

621.3192
N 973
C.3

T E S I S D E G R A D O

PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE INGENIERO

EN ELECTRICIDAD

"ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL"

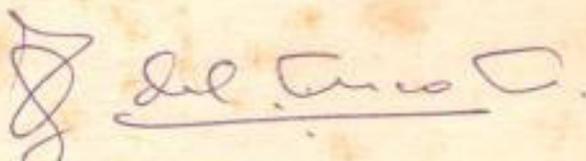
INGRESADO A
ORD. N° 1573
RESTRICCIÓN

T E M A

CONSIDERACIONES EN EL PROYECTO DE LA LINEA DE

TRANSMISION DE ALTA TENSION DE LA COLA DE

SAN PABLO - GUAYAQUIL



Iván Núñez del Arco Andrade

Guayaquil - Ecuador

Agosto de 1968.



SECRETARIA

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)



SECRETARIA

A handwritten signature in dark ink, which appears to read "Iván Núñez del Arco Andrade". The signature is stylized and written over a horizontal line.

Iván Núñez del Arco Andrade

Sotomayor J. Benigno

Ing. Benigno Sotomayor J.

DIRECTOR DE TESIS



SECRETARIA



SECRETARIA

Dedicatoria:

Esta tesis va dedicada a mis queridos padres que se han sacrificado por mi educacion, a mi amada esposa e hijas y a la Escuela Superior Politécnica del Litoral por haberme brindado su enseñanza.

I N D I C E

Página

SECCION I

INTRODUCCION

- | | |
|---------------------------|---|
| 1) Objeto de este estudio | 1 |
| 2) Descripción general | 4 |

SECCION II

ESTIMACION DE LAS PROYECCIONES DE CONSUMOS DE ENERGIA Y DEMANDA DE POTENCIA EN LA CIUDAD DE GUAYAQUIL, BASADA EN ESTADISTICAS EXISTENTES.

- | | |
|--|----|
| 1) Crecimiento Demográfico en Guayaquil | 6 |
| 2) Pronóstico de consumo de energía y demanda de potencia en Guayaquil | 11 |

SECCION III

FACTORES EN EL DISEÑO DE LA LINEA DE TRANSMISION

- | | |
|---|----|
| 1) Generalidades | 16 |
| 2) Recorrido aproximado de la Linea de Trans. | 18 |
| 3) Voltaje seleccionado | 19 |
| 4) Selección de conductores | |
| a) Conductores de fase | 20 |
| b) Alambres de tierra | 22 |

I N D I C E (Cont.)

	Página
5) Aisladores considerados	23
6) Características generales de terreno en el recorrido de la Línea de Transmisión	
a) Generalidades	24
b) Resistencia de puesta a tierra de las estructuras de soporte	25
7) Características meteorológicas generales en las proximidades de la Línea.	
a) Consideraciones generales	27
b) Características	27

SECCION IV

CALCULO ELECTRICO DE LA LINEA

1) Consideraciones de las estructuras de apoyo	31
2) Nivel de Protección contra descargas eléctricas atmosféricas directas	39
3) Efecto Corona manifestado en la Línea	45
4) Determinación de los parámetros de la Línea	56
5) Clasificación de la Línea según su longitud	83
6) Análisis del comportamiento (caída de voltaje y pérdidas) de la Línea de Transmisión	92

I N D I C E (Cont.)

Página

SECCION V

CALCULO MECANICO DE LOS CONDUCTORES PARA LA LINEA DE TRANSMISION.

1) Determinación de flechas y tensiones en el conductor de fase escojido	100
2) Determinación de flechas y tensiones en el conductor de tierra aereo	104
Observaciones y aclaraciones	108
Planos y Anexos	
Bibliografía	110
Agradecimientos	114

SECCION 1I N T R O D U C C I O N1) OBJETO DE ESTE ESTUDIO

Por dificultad de índole financiera del Municipio de Guayaquil fué encargado los servicios eléctricos de esta importante urbe a una empresa de capital privado conocida como Empresa Eléctrica del Ecuador Inc.(EMELEC), siendo ésta una subsidiaria de la American and Foreign Power Co., la que ha afrontado su cometido en la forma más adecuada, constituyendo uno de los mejores servicios del País, siendo su continuidad de servicio de primera calidad, razón por la que ha influenciado significativamente en el desarrollo de esta Ciudad.

Las unidades de generación de EMELEC son esencialmente térmicas, siendo su combustible residuo de petróleo, importado desde el año de 1.962.

En el Programa de Electrificación del Ecuador, elaborado por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), indica que la producción de energía eléctrica para Guayaquil en el año de 1.971 acarrearía para este objeto una importación de residuo de petróleo del doble de la importación total de dicho producto en el año de 1.964, lo

que traería en este tipo de generación un efecto negativo siempre creciente sobre la balanza de pagos del País.

La situación geográfica del Ecuador posee una gran ventaja en lo que se refiere a recursos hidroeléctricos. Es así, como se ha efectuado estudios preliminares tendientes al aprovechamiento de estos potenciales energéticos y las posibilidades de su financiamiento.

Uno de los más importantes potenciales hidroeléctricos encontrados hasta la presente fecha es el realizado por el Centro de Reconversión Económica del Azuay Cañar y Morona Santiago (CREA), entidad encargada del desarrollo Económico y Social del Austro Ecuatoriano, que realizó en el año de 1.964 por intermedio de la firma canadiense de Ingenieros Consultores INGLEDOW KIDD los estudios preliminares de una porción del Río Paute, ubicado a 50 Kilómetros en línea recta al Noreste de Cuenca (Provincia del Azuay), conocida como COLA DE SAN PABLO por el curso que este río hace en forma de "S".

De los estudios preliminares de la COLA DE SAN PABLO señala varios esquemas alternativos para el desarrollo del proyecto, según la necesidad de demanda requerida.

El INECEL organismo creado con la doble

finalidad de planificar y ejecutar las obras de electrificación del País, señala en su programa de obras, que en base de los estudios realizados sobre la COLA DE SAN PABLO la propuesta más conveniente parece ser una con dos centrales en serie, con caudal regulado de 49 metros cúbicos por segundo, salto de 205 metros y potencia generada de 126.000 kilovatios para el primer escalón y 51 metros cúbicos por segundo, 450 metros con potencia generada de 304.000 kilovatios para el segundo escalón, con un reservorio para cada escalón de 134.000.000 metros cúbicos.

En la formulación del Plan Nacional de Electrificación, INECEL ha elaborado un Sistema Nacional Interconectado (ver Anexo 1-la) por medio del cual da la posibilidad de llevar en Líneas de Transmisión, la energía eléctrica de centros de generación a las áreas de consumo.

Para el proyecto COLA DE SAN PABLO, cuyo principal mercado sería Guayaquil, INECEL ha considerado su Línea de Transmisión en doble circuito (ver anexo 1-lb) en base del cual se ha realizado el presente estudio.

2) DESCRIPCION GENERAL

A grandes rasgos se describirá el estudio que he realizado, lo que posteriormente se tratará detenidamente con las debidas consideraciones tomadas en el programa, que dará una idea general de la vía seguida.

El estudio comprende exclusivamente la Línea de Transmisión de alto voltaje que unirá la COLA DE SAN PABLO con GUAYAQUIL, es decir desde el momento en que el voltaje generado ha sido transformado en la Central y entregado a la Línea de Transporte hasta su llegada a la subestación reductora para su distribución, con una longitud de Línea señalada de 121,19 millas (196 Kms).

En la sección segunda del programa se han efectuado estimaciones del aumento poblacional que tendría la Ciudad de Guayaquil y pronósticos de la demanda de potencia y consumos de energía, en base de ratas de crecimiento que se han determinado en función de valores reales de historia llevados en estadísticas por la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc.

En la sección tercera se han considerado factores que intervienen en la Línea de Transmisión y señala entre ellos, la ruta que podría seguir la Línea aproximadamente y la determinación de su longitud señalada anterior-

mente. En esta sección también se determinó los conductores seleccionados para esta Línea sean de fase, o de protección contra descargas eléctricas.

Además en la sección tercera se refiere a características metereológicas, tomado como referencia de anuarios publicados por el Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología, en el que se ha dado preferencia a valores registrados en estaciones de orden superior encontradas en las proximidades de la Línea.

Refiriéndome a la sección cuarta del programa, se da algunas consideraciones en cálculos eléctricos en las estructuras de soporte, protección dada a la Línea, cálculos sobre efecto Corona que se manifiesta en los conductores de fase en cada región, el comportamiento de la Línea ante una carga estimada en el año de 1.985, variando los factores de potencia en el recibo, sea en doble circuito (operación normal) o en simple circuito.

Como último punto se han tratado los cálculos mecánicos del comportamiento de los conductores de fase y de tierra para diferentes condiciones de carga y según la zona en que está sometido, determinándose flechas y tensiones correspondientes con cada temperatura.

SECCION 11ESTIMACION DE LAS PROYECCIONES DE CONSUMOS DE ENERGIA Y DEMANDA DE POTENCIA EN LA CIUDAD DE GUAYAQUIL, BASADA EN ESTADISTICAS EXISTENTES.1) CRECIMIENTO DEMOGRAFICO EN GUAYAQUIL

Tomando como referencia el Censo de Población y Vivienda ⁽¹⁾ realizado en el año de 1.962, en el Ecuador se obtuvo una población global de 4'721.000 habitantes con un número de viviendas de 862.136. De este número de viviendas, las que tenían servicio eléctrico fueron de 308.528, dando un porcentaje de 35,8% con relación al total de viviendas, encontradas.

En lo referente a la zona de Guayaquil, según el Censo antes nombrado, se determina las siguientes cifras:

510.785 habitantes

91.230 viviendas totales

81.766 viviendas con servicio eléctrico.

Estos valores señalados arrojan un porcentaje de 89,6% de viviendas con servicio eléctrico con relación al número total de viviendas. Se puede observar que con relación al porcentaje global del País, Guayaquil

tiene un porcentaje alto de viviendas con servicio eléctrico y se puede deducir que el promedio de habitantes por vivienda fué de 5,59, con el número de habitantes que contaron con servicio eléctrico de 457.072.

Según datos de el consumo de energía en el año de 1.962 ⁽³⁾ fué de 134,722 Mkw-h, que relacionando con los habitantes, establece que el consumo per cápita fué de 263,7 Kw-h por habitante.

El índice de electrificación para el año en mención, según potencia instalada en Guayaquil es de 85,1 vatios por habitante, que al igual con los 263,7 Kw-h por habitante, representan en relación con los promedios de América para ese año el 13,9% y 9,71% (ver anexo 2-1a).

Según el documento ⁽⁴⁾ preparado por la Junta de Planificación y Coordinación Económica, el número de habitantes del núcleo Guayaquil (zona concentrada) en Historia y pronóstico se adjunta en el cuadro 2-1a. El mismo que comprende desde el año de 1.962 a 1.975 con sus índices de crecimiento de población.

En el cuadro 2-1b señala el pronóstico de aumento de población desde el año de 1.976 a 1.985 año por año, con un índice de crecimiento, determinado entre el índice promedio de los últimos años anteriores al de 1.975 y el índice

que estima los datos demográficos de la Encuesta Sanitaria Nacional realizados por el Servicio Cooperativo Interamericano de Salud Pública ⁽⁵⁾ en la hoja exclusiva para la Ciudad de Guayaquil, siendo su valor de 3,5% estimado en el año de 1.995.

La relación que se ha seguido en los cálculos de pronósticos de población, índices de crecimiento etc., es mediante la fórmula conocida siguiente:

$$P = P_a \left(1 + \frac{i}{c} \right)^n$$

siendo:

P = población compuesta resultante en el número n de años.

P_a = población actual

i = índice de crecimiento
c

n = número de años.

