

T
621.3192
A553



T E S I S

PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE
INGENIERO EN ELECTRICIDAD PRESENTADA EN LA
"ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL"

T E M A

DISEÑO DE LA LINEA DE TRANSMISION DE ENER
GIA ELECTRICA DE QUEVEDO A PORTOVIEJO.

INGRESADO A INVENTARIO CON
ORD. No. 2225

WALKER P. ANDRADE P.

f

Guayaquil-Ecuador
Febrero 1.968.



BIBLIOTECA

INGRESADO A INVENTARIO CON
ORD. No. 2275

La responsabilidad de los hechos ideas y doctrinas expuestos en esta tesis corresponden exclusivamente al autor.

(Art. Sexto del Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la Escuela Superior Politécnica del Litoral).

Walker P. Andrade P.



BIBLIOTECA

DIRECTOR DE TESIS

Ing. GREGORIO WONG



BIBLIOTECA



BIBLIOTECA

A

MI MADRE Y HERMANDS



BIBLIOTECA

INDICE

| | |
|--|----|
| Introducción..... | I |
| Generalidades..... | II |
| Potencia a transmitirse .- Estudio realizado por INECEL.... | 1 |
| Características de la zona..... | 13 |
| Determinación de las características de construcción | 15 |
| Selección de materiales que se van a utilizar en la línea de transmisión..... | 17 |
| Cálculo de flechas para el vano tipo de cada alternativa...32 | |
| Espaciamientos y distancias..... | 47 |
| Efecto Corona..... | 54 |
| Cálculo de los parámetros..... | 65 |
| Características eléctricas de la línea de transmisión..... | 72 |
| Diagrama del Círculo..... | 75 |
| Nivel de aislamiento eléctrico contra descargas atmosféricas..... | 79 |
| Resistencia de puesta a tierra | 83 |
| Corriente de descarga permitida en la estructura y en el medio del vano..... | 86 |
| Presupuesto de la línea de transmisión para cada alternativa..... | 87 |
| Conclusiones..... | 90 |
| Bibliografía..... | 91 |
| Agradecimiento..... | 93 |

INTRODUCCION.-

En Mayo de 1.961 se publicó la Ley Básica de Electrificación, en el boletín Nº 227 del registro oficial de la República del Ecuador; en esta ley se declara obra de carácter nacional y de responsabilidad del gobierno la planificación, ejecución y control de la electrificación del País.

La ley asigna específicamente al Ministerio de Fomento la obligación de fomentar la electrificación del País, reglamentar el uso y el aprovechamiento de los recursos energéticos, inventariar los recursos hidráulicos para fines de regadío y producción de energía; coordinar los esfuerzos públicos y privados de electrificación, para obtener los mejores rendimientos económicos; y promover la constitución de empresas públicas, privadas y mixtas con fines de electrificación.

A la vez, para que el Ministerio de Fomento dé cumplimiento a estas disposiciones se crearon por la misma ley, la Dirección General de Recursos Hidráulicos y Electrificación, y el Instituto Ecuatoriano de Electrificación.

La ley mencionada tiene por objeto encausar de manera definitiva el uso de la electricidad y llenar una necesidad imperiosa, ya que el Ecuador ha llegado a un grado tal de desarrollo, que los sistemas y criterios que se han empleado para planear y realizar las obras de electrificación no son ya adecuados para enfrentar los problemas actuales y las necesidades futuras. El servicio eléctrico generalmente ha sido responsabilidad de los Municipios, entidades de muy limitados recursos económicos, que con grandes sacrificios solo han podido establecer sistemas eléctricos locales, totalmente antieconómicos e insuficientes, en la mayor parte de los casos, para afrontar y promover el progreso industrial y económico del País.

El Instituto Ecuatoriano de Electrificación, en unión con la Dirección General de Recursos Hidráulicos y Electrificación, acogieron desde el primer momento con gran empeño la tarea encomendada y están progresando enormemente, es así que ya tienen un plan trazado de las principales fuentes disponibles de potencial energéticas que existen en el País, de lo cual se observa que el litoral ecuatoriano no dispone de las ventajas de la naturaleza para producir energía hidroeléctrica, y se encuentra en la necesidad para que el progreso de la nación no se detenga, y avance por lo menos al ritmo de los países vecinos, transportar la energía eléctrica desde los desniveles que tienen los ríos al descender por la cordillera, por medio de líneas de transmisión, el diagrama eléctrico unifilar Nacional comprende en sí el plan íntegro de INECEL (ver diagrama fin de la obra).

GENERALIDADES.-

La energía que recibirá la Provincia de Manabí se generará en los desniveles que presenta el río Toachi y su principal afluente el Pilatón, los que dan origen al Proyecto Toachi, el que consiste en colocar en serie centrales en cascada, las que tendrán una potencia aproximada de 190 megavatios.

Este Proyecto está localizado a 50 Kilómetros en línea recta al oeste de Quito, ciudad que conjuntamente con la Provincia de Manabí, constituyen su área de influencia.

El Proyecto Toachi consta de dos etapas, en la primera etapa que debe estar terminada en 1.975, se instalarán 90 megavatios, cuyo reservorio de regulación tendrá una capacidad de 320.000 metros cúbicos, un caudal regulado de 30 mt. cúb. por segundo, y un salto de 350 metros, todo esto se conseguirá desviando las aguas del Toachi hacia la cuenca del río Alluriquín, por medio de un túnel de siete Kilómetros de largo.

El voltaje de la línea de transmisión Quevedo-Portoviejo, seleccionado para este estudio por INECEL en general es de 138.000 voltios, trifásico de sesenta ciclos por segundo.

La tensión de llegada en Portoviejo antes de la subestación se ha fijado en 132.000 voltios medidos de línea a línea y de 76.212 voltios entre línea y neutro.

Para conseguir los voltajes mencionados, el secundario de los transformadores en la subestación de Quevedo, deberán estar conectados en Y con neutro a tierra, preferiblemente a través de reactor para disminuir la severidad de fallas no simétricas con tierra.

Una de las formas de controlar los voltajes entre terminales de líneas de transmisión, depende de los porcentajes de bobinas (taps) que tienen los transformadores, se asume por lo tanto que estos en cada subestación serán del rango usual $\pm 10\%$.

La ruta a seguir por la línea de transmisión será cerca a la carretera Quevedo - Portoviejo con finalidad de un fácil transporte de los materiales y una fácil inspección en el mantenimiento, considerando que la carretera no tiene grandes desviaciones trazando una línea recta entre las dos ciudades; la longitud entre el centro de las dos ciudades en línea recta es de 67,2 millas y la considerada por INECEL de 77,7 millas, longitud con la que se realiza el siguiente estudio.

POTENCIA A TRANSMITIRSE.- ESTUDIO REALIZADO POR INECEL
PARA LA PROYECCION DE LA DEMANDA.-

INECEL ha realizado un estudio de la proyección de la demanda en todo Manabí.

En el año de 1.975 Portoviejo se convertirá en el centro de distribución de energía para todos los cantones y principales parroquias de la provincia, por medio de líneas de transmisión y estaciones de transformación.

Ultimamente INECEL terminó de construir la línea de transmisión entre Manta y Portoviejo la que tiene una longitud de 34 kilómetros a 69.000 voltios, la cual actualmente se encuentra en servicio, y su finalidad es transmitir energía eléctrica desde el buque-planta que se encuentra anclado a orillas del rompe olas, a la ciudad de Portoviejo.

En el año de 1.969 comenzará la construcción de la línea de transmisión Portoviejo-Santa Ana-Sucre-Jipijapa, la que tendrá una extensión de 28 millas a 34.500 voltios. Posteriormente se construirán las líneas de transmisión Portoviejo-Rocafuerte-Tosagua-Chone-Bahía de Caráquez, de un total de 58,5 millas, también a 34.500 voltios. Líneas de transmisión a 13.800 voltios se construirán entre:

| | |
|----------------------------|--------------|
| Manta-Montecristi-Jaramijó | 14,90 millas |
| Rocafuerte-Charapotó | 14 millas |
| Portoviejo-Alajuela | 14,30 millas |

| | |
|----------------------------|--------------|
| Santa Ana-Ayacucho-Vásquez | 14,00 millas |
| Tosagua- San Antonio | 12,40 millas |
| Jipijapa-América-Paján | 22,40 millas |
| Yulcuy-América-Noboa | 23,60 millas |

Para principios de 1.968, de acuerdo al proyecto Manabí, en Manta se comenzará la instalación de la primera planta de vapor en la provincia de 6.000 kilovatios y otra de igual capacidad se instalará en el año de 1.970². En total la ciudad de Manta contará con 17.000 kilovatios, los cuales según la proyección de la demanda, prestarán servicio continuo hasta el año de 1.975; año en el que, según lo explicado anteriormente, la provincia de Manabí recibirá energía desde Toachi, a 50 kilómetros de Quito, donde hay una disponibilidad total de 190.000 kilovatios.

En el momento de entrar en servicio la línea de transmisión Quevedo-Portoviejo, los 17.000 kilovatios instalados en Manta quedarán para casos de emergencia, y comenzarán a entrar en servicio nuevamente en forma regular para suplir la demanda máxima en el año de 1.976 hasta 1.990.

La energía que se necesitará para 1.990 en Manabí es de 56.320 kilovatios, pero como existirán los 17.000 kilovatios instalados del buque-planta y de las planta a vapor, la energía que debe suplir la línea de transmisión en ese año será de:

$$56.320 - 17.000 = 39.320 \text{ kilovatios,}$$

más las pérdidas que sufrirá a través de líneas de transmisión -

dentro de la provincia y en las diferentes subestaciones, los que se han asumido en un 5%.

$$39.320 + 0,05 \times 39.320 = 41286 \text{ kilovatios.}$$

Las pérdidas en la subestación N^o 1 (138/69 KV.) en Portoviejo, asumiendo que se usarán dos transformadores de 25.000 KVA.cada uno del tipo OA/FA/FOA. , los que tienen generalmente la siguiente proporción de pérdidas⁴:

$$\frac{\text{Pérdidas del cobre}}{\text{Pérdidas del núcleo}} = \frac{\text{Cu}}{\text{Fe}} = 2$$

Y de acuerdo con las siguientes fórmulas :

$$\text{Fe} = \frac{\text{KVA}}{100} \sqrt{\frac{\text{P}}{\text{R}}}, \text{ kilovatios}$$

$$\text{Cu} = \frac{\text{KVA}}{100} \sqrt{\text{PR}}, \text{ Kilovatios}$$

de donde

P = producto de los valores en porciento de las pérdidas con carga y sin carga(de las curvas⁴)

$$\text{R} = \frac{\text{Cu}}{\text{Fe}}$$

Las pérdidas en el núcleo serán :

$$\frac{25.000}{100} \sqrt{\frac{0,10}{2}} = 56 \text{ kilovatios}$$

Y en el cobre a plena carga:

$$\text{Cu} = \text{R} \times 56 = 112 \text{ kilovatios}$$

Las pérdidas del núcleo o del hierro son constantes, es así que serán las mismas en el año que comience a trabajar la subestación hasta cuando trabaje a máxima carga e inclusive no variarán aunque la subestación trabaje con sobrecarga.

En el cobre no sucede lo mismo que en el núcleo, pero para estas pérdidas se ha hecho la siguiente consideración:

Las pérdidas del cobre variarán proporcionalmente a la carga que suministra el transformador, se ha considerado que cada transformador trabajará a plena carga.

Total de pérdidas en la subestación :

$$2 (56 + 112) = 336 \text{ kilovatios.}$$

El total de energía que tiene que suplir la línea de transmisión en el año de 1.990 es de:

$$41.286 + 336 = 41.622 \text{ kilovatios.}$$

El factor de potencia según datos obtenidos en Manta y Portoviejo es de un 80% , siendo más elevado en los otros lugares de la provincia, debido a que la mayor parte de la carga es resistiva.

En la actualidad INECEL, no cuenta con tarifas que especifiquen el mínimo factor de potencia, por consiguiente sugiero, que para facturar planillas ⁽⁵⁾ de acuerdo a especificaciones de nuevos contratos con las industrias, determine los kilovatios de demanda de la siguiente manera:

$$Kw_c = Kw_a \frac{F.P._b}{F.P._a}$$

de donde:

Kw_c = Kilovatios de demanda según contrato.

Kw_a = Kilovatios de demanda actual

FP_b = Factor de potencia base.

FP_a = Factor de potencia actual.

El factor de potencia base es de 0,85 en la mayoría de las industrias eléctricas norteamericanas y de 0,80 en algunas industrias de energía eléctrica europeas.

Transmitir energía eléctrica a un bajo factor de potencia no es ventajoso⁵, ya que las pérdidas aumentan considerablemente y se obtiene una mala regulación, asumo por lo tanto que para 1.985, aproximadamente, INECEL se verá en obligación de mejorar el factor de potencia y para el efecto de selección de conductores de fase en este estudio, he asumido que para ese año el factor de potencia será de 0,90.

REGIÓN DE LA DEMANDA EN MANIA

índice
de
creci-
miento

1.973

59,801

4,9

10 No de Hab.

42,765

20 Hab./Abon. Hom.

13

30 No de Abon.

3,226

301 Homog.

12,6

302 Indust.

37

303 Totales

3,263

40 Consumo/Abon. Hom. (KWH)

880

5,0

50 Consumo Homog. (MWH)

2,840

18,2

60 Consumo Alumb. Pub. (MWH)

330

12,8

70 Consumo Indust. (MWH)

1,716

15,2

70.1 Existente

2,480

15,2

70.2 Nuevas Industrias

2,480

16,2

70.3 Subtotal

1,716

20,1

80 Total Energía Vendida (MWH)

4,887

18,6

90 Pérdidas de Energía (%)

27,7

16,9

100 Energía Generada

6,764

21,450

110 Factor de Carga (%)

50,1

51,00

120 Demanda Max. (KW)

1,540

16,6

130 Vatios/Hab.

1,950

11,2

(1) INEPACA.

Indice de crecimiento

PROYECCION DE LA DEMANDA DE PORTOVIEJO

| | 1.966 | 1.967 | 1.968 | 1.969 | 1.970 | 1.971 | 1.972 | 1.973 | 1.974 | Indice de crecimiento |
|-----------------------------|----------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-----------------------|
| 1º Nº de Hab. | 42.198 | 44.595 | 47.128 | 49.805 | 52.626 | 55.499 | 58.529 | 61.725 | 65.095 | 5,5 |
| 2º Hab./Abon. Homog. | 12,5 | 11,5 | 10,5 | 10 | 9,5 | 9,0 | 8,5 | 8,0 | 7,5 | |
| 3º Nº de Abon. Homog. | 3.464 ⁽¹⁾ | 3.880 | 4.490 | 4.980 | 5.520 | 6.160 | 6.890 | 7.700 | 8.680 | 12,3 |
| 4º Consumo Abon./Hom. (KWH) | 462 | 485 | 509 | 586 | 605 | 641 | 679 | 720 | 763 | 6,4 |
| 5º Consumo Homob. (MWH) | 1.603 | 1.883 | 2.285 | 2.918 | 3.340 | 3.948 | 4.678 | 5.544 | 6.623 | 19,4 |
| 6º Consumo Alumb. Pub. | 367 | 546 | 613 | 747 | 789 | 832 | 878 | 926 | 976 | 12,1 |
| 7º Consumo Indust. | | | | | | | | | | |
| 7.1 Existente | | | | | | | | | | |
| 7.2 Nuevas Indust. | | | | | | | | | | |
| 7.3 Subtotal | | | 100 | 112 | 175 | 196 | 219 | 245 | 274 | 17,4 |
| 8º Agua Potable | 135 ⁽²⁾ | | | | | | | | | |
| 9º Energía vendida | 2.106 | 2.430 | 3.000 | 3.770 | 4.310 | 4.980 | 5.780 | 6.720 | 7.879 | 18,4 |
| 10º Energía perdida | 50,7 | 48 | 45 | 35 | 32 | 30 | 28 | 26 | 25 | |
| 11º Energía Generada | 4.278 | 4.660 | 5.450 | 5.800 | 6.340 | 7.110 | 8.030 | 9.080 | 10.490 | 12,7 |
| 12º Factor de carga | 41 | 41 | 42 | 42,5 | 43 | 43,5 | 44 | 44,5 | 45 | |
| 13º Demanda Max. (KW) | 1.190 | 1.300 | 1.480 | 1.560 | 1.680 | 1.870 | 2.080 | 2.330 | 2.660 | 11,2 |
| 14º Vatios/Hab. | 28,2 | 29,1 | 31,4 | 31,5 | 31,9 | 33,7 | 35,5 | 37,7 | 40,8 | |

(1) Promedio del año.

(2) En julio de 1.966 se instaló un grupo propio de generación en la Empresa de Agua Potable.

