KV y 30 KV, esto desde luego con unas pérdidas de potencia del 10%.

Con todos estos antecedentes y ajustándonos en primer lugar a las normas internacionales y en segundo lugar a las tensiones standard que el Instituto Ecuatoriano de Electrificación ha tomado en cuenta para su Plan Nacional de Electrificación, llegamos a la conclusión de que el voltaje de transmisión más adecuado para la línea objeto de este estudio resulta ser el de 34,5 KV, el mismo que lo utilizamos para nuestros cálculos posteriores.



RADIOS DE ACCION PRACTICOS
 DE LAS LINEAS DE TRANSPORTE
 DE ENERGIA ELECTRICA

(PERDIDAS 10 %)

3.- Calibre de los Conductores.

Usualmente, el elemento más costoso de una línea de transporte de energía eléctrica, lo constituyen los conductores. El costo de toda la instalación depende en gran parte de su diseño y tamaño. Aunque el empleo de tensiones muy altas puede originar economías, esto aumenta los problemas técnicos y la elección del conductor, en tales casos, viene determinada frecuentemente por las radio interferencias y esencialmente por las pérdidas por efecto corona. Es reconocido que la distancia impone muy severas limitaciones económicas a las líneas de transmisión, pero en nuestro caso dado que tenemos una distancia relativamente corta, este criterio no lo tomaremos en cuenta y más bien daremos mucha importancia a las limitaciones técnicas.

Los conductores más comunmente usados para las líneas de transmisión son el Cobre, el mismo que en los últimos años se lo está reemplazando por otros conductores de bajo costo; el Aluminio, es el metal que sigue en importancia al cobre como conductor, y aún le sustituye ventajosamente desde el punto de vista de peso y economía como en algunas aleaciones, tales como el Aluminio con alma de acero (ACSR), el Alárey, etc. También existe una aleación de cobre con acero denominada Copperweld, conductor formado por un alma de acero con una capa de cobre soldada por fusión y trefilado en caliente, el mismo que también se usa en líneas de transmisión.

En nuestro país casi la totalidad de las líneas de transporte se las ha construido con conductores de cobre, pero por razones económicas se está empezando a construir con conductores de aluminio con alma de acero (ACSR).

En el presente estudio, al dimensionar el calibre de los conductores a emplearse en el transporte de la energía generada por la Central del Ambi, debemos tener en cuenta que deben prestar un servicio aceptable; por otro

lados tengan suficiente resistencia mecánica y no se calienten excesivamente por la circulación de corriente.

Las fórmulas que emplearemos para el cálculo de la sección de los conductores serán las siguientes:

Las pérdidas de potencia por efecto Joule, serán iguales a:

$$P_p = 3 \times I^2 \times R \quad \text{En la que:}$$

P_p = Pérdida de potencia en vatios.

I = Intensidad que corresponde a la potencia nominal a transmitir, en amperios.

R = Resistencia total de la línea, en ohmios.

La resistencia de un conductor se la calcula por medio de la expresión:

$$R = \frac{\rho \times l}{S} \quad \text{En donde:}$$

R = Resistencia total ohmios por unidad de longitud.
= Resistividad del conductor.

l = Longitud del conductor.

S = Sección del conductor empleado.

Si reemplazamos el valor de la Resistencia en la ecuación de las pérdidas de potencia, tendremos:

$$P_p = 3 \times I^2 \times \frac{\rho \times l}{S}$$

Sabemos además que para un sistema trifásico, la corriente nominal es igual a:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times E \times \cos \theta} \quad \text{En donde:}$$

I = Corriente nominal, en amperios.

P = Potencia de Transmisión, en vatios.

E = Voltaje nominal entre fases, en voltios.

Cos θ = Factor de potencia.

√3 = Valor constante.

Así mismo reemplazamos este valor de I en la ecuación de las pérdidas de potencia, con lo que finalmente obtendríamos:

$$P_p = \frac{3 \times \rho \times l}{S} \times \left(\frac{P}{\sqrt{3} \times E \times \cos \theta} \right)^2$$

Despejando en esta última expresión el valor de S tenemos:

$$S = \frac{P^2 \times \rho \times l}{P_p \times E^2 \times \cos^2 \theta}$$

Con esta igualdad determinaremos la sección de los conductores a emplearse en nuestra línea.

Generalmente en líneas de transmisión de energía eléctrica se admiten pérdidas de potencia hasta un 15% de la potencia nominal, pero para efectos de nuestro estudio y desde luego que deseamos limitarnos en la caída de voltaje, admitiremos solamente un 5% de pérdidas y a base de esta aceptación calcularemos de acuerdo con la expresión encontrada anteriormente, utilizando el voltaje seleccionado y asumiendo que en la carga tendremos un factor de potencia igual a 0,8.

La determinación de la sección la haremos para conductor de cobre y para conductor de aluminio con alma de acero (ACSR).

Cálculo para el cobre:

Datos:	Potencia de transmisión	6.000 KW.
	Voltaje de transmisión	34,5 KV
	Pérdidas de potencia asumidas	5%
	Factor de potencia en la carga	0,8

Longitud de la línea	5,5	Km.
Resistividad del conductor de Cu.	0,018	
Sección del conductor	S	

$$S = \frac{6.000^2 \times 0,018 \times 5.500}{34,5^2 \times 0,8^2 \times 0,05 \times 6.000.000}$$

$$S = \frac{36 \times 18 \times 55 \times 10^5}{1.190 \times 0,64 \times 30 \times 10^4}$$

$$S = 15,6 \text{ milímetros cuadrados.}$$

Esta sección encontrada corresponde a un conductor de cobre, según las tablas del manual Knowlton, a un número 5 AWG.

Cálculo para el Aluminio-acero:

Datos:	Potencia de transmisión	6.000 KW.
	Voltaje de transmisión	34,5 KV.
	Pérdidas de potencia asumidas	5%
	Factor de potencia en la carga	0,8
	Longitud de la línea	5,5 Km.
	Resistividad del conductor ACSR	0,0294
	Sección del conductor	S

$$S = \frac{6.000^2 \times 0,0294 \times 5.500}{34,5^2 \times 0,8^2 \times 0,05 \times 6.000.000}$$

$$S = \frac{36 \times 55 \times 294 \times 10^4}{1.190 \times 0,64 \times 30 \times 10^4}$$

$$S = 25,4 \text{ milímetros cuadrados.}$$

Esta sección corresponde a un conductor de aluminio con alma de acero, según las tablas del manual Knowlton, a un número 3 AWG.

Hasta aquí sólo hemos dado importancia al aspecto netamente técnico, pero no debemos olvidar el aspecto

económico que como habíamos anotado anteriormente es de gran importancia, por lo tanto debemos determinar el "Calibre del conductor más Económico".

El procedimiento a seguirse para determinar el conductor más económico, será el siguiente:

- 1o.- A base de las demandas estimadas, determinar cuándo y en qué año deberá entrar en funcionamiento el primero y segundo grupo generador de la nueva Central del Ambi.
- 2o.- Determinar aproximadamente cuánto importará la instalación de la nueva Central Hidroeléctrica.
- 3o.- Estimar el valor actual de las instalaciones de generación que prestan en la actualidad servicio eléctrico a la Empresa.
- 4o.- Con todos estos datos y otros como el de intereses, depreciaciones, etc., elaborar un cuadro de Inversiones y uno de análisis de Costos Estimados de Operación, del mismo que deduciremos el cargo anual en sucres por kilovatio de demanda año por año y finalmente el cargo promedio anual. Este valor nos servirá posteriormente para evaluar en sucres las pérdidas ocasionadas en las líneas año por año.
- 5o.- El siguiente paso a seguir será el de realizar cuadros de costos estimados de operación, sólo para la línea.

En la elaboración de estos cuadros tendremos en cuenta que la tensión de transmisión será de 34,5 KV, y que los costos por kilómetro de línea construída variará solamente con los costos de los diferentes conductores empleados, ya que consideramos que sus demás componentes no variarán desde luego que los calibres a usarse no son de mayor consideración y por lo tanto los vanos medios no tendrán una variación interesante.

Como en los cálculos anteriores habíamos determinado un calibre número 5 AWG en cobre y un número 3 AWG en aluminio-acero; a partir de estos calibres escogemos tres conductores para realizar nuestros estudios. Estos conductores en cobre serán el número 6 AWG, el número 4 AWG y el número 2 AWG, hemos escogido estos conductores ya que por un lado son de utilización standard y por otro si miramos las características eléctricas tendremos mejores resultados.

Una vez que hayamos determinado el conductor más económico en cobre realizaremos un análisis comparativo con conductores de aluminio con alma de acero, para finalmente deducir la utilización más conveniente.

Los cuadros referentes a las demandas, instalaciones, costos y cargos anuales vendrán en cuadros adjuntos, (7,8,9,10,11,12,13 y 14) y servirán para dibujar un gráfico (No.8), del que nos serviremos para escoger el calibre de conductor más económico.

Pérdidas de Potencia y Energía.

Consideraremos especialmente las pérdidas de potencia por efecto Joule, que no son sino debidas al calentamiento que sufre el conductor al paso por éste de la corriente, ya que no tendremos presente las pérdidas por efecto corona, las mismas que se producen cuando el potencial de un conductor desnudo tendido en el aire, el mismo que no es un cuerpo aislante, se eleva a valores tales que sobrepasan la rigidez dieléctrica del aire que rodea al conductor, este efecto cuando se halla presente ocasiona pérdidas en las líneas de transporte de energía eléctrica y además interferencias en las radio-comunicaciones.

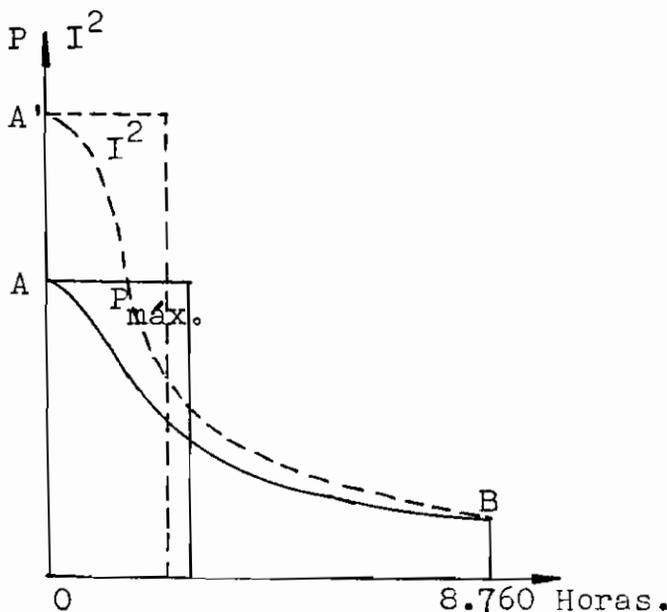
Las pérdidas por efecto Corona aumentan directamente con la tensión y dependen especialmente de la distancia entre conductores y del diámetro del mismo, así

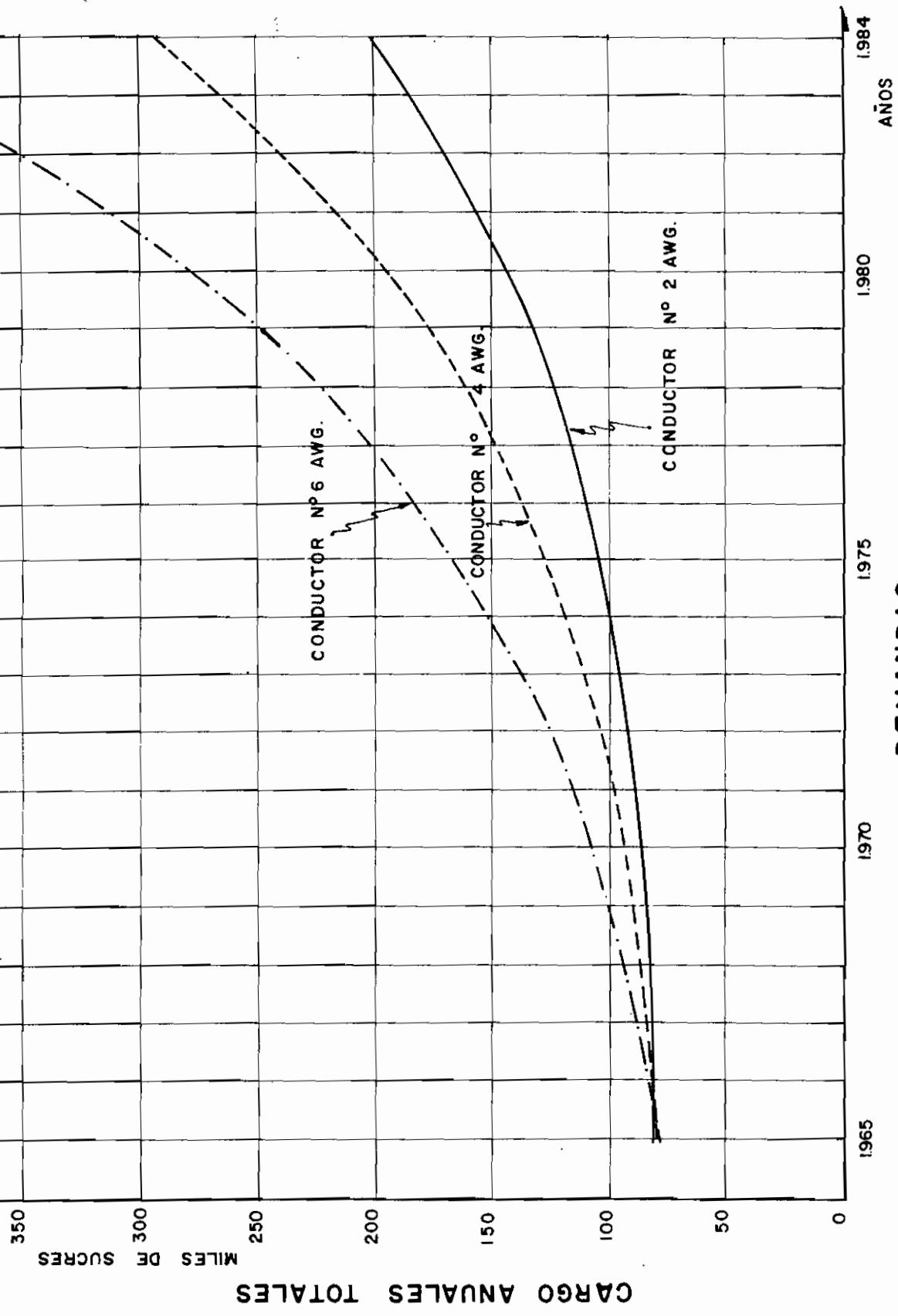
Mientras menores sean las distancias y diámetro, las pérdidas por efluvios (efecto corona) son mayores.

Las pérdidas de potencia por efecto Joule se producen al paso de la corriente por el conductor, que como se comprenderá estas pérdidas no serán constantes, durante una hora, día, mes o año, ya que la potencia transportada por una línea de transmisión no es en general constante, sino que varía de hora en hora y de día en día.

En consecuencia para determinar estas pérdidas se necesita conocer la forma de variar la carga.

Si desearíamos realizar un estudio económico, tendríamos que conocer las variaciones de carga durante un año, pero estos trescientos sesenta y cinco diagramas de carga diarios no nos podrían dar una clara imagen de la variación, entonces lo que se acostumbra es construir el "Diagrama Ordenado de Duración de Cargas", en el que está representada la duración absoluta de cada carga, independiente del día, hora o mes en que se produjo; en este diagrama podemos ver que la carga máxima dura solamente unas pocas horas, mientras que la mínima dura las 8.760 horas. El gráfico siguiente nos dará una idea más clara.





Para efectos de nuestro estudio las pérdidas de potencia las calcularemos de acuerdo con la expresión:

$$P_p = 3 \times I^2 \times R \quad \text{En la cual:}$$

- P_p = Pérdidas de potencia, en vatios.
- I = Corriente nominal, en amperios.
- R = Resistencia total, en ohmios.

El cálculo lo realizaremos para diferentes porcentajes de carga, esto es 100, 75, 50 y 25% de carga y para conductor de cobre número 2 AWG de 97,3% de conductibilidad y su equivalente en aluminio con alma de acero (ACSR).

Pérdidas de potencia para conductor de cobre No. 2 AWG.

Hemos visto anteriormente que las pérdidas son iguales a:

$$P_p = 3 \times I^2 \times R.$$

Además que tanto la corriente como la resistencia tienen por valor el siguiente:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times E \times \cos \theta} \quad R = \frac{\rho \times l}{S}$$

Si reemplazamos estos valores en la expresión de pérdidas tendremos:

$$P_p = \frac{P^2 \times \rho \times l}{E^2 \times \cos^2 \theta \times S}$$

Expresión con la cual hemos determinado las pérdidas.

Porcentaje de Carga	100%	75%	50%	25%
Pérdidas de Potencia	2,26	1,61	1,13	0,57

Como se desprende de los cálculos las pérdidas son reducidas aún en el peor de los casos, esto es a ciento por ciento de la carga.

Utilizando el mismo procedimiento calcularemos las pérdidas para un conductor de aluminio con alma de acero, desde luego que tenga características similares, al conductor número 2 de cobre. El conductor que tiene características similares eléctricas es el número un cero AWG, denominado RAVEN.

Porcentaje de carga	100%	75%	50%	25%
Pérdidas de Potencia	2,25	1,69	1,12	0,56

En cuanto al cálculo de las pérdidas totales de energía en la línea de transmisión, debemos anotar que no se las puede determinar de una manera exacta, pues solamente con la ayuda y registro de kilovatiohorímetros podríamos detectar dichas pérdidas, pues es prácticamente imposible determinar qué cantidad de energía se consume por robos, contrabandos y aún regalías.

Si pudiésemos calcular estas pérdidas nos serían de mucha ayuda, puesto que permitiría dar con la solución económica más favorable, desde luego que la inversión inicial en la línea sería menor y por lo tanto los gastos anuales así como los costos de amortización e intereses serían menores.

Para calcular las pérdidas de energía en una línea de transmisión, algunos tratadistas aconsejan que en lo posible se trate de recopilar los datos que se ajusten con la mayor aproximación posible al problema.

Existen dos métodos aproximados con los cuales se puede determinar las mencionadas pérdidas:

- 1o.- Método de las Horas Equivalentes, y
- 2o.- Método de la Corriente Media Anual.

10.- Este método plantea la siguiente expresión para el cálculo de las pérdidas de energía:

$$P \text{ de Energía} = I_{\text{máx}}^2 \times R \times H_{\text{eq}} \times 3 \times 10^{-3} \quad \text{KWH}$$

en la cual:

$I_{\text{máx}}$ = Corriente máxima (amperios).

R = Resistencia óhmica de un conductor (Ohmies).

H_{eq} = Horas equivalentes.

Para determinar las horas equivalentes se calcula en primer lugar un factor de multiplicación, el mismo que se le obtiene mediante la ecuación siguiente:

$$F = 0,7 (f_c)^2 + 0,3 (f_c)$$

F = Factor de multiplicación, y

f_c = Factor de carga anual expresado en forma decimal,

una vez determinado el factor de multiplicación (F), se multiplica éste por el número de horas anuales de funcionamiento de la línea (en nuestro caso 8.760 horas para el circuito de transmisión el Ambi-Ibarra), de esta manera se obtiene aproximadamente el número de horas equivalentes.

La ecuación mediante la cual se determina el factor F fue deducida a base de un estudio de varias curvas típicas de carga de los Estados Unidos de Norteamérica y recomendada a usarse para factores de carga entre 35% y 75%.

20.- El segundo método y el más exacto es aquel en que se calcula la corriente media anual, a pesar de que los resultados obtenidos mediante este método puedan resultar errados, debido a que se necesita disponer de una curva de carga real futura para poder determinar el valor de la corriente media anual.

Para calcular las pérdidas de energía por este método se sigue el siguiente procedimiento:

Se toma la curva de carga típica, se la rectifica en una curva de trazos horizontales y verticales, de la misma que se puede entonces deducir los amperajes como porcentajes de la carga máxima. A base de estos valores y los tiempos respectivos se calcula el factor de calentamiento (H) por medio de la expresión:

$$H = \sqrt{I_1^2 T_1 + I_2^2 T_2 + I_3^2 T_3 + \dots + I_n^2 T_n}$$

en la cual:

H = Factor de calentamiento.

$I_1, I_2, I_3, \text{etc.}$ = Corrientes en tanto por uno de $I_{\text{máx.}}$ que circulan durante los tiempos $T_1, T_2, T_3, \text{etc.}$, expresados en tanto por uno de 24 horas.

Determinado así el valor de calentamiento H se procede a calcular el valor de $I_{\text{media anual}}$, la misma que se la calcula por medio de la expresión:

$$I_{\text{media anual}} = H \times I_{\text{máx.}}$$

Finalmente se determinan las pérdidas de energía en kilovatiohora, empleando la siguiente expresión:

$$P_{\text{de energía}} = I_{\text{media anual}}^2 \times R \times 8.760 \times \text{No. de conductores} \times 10^{-3}$$

En nuestro estudio y dado que no disponemos de curvas de carga reales por un lado y de que nos hemos impuesto factores de carga para nuestras demandas futuras (factores que con gran aproximación están siendo utilizados para diferentes estudios en el Instituto Ecuatoriano de Electrificación), emplearemos el primer método, que a pesar de no ser el más exacto por lo menos tendremos una aproximación de dichas pérdidas.

Estas pérdidas al igual que las pérdidas de potencia las calcularemos para diferentes porcentajes de la carga máxima.

Así mismo determinaremos las pérdidas de energía tanto para conductores de cobre como para conductores equivalentes de ACSR en cuanto a sus características eléctricas se refiere.

Los resultados obtenidos los hemos tabulado en un cuadro adjunto. (No. 15).

PERDIDAS TOTALES DE ENERGIA

Cuadro N° 15

potencia a Transmitirse. (Kilovattios).....	6.000	4.5000	3.000	1.500
Factor de Carga.....	0,5	0,49	0,48	0,477
Factor de multiplicación $=0,7(f_c)^2+0,3(f_c)$	0,325	0,3151	0,3053	0,3024
Horas equivalentes anuales (8.760 x F).....	2.847	2.760	2.675	2.650
Corriente máxima(amperios); $\frac{KW}{\sqrt{3} \cdot 34,5 \cdot 0,8}$	125,75	94,25	62,83	31,42
Corriente máxima al cua- drado ($I_{máx}^2$).....	15.787,92	8.883,06	3.947,61	987,22
Longitud de Transmisión. (Millas).....	3,418	3,418	3,418	3,418
Conductor de cobre emple- do (AWG).....	2	2	2	2
Conductor de ACSR equiva- lente (AWG).....	1/0	1/0	1/0	1/0
Resistencia Ohmica de un conduc.de Cu. (Ω /Milla)..	0,964	0,964	0,964	0,964
Resistencia Ohmica de un conduc.de ACSR (Ω /Milla)	1,12	1,12	1,12	1,12
Resistencia Total (Cu.).	3,295	3,295	3,295	3,295
Resistencia Total (ACSR)	3,828	3,828	3,828	3,828
Pérdidas totales de ener- gía (Cu.) (KWH).....	444.313,12	242.352,97	104.384,2	25.860,47
Pérdidas totales de ener- gía (ACSR) (KWH).....	516.185,26	281.556,05	121.269,39	30.043,67

5.- Caída de Tensión.

El objetivo más importante del cálculo de líneas es determinar, con el auxilio de las características de los conductores, la diferencia que se produce, al transmitirse una potencia eléctrica dada, entre la tensión en el lugar donde la línea arranca, denominado Salida, y la tensión en el otro extremo, al que está conectada la carga, llamado Receptor.

Como habíamos anotado anteriormente para efectos del presente cálculo, consideraremos a la línea de transmisión como que fuese del tipo CORTA, en estas líneas el efecto de la capacitancia es tan pequeño que no tiene un efecto apreciable sobre el comportamiento del circuito.

El error que en los resultados se obtienen, al realizar los cálculos basados en la suposición de que el efecto de la capacitancia es despreciable, son por el orden de un medio por ciento.

En el presente proyecto para obtener las caídas de tensión debemos determinar en primer lugar, la distancia entre conductores, la misma que está regulada por dos factores principales : la tensión aplicada a los conductores y la flecha máxima que se obtendrá, la cual depende del peso del conductor, la luz entre apoyos y las condiciones climáticas existentes.

Este método para determinar la distancia entre conductores sería el más exacto. Por otro lado los manuales recomiendan que para tensiones mayores que 20000 voltios, se puede utilizar la siguiente expresión determinando de esta manera la distancia aproximada entre conductores.

$$D = 6 + 1,25 \quad KV$$

En la que:

D = Distancia entre conductores, en pulgadas.

KV= Voltaje entre fases, en kilovoltios.

Las normas Americanas al respecto nos dan la siguiente expresión:

$$D = 0,3 \times KV + 8 d \quad \text{Normas NEC, en}$$

donde:

D = Distancia entre conductores, en pulgadas.

d = Flecha máxima, en pulgadas.

KV = Voltaje entre fases, en kilovoltios.

Además existen una serie de ecuaciones con las cuales se puede llegar a determinar la distancia entre conductores, pero en nuestro estudio hemos mencionado solo las principales, por lo menos las que nos han dado mejores resultados prácticos.

Con estos antecedentes y dado que utilizaremos un voltaje de 34,5 KV, calcularemos dicha distancia.

$$D = 6 + 1,25 \times 34,5 = 49 \text{ pulgadas.}$$

$$D = 4 \text{ pies } 1 \text{ pulgada.}$$

$$D = \text{aproximadamente } 4 \text{ pies.}$$

Esta será la distancia media geométrica, desde luego que la disposición que adoptaremos será en triángulo equilátero, que como sabemos con esta disposición obtendremos teóricamente la menor reactancia inductiva. A base de esta distancia calcularemos la Reactancia Inductiva y posteriormente la Impedancia del conductor por unidad de longitud.

Las características eléctricas que debemos tomar en cuenta para el cálculo de la caída de tensión son: Resistencia, Reactancia e Impedancia.