Cuadro 2-1a

HISTORIA Y PROYECCION DE CRECIMIENTO DE POBLACION EN EL
AREA DE GUAYAQUIL

<u>AÑO</u>	<u>HABITANTES</u>	<u>TASA DE CRECIMIENTO (%)</u>
1962	510.785	
1963	545.621	6,8
1964	582.832	6,8
1965	625.608	7,3
1966	658.200	5,2
1967	695.849	5,7
1968	735.652	5,7
1969	777.731	5,7
1970	823.211	5,8
1971	867.709	5,4
1972	915.693	5,5
1973	966.331	5,5
1974	1'019.269	5,5
1975	1'077.152	5,6

Cuadro 2-1b

HISTORIA Y PROYECCION DE CRECIMIENTO DE POBLACION EN EL
AREA DE GUAYAQUIL

<u>AÑO</u>	<u>HABITANTES</u>	<u>TASA DE CRECIMIENTO (%)</u>
1976	1'136.395	5,50
1977	1'196.726	5,39
1978	1'260.033	5,29
1979	1'325.555	5,20
1980	1'392.693	5,08
1981	1'461.910	4,97
1982	1'533.105	4,87
1983	1'606.081	4,76
1984	1'680.924	4,66
1985	1'757.406	4,55

2) PRONOSTICO DE CONSUMO DE ENERGIA Y DEMANDA DE POTENCIAEN GUAYAQUIL

El Instituto Ecuatoriano de Electrificación había considerado en su Programa de Electrificación para el Ecuador ⁽²⁾ la ejecución del Proyecto BIBLIAN, consistente en el aprovechamiento del recurso carbonífero de la provincia del Cañar, como elemento de generación de energía eléctrica, para entregar 60.000 Kw a la creciente demanda de Guayaquil.

Las instalaciones del proyecto Biblián, fué señalada para los años de 1.968 a 1.971. Trabajos que estaban supeditados a la evaluación definitiva de prospección del yacimiento carbonífero. En Marzo de 1.968, terminaron los estudios definitivos de este recurso, concluyendo de que el carbón de Biblián como fuente de potencia para desarrollos termoeléctricos no es adecuado. ⁽²¹⁾

En virtud de que si el proyecto Biblián no es factible, Inecel considera que sería necesario incrementar ⁽²⁾ la capacidad de la planta térmica de Guayaquil.

La Empresa Eléctrica del Ecuador Inc. dentro de su programa de obras, se encuentra empeñada en la construcción de una turbina de gas de 12.000 kilovatios para el año

de 1.968 y una unidad de vapor de 22.000 Kilovatios para el año de 1.969.

Se ha asumido que la capacidad de la planta térmica de Guayaquil, será ampliada hasta fines del año de 1.974. A partir de cuya fecha se iniciará el abastecimiento de energía a la Ciudad de Guayaquil de la central de la Cola de San Pablo.

Para determinar el pronóstico de consumos de energía y demanda de potencia en el área de Guayaquil, se ha basado en valores históricos del servicio eléctrico, llevados por la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc. Esto se demuestra en el cuadro 2-2a en el que señala esta proyección y los índices de crecimiento durante el lapso de 1.967 a 1.985.

En el año de 1.974 la demanda necesaria en Guayaquil se la considera en 109.883 Kilovatios, capacidad que como se dijo podrá cubrir la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc. Para el año de 1.985 la demanda de potencia será de 346.326 Kilovatios y la Línea de Transmisión de la Cola de San Pablo podría suplir con los dos circuitos y sin las pérdidas en la subestación # 1 Guayaquil, la siguiente potencia:

$$346.326 - 109.883 = 236.443 \text{ Kilovatios}$$

PROYECCION DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y CONSUMOS DE ENERGIA EN LA CIUDAD DE GUAYAQUIL

	1965	1966	1967	1968	1969	1970
1.- No. Habitantes	625.608	658.200	695.849	735.652	777.731	823.211
2.- Abonados Homogeneos	70.537	74.344	78.825	83.587	88.647	94.025
3.- Habitantes/Abonado Homog.	8,87	8,85	8,83	8,80	8,77	8,75
4.- Consumos de Energía (Mkw-h)						
4.1 Homogeneos	91,722	101,257	111,435	122,679	135,102	148,832
4.2 Municipal y Guber.	14,065	15,260	16,101	16,988	17,925	18,914
4.3 Industrial	79,401	87,940	98,933	111,300	125,213	140,865
5.- Consumo/Abonado Hom. (Kw-h)	1.300	1.362	1.414	1.468	1.522	1.581
6.- Consumo neto total (Mkw-h)	185,188	204,457	226,469	250,967	278,240	308,611
7.- Pérdidas de energía						
7.1 %	7,74	7,31	7,5	7,5	7,5	7,5
7.2 Mkw-h	14,329	14,968	18,362	20,348	22,560	25,022
8.- Consumo bruto total (Mkw-h)	199,517	219,425	244,831	271,315	300,800	333,633
9.- Demanda máxima (Kw)	44.352	47.682	52.927	58.749	65.211	72.384
10- Factor de carga	51,4	52,5	52,8	52,6	52,7	52,6
11- Vatios/habitante	70,9	72,5	76,1	79,9	83,9	88,0
12- Kw-h/habitante	296	310	326	341	358	376

PROYECCION DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y CONSUMOS DE ENERGIA EN LA CIUDAD DE GUAYAQUIL

	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978
1.-	867.709	915.693	966.331	1'019.269	1'077.152	1'136.395	1'196.726	1'260.033
2.-	99.742	105.819	112.279	119.146	126.447	134.210	142.464	151.241
3.-	8,70	8,66	8,61	8,55	8,51	8,45	8,39	8,32
4.-								
4.1	164,009	180,790	199,343	219,877	242,589	267,720	295,535	326,326
4.2	19,958	21,060	22,224	23,453	24,750	26,120	27,566	29,092
4.3	158,473	178,282	200,567	225,638	253,843	285,573	321,270	361,429
5.-	1.644	1.710	1.776	1.844	1.920	1.990	2.074	2.159
6.-	342,440	380,132	422,134	468,968	521,182	579,412	644,371	716,847
7.-								
7.1	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
7.2	27,765	30,821	34,227	38,024	42,258	46,979	52,246	58,122
8.-	370,205	410,953	456,361	506,992	563,440	626,392	696,617	774,969
9.-	80,346	89,184	98,994	109,883	121,970	135,387	150,280	166,811
10-	52,6	52,6	52,6	52,7	52,7	52,8	52,9	53,0
11-	92,5	97,4	102,4	107,3	113,3	119,3	125,8	132,3
12-	395	416	437	460	485	510	539	570

PROYECCION DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y CONSUMOS DE ENERGIA EN LA CIUDAD DE GUAYAQUIL

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	Indice de cre- cimiento 1967-85
1.-	1'325.555	1'392.693	1'461.910	1'533.105	1'606.081	1'680.924	1'757.406	5,29
2.-	160.574	170.500	181.057	192.285	204.228	216.932	230.446	6,14
3.-	8,26	8,17	8,08	7,98	7,86	7,75	7,64	
4.-								
4.1	360,417	398,167	439,977	486,291	537,601	594,454	657,450	10,37
4.2	30,703	32,404	34,201	36,098	38,111	40,026	42,460	5,53
4.3	406,608	457,434	514,613	578,940	651,308	732,722	824,312	12,50
5.-	2.246	2.337	2.429	2.533	2.634	2.740	2.850	3,97
6.-	797,728	888,005	988,791	1.101,329	1.227,070	1.367,202	1.524,231	11,18
7.-								
7.1	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	
7.2	64,680	72,000	80,172	89,296	99,492	110,854	123,585	
8.-	862,408	960,005	1.068,963	1.190,625	1.326,562	1.478,056	1.647,817	11,18
9.-	185,160	205,528	228,136	253,231	281,086	312,005	346,326	11,00
10.-	53,1	53,3	53,4	53,6	53,8	54,0	54,2	
11.-	139,8	147,6	156,0	165,0	175,1	185,9	197,3	5,44
12.-	602	637	675	717	764	813	869	5,60

SECCION 111FACTORES EN EL DISEÑO DE LA LINEA DE TRANSMISION1) GENERALIDADES

Las pérdidas en kilovatios que se considera para la subestación # 1 Guayaquil, que tiene una relación de voltaje de 230.000/69.000 voltios, se derivarán asumiendo las siguientes condiciones:

5 transformadores de 50.000 KVA. cada uno del tipo OA/FA/FOA, trabajando a plena carga en el año de 1.985.

Las relaciones para la determinación de las pérdidas en el transformador tanto en el núcleo como en el cobre son las siguientes: (7)

$$Fe = \frac{KVA}{100} \times \sqrt{\frac{P}{R}} \text{ Kilovatios}$$

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

Donde:

Fe = Pérdidas en el núcleo en Kilovatios

Cu = Pérdidas en el cobre en Kilovatios

R = Razón de pérdidas = $\frac{Cu}{Fe}$

P = Producto de los valores en porciento de las pérdidas sin carga y con carga.

Así para los transformadores de 50 MVA:

Desde figura (8) de Ref. (7)

$$P = 0,09$$

y desde tabla (3) Ref (7)

$$R = 2.0$$

donde:

$$P_e = \frac{50.000}{100} \times \sqrt{\frac{0,09}{2}} = 106,0 \text{ Kilovatios}$$

$$C_u = 2 \times 106,0 = 212 \text{ Kilovatios}$$

Las pérdidas totales en la subestación:

$$P_t = 5 (106,0 + 212) = 1.590 \text{ Kilovatios}$$

El porcentaje de pérdidas en la subestación será:

$$\frac{1.590}{236.443} \times 100 = 0,672 \%$$

La potencia total entregada por la Línea de Transmisión a la subestación # 1 Guayaquil, será:

$$236.443 + 1.590 = 238.033 \text{ Kilovatios.}$$

2) RECORRIDO APROXIMADO DE LA LINEA DE TRANSMISION

La longitud de la Línea de Transmisión que unirá la central de generación de la Cola de San Pablo con la Ciudad de Guayaquil será aproximadamente 121,19 millas (196 Kilómetros). Esta longitud de Línea ha sido determinado en consideración a los aspectos que se detallan:

Desde la población de Durán (ver plano 3-2a) la Línea de Transmisión seguirá en Línea recta hasta la población del Tambo y desde ésta continuará su recorrido hasta la población de Biblián atravezando Cañar y en proximidad a la carretera Tambo-Cañar-Biblián, de acuerdo a lo que señala Inecel en el Sistema Nacional Interconectado ⁽²⁾ con una longitud de este tramo de 105,65 millas (170 Kms).

De la población de Biblián la Línea seguirá en línea recta a la Ciudad de Azogues, donde se piensa instalar en un proyecto futuro una subestación de Transformación (ver anexo 1-la) para su interconexión con la Ciudad de Cuenca, Azogues, Cañar y Alausí. La longitud en línea de este trayecto se asume en 3,73 millas (6 Kms).

El recorrido de la línea de la Ciudad de Azogues a la Cola de San Pablo se asumió aproximadamente en 11,81 millas (19 Kms), considerado en línea recta. Este

último trayecto ha diferido a lo señalado por Inecel en su programa, en el que consta su recorrido de Línea como Azogues-Paute-Cola de San Pablo.

VOLTAJE SELECCIONADO

El voltaje señalado por Inecel en el Sistema Nacional Interconectado para la Línea de Transmisión COLA DE SAN PABLO-GUAYAQUIL será del orden de 230.000 voltios con frecuencia de sesenta ciclos en doble circuito.

Para el presente estudio el voltaje de llegada antes de la subestación # 1 Guayaquil se ha fijado en 220.000 voltios entre línea y línea con 127.021 voltios entre línea y neutro, considerando que en lado de alta de los transformadores en la central generadora de la Cola de San Pablo estarán conectados en estrella (Y) con el neutro a tierra.

4) SELECCION DE CONDUCTORESa) CONDUCTORES DE FASE

El conductor de fase escogido para la Línea de Transmisión bajo estudio será del tipo ACSR (Aluminium Cable Steel Reinforced) 795.000 circular mil de 26 hebras de aluminio con 7 hebras de acero, con 61% de conductividad, conocido con el nombre de DRAKE. ⁽¹⁵⁾

La selección del conductor se ha realizado en consideración a las siguientes condiciones:

Eléctricas

Mecánicas

De ambiente corrosivos o contaminados

Económicas

Dentro de las condiciones eléctricas para una selección preliminar del conductor de fase se ha aprovechado los gráficos de caída de voltaje y pérdidas de potencia de la General Electric, elaborados por C.C. Whelchel, Edith Clarke y R.N. Slinger. ⁽¹⁸⁾

El efecto CORONA que es otro factor de influencia en la selección del conductor de fase, ha sido considerado y su comportamiento se considera satisfactorio.