PROYECCION DE LA DEMANDA DE

MONTECRISTI Y JARAMIJO

| | 1.966 | 1.967 | 1.968 | 1.969 | 1.970 | 1.971 | 1.972 | 1.973 | 1.974 | Indice de crecimiento |
|----------------------------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|-----------------------|
| 1º Nº de Hab. | | | | | | | | | | |
| 1.a Montecristi | 5.885 | 6.222 | 6.578 | 6.974 | 7.352 | 7.756 | 8.182 | 8.631 | 9.105 | |
| 1.b Jaramijó | 2.763 | 2.799 | 2.836 | 2.873 | 2.911 | 2.949 | 2.988 | 3.027 | 3.067 | |
| Total | 8.648 | 9.021 | 9.414 | 9.847 | 10.263 | 10.705 | 11.170 | 11.658 | 12.172 | 4,4 |
| 2º Hab./Abon. Homog. | 14 | 13,5 | 12,5 | 11,5 | 11 | 10,5 | 10 | 9 | 8 | |
| 3 Nº Abon. Homog. | 618 | 668 | 753 | 856 | 933 | 1.020 | 1.117 | 1.295 | 1.522 | 11,8 |
| 4 Consumo/Abon. Hom. (KWH) | 400 | 416 | 433 | 450 | 468 | 487 | 506 | 526 | 547 | 4,0 |
| 5º Consumo Hom | 247 | 278 | 366 | 385 | 437 | 497 | 565 | 681 | 833 | 16,3 |
| 6º Consumo Alumb.Pub. | 112 | 119 | 126 | 134 | 142 | 150 | 159 | 169 | 179 | 6,0 |
| 7º Energía Vendida (MWH) | 359 | 397 | 452 | 519 | 579 | 647 | 724 | 850 | 1.012 | 13,8 |
| 8º Pérdidas (%) | 30 | 29 | 28 | 27 | 26 | 25 | 24 | 23 | 22 | |
| 9º Energía Generada (MWH) | 513 | 559 | 628 | 711 | 782 | 863 | 953 | 1.104 | 1.297 | 12,5 |
| 10º Factor de Carga (%) | 30 | 30,5 | 31 | 31,5 | 32 | 32,5 | 33 | 33,5 | 34 | |
| 11º Demanda Max. | 195 | 210 | 230 | 258 | 280 | 303 | 330 | 376 | 437 | 11,0 |
| 12º Vatios/ Hab. | 22,5 | 23,2 | 24,5 | 26,2 | 27,2 | 28,3 | 29,5 | 32,3 | 36 | |

PROYECCION DE DEMANDA DE DIAS
AREAS DEL SISITEMA MANABI

Indice
de
creci-
miento

| | 1.966 | 1.967 | 1.968 | 1.969 | 1.970 | 1.971 | 1.972 | 1.973 | 1.974 | |
|------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|
| 19 N° de Hab. | | | | | | | | | | |
| 20 Santa Ana | 3.934 | 3.934 | 3.934 | 3.934 | 3.934 | 3.934 | 3.934 | 3.934 | 3.934 | 3.934 |
| 30 Sucre | 3.284 | 3.452 | 3.628 | 3.813 | 4.008 | 4.207 | 4.416 | 4.635 | 4.865 | |
| 40 Jipijapa | 16.804 | 17.604 | 18.442 | 19.320 | 20.237 | 21.172 | 22.150 | 23.173 | 24.244 | |
| 50 América | 1.087 | 1.147 | 1.210 | 1.276 | 1.346 | 1.420 | 1.498 | 1.580 | 1.667 | |
| 60 Paján | 2.130 | 2.184 | 2.239 | 2.296 | 2.355 | 2.414 | 2.474 | 2.536 | 2.599 | |
| 70 Picoaza | 3.420 | 3.511 | 3.605 | 3.701 | 3.800 | 3.901 | 4.005 | 4.112 | 4.222 | |
| 80 Rocafuerte | 4.766 | 4.865 | 4.966 | 5.069 | 5.174 | 5.278 | 5.384 | 5.492 | 5.602 | |
| 90 Cherapotó | 1.846 | 1.926 | 2.010 | 2.097 | 2.188 | 2.283 | 2.382 | 2.486 | 2.594 | |
| 100 Rio Chico | 1.144 | 1.159 | 1.174 | 1.189 | 1.204 | 1.220 | 1.236 | 1.252 | 1.268 | |
| 110 Calderón | 1.592 | 1.613 | 1.634 | 1.655 | 1.676 | 1.698 | 1.720 | 1.742 | 1.764 | |
| 120 Alhajuela | 1.095 | 1.109 | 1.123 | 1.137 | 1.152 | 1.167 | 1.182 | 1.197 | 1.212 | |
| 130 Tosagua | 2.110 | 2.134 | 2.159 | 2.184 | 2.209 | 2.234 | 2.260 | 2.286 | 2.312 | |
| 140 Junín | 1.922 | 1.922 | 1.922 | 1.922 | 1.922 | 1.922 | 1.922 | 1.922 | 1.922 | |
| 150 Calceta | 5.710 | 5.841 | 5.975 | 6.112 | 6.254 | 6.382 | 6.512 | 6.645 | 6.781 | |
| 160 Chone | 15.867 | 16.530 | 17.221 | 17.941 | 18.692 | 19.455 | 20.249 | 21.075 | 21.935 | |
| 170 Total | 66.711 | 68.931 | 71.242 | 73.646 | 76.151 | 78.687 | 81.324 | 84.077 | 86.921 | 3,4 |
| 180 Hab./Abon. Hom. | 13 | 12,5 | 12 | 11,5 | 11 | 10,5 | 10 | 9 | 8 | |
| 190 N° Abon. Hom. | 5.131 | 5.514 | 5.937 | 6.404 | 6.823 | 7.494 | 8.137 | 9.342 | 10.865 | 10,7 |
| 200 Consumo/Abon. Hom. (MWH) | 450 | 468 | 487 | 506 | 526 | 547 | 569 | 592 | 616 | 4,4 |
| 210 Consumo Homog. | 2.308 | 2.580 | 2.891 | 3.240 | 3.641 | 4.099 | 4.630 | 5.530 | 6.693 | 15,2 |
| 220 Consumo Alumb. Pub. | 667 | 740 | 821 | 911 | 1.011 | 1.071 | 1.134 | 1.201 | 1.272 | 7,2 |
| 230 Energía vendida (MWH) | 2.975 | 3.320 | 3.712 | 4.151 | 4.652 | 5.170 | 5.764 | 6.731 | 7.965 | 13,4 |
| 240 Pérdidas % | 30 | 29,5 | 29 | 28 | 27 | 26 | 25 | 25 | 25 | |
| 250 Energía Generada (MWH) | 4.250 | 4.709 | 5.228 | 5.765 | 6.273 | 6.986 | 7.685 | 8.900 | 10.600 | 12,9 |
| 260 Factor de carga (%) | 30 | 30,5 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | |
| 270 Demanda Max. | 1.620 | 1.760 | 1.920 | 2.060 | 2.200 | 2.350 | 2.510 | 2.810 | 3.260 | 10,0 |
| 280 Vatios/Hab. | 24,2 | 25,6 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 33,4 | 37,5 | |

PROYECCION DE LA DEMANDA RESULTANTE

PARA LA PROVINCIA DE MANABI

| | 1.975 | 1.976 | 1.977 | 1.978 | 1.979 | 1.980 | 1.981 | 1.982 |
|-------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 10 Hab. | | | | | | | | |
| 1.1. Manta | 65.715 | 68.940 | 71.560 | 75.320 | 78.180 | 81.150 | 84.230 | 87.430 |
| 1.2. Portoviejo | 68.640 | 72.415 | 75.890 | 79.530 | 83.350 | 87.350 | 91.540 | 95.930 |
| 1.3. Areas Restantes | 102.595 | 106.215 | 109.930 | 113.780 | 117.760 | 121.880 | 126.140 | 130.550 |
| 1.4. Nuevas Poblaciones | | | 34.990 | 36.010 | 37.060 | 38.140 | 39.250 | 40.390 |
| 1.5. Total | 236.950 | 247.570 | 292.370 | 304.640 | 316.350 | 328.520 | 341.160 | 354.300 |
| 20 Abon. Homog. | 33.700 | 37.710 | 44.980 | 46.870 | 49.430 | 51.330 | 53.310 | 56.240 |
| 30 Hab./Abon. Homog. | 7,0 | 6,5 | 6,5 | 6,5 | 6,4 | 6,4 | 6,4 | 6,3 |
| 40 Consumo/Abon. Homog. (KWH) | 887 | 934 | 970 | 1.010 | 1.050 | 1.090 | 1.130 | 1.170 |
| 50 Consumo (MWH) | | | | | | | | |
| 5.1 Homog. | 29.910 | 35.240 | 43.630 | 47.340 | 51.900 | 55.950 | 60.260 | 65.600 |
| 5.2 Alumb. Pub. | 3.550 | 3.900 | 4.060 | 4.220 | 4.390 | 4.560 | 4.740 | 4.930 |
| 5.3 Industrial | 9.240 | 11.200 | 12.540 | 14.040 | 15.720 | 17.610 | 19.720 | 22.300 |
| 5.4 Total (MWH) | 42.700 | 50.340 | 60.230 | 65.600 | 72.010 | 78.120 | 84.720 | 92.830 |
| 60 Pérdidas de Energía | | | | | | | | |
| 6.1 MWH. | 11.770 | 12.140 | 15.060 | 16.400 | 18.000 | 19.530 | 21.170 | 23.200 |
| 6.2 % | 21.6 | 19,4 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 |
| 70 Energía Generada (MWH) | 54.470 | 62.480 | 75.290 | 82.000 | 90.010 | 97.650 | 105.870 | 116.020 |
| 80 Factor de Carga | 45,8 | 46,4 | 46,4 | 46,6 | 46,6 | 46,8 | 46,8 | 47,0 |
| 90 Demanda Max. (KW) | 13.570 | 15.360 | 18.520 | 20.090 | 22.050 | 23.920 | 25.820 | 26.180 |
| 100 Vatios/Hab. | 57,3 | 62,0 | 63,3 | 65,9 | 69,7 | 72,5 | 75,7 | 79,5 |
| 110 KW/Hab. | 180 | 203 | 206 | 215 | 228 | 238 | 248 | 262 |

Nota.- (1) Montecristi, Jaramijó, Santa Ana, Sucre, Jipijapa, América, Paján, Pícoazá, Rocafuerte, Charapotó, Río Chico, Calderón, Alhajúela, Tosagua, Junín, Calceta, Chone.

(continua)

| | 1.983 | 1.984 | 1.985 | 1.986 | 1.987 | 1.988 | 1.989 | 1.990 | Indice de crecimiento 1.977-1.990 (%) |
|------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------------------------------------|
| 1.1. | 90.250 | 94.200 | 97.780 | 101.490 | 105.350 | 109.350 | 113.500 | 117.810 | 3,8 (3) |
| 1.2. | 100.530 | 105.350 | 110.410 | 115.710 | 121.260 | 127.080 | 133.180 | 138.570 | 4,8 (3) |
| 1.3. | 135.120 | 139.850 | 144.710 | 149.800 | 155.040 | 160.470 | 146.090 | 171.900 | 3,5 |
| 1.4. | 41.570 | 42.770 | 44.020 | 45.300 | 46.620 | 47.970 | 69.370 | 50.810 | 2,91 |
| 1.5. | 367.970 | 382.170 | 396.950 | 412.300 | 428.270 | 444.870 | 462.140 | 480.090 | 3,86 |
| 29 | 58.410 | 60.660 | 64.020 | 66.500 | 69.070 | 72.930 | 75.760 | 80.020 | 4,55 |
| 39 | 6,3 | 6,3 | 6,2 | 6,2 | 6,2 | 6,1 | 6,1 | 6,0 | |
| 49 | 1.220 | 1.270 | 1.320 | 1.370 | 1.420 | 1.480 | 1.540 | 1.600 | 4,0 |
| 59 | | | | | | | | | |
| 5.1. | 71.260 | 77.040 | 84.510 | 91.100 | 98.080 | 107.940 | 116.670 | 128.030 | 8,7 |
| 5.2. | 5.130 | 5.330 | 5.540 | 5.760 | 5.990 | 6.230 | 6.480 | 6.740 | 4,0 |
| 5.3. | 24.740 | 27.710 | 31.040 | 34.760 | 38.930 | 43.600 | 48.830 | 54.690 | 12,0 |
| 5.4. | 101.130 | 110.080 | 121.090 | 131.620 | 143.000 | 157.770 | 171.980 | 189.460 | 9,2 |
| 69 | | | | | | | | | |
| 6.1. | 25.280 | 27.520 | 30.270 | 32.900 | 35.750 | 39.440 | 42.990 | 47.360 | |
| 6.2. | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | |
| 79 | 126.410 | 137.600 | 151.360 | 164.520 | 178.750 | 197.210 | 214.970 | 236.820 | 9,2 |
| 89 | 47,6 | 47,2 | 47,2 | 47,4 | 47,4 | 47,6 | 47,8 | 48,0 | |
| 99 | 30.700 | 33.280 | 36.610 | 39.620 | 43.050 | 47.290 | 51.340 | 56.320 | 8,9 |
| 109 | 83,4 | 87,0 | 92,2 | 96,0 | 100,5 | 106,3 | 111,1 | 117,3 | 4,85 |
| 119 | 275 | 288 | 305 | 319 | 334 | 355 | 372 | 395 | 6,75 |

Nota.- (2) Bahía de Caráquez, San Vicente, Canuto, Pedro P. Gómez, Puerto López, Pueblo Nuevo, Noboa, Machalilla, Puerto de Callo, Bellavista.

(3) Índice de crecimiento de la Población Total del Ecuador, Junta de Planificación.

CARACTERISTICAS DE LA ZONA Y DEL TERRENOTEMPERATURAS.-

De acuerdo a los anuarios meteorológicos se ha llegado a establecer las temperaturas que se necesitan para nuestro estudio, - las que se han clasificado de la siguiente manera:

Mínima = 50 grados F.

Promedio = 80 grados F.

Máxima = 103,6 grados F.

VIENTOS.-

Es de mencionar que las estaciones meteorológicas de segundo y tercer orden en diferentes partes del país, no cuentan con equipos necesarios para determinar durante las veinticuatro horas del día las velocidades del viento; las mediciones de las 7 de la mañana, 1 de la tarde y 7 de la noche no indican las máximas velocidades del viento.

En este estudio con finalidad de protección se ha asumido - una velocidad máxima de cincuenta millas por hora.

PRESION BAROMETRICA.-

Otro factor que interviene en todo diseño de línea de transmisión es la presión barométrica, la cual para nuestro estudio no va ría mucho de la normal al nivel del mar, debido a la poca altura que se encuentra la trayectoria o ruta por donde va a seguir la línea de transmisión, tomándose como promedio la de 29,50 pulgadas de mercurio.

NIVEL ISOKERAUNICO.-

El número de días tormentosos en la región es variable, habiendo encontrado el mayor número de ellos de acuerdo a los anuarios meteorológicos, en Portoviejo un total de 29, en el año de 1.965, preguntas en el terreno a nativos de la región, han hecho que asuma un total de 40 días con tormentas en el año para nuestro estudio.

ZONAS.-

De acuerdo a un informe del Departamento de Minas y Petróleo de la Escuela Superior Politécnica, se ha dividido la trayectoria de la línea de transmisión en cinco zonas, una de las cuales se subdivide. La longitud de las zonas en millas es:

Zona A = 2,59 millas.

Zona B = 9,47 millas.

Zona C = 4,31 millas.

Zona Da=20,31 millas.

Zona Db=20,3 millas.

Zona E =20.72 millas.

DETERMINACION DE LAS CARACTERISTICAS DE CONSTRUCCION

DISTANCIA DE LOS CONDUCTORES AL SUELO.-

En otros países estas distancias principalmente están basadas en prescripciones obtenidas de la experiencia y no en determinaciones teóricas.

En nuestro país no existe normas oficiales para estas distancias, las normas de diferentes países tienen ligeras variaciones, pero en total incrementan conforme aumenta el voltaje, como la ruta a seguir por la línea de transmisión, casi en su totalidad pasa por campos cultivables y potreros, se ha asumido una distancia mínima al suelo de veinticinco pies en el punto más bajo del conductor, la distancia al suelo aumentará en lugares que atraviezan carretera y cerca de poblaciones.

TENSION MECANICA EN LOS CONDUCTORES.-

Cumpliendo con las siguientes reglas de tensión, de las cuales resultan las correspondientes flechas, los fabricantes de conductores aseguran que estos tendrán un perfecto estado durante cincuenta años.

- 1º.- La máxima tensión con carga no deberá exceder el 50% de la resistencia a la rotura reglamentaria (R.R.R.) del conductor.
- 2º.- La máxima tensión inicial sin carga a 50º F. no deberá ser mayor del 33,33% de la R.R.R. del conductor.

30.- La máxima tensión final sin carga no deberá ser mayor del 25% de la R.R.R. del conductor.

40.- La máxima tensión final sin carga a la temperatura promedio diaria (80°F.) no deberá ser más del 20% de la R.R.R. del conductor.

Los límites de R.R.R. del conductor del 33,33% y del 20% son porcentajes que son aplicados cuando se usan varillas de armar en todos los puntos donde se suspende el conductor, y donde se espera que haya fuerte vibración debido al viento se usarán - amortiguadores contra vibración.

NUMERO DE INTERRUPCIONES POR CAUSAS ATMOSFERICAS.-

Debido a que la línea de transmisión en estudio será la única fuente durante los años de 1.976 a 1.990 que suplirá energía eléctrica a la Provincia de Manabí y considerando la gran importancia de ofrecer a las Instituciones e industrias un buen servicio, he asumido que no debe de existir más de una interrupción promedio al año debido a causas atmosféricas.

SELECCION DE MATERIALES QUE SE VAN A UTILIZAR EN
LA LINEA DE TRANSMISION

CONDUCTORES.-

Los metales que se utilizan en los conductores de las líneas de transporte de energía eléctrica, deben ser en general de resistencia eléctrica pequeña, a fin de reducir las pérdidas de energía en todo lo que sea posible.

En cambio su resistencia mecánica conviene sea grande, puesto que los esfuerzos de esta naturaleza que han de soportar, son siempre elevadas y para que no sufran fatiga a través del tiempo.

Los dos factores mencionados deben equilibrarse, de tal manera que el transporte de energía resulte posible dentro del aspecto económico.

Los metales empleados en líneas de transmisión hasta la actualidad son:

Cobre

Multimetal (cobre-acero)

Aluminio

Aluminio-Acero (ACSR)

Aldrey, Almelec (aleaciones ligeras de aluminio)

Hierro (acero)

Revisando las propiedades de los metales y aleaciones mencionados, las resistividades y peso específico del aluminio y del cobre son:

| | | |
|-------------------------------|--------|--------------------|
| Resistividad del cobre a 20°C | = 1,76 | microohmios-cm |
| Resistividad del aluminio | = 2,82 | " |
| Peso específico del aluminio | = 2,70 | gr/cm ³ |
| Peso específico del cobre | = 8,95 | gr/cm ³ |

De las que se puede establecer la siguiente relación.

$$\frac{\text{Peso específico del Al.}}{\text{Peso específico del Cu.}} \times \frac{\text{Resistividad del Al.}}{\text{Resistividad del Cu.}} = \frac{2,70 \times 2,82}{8,95 \times 1,76} = 0,48$$

Es decir que se necesita 48% de aluminio con respecto al peso del cobre para que estas dos cantidades tengan una equivalencia eléctrica aproximada, por otra parte, conocido es que el precio del aluminio actualmente en el mercado mundial es más barato que el cobre, por consiguiente se obtendrá economía al emplear aluminio en vez de cobre, hasta que el precio por unidad de peso no sea superior a $1/0,48 = 2,08$ veces el precio del cobre, precio difícil de ser superado debido a que el aluminio es el segundo metal después del silicio que se encuentra en el planeta¹². Por consiguiente bajo condiciones normales actualmente el aluminio no llega a superar el precio del cobre.

Pero la dilatación del aluminio ($12,78 \times 10^{-6}$ por °F.) es superior a la del cobre ($9,4 \times 10^{-6}$ por °F.), y el cable que se ha de seleccionar debe tener una dilatación inferior a la del cobre para que no resulten flechas excesivas y no obligue a elevar los so-

portes donde se encontrará suspendido el conductor. De los tipos de conductores mencionados, el que reúne características satisfactorias, es el aluminio-acero, más conocido como ACSR (del inglés Aluminium Cable Steel Reinforced).

Es decir que empleando un ACSR que tenga menor dilatación que el cobre se logrará un ahorro dentro del punto de vista eléctrico y dentro del punto de vista mecánico ya que al seleccionar el ACSR con menor dilatación que el cobre se logrará tener menos flechas y las estructuras adquirirán longitudes moderadas - en vanos de gran longitud.

Otro tipo de conductor de los mencionados, es el conocido como Aldrey en Suiza, Almelec en Francia y en los Estados Unidos con el nombre de aleaciones de aluminio, las aleaciones de este tipo de cable son generalmente porcentajes pequeños de Magnesio, Hierro, Silicio, Cobre, Manganeso, cromo y Zinc, elementos - que le dan al aluminio puro mayor resistencia mecánica y dureza. Se puede emplear para obtener menores flechas o iguales que en el ACSR pero su elevado costo no hace que sea seleccionado, en este estudio, ⁽¹¹⁾ debido a que este tipo de conductor se emplea donde hay ambientes corrosivos para el ACSR normal, o también donde se - hace sentir la influencia de la salinidad marina.

GENERALIDADES DEL ACSR.-

Este tipo de cable fue inventado en 1.907 por el In-

geniero Mecánico William Hoopes, tiene la propiedad de combinar la conductancia del aluminio y la resistencia mecánica del acero; del aluminio se aprovechan las cualidades eléctricas, físicas y químicas, y del acero sus propiedades mecánicas, alcanzándose una elevada seguridad a la rotura; por esto su gran acogida dentro del campo de la industria eléctrica.

CARACTERISTICAS DEL ACSR.-

Estos cables están constituidos por capas concéntricas de hilo de aluminio duro estirado, sobre un núcleo de uno o más hilos de acero galvanizado de alta resistencia mecánica, se fabrican con proporciones de acero variables para satisfacer las distintas exigencias de cargas.