La resistencia de los conductores depende de

la sección y de la longitud, así como también del material de que está constituido, generalmente se lo encuentra en los manuales y textos, como son el Manual del Ingeniero Electricista (Knewlton) y el Transmission and Distribution, Reference Book. Este último nos da la siguiente cifra: Resistencia del conductor número 2 AWG de cobre, de 97,3% de conductibilidad, a 50°C y 60 ciclos por segundo.

$$R = \underline{0,955 \text{ Ohmios por milla.}}$$

Esta resistencia además podríamos deducirla por medio de la siguiente expresión:

$$R = \frac{\rho \times l}{S} \quad \text{En la cual:}$$

R = Resistencia del conductor, en ohmios por unidad de longitud.

ρ = Resistencia específica, o resistibilidad del material conductor.

l = Longitud del conductor (en kilómetros)

S = area del conductor.(en mm²).

Para el cálculo de la resistencia de líneas, es cómodo expresar la resistibilidad en $\Omega \text{ mm}^2/\text{Km.}$, es decir la resistencia que presenta un alambre de 1 mm² de sección y de 1 kilómetro de longitud.

El valor numérico de ρ para el cobre y el aluminio vale:

$$\rho = \text{para el cobre } 17,86$$

$$\rho = \text{para el aluminio } 28,7$$

Generalmente los valores de R medidos y calculados no coinciden, especialmente cuando se mide la resistencia con corriente alterna, aquí este último valor es mayor, la causa de este fenómeno es el flujo de inducción en el interior del conductor.

La reactancia depende también del material y sección del conductor y especialmente de la separación y -- disposición de los conductores. La reactancia así como habíamos visto la resistencia, también se la puede tomar de los manuales, es así como tenemos los siguientes valores:

X_a = Reactancia inductiva hasta un pie de separación, a 60 ciclos por segundo = 0,571 Ohms/milla.

X_d = Reactancia inductiva complementaria hasta la distancia "D" de separación = 0,1682 ohms/milla.

$X = X_a + X_d =$ Reactancia Total.

Por otro lado se la puede calcular por medio de la expresión:

$$X = 2 \times \pi \times f \times L$$

En la que:

X = Reactancia total, en ohms por unidad de longitud.

2 = Factor constante.

f = Frecuencia, en ciclos por segundo.

L = Inductancia, en Henrios.

La inductancia a su vez se la determina con la ecuación siguiente:

$$L = (4,605 \times 10^{-4} \frac{m}{n} + 0,5) \times 10^{-4} \text{ Henrios.}$$

En la que: m = Separación entre conductores.

n = Radio del conductor.

Para el cálculo de la caída de tensión se considerará a la línea con igual carga y voltaje en cada una de sus fases en operación normal. Al emplear este criterio se considera a la línea trifásica como si fuese

MONOFASICA, es decir el voltaje de la línea es considerada al neto y la corriente a circular se considera como la corriente de línea de un sistema trifásico en estrella, por lo tanto la regulación es por fase.

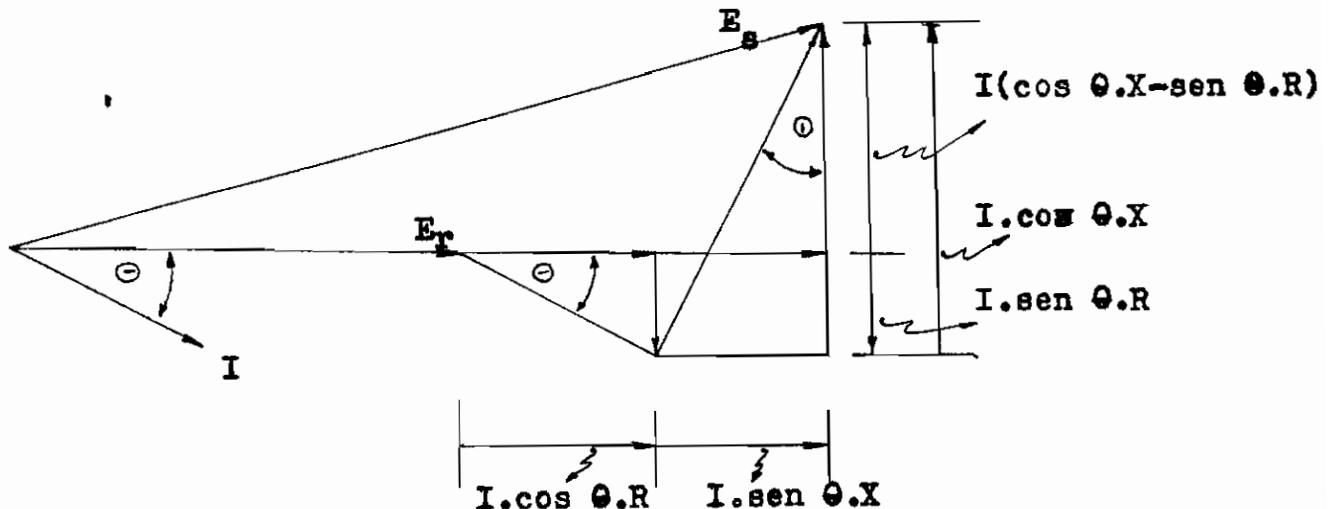
Las características de la línea con resistencia e inductancia, son tomadas como características totales por fase y son llamadas constantes longitudinales de la línea.

Con todos estos antecedentes anotados procederemos a calcular la caída de tensión, empleando la fórmula exacta.

$$E_r = \sqrt{(E_s)^2 - (I)^2(X \cos \theta - R \sin \theta)^2} - I(R \cos \theta + X \sin \theta)$$

Representando el diagrama vectorial de la expresión tendremos lo siguiente:

Desde luego tratándose de una carga inductiva.



Como primer paso determinaremos los parámetros de la línea.

$$R_T = 0,955 \times 3,42 = 3,266 \text{ Ohmies.}$$

$$X_T = 0,7392 \times 3,42 = 2,528 \text{ Ohmies.}$$

$$I = \frac{6.000}{\sqrt{3} \times 34,5 \times 0,8} = 125,65 \text{ Amperies.}$$

$$E_s = \frac{34.500}{\sqrt{3}} = 19.942,2 \text{ Volties.}$$

$$\text{Coseno } \theta = 0,8$$

$$\text{Seno } \theta = 0,6$$

Reemplazando estos valores obtenidos en la expresión anterior, tendremos el voltaje en la carga o receptor:

$$E_r = \sqrt{(19.942,2)^2 - (125,65)^2 (2,528 \times 0,8 - 3,266 \times 0,6)^2 - 125,65 (2,528 \times 0,8 + 3,266 \times 0,6)}$$

$$E_r = \sqrt{397.691.340,84 - 62,2} = 500,34$$

$$E_r = 19.942,16 - 500,34$$

$E_r = 19.441,82$ Volties, ahora determinamos la tensión entre fases multiplicando por raíz de tres el valor obtenido, sea:

$$E_r = 19.441,82 \times \sqrt{3} = 33.634,35 \text{ Volties.}$$

En porcentaje tendríamos una caída de tensión de :

$$U\% = \frac{(34.500 - 33.634,35)}{34.500} \times 100 = 2,51\%$$

De la misma manera calcularemos los parámetros de la línea de transmisión pero con conductores de aluminio con alma de acero, equivalente al número 2 AWG de cobre. El conductor ACSR con características eléctricas similares es el número 1/0 AWG, denominado Raven.

$$R_T = 1,12 \times 3,42 = 3,83 \text{ Ohmios.}$$

$$X_T = (0,656 + 0,1682) \times 3,42 = 2,82 \text{ Ohmios.}$$

$$I = 125,65 \text{ Amperios.}$$

$$E_s = 19.942,2 \text{ Voltios.}$$

Con estos datos calculamos la caída de tensión en el receptor:

$$E_R = \sqrt{(19.942,2)^2 - (125,65)^2 (2,82 \times 0,8 \times 3,83 \times 0,6)^2 - 125,65 (3,83 \times 0,8 + 2,82 \times 0,6)}$$

$$E_R = 19.942,18 - 597,59$$

$E_R = 19.344,59$ Voltios y con este valor encontraremos el voltaje de fase a fase haciendo la misma operación que en el caso anterior:

$$E_R = 19.344,59 \times \sqrt{3} = 33.466,14 \text{ Voltios.}$$

La caída de tensión en porcentaje nos representaría:

$$U \% = \frac{(34.500 - 33.466,14) \times 100}{34.500} = 2,996 \%$$

De los resultados obtenidos podemos deducir que las caídas de tensión tanto para la línea de transmisión con conductores ACSR, es muy pequeña, con lo cual estamos asegurando un buen funcionamiento de la línea, ya que en la práctica, en redes de baja tensión se admiten caídas de tensión -- hasta del 4% en alumbrado, llegando a tolerarse el 6% cuando -- se trata de alumbrado y fuerza. En redes de tensión media y -- según los casos, puede admitirse una caída de tensión hasta -- del 10% o más. En nuestro caso no alcanzamos ni siquiera a los establecidos para las redes de baja y media tensión. No debemos olvidar, sin embargo, que tratándose de redes de alta tensión, -- existen circunstancias que no permiten dar un coeficiente general para las caídas de tensión puesto que la instalación de -- condensadores en el extremo de recepción resulta más económica que renovar el calibre del conductor.

6.- Protecciones del Sistema.

Todos los sistemas de transmisión y distribución están sujetos a tensiones mucho mayores que la tensión normal de servicio. Por esta razón las líneas y aparatos del sistema tienen que estar contruidos de tal manera que puedan soportar estas sobretensiones, sin perjuicio del funcionamiento normal.

Estas sobretensiones pueden ser de origen interno a frecuencia industrial y especialmente de origen atmosférico, a impulsos. Las sobretensiones internas se forman como consecuencia de la desconexión de grandes cargas (intensidades) o por fusión de fusibles. Estas sobretensiones dependen principalmente de la conexión que tenga el neutro del sistema, así por ejemplo en sistemas con el punto neutro aislado se han llegado a tener sobretensiones internas hasta cinco veces mayores que la tensión normal, mientras que en sistemas con el punto neutro conectado directamente a tierra no se han registrado valores mayores que de dos y hasta tres veces la tensión normal.

Las sobretensiones de origen atmosférico se forman como consecuencia de las descargas atmosféricas (rayos), estas descargas son las más peligrosas por ser mucho más altas que las internas, y pueden producir tensiones del orden de los 100 kilovoltios y hasta los 1.000 kilovoltios y corrientes del orden de los 10 kiloamperios hasta los 100 kiloamperios.

Además los aisladores de la línea no pueden soportar tales sobretensiones y como consecuencia se forman arcos sobre los aisladores los mismos que perduran aún cuando la sobretensión desaparece, siendo la tensión de servicio suficiente para mantenerlos en el canal de aire ionizado formado. Por otro lado el arco con su alta temperatura destroza a los aisladores.

Al tratar específicamente las protecciones del sistema estudiaremos solamente los puntos que nos interesan, este es:

- a.- Cables de guardia.
- b.- Tomas de Tierra, y
- c.- Nivel de Aislación.

Todos estos puntos están relacionados entre sí.

a.- Cables de Guardia.

Por todo lo expuesto anteriormente y dado que en la región que se va a construir la línea, son muy frecuentes las descargas atmosféricas, resulta que la mejor solución para proteger la línea contra las sobretensiones atmosféricas sería el impedir que éstas lleguen directamente a los conductores.

Desde hace muchos años se han utilizado, para proteger líneas de transmisión contra descargas directas, cables de acero colocados encima de los conductores, en la punta de la estructura, los mismos que actúan como pantalla y que en la mayoría de los casos están puestos a tierra en cada una de las estructuras, estos conductores se denominan CABLES DE GUARDIA.

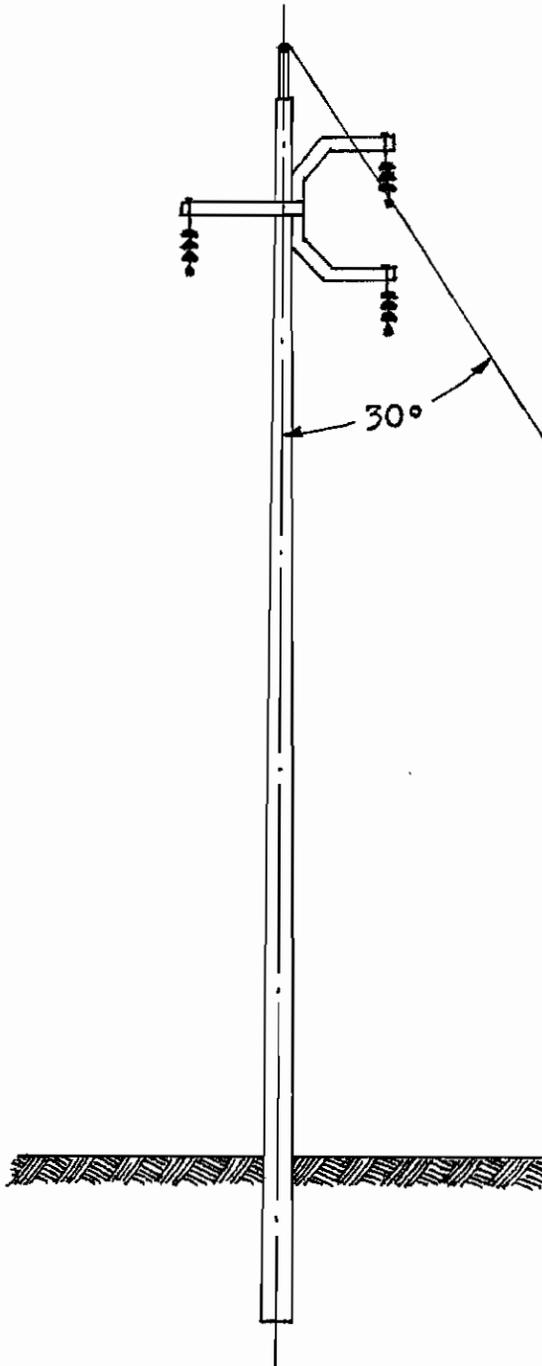
Estos cables tienen por objeto el recibir el impacto del rayo y por experiencias realizadas especialmente en Europa se ha comprobado que solamente un porcentaje muy reducido pueden alcanzar algún conductor.

La eficacia de los cables de guardia depende de la posición que tengan éstos respecto a los conductores, existiendo diversos criterios sobre la mejor posición de los hilos de guardia.

El criterio que tiene mayor aceptación entre

tre nosotros es el que define la posición de los cables de guardia mediante el "Angulo de Protección". Al respecto se considera que un ángulo menor de 30° entre el hilo de protección y los conductores, asegura la línea contra las descargas directas.

ANGULO DE PROTECCION DEL CABLE DE GUARDIA



b.- Tomas de tierra.

Como habíamos anotado anteriormente las descargas atmosféricas se pueden producir sobre los cables de guardia y las sobretensiones que se originan en éstos producen corrientes de gran intensidad, las mismas que fluyen directamente a través de los soportes de las líneas y en algunos casos a través de la cadena de aisladores.

Al efectuar las tomas de tierra en cada estructura y si la resistencia del pie de la estructura tiene un valor apreciable, la corriente en la puesta a tierra produce un gradiente de tensión sobre la superficie de la tierra, la misma que puede afectar a los seres humanos y a los animales.

Por lo tanto al realizar las puestas a tierra se debe tomar en cuenta las normas que al respecto se han establecido este es que para considerar a una línea segura contra las descargas atmosféricas, la resistencia de dispersión debe ser menor o a lo más igual a la relación entre los valores de tensión de descarga y la amplitud de la corriente del rayo. Como valor de la tensión de descarga se tomará el 50% del valor de la aislación de la línea.

Se comprende, pues, que la resistencia de la toma de tierra del cable o de la estructura (porque la conexión se realiza por medio de ésta) debe ser la menor posible para alcanzar en la línea el mayor nivel de protección contra las descargas atmosféricas. Al respecto las normas europeas recomiendan que las tomas de tierra tengan un valor de 20 Ohmios, pudiendo alcanzar hasta un valor arbitrario de 40 Ohmios.

c.- Nivel de Aislación.

La rigidez dieléctrica de los aisladores está definida por la tensión de ensayo y la de arco. La pri -

era indica la más alta tensión que el aislador o la cadena de aisladores puede soportar sin que se produzcan descargas. La segunda señala la mínima tensión que produce un arco entre los extremos del aislador. Entre el valor de una y otra las normas europeas prescriben un margen de hasta el 10% . Cabe sin embargo destacar que la tensión de arco de una cadena de n aisladores no está definida por un valor n veces mayor del correspondiente a un solo elemento.

Entonces la aislación puede siempre expresarse mediante tensiones de arco y el nivel de aislación de una determinada línea estará definida por la sobretensión que los aisladores de la línea tienen que soportar. Entonces para el cálculo y construcción de líneas lo más importante será fijar la relación de tensión de servicio con la tensión de ensayo o de arco de los aisladores de la línea.

Según lo expuesto anteriormente, resulte que las más altas tensiones a que están sujetos los aisladores de la línea son las sobretensiones atmosféricas formadas por impulsos de breve duración.

Como habíamos anotado anteriormente, las líneas están sujetas a sobretensiones internas y atmosféricas. Las primeras se producen en el sistema mismo y es evidente que para obtener un buen funcionamiento de la línea, los aisladores deben tener un nivel de aislación que pueda soportar por lo menos las máximas sobretensiones internas que se puedan producir en el sistema.

Estas sobretensiones pueden definirse como un múltiple de la tensión de servicio y para cada uno de éstos habrá un nivel de aislación determinado. Para la fijación de este la mayoría de las normas europeas han aceptado una fórmula empírica. Dicha fórmula es para la:

Tensión de Arce:

$$U_{\text{arce}} = 1,1 (2,2 (\text{KV}) + 20)$$

Tensión de Ensayo:

$$U_{\text{ensayo}} = 2,2 \cdot U + 20$$

El aislador debe soportar entonces la tensión de ensayo, sin que aparezca el arco, y éste no debe producirse antes de que la tensión alcance un valor del 10% superior al antes mencionado. Por otro lado por las experiencias que se han obtenido para líneas protegidas por cables de guardia, se admite un nivel de aislación definido por una tensión de arco de tres a cuatro veces mayor que la tensión simple de servicio.

En nuestro estudio la tensión de arco y la de ensayo de acuerdo con las fórmulas empíricas tendrán un valor de:

$$U_{\text{arce}} = 1,1 (2,2 (34,5) + 20) = \underline{106 \text{ KV}}$$

$$U_{\text{ensayo}} = 2,2 \cdot 34,5 + 20 = \underline{96 \text{ KV}}$$

Como se puede observar la tensión de arco así calculada corresponde a tres veces la tensión simple de servicio.

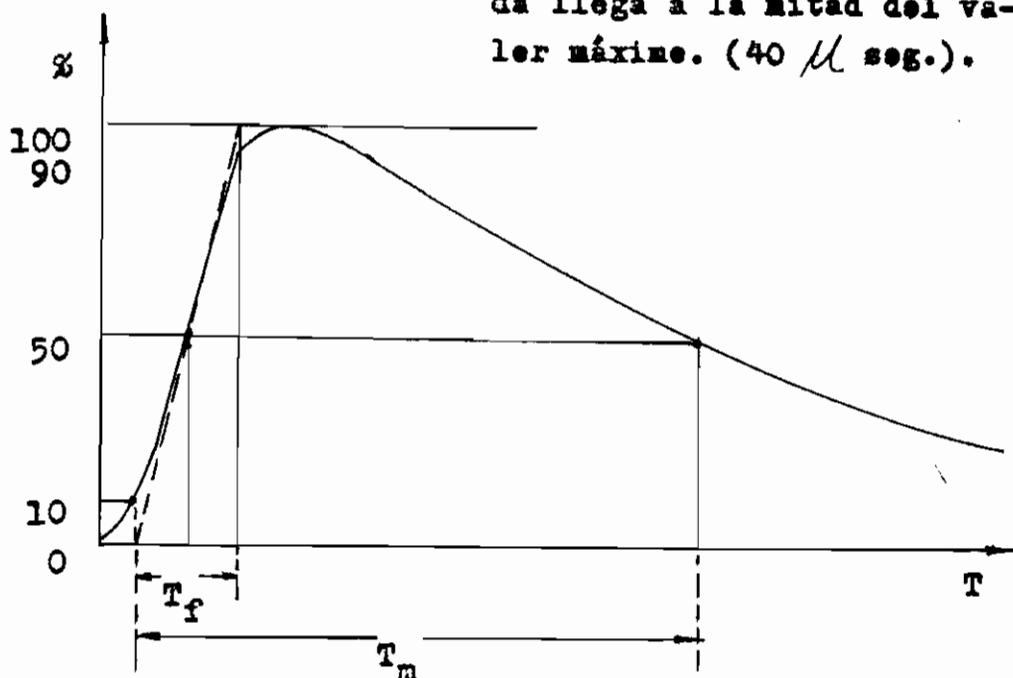
Finalmente trataremos de la protección de la línea por medio de "Pararrayos", los mismos que estarán instalados en los extremos de la línea y que tienen la propiedad de conducir a tierra las ondas de sobretensión que lleguen a la central e a las subestaciones, pero es necesario que las líneas puedan conducir aquellas ondas sin deterioro de sus elementos.

El impacto de el rayo sobre el conductor de

la línea se traduce en una onda de frente muy escarpado y cuya cola tiene una inclinación que depende de las condiciones en que se desarrolle el fenómeno.

T_f = Frente de onda ($1,5 \mu$ seg.)

T_m = Intervalo en el cual la onda llega a la mitad del valor máximo. (40μ seg.).



La clase de onda que se toma en cuenta en América es aquella cuyo frente escarpado tenga una duración de $1,5 \mu$ seg. y en la que la cola presente una inclinación tal que conserve el valor de la semiamplitud de la cresta durante 40μ seg.

La intensidad de los rayos se mide por la amplitud de la onda y viene expresada en amperios, éstas pueden alcanzar valores de muchos miles de amperios.

Per las diversas experiencias que se han obtenido en diferentes países, se ha pedido determinar las intensidades de cresta con una diversidad de rayos, y así se ha establecido una estadística, mediante la cual

se ha determinado el tanto por ciento de casos en que aparecen corrientes de intensidades superiores a determinados valores, así por ejemplo el 7% de las descargas atmosféricas son superiores a 40.000 amperios, el 40% de los rayos son superiores a intensidades de 10.000 amperios.

Anotaremos además que las intensidades de cresta que se presentan en los pararrayes de las subestaciones, el 5% de estas descargas son superiores a 10.000 amperios, esto es lógico suponer desde luego que las ondas desde su iniciación hasta su llegada al pararraye, sufren un amortiguamiento debido a la resistencia y perditancia de los conductores de la líneas

En nuestro caso instalaremos en los extremos de la línea, este es en las subestaciones de elevación (Central del Ambi) y reducción (IBarra), dos juegos de pararrayes tipo estación, servicio intermedio, para un voltaje nominal de 34,5 KV. La casa fabricante americana LINE MATERIAL recomienda pararrayes de 37 KV.

7.- Coordinación del Aislamiento.

Teóricamente, lo más conveniente sería construir una línea de transporte protegida contra toda producción de arcos, si ello fuera posible; pero en la práctica es muy dudoso, sin embargo no es aconsejable, el que sea factible aislar una línea de manera que permita llegar a este resultado. Las tensiones atmosféricas son tan elevadas, que cualquier clase de aislamiento que fuera económicamente factible, con toda probabilidad sería nulo para eliminar los arcos. Por otro lado, aumentando el aislamiento de la línea de transporte sólo se consigue transferir la producción de arcos al equipo terminal, donde los daños que allí se produzcan serán mayores y de mayor importancia que si se hubieran producido en la línea. Por esta razón, el aisla -

miento del equipo terminal debe ser mayor y estar mejor protegido que el de la línea; por lo que los pararrayes y otros métodos de protección contra las sobretensiones, son factibles y económicos en las subestaciones, pero no en la línea.

En el diseño de una línea de Transmisión puede proveerse las siguientes seguridades de protección contra sobrevoltajes:

- a) Hilo de tierra, con un esfuerzo mecánico suficiente para soportar descargas directas.
- b) Adecuada separación de los conductores de la línea a los soportes o a tierra debe ser mantenida.
- c) Adecuada separación de los conductores a los hilos de tierra.
- d) La resistencia al pie de la torre debe ser tan baja como económicamente justificable.

Debe anotarse que a través de los conductores de las líneas de transmisión con hilos de guardia o sin ellos, pueden propagarse sobretensiones cuya magnitud está limitada por el nivel de aislamiento de éstas, o sea según dicho anteriormente, por un valor de tres a cinco veces superior a la tensión nominal. Estas sobretensiones no son más que ondas migratorias que pueden tomar valores aún mayores, a consecuencia de la reflexión que se producirá al llegar éstas al equipo de la subestación.

Para evitar posibles daños en los aparatos de la subestación conectados a la línea es necesario protegerlos contra estas sobretensiones. Tal protección se la realiza mediante "Pararrayes", los mismos que se les instala entre la línea y la subestación,

La instalación de los pararrayes en el sistema, no es más que una parte de la protección contra las se -

bre tensiones, ya que para obtener una buena protección sería preciso conseguir que las sobretensiones inevitables no causen perturbaciones en la explotación del sistema, lo cual no es posible obtener por la producción de los centurones - mientos causados por frecuencia industrial, por esta razón es necesario localizar a estos en lugares donde causan el menor daño y no provequen perturbaciones en el servicio.

Por otro lado, la adecuada separación de los conductores de la línea con los soportes y entre ellos, evitará el contacto accidental entre los circuitos que deben permanecer aislados el uno del otro. Además, se tendrá muy en cuenta las distancias con respecto al suelo, vías de comunicación, árboles, etc. Las Normas prácticas como la National Electrical Safety Code, da la separación que pueden considerarse como adecuadas. Para las líneas de alta tensión por zonas de pase privadas, la altura sobre el suelo debe ser de 6 metros o más. La distancia horizontal entre conductores en las líneas de alta tensión, que tiene como valores medios prácticos, para líneas hasta de 33 KV, con aisladores de soporte rígido de 1,20 a 1,80 metros, para tramos de 45 a 150 metros, respectivamente; para líneas de 33 KV, con aisladores en cadena de 1,80 a 3,00 metros, para tramos de 90 a 300 metros respectivamente.