Este conductor de fase escogido ofrece en relación al conductor de cobre de igual capacidad de corriente, las ventajas de su mayor aprovechamiento mecánico por su alma o núcleo de acero galvanizado, para mayores tensiones y su relación con vanos más largos. Además el menor valor de los conductores ACSR a los de cobre son otra ventaja que favorece su selección.

La acción de viento, como la variación de temperatura influyen en la resistencia mecánica del conductor, es así como el conductor seleccionado soporta dentro de los límites de seguridad tolerados o condiciones de limitaciones, los esfuerzos a que está sometido; esto se verá posteriormente.

En la ruta a seguir de la Línea de Transmisión se considera que la presencia de ambientes corrosivos o contaminados no tienen efecto para daños en los conductores de fase, su cercanía de la Línea con ambientes marinos y de salinidad es despreciable, por consiguiente se usará el ACSR normal ⁽¹⁹⁾.

Las características del conductor de fase son las siguientes:

Número de hebras de aluminio = 26

Diámetro de cada hebra de Al = 0,1749 pgs.

Número de hebras de acero	=	7
Diámetro hebra de acero	=	0,136 pgs.
Diámetro total del conductor		1,108 pgs.
Tensión máxima de rotura	=	31.200 libras
Area total del conductor compuesto.		$= 0,7261 \text{ pgs.}^2$
Peso del conductor desnudo	W	$b=1,098 \text{ libras/pié lineal.}$
Equivalente en Cobre	=	500 000 circular mil
Peso del conductor compuesto	=	5.770 libras por milla.

b) ALAMBRES DE TIERRA

Los alambres de tierra tienen por finalidad proteger en forma de pantalla a los conductores de potencia de fallas y salidas de servicio, ocasionadas por descargas eléctricas.

El material de los alambres de tierra para la Línea de Transmisión, es de acero galvanizado con revestimiento de zinc, ofreciendo más economía que el conocido como Copper-weld, con revestimiento de cobre.

El diámetro del conductor de tierra será de $3/8$ de pulgada con 7 hilos de acero galvanizado del grado EHS (Extra High Strength). Este tipo de conductor

(11)
ofrece bajo experiencia en los Estados Unidos, en Líneas de Transmisión con vanos similares, las ventajas económicas y sus adecuadas propiedades mecánicas.

Las características de estos conductores de tierra son las que siguen:

Diámetro efectivo en pulgadas = 0,360
 Área en pulgadas cuadradas = 0,0792
 Peso del conductor desnudo = 0,273 libras/pié lineal = W_D
 Máxima resistencia a la rotura = 15.400 libras
 Resistencia aproximada en Ohmios/milla = 6,0

5) AISLADORES CONSIDERADOS

En la Línea de Transmisión de este estudio se empleará para el sostén y el aislamiento de los conductores de fase, para los dos circuitos considerados, aisladores de porcelana, cuyas dimensiones son una concha de 10 pulgadas de diámetro con un espaciamento de centro a centro de 5 3/4 de pulgada.

Las unidades de aislamiento nombradas anteriormente tienen 15.000 libras de tensión a la rotura y estarán suspendidas en cada brazo de la torre de soporte en número de 15 para la Región Litoral y 18 para la Región Interandina.

Para los ángulos de desviación, fin de línea y desniveles marcados de terreno se usará un aislador más en la cadena de amarre.

6) CARACTERISTICAS GENERALES DE TERRENO EN EL RECORRIDO

DE LA LINEA DE TRANSMISION

a) GENERALIDADES (20)

La estación generadora de la Cola de San Pablo estará ubicada sobre la Cordillera Real, en proximidad a la Cuenca Sedimentaria del Azuay y Cañar.

La Línea de Transmisión cruzaría en gran parte la Cuenca Sedimentaria antedicha, en la que se encuentra en una forma general presencia de estratos alternantes de conglomerados de cantos rodados, en cantidades abundantes lutitas laminadas, arcillas (barros), tobas y cenizas volcánicas.

En las partes altas de la región Interandina, existe suelos húmicos de gran potencia.

En la franja litoral, se determina sedimentos terrestres y marinos, compuestos de lutitas (arcillas silícicas) predominantes, existiendo en gran parte suelos orgánicos de espesor considerable y sedimentos de lagos como de ríos (fluvio-lacustres).

b) RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA DE LAS ESTRUCTURAS DE
SOPORTE

En las estructuras metálicas de soporte se considera que tendrán una larga superficie de contacto con el terreno, ⁽⁷⁾ reduciéndose la resistencia a tierra que puedan encontrar las corrientes de descarga por impactos de rayos a la Línea.

El deseo de reducir cuanto sea posible el valor de la resistencia a tierra, dentro de la mayor economía, es de tal forma que se obtiene una reducción de aisladores para un nivel de protección dado.

Se determinó anteriormente en una forma general los tipos variados de suelos que se encontrarían en el recorrido de la Línea, aclarando que se encontrará varias resistividades según la zona en que se haga las mediciones y según las condiciones de humedad del suelo (En la región Litoral las resistividades del suelo disminuirán en época invernal).

En este estudio se ha asumido un valor promedio para resistencia en el pié de la torre, siendo éste de 15 ohmios.

Sí en caso especial, se encontrara un va-

lor de resistencia al pié de la torres mayor que la asumida, se procedería a disminuirla por medio de enterramientos de varillas alrededor de la base de la torre o con alambres compensadores de tierra (Counterpoised), cuyo principal objetivo es incrementar el área de contacto de la estructura con el terreno. Los materiales enterrados deberán ser no corrosivos.

Como referencia se tiene que para una buena ejecución de diseño, la resistencia a tierra de cada torre para una media milla fuera de la subestación podría ser mantenida bajo un promedio de 30 ohmios. (11)

La profundidad de enterramiento de los alambres que forman los compensadores de tierra no influencian mayormente en la reducción de la resistencia, por lo que sería necesario solamente enterrarlos alrededor de un pié para prevenir hurtos. (7)

Si se emplea varillas para reducir la resistencia, el diámetro de aquellas no influyen apreciablemente la reducción en resistencia, donde su longitud es más influyente, por lo que su selección en su sección se basa más por razones mecánicas. Se podrá emplear varillas de 5/8 pulgada a 7/8 pgda, en base de experiencias en líneas construídas. (17)

7) CARACTERISTICAS METEOROLOGICAS GENERALES EN LASPROXIMIDADES DE LA LINEAa) CONSIDERACIONES GENERALES

Antes de entrar a determinar cada una de las características meteorológicas en las proximidades de la Línea se ha procedido a dividir el trayecto de la misma dentro de dos regiones conocidas como Región Litoral o Costa y Región Interandina o Sierra.

Para llegar a establecer las características meteorológicas que se necesitan en este estudio, se ha tomado referencias de estaciones meteorológicas de primero, segundo y tercer orden, en las proximidades de la Línea.⁽⁹⁾

b) CARACTERISTICASVIENTOS

De las tres mediciones de velocidades de vientos que señala los anuarios meteorológicos, realizados a las 7 a.m., 1 p.m., 7 p.m., se ha podido establecer que los vientos máximos encontrados en esas horas en la Región Litoral varían aproximadamente en similitud con los vientos máximos de la Región Interandina. Las mediciones de velocidades de viento de los

Anuarios no están especificando las máximas velocidades de viento encontradas en la región en las 24 horas. Por razones de seguridad se ha de considerar vientos máximos de 50 millas por hora en el recorrido de la Línea de Transmisión.

TEMPERATURAS

En la región interandina la temperatura varía de acuerdo a su altitud. Con propósito para este estudio se ha tomado referencia de una altitud promedio de 8.400 pies sobre el nivel del mar.

Los valores de temperatura máxima, mínima y media para la Región Litoral e Interandina serán:

<u>Temperatura °F</u>	<u>Reg. Litoral</u>	<u>Reg. Interandina</u>
Máxima	97,50	79,50
Media	77,00	56,65
Mínima	60,00	25,00

PRESION ATMOSFERICA

La presión atmosférica tiene marcada diferencia entre la Región Litoral e Interandina. Los valores para cada región serán derivados de las siguientes fórmulas: ⁽¹⁷⁾

$$\log_{10} b = 1,47567 - 0,00001686 \times D \quad (77^{\circ}\text{F})$$

$$\log_{10} b = 1,47567 - 0,000016197 \times D \quad (56,65^{\circ}\text{F})$$

Donde:

b = presión atmosférica en pulgadas de mercurio

D = altitud en pies

Así se tiene:

Región Litoral

$D = 182$ pies (altura promedio)

$$\text{Log } b = 1,47567 - 0,00001686 \times 182$$

$$\text{Log}_{10} b = 29,69 \text{ pulgadas de mercurio}$$

Región Interandina

$D = 8.400$ pies

$$\text{Log } b = 1,47567 - 0,000016197 \times 8.400$$

$$\text{Log}_{10} b = 21,86 \text{ pulgadas de mercurio}$$

HIELO

No existe acumulaciones de hielo ni en la Región Litoral ni en las partes más altas de la Región Interandina, donde se estima que atravesará la Línea; determinándose en la región Interandina pequeñas granizadas de poca duración. (9)

TORRENTAS

En la estación de primer orden del Aeropuerto

de Guayaquil se han registrado un máximo de 14 días tormentosos durante el año de 1962 y 13 días tormentosos durante cada uno de los años 1964 y 1965. Se ha asumido para esta Región por seguridad 30 días tormentosos por año.

Por falta de información en los Anuarios de Meteorología en las estaciones proximas a la Línea en la Región Interandina, se asume para esta zona 45 días tormentosos por año, fijándose este valor en base de estaciones de primer orden ubicados en lugares de características similares y por consulta personal en la región.

Los días tormentosos por año, que se ha señalado anteriormente, se denomina Nivel Isokeraunico de la zona y se utilizará en lo posterior.

SECCION IVCALCULO ELECTRICO DE LA LINEA1) CONSIDERACIONES DE LAS ESTRUCTURAS DE APOYO

Las estructuras o torres consideradas para la Línea de Transmisión, son en su mayoría estructuras de alineación que están señaladas en los planos (4-la) y (4-lb) para la Región Litoral y para la Región Interandina respectivamente. El diseño de las torres se ha efectuado en función de las siguientes consideraciones:

- a) La Transmisión de energía eléctrica a la Ciudad de Guayaquil será en torres de acero galvanizada con doble circuito.

La justificación del uso de las torres de acero en el proyecto está basada esencialmente en la duración de su vida probable superior a las estructuras de madera y siendo ésta la principal vía de alimentación de energía a la Ciudad de Guayaquil deberá tener la mayor seguridad para su existencia.

Las estructuras metálicas ofrecen la facilidad de Transporte a sitios difíciles, principalmente en la montaña, a la vez que su mayor facilidad de mantenimiento.

Por experiencia en otros Países, las estructuras para líneas de importancia de 230.000 voltios se construyen esencialmente en torres metálicas, en vista de las separaciones necesarias entre conductores y por los esfuerzos que soportan.

El número de aisladores que colgará en cada brazo de la torre de soporte para sostén de los conductores de fase y su aislamiento serán 15 y 18, para las estructuras ubicadas en la Región Litoral y la Región Interandina respectivamente.

La longitud de la cadena de los 15 y 18 aisladores, con la longitud incluida del grillete, anillo bola, pínza y rótula será:

8,07 pies para los 15 aisladores

9,57 pies para los 18 aisladores

La longitud oscilante de la cadena será:

7,83 pies para la cadena de 15 aisladores

9,27 pies para la cadena de 18 aisladores

Para considerar la longitud entre conductores de fase se ha asumido un aclaramiento ocupado por la torre de 7 pies. Dicho aclaramiento se ha considerado en comparación y proporción con torres típicas similares. Este espaciamento

está en función de la resistencia y cálculos mecánicos de la torre, que está fuera del alcance de este estudio.

d) La distancia mínima desde la tierra al conductor de fase más cercano, se ha determinado considerando el vano de 1.000 pies, con el conductor ACSR 795 MCM 26/7, sin viento a temperatura de 120°F para la Región Litoral y 105,0°F para la Región Interandina, considerando que la Línea seguirá en su mayor parte através de campos cultivables. Con estos factores se obtiene 25 pies de aclaramiento que podrá usarse en toda la longitud de la Línea (10) (11).

e) El ángulo de protección del alambre de tierra sobre los conductores de fase, está formado por la línea vertical que pasa a través de el alambre de tierra y la línea recta que une el conductor de tierra con el conductor de potencia, el más alejado desde el centro de la torre. (7)

Debido a que los conductores de fase se encuentran en una línea vertical, para las torres señaladas en este diseño, el ángulo de protección estará formado por la vertical que atraviesa el alambre de tierra y la línea recta que une a este alambre con el conductor de fase de su propio lado, el más próximo.