D E N S I D A D . -

La densidad del cable mixto se obtiene en función de sus componentes (acero y aluminio). Designando como:

D_{acsr} = Densidad del ACSR

S_{al} = Sección del Aluminio

S_{ac} = Sección del acero

D_{al} = Densidad del aluminio = 0,097653 lbs/pulg³ a 20° C.

D_{ac} = Densidad del acero = 0,28396 lbs/pul³ a 20° C.

La densidad del ACSR será:

$$D_{\text{acsr}} = \frac{D_{\text{al}} S_{\text{al}} + D_{\text{ac}} S_{\text{ac}}}{S_{\text{al}} + S_{\text{ac}}}$$

Para tener en cuenta el efecto del cableado se aumenta el valor obtenido de la fórmula anterior en un 2 % (8).

COEFICIENTES DE DILATACION.-

Los cambios de longitud que sufra el ACSR cuando está instalado se debe a la combinación de las dilataciones del aluminio y del acero, en este estudio se ha realizado el cálculo de flechas por medio de curvas de diagramas de esfuerzos y alargamientos correspondientes al tipo de ACSR seleccionado en combinación con la carta de catenarias.

Una forma física de visualizar la dilatación del ACSR es la siguiente:

Considerando que el coeficiente de dilatación del aluminio ($12,78 \times 10^{-6}$ por $^{\circ}$ F.) es mayor que la del acero ($6,22 \times 10^{-6}$ por $^{\circ}$ F.), los hilos de aquel metal tendrán, bajo la influencia de una elevación de temperatura, a alargarse más que los del acero. Sin embargo experimentalmente se ha comprobado que en los cables en servicio no se presentan ningún deslizamiento de las capas de aluminio respecto al alma de acero. Este hecho se atribuye al gran frotamiento que se produce siempre entre el -

aluminio y el acero por el cableado helicoidal. Puede decirse que el uno y el otro se dilatan igualmente en una magnitud de valor intermedio a las dilataciones, que libremente se presentarían separadamente en cada metal.

La tendencia a una mayor dilatación del aluminio, tendrá por efecto aumentar la tensión mecánica del acero, y la tensión del aluminio se encontrará a su vez disminuída por la tendencia a una menor dilatación del alma de acero. Expresando mediante una fórmula esta doble acción y designando por:

E_{al} = Módulo de elasticidad del aluminio.

E_{ac} = Módulo de elasticidad del acero.

ϑ = Coeficiente de dilatación del ACSR.

ϑ_{al} = Coeficiente de dilatación del aluminio.

ϑ_{ac} = Coeficiente de dilatación del acero.

ΔT_{ac} = Aumento de la tensión en el alma de acero.

$$N = \frac{\text{Sección del Aluminio}}{\text{Sección del Acero}}$$

Al elevarse un grado de temperatura, el alargamiento que experimentará el alma de acero será:

$$\vartheta_{ac} + \frac{\Delta T_{ac}}{E_{ac}}$$

La disminución de tensión en el aluminio como consecuencia del alargamiento del acero será:

$$\frac{\Delta T_{ac}}{N E_{al}}$$

Ya que la sección del aluminio es N veces mayor que la del acero.

El alargamiento del aluminio, entonces tendrá:

$$\epsilon_{al} = \frac{\Delta T_{ac}}{N E_{al}}$$

El alargamiento del ACSR es igual al alargamiento del aluminio y al del acero, y se tendrá, finalmente:

$$\epsilon = \epsilon_{ac} + \frac{N (\epsilon_{al} - \epsilon_{ac}) E_{al}}{N E_{al} + E_{ac}} = \epsilon_{al} - \frac{(\epsilon_{al} - \epsilon_{ac}) E_{ac}}{N E_{al} + E_{ac}}$$

fórmula equivalente al coeficiente virtual de dilatación. (6)

ALMA O NUCLEO DE ACERO.-

El alma o núcleo del ACSR, se halla protegido por un doble galvanizado al fuego, para protegerla contra los agentes externos, y de esta manera se impide la penetración de la humedad.

En los cálculos eléctricos se ha considerado para efecto de conductibilidad solamente la sección útil del aluminio, es decir que se asume que toda la corriente circula por el aluminio, debido a la alta resistividad del acero, la conductividad del ACSR en general es variable dependiendo de los porcentajes que intervengan en la formación del cable.

Para la comprobación de la galvanización del acero es de anotar que la película de zinc debe envolverlo uniformemente y debe presentar una superficie liza, cada hilo del acero(6) debe poder arrollarse sobre un tambor de diámetro diez veces mayor que el suyo propio, sin que aparezcan resquebrajaduras de la capa de zinc.

Para seleccionar el tipo de conductor a usarse en este estudio y realizar cálculos aproximados, han servido de mucho los gráficos preparados por C. C. Wheelchel, Edith Clarke, y R. N. Slinger, llamadas generalmente gráficos de caída de voltaje de la General Electric⁽¹³⁾.

El conductor seleccionado, es el conocido comunmente con el nombre de "HAWK", las características mecánicas de este conductor son:

| AREA SECCION ALUMINIO | | AREA DEL CONDUCTOR COMPLETO. | EQUIVALENTE EN COBRE | No. CABLEADO Y DIAMETRO Pul. | | DIAMETRO PULGADAS |
|-----------------------|-------------------|------------------------------|----------------------|------------------------------|----------|---------------------|
| Circ. mils. | pul. ² | pul. ² | C.M. | ALUMINIO | Acero | Conductor completo. |
| | | | | No. Dia. | No. Dia | Núcleo Acero. |
| 477.000 | 0,374 | 0,435 | 300.000 | 26 0,355 | 7 0,1054 | 0,858 |
| | | | | | | 0,0316 |

| RESISTENCIA A LA ROTURA Lbs. | PESO Libras por milla | | TANTO PORCIENTO DEL PESO TOTAL. | LARGURA NORMAL CARRETE. |
|------------------------------|-----------------------|--------|---------------------------------|-------------------------|
| | Total | Acero. | Aluminio Acero | Pies |
| 19.430 | 3.462 | 1.090 | 68,5 31,5 | 8.120 |
| | | | | Lbs. 5.320 |

La densidad del Cable seleccionado es:

$$1,02 (\frac{0,097653 \times 0,374 + 0,28396 \times 0,061}{0,435}) = 0,1262 \text{ lbs.}/\text{pul}^3 \text{ a } 20^{\circ} \text{ C.}$$

CABLES DE PROTECCION O DE TIERRA, O HILOS DE GUARDA.-

Para proteger las líneas de transmisión existen dos métodos. El primero tiende a evitar que la descarga alcance a los conductores por medio del uso de cables de tierra, y el segundo permite la descarga del rayo en la línea, estas líneas son protegidas por medio del uso de dispositivos de protección.

Para proteger la línea de transmisión he preferido utilizar el primer método mencionado ya que se han realizado estadísticas en países como Estados Unidos donde la industria de producir energía eléctrica está muy avanzada, demuestran la eficacia del empleo de los cables de tierra en zonas donde el número de descargas eléctricas por año es considerable. Pero hay compañías en los Estados Unidos como la "Pacific Gas And Electric Co." que en trabajos a 110 y 220 KV., no usan cables de tierra en líneas instaladas en el Estado de California, e incluso lo consideran perjudicial, pero esto se debe a que en California no hay más de 5 a 10 descargas eléctricas por año.

Los materiales empleados para cables de tierra no necesitan tener una buena conductividad, es así que los empleados generalmente son el ya mencionado multimetal conocido más comúnmente con el nombre comercial de Copper-Weld, otro material usado es el cable de acero galvanizado, el cual es más barato que el primero debido a que el uno usa un revestimiento de cobre

y el segundo tiene un revestimiento de zinc, la experiencia de REA (Rural Electrification Administration) en los Estados Unidos, han adoptado debido a condiciones económicas y propiedades mecánicas que para líneas especialmente de la tensión en estudio el uso del cable de 3/8 de 7 hilos de acero galvanizado, como se van a utilizar dos vanos promedios, uno de 600 pies y el otro de mil (1.000) pies, para el primero utilizaré el conocido como Alta Resistencia Mecánica (H-S), y para el segundo el de Muy Alta Resistencia Mecánica (EH-S), las propiedades de los conductores son:

| GRADO | MEDIDA EN PULGADAS | PESO EN Lbs/pie | AREA Pul. ² | RESIST. a la ROTURA | RESISTENCIA Aprox. ohmios/milla |
|-------|--------------------|-----------------|------------------------|---------------------|---------------------------------|
| HS | 3/8 | 0,273 | 0,0792 | 10.800 | 6.0 |
| EHS | 3/8 | 0,273 | 0,0792 | 15.400 | 6.0 |

A I S L A D O R E S . -

El tipo de aislador a utilizarse es el de suspensión de 5,75 x 10 pulgadas de diámetro de 15.000 Lbs. de tracción, se usarán 9 para el vano de 600 pies y cruceta de madera, y 10 aisladores para la estructura metálica, en fin de línea, ángulos de desviación y desniveles del terreno, se usarán cadenas de amarre con un aislador más en cada cadena.

CRUCETAS DE MADERA.-

El material a usarse es el moral, el cual con un buen tratamiento puede alcanzar un aislamiento de 65 a 100 KV. por pie⁽⁶⁾, la cruceta estará formada de 2 tablones de 9 x 3 - pulgadas c/u, y una longitud de 27,80 pies para los vanos de 600 pies, habiendo necesidad de crucetas de otra longitud cuando en la alineación de los postes haya ángulo de desvío.

A P O Y O SCLASES DE APOYOS.-

Para soportar las líneas aéreas de transporte de energía eléctrica existen numerosas clases de apoyos o estructuras; estos apoyos pueden construirse de madera, cemento u hormigón armado y de estructuras metálicas.

El tipo adecuado depende de factores tales como el trazado de la línea, su importancia, la duración deseada, el capital disponible, los costos de mantenimiento y las disponibilidades del material.

Las líneas de 130.000 voltios⁽¹⁴⁾ se construyen tanto de soportes de madera, y en su mayoría torres de acero, a causa de las separaciones necesarias entre conductores y para que resistan los elevados esfuerzos de tracción de los conductores y cables de tierra, tracción indispensable para que las fle-

chas no exijan alturas de torres exageradas en los grandes vanos y la necesidad de tener la mayor seguridad posible en las líneas de importancia. Una línea constituida con torres de acero, es la más satisfactoria bajo muchos aspectos, porque requiere menos inspección, tiene mayor duración, los gastos de conservación y mantenimiento son mínimos, pero en cambio su costo inicial es más elevado.

APOYOS DE MADERA.-

La vida o duración de los postes de madera es la mitad o menos que la de las torres de acero, y sus extremos deben ser tratados para conseguir que su duración compense el costo de instalación.

Las maderas que presentan mayor probabilidad en el Ecuador son: el eucalipto, el cedro, el pambil, la teca, el guayacán y el moral.

Las principales ventajas de los postes de madera, están en el hecho de que la madera es de por sí un aislante y su costo inicial es bajo, el principal inconveniente que presentan es que su duración es corta, aproximadamente de 5 a 15 años, pero con un debido tratamiento la duración es de 20 a 30 años, el tratamiento químico de la madera, la hace más resistente a la humedad, a la putrefacción y contribuye también a evitar que algunos insectos carcoman los postes.

Al elegir los postes debe tenerse en cuenta que sean rectos, que carezcan de nudos, torceduras, codos y carcomas, ya que estos son los que tienen la máxima resistencia mecánica y mejor aspecto, y son los que deben elegirse por lo general aunque su costo sea más elevado.

Respecto a la resistencia a la flexión y tracción de madera ecuatoriana, no existen datos, se recomienda que la Dirección de Bosques del Ministerio de Agricultura y Ganadería tome cartas en el asunto.

Para este estudio se ha seleccionado postes de 53,7 pies de largo como se indica en el gráfico de estructura de madera para 600 pies vanos, esta clase de postes han sido importados al País por la Empresa Eléctrica del Ecuador de Guayaquil, desde los Estados Unidos de Norte América.

APOYOS DE HORMIGÓN ARMADO.-

Se utilizan en lugares donde la madera es escasa y en donde pueden obtenerse fácilmente los materiales para la preparación del hormigón, en la actualidad en el País se fabrican, pero a dimensiones que no resisten las tracciones que exigen los conductores seleccionados, si en el futuro progresa la construcción de este tipo de poste se los puede llegar a considerar para líneas de transmisión para voltajes como el de esta obra.

ESTRUCTURAS METALICAS.-

Se emplean en las líneas de transmisión de mayor importancia, estos apoyos proporcionan mayor seguridad, que los mencionados anteriormente y tienen una gran duración.

Las torres se construyen de perfiles laminados de acero y luego se transportan en secciones hasta los lugares en que tienen que armarse.

En los vanos promedio de 1.000 pies de longitud, se ha considerado este tipo de estructura.

MATERIAL DE PUESTA A TIERRA.-

Para disipar la corriente de las descargas atmosféricas se necesita material metálico, considerando los procedimientos para conseguir la resistencia de puesta a tierra, se ha seleccionado el empleo de tubos de hierro galvanizado, por no ser exageradamente alta la humedad del terreno en los meses que no llueve; de los diferentes diámetros el que se usará es el de 3/4 de pulgadas y en cables el de acero galvanizado de 3/8 de pulgadas, para ser usados como contrapesos o contraantenas.

CIMENTACIONES DE ESTRUCTURAS METALICAS.=

Debido a la longitud del vano tipo, la base sobre la cual estará apoyada la estructura metálica según ref 17 la más aconsejable es que cada pata de la estructura, sea empujada en hormigón armado.

C A L C U L O D E F L E C H A S P A R A E L
V A N O T I P O D E C A D A A L T E R N A T I V A .

FLECHAS Y TENSIONES PARA EL ACSR.-

Ya se mencionó anteriormente que este estudio se realizará a base de 2 vanos promedios, considerando que el terreno casi en su totalidad es uniforme, por supuesto habrá lugares donde se tendrán que colocar los soportes a mayores o menores - distancias de 600 y 1.000 pies de vano, para aquellos casos se - incluyen las tablas 4, 5, 6 y 7; además, se ha construido una - plantilla de flecha con una distancia mínima de 25 pies al suelo, la que será muy útil en casos de desniveles para localizar la colocación de la estructura, y ver su comportamiento de la flecha del conductor cuando este tiene su mínima flecha a 50^oF:

Las características necesarias del conductor --
"HAWK" para el cálculo de flechas son:

Circulars Mils = 477.000

Hilos de Al. = 26

Hilos de Acero = 7

Máx. Resist. a la rotura = 19.430 libras

peso = Wb = 3.462 lbs/milla = 0,6571 lbs/pie

Area = A = 0,435 pulgadas cuadradas.

Diámetro = D = 0,858 pulgadas.

La fórmula para considerar el peso del conductor debido a la presión (p) del viento es:

$$w_v = D \times p = \frac{0,858 \times 6,25}{12} = 0,447 \text{ lbs/pie.}$$

El peso del conductor y la horizontal debido al viento dan una resultante que se ha denominado w_r .

$$\begin{aligned} w_r &= \sqrt{(w_b)^2 + (w_v)^2} \\ &= \sqrt{(0,657)^2 + (0,447)^2} = 0,7951 \text{ Lbs/pie.} \end{aligned}$$

Lo que sigue son equivalencias de vanos necesarios para usarlos en las cartas de catenarias y el diagrama de esfuerzos y alargamientos. (10)

$$E.U.S. = \frac{\text{Vano} \times w_v}{A}$$

$$E.L.S. = \frac{\text{Vano} \times w_r}{A}$$

de donde:

E.U.S. = Vano equivalente sin carga.

E.L.S. = Vano equivalente con carga.

Para 600 pies de Vano

$$E.U.S. = \frac{600 \times 0,657}{0,435} = 906$$

$$E.L.S. = \frac{600 \times 0,7951}{0,435} = 1.098$$

Para 1.000 pies de Vano

$$E.U.S. = \frac{1.000 \times 0,657}{0,435} = 1.510$$

$$E.L.S. = \frac{1.000 \times 0,7951}{0,435} = 1.830$$

La tabla uno da los diferentes porcentajes de tensión para el diseño a las diferentes temperaturas.

T A B L A N O 1

| TEMPERATURA ° F. | COND. DE CARGA | % de TENSION | TENSION en LIBRAS | ESFUERZO en Lbs./pul. ² |
|---------------------|-------------------------|-----------------|-------------------------|---------------------------------------|
| | | 100 | 19.430 | 44.700 |
| 50° F. | con C. | 50 | 9.715 | 22.350 |
| 50° F. | Sin C. cond. Inicial | 33.33 | 6.480 | 14.900 |
| 50° F. | Sin C. cond. final | 25 | 4.860 | 11.175 |
| 80° F. | Sin C. | 20 | 3.886 | 8.940 |

C = Carga.

$$\text{Esfuerzo} = \frac{\text{Tensión en lbs.}}{\text{Area pul.}^2}$$

Los porcentajes especificados en la tabla uno no deben sobrepasarse para las temperaturas dadas, siguiendo estas reglas el fabricante garantiza gran duración del ACSR. sin mayores problemas y el aluminio no sentirá fatiga, siempre y cuando se coloquen varillas de armar en los puntos donde va suspendido el conductor.

Con la finalidad de eliminar las vibraciones resonantes, habrá lugares donde haya que colocar dispositivos antivibratorios.

La tabla dos corresponde a las flechas y tensiones para 600 pies de vano y la tabla 3 para 1000 pies de vano.

La máxima temperatura registrada de $103,6^{\circ}\text{F}$ ($39,8^{\circ}\text{C}$) se incrementa aproximadamente a 110°F debido al sol⁴, otro incremento del conductor se debe a la corriente, considerando que el factor de carga será de un 48% aumentará a 120°F .^(16,2) temperatura que se ha usado para la máxima flecha.

La mínima temperatura se ha asumido, considerando que la medición a las siete de la mañana en las estaciones de segundo y tercer orden no corresponde a la mínima diaria, también teniendo presente que en la zona litoral en Daule en el año 1963 se registró una temperatura igual a 50°F .

TABLA 2

FLECHAS Y TENSIONES PARA 600 PIES DE VANO EN
 ACER "HARV"

| | | CONDICIONES INICIALES | | | | CONDICIONES FINALES | | | |
|-------------|----------------------|-----------------------|----------------|-----------------|-------------|---------------------|-----------------|----------------------------------|----------------------------------|
| Temp o F | cond. de carga | flecha % | flecha pies | tension lbs. | flecha % | flecha pies | tension lbs. | esfuerzo lbs/pul ² | esfuerzo lbs/pul ² |
| 50 | C.V. | | | | 1,18 | 7,03 | 5,130 | 11,800 | |
| 50 | S.V. | 1,04 | 6,24 | 4,870 | 1,05 | 6,30 | 4,740 | 10,900 | |
| 60 | S.V. | 1,08 | 6,48 | 4,700 | 1,13 | 6,78 | 4,435 | 10,200 | |
| 80 | S.V. | 1,16 | 6,90 | 4,260 | 1,26 | 7,56 | 3,886 | 8,940 | |
| 85 | S.V. | 1,18 | 7,08 | 4,130 | 1,28 | 7,68 | 3,785 | 8,700 | |
| 90 | S.V. | 1,21 | 7,26 | 4,005 | 1,35 | 7,80 | 3,660 | 8,300 | |
| 120 | S.V. | 1,42 | 8,52 | 3,440 | 1,59 | 9,54 | 3,045 | 7,000 | |

C.V. = con una presión de 6,25 lbs/pul² de viento.
 S.V. = cero velocidad de viento.