Con todo este se ha logrado una secuencia en el aislamiento de las distintas partes de la instalación, - medida necesaria y por la cual los americanos han creado la expresión "Coordinación del Aislamiento".

Coordinación del Aislamiento es la correlación de los equipos eléctricos y los circuitos tales que la aislación esté protegida de los voltajes excesivos y que puede ser factible aislar el sistema de los daños que prevocarían dichas tensiones.

En el presente estudio la Coordinación del

Aislamiento ha venido determinada en la siguiente forma: El menor Nivel Básico de Aislamiento (cuya definición dada por una Junta del Comité de AIEE-EEI-NEMA es la siguiente: "Los niveles de impulso básicos de aislación están referidos a niveles expresados en un impulso de cresta de voltaje, con una onda standard no más grande que $1,5 \times 40 \mu$ seg."), le tendrán los pararrayos, siguiendo el valor superior inmediato los conductores, luego los aisladores y por último, el equipo de la subestación, y como se indicó anteriormente es el que tendrá el valor Máximo Nivel de Aislamiento del sistema de transmisión en estudio.

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN PARA COBRE Y ALUMINIO. CÁLCULOS MECÁNICOS.

El cálculo mecánico de las líneas de transmisión se refiere al diseño de las estructuras que soportan los conductores, así como las tensiones y flechas que tendrán esos conductores bajo determinadas condiciones atmosféricas.

El cálculo deberá efectuarse en tal forma que bajo cualquier condición existente en el lugar de instalación se cumpla con las normas que para el efecto han dictado diversos países. Nos ajustaremos a las normas francesas (Electricité de France), desde luego que en el país hasta la presente no se han propuesto.

Los factores que afectan el cálculo mecánico son entre los principales:

- 1o.- Temperatura del ambiente;
- 2o.- Velocidad del Viento; y
- 3o.- La topografía del terreno.

Las dos primeras influyen en las tensiones que soportarían los conductores y la tercera al vano promedio a tenerse, así como la utilización de estructuras, sean éstas: - postes de madera, postes de hormigón centrifugado o postes de tubo de acero. Esto último es lógico puesto que si el terreno no es regular los vanos que existirán entre conductores y entre estructuras no serán iguales y por lo tanto las tensiones en los conductores serán diferentes, así como los esfuerzos son tan grandes que una estructura de madera no los podría soportar, por lo que sería necesario la instalación de una estructura más resistente.

En el cálculo mecánico de nuestra línea consideraremos las siguientes clases de estructuras:

- a.- Estructura de alineación o suspensión, las mismas que sirven únicamente para sostener los conductores y ca-

bles de tierra, debiendo ser empleados exclusivamente en alineaciones rectas.

b.- Estructuras de ángulo, que se utilizan para sostener los conductores y cables de tierra en los vértices de los ángulos que forman las alineaciones.

c.- Estructuras de anclaje, que deben proporcionar puntos firmes en la línea.

d.- Estructuras terminales, que deben resistir en sentido longitudinal de la línea a la sollicitación de todos los conductores y cables de tierra.

1.- Hipótesis para el Cálculo Mecánico.

De las averiguaciones detenidas que se realizaron ante el Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología, nos hemos podido dar cuenta que las condiciones climáticas son relativamente clementes en lo que a temperaturas y velocidades de viento se refieren.

Esto lo demostraremos mediante el registro diario del Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología, el mismo que lo exponemos a continuación:

Estación de Ibarra:

Longitud	78°	08 ' W.
Latitud	00°	21 ' N.
Altitud	2.228	Metros S.N.M.

CUADRO No. 16

Año	Mes	Temperatura del aire a la sombra °C				
		Media	Máxima Media	Mínima Media	Máxima Absoluta	Mínima Absoluta
1.962	Enero	15.3	-	6.2	-	4.2
1.962	Febrero	15.5	20.2	6.1	22.8	4.2
1.962	Marzo	15.2	20.3	6.1	22.9	4.5
1.962	Abril	15.4	21.1	6.2	24.8	3.3
1.962	Mayo	15.8	-	8.2	-	5.4
1.962	Junio	14.9	20.5	7.5	23.0	3.3
1.962	Julio	15.4	22.1	8.2	24.0	3.0
1.962	Agosto	15.2	-	6.4	-	9.7
1.962	Septiembre	15.8	22.6	6.8	26.0	3.4
1.962	Octubre	16.0	22.1	8.1	25.5	4.0
1.962	Noviembre	15.3	21.0	9.1	23.2	5.4
1.962	Diciembre	15.0	-	8.2	-	3.5
1.963	Enero	14.8	20.7	8.6	23.0	3.0
1.963	Febrero	14.5	19.6	9.8	24.0	4.2
1.963	Marzo	15.2	19.6	8.6	24.0	6.0
1.963	Abril	15.4	21.3	9.8	23.6	4.6
1.963	Mayo	15.8	22.3	7.9	24.8	5.2
1.963	Junio	15.8	23.7	6.3	25.6	2.0
1.963	Julio	15.1	22.5	6.9	25.0	3.2
1.963	Agosto	15.8	23.2	6.0	25.7	2.0
1.963	Septiembre	15.9	24.1	6.7	26.5	2.0
1.963	Octubre	15.8	23.7	8.0	27.0	4.0
1.963	Noviembre	14.7	21.1	9.3	24.5	6.2
1.963	Diciembre	16.0	23.6	9.9	27.2	5.3

El Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología, además nos proporcionó los valores climatológicos que han registrado durante los períodos comprendidos entre los años --- 1937 a 1945 y de 1956 a 1962.

CUADRO No. 17

Año	Mes	Temperatura del aire a la sombra °C				
		Media	Máxima Media	Mínima Media	Máxima Absoluta	Mínima Absoluta
1.962	Enero	16.1	21.8	12.2	27.5	5.1
	Febrero	16.1	21.8	11.4	26.9	4.2
	Marzo	16.2	22.1	12.2	28.7	4.8
	Abril	16.2	21.9	11.9	26.7	3.5
	Mayo	16.2	21.9	11.8	26.9	5.1
	Junio	16.0	22.2	10.9	28.1	3.1
	Julio	15.8	23.0	10.3	28.0	3.0
	Agosto	15.9	23.2	10.1	29.0	1.0
1.941	Septiembre	16.0	23.5	10.0	29.1	1.3
	Octubre	16.0	22.5	11.5	30.8	3.9
	Noviembre	15.8	21.8	11.6	28.4	4.0
	Diciembre	15.9	21.7	11.5	28.1	2.4

Refiriéndonos a la fuerza del viento tabulada por la Estación Meteorológica de Ibarra, citaremos que se la registra en tres diferentes horas del día, esto es a las siete de la mañana, una de la tarde y siete de la noche. Los valores tabulados en general son muy bajos y están dados en metros por segundo.

Hemos observado que las mayores velocidades del viento se registra a las trece horas. A continuación expon-dremos los valores registrados durante el año 1.962.

Enero	7.0	Abril	4.6	Julio	6.9	Octubre	7.4
Febrero	6.0	Mayo	4.9	Agosto	6.6	Noviembre	2.6
Marzo	4.9	Junio	5.8	Septiembre	6.0	Diciembre	5.3

Del análisis de estos datos podemos concluir que:

Temperatura mínima 1°C.

Temperatura promedio 16°C.

Temperatura máxima 30°C.

Para efecto de nuestros cálculos tendremos en cuenta además que la temperatura máxima, sin viento puede aumentar en diez grados centígrados, debido a la circulación de una corriente permanente de 125,65 amperios.

Este aumento de temperatura lo hemos determinado del gráfico para los conductores de tamaños normales de ACSR, desnudo, que nos proporciona el Catálogo de Productos Eléctricos de Aluminio publicado por "Aluminium Limited Sales, INC.", edición de 1.963.

En cuanto a velocidades del viento podemos notar que las registradas en la región son demasiadas pequeñas, por lo que para realizar nuestros cálculos admitiremos una velocidad de sesenta kilómetros por hora.

Las hipótesis de cálculo las adoptaremos de acuerdo con las normas europeas, desde luego que las condiciones atmosféricas registradas en la zona son bastante similares.

Hipótesis A.

Consideraremos una temperatura promedio de + 16 °C. con una presión del viento de 7.5 Kgrs/metro² en superficies planas y de 7.5 x 0.6 Kgrs/metro², en superficies cilíndricas, (cables, aisladores y postes)

Hipótesis B.

En esta hipótesis asumiremos una temperatura mínima de 1 °C., con un viento de 60 Km/hora que ejerza una presión de 18 Kgrs/metro², en superficies planas y de 18 x 0,6 Kgrs/metro², en superficies cilíndricas.

Para estas dos hipótesis consideraremos que los

bajos unitarios de los distintos elementos de la línea de-
án quedar inferiores a una tercera parte de los trabajos -
rotura teniendo en cuenta las peores condiciones. Además -
coeficiente de estabilidad de los cimientos deberá ser igual
or lo menos 1,5.

Hipótesis C.

En esta hipótesis consideraremos una temperatura
ima de 40 °C., que corresponde a una temperatura ambien-
de 30 °C. más 10 °C. de sobre-elevación de temperatura -
ginada por una corriente permanente de 125,65 amperios,
viento. Esta hipótesis nos permitirá calcular la flecha
ima de los conductores y por consiguiente la altura de -
estructuras.

Con la flecha máxima, la altura del cable conduc-
inferior no deberá bajar de los siguientes valores:

- .00 Metros por encima del suelo, en terrenos corrientes.
- .00 Metros por encima de las carreteras.
- .50 Metros por encima de las vías férreas.
- .00 Metros por encima de las casas.
- .00 Metros por encima de las líneas de alta y baja tensión.
- .00 Metros por encima de las líneas telefónicas.

Selección de los Tipos de Obra y Materiales.

En lo concerniente a este punto, debemos anotar -
la mano de obra deberá ser de la mejor calidad, basán -
en los adelantos de la técnica más reciente en el ramo.

En cuanto se refiere a los materiales, éstos debe-
ser completamente nuevos y de la mejor calidad disponi -
para la utilización que se precisa.

Refiriéndonos a las Normas y Especificaciones de -
s anotar que todos los materiales, métodos de fabrica -
, pruebas y colocación, deberán estar de acuerdo con las
mas recomendaciones standard y especificaciones conteni-

das en la lista que a continuación se hace constar o el standard equivalente aplicado y especificaciones establecidas y aprobadas en el país de manufactura del material.

A S A American Standard Association.

N E M A National Electrical Manufactures Association.

A S T M American Society for Testing Materials.

A I E E American Institute of Electrical Engineers.

3.- Naturaleza, Características y Normas de los Cables.

En el presente estudio se han considerado solamente dos clases de conductores, los mismos que pueden tomarse como standard en el uso de líneas de transmisión.

Estos conductores son el COBRE estirado en frío -- (Hard Drawn) y el aluminio reforzado con hilos de acero ACSR (Aluminium Cable Steel Reinforced).

En lo que se refiere a los conductores de cobre diremos que es del tipo standard, cableado, de 97,3% de conductibilidad, es muy usado en líneas de transmisión dependiendo su uso del aspecto económico. El cobre tiene la ventaja que para una potencia dada, la caída de tensión y las pérdidas de potencia, son menores que para cualquier otro conductor. Por otro lado dado que su diámetro es menor, comparado con un conductor equivalente en cuanto a sus características eléctricas se refiere, al actuar la presión del viento sobre aquel, transmite su esfuerzo al poste y lógicamente por ser un esfuerzo pequeño da a los mismos un factor de seguridad mayor.

La relación de resistencia de tracción al peso es relativamente baja, por lo que comparativamente se requieren estructuras más altas desde luego que las flechas son mayores.

Además al tener temperaturas muy elevadas y para asegurar las distancias adecuadas al suelo, necesariamente se de-

ben reducir los vanos.

El conductor de Aluminio con alma de acero (ACSR) es en la actualidad el más usado en la construcción de líneas de transmisión, debido especialmente a su bajo costo. El ACSR tiene una relación de resistencia de tracción al peso de alrededor del doble de la del cobre, como resultado de su alta resistencia mecánica se obtienen menores flechas y los postes o estructuras por lo tanto serán más ciertos para un cierto vano dado.

Por otro lado el conductor de aluminio con alma de acero, estirado en frío, tiene una conductibilidad de 61, %.

Las principales características y normas de los conductores empleados en el presente estudio son los siguientes:

Conductor desnudo de Aluminio reforzado con alma de acero, No. 1/0 AWG, denominado "Raven".

Area del conductor completo (mm ²)	62,38
Area del Aluminio (mm ²)	53,49
Equivalente en cobre (mm ²)	33,63
Número de hilos de Aluminio	6
Número de hilos de Acero	1
Diámetro del conductor completo (mm)	10,11
Resistencia a la rotura (KG)	1.940
Peso del conductor completo (Kg/Km)	215,9
Peso del Aluminio (Kg/Km)	146,5
Peso del Acero (Kg/Km)	69,4
Longitud normal de carretes (Metros)	2.615
Peso aproximado de los carretes (Kg)	560
Módulo de Elasticidad final (Kgrs/mm ²)	8.000
Coefficiente de Alargamiento lineal por °C	19,1x10 ⁻⁶
Conductibilidad (%)	61

Conductor de Cobre desnudo, estirado en frío, No. 2 AWG.

Area del conductor (mm ²)	33,63
Número de hilos	7
Diámetro del conductor (mm)	6,54
Resistencia a la rotura (Kg).....	1.381
Peso del conductor (KG/Km)	305
Módulo de Elasticidad final (Kgrs/mm ²)	12.000
Coefficiente de Alargamiento lineal por °C ,,,	16,9x10 ⁻⁶
Conductibilidad (%)	97,3

5.- Régimen de trabajo mecánico de los cables.

En mecánica se estudia la curva que forma un hilo de peso uniforme suspendido en un vano (a) por sus extremos situados en la misma horizontal. Dicha curva que se forma se la conoce con el nombre de CATENARIA, formando en medio del vano la flecha máxima. En la práctica no se utiliza la ecuación de la Catenaria para calcular esta flecha máxima, y es norma general substituir la PARABOLA en vez de la Catenaria; resultados obtenidos en diferentes líneas aéreas construidas en Europa, para vanos menores que 300 metros y con flechas inferiores al 6% del vano, demuestran que el error que se comete al determinar la flecha es de alrededor del 1/2%.

Los conductores de líneas aéreas están en realidad sujetas no solamente al esfuerzo producido por su propio peso, sino al causado por la presión del viento y en ciertas latitudes al originado por la formación de un manguito de hielo sobre ellos, en nuestro estudio desde luego no consideraremos la formación de un manguito de hielo sobre los conductores, puesto que en nuestro país no lo tenemos.

El esfuerzo producido por la acción del viento se puede interpretar como un aumento ficticio del peso al del conductor mismo. La presión del viento está definida por la

expresión:

$$P_v = 0,00471 \times v^2 \quad \text{en donde:}$$

P_v = Presión del viento (Kgrs/m²)

v = Velocidad del viento (Kmts/hora).

Como habíamos anotado anteriormente esta presión se puede interpretar como un aumento ficticio del peso del conductor. Si consideramos un vano a de longitud y un conductor de diámetro d , el aumento del peso ficticio del conductor a causa del viento será:

$$P_v = \frac{P_v \times a \times d}{s \times a} = \frac{P_v \times d}{s} \quad \text{en donde:}$$

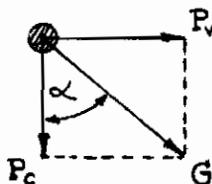
P_v = Presión del viento (Kgrs/metro/mm²)

a = Longitud del vano (Metros)

d = Diámetro del conductor (Metros)

s = Sección del conductor (mm²)

Esta presión del viento se efectúa sobre los conductores en dirección horizontal, de modo que tiene que ser sumada geométricamente al peso propio del conductor, esto es:



$$G = \sqrt{P_c^2 + P_v^2}$$

La flecha en este caso será inclinada y formará con la vertical un ángulo α , siendo la tangente $\alpha = P_v/P_c$

La tracción interna del conductor y su flecha, no está determinada solamente por su peso y las cargas externas (presión del viento), sino también por la influencia de la

temperatura. Así cada aumento de temperatura produce una dilatación del conductor metálico, que tendrá como consecuencia un aumento de la flecha (f) y desde luego una disminución de la tensión específica aplicada a los conductores. Es obvio que cada disminución de la temperatura producirá consecuencias contrarias.

Es por esta razón que para poder expresar matemáticamente la influencia de las cargas externas y de la temperatura sobre la tensión interna y la flecha de los conductores se emplea la ecuación conocida bajo el nombre de "ECUACION DE CAMBIO ESTADO DEL CONDUCTOR", con la cual se pueden calcular todas las tensiones específicas del conductor para cualquier clase de cargas mecánicas y temperaturas.

Al respecto debemos anotar que al realizar los cálculos utilizando algunas de las Ecuaciones que se exponen en algunos textos se comprobó que diferían en mucho los resultados, pero finalmente se obtuvieron resultados más o menos --- aproximados con dos de estas ecuaciones, por lo que adoptaremos para el presente estudio una de las siguientes ecuaciones.

- 1o La que nos proporciona el texto OVERHEAD LINE PRACTICE.
- 2o La que plantea el texto REDES ELECTRICAS de Zoppetti.

La primera expone las siguientes expresiones y normas para el cálculo de la flecha.

- a.- Cálculo del factor de carga para viento y hielo a 22°F (q_1) con la siguiente expresión:

$$q_1 = \frac{\sqrt{P^2 + W^2}}{W}$$

en la que:

P = Presión del viento sobre el conductor (lbs/pie)

W = Peso del conductor cargado de hielo (lbs/pie)

w = Peso del conductor (lbs/pie)

b.- Considera el factor de carga en condiciones tranquilas, esto es sin carga de hielo y sin la presión del viento. El factor de carga en este caso es considerado igual a la unidad. (q_2).

Con estas dos suposiciones, determina que se puede calcular la flecha para dos condiciones: Desfavorables y --- Tranquilas.

El cálculo de la flecha en condiciones desfavorables de viento y hielo a la temperatura t_1 (mínima) se la realiza por medio de la siguiente expresión:

$$S = \frac{l^2 \times \delta \times q_1}{8 \times f_1}$$

en la que:

S = Flecha del conductor (pies)

l = Longitud del vano (pies)

q_1 = Factor de carga con viento y hielo.

f_1 = Esfuerzo máximo de trabajo del conductor a la temperatura t_1 (mínima) (lbs/pulg²)

δ = Peso del conductor por pie y por pulgada cuadrada de sección transversal.

Del mismo modo para determinar la flecha y tensión del conductor bajo condiciones tranquilas, se la calcula por medio de la ecuación de cambio de condiciones, la misma que la exponemos a continuación:

$$f_2^2 (f_2 - (k - \alpha t E)) = \frac{l^2 \times \delta^2 \times q_2^2 \times E}{24}$$

Pero k es igual a :

$$k = f_1 - \frac{l^2 \times \delta^2 \times q_1^2 \times E}{24 \times f_1^2}$$

α = Coeficiente de expansión por °F.

f_2 = Esfuerzo del conductor a la temperatura de erección t_2 (lbs/pulg²).

E = Módulo de elasticidad (lbs/pulg²)

t = Diferencia de temperatura entre los dos casos de carga.

q_2 = Factor de carga en condiciones tranquilas.

Habiendo determinado el valor de f_2 se procede a calcular la flecha por medio de la ecuación de la parábola esto es:

$$s = \frac{l^2 \times \delta \times q_2}{8 \times f_2}$$

La ecuación que plantea el texto Redes Eléctricas de Zoppetti, para el cálculo de tensión y flecha de los conductores es la siguiente:

$$\sigma_t - \frac{a^2 \cdot \sigma_t^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma_t^2} = \sigma_{t_0} - \frac{a^2 \cdot \sigma_{t_0}^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma_{t_0}^2} - \alpha \cdot E (t - t_0)$$

en la que:

a = Longitud del vano (metros)

σ_t = Tensión específica máxima (Kgr/mm²)

σ_{t_0} = Tensión específica a que está sometido el conductor por causa del cambio de condiciones (Kgr/mm²)

t = Temperatura en el momento del tensado (°C)

t_0 = Temperatura al cambiar las condiciones (°C)

E = Módulo de elasticidad.

α = Coeficiente de dilatación por °C.

g_t = Peso y carga del conductor por metro y por mm^2

g_o = Peso del conductor por metro y por mm^2

La flecha que tendrán los conductores la determinaremos por medio de la ecuación de la parábola, tanto para condiciones tranquilas como para condiciones desfavorables. Dichas expresiones para el cálculo serán:

$$f_1 = \frac{a^2 \cdot g_o}{8 \cdot \sqrt{t_o}}$$

$$f_2 = \frac{a^2 \cdot g_t}{8 \cdot \sqrt{t}}$$

En donde tenemos:

f_1 = Flecha máxima en condiciones tranquilas.

f_2 = Flecha del conductor en condiciones desfavorables.

a = Longitud del vano.

$\sqrt{t_o}$ = Tensión específica con cambio de condiciones.

\sqrt{t} = Tensión específica máxima.

g_o = Peso del conductor por metro y por mm^2 .

g_t = Peso y carga del conductor por metro y por mm^2

Finalmente debemos anotar que el trabajo unitario de los cables se determinará en tal forma que jamás sea superior al 40% de la carga de rotura, en la más desfavorable de las hipótesis. Las características de los conductores -- los hemos anotado anteriormente y nos servirán para el cálculo de la flecha. Anotaremos que se ha considerado un aumento de temperatura de $10^{\circ}C$, originado por una corriente permanente de 125,65 amperios.

Las velocidades del viento registradas en la zona son demasiado bajas por lo que en el peor de los casos asumiremos una velocidad de 60 kilómetros por hora.

Con todos estos antecedentes procederemos al cál-

culo de las flechas tanto para conductores de cobre como para su equivalente en aluminio con alma de acero (ACSR).

10.- Cálculo para el conductor No. 1/0 AWG de ACSR.

La presión del viento sobre los conductores será:

$$P_v = 0,00471 \times 60^2 \times 0.01011 \quad \text{luego tenemos:}$$

$$\underline{P_v = 0,1714 \text{ Kgrs/Metro}}$$

Sabemos que la resistencia de rotura del conductor es de 1.940 kilogramos y como hemos admitido que no debe pasar este esfuerzo del 40%, tendremos solamente una tensión específica de 12 Kgrs/mm².

Procedemos luego a calcular el peso y carga del conductor en kilogramos por metro. (G), valiéndonos de la expresión anteriormente anotada:

$$G = \sqrt{0,2159^2 + 0,1714^2} \quad \text{realizando los cálculos tendremos:}$$

$$\underline{G = 0,275 \text{ Kgrs/Metro.}}$$

Determinamos inmediatamente los valores ϵ_0 y ϵ_t respectivamente:

$$\epsilon_0 = \frac{0,2159 \text{ Kgr/Mt.}}{62,38 \text{ mm}^2} \quad \epsilon_t = \frac{0,275 \text{ Kgr/Mt.}}{62,38 \text{ mm}^2}$$

$$\epsilon_0 = 3,46 \times 10^{-3} \text{ Kgr/m/mm}^2 \quad \epsilon_t = 4,41 \times 10^{-3} \text{ Kgr/m/mm}^2.$$

El cálculo de la tensión específica al cambiar las condiciones lo realizaremos para un vano medio de 120 metros.

$$12 = \frac{120^2 \cdot (4,41 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 8 \cdot 10^3}{24 \cdot 12^2} = \sqrt{t_0} - \frac{120^2 \cdot (3,46 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 8 \cdot 10^3}{24 \cdot \sqrt{t_0}^2} - 19,1 \cdot 10^{-6} \cdot 8 \cdot 10^3 \cdot (1-40)$$

$$12 = \frac{2.240,64}{3,456} = \sqrt{t_0} - \frac{1.378,94}{24 \sqrt{t_0}^2} + 5,81$$

$$12 - 5,81 - 0,65 = \sqrt{t_0} - \frac{57,46}{\sqrt{t_0}^2} \quad \text{finalmente tenemos:}$$

$$5,54 \sigma_{to}^2 + 57,46 = \sigma_{to}^3$$

De esta manera hemos obtenido una ecuación de tercer grado, la misma que la resolveremos por tanteos. El valor así calculado es aproximadamente de:

$$\sigma_{to} = 6,8 \text{ Kgrs/mm}^2.$$

Las flechas correspondientes, según las expresiones anteriormente anotadas, tendrán por valor:

$$f_1 = \frac{120^2 \cdot 3,46 \cdot 10^{-3}}{8 \cdot 6,8} = 0,916 \text{ metros.}$$

$$f_2 = \frac{120^2 \cdot 4,41 \cdot 10^{-3}}{8 \cdot 12} = 0,66 \text{ metros.}$$

Utilizando las expresiones del Overhead line Practice determinaremos los valores correspondientes a las flechas para las condiciones tranquilas y desfavorables.