Las pruebas de laboratorio y experiencias

que se han llevado en líneas construídas, demuestran que el ángulo de protección de 30 grados⁽⁷⁾ es un buen promedio para el ángulo de protección de los conductores de fase. El valor dado para el ángulo de protección de esta línea será de 20 grados.

El punto de sujeción de los conductores de tierra a la torre de soporte, con los 20 grados de protección estará en la estructura de la Región Litoral a 16,90 pies sobre el plano horizontal de los conductores de fase más próximos. El valor correspondiente de la sujeción de los alambres de tierra a la torre en la Región Interandina será de 19,00 pies.

El ángulo θ , ángulo de máximo balanceo de los conductores, que está señalado en el plano de las torres, es determinado por efecto del viento al incidir sobre los conductores de fase, para el tipo de torre de alineación y se puede encontrarlo por medio de la siguiente fórmula:⁽¹¹⁾

$$\text{Tangente } \theta = \frac{W_h}{W_v + \frac{W_i}{2H}}$$

Siendo $V = H$

Donde:

W_h = carga de viento por pie del conductor desnudo

W_v = peso por pie del conductor desnudo

W = Peso de cadena de aisladores

H = vano horizontal = mitad de la suma de vanos adyacentes.

V = vano vertical.

El ángulo de máximo balanceo en las dos regiones será:

Región Litoral

W = vendrá dado por la siguiente fórmula: (12)

$$W_h = \frac{p}{12} \times D^2$$

Donde:

p = presión del viento máximo en libras/pie² = 6,25

D = Diámetro del conductor en pulgadas = 1.108

Reemplazando:

$$W_h = \frac{6,25}{12} \times 1,108^2 = 0,557 \text{ libras./pie l.}$$

$W_v = 1,098$ libras/pie lineal

$W_i = 184$ libras

$H = 1.000$ pies

Reemplazando:

$$\text{Tg } \theta = \frac{0,557}{1,098 + \frac{184}{2 \times 1000}} = 0,4848$$

$\theta = 25,87$ grados.

El desplazamiento horizontal de la cadena de aisladores con el ángulo de 25,87 grados será de 3,42 pies y un acercamiento a la estructura de 7,29 pies.

Un aclaramiento adecuado se ha dado desde el conductor a la torre para condiciones de carga de viento sobre el conductor, equivalente al número de aisladores de la cadena, para ofrecer un nivel de aislamiento equilibrado. (7)

En condiciones sin viento sobre los conductores, se tiene un valor de espaciamiento horizontal entre conductores de fase de 28,42 pies.

Región Interandina

$$W_1 = 0,577 \text{ libras por pié lineal}$$

$$W_2 = 1,098 \text{ libras por pié lineal}$$

$$W_3 = 219,4 \text{ libras}$$

$$H = 1.000 \text{ pies}$$

Def:

$$\operatorname{Tg} \theta = \frac{0,577}{1,098 + \frac{219,4}{2 \times 1000}} = 0,4778$$

$$\theta = 25,53 \text{ grados.}$$

El desplazamiento horizontal de la cadena de aisladores será para estas condiciones de 3,99 pies y un acercamiento a la torre de 8,67 pies.

En igual forma que para la estructura de la Región Litoral se ha dado un aclaramiento adecuado para condiciones con viento, equivaliendo a su número de aisladores.

En posición normal los conductores de fase tendrán un espaciamiento horizontal de 32,32 pies.

En las estructuras de las dos regiones la distancia horizontal entre conductores son superiores a la mínima distancia de seguridad recomendada. ⁽¹²⁾

La distancia señalada entre conductores de fase en sentido vertical, para la estructura en la región Litoral es de 16,0 pies y para la estructura en la Región Interandina es de 19,0 pies. Estos valores de distancia vertical entre conductores son superiores a los mínimos aclaramientos de seguridad recomendados. ⁽¹³⁾

Los conductores de fase estarán en cada lado de la torre alineados en la vertical, sin desplazamiento de los conductores de fase que ocupan el plano central, debido a que

en nuestro medio, ya sea en el tramo de la Región Litoral e Interandina no hay presencia de nevadas.

La flecha del conductor de fase para condiciones del vano de 1.000 pies y temperaturas máximas de los conductores de 120 grados F. y 105,0 grados F. es de 25,1 y 25,0 pies para las estructuras del Litoral e Interandina respectivamente.

La separación en medio del vano del conductor de fase, el más próximo con los alambres de tierra, serán como mínimo 27,3 pies y 28,6 pies en las estructuras del Litoral e Interandina.

Cuando la Línea de Transmisión forme ángulo de desviación, se usarán cadenas de amarre y las distancias que deberán conservar no serán inferiores a las señaladas en la estructura de alineación.

2) NIVEL DE PROTECCION CONTRA DESCARGAS ELECTRICAS ATMOS-
FERICAS DIRECTAS.

La Línea de Transmisión que se estudia debe prestar continuidad de servicio, soportando en un elevado porcentaje, impactos de rayos y se ha de precaver que la misma sufra interrupciones lo menos posible para no causar daño a sus consumidores y a la empresa de electricidad, conservando dentro de la economía sus factores de diseño.

La protección de Líneas de Transmisión se efectúa generalmente por medio de los cables de tierra, evitando que la descarga eléctrica llegue a alcanzar los conductores de fase. Existe otra forma de proteger la Línea que es por medio de dispositivos de protección, siendo menos empleados que los primeros, en base de registros en otros Países como en los Estados Unidos. (7) (11)

En este estudio se usará los cables de tierra para la protección de la Línea. La ubicación de estos conductores se determinó anteriormente en esta sección.

La protección de la Línea, se ha basado contra descargas eléctrica positivas de $1\ 1/2 \times 40$ microsegundos, con un nivel de aislamiento corregido por medio de los factores de humedad relativa y densidad relativa del aire para

condiciones de cada Región.

Para la Región Litoral, los factores de corrección serán:

Para un 84% de humedad relativa, con temperatura de bulbo seco de 86 grados F., la presión de vapor en pulgadas de mercurio será 1,05, con un factor de corrección por humedad relativa de 0,925, (fig.6) pag.615, ref. 7) $= f_{c_1}$

Para temperatura de 86 grados F. y presión barométrica de 29,7 pulgadas de mercurio, la densidad relativa del aire será:

$$s = \frac{17.9 \times 29.7}{459 + 86} = 0.973 = f_{c_2}$$

Multiplicando el valor del aislamiento ofrecido por el aclaramiento a la torre y de los aisladores en condiciones atmosféricas estándar, para una aplicación de 16 microsegundos (dado en la figura 5 de Referencia 7 pag. 583) por los factores de corrección determinados f_{c_1} y f_{c_2} , se obtendrá el nivel de aislamiento para esta región. Así:

a) La cadena de aisladores ofrece un aislamiento de 1224 Kilovoltios.

- b) Con el ángulo de máxima desviación de la cadena de aisladores, el aislamiento ofrecido por la distancia de aire a la torre será de 1224 kilovoltios.

El nivel de protección dado a la Línea de Transmisión, se refleja en atención a la corriente permisible de descarga en amperios que pueda transmitir a tierra los conductores de acero, sin daño de los conductores de fase y sus aisladores y además se refleja en las probabilidades de fallas que puedan ocasionar estas descargas eléctricas en la Línea, sea en la mitad del vano o en la torre de soporte.

Usando el método de determinación de corriente permisible de descarga y probabilidades de fallas dados en referencia (7), se tiene los siguientes valores para esta Región Litoral:

Corriente permisible en la torre = 110.000 amperios

Probabilidad de fallas en la torre = 0,5 fallas/100 millas/año.

Corriente permisible en medio del vano=105.000 amperios

Probabilidad de fallas en medio del vano=0,8 fallas/100 millas/año.

Las probabilidades de falla totales en la Línea en esta Región será:

$$P_T = \frac{P_{1/2} v + P_t}{2} \quad \text{fallas/100 millas/año.}$$

Siendo:

$P_{1/2} v$ = probabilidad de fallas en medio del vano

P_t = probabilidad de fallas en la torre

Donde:

$$P_T = \frac{0,5 + 0,8}{2} = 0,65 \text{ fallas/100 millas/año}$$

Para la Región Interandina los factores de corrección del aislamiento serán los siguientes:

Para un 75% de humedad relativa con temperatura de bulbo seco de 67 grados F., se obtendrá una presión de vapor de 0,5 pulgadas de mercurio, con lo que se determinará un factor de corrección de $1,023 = f_{c1}$

Con la temperatura de 67 grados F. y una presión barométrica de 21,71 pulgadas de mercurio, la densidad relativa del aire será:

$$S = \frac{17,9}{460} \times \frac{21,71}{67} = 0,736 = f_{c2}$$

Procediendo similarmente con los factores de corrección como en la Región Litoral, se determinará los siguientes aislamientos:

- a) La cadena de aisladores ofrece un aislamiento de 1219 Kilovoltios.
- b) La distancia de aire a la torre con el ángulo máximo de balanceo de la cadena de aisladores, ofrece un aislamiento de 1219 Kilovoltios.

En la Región Interandina, la corriente permisible de descarga y las probabilidades de fallas en la Línea, considerando el Nivel Isckeraunico de 45 días tormentosos por año serán:

Corriente permisible en la torre = 125.000 amperios

Probabilidad de fallas en la torre = $0,25 \times 1,5 = 0,375$
fallas/100 millas/año.

Corriente permisible en medio del vano = 107.000 amperios

Probabilidad de fallas en medio del vano = $0,60 \times 1,5 = 0,9$
fallas/100 millas/año.

Las probabilidades de falla totales en esta Región serán:

$$P_T = \frac{0,375 + 0,90}{2} = 0,638 \text{ fallas/100 millas/año.}$$

Los valores de corriente permisible de descarga que se han determinado anteriormente, se ha considerado de

baño porcentaje en relación a las magnitudes de corriente-
de descarga similares en cada torre registrado en grabacio-
nes en otros países. ⁽⁷⁾ Los porcentajes para las magnitudes
de corriente encontrada en este estudio, en relación a las
máximas mediciones registradas por Lewis & Foust (2721 gra-
baciones) en Estados Unidos están dentro de un 1,0% a 1,5%.

3) EFFECTO CORONA MANIFESTADO EN LA LINEA

Los conocimientos de CORONA hasta la presente fecha son limitados y su estudio ha sido objeto de experimentos por muchos investigadores.

El mayor progreso alcanzado sobre conocimientos de Corona desde el año de 1.912 hasta aproximadamente el año de 1930, fué las investigaciones de F.W. Peek Jr. Posteriormente experimentos realizados en la Universidad de Leland Stanford por los investigadores J. S. Carrol, M. M. Rockwell, Bradley, Cozzen y W.S. Petersen dieron por resultado que la fórmula de Peek debía ser modificada. (12)

Los calculos a seguir sobre Corona en este estudio se han llevado a cabo basándose en las fórmulas determinadas por Petersen, que son las únicas fórmulas avaluables a este tiempo para la determinacion de pérdidas por Corona en conductores cableados (12) (14)

Para el voltaje crítico disruptivo en Kilo-voltios a neutro, con doce o más hilos en la capa exterior:

$$e_o = \frac{123,4 s^{2/3} m \left[\log \frac{s}{cr_1} + (n-1) \log \frac{2s}{d - 2cr_1} \right]}{1/cr_1 + n-1/d - 2cr_1} \quad \text{Kv. a neutro}$$

Donde:

s = factor de densidad de aire correspondiente a: (12)

$$S = \frac{17,9}{459} \times \frac{b}{T}$$

Siendo:

b = presión barométrica en pulgadas de mercurio

T = temperatura ambiente más los dos tercios de la diferencia entre la temperatura del conductor y la de ambiente, expresada en grados F.