TABLA 3

FLECHAS Y TENSIONES PARA 1.000 PIES DE VANO
EN ACSR "HAWK"

| temp. of. | cond. de carga | CONDICIONES INICIALES | | | | CONDICIONES FINALES | | | |
|--------------|----------------------|-----------------------|----------------|-----------------|----------------------------------|---------------------|----------------|-----------------|----------------------------------|
| | | flecha % | flecha pies | tensión lbs. | esfuerzo lbs/pul ² | flecha % | flecha pies | tensión lbs. | esfuerzo lbs/pul ² |
| 50 | C.V. | | | | | 2,00 | 20,00 | 5.000 | 11.500 |
| 50 | S.V. | 1,82 | 18,20 | 4.570 | 10.500 | 1,88 | 18,80 | 4.350 | 10.000 |
| 60 | S.V. | 1,88 | 18,80 | 4.350 | 10.000 | 1,97 | 19,70 | 4.220 | 9.700 |
| 80 | S.V. | 2,00 | 20,00 | 4.130 | 9.500 | 2,12 | 21,20 | 3.886 | 8.940 |
| 85 | S.V. | 2,02 | 20,20 | 4.025 | 9.250 | 2,14 | 21,40 | 3.830 | 8.800 |
| 90 | S.V. | 2,06 | 20,60 | 3.960 | 9.100 | 2,18 | 21,80 | 3.780 | 8.700 |
| 120 | S.V. | 2,25 | 22,50 | 3.655 | 8.400 | 2,38 | 23,80 | 3.390 | 7.800 |

TABLA - 4

FLECHAS Y TENSIONES PARA 500 PIES DE VANO
EN ACER "HAWK"

| temp. ° F | cond. de carga | CONDICIONES INICIALES | | | | CONDICIONES FINALES | | | |
|--------------|----------------------|-----------------------|----------------|-----------------|----------------------------------|---------------------|----------------|-----------------|----------------------------------|
| | | flecha % | flecha pies | tensión lbs. | esfuerzo lbs.pul ² | flecha % | flecha pies | tensión lbs. | esfuerzo lbs/pul ² |
| 50 | C.V. | | | | | 0,956 | 4,78 | 5.180 | 11.900 |
| 50 | S.V. | 0,85 | 4,25 | 5.000 | 11.500 | 0,88 | 4,44 | 4.870 | 11.200 |
| 60 | S.V. | 0,90 | 4,50 | 4.780 | 11.000 | 0,92 | 4,60 | 4.610 | 10.600 |
| 80 | S.V. | 0,985 | 4,92 | 4.280 | 9.850 | 1,08 | 5,04 | 3.886 | 8.940 |
| 85 | S.V. | 1,01 | 5,05 | 4.130 | 9.500 | 1,13 | 5,65 | 3.740 | 8.600 |
| 90 | S.V. | 1,05 | 5,25 | 4.040 | 9.300 | 1,16 | 5,80 | 3.634 | 8.350 |
| 100 | S.V. | 1,10 | 5,50 | 3.826 | 8.800 | 1,23 | 6,15 | 3.392 | 7.800 |
| 120 | S.V. | 1,25 | 6,25 | 3.350 | 7.700 | 1,41 | 7,05 | 2.915 | 6.700 |

TABLA 5
FLECHAS Y TENSIONES PARA 700 PIES DE VAND
EN ACSR "HAWK"

| temp. °F | cond. de carga | CONDICIONES INICIALES | | | | CONDICIONES FINALES | | | |
|-------------|----------------------|-----------------------|----------------|-----------------|----------------------------------|---------------------|----------------|-----------------|----------------------------------|
| | | flecha % | flecha pies | tensión lbs. | esfuerzo lbs/pul ² | flecha % | flecha pies | tensión lbs. | esfuerzo lbs/pul ² |
| 50 | C.V. | | | | | 1,39 | 9,73 | 5 040 | 11.600 |
| 50 | S.V. | 1,22 | 8,54 | 4.700 | 10.800 | 1,28 | 8,96 | 4.570 | 10.500 |
| 60 | S.V. | 1,30 | 9,10 | 4.520 | 10.400 | 1,35 | 9,45 | 4.350 | 10.000 |
| 60 | S.V. | 1,39 | 9,74 | 4.180 | 9.600 | 1,51 | 10,58 | 3.890 | 8.940 |
| 85 | S.V. | 1,42 | 9,94 | 4.085 | 9.400 | 1,54 | 10,78 | 3.870 | 8.800 |
| 90 | S.V. | 1,46 | 10,20 | 3.960 | 9.100 | 1,57 | 11,00 | 3.610 | 8.300 |
| 120 | S.V. | 1,66 | 11,62 | 3.480 | 8.000 | 1,82 | 12,74 | 3.132 | 7.200 |

TABLA 6

FLECHAS Y TENSIONES PARA 900 PIES DE VANO
EN ACER " HAWK "

| temp. ° f. | cond. de carga | CONDICIONES INICIALES | | | | CONDICIONES FINALES | | | |
|---------------|----------------------|-----------------------|----------------|-----------------|----------------------------------|---------------------|----------------|-----------------|----------------------------------|
| | | flecha % | flecha pies | tensión lbs. | esfuerzo lbs/pul ² | flecha % | flecha pies | tensión lbs. | esfuerzo lbs/pul ² |
| 50 | C.V. | | | | | 1,81 | 16,28 | 5,000 | 11,600 |
| 50 | S.V. | 1,62 | 14,58 | 4,570 | 10,500 | 1,69 | 15,21 | 4,525 | 10,300 |
| 60 | S.V. | 1,70 | 15,29 | 4,440 | 10,200 | 1,74 | 15,64 | 4,265 | 9,800 |
| 80 | S.V. | 1,80 | 16,19 | 4,180 | 9,500 | 1,90 | 17,10 | 3,890 | 8,940 |
| 85 | S.V. | 1,82 | 16,38 | 4,040 | 9,300 | 1,94 | 17,46 | 3,870 | 8,800 |
| 90 | S.V. | 1,85 | 16,62 | 3,960 | 9,100 | 1,97 | 17,73 | 3,785 | 8,700 |
| 120 | S.V. | 2,06 | 18,54 | 3,610 | 8,300 | 2,19 | 19,71 | 3,390 | 7,800 |

TABLA 7

ELECHAS Y TENSIONES PARA 1.100 PIES DE VANO
EN ACER "HAWK"

| temp. ° F. | cond. de carga | CONDICIONES INICIALES | | | | CONDICIONES FINALES | | | |
|---------------|----------------------|-----------------------|----------------|-----------------|----------------------------------|---------------------|----------------|-----------------|----------------------------------|
| | | flecha % | flecha pies | tensión lbs. | esfuerzo lbs/pul ² | flecha % | flecha pies | tensión lbs. | esfuerzo lbs/pul ² |
| 50 | C.V. | | | | | 2,24 | 24,61 | 5,080 | 11,700 |
| 50 | S.V. | 2,04 | 22,42 | 4,390 | 10,100 | 2,10 | 23,10 | 4,220 | 9,700 |
| 60 | S.V. | 2,10 | 23,10 | 4,220 | 9,700 | 2,16 | 24,98 | 4,085 | 9,400 |
| 80 | S.V. | 2,20 | 24,20 | 4,040 | 9,300 | 2,32 | 25,52 | 3,890 | 8,940 |
| 85 | S.V. | 2,24 | 24,64 | 4,000 | 9,200 | 2,35 | 25,85 | 3,850 | 8,850 |
| 90 | S.V. | 2,28 | 25,08 | 3,960 | 9,100 | 2,38 | 26,18 | 3,782 | 8,700 |
| 120 | S.V. | 2,46 | 27,06 | 3,700 | 8,500 | 2,59 | 28,49 | 3,480 | 8,000 |

FLECHAS PARA CABLES DE TIERRA

El cable para proteger los conductores de fase - contra las descargas atmosféricas es el de 3/8, entre los cuales - existen tres clases, el Martin Siemens el de Alta resistencia mecánica y el de Muy alta resistencia mecánica, el primero no se ha utilizado por su poca resistencia a la rotura, el segundo y el tercero se han usado en este estudio para los vano de 600 y 1.000 - pies respectivamente.

La influencia de la presión del viento sobre cualquier conductor de 3/8 con una fuerza de 6,25 lbs/pul² y de diámetro efectivo de 0,36 pulgadas es:

$$w_v = \frac{0,36 \times 6,25}{12} = 0,1875 \text{ lbs/pie}$$

El peso del cable es igual a 0,273 lbs/pie
y el peso resultante:

$$w_r = \sqrt{w_v^2 + w_b^2} = \sqrt{0,1875^2 + 0,273^2}$$

$$= 0,37 \text{ lbs/pie.}$$

Los vanos equivalentes para 600 pies de vano sin - carga y con carga son:

$$E.U.S. = \frac{600 \times 0,273}{0,0792} = 2070$$

$$E.L.S. = \frac{600 \times 0,37}{0,0792} = 2.800$$

Vanos equivalentes para 1.000 pies de vano sin carga y con carga:

$$E.U.S. = \frac{1.000 \times 0,273}{0,0792} = 3.450$$

$$E.L.S. = \frac{1.000 \times 0,37}{0,0792} = 4.460$$

La tabla 8 da las tensiones de diseño, las cuales no son excedidas a las temperaturas indicadas para que el cable protector de alta resistencia no sufra fatiga.

T A B L A 8

TENSIONES DE DISEÑO CABLE DE ACERO 3/8 DE ALTA RESISTENCIA MECANICA

| temp. ° F. | cond. de carga | % tensión | tensión lbs. | esfuerzo lbs/pul ² |
|-----------------|-------------------|--------------|-----------------|----------------------------------|
| 50 ^o | C.C. | 100 | 10.800 | 136.500 |
| | | 50 | 5.400 | 68.250 |
| 50 ^o | S.C. | 25 | 2.700 | 34.100 |

C.C. = con carga de 6,25 lbs/pul²

S.C. = sin carga.

La tabla 9 da las tensiones de diseño para el cable de muy alta resistencia mecánica.

T A B L A 9

TENSIONES DE DISEÑO PARA CABLE DE ACERO DE MUY ALTA
RESISTENCIA MECANICA

| temp. ° F | cond. de carga | % tensión | tensión lbs. | esfuerzo lbs/pul ² |
|--------------|-------------------|--------------|-----------------|----------------------------------|
| | | 100 | 15.400 | 194.500 |
| 50° | C.C. | 50 | 7.700 | 97.250 |
| 50° | S.C. | 20 | 3.080 | 38.900 |

Las tensiones y flechas resultante se han obtenido por medio del método gráfico para lo cual se ha hecho uso de la carta de catenaria y el diagrama de esfuerzo y tensiones para los cables de acero de 3/8 de pulgadas, tanto en los conductores de fase como en los de guarda se ha dado especial importancia a las condiciones de diseño.

Las tablas 10 y 11 corresponden a las flechas y tensiones para los cables de Alta y Muy alta resistencia mecánica.

TABLA 10
FLECHAS Y TENSIONES PARA 600 PIES DE VAND
CABLE 3/8 DE ALIA-RESISTENCIA MECANICA

| temp. °F | cond. de carga | CONDICIONES INICIALES | | | | CONDICIONES FINALES | | | |
|-------------|----------------------|-----------------------|----------------|-----------------|----------------------------------|---------------------|----------------|-----------------|----------------------------------|
| | | flecha % | flecha pies | tensión lbs. | esfuerzo lbs/pul ² | flecha % | flecha pies | tensión lbs. | esfuerzo lbs/pul ² |
| 50 | C.V. | | | | | 1,01 | 6,06 | 2,865 | 36,200 |
| 50 | S.V. | 0,78 | 4,68 | 2,700 | 34,100 | 0,79 | 4,74 | 2,670 | 33,700 |
| 60 | S.V. | 0,79 | 4,74 | 2,620 | 33,100 | 0,85 | 5,10 | 2,462 | 31,100 |
| 80 | S.V. | 0,82 | 4,92 | 2,525 | 31,900 | 0,91 | 5,46 | 2,310 | 29,200 |
| 85 | S.V. | 0,86 | 5,16 | 2,390 | 30,200 | 0,93 | 5,61 | 2,245 | 28,400 |
| 90 | S.V. | 0,90 | 5,40 | 2,340 | 29,500 | 0,96 | 5,76 | 2,185 | 27,600 |
| 120 | S.V. | 1,00 | 6,00 | 2,030 | 25,700 | 1,07 | 6,42 | 1,874 | 23,700 |

TABLE 11

FLECHAS Y TENSIONES PARA 1.000 PIES DE VANO
 CABLE 3/8 DE MUY ALTA RESISTENCIA MECANICA

| CONDICIONES INICIALES | | | | CONDICIONES FINALES | | | | temp. ° f. | cond. de carga |
|-----------------------|----------------|-----------------|----------------------------------|---------------------|----------------|-----------------|----------------------------------|---------------|----------------------|
| flecha % | flecha pies | tension lbs. | esfuerzo lbs/pul ² | flecha % | flecha pies | tension lbs. | esfuerzo lbs/pul ² | | |
| | | | | | | | | 50 | C.V. |
| 1,12 | 11,20 | 3,060 | 38,900 | 1,14 | 11,40 | 3,060 | 38,600 | 50 | S.V. |
| 1,17 | 11,70 | 2,980 | 37,600 | 1,18 | 11,80 | 2,892 | 36,500 | 60 | S.V. |
| 1,23 | 12,30 | 2,850 | 36,000 | 1,26 | 12,60 | 2,762 | 34,900 | 80 | S.V. |
| 1,25 | 12,50 | 2,800 | 35,350 | 1,28 | 12,80 | 2,715 | 34,250 | 85 | S.V. |
| 1,27 | 12,70 | 2,746 | 34,700 | 1,30 | 13,00 | 2,662 | 33,600 | 90 | S.V. |
| 1,36 | 13,60 | 2,480 | 31,300 | 1,41 | 14,10 | 2,410 | 30,400 | 120 | S.V. |

E S P A C I A M I E N T O S Y D I S T A N C I A S

G E N E R A L I D A D E S . -

Las distancias obtenidas en las estructuras, - son superiores a las que se debe dar en el medio del vano por medio de la fórmula de T.H. Percy⁽⁶⁾, para la estructura de madera se da una tabla con diferentes ángulos de desviación; en la estructura metálica debido a los vanos más largos, en los ángulos de desviación considerables se usarán cadenas de amarre.

D E S V I A C I O N D E L A C A D E N A D E A I S L A D O R E S . -

La fórmula que sigue se ha utilizado para calcular la máxima desviación de la cadena de aisladores para estructuras que estarán colocadas en línea recta o en alineación⁽¹³⁾

$$\theta = \text{tg}^{-1} \frac{\frac{1}{2} W_v i + W_v}{W_r + \frac{1}{2} W_i} , \quad (A)$$

Cuando la estructura forma un ángulo \varnothing de desviación con la alineación, las fórmulas B, ha sido utilizada para calcular ángulo de máxima desviación de la cadena de aisladores - cuando el viento ejerce su influencia sobre los conductores hacia el mismo lado del ángulo de desvío.⁽¹⁰⁾

$$\theta_b = \text{tg}^{-1} \frac{2 T_o \left(\text{sen} \frac{1}{2} \varnothing \right) + (H)(W_v)}{(V)(W_b) + \frac{1}{2} (W_i)} , \quad (B)$$

Con la fórmula C se obtiene el ángulo que presentará la cadena de aisladores cuando la velocidad del viento es igual a cero.

$$\theta_c = \operatorname{tg}^{-1} \frac{(2 T_n) \left(\operatorname{sen} \frac{1}{2} \theta \right)}{(V) (W_b) + \frac{1}{2} (W_i)} \quad , (C)$$

Quando el viento tiene una dirección contraria a la del ángulo de desviación, se ha utilizado la fórmula D.

$$\theta_d = \operatorname{tg}^{-1} \frac{(2 T) \left(\operatorname{sen} \frac{1}{2} \theta \right) - (H) (W_v)}{(V) (W_b) + \frac{1}{2} (W_i)} \quad , (D)$$

De las fórmulas anteriores:

W_{vi} = Componente Horizontal del Viento sobre la cadena de aisladores.

$$= \frac{\text{No de Aisladores} \times \text{Dimensiones del aislador}}{\text{longitud del vano}} \times p$$

p = presión del viento = 6,25 lbs/pul²

W_v = componente horizontal del viento sobre el conductor = 0,447 lbs/pie

W_b = peso del conductor = 0,657 lbs/pie

W_r = peso del conductor más W_v = 0,795 lbs/pie

W_i = peso de la cadena de aisladores.

T_o = tensión del conductor a 50° F.

T_n = tensión del conductor a 80° F.

T = tensión del conductor a 120° F.

H = Vano Horizontal

V = Vano vertical

Angulo de desviación para estructuras en alineación de 600 pies de vano. - Se asume que el vano horizontal igual al vano vertical - igual a 600 pies de la fórmula (A)

$$wvi = \frac{9 \times 10 \times 5,75}{12 \times 12 \times 600} \times 6,25 = 0,03746$$

$wi = \frac{\text{No de aislador} \times \text{peso c/ aislador} + \text{peso grilletes suspensión}}{\text{longitud del vano.}}$

$$= \frac{9 \times 12 + 12}{600} = 0,20$$

$$\theta = \text{tg}^{-1} \frac{\frac{1}{2} \times 0,03746 + 0,447}{0,7951 + \frac{1}{2} (0,20)} = 27,6^\circ$$

Las fórmulas B, C y D se han utilizado para calcular los ángulos de desviación de la cadena de aisladores para diferentes desviaciones en la alineación.

Distancias en la estructura de madera. -

La longitud total oscilante de la cadena de aisladores es :

$$c = \frac{5,75 \times 9 + 6,5}{12} = 4,86 \text{ pies}$$

Llamando L_1 y L_2 a la proyección horizontal cuando la cadena de aisladores tiene el mínimo y el máximo ángulo de des-

viación, en alineación $L_1 = L_2$

$$L_1 = 4,86 \text{ sen. } 27,6^\circ = 2,255 \text{ pies}$$

El radio R corresponde al espacio de aire igual al aislamiento que presenta la cadena de aisladores con unidades de $10 \times 5\frac{3}{4}$ de pulgadas a una onda de impulso de $1\frac{1}{2} \times 40$ microsegundo. La tabla 12 y la figura de la página 52, dan las indicaciones para estructuras en ángulo.