Conductor Aluminio-Acero	No 1/0
Número de hilos de Aluminio	6
Número de hilos de Acero	1
Denominación	Raven
Diámetro (mm)	10,11
Sección (mm ²)	62,38
Peso del conductor (Kg/Km)	215,9
Resistencia a la Rotura (Kg)	1.940
Módulo de Elasticidad (Kg/mm ²)	8.000
Coefficiente de Alargamiento	19,1x10 ⁶
Esfuerzo Máximo Admisible (Kg)	748,6
Peso por metro (w) (Kgs)	0,2159
Presión del viento por metro (P)(Kgrs). ..	0,1714
Tensión unitaria máxima f ₁ (Kgrs/mm ²) ..	12
Peso por metro y por mm ² (δ)	3,46 .10 ⁻³
Factor de carga a 1 °C + viento (q ₁) ..	1,275
Factor de carga a 40°C sin viento (q ₂). ..	1

Vano medio (1) (metros) 120

La flecha en condiciones desfavorables de viento y a la temperatura mínima será de:

$$S = \frac{120^2 \cdot 3,46 \cdot 10^{-3} \cdot 1,275}{8 \cdot 12} = 0,66 \text{ metros}$$

Ahora determinaremos la flecha y la tensión específica del conductor bajo condiciones tranquilas. Para esto primero calcularemos el valor de K .

$$K = \frac{120^2 (3,46 \cdot 10^{-3})^2 \cdot (1,275)^2 \cdot 8 \cdot 10^3}{24 \cdot 12^2}$$

Luego $K = \underline{11,35}$

Una vez encontrado el valor de k , determinamos inmediatamente el valor de la tensión específica:

$$f_2^2 (f_2 - (11,35 - 19,1 \times 10^{-6} \cdot 39,8 \times 10^3)) = \frac{120^2 (3,46 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 8 \cdot 10^3}{24}$$

Simplificando tenemos:

$$f_2^2 (f_2 - (11,35 - 5,81)) = 57,50 \text{ luego nos queda:}$$

$f_2^2 (f_2 - 5,54) = 57,50$ Ecuación de tercer grado que resuelta por tanteos nos da un valor de $f_2 \underline{6,8 \text{ Kgrs/mm}^2}$

Finalmente calculamos la flecha en condiciones tranquilas, es decir a 40°C sin viento.

$$S = \frac{120^2 \cdot 3,46 \cdot 10^{-3} \cdot 1}{8 \cdot 6,8} = 0,916 \text{ metros.}$$

Por los resultados obtenidos podemos afirmar que cualquiera de las fórmulas que plantean el Cambio de Estado del conductor, pueden usarse puesto que los resultados son similares.

2o.- Cálculo para el conductor No. 2 AWG de Cobre.

La presión del viento sobre los conductores será:

$$P_v = 0,00471 \times 60^2 \times 0,00654 \quad \text{simplificando tenemos:}$$

$$P_v = \underline{0,1109 \text{ Kgrs/Metro.}}$$

El conductor No. 2 AWG de cobre tiene una resistencia de rotura igual a 1.381 kilogramos, el 40% de este es — fuerza nos representa una tensión específica de 16 Kgrs/mm².

Calculamos luego el peso y carga del conductor en kilogramos por metro (G), de acuerdo con la expresión:

$$G = \sqrt{0,305^2 + 0,1109^2} \quad \text{de donde :}$$

$$G = \underline{0,326 \text{ Kgrs/Metro.}}$$

Los valores ϵ_0 y ϵ_t serán respectivamente :

$$\epsilon_0 = \frac{0,305 \text{ Kgr/Mt.}}{33,63 \text{ mm}^2} \quad \epsilon_t = \frac{0,326 \text{ Kgr/Mt.}}{33,63 \text{ mm}^2}$$

$$\epsilon_0 = 9,05 \times 10^{-3} \text{ Kgr/m/mm}^2 \quad \epsilon_t = 9,7 \times 10^{-3} \text{ Kgr/m/mm}^2$$

Calculando la tensión específica al cambiar las condiciones tendremos:

$$16 = \frac{120^2 \cdot (9,7 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 8 \cdot 10^3}{16^2 \cdot 24} \sqrt{\sigma_{to}} = \frac{120^2 \cdot (9,05 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 8 \cdot 10^3}{24 \cdot \sigma_{to}^2} \\ - 16,9 \cdot 10^{-6} \cdot 12 \cdot 10^3 (1-40)$$

Simplificando tendremos:

$$16 = 7,7 = 1,76 = \sqrt{\sigma_{to}} = \frac{393,33}{\sigma_{to}^2} \quad \text{de donde:}$$

$$6,54 \sqrt{\sigma_{to}^2} + 393,33 = \sigma_{to}^3$$

Resolviendo por tanteos tenemos:

$$\sqrt{\sigma_{to}} = 10,25 \text{ Kgrs/mm}^2$$

Las flechas correspondientes serán de un valor igual a:

$$f_1 = \frac{120^2 \cdot 9,05 \cdot 10^{-3}}{8 \cdot 10,25} = 1,59 \text{ metros.}$$

$$f_2 = \frac{120^2 \cdot 9,7 \cdot 10^{-3}}{8 \cdot 16} = 1,09 \text{ metros.}$$

Calculando de acuerdo con Overhead Line Practice tendremos lo siguiente:

Conductor de Cobre desnudo	No. 2
Número de hilos	7
Diámetro (mm)	7,41
Sección (mm ²)	33,63
Peso del conductor (Kg/Km)	305
Resistencia a la Rotura (Kg).....	1.381
Módulo de Elasticidad (Kg/mm ²)	12.000
Coefficiente de Alargamiento	16,9 10 ⁻⁶
Esfuerzo Máximo Admisible (Kg)	540
Peso por metro (w) (Kg)	0,305
Presión del viento por metro (P) (Kg)	0,1109
Tensión univaria máxima f ₁ (Kg/mm ²)	16
Peso por metro y por mm ² (∫)	9,05 10 ⁻³
Factor de carga a 1°C + viento (q ₁)	1,07
Factor de carga a 40°C sin viento (q ₂)	1
Mano medio (l) (metros)	120

La flecha en condiciones desfavorables de viento y a la temperatura mínima de 1°C será de:

$$S = \frac{120^2 \cdot 9,05 \cdot 10^{-3} \cdot 1,07}{8 \cdot 16} = 1,09 \text{ metros.}$$

Calculamos luego la flecha y la tensión específica del conductor bajo condiciones tranquilas.

$$K = 16 - \frac{120^2 \cdot (9,05 \cdot 10^{-3})^2 \cdot (1,07)^2 \cdot 12 \cdot 10^3}{24 \cdot 16^2}$$

luego K = 13,37

Obtendremos ahora el valor de la tensión específica:

$$f_2^2 (f_2 - (13,37 - 16,9 \times 10^{-6} \cdot 39,12 \cdot 10^3)) = 120^2 (9,05 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 12 \cdot 10^3$$

Simplificando tenemos:

$$f_2^2 (f_2 - (13,37 - 7,7)) = 589,5 \quad \text{luego nos queda:}$$

$f_2^2 (f_2 - 5,67) = 589,5$ Ecuación de tercer grado que resuelta por tanteos obtenemos el valor de f_2 igual a:

$$f_2 = \underline{10,75 \text{ Kgrs/cm}^2} \quad \text{por lo tanto la flecha ten-$$

drá por valor :

$$s = \frac{120^2 \cdot 9,05 \cdot 10^{-3} \cdot 1}{8 \cdot 10,75} = 1,52 \text{ metros.}$$

Como se podrá observar de los resultados obtenidos con las dos ecuaciones de cambio de estado del conductor, son muy semejantes.

Analizando todos los cálculos realizados podemos -- llegar a la conclusión de que: para dos conductores (ACSR y COBRE) equivalentes en cuanto a características eléctricas se refiere y disponiendo de un vano de una longitud determinada, las flechas tanto para condiciones desfavorables como para condiciones tranquilas, resultan ser mucho menores para los conductores de Aluminio reforzado con alma de acero, que para conductores de cobre, por tanto necesitaríamos estructuras de mayor longitud utilizando conductor de encare -- ciéndose de esta manera el costo de la línea y si por otro lado se tratase de dotarles a ambos conductores de un mismo valor de flecha, los vanos para los conductores de cobre deberían ser reducidos, aumentándose de esta manera el número de estructuras para una determinada longitud de la línea y como consecuencia lógica el costo total de la línea.

Estas y otras razones influirán en el uso del conductor ACSR y en la selección del sistema definitivo, el -- mismo que será tratado más adelante.

Los valores encontrados para las flechas las pone-

nos a continuación:

	<u>C o n d u c t o r e s</u>	
	<u>A C S R</u>	<u>C O B R E</u>
Flecha máxima a 40°C, sin viento	0,916 metros	1,59 metros.
Flecha mínima a 1 °C, con viento	0,66 metros.	1,09 metros.

4.- Cadenas de Aisladores y Composición.

Los cables aéreos tienen que fijarse a las estructuras por intermedio de aisladores, en líneas con voltajes considerados voltajes medios se utilizan aisladores tipo - suspensión, pudiendo emplearse hasta tensiones de 69 KV., - aisladores del tipo poste (rígidos), la ventaja que se obtiene al utilizar aisladores del tipo suspensión es que al tener un deterioro en uno de los aisladores, no impide que los restantes aisladores conserven suficiente su facultad aislante, de tal manera que no se produce perturbación alguna. En caso de tener esta falla anotada perfectamente el aislador puede cambiarse.

Además las sujeciones del cable a los aisladores se la puede hacer móvil, de tal manera que si se producen vibraciones, los esfuerzos del cable en el punto de sujeción serían pequeños, por otro lado, si se ocasionara la rotura de uno de los conductores, la cadena de los aisladores puede ceder lateralmente, originando por lo tanto la disminución de las tensiones de tracción sobre los aisladores y consecuentemente sobre la estructura.

Al seleccionar cualquier aislador es necesario distinguir entre su comportamiento mecánico y su comportamiento eléctrico y se trata de elegir un aislador para determinada tensión de servicio, primero se debe conocer o determinar la tensión de contorno del aislador o de la cadena de aislado-

res. Las normas europeas recomiendan la siguiente expresión para determinar las tensiones de contorno:

$$U_p = 1,1 (2,2 \times U + 20)$$

En la que:

U = Tensión de servicio en Kilovoltios.

U_p = Tensión de contorno.

Con esta tensión se puede determinar la cadena de aisladores más conveniente. En nuestro caso la tensión de contorno sería del orden de:

$$KV = 1,1 (2,2 \times 34,5 + 20)$$

$$KV = 1,1 \times 96 \approx 106.$$

En nuestro estudio emplearemos los aisladores de suspensión, los mismos que suelen fabricarse para resistir voltajes de 10 a 30 KV por unidad. Para los voltajes más altos pueden conectarse en serie dos o más aisladores o unidades y de hecho conectando en serie un número suficiente de estos aisladores para formar cadena, es posible aislar una línea con un voltaje comercial cualquiera. Las cadenas de aisladores de suspensión como anotamos en párrafos anteriores tienen la ventaja indudable de que son flexibles y no pueden romperse a consecuencia de los balanceos ordinarios ni las tensiones laterales de la línea. Los aisladores de suspensión se usan casi exclusivamente en las líneas de más de 66 KV. y en gran número de casos, en líneas con voltajes no menores de 22 KV.

El tipo de aislador considerado en el proyecto es el de la clasificación ASA, clase 52-4, el mismo que tiene las siguientes características, dadas por la casa fabricante Line Material:

Mechanical and Electrical Strength-Pounds..... 15.000
Resistencia Electromecánica (libras)

Impact Strength- Inch Pound	90
Resistencia al impacto (Libras.pulgadas)	
Routine Proof Test load - Pounds	6.000
Prueba rutinaria de carga (libras)	
Time Load Test value - Pounds	10.000
Valor de la prueba del tiempo de carga (libras).	
Leakage distance - Inches	11-1/2
Distancia de fuga (pulgadas)	
Low Frequency flashover, Dry-KV	80
Flameo en seco.KV.	
Low Frequency flashover, Wet - KV	50
Flameo en húmedo,KV.	
Impulse flashover, Positive - KV	125
Impulso de flameo, positivo. KV.	
Impulse flashover, Negative - KV	130
Impulso de flameo, negativo.KV .	
Low frequency Puncture Voltage - KV	110
Voltaje de perforación baja frecuencia -KV.	
Low frequency Test Voltage to Ground to determine R.I.V.-KV.	10
Prueba de voltaje a tierra baja frecuencia para determinar R.I.V. - KV.	
Maximun R.I.V.- Micro volts a 1000 Kilocycles-Microvolts.	50
Máximo R.I.V.- Microvoltios a 1000 Kc.Microvoltios	
Net weight por 100-Pounds	1.214
Peso neto por 100 piezas - libras	
Packed weight por 100, Domestic Pounds	1.333
Peso bruto por 100 piezas (Doméstico) Libras.	
Packed weight por 100, Export Pounds.....	1.333
Peso bruto por 100 piezas (Exportación) Libras.	
Volume per 100.Export- Cubic Feet	39,25
Volumen por 100 piezas (Exportación)pies cúbicos)	
Standard Packege - Crate Of.	6
Empaque normal.- Piezas.	

Además la misma Casa fabricante recomienda el número de aisladores que se deben usar en cadena para diferentes tensiones, desde 5 KV., hasta 230 KV., de tensión nominal, como se puede observar en el cuadro No. 18 que a continuación se detalla:

C U A D R O No 18

Nominal Line to Line Voltage - KV Voltaje nominal de fase a fase KV.		Number of Units per Per String No. Unidades cadena	Catalog Numbers Número de Catálogo	Flashover KV Flameo de 60 ciclos		Impulse Flashover KV Impulso de flameo. On da de 1 1/2 40 μ seg.		
				Dry Seco	Wet Húmedo			
5.0	7.5	15.0	1	Date based on use of 5 1/2" x 10" Units. NS1A3- NS2A2, etc. Datos ba- sados so- bre el uso de unidades de 5 1/2"x 10" NS1A3- NS2A2, etc.	80	50	125	
X	23.0 46.0	34.5	2		155	90	250	
			3		215	130	340	
			4		270	170	415	
	X	69.0	5		325	215	495	
			6		380	255	585	
			7		435	295	670	
	161.0	138.0	115.0		8	485	335	760
					9	540	375	845
					10	590	415	930
X	X	X	11		640	455	1015	
			12		690	490	1105	
			13		735	525	1158	
X	X	230.0	14		785	565	1265	
			15		830	600	1345	
			16		875	630	1425	
			17		920	660	1505	
			18		965	690	1585	

Para los soportes de los conductores, se ha seleccionado 3 aisladores por cadena, de acuerdo a las características que señalan el cuadro arriba anotado y que da co -

no tensión de contorno en seco 215 KV., valor superior al calculado y que ascendió a 106 KV.

C A P I T U L O V

DISEÑO ESTRUCTURAL PARA COBRE Y ALUMINIO

Para soportar los conductores de las líneas de transporte de energía eléctrica se utilizan diferentes tipos de estructuras, como son:

- a.- Torres rígidas de acero.
- b.- Estructuras en pórtico, las mismas que pueden ser de hormigón armado o de madera.
- c.- Estructuras sencillas, que pueden estar constituidas de un solo elemento, sean postes de hormigón armado o madera.

El tipo adecuado a emplearse depende de muchos factores tales como el trazado de la línea, su importancia, la duración requerida, las disponibilidades del material y esencialmente de su economía.

En el presente estudio no se considerará el empleo de torres rígidas de acero, puesto que resultan más costosas que cualquier clase de las estructuras mencionadas, desde luego que tendríamos que importar el acero ya que no disponemos de fábricas que lo produzcan; además y en cuanto se refiere a su armado difícilmente se podría contar con personal entrenado para esta clase de trabajos, todo lo cual redundaría en un encarecimiento de la obra.

Esta clase de estructuras posiblemente tendrán su uso en el país, en la construcción de líneas de transmisión con voltajes considerados altos y medios voltajes, ya que estas líneas necesitan una gran separación entre conductores y por lo tanto crucetas de mayor longitud, consecuentemente esfuerzos elevados de tracción lo cual no permitiría el empleo de estructuras sencillas. Debemos anotar por otro lado que una línea construida sobre torres rígidas de acero presentan mayor seguridad bajo todos los aspectos, entre ellos citaremos algunos: requieren menor inspección, tiene mayor duración y presenta -

gastos mínimos de mantenimiento.

En cuanto se refiere a las estructuras en pórtico, su utilización justificará cuando los vanos promedios lleguen a valores mayores que los que pueden soportar estructuras simples, además, sólo un estudio económico determinará la utilización o no de tales estructuras.

Finalmente analizaremos las estructuras sencillas, es decir aquellas en que se emplea un solo elemento.

En Europa y especialmente en Norteamérica se emplean en la construcción de líneas de transmisión con voltajes medios y bajos, postes de madera, preferentemente de la familia de las coníferas y entre éstas el Abeto y las especies de pinos, particularmente aptas para este fin como son el pino silvestre; este uso se debe especialmente a la gran cantidad que disponen de estas especies.

En nuestro país desgraciadamente no disponemos de esta clase de maderas y peor centros de tratamiento adecuado, esto en lo que se refiere a su descomposición y putrefacción. Las maderas que disponemos en el país (eucalipto por ejemplo) tienen un corto tiempo de vida útil, aproximadamente entre los 5 y 6 años.

Lo anotado influirá notablemente en el costo por kilómetro de línea, puesto que sería necesario reemplazar las estructuras en descomposición, lo que ocasionaría no sólo el costo adicional por reemplazo de las estructuras, sino que además tendrían que suspenderse el servicio lo que redundaría en pérdidas monetarias. Por lo tanto descartaremos la utilización de estructuras de madera.

Se considerará además que la línea de transmisión, objeto del presente estudio, es de cierta importancia, si analizamos que dotará de energía eléctrica a un sector importante y por otro lado, se ha considerado la construcción

de un solo circuito. Por estas razones anotadas la línea deberá garantizar el menor número de fallas en cuanto a resistencia mecánica y física de los soportes y conductores.

Por lo tanto lo explicado anteriormente hemos determinado que las estructuras a emplearse en el presente proyecto, serán las que en la actualidad están teniendo un considerable uso, ya por su buena fabricación, como por su relativa larga vida. Las estructuras mencionadas son las de HORMIGON CENTRIFUGADO.

1.- Tipos de Estructuras a Emplearse.

Determinado como está el tipo de estructura a emplearse en este estudio, anotaremos algunas características de estas estructuras de fabricación nacional.

Longitud (Mts.)	Peso Total (KG)	Diámetros.		Esfuerzo de Rotura a 30 cm.de la Punta
		Punta	Base	

10,5	650	0,13	0,28	500 Kg.
11,5	760	0,13	0,30	500 Kg.
12,5	830	0,13	0,32	500 Kg.

Como se puede observar tenemos postes de una altura compatible con la posibilidad de transportarles en el presente proyecto. En alineamiento normal emplearemos un solo poste. Para terrenos muy accidentados y dado que tendremos luces grandes usaremos pórticos los cuales nos permitirán aumentar la distancia entre cables y además su resistencia es mucho más grande que la de los postes normales. Para los ángulos, los anclajes así como para terminales de la línea, utilizaremos estructuras especiales.

En conclusión tendremos los distintos tipos de estructuras siguientes:

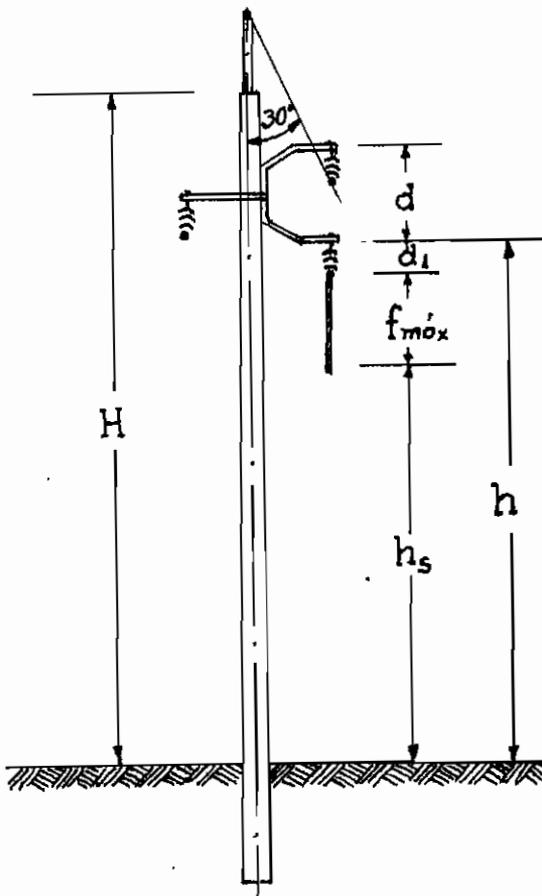
- a.- En alineamiento para luces normales, tipo A sobre postes en general. b.- En alineamiento para grandes luces, tipo A₁, pórtico con retenciones exteriores.

- c.- En ángulos pequeños menores de 30° , tipo A_2 , sobre postes en general con una retención exterior.
- d.- En ángulos menores de 60° , tipo A_3 , sobre postes en general con dos retenciones exteriores.
- e.- En terminales de línea, tipo T, con retenciones opuestas a la línea.

En cuanto a la determinación de la altura de estructuras a emplearse, estarán fijadas por las siguientes condiciones:

- 1.- Disposición de los conductores.
- 2.- Altura mínima del conductor más bajo sobre el nivel del suelo.
- 3.- Longitud de la cadena de aisladores.
- 4.- Altura del cable de guardia.

Si adoptamos la siguiente disposición para las estructuras tangentes, podemos determinar la altura de la cruzeta más baja, por medio de la expresión:



$$h = h_s + f_{\text{máx}} + d_1 \text{ en la cual}$$

h = Altura de la cruzeta más baja.

h_s = Altura mínima del conductor más bajo.

$f_{\text{máx}}$ = Flecha máxima.

d_1 = Longitud de la cadena de aisladores.

Como habíamos anotado anteriormente, las normas Europeas como Americanas han fijado como distancia mínima del conductor más bajo al nivel del suelo, la de 6 metros desde luego tratándo-

se de terrenos planos, sin construcciones y cruces de vías, porque de lo contrario la altura mínima variará según lo hemos expuesto en capítulos anteriores.

La disposición de los conductores la hemos adoptado en triángulo y según el cálculo realizado se obtuvo una distancia mínima de 4 pies, equivalente a 1,20 metros.

La flecha máxima a 40 °C y sin viento para el vano medio de 120 metros, calculada por medio de la ecuación de cambio de condiciones y ecuación de la parábola, es de aproximadamente de 0,92 metros.

Por otro lado se ha determinado que se utilizará una cadena de aisladores compuesta de tres aisladores de porcelana y de 10 pulgadas de diámetro y 5 pulgadas de alto, por lo que la cadena tendrá una longitud de aproximadamente 45 centímetros.

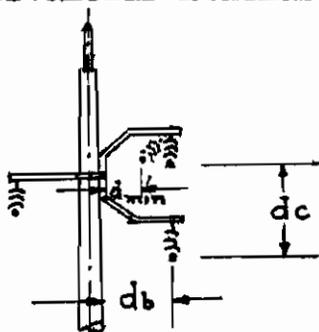
Luego la cruceta más baja estará a una altura de :

$$h = 6,00 + 0,92 + 0,45 = 7,37 \quad \underline{7,30 \text{ Metros.}}$$

Ahora trataremos de las distancias mínimas a masa (crucetas y postes). En lo referente a este aspecto hay diferentes criterios que se exponen en los textos especializados, pero para fines de nuestro estudio adoptaremos la que nos ha parecido la más acertada, y es la que da el tratadista LEWIS y que dice:

"La distancia mínima entre cualquier parte bajo tensión y la estructura tiene que representar siempre un nivel de aislación algo mayor que el de la cadena de aisladores".

Seguidamente plantea las siguientes expresiones para calcular las distancias mínimas y a base de ésta las demas.

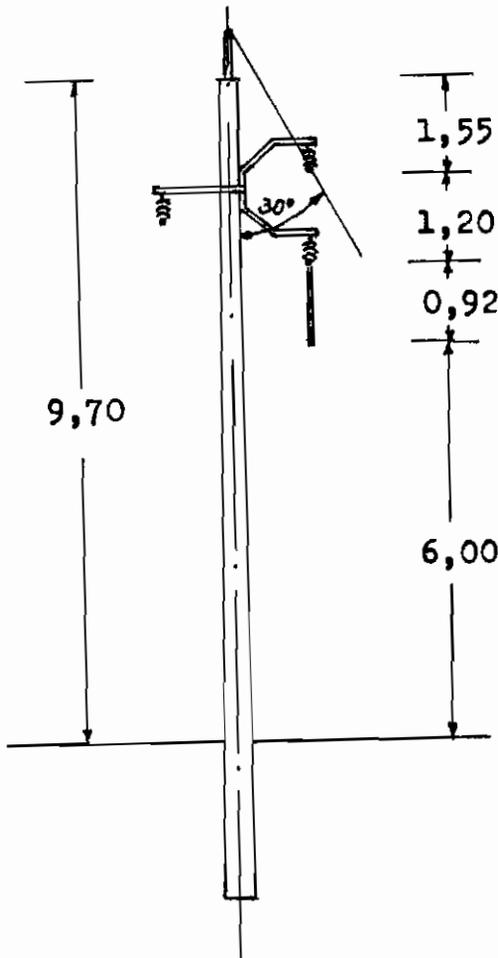


$$d_{\min} = 0,15 (\text{Número de Aisladores} + 1)$$

$$d_b = 1,5 \cdot d_{\min}$$

$$d_c = 2 \cdot d_{\min}$$

En el presente caso las distancias mínimas serán:



$$d_{\min} = 0,15 (3 + 1)$$

$$d_{\min} = 0,60 \text{ Metros.}$$

$$d_b = 1,5 \cdot 0,60 = 0,90 \text{ Me-}$$

tros.

$$d_c = 2,0 \cdot 0,60 = 1,20 \text{ Me-}$$

tros.