S = espaciamiento equivalente en pulgadas

r_1 = radio de un hilo o hebra exterior del conductor en pulgadas = 0,0875.

d = diámetro del conductor = 1,108 pulgadas

n = número de hilos en la capa exterior = 16 (15)

C = factor determinado por la siguiente fórmula:

$$C = 1 - \frac{\text{Sen} \left(\frac{\pi}{2} + \frac{\pi}{n} \right)}{\frac{\pi}{2} + \frac{\pi}{n}} \quad \text{donde } \frac{\pi}{2} + \frac{\pi}{n}$$

está en grados
en el numera-
dor y radianes en el denominador.

Así para $n=16$ se tendrá:

$$C = 1 - \frac{\text{Sen} \left(\frac{\pi}{2} + \frac{\pi}{16} \right)}{\frac{\pi}{2} + \frac{\pi}{16}} = 0,445$$

Para las pérdidas de Potencia por Corona en Kilovoltios por milla, será la siguiente fórmula:

$$p = \frac{33,63 \times 10^{-6} \times f \times e^2 \times F}{\left(\log \frac{S}{r} \right)^2} \quad \text{Kw/milla}$$

Donde:

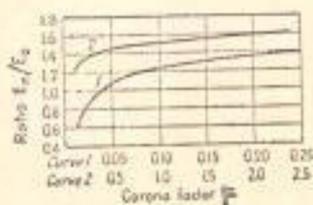
f = frecuencia de la Línea en ciclos por segundo = 60

e = voltaje eficaz con respecto a neutro de la Línea expresada en Kilovóltios = 132,8

r = radio del conductor en pulgadas = 0,554

F = función de la pérdida por Corona de pendiendo de e/e_0 dado en la figura 4-3a.

figura (4 - 3 a)



El valor del voltaje crítico disruptivo para los conductores de fase central y extremos, serán de 96% y 106% del valor que se obtenga de e_0 . (12)

Para determinar la temperatura en el conductor, se ha considerado la elevación aproximada de temperatura sobre ambiente debido a la corriente de carga y el efecto del sol sobre los conductores. (7) (19)

Las tensiones críticas disruptivas y pérdidas por efecto Corona de la Línea bajo estudio, en condiciones de tiempo normal, dentro de las zonas consideradas como Litoral e Interandina, operando la misma con un circuito y normalmente operando la Línea con dos circuitos, serán:

Estación Litoral con un circuito

$$\begin{aligned}
 S &= \text{espaciamiento equivalente en pulgadas} = 241,9 \\
 P &= \text{presión barométrica para esta zona} = 29,69 \text{ pgs. de Hg.} \\
 T &= \text{temperatura para usar en factor de densidad de aire} \\
 &= \frac{2}{3} t \text{ (conductor)} + \frac{1}{3} t \text{ (ambiente)} \\
 &= \frac{2}{3} (92,7) + \frac{1}{3} (77) = 87,4 \text{ grados F.}
 \end{aligned}$$

El factor de densidad de aire será:

$$\delta = \frac{17,9}{459} \times \frac{29,69}{87,4} = 0,974$$

En estas condiciones el voltaje crítico disruptivo corresponde a:

$$\theta_{01} = 114,92 \text{ Kilovoltios a neutro (el reemplazo para determinar estos valores está en la página 55).}$$

a) Para conductor central el voltaje disruptivo será:

$$114,92 \times 0,96 = 110,32 \text{ Kilovoltios a n.}$$

b) Para conductores extremos el voltaje disruptivo será:

$$114,92 \times 1,06 = 121,8 \text{ Kilovoltios a n.}$$

Las pérdidas de potencia por efecto Corona serán:

a) Para conductor central:

Desde la figura 4-3a para $e/e_0 = 132,8/110,32 = 1,2$
se tiene el valor de $F = 0,08$

Donde las pérdidas serán:

$$P_a = \frac{33,63 \times 60 \times 132,8^2 \times 10^{-6} \times 0,08}{(\log \frac{241,9}{0,554})^2}$$

$$= 0,5108 \times 0,8 = 0,4086 \text{ Kilovatios/milla}$$

b) Conductores extremos:

Desde figura 4-3a para $e/e_0 = 1,09$

$$F = 0,05$$

Donde:

$$P_b = 0,5108 \times 0,5 = 0,2554 \text{ Kilovatios/milla}$$

Las pérdidas total trifásica en el Litoral operando la Línea con un circuito:

$$P_t = P_a + 2 \times P_b = 0,4086 + 2 \times 0,2554$$

$$= 0,9194 \text{ Kilovatios/milla.}$$

Asumiendo Transposición en la Línea para obtener igual pérdida en cada conductor se tendrá:

$$\frac{P_t}{3} = \frac{0,9194}{3} = 0,3065 \text{ Kilovatios/milla por conductor.}$$

Región Litoral con dos circuitos

$$S = 301,56 \text{ pulgadas}$$

El voltaje crítico disruptivo será:

$$e_{o2} = 118,93 \text{ kilovoltios a neutro (el reemplazo para obtener este valor está en la pág. 55)}$$

a) para conductor central:

$$118,93 \times 0,96 = 114,17 \text{ Kilovoltios a neutro}$$

b) Para conductores extremos:

$$118,93 \times 1,06 = 126,07 \text{ Kilovoltios a neutro}$$

Las pérdidas se tendrá:

a) Conductor central:

Desde la figura 4-3a para un valor de $e/e_o = 1,16$

$$F = 0,065$$

Donde:

$$P = \frac{33,63 \times 60 \times \frac{132,8^2}{2} \times 10^{-6} \times 0,065}{\log \left(\frac{301,56}{0,554} \right)}$$

$$0,4755 \times 0,65 = 0,3091 \text{ Kilovatios/milla}$$

b) Conductores extremos:

Desde la figura 4-3a para un valor de $e/e_o = 1,05$

$$F = 0,043$$

Donde:

$$p = 0,4755 \times 0,43 = 0,2045 \text{ Kilovatios/milla.}$$

Pérdida total por circuito en el Litoral

$$p_t = 0,3091 + 2 \times 0,2045 = 0,7181 \text{ Kilovatios/milla}$$

Pérdida por conductor asumiendo Transposición:

$$\frac{p_t}{3} = \frac{0,7181}{3} = 0,2394 \text{ Kilovatios/milla por cond.}$$

Región Interandina con un circuito

$$E = 287,28 \text{ pulgadas}$$

$$B = \text{presión barométrica para esta zona} = 21,86 \text{ pulgadas de Hg.}$$

$$T = \text{temperatura en grados F. para usar en densidad de aire} \\ = 2/3 (68) + 1/3 (56,65) = 64,19 \text{ grados F.}$$

El factor de densidad de aire en estas condiciones:

$$S = \frac{17,9 \times 21,86}{459 + 64,19} = 0,748$$

Tensión Crítica disruptiva:

$$e_{03} = 98,79 \text{ Kilovoltios a neutro}$$

a) Conductor central

$$98,79. \times 0,96 = 94,84 \text{ Kilovoltios a neutro}$$

b) Conductores extremos:

$$98,79 \times 1,06 = 104,72 \text{ Kilovoltios a neutro}$$

Pérdidas por Corona

a) Conductor central

Desde fig. 4-3a para $e/e_0 = 1,4$ se tendrá:

$$F = 0,35$$

Donde:

$$P = \frac{33,63 \times 60 \times \frac{132,8^2}{2} \times 10^{-6} \times 0,35}{\left(\log \frac{287,28}{0,554}\right)}$$

$$= 0,483 \times 3,5 = 1,691 \text{ Kilovatios/milla}$$

b) Conductores extremos:

Desde fig. 4-3a para $e/e_0 = 1,27$ se tendrá:

$$F = 0,11$$

Donde:

$$p = 0,483 \times 1,1 = 0,5313 \text{ Kilovatios/milla}$$

Pérdida total trifásica en la Región Interandina operando la línea con un circuito:

$$p_t = 1,691 + 2 \times 0,5313 = 2,7536 \text{ Kilovatios/milla.}$$

Pérdida por conductor asumiendo transposición en la Línea:

$$\frac{2,7536}{3} = 0,9179 \text{ Kilovatios/milla por conductor.}$$

Región Interandina con dos circuitos

$$S = 350,19 \text{ pulgadas}$$

El voltaje crítico disruptivo:

$$e_o = 101,88 \text{ Kilovoltios a neutro}$$

a) Conductor central

$$101,88 \times 0,96 = 97,8 \text{ Kilovoltios a neutro}$$

b) Conductores extremos:

$$101,88 \times 1,06 = 108 \text{ Kilovoltios a neutro}$$

Pérdidas por Corona

a) Conductor central

Desde fig. 4-3a para $e/e_o = 1,36$ se tiene:

$$F = 0,21$$

Donde:

$$P = \frac{33,63 \times 60 \times 132,8^2 \times 10^{-6} \times 0,21}{(\log \frac{350,19}{0,554})^2}$$

$$= 0,454 \times 2,1 = 0,9534 \text{ Kilovatios/milla.}$$

b) Conductores extremos:

Desde fig. 4-3a para $e/e_o = 1,23$ se tiene:

$$F = 0,095$$

Donde:

$$p = 0,454 \times 0,95 = 0,4313 \text{ Kilovatios/milla}$$

Pérdida total por circuito

$$P_t = 0,9534 + 2 \times 0,4313 = 1,816 \text{ Kilovatios/milla.}$$

Pérdida por conductor asumiendo Transposición:

$$\frac{1,816}{2} = 0,908 \text{ Kilovatios/milla por conductor.}$$

Bajo condiciones normales, la pérdida de potencia por efecto Corona que se han determinado en estas dos regiones, se considera satisfactorias. (6) (7)

Habiendo cumplido los conductores, en condiciones normales baja pérdida por Corona, se considera que para condiciones de mal tiempo la Línea experimentará pérdidas tolerables.

$$e_{01} = \frac{123,4 \times \sqrt[2]{0,974}^{2/3} \times 0,87}{0,445 \times 0,0875} \left[\log \frac{241,9}{0,445 \times 0,0875} + (16-1) \log \frac{2 \times 241,9}{1,108 - 2 \times 0,445 \times 0,0875} \right] \\ + \frac{1}{0,445 \times 0,0875} + \frac{16-1}{1,108 - 2 \times 0,445 \times 0,0875}$$

$$e_{02} = \frac{123,4 \times \sqrt[2]{0,974}^{2/3} \times 0,87}{0,445 \times 0,0875} \left[\log \frac{301,56}{0,445 \times 0,0875} + (16-1) \log \frac{2 \times 301,56}{1,108 - 2 \times 0,445 \times 0,0875} \right] \\ + \frac{1}{0,445 \times 0,0875} + \frac{16-1}{1,108 - 2 \times 0,445 \times 0,0875}$$

$$e_{03} = \frac{123,4 \times \sqrt[2]{0,748}^{2/3} \times 0,87}{0,445 \times 0,0875} \left[\log \frac{287,28}{0,445 \times 0,0875} + (16-1) \log \frac{2 \times 287,28}{1,108 - 2 \times 0,445 \times 0,0875} \right] \\ + \frac{1}{0,445 \times 0,0875} + \frac{16-1}{1,108 - 2 \times 0,445 \times 0,0875}$$

$$e_{04} = \frac{123,4 \times \sqrt[2]{0,748}^{2/3} \times 0,87}{0,445 \times 0,0875} \left[\log \frac{350,19}{0,445 \times 0,0875} + (16-1) \log \frac{2 \times 350,19}{1,108 - 2 \times 0,445 \times 0,0875} \right] \\ + \frac{1}{0,445 \times 0,0875} + \frac{16-1}{1,108 - 2 \times 0,445 \times 0,0875}$$

4) DETERMINACION DE LOS PARAMETROS DE LA LINEARESISTENCIA DEL CONDUCTOR

El valor asignado para la resistencia eléctrica de los conductores de fase ha sido obtenido en la siguiente forma:

Como la Línea de Transmisión cruza dos regiones, cuyas variaciones de temperatura son de marcada diferencia, la resistencia eléctrica será igualmente diferente.

Para el tramo de Línea comprendido en la Región Litoral, la resistencia eléctrica será de 0,117 ohmios por conductor por milla, para una temperatura ambiente de 77 grados F. con viento de 1,4 millas por hora.

En este tipo de conductor el efecto pelicular (Efecto Skinn) no tiende a incrementar su resistencia eléctrica.