Las siguientes distancias y ángulos son los que existirán en la estructura de madera para 600 pies de vano en alineación. (fig. al final de la obra).

| | |
|---|--------------|
| Distancia mínima desde el ACSR al suelo | = 25pies |
| flecha máxima del ACSR a 120°F | = 9,54 " |
| ángulo de protección | = 30° |
| Distancia entre conductores de fase sin viento | = 13,51pies |
| Distancia equivalente de ACSR = $D_{eq} = (13,51)^3 \times 2$ | = 17 pies |
| Distancia del cable de tierra al suelo en la estructura | = 46,24 " |
| Flecha máxima a 120°F del cable de tierra | = 6,42 " |

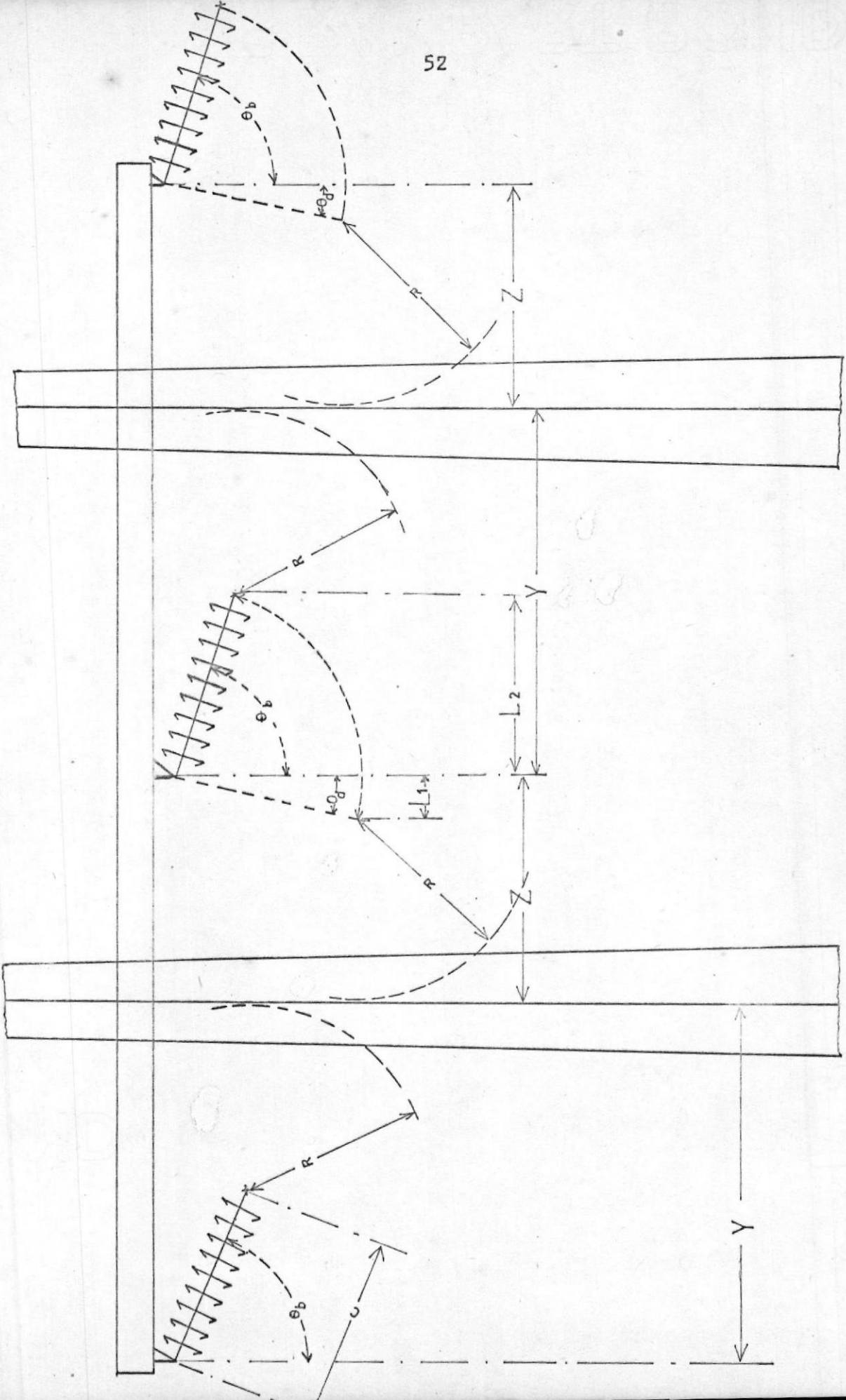
Las distancias que existirán en estructuras especiales y estructuras de transposiciones no serán en ningún momento inferiores a las de diseño en las estructuras de alineación.

T A B L A 1 2

ANGULOS Y DISTANCIAS EN ESTRUCTURAS DE MADERA PARA 600 PIES DE VANO, CON DIFERENTES

ANGULOS DE DESVIACION = 0

| | A N G U L O S | | | | D I S T A N C I A S en pies | | | | | R. |
|-----------------|----------------------|--------------------|--------------------|--|--------------------------------|----------------|-------|-------|-----|----|
| | cadena de aisladores | | | | L ₁ | L ₂ | Y | Z | | |
| Ø | -Ø-b | -Ø-c | -Ø-d | | | | | | | |
| 0 ^o | 27,60 ^o | 0 ^o | 27,60 ^o | | 2,255 | 2,255 | 6,755 | 6,755 | 4,5 | |
| 1 ^o | 37,40 ^o | 8,48 ^o | 24,20 ^o | | 1,990 | 2,95 | 7,45 | 6,49 | 4,5 | |
| 2 ^o | 43,80 ^o | 16,60 ^o | 18,50 ^o | | 1,541 | 3,36 | 7,86 | 6,04 | 4,5 | |
| 3 ^o | 49,00 ^o | 24,10 ^o | 12,30 ^o | | 1,035 | 3,69 | 8,19 | 5,54 | 4,5 | |
| 4 ^o | 53,60 ^o | 30,80 ^o | 5,30 ^o | | 0,448 | 3,91 | 8,41 | 4,95 | 4,5 | |
| 5 ^o | 57,20 ^o | 36,80 ^o | 0,88 ^o | | 0,0705 | 4,08 | 8,58 | 4,43 | 4,5 | |
| 6 ^o | 60,40 ^o | 41,80 ^o | 7,58 ^o | | 0,635 | 4,22 | 8,72 | 3,86 | 4,5 | |
| 7 ^o | 62,70 ^o | 46,20 ^o | 14,10 ^o | | 1,183 | 4,32 | 8,82 | 3,32 | 4,5 | |
| 8 ^o | 64,80 ^o | 50,00 ^o | 20,15 ^o | | 1,672 | 4,39 | 8,89 | 2,83 | 4,5 | |
| 9 ^o | 66,80 ^o | 53,20 ^o | 25,20 ^o | | 2,065 | 4,47 | 8,97 | 2,43 | 4,5 | |
| 10 ^o | 68,80 ^o | 56,20 ^o | 30,90 ^o | | 2,495 | 4,53 | 9,03 | 2,00 | 4,5 | |
| 11 ^o | 69,90 ^o | 58,60 ^o | 35,70 ^o | | 2,835 | 4,56 | 9,06 | 1,66 | 4,5 | |
| 12 ^o | 71,10 ^o | 60,80 ^o | 39,80 ^o | | 3,110 | 4,60 | 9,10 | 1,39 | 4,5 | |



ESTRUCTURA EN ANGULO
POSTES Y CRUCETA DE
MADERA

fig 1

DISTANCIAS EN LA ESTRUCTURA METALICA

Las distancias y ángulos que se dan a continuación corresponden a la estructura metálica en alineación, para un vano promedio de 1.000 pies

Distancia desde el ACSR al punto más cercano a la tierra = 25 pies

Flechas máximas del ACSR a 120° F = 23,80 pies

Longitud oscilante de la cadena de aisladores = 5,33 pies

Angulo de protección = 15°

Desviación de la cadena de aisladores debido al viento = 28,20°

Distancia a la estructura cuando la cadena de aisladores se desvía
28,20° = 5 pies

Distancia normal entre conductores de fase = 15,60 pies

Distancia normal de cada ACSR exterior a c/cable de acero = 13,87 pies

Distancia desde el ACSR central a c/cable de acero = 18 pies

Distancia entre los cables de acero = 23,90 pies

Distancia mínima normal en el medio del vano de un ACSR exterior al cable de acero = 21,) pies

Distancia equivalente entre ACSR = 19,65 pies

Distancia desde el suelo al cable de tierra en la estructura = 62,20 pies

Flecha máxima de cada cable de tierra a 120° F. = 14,10 pies.

Las distancias en ángulos de desviación no serán inferiores a las que se dan en las estructuras de alineación, las estructuras de transposiciones pueden coordinarse de varias maneras.

E F E C T O C O R O N A

Desde 1.912, las pérdidas por corona se calculan por medio de las fórmulas de F. W. Peek, alrededor de 1.930 en la Universidad de Stanford, después de varios experimentos W. S. Peterson, J. S. Carroll y otros (8) (7) modificaron las fórmulas de F. W. Peek, en estas modificaciones se ha basado el presente trabajo.

Entre los factores que influyen en las pérdidas por corona, se cuentan la altitud del terreno y la temperatura, los cuales se reúnen en el factor de densidad del aire dado por:

$$a = \frac{17,95 b}{459 + {}^{\circ}\text{F.}}$$

donde:

b = presión barométrica en pulgadas de mercurio.

${}^{\circ}\text{F.}$ = Temperatura en grados Fahrenheit.

La presión barométrica de acuerdo a los anuarios meteorológico, no afecta mayormente debido a que el terreno en sí por donde pasa la línea de transmisión es de poca altitud, haciendo un promedio, esta se ha tomado de 29,5 pulgadas de mercurio.

La temperatura que se considera para el factor de densidad, es la temperatura ambiente más los dos tercios de -

la diferencia entre el conductor y el ambiente.⁽⁷⁾ Para la temperatura del conductor se ha usado un gráfico,⁽¹¹⁾ el cual ha servido para determinar aproximadamente la elevación de la temperatura del conductor sobre el ambiente, se han considerado dos valores de temperatura, para buen tiempo y para mal tiempo, se ha asumido que las lluvias ocurrirán a una temperatura de 60°F., la temperatura del conductor en mal tiempo será:

$$T_1 = 60 + 2/3 (69-60) = 66^\circ \text{ F.}$$

El incremento del conductor sobre la temperatura del ambiente se ha tomado de tablas de fabricantes ACSR (Aluminium Company of America y Alcan)^{(21) (16)}

La temperatura ambiente para buen tiempo se ha considerado, la misma que se consideró para la promedio diaria de 80°F., entonces la temperatura del conductor para buen tiempo será:

$$T_2 = 80 + 2/3 (89 - 80) = 86$$

El factor de densidad del aire para el mal tiempo es:

$$a_1 = \frac{17,95 \times 29,50}{459 + 66} = 1,010$$

El factor de densidad del aire para buen tiempo es:

$$a_2 = \frac{17,95 \times 29,50}{459 + 86} = 0,972$$

La fórmula para la tensión crítica disruptiva eficaz con respecto a neutro es:

$$E_0 = \frac{40,58 a^{2/3} m \left[\log \frac{S}{cr1} + (n-1) \log \frac{2S}{(D-2cr1)} \right]}{\frac{1}{Cr1} + \frac{(n-1)}{(D-2Cr1)}}$$

de donde:

m = coeficiente de rugosidad, asumido = 0,87

S = espaciamiento entre conductores en cm.

rl = radio de uno de los cordones exteriores del conductor = 0,172 cm.

r = radio del conductor en cm. = 1,09 cm.

D = diámetro del conductor en cm.

$$C = 1 - \frac{\text{sen} \left(\frac{\pi}{2} + \frac{\pi}{n} \right)}{\left(\frac{\pi}{2} + \frac{\pi}{n} \right)} = 0,4444$$

n = número de cordones en la capa exterior = 16

La tensión crítica disruptiva eficaz, disminuye en un 20 % para el mal tiempo, aumenta en un 6 % para los conductores extremos y disminuye en un 4 % para el conductor central. (6)

La fórmula para pérdidas de potencia por efecto corona es:

$$P = \frac{2,09 f E_x F \times 10^{-5}}{\left(\log_{10} \frac{S}{r} \right)^2} \text{ KW/Km.}$$

de donde:

f = frecuencia en cps.

E_x = voltaje eficaz con respecto al neutro, variable a lo largo de toda la línea y asumido en 79.670 voltios.

F = función empírica que depende de $\frac{E_x}{E_0}$, cuyos valores se dan en la tabla.

T A B L A

13

| $\frac{E_x}{E_0}$ | F | $\frac{E_x}{E_0}$ | F | $\frac{E_x}{E_0}$ | F |
|-------------------|-------|-------------------|-------|-------------------|-------|
| 0,6 | 0,011 | 1,2 | 0,083 | 1,5 | 0,920 |
| 0,8 | 0,018 | 1,3 | 0,140 | 1,6 | 2,700 |
| 1,0 | 0,036 | 1,4 | 0,320 | 1,8 | 5,100 |

Los valores que no están tabulados asumimos que -

están en una línea recta y se han encontrado por interpolación.

Las siguientes equivalencias se han usado para en

contrar las tensiones y pérdidas de potencia.

E_{01} = Tensión crítica disruptiva para mal tiempo.

E_{01e} = Tensión crítica disruptiva en los conduc-

tores exteriores con mal tiempo.

E_{01c} = Tensión crítica disruptiva en el conductor

central con mal tiempo.

E_{02} = Tensión crítica disruptiva con buen tiempo.

E_{02e} = Tensión crítica disruptiva en los conduc-

tores exteriores con buen tiempo.

E_{02c} = Tensión crítica disruptiva en el conductor

central con buen tiempo.

P_{1e} = Pérdidas en cada uno de los conductores -

extremos con buen tiempo.

P_{1c} = Pérdidas en el conductor central con buen

tiempo.

TENSIONES CRITICAS DISRUPTIVAS

Para 600 pies de vapo... con buen tiempo y mal tiempo.

$$E_{01} = 0,8 \left[\frac{48,58 (1,010)^{2/3} \times 0,87}{0,444 \times 0,172} + \frac{(16-1) \log_{10} (2,18 - 2 \times 0,44 \times 0,172)}{(16-1)} \right]$$

= 70,80 KV respecto a neutro

$E_{01e} = 70,80 \times 1,06 = 75,048$ KV. respecto a neutro

$E_{01c} = 70,80 \times 0,96 = 67,968$ KV. respecto a neutro

$$E_{02} = \frac{48,58 (0,972)^{2/3} \times 0,87}{0,444 \times 0,172} + \frac{(16-1) \log_{10} (2,18 - 2 \times 0,444 \times 0,172)}{(16-1)}$$

$E_{02} = 05,40$ KV respecto a neutro.

$E_{02e} = 05,40 \times 1,06 = 90,50$ KV. respecto a neutro

$E_{02c} = 05,40 \times 0,96 = 82,00$ KV. respecto a neutro

| Cuocientes de $\frac{E_x}{E_o}$ | Interpolaciones para F de tabla 13 |
|---|---------------------------------------|
| $\frac{E_x}{E_{ole}} = \frac{79,670}{75,048} = 1,06$ | 0,050 |
| $\frac{E_x}{E_{olc}} = \frac{79,670}{67,968} = 1,172$ | 0,0765 |
| $\frac{E_x}{E_{o2e}} = \frac{79,670}{90,500} = 0,880$ | 0,0252 |
| $\frac{E_x}{E_{o2c}} = \frac{79,670}{82,000} = 0,972$ | 0,0335 |

Pérdidas para 600 pies de vano.-

$$P_{le} = \frac{2,09 \times 60 \times 79,67 \times 10^{-5}}{\left(\log_{10} \frac{412}{1,09} \right)^2} \times F = 1,202 \times F$$

$$= 1,202 \times 0,050 = 0,0601 \text{ KW/Km.}$$

$$P_{lc} = 1,202 \times 0,0765 = 0,092 \text{ KW/Km.}$$

Las pérdidas totales con mal tiempo son:

$$P_{lt} = 2 \times P_{le} + P_{lc} = 0,1202 + 0,092 = 0,212 \text{ KW/Km.}$$

$$P_{2e} = 1,202 \times 0,0252 = 0,0303 \text{ Kw/Km.}$$

$$P_{2c} = 1,202 \times 0,0335 = 0,04025 \text{ Kw/Km.}$$

Las Pérdidas totales con buen tiempo son:

$$P_{2t} = 2 \times P_{2e} + P_{2c} = 0,06060 + 0,04025 = 0,10085 \text{ Kw/Km.}$$

$$= 1,609 \times 0,10085 = 0,1620 \text{ Kw/milla - 3 fases.}$$

Y las pérdidas en toda la longitud de la línea:

$$0,162 \times 77,7 = 12,58 \text{ kilovatios.}$$

Asumiendo que se hacen las suficientes transposiciones, - para equilibrar las pérdidas en las tres fases, las pérdidas promedio por conductor son:

$$P_c = \frac{0,1620}{3} = 0,054 \text{ Kw/milla-conductor.}$$

TENSIONES CRITICAS DISRUPTIVAS PARA 1.000 PIES DE VANO CON MAL TIEMPO Y BUEN TIEMPO

$$E_{01} = 0,8 \left[\log_{10} \frac{48,58(1,010)^{2/3} \times 0,87}{480} + \frac{(16-1) \log_{10} \frac{2}{2 \times 480} (2,18 - 0,888 \times 0,172)}{(0,444 \times 0,172)} \right] + \frac{1}{(16-1)} \frac{0,444 \times 0,172}{2} \quad (2,18 - 2 \times 0,444 \times 0,172)$$

$$+ \frac{1}{(16-1)} \frac{0,444 \times 0,172}{2}$$

= 72,90 KV respecto a neutro.

$$E_{01a} = 72,90 \times 1,06 = 77,20 \text{ KV a neutro}$$

$$E_{01c} = 72,90 \times 0,96 = 70,00 \text{ KV a neutro.}$$

$$E_{02} = \left[\log_{10} \frac{48,58 (0,998)^{2/3} \times 0,87}{480} + \frac{(16-1) \log_{10} \frac{2}{2 \times 480} (2,18 - 0,888 \times 0,172)}{(0,444 \times 0,172)} \right] + \frac{1}{(16-1)} \frac{0,444 \times 0,172}{2}$$

= 87,70 KV respecto a neutro.

$$E_{02a} = 87,70 \times 1,06 = 93,00 \text{ KV. a neutro}$$

$$E_{02c} = 87,70 \times 0,96 = 84,00 \text{ KV. a neutro.}$$

Cuocientes de $\frac{E_x}{E_o}$ Interpolaciones para F de tabla 13

$$\frac{E_x}{E_{ole}} = \frac{79,67}{77,20} = 1,032 \quad 0,04352$$

$$\frac{E_x}{E_{olc}} = \frac{79,67}{70,00} = 1,138 \quad 0,0684$$

$$\frac{E_x}{E_{02e}} = \frac{79,67}{93,00} = 0,856 \quad 0,0230$$

$$\frac{E_x}{E_{02c}} = \frac{79,67}{84,00} = 0,948 \quad 0,0310$$

Pérdidas para 1.000 pies de vano.-

$$P_{1e} = \frac{2,09 \times 60 \times 79,67 \times 10^{-5}}{\left(\log_{10} \frac{480}{1,09}\right)^2} \times F = 1,138 \times F$$

$$= 1,138 \times 0,04352 = 0,0495 \text{ KW/Km.}$$

$$P_{1c} = 1,138 \times 0,0684 = 0,0772 \text{ KW/Km.}$$

Las pérdidas totales con mal tiempo son:

$$P_{1t} = 2 \times P_{1e} + P_{1c} = 0,0990 \text{ KW/Km } 3 \text{ fases}$$

$$P_{2e} = 1,138 \times 0,0230 = 0,0262 \text{ KW/Km.}$$

$$P_{2c} = 1,138 \times 0,0310 = 0,0353 \text{ KW/Km.}$$

Las pérdidas totales con buen tiempo son:

$$P_{2t} = 2 \times P_{2e} + P_{2c} = 0,0524 + 0,0353 = 0,087 \text{ KW/Km-3 fases}$$

$$= 1,609 \times 0,0877 = 0,141 \text{ KW/milla -3 fases}$$

pérdidas que se justifican de acuerdo a experiencia en líneas de otros países⁽⁴⁾

Considerando pérdidas equilibradas en las tres fases:

$$P_c = \frac{0,141}{3} = 0,047 \text{ KW/milla-conductor de pérdidas promedio.}$$

Las pérdidas totales a través de toda la longitud de la línea de transmisión, son:

$$77,7 \times 0,141 = 10,955 \text{ kilovatios.}$$

C A L C U L O D E L O S P A R A M E T R O S

R E S I S T E N C I A . -

La resistencia de los conductores varía con la temperatura.