De los resultados obteni-
dos, está visto que la al-
tura del poste sobre el -
nivel del suelo, sin con-
siderar la cimentación se-
rá de :

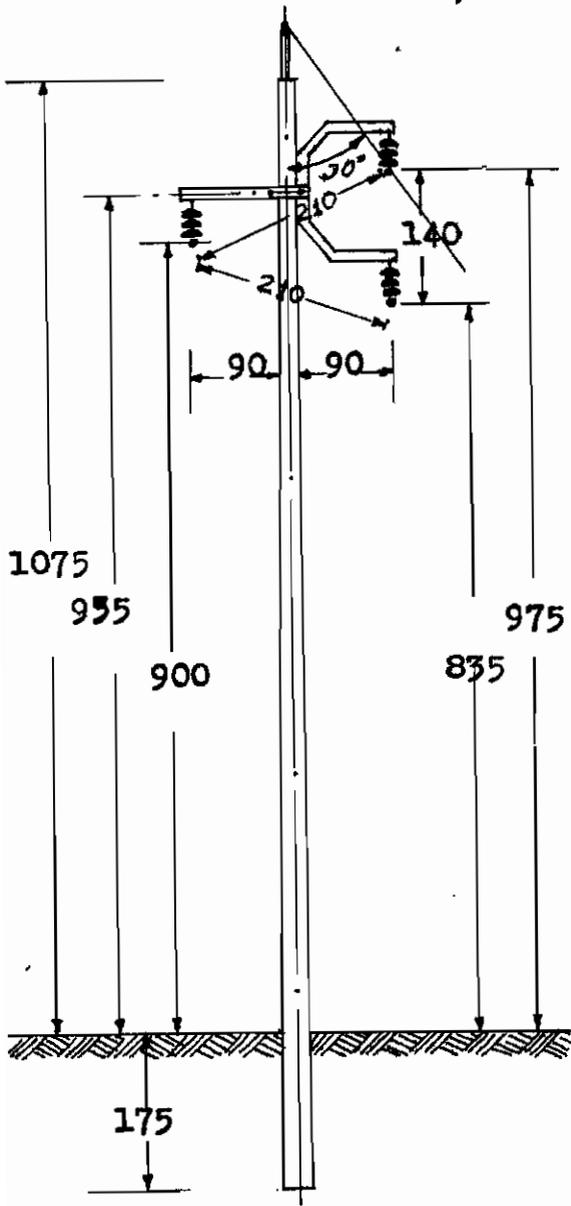
$$6,00 + 0,92 + 1,20 + 1,55 =$$

aproximadamente 9,70 Metros.

Por lo que prácticamente -
con estructuras de una altu-
ra de 11,50 metros, nos ---
ajustaríamos a lo que las ---

normas nos prescriben, pero debemos pensar que el momento de
instalar los conductores no se tensa con la tracción calcula-
da, exactamente por lo que disminuye la separación normaliza-
da entre conductores. Por lo anotado y para poder tener lon-
gitudes un poco mayores que la longitud promedio, se usarán
postes de hormigón centrifugado de una longitud de 12,50 me-
tros.

Finalmente determinaremos la disposición que tendrán los conductores, desde luego tomando en cuenta las



distancias mínimas obtenidas mediante el cálculo, que el cable de guardia dotará de una protección adecuada a los conductores con un ángulo de 30° y que utilizaremos postes de hormigón centrifugado de 12,5 metros de longitud.

Además anotaremos que el tipo de cruceta a usarse será de perfil de hierro "U" de 4" x 2 1/2" x 1/2" y de diseño especial como el mostrado en el gráfico No. 10

En cuanto al empotramiento del poste lo calcularemos de acuerdo con la expresión:

$$e = \frac{H}{10} + 0,50$$

en la cual tenemos:

e = Longitud del empotramiento.

H = Altura total del poste.

Los valores vienen dados en metros.

En el presente caso el empotramiento valdrá:

$$e = 12,50 / 10 + 0,50 = 1,75 \text{ metros.}$$

Por medio del gráfico podemos darnos cuenta que la altura del conductor más bajo sobre el nivel del suelo, sin considerar la longitud de la flecha máxima, es de 8,35 metros, dato que tendremos muy en cuenta al dibujar la PLANTI-

LLA, la misma que nos servirá posteriormente para localizar las estructuras en el perfil del terreno.

Los datos que necesitamos para elaborar la mencionada plantilla los calcularemos valiéndonos de la ecuación de la parábola, la misma que la planteamos a continuación:

$$s = \frac{l^2 \times \delta \times q_2}{8 \times f_2}$$

Aquí la variable será la longitud del vano. Después de realizar los cálculos hemos obtenido los siguientes valores:

<u>Vanos</u> (Mts)	<u>Flecha máxima</u> (Metros)	<u>Vanos</u> (Mts)	<u>Flecha máxima</u> (Metros)
50	0,159	550	19,239
100	0,636	600	22,896
150	1,431	650	26,871
200	2,544	700	31,164
250	3,975	750	35,775
300	5,724	800	40,704
350	7,791	850	45,951
400	10,176	900	51,516
450	12,879	950	57,399
500	15,900	1.000	63.600

Con los valores obtenidos por el cálculo dibujaremos la plantilla, que tiene la forma de un conductor suspendido, sobre un papel transparente y empleando las escalas adoptadas para el trazado del perfil, en el presente estudio se han empleado las siguientes:

Escala Horizontal 1 : 1.000
 Escala Vertical 1 : 250

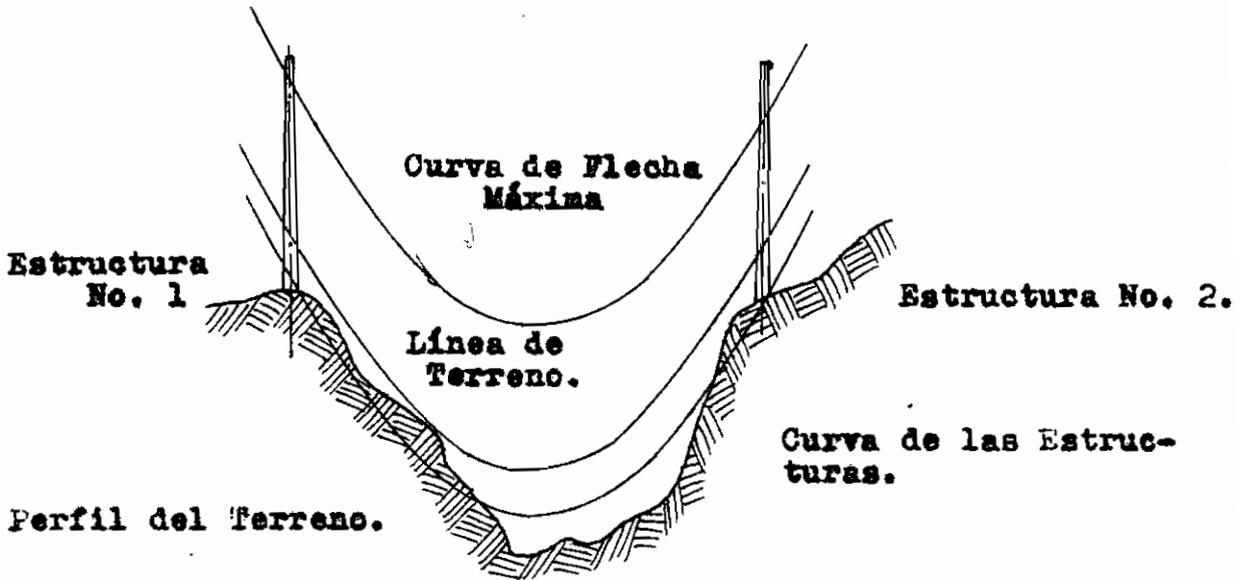
Con la ayuda de esta plantilla, en la que están dibujadas tres parábolas iguales, La superior representa la flecha máxima del conductor; la media distanciada de la anterior por la altura mínima que debe guardar el conductor sobre el suelo y que tiene por valor el de 6 metros y la inferior distanciada de la superior a 8,35 metros, que es la altura del amarre del conductor más bajo.

El método empleado para utilizar la plantilla sobre el perfil será el que recomiendan la mayoría de los autores, es decir: el eje vertical de la plantilla deberá mantenerse en posición vertical y desplazándola sobre el plano hasta que la curva media nos proporcione el espacio mínimo libre, esto se consigue el momento en que ésta toca en el perfil del terreno. La posición de las estructuras vendrá marcada entonces por los puntos de corte de la curva inferior sobre el perfil del terreno.

Un ejemplo del método descrito lo planteamos a continuación y analizando el mismo tendremos una idea más clara de la utilización de la plantilla.

La plantilla que nos ha servido para localizar las estructuras sobre el perfil del presente estudio, lo exponemos en el gráfico adjunto, No. 9 , aclarando que las escalas no son las utilizadas en el perfil, sino mayores para facilitar el dibujo.

Caso de alineación Horizontal



Caso de alineación Inclinada

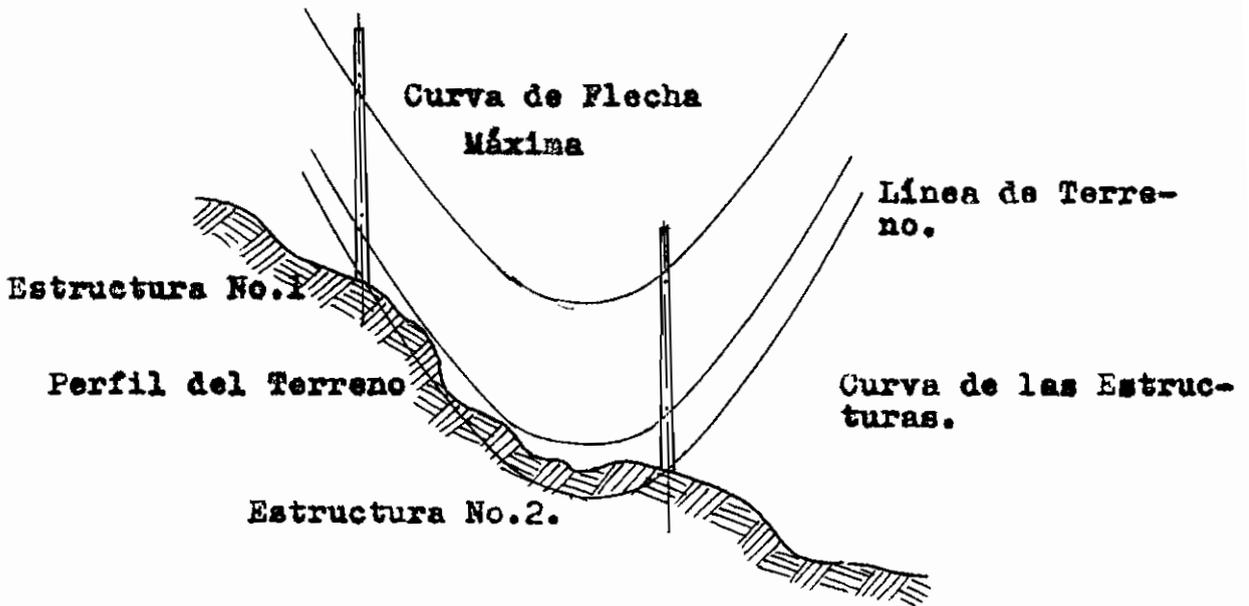


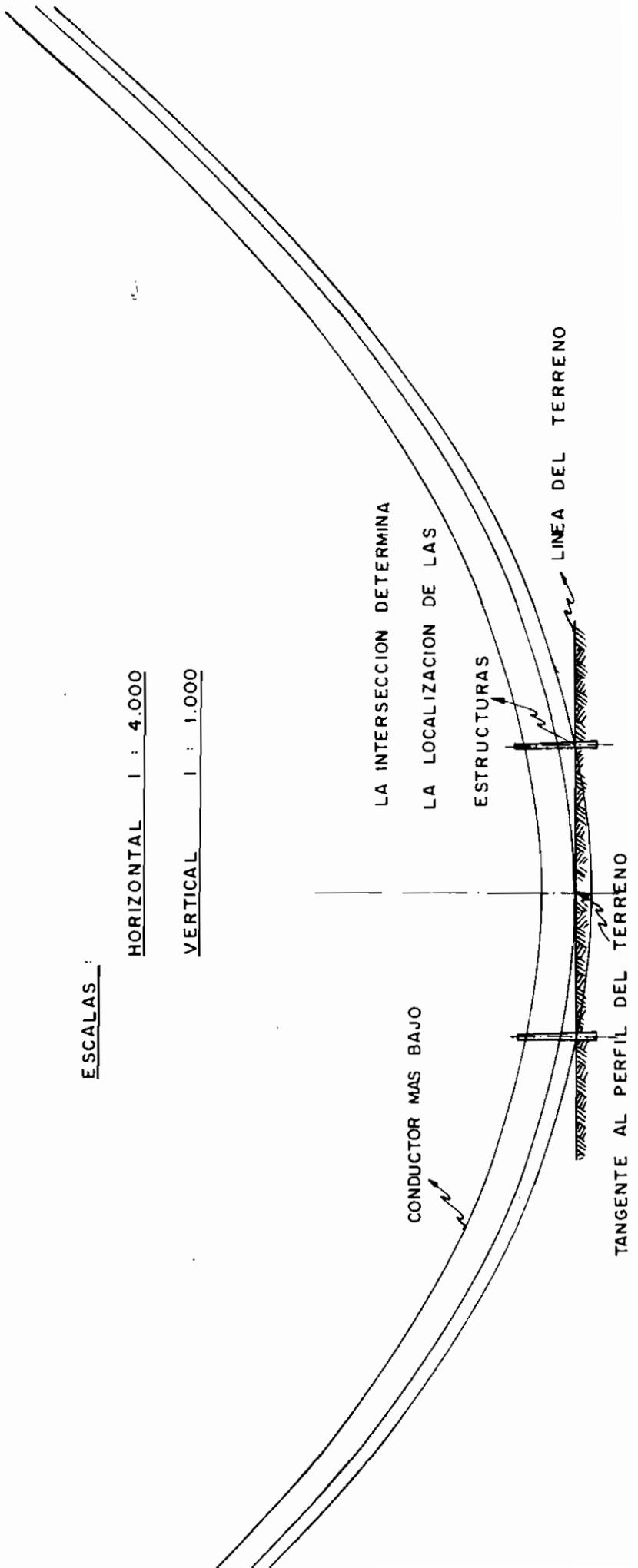
GRAFICO N° 9

**PLANTILLA UTILIZADA EN LA LOCALIZACION DE
ESTRUCTURAS SOBRE EL PERFIL DEL TERRENO.**

ESCALAS :

HORIZONTAL 1 : 4.000

VERTICAL 1 : 1.000



2.- Cálculos de los Esfuerzos Aplicados a las Estructuras.

Anteriormente habíamos hecho una clasificación de las estructuras que se emplearán en el presente estudio, - las mismas que las describiremos a continuación:

- a.- Estructuras tipo A, de alineamiento para luces normales y que no son otras que las que se colocan donde la línea sigue una línea recta, aquí los conductores van simplemente apoyados en la cadena de aisladores de suspensión. (Gráfico No. 13).
- b.- Estructuras tipo A_1 , que están constituidas por un pórtico; estas estructuras nos servirán en alineamiento para luces grandes como para dividir la línea en tramos mecánicamente independientes, para así obtener una mayor estabilidad mecánica, en este caso se denominan estructuras de retención o anclaje y estarán localizadas aproximadamente cada dos kilómetros. (Gráfico No. 14).
- c.- Estructuras tipos A_2 y A_3 , que son aquellas que se colocan donde la línea efectúa deflexiones, en estas estructuras los conductores van sostenidos por las cadenas de aisladores de retención. (Gráficos Nos. 15 y 16).
- d.- Estructuras tipo T, que son aquellas donde arranca o termina la línea, aquí los conductores van retenidos por las cadenas de retención. (Gráfico No. 17).

En cada una de estas estructuras se considerarán los esfuerzos a ellos aplicados, teniendo en cuenta la función que desempeñan. Los esfuerzos que tomaremos en cuenta en el cálculo de las estructuras serán:

- a.- Esfuerzos por desnivel o verticales, y
- b.- Esfuerzos transversales.

Al considerar los esfuerzos por desnivel, asumiremos que los conductores tendrán una tensión de trabajo igual al 40% de la tensión de rotura, además que la tensión aplicada tanto a los conductores como al cable de guardia será igual. Una vez determinados los esfuerzos por desnivel en cada estructura, procederemos a calcular los esfuerzos verticales totales, esto es considerando además de los esfuerzos anteriores los que producirán el peso de los conductores, herrajes y crucetas.

Los esfuerzos transversales son los ocasionados por la acción del viento sobre los conductores y sobre la estructura misma. La mayoría de los textos recomiendan considerar la acción del viento actuando en sentido horizontal sobre los conductores.

En el presente estudio se ha calculado para todas y cada una de las estructuras, tanto los esfuerzos verticales como los esfuerzos transversales y a base de los resultados obtenidos hemos podido clasificar las estructuras que se emplearán en el proyecto.

A continuación detallaremos un ejemplo de cada uno de los cálculos efectuados:

Esfuerzos Transversales en las Estructuras Tipo A.

La fuerza actuante del viento sobre conductores, aisladores y estructuras la determinaremos por medio de la expresión:

$$W = C \times q \times F \quad \text{en donde:}$$

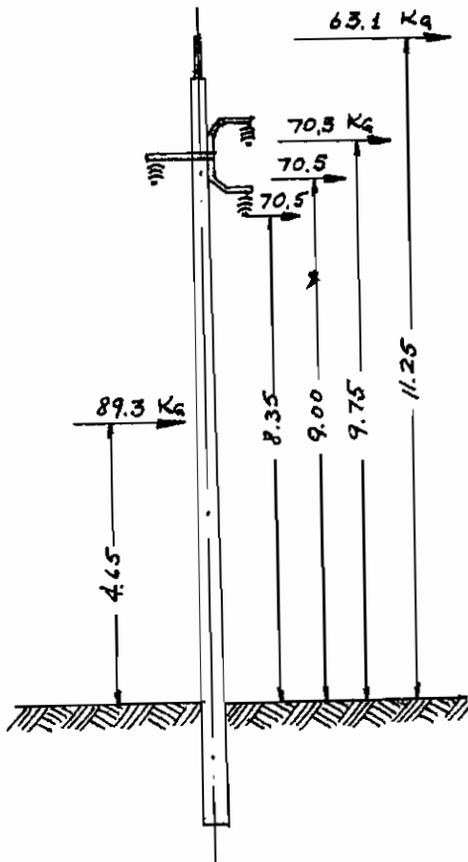
W = Fuerza del viento (Kilogramos).

C = Coeficiente, que para conductores de un diámetro de hasta 12,5 milímetros vale 1,2 y para postes circulares vale 0,7.

q = Presión estática unitaria, que para conductores tiene un

valor de 44 Kgrs/M² y para postes vale 55 Kgrs/M².
 F = Area total. (mts²).

Como se ha anotado anteriormente se utilizarán tres conductores de ACSR Nº 1/0 AWG y un cable de acero de 5/8" de diámetro. Realizando el cálculo tenemos:



Fuerza del viento sobre los conductores ACSR.

$$W = 44 \times 1,2 \times 120 \times 0,01011 \times 1,1$$

$$W = 70,5 \text{ Kgrs.}$$

Fuerza del viento sobre el cable.

$$W = 44 \times 1,2 \times 120 \times 0,00904 \times 1,1$$

$$W = 63,1 \text{ Kgrs.}$$

Fuerza del viento sobre el poste.

$$W = 55 \times 0,7 \times 10,75 (0,13 + 0,30) \times 0,5.$$

$$W = 89,3 \text{ Kgrs.}$$

Centro de gravedad del poste:

$$d = \frac{10,75 \times (0,30 + 0,26)}{3 \times (0,30 + 0,13)}$$

$$d = 4,665 \text{ Metros.}$$

El momento flector a que darán origen los cuatro esfuerzos calculados, será:

$$M = 70,5 (9,75+9,00+8,35) + 63,1 \times 11,25 + 89,3 \times 4,665$$

$$M = 3.037,00 \text{ Kgrs. mts.}$$

El coeficiente de trabajo a flexión correspondiente a la sección de empotramiento se calcula por medio de la expresión:

$$R = \frac{10 \times M}{d^3}$$

en la que:

R = Coeficiente de trabajo (Kgrs/mm²)

M = Momento flector (Kgrs.mts.)

d₂ = Diámetro del poste en la sección de empotramiento.
(centímetros).

En nuestro caso tendremos:

$$R = \frac{10 \times 3.037}{30^3} = \frac{30.370}{27.000}$$

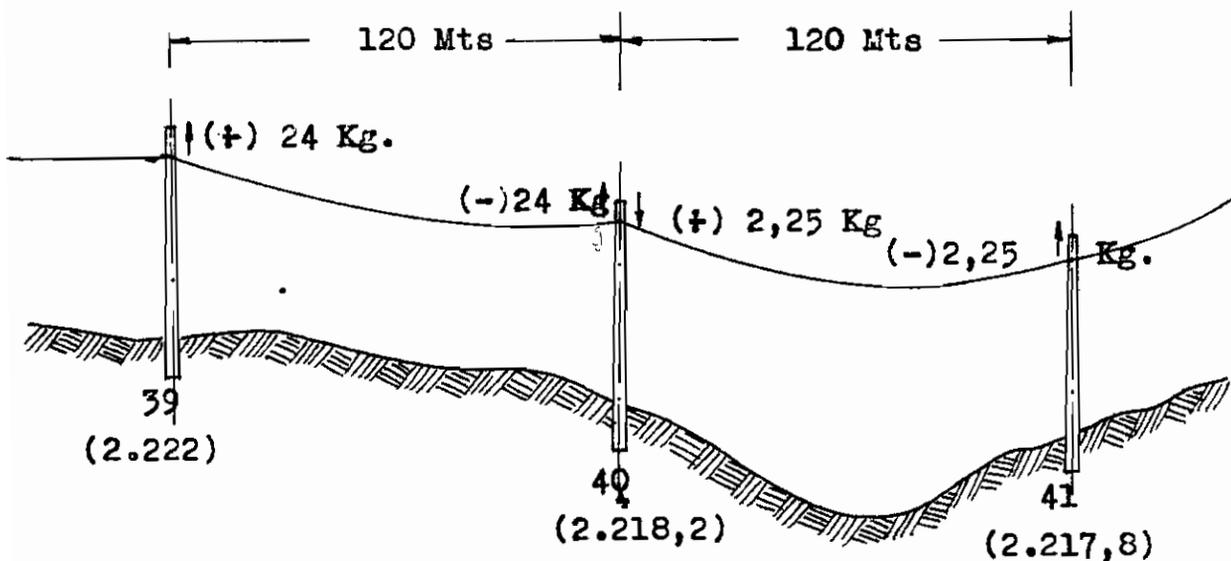
$$R = 1,123 \text{ Kgrs/mm}^2 = 112,3 \text{ Kgrs/cm}^2$$

Como se puede observar el coeficiente de trabajo calculado no alcanza ni al valor máximo que se admite para los postes de madera que es de 130 Kgrs/cm², con lo cual queda demostrado que las estructuras de alineamiento de hormigón centrifugado resisten al esfuerzo de flexión.

Además calcularemos los esfuerzos de compresión del poste, los mismos que son producidos por el desnivel del terreno por el peso de los conductores y por el equipo de los aisladores y crucebas.

Cuando existe desnivel entre las estructuras se produce un tiro de los conductores, el mismo que da origen a un esfuerzo de compresión sobre los montantes y que viene a sumarse con el producido por otra clase de esfuerzos.

Al considerar los esfuerzos por desnivel, tendremos en cuenta que la tensión aplicada a los conductores será del 40% de la tensión de rotura del conductor, es decir será de 750 Kgrs.



Los esfuerzos por desnivel entre las estructuras 39 y 40 y además entre la 40 y 41 serán los siguientes:

$$W_{39-40} = \frac{2.222 - 2.218,2}{120} \times 750 = 24 \text{ Kgrs.}$$

$$W_{40-41} = \frac{2.218,2 - 2.217,8}{120} \times 750 = 2,25 \text{ Kgrs.}$$

Ahora consideraremos el peso de los conductores sobre la estructura 40, entonces:

$$W_c = 3 \times 0,2159 \text{ Kgrs/mts.} \times 120 + 0,328 \text{ Kgrs/mts.} \times 120$$

$$W_c = 117,15 \text{ Kgrs.}$$

Como en el presente estudio se utilizarán aisladores tipo suspensión de 10" de diámetro y cada uno tiene un peso de aproximadamente 5 Kgrs., el peso total por aisladores será de:

$$W_a = 45 \text{ Kgrs.}$$

Con la ayuda de los resultados obtenidos procederemos a determinar los esfuerzos totales por desnivel:

$$W_T = 4 (-24 + 2,25) + 117,15 + 45$$

$$W_T = 77,4 \text{ Kgrs.}$$

El cálculo de la resistencia a la compresión lo realizaremos con el uso de la fórmula general:

$$R_c = \frac{P}{S} \left(1 + K \frac{l^2}{m_2 \times I} \right) \quad \text{en la cual:}$$

- R_c = Coeficiente de trabajo por compresión (Kgrs/mm²)
 P = Peso total (Kgrs.)
 S = Sección en el empotramiento (mm²)
 I = Momento de Inercia (cm⁴)
 l = Longitud libre del poste (Mts.)
 K = Coeficiente.
 m_2 = Coeficiente que depende del modo de fijación de los extremos de la pieza comprimida, vale 1/4 - cuando un extremo está empotrado y el otro libre.

Calculamos entonces el peso total:

$$P = W_t + \text{Peso del poste} + \text{Peso de la cruceta.}$$

$$P = 77,4 + 830,0 + 45 = 952,4 \text{ Kgrs.}$$

La sección en el empotramiento será de:

$$s = \frac{\pi}{4} (D_e^2 - D_i^2) \quad \text{reemplazando valores}$$

$$s = \frac{3,14}{4} (30^2 - 19^2)$$

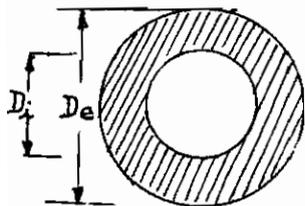
$$s = 423,11 \text{ cm}^2 = 42.311 \text{ mm}^2$$

El momento de inercia tendrá por valor:

$$I = \frac{\pi}{64} (D_e^4 - D_i^4) + \text{Momento de inercia de los hierros.}$$

$$I = \frac{3,14}{64} (30^4 - 19^4) + 15 \times 10,13 \times 14^2 \times 0,5$$

$$I = 48.237,85 \text{ cm}^4$$



Substituyendo los valores calculados en la ecuación general tendremos:

$$R_e = \frac{952,4}{42,311} \left(1 + 0,015 \frac{10,75^2 \times 42,311 \times 4}{1 \times 48.237,85} \right)$$

$$R_e = 0,0225 (1 + 6,08) \quad \text{luego:}$$

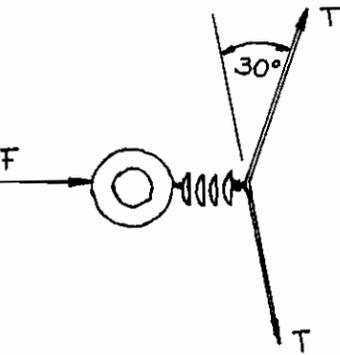
$$R_e = 0,1595 \text{ Kgrs/mm}^2 = 15,95 \text{ Kgrs/cm}^2$$

Este esfuerzo debe sumarse al hallado por el trabajo a flexión que según los cálculos nos dio 112,3 Kgrs/cm². El esfuerzo total será entonces de :

$$R_T = 112,3 + 13,95 = 128,25 \text{ Kgrs/cm}^2$$

Valor aún inferior al anotado anteriormente.