En el tramo de Línea comprendido en la Región interandina, la resistencia de los conductores de fase será derivada como sigue:

$$(16) \quad R_{t_2} = R_{t_1} \times \frac{M + t_2}{M + t_1} \quad \text{Ohmios/cond./milla}$$

Donde:

R_{t_2} = resistencia del conductor a la temperatura t_2

R_{t_1} = resistencia del conductor a la temperatura $t_1 = 0,117$

K = constante del aluminio = 228,1 (61% conductividad)

t_2 = 13,7 grados centígrados

t_1 = 25,0 grados centígrados

Reemplazando:

$$R_{t_2} = 0,117 \times \frac{228,1 + 13,7}{228,1 + 25,0}$$

$$= 0,112 \text{ ohmios/conductor/milla}$$

INDUCTANCIA Y REACTANCIA INDUCTIVA

El arreglo de los conductores en las torres para cada circuito, se ha realizado en similitud con el arreglo usual de conductores para líneas de doble circuito. ⁽⁷⁾⁽¹⁶⁾

Con los conductores de fase ubicados como lo demuestra el plano de las torres (4-1a) y (4-1b), es decir con los conductores a - a y b - b' espaciados diagonalmente, ofrecen una reactancia inductiva menor que si aquellos estuvieran

espaciados en un plano horizontal.

Para que no existan voltajes y corrientes desbalanceadas en el final de la Línea de Transmisión, se asume Transposición en los conductores, obteniéndose iguales reactivancias inductivas en cada fase.

Las reactivancias inductivas de secuencia positiva y negativa para el espaciamiento de los conductores de fase, en operación de la Línea con uno y dos circuitos, serán:

Región Litoral con un circuito

La reactivancia inductiva será derivada de la siguiente fórmula: (16)

$$X_L = 2 \pi f L 10^{-3} \text{ ohmios/conductor/milla}$$

Siendo:

f = frecuencia de la Línea en ciclos por segundo = 60

L = inductancia en milihenrios/conductor/milla que se obtiene de la siguiente fórmula:

$$L = 0,7411 \log \left(\frac{D_{eq}}{D_s} \right)$$

Siendo:

D_{eq} = espaciamento equivalente

$$\sqrt[3]{D_{ab} \cdot D_{bc} \cdot D_{ca}} = \sqrt[3]{16 \times 16 \times 2 \times 16} = 20,16 \text{ pies}$$

D_s = distancia media geométrica propia del conductor.

Desde la tabla⁽⁷⁾ se tiene:

$$= 0,0375 \text{ pies}$$

Reemplazando estos valores se tendrá:

$$L = 0,7411 \log \frac{20,16}{0,0375} = 2,024 \text{ mh/cond/milla}$$

$$X_L = 2\pi \times 60 \times 2,024 \times 10^{-3} = 0,7630 \text{ ohmios/cond/milla}$$

Región Litoral con dos circuitos

La inductancia para esta condición se obtendrá de la fórmula siguiente: ⁽¹⁶⁾

$$L = 0,7411 \log \left[2^{1/3} \left(\frac{d}{r} \right) \left(\frac{g}{f} \right)^{2/3} \right] \text{ milihenrios/milla/cond.}$$

Donde:

d = distancia vertical entre conductores a-b ó b-c = 16 pies

g = distancia entre conductores a y b' = 32,6 pies

f = distancia entre conductores a y a' = 42,8 pies

r = distancia media geométrica propia del conductor de fase

$$= 0,0375 \text{ pies.}$$

Reemplazando se tiene:

$$L = 0,7411 \log \left[2^{1/3} \left(\frac{16}{0,0375} \right) \left(\frac{32,6}{42,8} \right)^{2/3} \right]$$

$$= 1,965 \text{ milihenrios/conductor/milla}$$

Siendo la reactancia inductiva:

$$X_L = 2\pi \times 60 \times 1,965 \times 10^{-3} = 0,741 \text{ ohmios/cond/milla}$$

Región Interandina con un circuito

$$D_{eq} = \sqrt[3]{19 \times 19 \times 2 \times 19} = 23,94 \text{ pies}$$

La inductancia y reactancia inductiva para estas condiciones serán:

$$L = 0,7411 \log \left(\frac{23,94}{0,0375} \right) = 2,079 \text{ mh/cond/milla}$$

$$X_L = 2\pi \times 60 \times 2,079 \times 10^{-3} = 0,7838 \text{ ohmios/cond/milla}$$

Región Interandina con dos circuitos

$$L = 0,7411 \log \left[2^{1/3} \left(\frac{19}{0,0375} \right) \left(\frac{37,5}{49,9} \right)^{2/3} \right]$$

$$= 2,0173 \text{ milihenrios/cond/milla}$$

$$X_L = 2\pi \times 60 \times 2,0173 \times 10^{-3} = 0,7605 \text{ ohmios/cond/milla}$$

CAPACITANCIA Y REACTANCIA CAPACITIVA

Para determinar la capacitancia de secuencia posi-

tiva y negativa se asumió que el efecto de la presencia de la tierra para aumentar la capacitancia en la Línea es muy pequeño. (16)

Los valores de capacitancia y reactancia capacitiva para cada condición serán las siguientes:

Región Litoral con un circuito

La capacitancia se determina por la siguiente fórmula: (16)

$$C_n = \frac{0,0388}{\log (D_{eq}/r)} \quad \text{microfaradios/milla a neutro.}$$

Siendo:

D_{eq} = distancia equivalente de los conductores = 20,16 pies.

r = radio del conductor en pies = 0,0462.

La reactancia capacitiva será:

$$X_c = \frac{10^6}{2 \times \pi \times f \times C_n} \quad \text{Ohmios/milla cond. a neutro.}$$

Siendo:

C_n = capacitancia en microfaradios/milla un cond. a neutro

Reemplazando valores:

$$C_n = \frac{0,0388}{\log \left(\frac{20,16}{0,0462} \right)} = 0,01469 \text{ mf/milla a neutro}$$

$$X_c = \frac{10^6}{2 \times \pi \times 60 \times 0,01469} = 0,1805 \times 10^6 \text{ ohmios/milla a neutro.}$$

Región Litoral con dos circuitos

Para esta condición la capacitancia se obtendrá de la siguiente fórmula:

$$C_n = \frac{0,0388}{\log \left[2^{1/3} \left(\frac{d}{r} \right) \left(\frac{g}{r} \right)^{2/3} \right]} \text{ microf/milla un conductor a neutro.}$$

Siendo:

$$d = 16 \text{ pies}$$

$$g = 32,6 \text{ pies}$$

$$r = 42,8 \text{ pies}$$

$$= 0,0462 \text{ pies}$$

En reemplazo se tiene:

$$C_n = \frac{0,0388}{\log \left[2^{1/3} \left(\frac{16}{0,0462} \right) \left(\frac{32,6}{42,8} \right)^{2/3} \right]}$$

$$= 0,01514 \text{ microfaradios/milla cond. a neutro.}$$

$$X_c = \frac{10^6}{2 \times \pi \times 60 \times 0,01514} = 0,1751 \times 10^6 \text{ ohmios/milla cond. a n.}$$

Varición Interandina con un circuito

$$L_n = 23,94 \text{ pies}$$

Siendo:

$$C_n = \frac{0,0388}{\log \left(\frac{23,94}{0,0462} \right)} = 0,01429 \text{ mf/mill. cond. a neutro.}$$

$$X_c = \frac{10^6}{2 \times \pi \times 60 \times 0,01429} = 0,1856 \times 10^6 \text{ ohms./mil/cond. a neutro.}$$

Varición Interandina con dos circuitos:

$$C_n = \frac{0,0388}{\log \left[2^{1/3} \times \left(\frac{19}{0,0462} \right) \times \left(\frac{32,6}{42,8} \right)^{2/3} \right]} = 0,01471 \text{ microf/milla cod a neutro}$$

$$X_c = \frac{10^6}{2 \times \pi \times 60 \times 0,01471} = 0,1803 \times 10^6 \text{ ohmios/cond a neutro.}$$

CONDUCTANCIA

El valor promedio de la conductancia por dispersión en ohmios/milla/conductor, se obtiene de la siguiente fórmula: (14)

$$g_c = \frac{P_c}{V^2}$$

Donde:

P_c = valor promedio de las pérdidas por efecto corona de cada conductor en vatios por milla.

V = Tensión eficaz de línea a línea en Kilovoltios=230 Kv.

Así la conductancia para cada condición será:

Región Litoral con un circuito:

$$g_c = \frac{306,5}{230^2} = 0,0058 \times 10^{-6} \text{ mhos/cond/milla}$$

Región Litoral con dos circuitos:

$$g_c = \frac{239,4}{230^2} = 0,00453 \times 10^{-6} \text{ mhos/cond/milla.}$$

Región Interandina con un circuito

$$g_c = \frac{917,9}{230^2} = 0,01734 \times 10^{-6} \text{ mhos/cond/milla.}$$

Región Interandina con dos circuitos:

$$\epsilon_c = \frac{908,0}{\frac{230}{2}} = 0,01719 \times 10^{-6} \text{ mhos/cond/milla.}$$

IMPEDANCIAS PROPIAS (Z_o) Y MUTUAS ($Z_{o(m)}$) DE

SECUENCIA CERO EN LA LINEA DE TRANSMISION.

Las calculaciones que se han seguido para determinar las impedancias de secuencia cero se han basado en el Método General que señala la Ref.(7).

Los circuitos de secuencia cero están formados en la siguiente manera:

Circuito "a" que consiste de conductores a, b y c.

Circuito "a'" que consiste de conductores a, b y c

Circuito "g" que consiste de conductores de tierra g_1 y g_2

La siguiente denominación se entenderá en las ecuaciones de caída de voltaje:

E_o = voltaje de secuencia cero del circuito (a)

$E_{o'}$ = voltaje de secuencia cero del circuito (a')

$E_o = 0$,
 puesto que los alambres de tierra son asumidos a ser enterrados continuamente.

I_0 = corriente de secuencia cero del circuito (a)

I'_0 = corriente de secuencia cero del circuito (a')

I_{g_0} = corriente de secuencia cero del circuito (g)

Las ecuaciones que relacionan la denominación anterior es:

$$E_0 = I_0 Z_0(a) + I'_0 Z_0(aa') + I_{g_0} Z_0(ag)$$

$$E'_0 = I_0 Z_0(a'a) + I'_0 Z_0(a') + I_{g_0} Z_0(a'g) = 0$$

$$E_{g_0} = I_0 Z_0(ga) + I'_0 Z_0(ga') + I_{g_0} Z_0(g) = 0$$

Las impedancias de secuencia cero para el tramo de Línea ubicado en la Región Litoral se obtendrá en la manera siguiente:

$Z_0(a)$ = impedancia propia de secuencia cero del circuito (a)

$$= r_a + r_e + j (x_e + x_a - 2 x_d) \quad (7) \quad \text{ohmios/cond/milla} \quad (-1-)$$

Donde:

$$x_d = 1/3 (x_{dab} + x_{dbc} + x_{dca})$$

$$= 1/3 (x_d \rightarrow 16 + x_d \rightarrow 16 + x_d \rightarrow 32)$$

$$= 0,3645 \text{ ohmios/conductor/milla}$$

$$r_a = 0,117 \text{ ohms/cond/milla}$$

$$x_a = 0,399 \text{ ohmios/cond/milla}$$

$$r_e = 0,286 \text{ ohmios/cond/milla, para 60 ciclos/segundo}$$

$$x_e = 2,888 \text{ ohmios/cond/milla, para un valor de } \rho = 100 \text{ metros ohmios.}$$

Reemplazando estos valores en (-1) se tiene:

$$\begin{aligned} Z_0(a) &= 0,117 + 0,286 + j (2,888 + 0,699 - 2 \times 0,3645) \\ &= 0,403 + j 2,558 \text{ ohmios/cond/milla} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_0(a') &= \text{impedancia propia de secuencia cero del circuito } (a') \\ &= Z_0(a) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_0(g) &= \text{impedancia propia de secuencia cero del circuito } (g) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} &= \frac{3}{2} r_a + r_e + j (x_e + \frac{3}{2} x_a - \frac{3}{2} x_d) \\ &\text{ohmios/cond/milla. (-2-)} \end{aligned}$$