El aluminio comercial que usan los fabricantes es de una conductividad de 61 %; para el ACSR de este estudio han fijado la resistencia en 0,19232 ohmios/milla (0,1195 ohmios/Km.)⁽¹¹⁾ a una temperatura de 68° F. (20° C.); de acuerdo a los gráficos de fabricantes^(11,21) para el año 1.990, la temperatura del conductor no será superior a 98,6° F (37° C) durante las horas de máxima demanda de 6 a 8 de la noche, la resistencia del conductor que corresponde a esta temperatura será de⁽¹⁵⁾.

$$r = R_0 \frac{T + t_x}{T + t_0} = 0,1923 \frac{228 + 37}{228 + 28} =$$

$$= 0,206 \text{ ohmios/milla.}$$

de donde T es una constante de temperatura del aluminio con las características dadas.

El ACSR "HAWK" no incrementa la resistencia del conductor debido al efecto pelicular (Skin-Effect).

R E A C T I A N C I A I N D U C T I V A

T R A N S P O S I C I O N E S . -

En la línea de transmisión en estudio se harán las transposiciones indicadas, para no crear desbalance en los vol

tajes en la recepción.

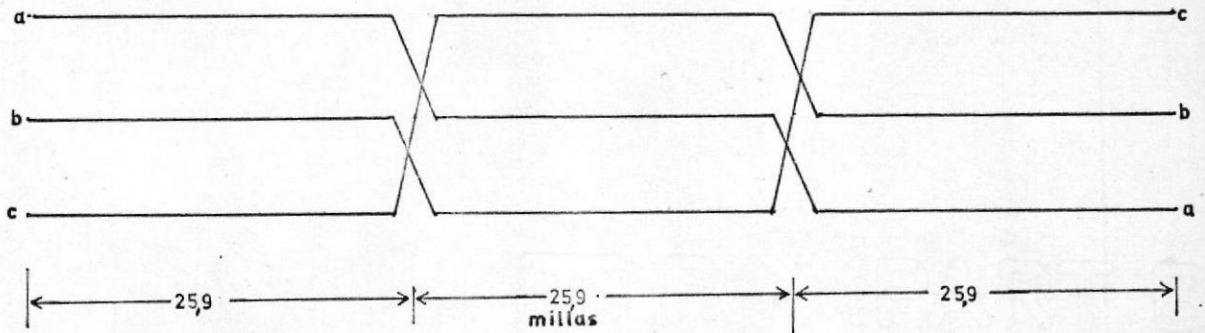


Fig. 2

Desbalance en la recepción traen por consecuencia que en las máquinas giratorias circulen corrientes de secuencia negativa en la armadura, y molestias en su funcionamiento; además las máquinas generadoras tienen un límite de desbalance para entre -
 carga trifásica desbalanceada²¹. (condiciones que se mencionan para justificar las transposiciones, teniendo presente que la -
 transmisión desde Toachi hasta Portoviejo tendrá aproximadamente ciento setenta millas.)

Con las transposiciones realizadas se considera que al final de la línea de transmisión en estudio, las reactancias inductivas de cada fase entregarán voltajes y corrientes equilibradas.

Desde las tablas de ref. 4 se tiene para las distancias de la línea de 600 pies de vano, la reactancia de secuencia positiva y negativa para un pie y 17 pies de distancia equivalente:

$$X = 0,4300 + 0,3438 = 0,7738 \text{ ohmios/milla/fase.}$$

Y para las distancias de 1000 pies de vano con distancia equivalente de 19,65 pies, se tiene la siguiente reactancia inductiva de secuencia positiva y negativa:

$$X = 0,4300 + 0,3613 = 0,7913 \text{ ohmios/milla/fase.}$$

REACTANCIA CAPACITIVA Y CAPACITANCIA.-

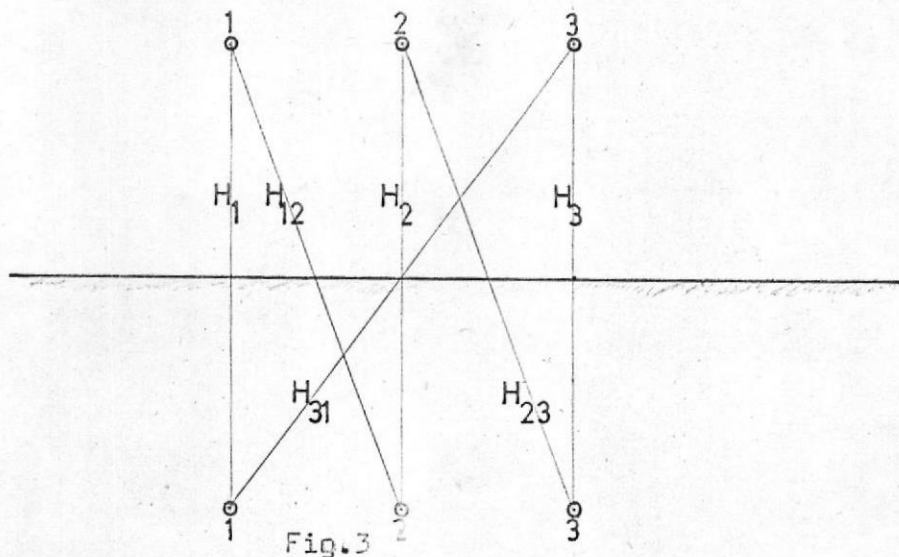
Los voltajes en un circuito transpuesto se asume que son equilibrados bajo condiciones normales, aceptando esas asunciones se procede a determinar la capacitancia de secuencia positiva y negativa.

$$C_n = \frac{0,0388}{\log.(\text{Deq.}/r) - \log. \sqrt[3]{\frac{H_{12} H_{23} H_{31}}{H_1 H_2 H_3}}}$$

de donde:

C_n = Capacitancia de línea a neutro.

r = radio del conductor en pies = 0,0358



En la capacitancia para 600 pies de vano se asume -
que:

$$H_1 = H_2 = H_3 = 60 \text{ pies}$$

$$H_{12} = H_{23} = 61,50 \text{ pies}$$

$$H_{31} = 65,80 \text{ pies}$$

$$C_n = \frac{0,0300}{\log \frac{17}{0,0358} - \log \sqrt[3]{\frac{61,50 \times 61,50 \times 65,80}{60 \times 60 \times 60}}}$$

$$C_n = 0,0146 \text{ microfaradios/milla/fase}$$

Y la reactancia capacitiva es:

$$X_c = \frac{1}{2\pi f C_n} = \frac{10^6}{2\pi \times 60 \times 0,0146}$$

$$X_c = 0,182 \times 10^6 \text{ ohmios/milla/fase}$$

En la capacitancia para 1.000 pies de vano se asume que

$$H_1 = H_2 = H_3 = 80 \text{ pies}$$

$$H_{12} = H_{23} = 81,50 \text{ pies}$$

$$H_{31} = 85,90 \text{ pies}$$

$$C_n = \frac{0,0308}{\log \frac{19,65}{0,0358} - \log \sqrt[3]{\frac{81,50 \times 81,50 \times 85,90}{80 \times 80 \times 80}}}$$

$$C_n = 0,01428 \text{ microfaradios/milla, a neutro}$$

$$X_c = \frac{10^6}{2\pi \times 60 \times 0,01428} = 0,186 \times 10^6 \text{ ohmios/milla/fase}$$

CONDUCTANCIA . -

La conductancia promedio se ha obtenido de la pérdida por corona. (8)

$$\text{Conductancia} = G = \frac{P_c}{(KV)^2}$$

Para las distancias de 600 pies de vano

$$G = \frac{54}{(138)^2} = 0,00284 \times 10^{-6} \text{ ohmios/milla/fase}$$

Para las distancias de 1.000 pies de vano

$$G = \frac{47}{(138)^2} = 0,00247 \times 10^{-6} \text{ ohmios/milla/fase}$$

IMPEDANCIAS DE SECUENCIA CERO ⁴ (Z_0)

$$Z_0 = \frac{3r_a}{2} + 0,00477f + j0,01397 f \log \frac{D_e}{\sqrt{(GMR)(D_{xy})}} ; \quad \text{de donde}$$

r_a = resistencia de C/U. de los alambres de tierra = 6 ohmios/milla.

$$D_e = 2160 \sqrt{\frac{\rho}{f}} = 278 \sqrt{\rho}$$

f = Frecuencia en ciclos por segundo.

ρ = Resistividad del terreno en ohmios-mt., medida sobre el terreno en cada zona.

GMR = Radio geométrico medio de los conductores de fase.

= 0,0290 pies.

D_{xy} = Distancia entre alambres de tierra en pies, 13,51 y 23,90 para 600 y 1.000 pies de vano respectivamente.

Reemplazando:

$$Z_0 = 9,286 + j0,838 \log_{10} \frac{278\sqrt{\rho}}{\sqrt{0,0290} D_{xy}} = R_0 + jX_0$$

REACTANCIA INDUCTIVA DE SECUENCIA CERO

| Zona | Resistividad en ohmios-mt. | Para 600 pies de vano $X_0 = j0,838 \log_{10} \frac{278\sqrt{\rho}}{\sqrt{0,0290} D_{xy}}$ | | Para 1.000 pies de vano $X_0 = j0,838 \log_{10} \frac{278\sqrt{\rho}}{\sqrt{0,0290} D_{xy}}$ | |
|-------|----------------------------|---|----------------------------------|---|----------------------------------|
| | | X_0 OHM./mi. ⁰ /cond. | X_0 Zona Ω /cond. | X_0 ohm/mi. ⁰ /cond. | X_0 Zona Ω /cond. |
| A | 94 | 3,04 | 7,86 | 2,95 | 7,63 |
| B | 140 | 3,12 | 29,55 | 3,02 | 28,60 |
| C | 81,5 | 3,02 | 13,00 | 2,92 | 12,58 |
| D_a | 201 | 3,18 | 64,70 | 3,08 | 62,60 |
| D_b | 125 | 3,10 | 63,00 | 3,00 | 60,90 |
| E | 69 | 2,99 | 62,00 | 2,89 | 59,90 |

La reactancia total de secuencia cero en cada alternativa es de 242,11 y 232,11 ohmios/cond. para 600 y 1.000 pies de vano.

(4)
REACTANCIA CAPACITIVA DE SECUENCIA CERO.-

$$X'_{o(g)} = \frac{3}{2} X'_{a(g)} + X'_{e(g)} - \frac{3}{2} X'_d ; \text{ en megoh.}/\text{mi.}/\text{cond.}$$

de donde:

$$X'_{o(g)} = \text{Reactancia capacitiva de secuencia cero.}$$

$$X'_{a(g)} = \text{Reactancia capacitiva de secuencia cero a un pie de espaciado} \\ = 0,0638 \frac{60}{r} \log \frac{1}{r} \\ = 0,0286 \times 10^6 \text{ ohm.}/\text{mi.}/\text{cond.}$$

$$X'_{e(g)} = \text{Factor de reactancia de secuencia cero debido a la altura de los conductores sobre el terreno, con una distancia de 30 y 40 pies, de las tablas}^4, \text{ se tiene 0,364 y 0,390 megohmios}/\text{mi.}/\text{cond. para 600 y 1.000 pies de vano en su orden.}$$

$$X'_d = \text{Factor de reactancia de secuencia cero debido al las distancias entre cables de tierra ; 0,077 y 0,094 megohmios}/\text{mi.}/\text{cond. para 600' y 1000' de vano respect.}$$

Para 600 pies de vano.

$$X'_{o(g)} = 0,330 \times 10^6 \text{ ohm}/\text{mi.}/\text{cond.}$$

Para 1.000 pies de vano.

$$X'_{o(g)} = 0,339 \times 10^6 \text{ ohm}/\text{mi.}/\text{cond.}$$

CARACTERISTICAS ELECTRICAS DE
LA LINEA DE TRANSMISION

Considerando que los parámetros de la línea de transmisión son distribuidos uniformemente a través de la longitud de la línea, se procede a calcular las características que presenta la línea de transmisión en cada alternativa.

Para 600 pies de vano.-

$$Z = R + j X_L = 0,206 + j 0,7738 = 0,8003 \angle 75,10^\circ \text{ ohmios/milla/fase}$$

$$Y = G - \frac{1}{j X_C} = (0,0028 + j 5,50) \times 10^{-6}$$

$$= 5,50 \times 10^{-6} \angle 89,97^\circ \text{ ohmios/milla/fase}$$

$$\gamma l = \sqrt{ZY} l = 77,7 \sqrt{0,8003 \times 5,50 \times 10^{-6}} \angle \frac{89,97^\circ + 75,10^\circ}{2}$$

$$= 77,7 \times 2,0922 \times 10^{-3} \angle 82,535^\circ$$

$$\gamma l = (\alpha + j\beta) l = 77,7 (0,27188 \times 10^{-3} + j 52,07446 \times 10^{-3})$$

$$= 0,021125 + j 0,161185$$

$$\lambda = \frac{2\pi}{\beta} = 3.028,80 \text{ millas}$$

$$\text{Velocidad} = f\lambda = 60 \times 3.028,80 = 181.728 \text{ millas/seg.}$$

$$Z_c = \sqrt{\frac{Z}{Y}} = \sqrt{\frac{0,0003}{5,50 \times 10^{-6}}} \angle \frac{75,10 - 89,97^\circ}{2}$$

$$= 382,50 \angle -7,435^\circ$$

$$\cosh \gamma l = \cosh \alpha l \times \cos \beta l + j \sinh \alpha l \times \sin \beta l.$$

$$= \cosh 0,021125 \times \cos 0,161185 + j \sinh 0,0201125 \sin 0,161185$$

$$= 0,987339 \angle 0,1875^\circ$$

$$\sinh \gamma l = \sinh \alpha l \cos \beta l + j \cosh \alpha l \sin \beta l.$$

$$= \sinh 0,021125 \cos 0,161185 + j \cosh 0,0204 \sin 0,161185$$

$$= 0,1621027 \angle 82,96^\circ$$

$$SIL = \frac{(132)^2}{382,50} = 45,60 \text{ megavatios.}$$

Los símbolos anteriores desconocidos son:

Z = Impedancia serie por milla y por fase.

Y = Admitancia en paralelo por milla, por fase o neutro.

l = longitud de la línea en millas

γ = constante de propagación.

α = constante de atenuación en nepers/milla.

β = constante de fase en radianes/milla.

λ = longitud de la onda.

Z_c = Impedancia característica de la línea.

SIL = Carga que puede entregar la línea con factor de potencia unidad despreciando la resistencia de la línea.

CARACTERISTICAS PARA LA ALTERNATIVA DE 1.000 PIES DE VANO.-

$$Z = 0,206 + j 0,7913 = 0,81723 \angle 75,40^{\circ} \quad \text{ohmios/milla/fase}$$

$$Y = 0,00247 \times 10^{-6} - \frac{1}{j 0,186 \times 10^6}$$

$$= 5,38 \times 10^{-6} \angle 89,98^{\circ} \quad \text{ohmios/milla, a neutro.}$$

$$\gamma l = 77,7 \sqrt{5,38 \times 0,81723 \times 10^{-6}} \angle \frac{89,98 + 75,40}{2}$$

$$= 77,7 \times 2,089 \times 10^{-3} \angle 82,69^{\circ}$$

$$= 1 (\alpha + j \beta) = 77,7 (0,26572 \times 10^{-3} + j 2,072 \times 10^{-3}).$$

$$= 0,020646 \times j 0,160994$$

$$\lambda = \frac{2\pi}{\beta} = 3.032,43 \text{ millas.}$$

$$\text{velocidad} = f \lambda = 60 \times 3.032,43 = 181.459,44 \text{ millas/seg.}$$

$$Z_c = \sqrt{\frac{Z}{Y}} = \sqrt{\frac{0,81723}{5,38 \times 10^{-6}}} \angle \frac{75,40 - 89,98}{2}$$

$$= 391,20 \angle -7,29^{\circ} \quad \text{ohmios.}$$

$$\cosh \gamma l = \cosh 0,020646 \cos 0,160994 \times j \sinh 0,020646 \sin 0,160994$$

$$= 0,9874487 \angle 0,192^{\circ}$$

$$\sinh \gamma l = 0,020646 \cos 0,160994 + j \cos 0,020646 \sin 0,160994$$

$$= 0,1611857 \angle 82,735^{\circ}$$

$$SIL = \frac{(132)^2}{391.2} = 44,60 \text{ megavatios.}$$

DIAGRAMA DEL CIRCULO

Considerando que los parámetros de la línea de transmisión para 600 y 1.000 pies de vano no tienen mayor diferencia entre sí, se ha realizado el comportamiento de la línea por medio del diagrama del círculo con los parámetros de 1.000 pies de vano.

Las constantes para el diagrama del círculo son:

$$A = \cosh \gamma l = 0,9874487 \angle 0,192^\circ \text{ p.u.}$$

$$B = \sinh \gamma l \angle Z_c = 0,1611857 \angle 75,445^\circ \text{ p.u.}$$

$$\begin{aligned} B &= |Z_c| \cdot B \text{ p.u.} = 391,20 \times 0,1611857 \angle 75,445^\circ \\ &= 63,0558 \angle 75,445^\circ \text{ ohmios.} \end{aligned}$$

$$\text{Angulo } \alpha = 0,192^\circ$$

$$\text{Angulo } \beta = 75,445^\circ$$

$$\text{Angulo } (\beta - \alpha) = 75,253^\circ$$

Se ha usado 150 KV como voltaje Base, el voltaje de recepción de 132 KV, en p.u. es : $\frac{132}{150} = 0,8800 \text{ p.u.}$

$$(MVA) \text{ base} = \frac{(150)^2}{63,0558} = 356,02 \text{ MVA}$$

$$\text{carga 1} = 41.622 \text{ KW.}$$

$$= 0,11665 \text{ p.u.}$$

$$= \text{línea Or - a}$$

$$= 93,5 \% \quad \text{SIL}$$

Carga 2 = 46.630 kilovatios

=0,13066 p.u.

= línea Or - a₂ (ver diagrama del círculo.)

= 104,7 % SIL.

La tabla catorce y la tabla quince, muestran los resultados obtenidos sumando las coordenadas de cada punto del diagrama del círculo antes de realizar la graficación, en la eficiencia no se han considerado las pérdidas por corona, las cuales son sumamente pequeñas. La carga dos corresponde a la carga uno más los kilovatios del buque planta, considerando que este puede sufrir algún desperfecto o también para cubrir parte de la demanda que exija la Provincia de Manabí en el año de 1.991.