Esfuerzos Transversales en las Estructuras Tipo A₂



En estas estructuras consideraremos postes de hormigón centrifugado de iguales dimensiones que las del tipo A o de Alineación que le calculamos anteriormente.

Supongamos que se produce un cambio de dirección de la línea cuyos ramales

contiguos forman un ángulo $\alpha = 150^\circ$, tales ramales - tienen una tensión T, las mismas que producirán un esfuerzo resultante en la dirección de la bisectriz. Este esfuerzo es igual a:

$$F = 2 \times T \times \cos \frac{\alpha}{2} \quad \text{en la que:}$$

F = Esfuerzo resultante.

T = Tensión máxima en los conductores.

α = Angulo de cambio de dirección.

Anteriormente habíamos admitido una tensión específica máxima en los conductores de 12 Kgrs/mm² y como el conductor de aluminio con alma de acero No. 1/0 AWG tiene una sección de 62.38 mm², tendremos una tensión máxima de:

$$T = 62,38 \text{ mm}^2 \times 12 \text{ Kgrs/mm}^2 = 750 \text{ Kgrs.}$$

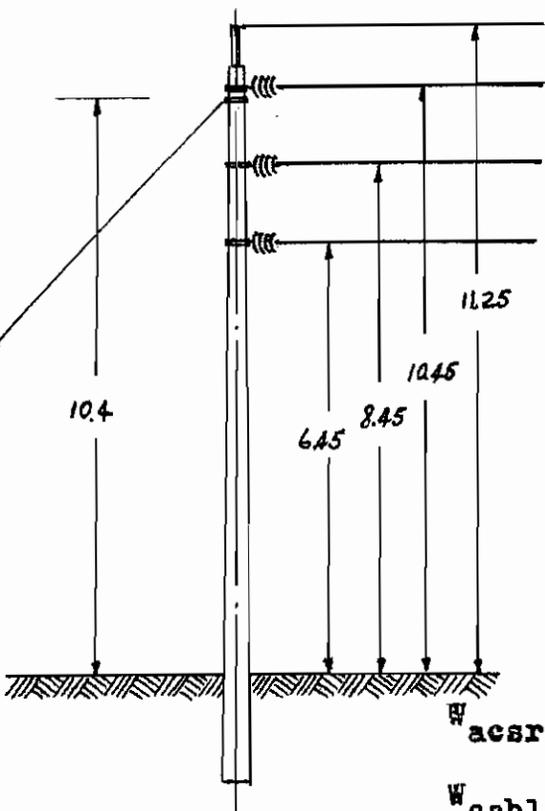
Calculando el esfuerzo resultante aplicado en la dirección de la bisectriz, con la ayuda de la expresión indicada tenemos:

$$F = 2 \times 750 \times \cos \frac{\alpha}{2} = 1.500 \times \cos 75^\circ = 388,5 \text{ Kg.}$$

Para contrarrestar este esfuerzo se acostumbra colocar tensores sobre el poste, como se indica en el gráfico siguiente. Por otro lado admitiremos que la acción del vien-

to se producirá en la dirección de la bisectriz del ángulo formado, puesto que es la condición más desfavorable. Por tanto se sumarán las presiones del viento calculadas anteriormente en las estructuras de alineamiento, con la fuerza F considerada en este caso.

Los valores encontrados en el cálculo de la presión del viento sobre las estructuras de alineamiento son los siguientes:



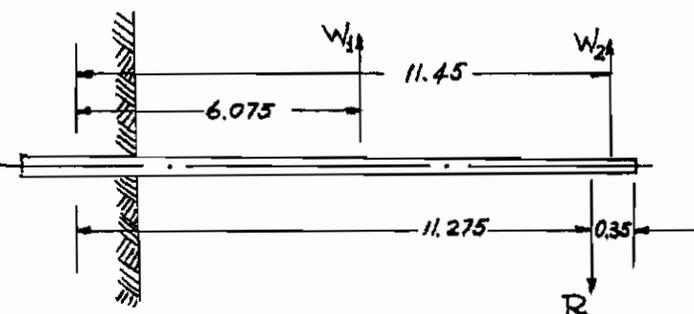
$$W_{acsr} = 70,5 \text{ Kgrs.}$$

$$W_{cable} = 63,1 \text{ Kgrs.}$$

Para calcular el valor de F_2 , tomamos momentos con relación al punto de empotramiento.

$$F_2 \times 10,4 = 451,6 \times 11,25 + 459 (10,45+8,45+6,45)$$

$$F_2 = \frac{16.716,15}{10,4} = 1.607,32 \text{ Kgrs.}$$



El poste trabaja también por la acción del viento. Se supone que el poste está apoyado en el terreno y en el amarre del cable tensor.

Los diámetros en las secciones A, B y C tienen los siguientes valores:

$$d_0 = 13 \text{ cm}$$

$$d_1 = 13,59 \text{ cm.}$$

$$d_2 = 30 \text{ cm.}$$

La acción del viento sobre la longitud A-B será de:

$$W_1 = 55 \times 0,7 \times 10,4 \times \frac{0,135 + 0,30}{2} = 87,09 \text{ Kgrs.}$$

La acción del viento sobre la longitud B-C será de:

$$W_2 = 55 \times 0,7 \times 0,35 \times \frac{0,13 + 0,135}{2} = 1,785 \text{ Kgrs.}$$

Admitimos que estas fuerzas estarán aplicadas en la mitad de cada una de las longitudes. Por tanto en la sección B se producirá una reacción la misma que la determinaremos por el método de los momentos:

$$R = \frac{87,09 \times 6,075 + 1,785 \times 11,45}{11,275} = \frac{549,51}{11,275} = 48,74 \text{ Kgrs.}$$

El esfuerzo total será entonces de:

$$F_2 = 1.607,32 + 48,74 = 1.656,06 \text{ Kgrs.}$$

Esta fuerza F_2 total será contrarrestada por medio de un cable tensor, el mismo que da lugar a dos componentes una vertical y otra horizontal (F_v , F_h) que en el presente caso son de igual valor que la fuerza F_2 puesto que el ángulo de inclinación del cable tensor con respecto al eje del poste será de 45° .

El esfuerzo vertical comprime el poste, por lo tanto será necesario comprobar que el coeficiente de trabajo al pandeo no sea muy elevado. Este cálculo lo realizamos empleando la siguiente expresión:

$$R_c = \frac{P}{S} \left(1 + K \frac{l^2 \times S}{m_2 \times I} \right)$$

Anteriormente habíamos calculado los valores S e I

en la sección de empotramiento del poste de hormigón centrífugado, valores que en el presente caso son los mismos, esto es:

$$S = 42.311 \text{ mm}^2$$

$$I = 48.237,85 \text{ cm}^4$$

Reemplazando valores en la expresión antes indicada tenemos:

$$R_c = \frac{830 + 45 + 1.656,06}{42.311} \left(1 + 0,015 \frac{10,4^2 \times 42.311 \times 4}{1 \times 48.237,85} \right)$$

Realizando las operaciones nos queda:

$$R_c = 0,40019 \text{ Kgrs/mm}^2 = 40.019 \text{ Kgrs/cm}^2$$

Valor bastante inferior al que se admite aún para postes de madera tratada, por consiguiente el poste trabajará en las mejores condiciones de resistencia.

Un cálculo semejante lo realizaremos para las estructuras del Tipo A₃.

La fuerza de la acción del viento sobre los conductores será de igual valor que en los casos anteriores. Calcularemos solamente el esfuerzo producido en la dirección de la bisectriz del ángulo formado y ocasionado por el tiro de los conductores.

$$F = 2 \times 750 \times \cos \frac{120}{2} = 1.500 \times 0,5$$

$$F = 750 \text{ Kgrs.}$$

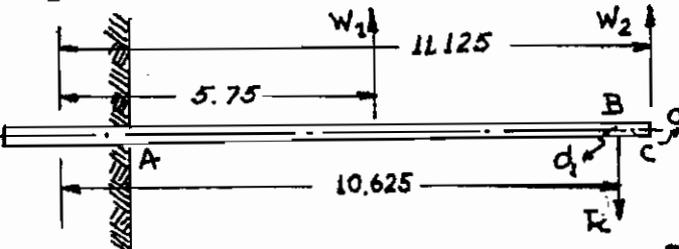
Determinaremos el valor de F₂ por el método de los momentos, esto es:

$$F_2 \times 9,75 = 820,5 (10,25 + 8,25 + 6,25) + 813,1 \times 11,25$$

Resolviendo la ecuación tendremos:

$$F_2 = 3.021 \text{ Kgrs.}$$

Como en el caso anterior el poste trabajará también por la acción del viento, por lo tanto hacemos la misma suposición. La acción del viento sobre la longitud A-B tendrá por valores:



$$W_1 = 55 \times 0,7 \times 10,55 \times \frac{0,136 + 0,50}{2} = 86,87 \text{ Kgrs.}$$

$$W_2 = 55 \times 0,7 \times 0,40 \times \frac{0,13 + 0,136}{2} = 2,048 \text{ Kgrs.}$$

La reacción en el punto B será entonces:

$$R = \frac{86,87 \times 5,75 + 2,048 \times 11,125}{10,625} = 49,16 \text{ Kgrs.}$$

El esfuerzo total F_2 será de :

$$F_2 = 3.021 + 49,16 = 3.070,16 \text{ Kgrs.}$$

Como habíamos anotado anteriormente, a este esfuerzo le contrarrestamos por medio de un cable tensor el mismo que da lugar a dos componentes de igual valor que F_2 puesto que el ángulo de inclinación del cable tensor con respecto al eje del poste es de 45° .

La fuerza aplicada al tensor tendrá por valor:

$$F_{\text{tensor}} = 3.070,16 / \text{sen } 45^\circ = 3.070,16 / 0,707.$$

$$F_{\text{tensor}} = 4.342,52 \text{ Kgrs.}$$

Del mismo modo que en el ejemplo anterior calculamos el esfuerzo al pandeo:

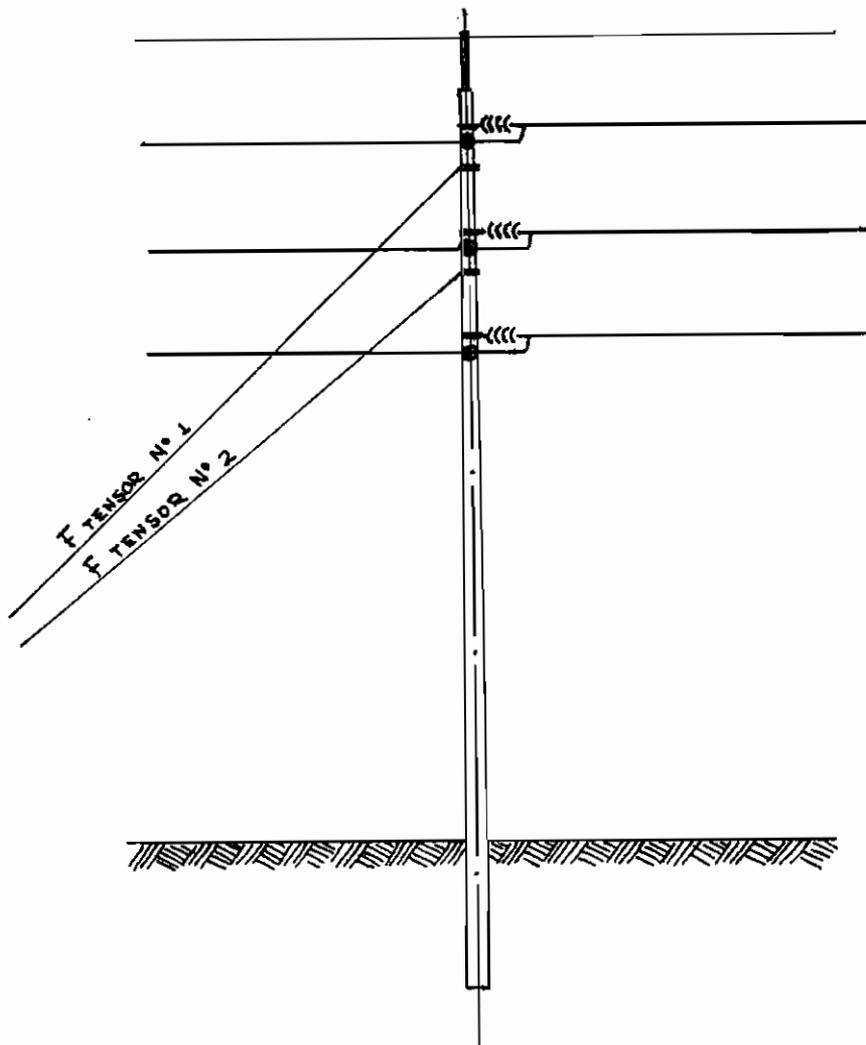
$$R_c = \frac{830 + 45 + 3.070,16}{42.311} \left(1 + 0,015 \frac{10,35^2 \times 42,311 \times 4}{48.237,85} \right)$$

$$\text{luego } R_c = 0,6186 \text{ Kgrs/cm}^2 = 61,86 \text{ Kgra/cm}^2$$

Igual que en el caso anterior el valor obtenido está por debajo de los valores que se admite para los postes de madera tratada, por lo cual el poste trabajará en -

las mejores condiciones.

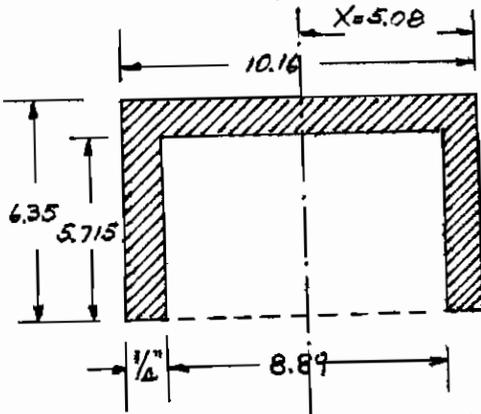
Anotaremos que debido al gran esfuerzo que deberá soportar el tensor y dado que es necesario dar un factor de seguridad, el esfuerzo del tensor lo repartiremos en dos --
tensores como queda indicado en el gráfico siguiente:



A continuación detallaremos en las siguientes páginas un resumen de los cálculos efectuados. En los cuadros No. 19 están indicados a más del número de postes, los cambios de dirección de la línea, las distancias parciales de los vanos, las distancias acumuladas, los esfuerzos verticales y los esfuerzos transversales, los tipos de estructuras y la utilización de las cadenas de aisladores, en cada una de las estructuras empleadas.

Analizando los esfuerzos verticales hemos notado que algunas de las estructuras tendrán cargas relativamente grandes, por lo que ha sido necesario realizar comprobaciones de los esfuerzos que tendrán que soportar los brazos de las crucetas.

Un ejemplo de lo anotado nos proporcionará una clara idea de lo que hemos expuesto anteriormente:



El perfil de hierro empleado como soporte de los aisladores, tiene las siguientes dimensiones 4" x 2 1/2" x 1/4". - Calcularemos en primer lugar el momento de inercia de la sección transversal del perfil considerado, de acuerdo

con la siguiente expresión:

$$I_o = \frac{b \times h^3}{12}$$

reemplazando valores tendremos:

$$I_{ox-x} = \frac{6.35 \times 10.16^3}{12} - \frac{5.715 \times 8.89^3}{12}$$

$$I_{ox-x} = 220,36 \text{ cm}^4$$

El esfuerzo vertical aplicado y que hemos considerado el más desfavorable para los soportes es de 711 Kgrs.,

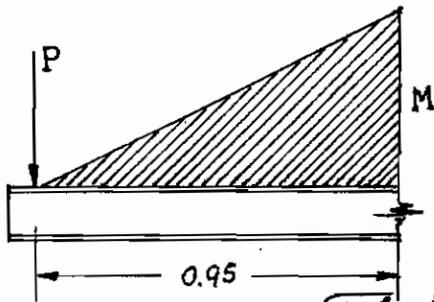
el mismo que producirá un momento total de:

$$M = 711 \times 0,95 = 675,45 \text{ Kgrs.mts.}$$

$$M = 67.545 \text{ Krs.cmts.}$$

Una vez determinados estos valores procederemos a calcular el valor de

$\sigma_{\text{máx}}$ de trabajo del perfil del hierro.



$$\sigma_{\text{máx}} = \frac{M}{I/x} \text{ reemplazando valores tendremos:}$$

$$\sigma_{\text{máx}} = \frac{67.545 \text{ Kgrs.cmts.} \times 5,08 \text{ cmts.}}{220,36 \text{ cmts.}^4}$$

$$\sigma_{\text{máx}} = 1.557,13 \text{ Kgrs/cm}^2$$

Los textos especializados admiten una carga crítica de ruptura para los perfiles laminados de hierro de ---- 2.400 Kgrs/cm^2 , pero generalmente se considera un coeficiente de seguridad igual a 2 por lo que la carga nominal de trabajo será de 1.200 Kg/cm^2 .

Por los cálculos realizados para el caso más desfavorable observamos que el perfil no podría soportar esa carga.

Ahora realizaremos un cálculo para determinar cuáles serán los esfuerzos máximos que soportarían los perfiles de hierro.

Sabemos que $M = P \times d$ y por otro lado que :

$$\sigma_{\text{máx}} = \frac{M}{I/x} \text{ por lo que despejando el valor}$$

de P tenemos:

$$P = \frac{\sigma_{\text{máx}} \times I}{d \times X}$$

Los valores de que disponemos para el cálculo del esfuerzo máximo que podrán soportar los brazos de perfil de

hierro "U" son los siguientes:

$$\text{máx} = 1.200 \text{ Kgrs/cm}^2$$

$$d = 95 \text{ cm.}$$

$$I = 220,36 \text{ cm}^4$$

$$X = 5,08 \text{ cm.}$$

reemplazando valores tenemos:

$$P = \frac{1.200 \times 220,36}{95 \times 5,08} = \frac{264.432}{482,60} = 547,93 \text{ Kgrs.}$$

Por el resultado obtenido podemos afirmar que todas las estructuras que tengan cargas verticales menores - que 550 Kg. trabajarán en las mejores condiciones.

Finalmente hemos realizado el cálculo de comprobación de la "Tracción máxima unitaria" que tendrán los - conductores considerando el cambio de condiciones, para - el caso más desfavorable, esto es un vano de 305 metros , este coeficiente de tracción máxima unitaria no deberá - exceder nos 12 Kgrs/mm², que habíamos admitido en los cálculos iniciales.

Habíamos encontrado que la tensión unitaria con cambio de condiciones era de 6,8 Kgrs/mm², a base de este dato calcularemos la tracción máxima que se aplicarían a los conductores

$$\sigma_{to} = \frac{305^2 \times (4,41 \times 10^{-3})^2 \times 8 \times 10^3}{24 \times \sigma_{to}^2} = 6,8 = \frac{305^2 \times (3,46 \times 10^{-3})^2 \times 8 \times 10^3}{24 \times 6,8^2}$$

$$-19,1 \times 10^{-6} \times 8 \times 10^3 (1-40)$$

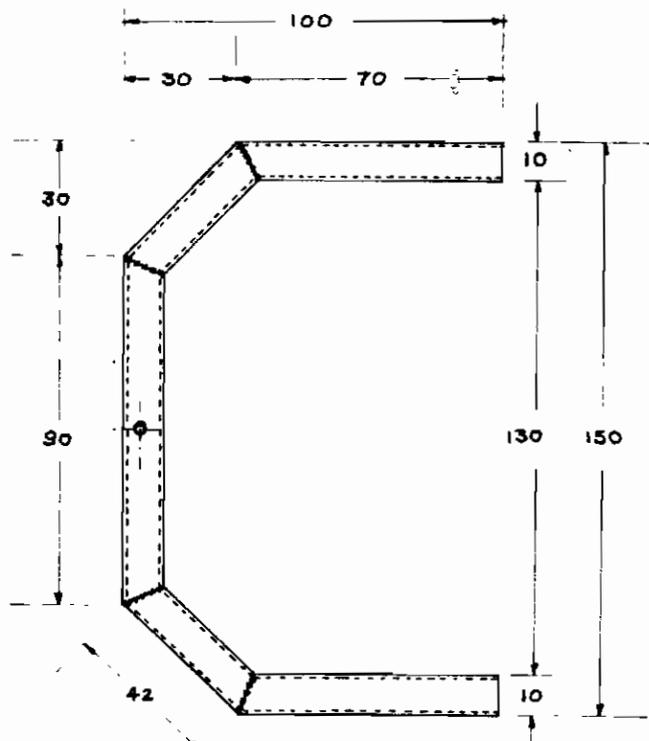
$$\sigma_{to} = \frac{14.478,56}{24 \times \sigma_{to}^2} = 6,8 = \frac{8.910,48}{1.109,76} + 5,959$$

Efectuando las operaciones nos queda:

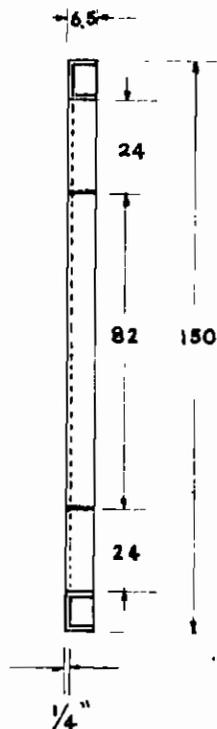
$$\sigma_{to}^3 = 4.729 \sigma_{to}^2 + 603,27$$

Expresión de tercer grado, que resuelta por tanteos obtenemos el valor de la tracción máxima $\sigma_{to} = 10,36$ Kgrs/mm², valor inferior al que habíamos admitido para --- nuestros cálculos esto es $\sigma_{to \text{ máx}} = 12$ Kgrs/mm²

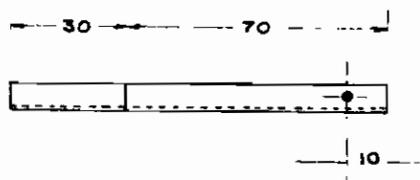
GRAFICO N° 10



VISTA - FRONTAL



VISTA - LATERAL



PLANTA

ESCUELA · POLITECNICA
NACIONAL

DISEÑO DE LA CRUCETA
DE HIERRO "U"
Diseño Especial N° 3

QUITO - NOVIEMBRE 1964

LINEA DE TRANSMISION AMBI XI - IBARRA

34.5 KV

CUADRO No. 19.

Lista de Estructuras

Estructura No.	Angulo	Luz		Cargas Verticales.	Acción Transversal.	Estructura					Cadenas		
		Parcial	Acumula-da.			A	A ₁	A ₂	A ₃	T.	S	T	
1											1		3
2		93		- 157.2	285.3	1							3
3		84											
3		177		20.0	304.9	1							3
4		113											
4		290		151.6	333.3	1							3
5		122											
5		412		209.6	302.7	1							3
6		73											
6		483		100.4	228.6	1							3
7	28° 24'	68											
7	28° 24'	553		269.8	289.6			1					3
8		115											
8		668		159.0	355.1	1							3
9		117											
9		785		- 3.9	348.3	1							3
10		120											
10		905		- 51.7	328.9	1							3
11		100											
11		85		1.005	415.7	1							3
12													
12		1.090		-166.8	252.6	1							3
13		64											
13		1.154		555.7	298.4			1					6
14		128											
14		1.282		151.5	376.9	1							3
15		137											
15		1.419		140.7	383.4	1							3
16		133											
16		1.552		161.9	363.8	1							3
17		120											
17		1.672		141.1	350.7	1							3
18		120											
18		1.792		134.0	361.6	1							3

LINEA DE TRANSMISION AMBI II - IBARRA

34.5 KV

Cuadro No. 19

Lista de Estructuras

(continuación)

Estruc- tura No.	Angulo	Luz		Cargas Verti- cales	Acción Trans- versal	Estructura					Cadenas	
		Par- cial.	Acumu- lade			A	A ₁	A ₂	A ₃	T	B	T
18			1.792	134.0	361.6	1					3	
		130										
19			1.922	149.0	355.1	1					3	
		114										
20			2.036	26.3	322.4	1					3	
		100										
21			2.136	218.8	289.6	1					3	
		85										
22			2.221	111.5	311.4	1					3	
		120										
23			2.341	- 12.1	363.8	1					3	
		131										
24			2.472	275.1	350.7	1					3	
		109										
25			2.581	83.8	289.6	1					3	
		71										
26	35°45'		2.652	-108.6	503.4	1	1					6
		305										
27			2.957	-609.2	470.6		1					6
		44										
28			3.001	-746.0	178.4		1					6
		38										
29			3.039	2.136.4	230.8		1					6
		91										
30			3.130	- 295.3	300.5	1					3	
		102										
31			3.232	- 229.3	293.9	1					3	
		87										
32			3.319	66.9	278.7	1					3	
		87										
33			3.406	446.9	280.9	1					3	
		89										
34			3.495	-355.7	241.6	1					3	
		50										
35			3.545	544.2	252.0	1					3	

LINEA DE TRANSMISION AMBI II - IBARRA

34.5 KV

Cuadro No. 19

Lista de Estructuras

(continuación)

Estruc- tura No.	Angulo	Luz		Cargas Verti- cales.	Acción Trans- versal	Estructura					Caden S
		Par- cial	Acumula- da			A	A ₁	A ₂	A ₃	T	
35			3.545	544.2	252.6	1					3
		100									
36			3.645	-76.1	280.9	1					3
		75									
37			3.720	278.2	248.2	1					3
		71									
38			3.791	158.9	276.6	1					3
		101									
39			3.892	455.0	328.9	1					3
		120									
40			4.012	77.4	350.7	1					3
		120									
41			4.132	-349.8	339.8	1					3
		110									
42			4.242	572.3	328.9	1					3
		110									
43	11°18'		4.352	-190.9	346.3			1			3
		128									
44			4.480	711.0	350.7		1				6
		113									
45			4.593	193.6	307.1	1					3
		88									
46			4.681	- 29.4	304.9	1					3
		110									
47			4.791	- 9.8	285.3	1					3
		70									
48			4.861	40.9	274.4	1					3
		100									
49			4.961	110.8	283.3	1					3
		78									
50			5.039	63.8	287.5	1					3
		104									
51			5.143	144.5	311.4	1					3
		100									
52			5.243	111.7	298.4	1					3

LÍNEA DE TRANSMISIÓN AMBI II - IBARRA

34.5 KV

Cuadro No. 19

Lista de Estructuras

continuación)

Estructura No.	Angulo	Luz		Cargas Verticales	Acción Transversal	Estructura					Cadenas		
		Parcial	Acumulada			A	A ₁	A ₂	A ₃	T	S	T	
52			5.243	111.7	298.4	1						3	
		93											
53			5.336	81.5	311.4	1						3	
		110											
54			5.446	149.4	322.4	1						3	
		104											
55			5.550						1				3

3.- Cimentación de las Estructuras.