Siendo:

$$r_a = 6 \quad \text{ohmios/cond/milla}$$

$$x_a = 2,0 \quad \text{ohmios/cond/milla} \quad (19)$$

$$x_d = 0,3373 \quad \text{ohmios/cond/milla para 16,12 pies}$$

$$r_e = 0,286 \quad \text{ohmios/cond/milla}$$

$$x_e = 2,888 \quad \text{ohmios/cond/milla}$$

Reemplazando en ecuación (-2-)

$$Z_0(z) = 3/2 (6) + 0,286 + j \left[2,888 + 3/2 (2) - 3/2 \times 0,3373 \right] = 9,286 + j5,386 \quad \text{ohmios/cond/milla}$$

$Z_0(aa')$ = impedancia mútua de secuencia cero entre circuitos a y a', $= Z_0(a'a)$

$$= r_e + j (x_e - 3 x_d) \quad \text{ohmios/cond/milla}$$

Donde:

$$x_d = \frac{1}{9} \left[x_d(aa') + x_d(ab') + x_d(ac') + x_d(ba') + x_d(bb') + x_d(bc') + x_d(ca') + x_d(cb') + x_d(cc') \right]$$

$$= \frac{1}{9} \left[x_d \rightarrow 42,8 + x_d \rightarrow 32,6 + x_d \rightarrow 28,42 + x_d \rightarrow 32,6 + x_d \rightarrow 28,42 + \right]$$

$$= \left[x_d \rightarrow 32,6 + x_d \rightarrow 28,42 + x_d \rightarrow 32,6 + x_d \rightarrow 42,8 \right]$$

$$= 0,4245 \text{ ohmios/cond/milla}$$

Reemplazando:

$$Z_0(aa) = 0,286 + j(2,888 - 3 \times 0,4245)$$

$$= 0,286 + j1,615 \text{ ohmios/cond/milla}$$

$Z_0(ag) = Z_0(a'g) = Z_0(ga) = Z_0(ga')$ = impedancia mutua de
secuencia cero entre circuito (a) o circuito (a')

$$\text{y } (g) = r_0 + j(x_0 - 3x_d) \text{ ohmios/cond/milla}$$

Donde:

$$x_d = \frac{1}{3 \times 2} \left[x_d(ag_1) + x_d(bg_1) + x_d(cg_1) + x_d(ag_2) + \right. \\ \left. x_d(bg_2) + x_d(cg_2) \right]$$

$$= \frac{1}{3 \times 2} \left[x_d \rightarrow 17,98 + x_d \rightarrow 33,45 + x_d \rightarrow 29,3 + \right. \\ \left. x_d \rightarrow 27,95 + x_d \rightarrow 39,7 + x_d \rightarrow 53,7 \right]$$

$$= \frac{1}{3} (1,2604)$$

Entonces:

$$Z_0(ag) = 0,286 + j(2,888 - 1,2604) = 0,286 + j1,628 \text{ Ohms/cond/m.}$$

Reemplazando en las ecuaciones de caída de voltaje, los valores de impedancias de secuencia cero propias y mutuas que se han determinado anteriormente y haciendo $I'_0 = 0$ en las mismas ecuaciones se determina:

a) $\frac{E_0}{I_0} = Z_0$ = impedancia propia de secuencia cero del circuito (a) con (a') abierto en presencia de los alambres de tierra = $0,556 + j2,364$ ohmios/cond/milla.

b) $\frac{E'_0}{I_0} = Z_0 (m)$ = impedancia mutua de secuencia cero entre el circuito (a) con (a') en presencia de los alambres de tierra, con el circuito (a') abierto = $0,449 + j 1,421$ ohmios/cond/milla.

Las impedancias de secuencia cero correspondiente al tramo de Línea de la Región Interandina serán las siguientes:

Cuando:

$$Z_0 = 0,112 \text{ ohmios/cond./milla}$$

$$Z_0 (m) = 0,399 \text{ ohmios/cond./milla}$$

$$= 2,888 \text{ ohmios/cond/milla}$$

$$= 0,286 \text{ ohmios/cond/milla}$$

$$= \frac{1}{3} \left[x_d \rightarrow 19 + x_d \rightarrow 19 + x_d \rightarrow 38 \right] = 0,385 \text{ ohmios/cond/milla}$$

entonces:

$$Z_0(a) = r_a + r_e + j (x_e + x_a - 2 x_d)$$

$$= 0,112 + 0,286 + j (2,888 + 0,399 - 2 \times 0,385)$$

$$= 0,398 + j 2,517 \text{ ohmios/cond/milla}$$

$$Z_0(a') = 2 Z_0(a)$$

entonces:

$$= 6 \text{ ohmios/cond/milla}$$

$$= 2,0 \text{ ohmios/cond/milla}$$

$$= 0,3539 \text{ ohmios/cond/milla, para una distancia de los alam-}$$

$$\text{bres de tierra } d_{g1g2} = 18,48 \text{ pies.}$$

entonces:

$$Z_0(g) = \frac{3}{2} r_a + r_e + j (x_e + \frac{3}{2} x_a - \frac{3}{2} x_d)$$

$$= \frac{3}{2} (6) + 0,286 + j \left[2,888 + \frac{3}{2} (2) - \frac{3}{2} (0,3539) \right]$$

$$= 9,286 + j \quad 5,357 \text{ ohmios/cond/milla.}$$

Siendo:

$$Z_d = \frac{1}{9} \left[\begin{array}{l} x_d \rightarrow 49,88 + x_d \rightarrow 37,48 + x_d \rightarrow 32,32 + x_d \rightarrow 37,48 + \\ x_d \rightarrow 32,32 + x_d \rightarrow 37,48 + x_d \rightarrow 32,32 + x_d \rightarrow 37,48 + \\ x_d \rightarrow 49,88 \end{array} \right]$$

$$= 0,4414 \text{ ohmios/cond/milla}$$

Será:

$$Z_o (aa') = Z_o (a'a) = r_e + j (x_e - 3 x_d)$$

$$0,286 + j (2,888 - 3 \times 0,4414) = 0,286 + j \quad 1,564 \text{ oh-}$$

$$\text{ohmios/cond/milla.}$$

Se tiene que:

$$Z_o (ag) = Z_o (a'g) = Z_o (ga) = Z_o (ga')$$

$$= r_e + j (x_e - 3 x_d) \text{ ohmios/cond/milla}$$

Siendo:

$$Z_d = \frac{1}{3 \times 2} \left[\begin{array}{l} x_d \rightarrow 20,2 + x_d \rightarrow 38,63 + x_d \rightarrow 57,4 + x_d \rightarrow 31,7 + x_d \rightarrow 45,7 + \end{array} \right]$$

$$\begin{array}{l} \rightarrow 52,4 \\ \left. \vphantom{\rightarrow 52,4} \right\} \\ Z_3 (1,342) \end{array}$$

Reemplazando:

$$Z_2(\text{ag}) = 0,286 + j (2,888 - 1,342) = 0,286 + j 1,546 \text{ ohmios/cond/milla.}$$

Reemplazando los valores anteriores de impedancia propia y en las ecuaciones de caída de voltaje, a la vez que haciendo $I_0' = 0$ se determina:

$$\frac{E_0}{I_0} = Z_0 = 0,5431 + j 2,3383 \text{ ohmios/cond/milla}$$

$$\frac{E_0'}{I_0} = Z_0(m) = 0,4311 + j 1,3853 \text{ ohmios/cond/milla}$$

REACTANCIAS CAPACITIVAS PROPIAS (X'_{0}) Y MUTUAS

(X'_{0m}) DE SECUENCIA CERO.

Para la Región Litoral se obtienen los siguientes valores de reactancias capacitivas.

$$X'_{0(a)} = \text{reactancia capacitiva propia de secuencia cero del circuito (a)} = x'_{a} + x'_{e} - 2 x'_{d}$$

Siendo:

$$x'_{a} = 0,0912 \text{ megohmios/conductor/milla}$$

$$x'_{e} = 0,4345 \text{ megohmios/cond/milla, para una altura promedio de los conductores de } 66,1 \text{ pie.}$$

$$x'_{d} = \frac{1}{3} (x'_{d \rightarrow 16} + x'_{d \rightarrow 16} + x'_{d \rightarrow 32})$$

$$= 0,0891 \text{ megohms/cond/milla.}$$

Reemplazando:

$$X'_{0(a)} = 0,0912 + 0,4345 - 2 \times 0,0891 = 0,3475 \text{ megohms/cond/milla}$$

$$X'_{0(g)} = \text{reactancia capacitiva propia de secuencia cero del circuito (g).}$$

$$x'_0(g) = 3/2 x'_a(g) + x'_e(g) - 3/2 x'_d \quad (-1-)$$

Siendo:

$$x'_d = x'_d(g_1 g_2) = 0,0825 \text{ megohms/cond/milla}$$

$x'_a(g)$ = reactancia capacitiva en paralelo en megohms/conductor/milla a un pie de espaciamento. Como no hay este valor en las tablas⁽⁷⁾ se derivará de la siguiente manera: (16)

$$x'_a(g) = \frac{4,093}{f} \times 10^6 \log\left(\frac{1}{r}\right)$$

Donde:

r = radio del conductor de tierra en pies = 0,015

f = frecuencia en ciclos por segundo = 60

Reemplazando se tiene:

$$\begin{aligned} x'_a(g) &= \frac{4,093}{60} \times 10^6 \log\left(\frac{1}{0,015}\right) \\ &= 0,1244 \text{ megohms/cond/milla} \end{aligned}$$

$x'_a(g) = 0,471$ megohms/cond/milla para altura de 99 pies.

Reemplazando estos valores en (-1-)

$$x'_{0g} = 3/2 (0,1244) + 0,471 - 3/2 (0,0825) = 0,4738 \text{ megohms/} \\ \text{conductor/milla.}$$

x'_{0ag} = reactancia capacitiva mutua de secuencia cero entre circuitos (a) y (g).

$$= x'_0 - 3 x'_d = x'_0(ga)$$

Dado:

$x'_0 = 0,455$ megohms/cond/milla, para una altura promedio entre conductores de fase y los alambres de tierra de 82,55 pies.

$$x'_d = \frac{1}{3} \frac{1}{x^2} (x'_d \rightarrow 17,98 + x'_d \rightarrow 33,45 + x'_d \rightarrow 29,3 + x'_d \rightarrow 27,95 + \\ x'_d \rightarrow 39,7 + x'_d \rightarrow 53,7) \\ = \frac{1}{3} (0,3082) \text{ megohms/cond/milla.}$$

Reemplazando:

$$x'_{0ag} = 0,455 - 0,3082 = 0,1468 \text{ megohms/cond/milla.}$$

$x'_{0aa} = x'_0(a'a)$ = reactancia capacitiva mutua de secuencia cero entre circuitos (a) y (a')

$$= x'_0 - 3 x'_d$$

Donde:

$x'_0 = 0,4345$ megohms/conductor/milla, para una altura correspondiente a 66,1 pies.

$$x'_d = -\frac{1}{9} (x'_d \rightarrow 42,8 + x'_d \rightarrow 32,6 + x'_d \rightarrow 28,42 + x'_d \rightarrow 32,6 + x'_d \rightarrow 32,6 + x'_d \rightarrow 28,42 + x'_d \rightarrow 32,6 + x'_d \rightarrow 42,8)$$

$$= -\frac{1}{3} (0,3114) \text{ megohms/cond/milla.}$$

Reemplazando:

$$x'_0(aa') = 0,4345 - 0,3114 = 0,1231 \text{ megohms/cond/milla.}$$

Haciendo $q'_0 = 0$ en ecuaciones de caída de voltaje (en función de la reactancia capacitiva) se determinará:

$$a) \frac{E_0}{2 \pi f x q_0} = x'_0 = \text{reactancia capacitiva propia de secuencia cero del circuito (a) con circuito (a') abierto, en presencia de los alambres de tierra}$$

$$= 0,3020 \text{ megohms/cond/milla}$$

$$b) \frac{E' \circ}{2\pi f q_0} = x'_{\circ} (m) = \text{reactancia capacitiva mutua de secuencia cero entre el circuito (a) y (a')} \text{ con el circuito (a')} \text{ abierto y en presencia de los conductores de tierra} = 0,0776 \text{ megh/cond/m.}$$

Los valores de reactancia capacitiva de secuencia cero para la región Interandina serán:

$$x'_{\circ} (a) = x'_{\circ} + x'_{\circ} - 2 x'_{\circ}$$

Siendo:

$$x'_{\circ} = 0,4386 \text{ meghms/cond/milla, para una altura promedio de 69 pies.}$$

$$x'_{\circ} = \frac{1}{3} (x_{\circ} \rightarrow 19 + x_{\circ} \rightarrow 19 + x_{\circ} \rightarrow 36) = 0,0942 \text{ megh/cond/milla.}$$