I A B L A # 14 P A R A E L D I A G R A M A D E L C I R C U L O

c a r g a = 41.622 K.W. - 132,00 kilovoltios. v a r i o s f a c t o r e s d e p o t e n c i a .

| R E C E P C I O N | | | S A L I D A | | | | C A I D A D E V O L T A J E S | | E F I C I E N C I A |
|---------------------------------|---------------------------------|---------------------|-----------------------------|---------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|-------------------------------|-------|---------------------|
| F A C T O R D E P O T E N C I A | P O T E N C I A R E A C T I V A | $ V_s \cdot V_r $ | A N G U L O D E T O R Q U E | F A C T O R D E P O T E N C I A | P O T E N C I A R E A C T I V A | P O T E N C I A R E A L | V O L T A J E | % | % |
| | línea P.U. KVAR | línea P.U. | δ grados | | línea P.U. KVAR | línea P.U. KWATIOS | P.U. kilovol- tios. | | |
| 1,00 | a - a 0 0 | n - a 0,80238 | $\delta_{1,0}$ 8,279 | -0,999545 | S - a 0,003666 1.308 cap. | 0 - s 0,121211 43.250 | 0,911795 136,769 | 3,71 | 96,234 |
| 0,95 | a - b 0,036238 13.644 | n - b 0,837798 | $\delta_{,95}$ 7,254 | 0,96182 | T - b' 0,034543 12.325 | 0,95 - T 0,12132 43.209 | 0,952043 142,806 | 8,19 | 96,147 |
| 0,90 | a - c 0,056488 20.156 | n - c 0,854704 | $\delta_{,90}$ 6,815 | 0,91460 | u - c' 0,053913 19.237 | 0,90 - U 0,121944 43.512 | 0,971254 145,688 | 10,35 | 95,655 |
| 0,85 | a - d 0,072288 25.794 | n - d 0,869428 | $\delta_{,85}$ 6,420 | 0,86445 | V - d' 0,071453 25.496 | 0,85 - V 0,122674 43.684 | 0,987986 148,198 | 12,27 | 94,932 |
| 0,80 | a - e 0,0874857 31.216 | n - e 0,883644 | $\delta_{,80}$ 6,071 | 0,81055 | W - e' 0,08888 31.717 | 0,80 - W 0,123025 43.698 | 1,00414 150,621 | 14,10 | 94,832 |

TABLA # 15 PARA EL DIAGRAMA DEL CIRCULO

carga = 46.630 KW. 132,00 kilovoltios factor de potencia = 0,90

V

| RECEPCION | | | SALIDA | | | | | | |
|-------------------|-------------------------------|---------------------|--------------------|--------------------|-----------------------------|-----------------------------|--------------------------|------------------|------------|
| FACOR DE POTENCIA | POTENCIA REACTIVA | $ V_s \cdot V_r $ | ANGULO DE TORQUE | FACTOR DE POTENCIA | POTENCIA REACTIVA | POTENCIA REAL | VOLTAJE | CAIDA DE VOLTAJE | EFICIENCIA |
| | línea P.U. KVAR. | línea P.U. | δ | | línea P.U. KVAR | línea P.U. KVATIOS | P.U. kilovol tios. | % | % |
| 0,90 | 82 - 62 0,063275 22.578 | n - 62 0,866184 | δ 7.499° | 0,90814 | X - 62 0,06350 22.658 | 09 - X 0,13774 49.149 | 0,9843 147,645 | 11,86 | 94,83 |

NIVEL DE AISLAMIENTO ELECTRICO CONTRA DESCARGASATMOSFERICAS

La línea de transmisión se ha protegido contra descargas atmosféricas positivas de $11/2 \times 40$ microsegundos, las características que presentan los aisladores y distancias de aires para las ondas mencionadas, se han hecho las siguientes correcciones:

Para un 94% de humedad relativa, por medio de la siguiente fórmula²³:

$$ph = ps - 0,000367 pb (t-t') \left(1 - \frac{t' - 32}{1571} \right), \text{ de donde:}$$

ph = presión del vapor en pulgadas de mercurio (para figura 6 página 615⁴)

ps = presión del vapor de agua "saturado" en pulgadas, a temperatura t' (desde las tablas metereológicas²⁴) = 1,056 pulgadas de mercurio = 35,7 milibares.

pb = presión barométrica en pulgadas de mercurio = 29,50.

t = temperatura del aire en °F. = 82°F. = 27,8 °C.

t' = temperatura del bulbo húmedo = 80,6 °F. = 27°C.

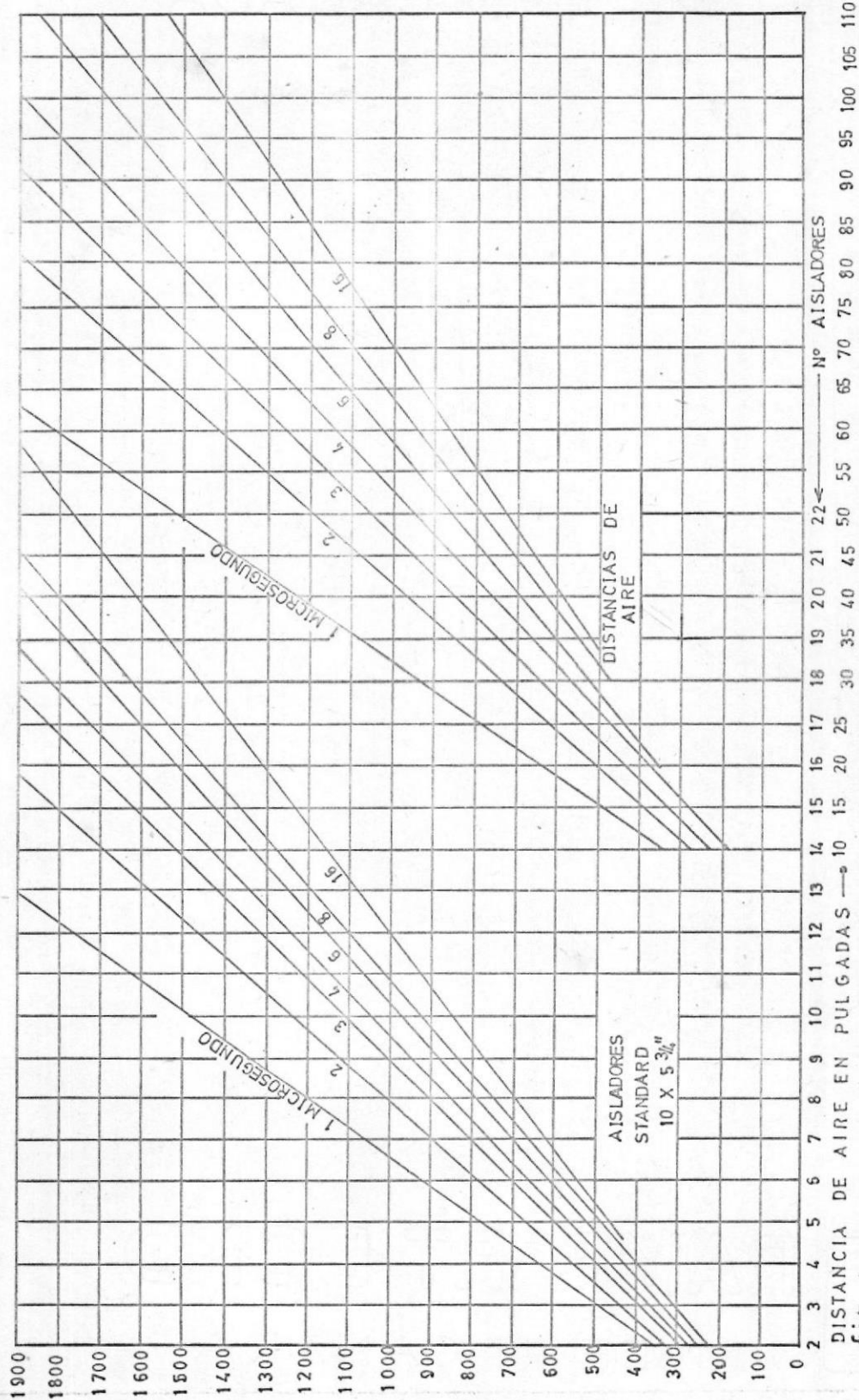
Reemplazando en la fórmula se obtiene, $ph = 1,041$ lo que da un factor de corrección de 0,927 (figura 6 página 615⁴)

Y para la densidad del aire con un factor de 0,979. (de pb y t).

La multiplicación de estos dos factores han servido para corregir la línea de 16 microsegundos de la figura 5 pag. 583⁴, el total de correcciones son mostrados en la fig. 4 de esta obra.

Una interrupción por año en la longitud de la línea con 40 días tormentosos en el año y generalizándolas se tiene un total de:

$$1 \times \frac{30}{40} \times \frac{100}{77,7} = 0,965 \text{ interrupciones / 100 millas / año.}$$



Tension de Arco.
Kilovoltios.

fig. 4.

Características de Aisladores y Distancias de Aire, basados en Ondas Positivas de $1\frac{1}{2} \times 40$, Par a Atmosferas con 94% humedad; Temperaturas Psicométricas de 80 y 80,6 °F - Presión barométrica $\approx 29,5$ pulgadas de mercurio.

AISLAMIENTO EN LA ESTRUCTURA DE MADERA.-

En la estructura de madera hay las siguientes posibilidades que el aislamiento puede perder su efectividad:

- 1.- Cuando la cadena de aisladores se ha desviado $27,6^\circ$, la distancia del aire es 54 pulgadas con un aislamiento de 780 para la onda de $1\ 1/2 \times 40$.
- 2.- Cuando la cadena de aisladores está en posición normal y si la descarga ocurre a través del aire, esta distancia de 81 pulgadas ofrece un aislamiento de 1150 kilovoltios.
- 3.- El aislamiento de la cruceta de madera es $6,75 \times 65$ KV más 780 KV de los nueve aisladores en total 1218 Kilovoltios.

Las tensiones de arco encontradas para cada una de los casos son incrementadas con un 5% debido al acoplamiento entre ACSR y cables de tierra⁽⁴⁾.

El punto más débil en la estructura de madera es el que ofrece $780 \times 1,05 = 819$ KV. igual a 9,55 aisladores equivalentes; distancia mínima en el medio del vano es de 15 pies, haciendo uso de las curvas para el número de fallas en la torre y en el medio del vano⁴, se tiene: 0,7 interrupciones en medio del vano y 1,23 interrupciones para la estructura, para obtener la protección deseada se necesitarán 15 ohmios de resistencia de puesta tierra.

AISLAMIENTO EN LA ESTRUCTURA METALICA.-

En la estructura metálica también se han considerado tres aislamientos contra descargas atmosféricas:

- 1.- Cuando la cadena de aisladores desvía $28,20^{\circ}$, la distancia a la estructura es de 60 pulgadas con un aislamiento de 860KV.
- 2.- Cuando la cadena de aisladores está en posición normal la distancia a la estructura en línea recta es de 90 - pulgadas con un aislamiento para 1.270 KV.
- 3.- El aislamiento ofrecido por la cadena de aisladores es 860 KV., con un factor de corrección de 1,03; con el que se obtendrá una equivalencia de 10,3 aisladores.

Usando las curvas para interrupciones en la estructura y en el medio del vano⁴, teniendo presente que el número de fallas es de 0,965, se tiene:

Para el medio del vano con 21 pies de espaciamento un total de 1,3 fallas y 0,63 fallas para la torre con 10,3 aisladores equivalentes, para obtener la protección deseada se necesitarán diez ohmios de resistencia de puesta a tierra.

RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

Con mediciones realizadas en el terreno, se han obtenido la resistividad de cada una de las zonas en que se ha dividido la trayectoria de la línea de transmisión, la tabla 16 y 17 dan por resultado la cantidad de tubos de hierro galvanizado de 3/4 pulgadas a necesitarse en cada una de las zonas, para aquellos casos se han empleado curvas y gráficos de (4,20) lo mismo para contrapesos o contraantenas de un sólo conductor de 3/8 de pulgadas o también colocados en forma de estrella con cuatro ramales; en cada uno de los casos a un tubo metálico se le llama un elemento, lo mismo a un contrapeso de un solo conductor y se dice que un contrapeso en estrella tiene cuatro elementos, es de especificar que la zona D se ha dividido en dos partes por haber encontrado resistividades totalmente diferentes en una misma zona, los contrapesos o contraantenas estarán enterrados a una profundidad de un pie de la superficie.

T A B L A # 1 6

RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA PARA OBTENER UN TOTAL DE 15 OHMIOS EN CADA UNA DE LAS ZONAS.

| ZONA | RESISTIVIDAD OHMIOS -pies | LONGITUD DE CADA ELEMENTO PIES | DIAMETRO DE CADA ELEMEN TO PULGADAS. | RESISTENCIA DE CADA ELEMENTO OHMIOS. | Nº de ELEMENTOS | DISTANCIA ENTRE ELE MENTOS PIES. |
|----------------|------------------------------|---|--|--|--------------------|---|
| A | 308 | 11 | 3/4 | 28 | 2 | 45.5 |
| B | 460 | 11 | 3/4 | 41.5 | 3 | 23 |
| C | 268 | 9 | 3/4 | 29 | 2 | 55.5 |
| D _a | 660 | 26 | 3/8 | 33 | 4 | |
| D _b | 410 | 10 | 3/4 | 40.5 | 3 | 25 |
| E | 226 | 25 | 3/8 | 15 | 1 | |

I A B L A # 17

RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA PARA OBTENER UN TOTAL DE 10 OHMIOS en CADA UNA DE LAS ZONAS

| ZONA | RESISTIVIDAD ohmios-pies | LONGITUD DE CADA ELEMEN- TO PIES | DIAMETRO DE CADA ELEMEN- TO PULGADAS | RESISTENCIA DE CADA ELEMENTO EN OHMIOS | Nº de ELE- MENTOS | DISTANCIA ENTRE ELE- MENTOS. PIES |
|----------------|-----------------------------|---|---|--|----------------------|--|
| A | 308 | 9 | 3/4 | 33 | 4 | 16,5 |
| B | 460 | 23 | 3/8 | 27,8 | 4 | |
| C | 268 | 8 | 3/4 | 32 | 4 | 21 |
| D _a | 660 | 39 | 3/8 | 33 | 4 | |
| D _b | 410 | 12,7 | 3/4 | 33 | 4 | 13,3 |
| E | 226 | 36 | 3/8 | 10 | 1 | |

CORRIENTES DE DESCARGAS PERMITIDAS EN LA ESTRUCTURA Y EN EL MEDIO DEL VANO.-

Para seis cientos pies de vano, se obtendrá una descarga de 90.000 amperios en la estructura y 106.000 amperios en el medio del vano.

Para la estructura metálica de mil pies de vano, se obtendrá 100.000 amperios en la estructura y 87.000 amperios en el medio del vano; la mínima corriente que permite despejar de 87.000 amperios, se ha considerado aceptable, debido a que el camino de la corriente, al ocurrir una descarga en el medio del vano, se distribuye hacia los dos lados de la descarga y, en cada torre se divide nuevamente a tierra y hacia la otra estructura.

PRESUPUESTO DE LA LINEA DE TRANSMISION PARA CADA ALTERNATIVA.-

Habiendo determinado los materiales a emplearse, falta por dar un costo aproximado de los mismos, para la construcción de la línea de transmisión en estudio; en el presupuesto no se incluye - mano de obra ni supervisión técnica . El costo de los materiales y postes de madera son precios FOB en puertos de los Estados Unidos y Canada, más el transporte de los mismos con precios de transporte de la Grace Co.

Para el revestimiento de la estructura de acero, contra la intemperie, es casi universal el uso de la galvanización; según referencia seis, el galvanizado resulta más económico que la pintura, por consiguiente, para hacer una estimación aproximada, se ha considerado el proceso de la pintura; las partes de la estructura en contacto con el terreno, aunque sean galvanizadas, habrá necesidad de darles un revestimiento de pintura asfáltica.

PRESUPUESTO DE LOS MATERIALES PARA LA LINEA DE TRANSMISION CON
SOPORTES DE MADERA.

| | |
|---|------------------------|
| Estudio topográfico y replanteo del trazo de la línea S/. | 250.000,00 |
| Derecho de vía | 220.000,00 |
| Desbroce y limpieza del trazo | 500.000,00 |
| Postes de madera | 3' 170.000,00 |
| Crucetas de madera | 488.000,00 |
| Aisladores | 942.000,00 |
| Material de puesta a tierra | 63.000,00 |
| Conductores de fase | 4' 866.000,00 |
| Cables de acero | 1' 045.000,00 |
| Grampas de suspensión y varillas de armar | 300.000,00 |
| Imprevistos | 1' 184.000,00 |
| Total | S/. 13' 028.000,00 |

PRESUPUESTO DE LOS MATERIALES PARA LA LINEA DE TRANSMISION CON
CON ESTRUCTURA METALICA.

| | |
|---|-------------------|
| Estudio topográfico y replanteo del trazo de la línea S/. | 250.000,00 |
| Derecho de vía | 220.000,00 |
| Desbroce y limpieza del trazo | 500.000,00 |
| Estructuras metálicas | 5'800.000,00 |
| Aisladores | 629.000,00 |
| Material de resistencia de puesta a tierra | 97.000,00 |
| Conductores de fase | 4'866.000,00 |
| Cables de acero | 1'250.000,00 |
| Grampas de suspensión y varillas de armar | 190.000,00 |
| Imprevistos | 1'380.000,00 |
| Total | S/. 15'182.000,00 |

CONCLUSIONES

Falta por hacer constar, que las corrientes de descargas atmosféricas por cada estructura, para las que estará protegida la línea de transmisión, relacionadas con grabaciones realizadas en diferentes partes del mundo ⁴, están dentro de un mínimo porcentaje de las máximas mediciones obtenidas con "Magnetic Surge Crest Ammeter"; es así que que estos porcentajes, para los cuales no está protegida la línea, de acuerdo a los informes de la compañía que - ha obtenido mayor número de grabaciones (Lewis and Fousts, 2721 grabaciones), será del orden de dos por ciento.

Y, para concluir es de anotar que la línea de transmisión con estructura de madera, estará protegida para el cien por ciento de sobrevoltajes de carácter interno (switching) y la alternativa con estructura metálica para un 98,5% ; todo esto con los aisladores en cada caso mojados, con una lluvia de 0,2 pulgadas por minuto ⁴, cuando la cadena de aisladores se encuentra en posición normal. Estos voltajes de carácter interno, según experiencia en sistemas de transmisión similar al de este estudio, La "Ohio Power Company's System" USA, ha alcanzado un máximo de 5,5 veces el voltaje de cresta entre línea y neutro ²³, voltaje que en nuestro estudio, con la carga número dos antes de la subestación de - Quevedo, y estableciendo la misma relación ascendería a 662 kilovoltios en el año de 1.991 .

B I B L I O G R A F I A
(Ref.)