En el presente estudio y dado que la mayor parte del terreno por el cual irá el eje de la línea de transmisión es terreno normal, se han previsto los cimientos de la manera siguiente:

a.- Para las Estructuras (Postes).

Puesto que el País todavía no contamos con reglamentación especial alguna, se aplicarán las normas que al respecto proporciona el Reglamento Francés, el mismo que para el caso presente señala la siguiente ecuación para determinar la profundidad de enterramiento de las estructuras:

$$h = \frac{H}{10} + 0,50$$

En la cual:

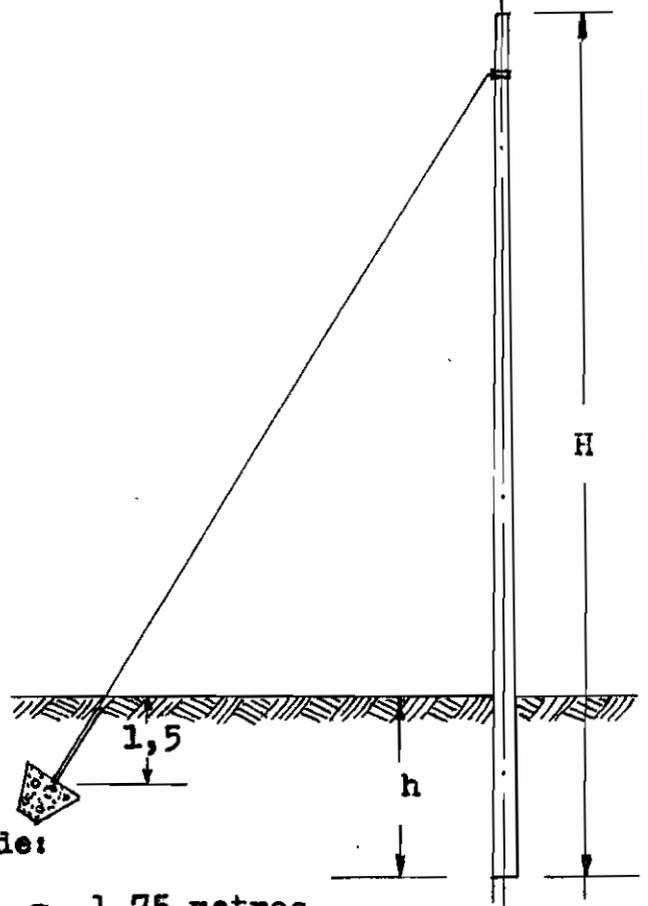
h = Profundidad de enterramiento de la estructura en metros.

H = Longitud total de la estructura en metros.

En nuestro caso y desde luego que solamente se han considerado estructuras de una sola longitud, el valor de "h" tendrá una longitud de:

$$h = \frac{12,5}{10} + 0,50 = 1,75 \text{ metros.}$$

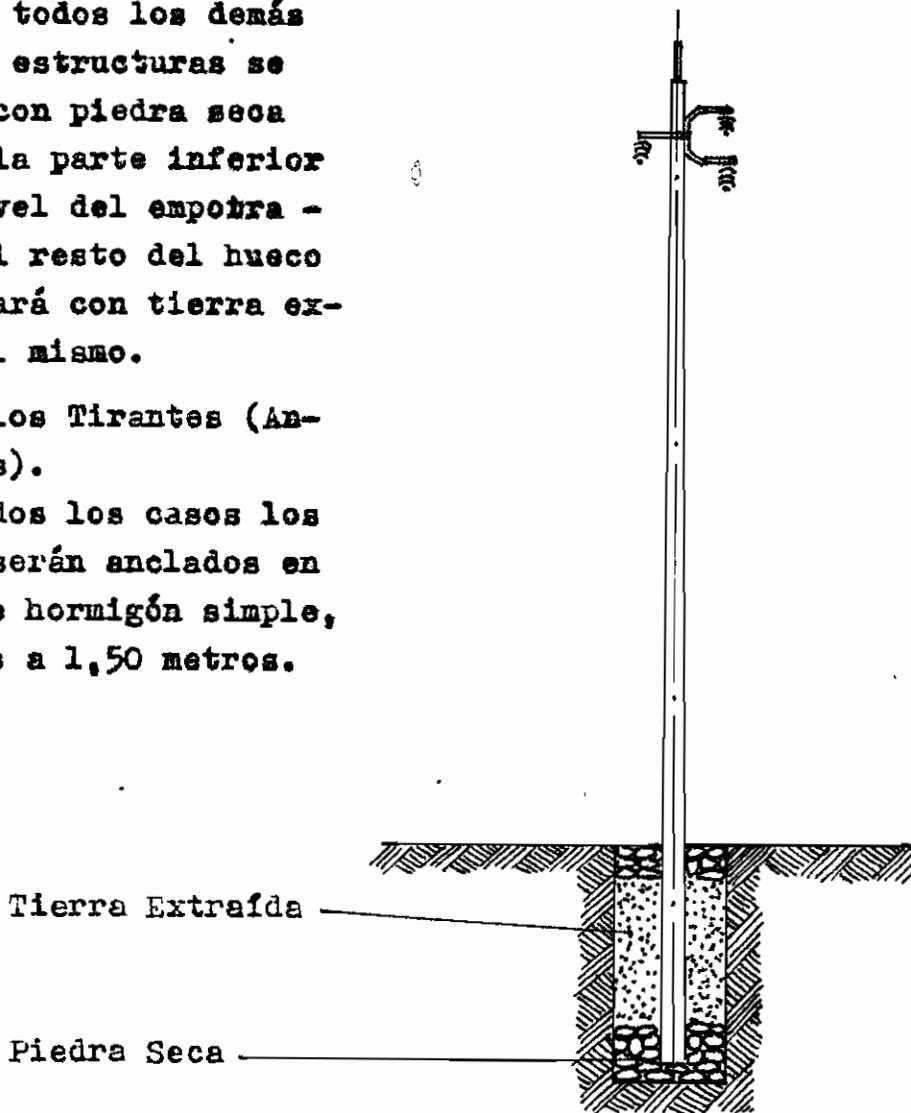
Salvo en algún caso excepcional, en que se encuentren terrenos inestables y a criterio del Constructor se necesiten fijar al suelo la estructura, se la hará por medio de macisos de hormigón, fabricados en el terreno y de las dimen -



iones convenientes para que permanezcan estables, a pesar de los esfuerzos a que las estructuras se hallen sometidas; en todos los demás casos las estructuras se acunarán con piedra seca ante en la parte inferior como a nivel del empotramiento, el resto del hueco se rellenará con tierra extraída del mismo.

.- Para los Tirantes (Anclajes).

En todos los casos los tirantes serán anclados en bloques de hormigón simple, enterrados a 1,50 metros.



O A P I T U L O VI

ANALISIS COMPARATIVO DE LAS LINEAS DE TRANSMISION/ RAZONES PARA LA SELECCION DEL SISTEMA DEFINITIVO.

Generalmente el elemento más costoso de una línea de transmisión, como lo habíamos indicado anteriormente, lo constituyen los conductores, dependiendo el costo total de la instalación del tamaño y en gran parte de su diseño.

Determinadas como están las características específicas del sistema, como son: Potencia a transmitirse, voltaje de transmisión, corriente nominal, caída de voltaje, pérdidas de potencia, resistencia del conductor y su sección más económica, resta justificar el material que se utilizará para el transporte de la energía.

Para ello efectuaremos el análisis comparativo entre los tipos, calidad y costos de los materiales que se han tomado en consideración en el presente proyecto y que son los más usados en los diferentes sistemas eléctricos.

En el sistema de transmisión El Ambi-Ibarra, se analizó en los diferentes cálculos tanto el conductor de COBRE, cableado, semiduro, siete hilos, número 2 AWG de 97,3% de conductibilidad, como el conductor de Aluminio con alma de acero ACSR, cableado, siete hiles, número 1/0 AWG de 61% de conductibilidad. Los resultados obtenidos los analizaremos inmediatamente.

Tipo de Material	No.2AWG de Cu.	No1/0 de ACSR
Pérdidas de potencia	2,25%	2,26%
Resistencia de la Línea ..	3,295	3,83
Peso del conductor.....	305 Kg/km	215,9 Kg/km.
Carga de rotura	1.381 Kgs.	1.940 Kgs.
Flecha Máx.para igual vano	1,59 m.	0,916 m.
Flecha mín.para igual vano	1,09 m.	0,660 m.
Costo del conductor	8,90\$/m.	3,70 \$/m.

Analizando los datos arriba expuesto podemos determinar que el conductor de ACSR presenta mayores ventajas que el de cobre, pues tanto las pérdidas de potencia como la resistencia de los conductores difieren sus valores en muy poco, pero en cambio podemos anotar que en cuanto al peso de los conductores, el aluminio reforzado con alma de acero es aproximadamente $1\frac{1}{2}$ veces menor, además la carga de rotura es mucho mayor que la del cobre, en cuanto se refiere a las flechas calculadas tanto máxima como mínima y asumiendo que tendremos un mismo vano, son menores para el ACSR, sin embargo la mayor ventaja que tiene este conductor con respecto al de cobre es en su costo por metro lineal, pues representa aproximadamente $2\frac{1}{2}$ veces menor que el costo del conductor de cobre y si consideramos que en el proyecto se necesitan alrededor de 18.500 metros de conductor, concluimos que utilizando el conductor de aluminio reforzado con alma de acero (ACSR), obtendríamos una economía de aproximadamente \$ 94.000,00 (noventa y cuatro mil sucres), reducción en el costo total de la línea, que justificaría el empleo de dicho conductor en el presente proyecto.

Por otro lado habíamos anotado en capítulos anteriores que la relación de resistencia de tracción al peso es relativamente baja para el cobre, que teniendo un mismo vano promedio para ambos conductores necesitaríamos estructuras de mayor longitud para emplear el conductor de cobre o en su defecto reducir los vanos para éste, en tal forma que la flecha sea igual para estos casos, lo que redundaría en un costo adicional por incremento de estructuras.

Efectuando la equivalencia económica aproximada entre la utilización del conductor de aluminio reforzado con alma de acero No 1/0 AWG y el de cobre No 2 AWG, para

la longitud total de la línea de transmisión, con sus accesorios y aditamentos especiales que necesitan los conductores de ACSR, y que lógicamente incidirían en el costo total de la línea, desde luego en este análisis no tomaríamos en cuenta los demás elementos del sistema, por cuanto se supone como partes constantes de la línea, podemos decir en términos generales que aún empleando todos los aditamentos especiales de que hemos hablado anteriormente, con el conductor N^o1/0 AWG de ACSR se obtendría una muy buena economía.

Concluyendo los análisis efectuados para determinar la utilización del sistema definitivo y una vez determinado el conductor más económico y por otro lado haber comprobado que éste satisface las condiciones electromecánicas y finalmente con la demostración de las ventajas económicas del ACSR sobre el COBEE, queda plenamente justificada la utilización de este material.

C A P I T U L O VII

ESPECIFICACIONES DEL MATERIAL Y EQUIPO A USARSE

Los materiales deberán ser completamente nuevos y de la mejor calidad disponible para la utilización que se precisa.

En cuanto a las especificaciones Técnicas y Normas, debemos anotar que todos los materiales, métodos de fabricación, pruebas y colocación, deberán estar de acuerdo con las últimas recomendaciones standard y especificaciones contenidas en la lista que a continuación se hace constar o al standard equivalente aplicado a especificaciones establecidas y aprobadas en el país de manufactura del material.

A S A American Standard Association.

N E M A National Electrical Manufacturers Association.

A S T M American Society for Testing Materials.

LÍNEA DE TRANSMISION AMBI II - IBARRA

34.5 KV

Estructura Tangente

Referencia:Guadro No. 13

LISTA DE MATERIALES

<u>REGLON</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>DESCRIPCION</u>
1	9	Aislador tipo suspensión de 10" de diámetro, de porcelana procesada en húmedo y barnizada en color café. Todas sus partes metálicas serán de acero galvanizado en caliente. En sus características eléctricas y mecánicas se ajustarán a las normas NEMA Clase 52-4. Similar a L.W.Catálogo No. NS2A.
2	3	Juego de varillas de blindaje preformado de aleación de aluminio, compuesta de 10 varillas cada una de 1.175 mm. de largo y 4,39 mm. de diámetro, para dar un diámetro total de 18,89 mm., con el conductor No 1/0 AWG de ACSR. Similar a ALCAN Catálogo No. A-237. Serán suministrados completos con los zunchos para las varillas de armar. Similar a ALCAN Catálogo No. K-120.
3	3	Grapas de suspensión de aleación de aluminio, de alta resistencia, con dos pernos en "U" con tuercas y arandelas de presión de acero galvanizado en caliente. Será capaz de recibir un conductor No 1/0 AWG de ACSR con un juego de varillas preformadas. Será suministrada completa con extensión horquilla-ojo (Clevis) para

<u>REGLON</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>DESCRIPCION</u>
		unirse al aislador tipo suspensión. Similar a A: B.Chance Co.Catálogo No.H28-104-C.
4	3	Pieza de extensión horquilla-ojo de - hierro maleable, con pasadores, galvanizado en caliente y capaz de soportar una carga de rotura no menor de 16.000 libras. Será adecuada para unir el perno del renglón No. 5 con los aisladores tipo suspensión. Similar a A.B.CHANCE - Co.Catálogo No. BT3067.
5	3	Perno de acero galvanizado en caliente, de ojo ovalado de $3/4$ " de diámetro y - de 8" de longitud. Similar a A:B.CHANCE Co. Catálogo No. 29978.
6	1	Perno de acero galvanizado en caliente, rosca corrida de $3/4$ " de diámetro y 12" de longitud, con tuerca y arandela de - presión. Similar a A.B.CHANCE Co. Catá- logo No. 8882.
7	1	Abrazadera de hierro platina de $2\frac{1}{2}$ " x $\frac{1}{2}$ ", para diámetro de poste igual a 16 o 18 cm. Según diseño especial No. 1.
8	1	Perfil de hierro "U" de 1,3 metros de largo y de 4" x $2\frac{1}{2}$ " x $\frac{1}{4}$ ". Según dise- ño especial No. 2.
9	1	Perfil de hierro "U" de 4" x $2\frac{1}{2}$ " x $\frac{1}{4}$ " Según diseño especial No. 3.
10	1	Tubo de acero galvanizado de 1" de - diámetro y de 20" de longitud. Según

<u>REGLON</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>DESCRIPCION</u>
11	1	diseño especial No. 4. Poste de hormigón centrifugado de 12,5 metros de longitud, para 500 Kgrs. de carga de rotura a 30 cm. de la punta, provisto de una tuerca empotrada en la parte superior para perno de 3/4" de diámetro.

LINEA DE TRANSMISION AMBI II - IBARRA

34.5 KV

Estructura para Retención o Anclaje

Referencia: Gráfico No.17

LISTA DE MATERIALES

<u>REGLON</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>DESCRIPCION</u>
1	24	Aislador tipo suspensión de 10" de diámetro, de porcelana procesada en húmedo y barnizada en color café. Todas sus partes metálicas serán de acero galvanizado en caliente. En sus características eléctricas y mecánicas se ajustarán a las normas NEMA Clase 52-4. Similar a L.M. Catálogo No. NS2A.
2	6	Grapa mordaza terminal de hierro maleable, con tres pernos en "U" con tuercas y arandelas de presión de acero galvanizado en caliente, será capaz de recibir conductor No 1/0 AWG de ACSR, con carga de rotura no menor de 15.000 libras. Similar a A.B.CHANCE Co.Catálogo No. A50 11A.
3	6	Pieza de extensión horquilla-ojo de hierro maleable, con pasadores, galvanizado en caliente y capaz de soportar una carga de rotura no menor de 16.000 libras. Será adecuada para unir las grapas-mordazas del renglón No. 2 con los aisladores tipo suspensión. Similar A.B.CHANCE Co. Catálogo No. 29978.
	3	Grapa de conexión de canales paralelos

<u>RENGLON</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>DESCRIPCION</u>
		de acero galvanizado en caliente, con dos pernos rectos de 1/2" de diámetro. Será capaz de recibir dos conductores No 1/0 AWG de ACSR. Similar A.B.CHANCE Co.Catálogo No. 6450.
5	20	Grapa de ramuras paralelas de tres pernos de acero galvanizado en caliente. - Similar a L.M. Catálogo No. DG3G4.
6	8	Aislador tipo bola. En sus características eléctricas y mecánicas se ajustarán a las normas NEMA Clase 54-4. Similar a L.M.
7	4	Perno de acero galvanizado en caliente de rosca corrida de 3/4" de diámetro y de 18" de largo. Similar A.B.CHANCE Co. Catálogo No. 19888.
8	6	Tuerca de ojo de acero galvanizado en caliente de 3/4" de diámetro de rosca. Similar A.B.CHANCE Co.Catálogo No.6503.
9	4	Tuerca de ojo de acero galvanizado en caliente de 5/8" de diámetro de rosca. Similar a L.M. Catálogo No. DG3E1.
10	2	Abrazadera circular de acero galvanizado en caliente, formada de pletina de 1 1/2" x 1/4" y pernos de 5/4" x 1/4". Para diámetro de poste igual a 5 1/2" a 6". Similar a L.M. Catálogo No. DG5B7.
11	4	Manguito guardacabo de acero galvanizado en caliente. Similar a L.M.Catálogo No. DG1T3.

<u>REGLON</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>DESCRIPCION</u>
12	4	Varilla para anclaje del cable tensor de acero galvanizado en caliente de - 5/8" de diámetro y de 8' de largo. Similar a L.M. Catálogo No. DA2V8.
13	60	Metros de cable de acero galvanizado - de 5/8", calidad Siemens Martin, 7 hilos con esfuerzo de rotura no menor de 5.000 Kgrs.
14	2	Perfil de hierro "U" de 3,60 metros de longitud y de 4" x 2 1/2" x 1/2".
15	2	Poste de hormigón centrifugado de 12,5 metros de longitud, para 500 Kgrs. de carga de rotura a 30 cm. de la punta, provisto de una tuerca empotrada en la parte superior, para perno de 3/4" de diámetro.
16	2	Bloque de hormigón simple.
17	2	Perno de acero galvanizado en caliente de rosca corrida de 3/4" de diámetro y de 12" de longitud, con tuerca y arandela de presión. Similar a A.B.CHANCE Co. Catálogo No. 8882.
18	2	Tubo de acero galvanizado de 1" de diámetro y de 20" de longitud. Según diseño especial No. 4.

LÍNEA DE TRANSMISION AMBI II - IBARRA

34.5 KV

Estructura para Angulos mayores de 30°

Referencia: Gráfico No. 16

LISTA DE MATERIALES

<u>RENGLON</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>DESCRIPCION</u>
1	24	Aislador tipo suspensión de 10" de diámetro, de porcelana procesada en húmedo y barnizada en color café. Todas sus partes metálicas serán de acero galvanizado en caliente. En sus características eléctricas y mecánicas se ajustarán a las normas NEMA Clase 52-4. Similar a L.M. Catálogo No. NS2A.
2	6	Grapa-mordaza terminal de hierro maleable, con tres pernos en "U" con tuercas y arandelas de presión de acero galvanizado en caliente, será capaz de recibir conductor No. 1/0 AWG de ACSR, con carga de rotura no menor de 15.000 libras. Similar a A.B.CHANCE Co. Catálogo No. ---- A5011A.
3	6	Pieza de extensión horquilla-ojo de hierro maleable, con pasadores, galvanizado en caliente y capaz de soportar una carga de rotura no menor de 16.000 libras. Será adecuada para unir las grapas-mordazas del renglón No. 2 con los aisladores tipo suspensión. Similar A:B.CHANCE Co.Catálogos No. 29978.
4	3	Grapa de conexión de canales paralelos

<u>REGLON</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>DESCRIPCION</u>
		de acero galvanizado en caliente, con 2 pernos rectos de 1/2" de diámetro. Será capaz de recibir dos conductores No1/0 AWG de ACSR. Similar a A.B.CHANCE Co. Catálogo No. - 6450.
5	10	Grapas de ranuras paralelas de tres pernos de acero galvanizado en caliente. Similar a L.M. Catálogo No. DG304.
6	4	Aislador tipo bola. En sus características eléctricas y mecánicas se ajustarán a las normas NEMA Clase - 54-4. Similar a L.M.
7	1	Perno de acero galvanizado en caliente de rosca corrida sin cabeza de 3/4" de diámetro y de 12" de largo, con tuerca y arandela de presión. Similar a A.B.CHANCE Co. Catálogo No. 8882.
8	8	Tuerca de ojo de acero galvanizado en caliente de 5/8" de diámetro de rosca. Similar a L.M. Catálogo No. DG3E1.
9	2	Manguito guardacabo de acero galvanizado en caliente. Similar a L.M. Catálogo No. DG1T3.
10	6	Abrazaderas circulares de dos sectores formada de hierro pletina de 2" x 1/4" de acero galvanizado en caliente y pernos de 3 1/2" x 1/2" para diámetro de poste igual a 6" a 6 1/2". Similar a L.M. Catálogo No. DG4B8.

<u>RENGLON</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>DESCRIPCION</u>
11	2	Abrazaderas circulares de características al renglón No. 10, pero para diámetro de poste igual a $6\frac{1}{2}$ " a $7\frac{1}{2}$ ". Similar a L.M. Catálogo No. DG4B9.
12	1	Tubo de acero galvanizado de 1" de diámetro y de 20" de longitud. Según diseño especial No. 4.
13	1	Varilla para anclaje del cable tensor, de acero galvanizado en caliente de $5/8$ " de diámetro y de 8' de largo. Similar a L.M. Catálogo No. DA2V8.
14	30	Metros de cable de acero galvanizado, de $5/8$ " de diámetro, calidad Siemens Martin 7 hilos, con esfuerzo de rotura no menor de 5.000 Kgrs.
15	1	Poste de hormigón centrifugado de 12,5 metros de longitud, para 500 Kgrs. de carga de rotura a 30 cm. de la punta, provisto de una tuerca empotrada en la parte superior, para perno de $3/4$ " de diámetro.
16	1	Bloque de hormigón simple.

LINEA DE TRANSMISION AMBI II - IBARRA

34.5 KV

Estructura para Angulos menores de 30°

Referencia: Cuadro No. 15

LISTA DE MATERIALES

<u>REGLON</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>DESCRIPCION</u>
1	9	Aislador tipo suspensión de 10" de diámetro, de porcelana procesada en húmedo y barnizada en color café. Todas sus partes metálicas serán de acero galvanizado en caliente. En sus características eléctricas y mecánicas se ajustarán a las normas NEMA Clase 52-4. Similar a L. M. Catálogo No. NS2A.
2	3	Juego de varillas de blindaje prefermade de aleación de aluminio, compuesta de 10 varillas cada una de 1.175 mm de largo y 4,39 mm. de diámetro, para dar un diámetro total de 18,89 mm, con el conductor No 1/0 AWG de ACSR. Serán suministrados completos con los zunchos para las varillas de armar. Similar a ALCAN Catálogo No K-120.
3	3	Grapas de suspensión de aleación de aluminio, de alta resistencia, con dos pernos en "U" con tuercas y arandelas de presión de acero galvanizado en caliente. Será capaz de recibir un conductor No 1/0 AWG de ACSR con un juego de varillas prefermadas. Será suminis-

<u>REGLON</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>DESCRIPCION</u>
		trada completa, con extensión herquilla-eje (Clevis) para unirse al aislador tipo suspensión. Similar a A.B. CHANCE Co. Catálogo No. HAS-104-8.
4	3	Pieza de extensión herquilla-eje de hierro maleable, con pasadores, galvanizado en caliente y capaz de soportar una carga de retura no menor de 16.000 libras. Será adecuada para unir la tuerca de eje del renglón No 8 con los aisladores tipo suspensión. Similar a A.B. CHANCE Co. Catálogo No BT3067.
5	5	Grapas de ranuras paralelas de tres pernos de acero galvanizado en caliente. Similar a L.M. Catálogo No. DG304.
6	2	Aislador tipo bola. En sus características eléctricas y mecánicas se ajustarán a las normas NEMA Clase 54-4. Similar a L.M.
7	1	Perno de acero galvanizado en caliente, de rosca cerrida sin cabeza de 3/4" de diámetro y de 12" de largo, con tuerca y arandela de presión. Similar a A.B. CHANCE Co. Catálogo No. 8882.
8	3	Tuerca de eje de acero galvanizado en caliente de 3/4" de diámetro de rosca. Similar A.B. CHANCE Co. Catálogo No. 6503.