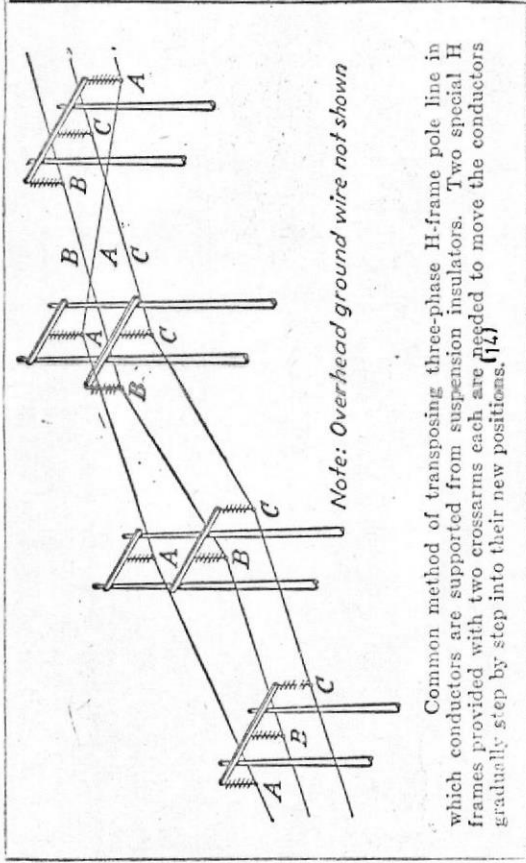
- 1.- Programa de Electrificación del Ecuador, Instituto Ecuatoriano de Electrificación-Quito Ecuador- Agosto 1.966.
- 2.- Manabí Steam Generating, Feasibility Study, Instituto Ecuatoriano de Electrificación- Quito Ecuador- Diciembre de 1.965 .
- 3.- Anuarios Meteorológicos Año 1.962 , 63 , 64, 65 y 1966 publicados por el servicio de Meteorología e Hidrología- Quito Ecuador.
- 4.- Electrical transmission and Distribution Reference Book, Westinghouse Electric Corporation- East Pittsburg- Pennsylvania.
- 5.- Capacitors for Industry by Bloomquist y R.C. Wilson- Serie General Electric . John Wiley- New York Agosto 1.950 .
- 6.- Manual Standard del Ingeniero Electricista, Tomo I y II - A.E. Knowlton, Editorial Labor S.A. Barcelona- España 1962 , oct. edición.
- 7.- Standard Hand Book for Electrical Engineers, A.E. Knowlton Mc. Graw Hill Book Co. Edition N^o 9 New York .
- 8.- Manual del Ingeniero Electricista Harold Pender y W.A. del Mar Editorial Hispano Americana S.A. Buenos Aires 1.953 .
- 9.- Power System Stability Volume I y II by Edward W. Kimbark, edition N^o 8 , Abril 1.967, John Wiley and Sons, Inc. New York .
- 10.- Transmission Line Manual (mechanical Design) , REA Bulletin 62-1 May 1.961 U.S. Department of Agriculture Washington 25 D.C.
- 11.- Alcan Gráfico Universal para las flechas de los conductores en líneas aéreas, N.Y 1.271 Avenue of the Americas , New York .
- 12.- Enciclopedia Jackson Tomo 12 , V. M. Jackson Inc. Editores Mexico D.
- 13.- Tablas y Gráficos para el cálculo de líneas de transmisión y subestaciones- Editado por Ingeniería de México .A.C. 1.964.

- 14.- The Lineman and cableman's Hand book by Edwin B. Kurtz E.E.Ph.D.
Mc. Graw Hill Book Co. New York-USA. 1.964.
- 15.- Elements of Power System Analysis. Williams D. Stevenson, Mc.Graw Hill Book Co. Kogakusha Co. Tokyo, Edition No. 2.
- 16.- Catálogo de productos eléctricos de aluminio. Alcan Inc. N.Y. 1.965.
- 17.- Redes Eléctricas de alta y Baja Tensión, Ing. Ind. Gaudencio Zopetti Editorial G. Gili S.A. Barcelona, Edición No. 3.
- 18.- Estaciones Transformadoras y de Distribución Ing. Ind. Gaudencio Zopetti Editorial G. Gili S.A. Barcelona, Edición No. 2.
- 19.- Organización de producción y de Distribución en alta tensión de las Redes Eléctricas, Ings. Roth y Fraga, S.A. Española. Madrid-España.
- 20.- Grounding Electric Circuit Effectively. J.R. Eaton, Bulletin 25T2, Reprinted for James G. Biddle Co. from General Electric Review, Agosto de 1.941, Philadelphia 7, Penna.
- 21.- Circuit Analysis of A-C. Power Systems Volume I, Symmetrical And Related Components - Edith Clarke, J. Wiley, N.Y. 1.961.
- 22.- Alternating Current Circuit, by Russel M. Kerchner and George F. Corcoran, J. Wiley New York. 1.962.
- 23.- The Protection of Transmission Systems Against Lightning. By W. Lewis, Dover Publications , Inc., 180 Varick St. N.Y. 10014 Año 1.965.
- 24.- Tablas Meteorológicas DAC-MET 30/311, Sub-Dirección de Aviación Civil - Dep. de Meteorología Aeronáutica de Guayaquil.
- 25.- Theory of Alternating - Current Machinery By A.S. Langsdorf, Mc.Graw Hill Book Co. New York.
- 26.- Ground Resistance Testing - Technical Bulletin 25J, James G. Biddle Co. Philadelphia 7, Penna.

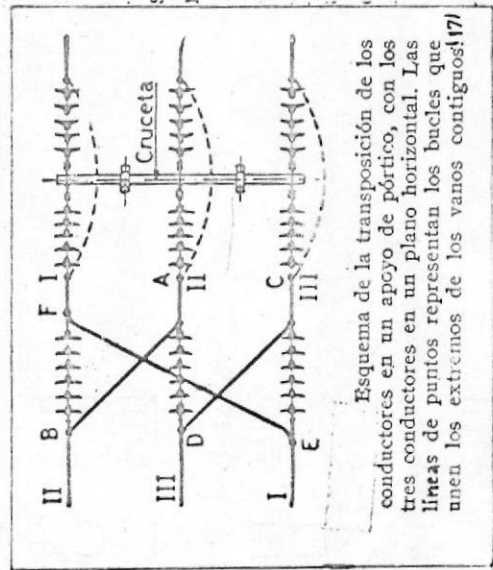
A G R A D E C I M I E N T O

Mi más profundo agradecimiento para el Ingeniero Gregorio Wong, quien en calidad de Director de Tesis, con sus generosos consejos ha sido posible concluir con esta obra, también mis agradecimientos para los Ingenieros Ricardo Delfini M., Alfredo Hincapié S. e Ingeniero Benigno Sotomayor J.

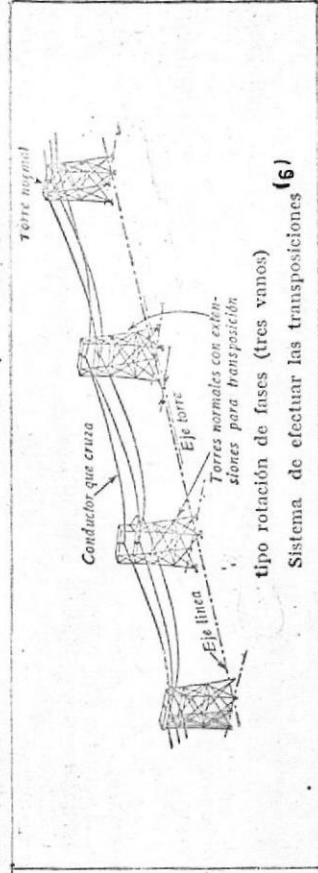
Agradezco la colaboración brindada por los Ingenieros de INECEL, quienes en todo momento han colaborado suministrando los datos requeridos; así mismo al Ingeniero Sergio Aguayo E., Director del Departamento de Minas y Petróleo, y a todas aquellas personas que en una u otra forma han ayudado para llevar a un feliz término el diseño de la línea de transmisión.



Common method of transposing three-phase H-frame pole line in which conductors are supported from suspension insulators. Two special H frames provided with two crossarms each are needed to move the conductors gradually step by step into their new positions. (14)

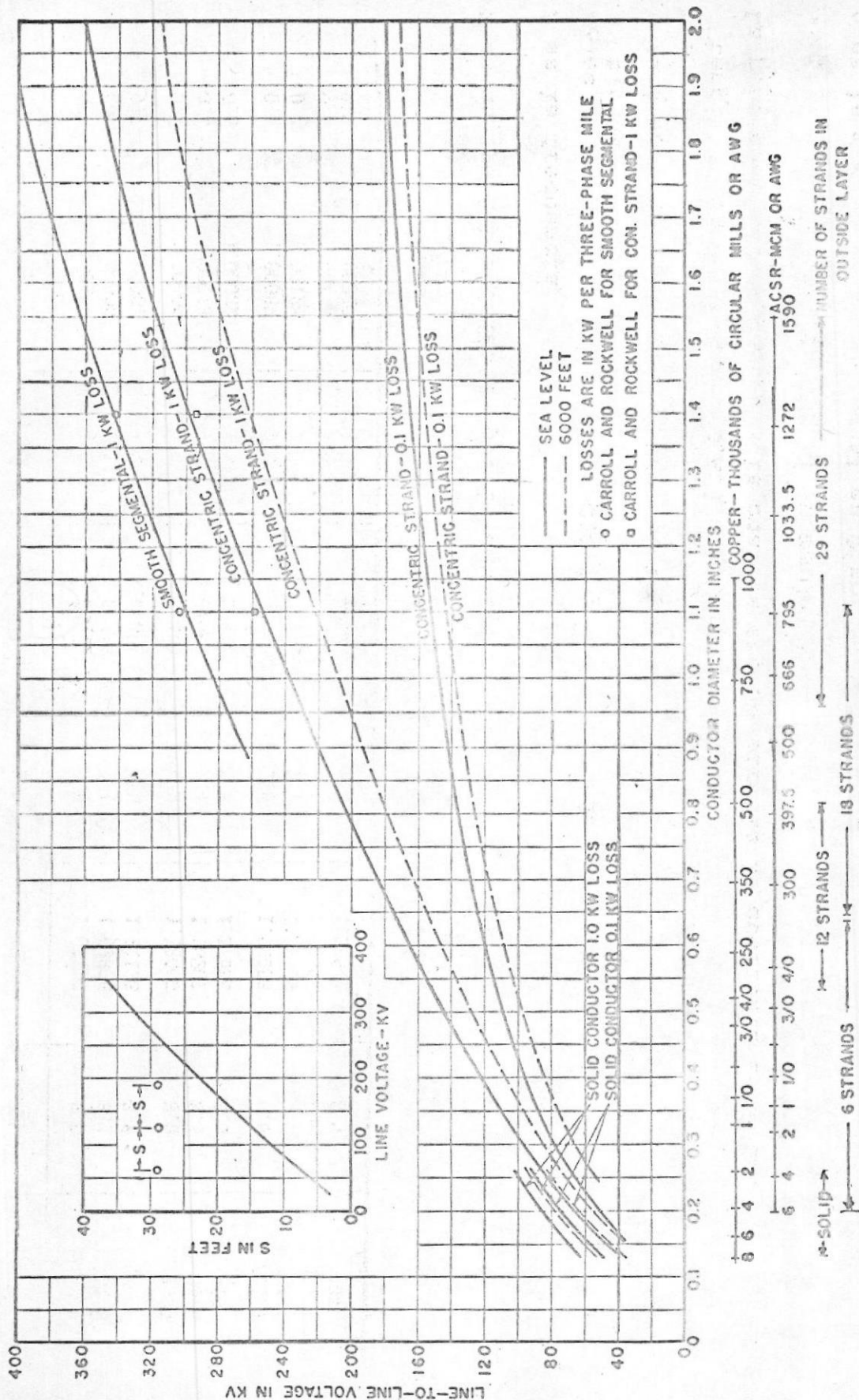


Esquema de la transposición de los conductores en un apoyo de pórtico, con los tres conductores en un plano horizontal. Las líneas de puntos representan los bucles que unen los extremos de los vanos contiguos. (17)

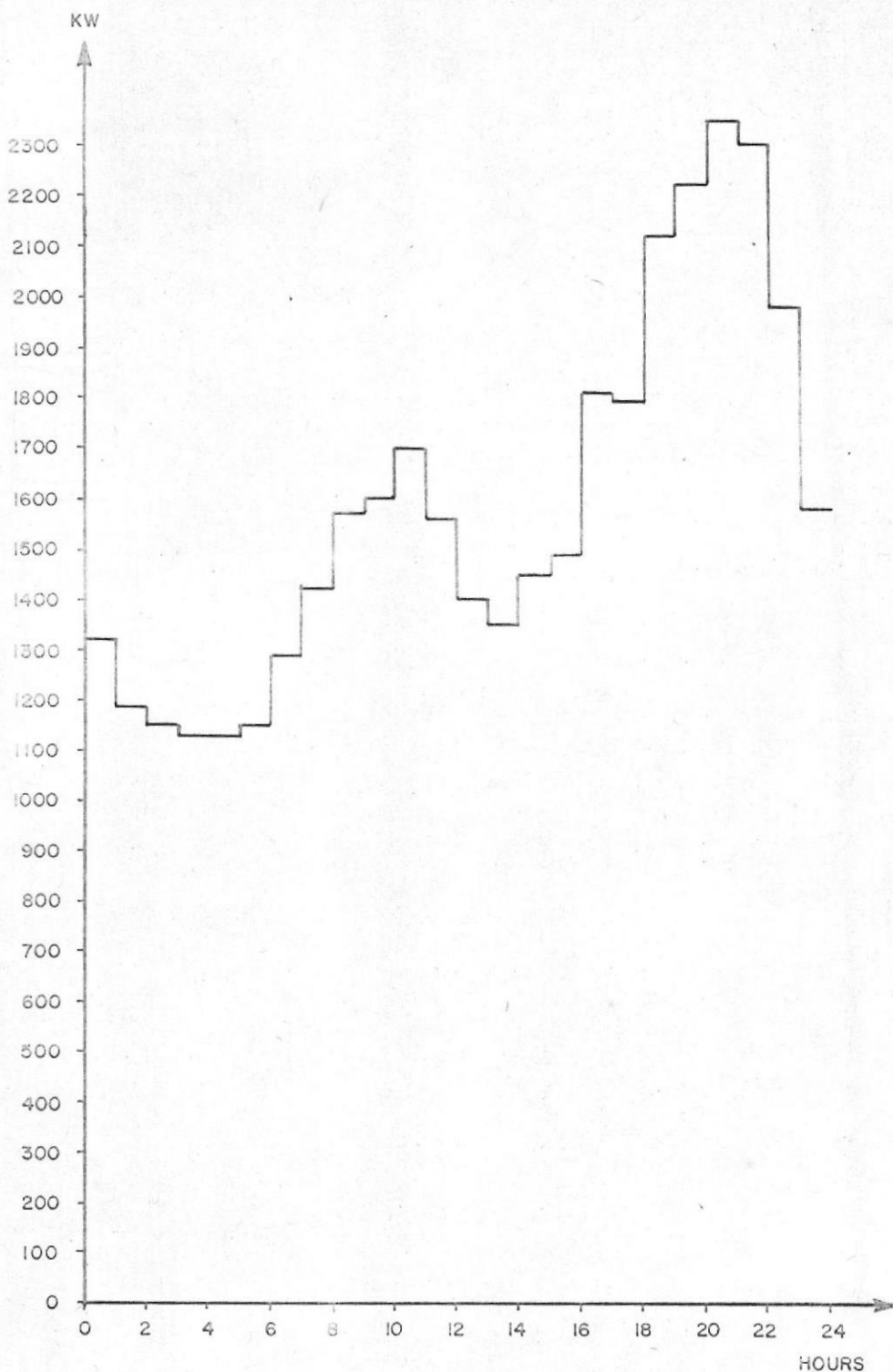


tipo rotación de fases (tres vanos)
Sistema de efectuar las transposiciones (6)

Characteristics of Aerial Lines



Quick-Estimating Corona-Loss Curves. Curves based on Peterson's formula with a few check points from the Carroll and Rockwell paper for comparison.

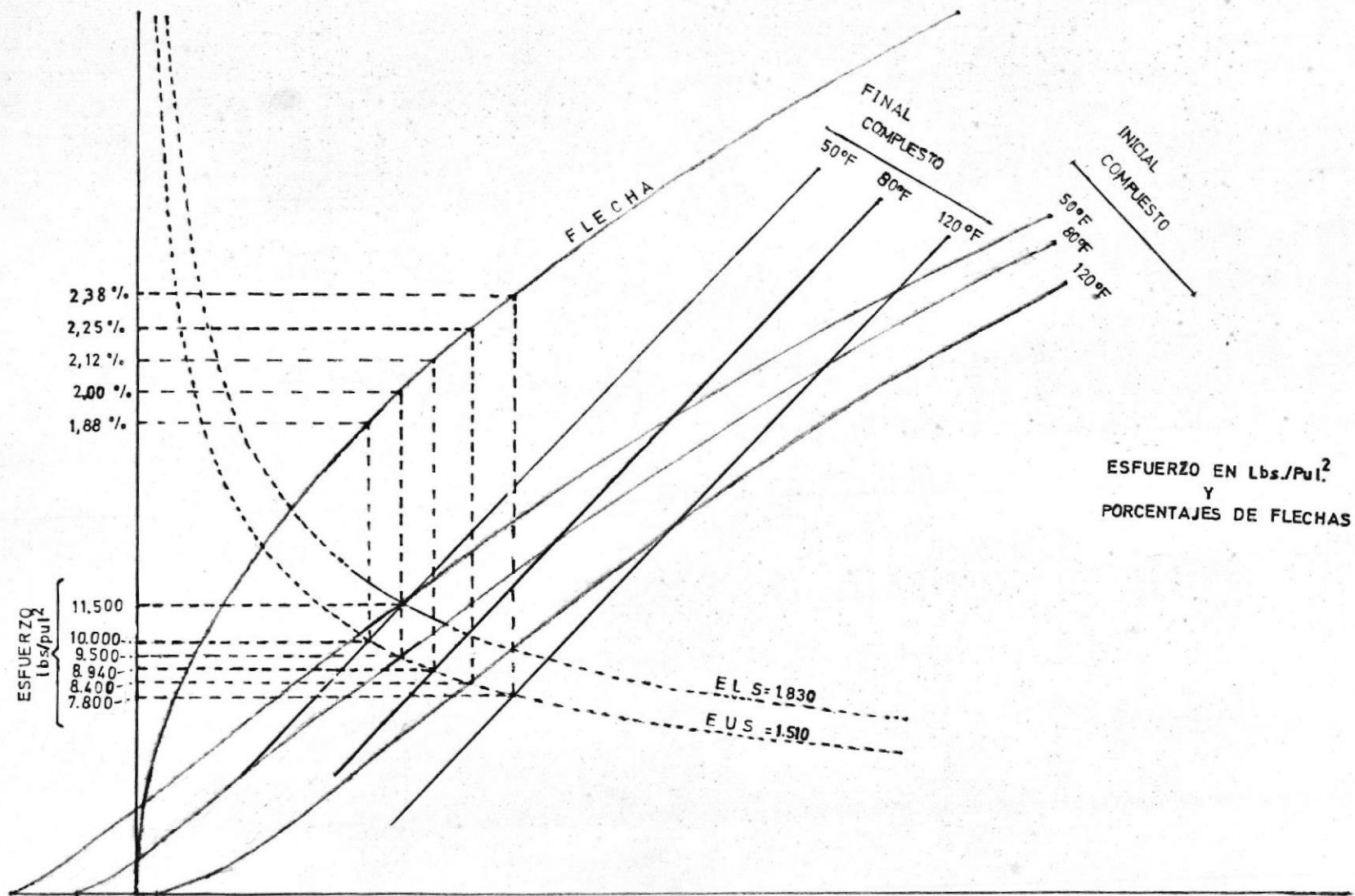


NOTA: Se asume que la demanda máxima ocurrirá a la misma hora en 1990

INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
QUITO - ECUADOR

ANEXO⁽²⁾

COMBINED LOAD CURVE
MANTA - PORTOVIEJO -
MANTA INDUSTRIES
(FEBRUARY 1965)



ESFUERZO EN Lbs./Pul.²
Y
PORCENTAJES DE FLECHAS