<u>RENGLON</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>DESCRIPCION</u>
9	1	Tuerca de eje de acero galvanizado en caliente de 5/8" de diámetro de resca Similar a L.M. Catálogo No. DG3E1.
10	1	Manguite guardacabe de acero galvanizado en caliente. Similar a L.M. Catálogo No. DGLT3.
11	3	Abrazaderas circulares de dos sectores formada de hierro plotina de 2" x 1/4", de acero galvanizado en caliente y pernos de 3 1/2" x 1/2" para diámetro de poste igual a 6" a 6 3/4". Similar a L.M. Catálogo No. DG4B8.
12	1	Tubo de acero galvanizado de 1" de diámetro y 20" de longitud. Según diseño especial No. 4.
13	1	Varilla para anclaje del cable tensor, de acero galvanizado en caliente, de 5/8" de diámetro y de 8' de largo. Similar a L.M. Catálogo No. DA2V8.
14	15	Metros de cable de acero galvanizado, de 5/8" de diámetro, calidad Siemens Martin, 7 hilos, con esfuerzo de retura no menor de 5.000 Kgrs.
15	1	Poste de hormigón centrifugado de 12,5 metros de longitud, para 500 Kgrs. de carga de retura a 30 cm. de la punta, provisto de una tuerca empotrada en la parte superior, para perno de 3/4" de diámetro.
16	1	Bloque de hormigón simple.

LÍNEA DE TRANSMISION AMBI II - IBARRA

34,5 KV

Estructura Terminal

Referencia: Gráfico No. 17

LISTA DE MATERIALES

<u>RENGLON</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>DESCRIPCION</u>
1	24	Aislador tipo suspensión de 10" de diámetro, de porcelana procesada en húmedo y barnizada en color café. - Todas sus partes metálicas serán de acero galvanizado en caliente. En sus características eléctricas y mecánicas se ajustarán a las normas - NEMA Clase 52-4. Similar a L.M. Catálogo No. NS2A.
2	6	Grapa Mordaza terminal de hierro maleable, con tres pernos en "U" con tuercas y arandelas de presión de acero galvanizado en caliente, será capaz de recibir conductor No 1/0 - AWG de ACSR, con carga de retura no menor de 15.000 libras. Similar a A. B. CHANCE Co. Catálogo No. A50lla.
3	6	Pieza de extensión herquilla-eje de hierro maleable, con pasadores, galvanizado en caliente y capaz de soportar una carga de retura no menor de 16.000 libras. Será adecuada para unir las grapas mordazas del renglón No. 2 con los aisladores tipo suspen-

<u>REGLON</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>DESCRIPCION</u>
		sión. Similar A.B. CHANCE Co. Catálogo No. 29978.
4	3	Grapa de conexión de canales paralelos de acero galvanizado en caliente, con dos pernos rectos de 1/2" de diámetro. Será capaz de recibir dos conductores No 1/0 AWG de ACSR. Similar A.B. CHANCE Co. Catálogo No. 6450.
5	10	Grapa de ranuras paralelas de tres - pernos de acero galvanizado en caliente. Similar a L.M. Catálogo No. DG3C4.
6	4	Aislador tipo bola. En sus características eléctricas y mecánicas se ajustarán a las normas NEMA Clase 54-4. Similar a L.M.
7	4	Perno de acero galvanizado en caliente de resca corrida de 3/4" de diámetro y de 18" de largo. Similar A.B. CHANCE - Co. Catálogo No. 19888.
8	6	Tuerca de eje de acero galvanizado en caliente de 3/4" de diámetro de resca. Similar A.B. CHANCE Co. Catálogo No. 6503.
9	2	Tuerca de eje de acero galvanizado en caliente de 5/8" de diámetro de resca. Similar a L.M. Catálogo No. DG3E1.
10	2	Abrazadera circular de acero galvanizado en caliente, formada de pletina de 1 1/2" x 1/4" y pernos de 3 1/2" x 1/2". Para diámetro de poste igual a

<u>REGLON</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>DESCRIPCION</u>
		5 1/2" a 6". Similar a L.M. Catálogo No. DG5B7.
11	2	Manguito guardacabe de acero galva - nizado en caliente.Similar a L.M. - Catálogo No. DGLT3.
12	2	Varilla para anclaje del cable tensor de acero galvanizado en caliente de 5/8" de diámetro y de 8' de largo. - Similar a L.M. Catálogo No. DA2V8.
13	30	Metros de cable de acero galvanizado de 5/8", calidad Siemens Martin, 7 - hiles con esfuerzo de retura no menor de 5.000 Kgrs.
14	2	Perfil de hierro "U" de 3,60 metros - de longitud y de 4" x 2 1/2" x 1/4".
15	2	Peste de hormigón centrifugado de - 12,5 metros de longitud, para 500 - Kgrs. de carga de retura a 30 cm. de la punta, previsto de una tuerca em - petrada en la parte superior, para - perno de 3/4" de diámetro.
16	2	Bloque de hormigón simple.
17	2	Perne de acero galvanizado en calien - te de rosca cerrida de 3/4" de diáme - tre y de 12" de longitud, con tuerca y arandela de presión. Similar a A.B. CHANCE Co. Catálogo No. 8882.
18	2	Tubo de acero galvanizado de 1" de - diámetro y de 20" de longitud. Según diseño especial No. 4.

LINEA DE TRANSMISION AMBI II - IBARRA

34.5 KV

LISTA GENERAL DE MATERIALES

<u>RENGLON</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>DESCRIPCION</u>
1	18.200	Metres de conductor de aluminio referzade con alma de acero No 1/0 AWG, denominada "Raven".
2	650	Aisladores tipe suspensi3n de 10".
3	140	Juego de varillas de blindaje prefermade de aleaci3n de aluminio.
4	140	Grapas de suspensi3n de aleaci3n de aluminio.
5	10	Uniones tipe retorcido de medie vano, de aleaci3n de aluminio de alta resistencia. Similar ALCAN Cat. No.E-40.
6	55	Grapas merdaza terminal de hierro maleable.
7	195	Pieza de extensi3n herquilla-eje.
8	30	Grapa de conexi3n de canales paraleles.
9	155	Grapa de tres pernos de ranuras paralelas.
10	65	Aislador de tracci3n para las retensiones (Tipe bela).
11	35	Perne recte de resca corrida de 3/4" x 18" de largo.
12	65	Perne recte de resca corrida de 3/4" x 12" de largo.

<u>RENGLON</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>DESCRIPCION</u>
13	135	Perno de eje ovalado de 3.4" x 8" de largo.
14	55	Tuerca de eje de 3/4" de diámetro.
15	35	Tuerca de eje de 5/8" de diámetro.
16	16	Abrazadera circular de dos sectores para diámetro de poste igual a 5 1/2" a 6".
17	10	Abrazadera circular de dos sectores, para diámetro de poste igual a 6" a 6 1/2".
18	2	Abrazadera circular de dos sectores, para diámetro de poste igual a 6 3/4" a 7 1/2".
19	50	Abrazadera en "U" para diámetro de - poste igual a 16 a 18 cm. Diseño especial.
20	35	Manguito guardacabe.
21	30	Varilla para el anclaje del cable tensor.
22	12	Perfil de hierro "U" de 6 metros de - longitud.
23	16	Perfil de hierro "U" de 3,6 metros de longitud.
24	45	Perfil de hierro "U". Diseño especial.
25	65	Tube de hierro de 1" x 20". Diseño - especial.
26	515	Cable de acero galvanizado, de 5/8"

<u>REGLON</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>DESCRIPCION</u>
		de diámetro, para las retenciones . (Mtrs.).
27	6.000	Metros de cable de acero galvaniza- do de 3/8" de diámetro, para cable - de guardia.
28	65	Pestez de hormigón centrifugado de . 12,5 metros de longitud y 13 cm. de diámetro en la punta.
29	30	Bloque de hormigón simple para ancla- je de tensoras.

C A P I T U L O V I I I

PRESUPUESTO APROXIMADO DE LAS OBRAS PROYECTADAS

El presupuesto de la Línea de transmisión Am-
bi II a la ciudad de Ibarra, se le ha realizado tomando -
los precios de los materiales, de los diversos Catálogos
que para el efecto proporcionan las Casas Fabricantes de
materiales eléctricos, así como de los que proporcionan
los fabricantes de materiales y equipos del país.

Los precios de los materiales obtenidos de
los Catálogos están dados en moneda de los Estados Uni -
dos de América, y el cambio a moneda nacional lo hemos -
estimado en \$ 25,00 (veinte y cinco sucres) por cada -
dólar americano, en el que están incluidos transporte , -
fletes, seguros, etc.

El presente presupuesto lo hemos realizado
por capítulos, el mismo que lo describimos a continuación.

LINEA DE TRANSMISION AMBI II - IBARRA

Presupuesto General

CAPITULO I

Conductores y Accesorios

CANTIDAD	MATERIAL	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
18.200	Metres de conductor de Aluminio reforzado con alma de acero No. 1/0 AWG, denominado "Raven".	3,70	67.340,00
140	Juego de varillas de blindaje prefermade de aleación de aluminio .	52,00	7.280,00
10	Uniones tipo retorcido de medio vano, de aleación de aluminio.	25,00	250,00
	SUBTOTAL \$		75.070,00

CAPITULO II

Aisladores de Porcelana

650	Aisladores de porcelana tipo suspensión de 10".	78,00	50.700,00
65	Aislador de tracción para las retenciones.	30,00	1.950,00
	SUBTOTAL		52.650,00

\$127.720

CAPITULO III

Cables de Acero, Pernos y Accesorios

CANTIDAD	MATERIAL	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
6.000	Metros de cable de acero galvanizado de 3/8", para cable de guardia.	4,00	24.000,00.
515	Metros de cable de acero galvanizado de 5/8", para tensores.	7,00	3.605,00
140	Grapas de suspensión de aleación de aluminio.	110,00	15.400,00
55	Grapas mordaza terminal de hierro maleable.	80,00	4.400,00
195	Pieza de extensión herquilla-eje.	23,00	4.485,00
30	Grapa de conexión de canales paralelos.	16,00	480,00
155	Grapa de tres pernos de ranuras paralelas.	18,00	2.790,00
35	Perno recto de rosca cerrida de 3/4" x 18" de largo.	44,00	1.540,00
65	Perno recto de rosca cerrida de 3/4" x 12".	16,50	1.072,50
135	Perno de eje ovalado de 3/4" x 8" de largo.	20,00	2.700,00

CANTIDAD	MATERIAL	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
55	Tuerca standard de eje de 3/4" de diámetro.	11,00	605,00
35	Tuerca standard de eje de 5/8" de diámetro.	10,00	350,00
16	Abrazaderas circulares de dos sectores de 6".	65,00	1.040,00
10	Abrazadera circular de - dos sectores de 6 3/4".	80,00	800,00
2	Abrazadera circular de - dos sectores de 7 1/2".	85,00	170,00
50	Abrazadera en "U". Diseño especial.	70,00	3.500,00
35	Manguito Guardacabe.	15,00	525,00
30	Varilla para anclaje, de acero galvanizado.	75,00	2.250,00
20	Varillas para puesta a - tierra.	50,00	1.000,00
65	Tubo de hierro de 1" x 20" de diseño especial.	10,00	650,00
SUBTOTAL		\$	71.362,00 \$199.082,00

CAPITULO IV

Pestos, Brazos de cruceta y Crucetas

65	Pestos de hormigón centricugado de 12,5 metros.	1.250,00	81.250,00
----	---	----------	-----------

CANTIDAD	MATERIAL	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
12	Perfil de hierro "U" de 6 metros de longitud.	120,00	1.440,00
16	Perfil de hierro - "U" de 3,6 metros de longitud.	80,00	1.280,00
45	Perfil de hierro "U" de diseño especial.	200,00	9.000,00
15	Metros cúbicos de hormigón simple, para anclaje de los tensoros.	400,00	6.000,00
	Imprevistos materiales 5%		14.900,00
	SUBTOTAL \$		113.870,00 \$ 312.952,00
<u>Mano de Obra</u>			
	Colocación de 65 pestes a \$ 150,00 c/u		9.750,00
	Colocación de 30 anclajes \$100,00 c/u		3.000,00
	SUBTOTAL \$		12.750,00 \$ 325.700,00
<u>Sueldos, Viáticos y Jornales de Empleados y Obreros.</u>			
	Un Director Técnico durante un mes a \$ 8.000,00 mensuales		8.000,00
	Un ayudante de Ingeniería durante un mes a \$ 4.000,00 mensuales		4.000,00
	Una cuadrilla compuesta per 15 Pasas		12.000,00 \$325.700,00

CANTIDAD	MATERIAL	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
	Vienen		12.000,00
	personas durante 30 días a razón de \$ 500,00 diarias.		325.700,00
	Imprevistos, sueldos y jornales 5% .		15.000,00
			1.350,00
	SUBTOTAL \$		28.350,00 \$ 354.050,00
	<u>Transporte</u>		
	Alquiler de un camión con Chefer durante 3 semanas a \$1.500,00 semanales.		4.500,00
	Alquiler de una camioneta sin Chefer, a razón de \$ 800,00, semanales, durante 4 semanas.		3.200,00
	Imprevistos, transportes 5%.		385,00
	SUBTOTAL \$		8.085,00 \$ 362.135,00
	Herramientas y equipo especial		15.000,00 \$ 377.135,00
	<u>Seguros</u>		
	Transporte de materiales 1%		3.130,00
	Accidentes de empleados y obreros 3%		850,00
	Imprevistos 5% .		200,00
	SUBTOTAL \$		4.180,00 \$ 381.315,00
	Gastos de Administración 5% .		19.065,00 \$ 400.380,00
	<u>SON EN TOTAL:</u>		
	<u>CUATROCIENTOS MIL TRESCIENTOS OCHENTA 00/100 SUQUES.</u>		

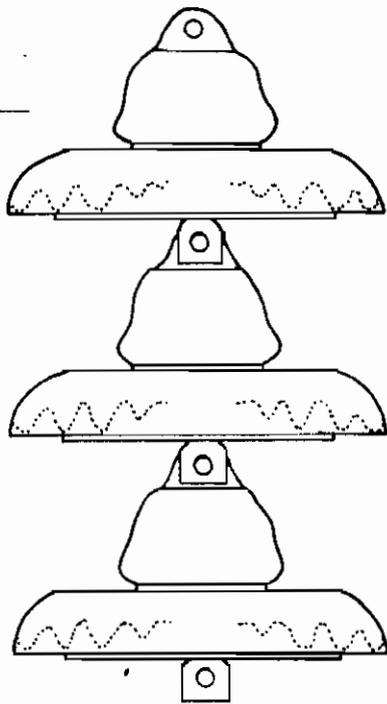
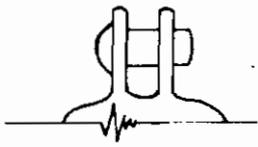
C A P I T U L O I X

BIBLIOGRAFIA

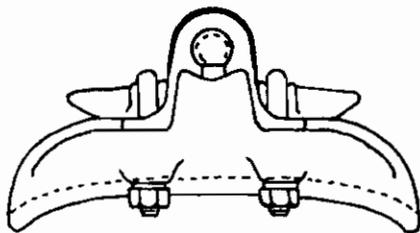
- 1.- Central Station Engineers of the Westinghouse Electric Corporation, ELECTRICAL TRANSMISSION AND DISTRIBUTION REFERENCE BOOK, East.Pittsburgh, Pennsylvania. E.E.U.U. 1.950.
- 2.- Ing. Gaudencio Zeppetti Judes, REDES ELECTRICAS DE ALTA Y BAJA TENSION, Barcelona-España, Segunda Edición, corregida y aumentada, 1.962.
- 3.- Ing. Archer E. Knewlton, MANUAL "STANDARD" DEL INGENIERO ELECTRICISTA, Barcelona-España, Tomo II, 1.962.
- 4.- Ing. P. Marcellic, LINEAS Y REDES ELECTRICAS, Buenos Aires-Argentina, 1.957.
- 5.- Ing. John McCombe, OVERHEAD LINE PRACTICE, Edición de Macdonald & Co. Ltd., London-Inglaterra, 1.9.
- 6.- Dr. TH. Buchheld y Dr. Ing. H. Happeltdt, CENTRALES Y REDES ELECTRICAS, Editorial Labor S.A., Barcelona-España, 1.959.
- 7.- Ing. Alfred H. Lovell, GENERATING STATIOS, Economic elements of Electrical Design, McGraw Hill Book Company, Inc., Cuarta Edición, New York, 1.951.
- 8.- Ing. Vicente Jácome, POLIGRAFIADOS Y APUNTES DE CLASE SOBRE TRANSMISION ELECTRICA, Politécnica Nacional, Quite-Ecuador.
- 9.- Ing. Honorate Placencia, APUNTES DE CLASE SOBRE TRANSMISION Y DISTRIBUCION ELECTRICAS, Politécnica Nacional, Quite-Ecuador.
- 10.- Rural Electrificación Administration, TRANSMISSION LINE MANUAL, (Mechanical Design, Washington 25 D.C., E. E.U.U.

- 11.- Alcan, CATALOGO DE PRODUCTOS ELECTRICOS DE ALUMINIO, Producido per Aluminium Limitd Sales Inc., New York, E.E.U.U., 1.964.
- 12.- A.B. Chance Co., ELECTRICAL TRANSMISSION AND DISTRIBUTION EQUIPMENT FOR CONSTRUCTION, MAINTENANCE & -- OPERATION, Missouri, E.E.U.U.
- 13.- Line Material, LINE CONSTRUCTION MATERIALS, Milwaukee, Wisconsin, E.E.U.U.
- 14.- Reynolds Metals Company, ELECTRICAL CATALOG, New, E.E.U.U.

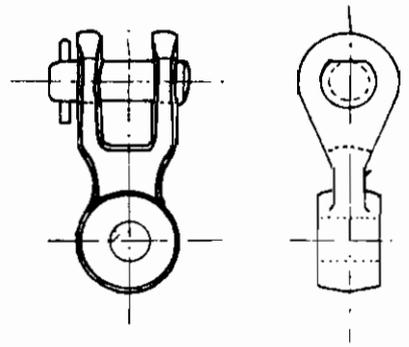
GRAFICO N°12



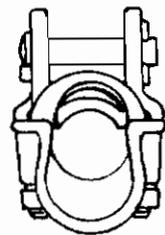
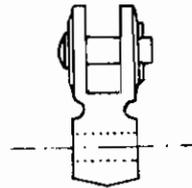
CADENA DE AISLADORES



GRAPA DE SUSPENSION



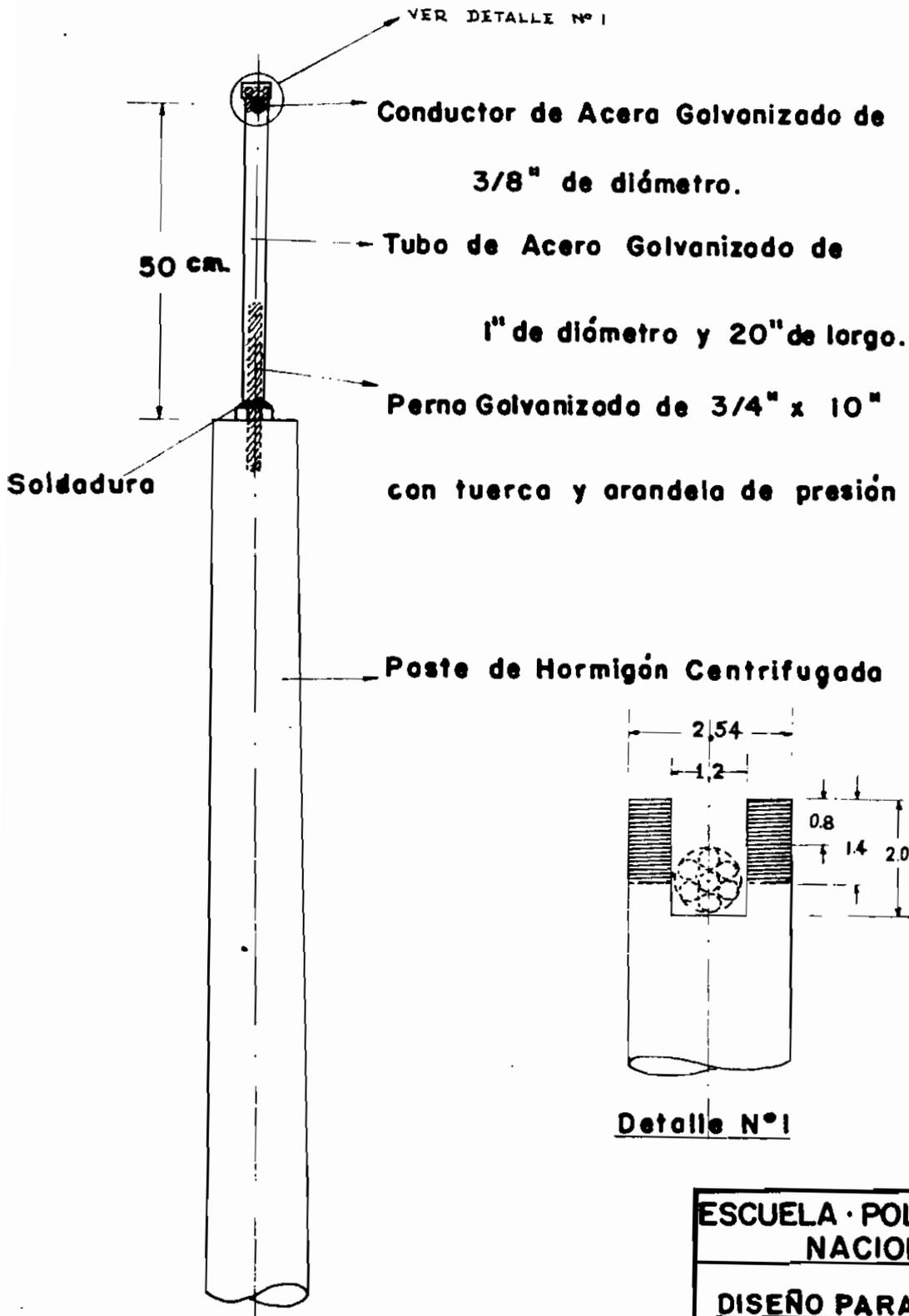
EXTENSION HORQUILLA-OJO



ESCUELA · POLITECNICA
NACIONAL
DETALLE DE LA CA-
DENA DE AISLADORES

QUITO - NOVIEMBRE 1964

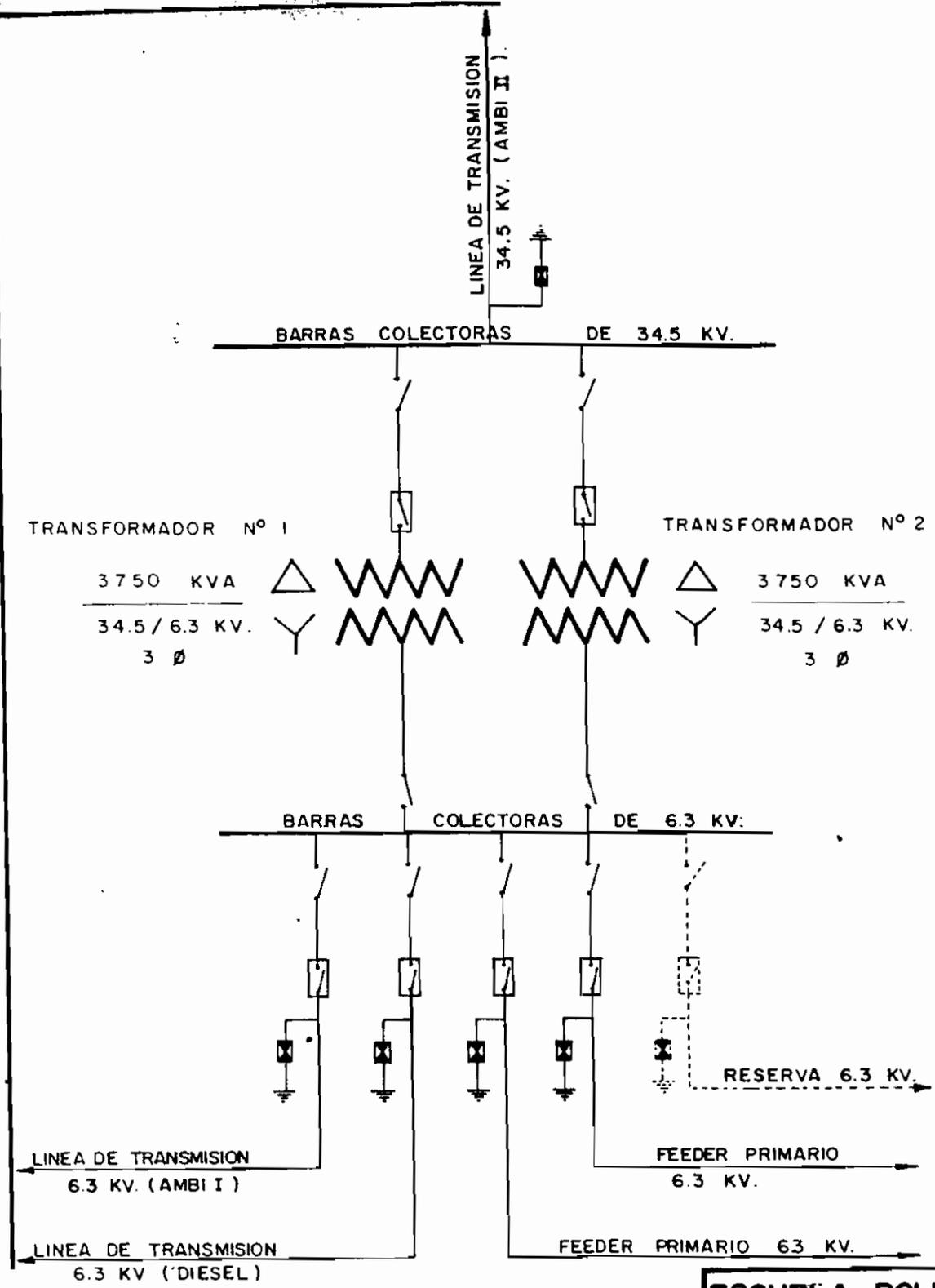
GRAFICO N° II



ESCUELA · POLITECNICA
NACIONAL

DISEÑO PARA MONTAJE
DEL CABLE DE GUARDIA
Diseño Especial N° 4

QUITO - NOVIEMBRE 1.964



-  INTERRUPTOR AUTOMATICO
-  CUCHILLAS SECCIONADORAS
-  PARARRAYOS

ESCUELA · POLITECNICA NACIONAL

**SUBESTACION DE REDUCCION
DIAGRAMA UNIFILAR**

QUITO, NOVIEMBRE 1.964