Será:

$$x'_{\circ} (a) = 0,0912 + 0,4386 - 2 (0,0942) = 0,3414 \text{ megh/Cond/milla.}$$

$$x'_{\circ} (g) = \frac{3}{2} x'_{\circ} (g) + x'_{\circ} (g) - \frac{3}{2} x'_{\circ}$$

Siendo:

$$x'_d = x''_d (\epsilon_1 \epsilon_2) = 0,0866 \text{ mgh/cond/milla, para una separación de 18,48 pies.}$$

$$x'_a(g) = 0,1244 \text{ meggh/cond/milla.}$$

$$x'_e(g) = \text{para una altura de los conductores de tierra de 107 pies.}$$

Se derivará de la fórmula tabla (7) capítulo (13) Referencia (7).

$$= \frac{12,30}{60} \log (2 \times 107) = 0,4777 \text{ megghms/cond/milla.}$$

Será:

$$x''_o(g) = \frac{3}{2} (0,1244) + 0,4777 - \frac{3}{2} (0,0866) = 0,5344 \text{ mgh/cond/m.}$$

$$x''_o(ag) = x'_e - 3 x'_d$$

Siendo:

$$x'_e = 0,460 \text{ meggh/cond/milla, para una altura promedio entre el conductor de tierra y cond. de fase de 88 pies.}$$

$$x'_e = \frac{1}{3} \frac{1}{x^2} (x'_d \rightarrow 20,2 + x_d \rightarrow 28,63 + x_d \rightarrow 57,4 + x'_d \rightarrow 31,7 + \\ x'_d \rightarrow 45,7 + x_d \rightarrow 62,4) \\ = \frac{1}{3} (0,3237) \text{ megohms/cond/milla}$$

Será:

$$x'_e (ag) = 0,460 - 0,3237 = 0,1363 \text{ megohms/cond/milla.}$$

$$x'_e (a'a) = x'_e - 3 x'_d$$

Siendo:

$$x'_e = 0,4386 \text{ megohms/cond/milla, para una altura de conduc-} \\ \text{tores de fase de 69 pies.}$$

$$x'_e = \frac{1}{9} (x'_d \rightarrow 49,88 + x'_d \rightarrow 37,48 + x'_d \rightarrow 32,32 + x'_d \rightarrow 37,48 + \\ x'_d \rightarrow 32,32 + x'_d \rightarrow 37,48 + x'_d \rightarrow 32,32 + x'_d \rightarrow 37,48 + \\ x'_d \rightarrow 49,88) \\ = \frac{1}{9} (0,3238) \text{ megohms/cond/milla}$$

Será:

$$x'_e = 0,4386 - 0,3238 = 0,1148 \text{ megohms/cond/milla.}$$

Reemplazando como en los casos anteriores,

los valores sacados anteriormente en las ecuaciones de caída de voltaje y haciendo $q'_0 = 0$ en las mismas, se obtendrá:

$$\frac{E_0}{2 \pi f q_0} = x'_0 = \text{reactancia capacitiva propia de secuencia cero del circuito (a) en presencia de los conductores de tierra y con el circuito (a')} \text{abierto} = 0,3066 \text{ meghms/cond/milla.}$$

$$\frac{E'_0}{2 \pi f q_0} = x'_0(m) = \text{reactancia capacitiva mutua de secuencia cero entre los circuitos (a) y (a')} \text{ en presencia de los conductores de tierra y con (a')} \text{abierto} = 0,080 \text{ meghms/cond/milla.}$$

Los valores que se han obtenido en a) y b) son similares a los valores de reactancia capacitiva con el circuito (a) abierto, considerando $q_0 = 0$ en ecuaciones de caída de voltaje.

5) CLASIFICACION DE LA LINEA SEGUN SU LONGITUD

La Línea de Transmisión bajo estudio, se la determina como Línea Larga de Transmisión por sus características que ofrece, tanto en longitud como en voltaje. (7) (16).

En consideración a su clasificación, la capacitancia de la Línea, al igual que su resistencia e Inductancia, se las considera distribuidas uniformemente a lo largo de la Línea de Transmisión.

Con estas anotaciones que se han mencionado, las relaciones de voltaje y corriente a la salida y a la recepción de la Línea, estarán en función de las siguientes fórmulas: (16)

$$V_s = A_r V_R + B_r I_R \quad \text{voltios}$$

$$I_s = C_r V_R + D_r I_R \quad \text{amperios.}$$

Siendo:

V_s = voltaje de Línea a neutro en extremo de salida

V_R = voltaje de Línea a neutro en extremo de recepción

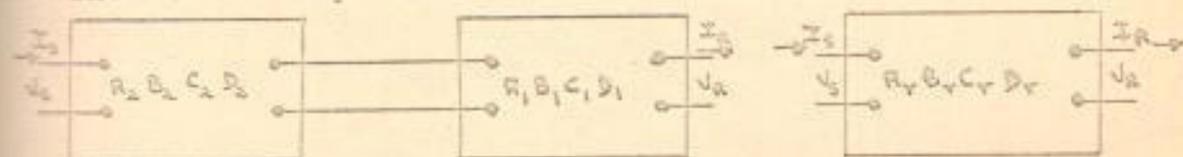
I_s = corriente en el extremo de salida

I_2 = corriente en el extremo de recepción

$A_1 B_1 C_1 D_1$ = constantes del circuito generalizadas resultantes en el total de la Línea.

Se asume que los espaciamentos de los conductores en el recorrido de la Línea, estarán comprendidos dentro de los espaciamentos determinados en las dos Regiones de Litoral e Interandina. Las longitudes de Línea que comprenden estos dos espaciamentos son 46,6 y 74,59 millas aproximadamente.

El diagrama simbólico de estas dos secciones de Línea con su equivalente será:



Siendo:

$A_2 B_2 C_2 D_2$ = constantes circuito generalizadas Región Interandina

$A_1 B_1 C_1 D_1$ = constantes del circuito generalizadas Región Litoral

$A_2 B_1 C_1 D_1$ = constantes circuito generalizadas resultante

Los valores de $A_2 B_1 C_1 D_1$ en función de $A_1 B_1 C_1 D_1$

y $A_2 B_2 C_2 D_2$ serán:

$$A_1 = A_1 A_2 + C_1 B_2$$

$$C_1 = A_1 C_2 + C_1 D_2$$

$$B_1 = B_1 A_2 + D_1 B_2$$

$$D_1 = B_1 C_2 + D_1 D_2$$

Siendo:

$$A_1 = D_1 \quad \text{y} \quad A_2 = D_2 \quad \text{por ser mayas simétricas.}$$

Las constantes $A_1 B_1 C_1 D_1$ y $A_2 B_2 C_2 D_2$ son calculadas desde las siguientes ecuaciones:

$$A = \cos h \ \gamma L = D$$

$$B = Z_c \ \text{sen} \ h \ \gamma L$$

$$C = \frac{\text{sen} \ h \ \gamma L}{Z_c}$$

Donde:

$$L = \sqrt{yB} \times L$$

$$Z_c = \sqrt{z/y}$$

$$z = r + j x_L \quad \text{ohmios/cond/milla}$$

$$y = g + \frac{1}{x_c} \quad \text{ohmios/cond/milla}$$

Los signos empleados tienen el siguiente significado:

z = impedancia en serie por milla por fase

y = admitancia en paralelo por milla por fase a neutro

r = resistencia del conductor por milla por fase

x_l = reactancia inductiva por milla por fase

x_c = reactancia capacitiva por milla por fase

g = conductancia por milla por fase
constante de propagación

l = longitud de la Línea en millas

Z_0 = impedancia característica

Para analizar en lo posterior el funcionamiento de la Línea operando con uno y dos circuitos, se derivarán los constantes del circuito generalizadas para cada Región con su resultante.

Región Litoral con dos circuitos

$$z_1 = r_1 + j x_1 = 0,117 + j 0,741 = 0,750 \quad / \quad 81,027^\circ$$

$$y_1 = g_1 + j \frac{1}{x_{c1}} = 0,00453 \times 10^{-6} + j \frac{10^{-6}}{0,1751}$$

$$= 5,711 \times 10^{-6} \quad / \quad 89,953^\circ$$

$$Z_{c1} = \sqrt{\frac{z_1}{y_1}} = \sqrt{\frac{0,750 \times 10^6}{5,711}} \angle \frac{81,027 - 89,953}{2}$$

$$= 362,3 \angle -4,403$$

$$Y_1 L_1 = \sqrt{y_1 z_1} \times L_1$$

$$= \sqrt{0,750 \times 5,711 \times 10^{-6}} \times 46,6 \angle \frac{81,027 - 89,953}{2}$$

$$= 0,00756 + j 0,0961$$

$$A_1 = \cos h \gamma_1 L_1 = \cos h \alpha_1 L_1 \cos \beta_1 L_1 + j \operatorname{sen} h \alpha_1 L_1 \times$$

$$\operatorname{sen} \beta_1 L_1$$

$$= \cos h 0,00756 \cos 0,0961 + j \operatorname{sen} h 0,00756 \times$$

$$\operatorname{sen} 0,0961$$

$$= 0,99539 \angle 0,0419^\circ$$

$$B_1 = Z_{c1} \operatorname{sen} h \gamma_1 L_1 = Z_{c1} (\operatorname{sen} h \alpha_1 L_1 \cos \beta_1 L_1 + j \cos h \alpha_1 L_1 \times$$

$$\operatorname{sen} \beta_1 L_1)$$

$$= 362,3 \angle -4,463 (\operatorname{sen} h 0,00756 \cos 0,0961 +$$

$$j \cos h 0,00756 \operatorname{sen} 0,0961)$$

$$= 34,875 \quad \angle 81,051^\circ$$

$$c_1 = \frac{\text{sen } h \cdot 1^{L_1}}{z_{c_1}} = \frac{0,09626}{362,3} \quad \angle 85,514 + 4,463$$

$$= 2,656 \times 10^{-4} \quad \angle 89,977^\circ$$

$$D_1 = A_1$$

Región Interandina con dos circuitos

$$z_2 = r_2 + jx_{L_2} = 0,112 + j0,7605 = 0,7686 \quad \angle 81,637^\circ$$

$$y_2 = g_2 + j \frac{1}{x_{C_2}} = 0,01519 \times 10^{-6} + j \frac{10^{-6}}{0,1803}$$

$$= 5,549 \times 10^{-6} \quad \angle 89,822^\circ$$

$$z_{c_2} = \sqrt{\frac{z_2}{y_2}} = \sqrt{\frac{0,7686 \times 10^6}{5,549}} \quad \angle \frac{81,637 - 89,822}{2}$$

$$= 372,17 \quad \angle -4,093^\circ$$

$$i_{2L_2} = \sqrt{z_2 y_2} \times L_2 \sqrt{0,7686 \times 5,549 \times 10^{-6}} \times 74,56$$

$$\angle \frac{81,637 - 89,822}{2}$$

$$= 0,0115 + j 0,1536$$

$$Z_2 = \cos h \gamma_2 L_2 = \cos h 0,00115 \cos 0,1536 + j \sin h 0,0115 \sin 0,1536$$

$$E_2 = Z_{c2} \sin h \gamma_2 L_2 = 372,17 \angle -4,093 (\sin h 0,0115 \times \cos 0,1536 + j \cos h 0,0115 \times \sin 0,1536)$$

$$= 57,054 \angle 81,661^\circ$$

$$C_2 = \frac{\sin h \gamma_2 L_2}{Z_{c2}} = \frac{0,1533 \angle 85,754^\circ}{372,17 \angle -4,093} = 4,119 \times 10^{-4} \angle 89,847^\circ$$

$$E_2 = A_2$$

Las constantes del circuito generalizadas resultante en el total de la línea con los dos circuitos serán:

$$A_1 = 0,99539 \angle 0,0419 \times 0,98823 \angle 0,1023 + 2,656 \times 10^{-4} \angle 89,977^\circ \times 57,054 \angle 81,661^\circ$$

$$= 0,96868 \angle 0,276^\circ$$

$$B_1 = 34,875 \angle 81,051^\circ \times 0,98823 \angle 0,1023^\circ + 0,99539 \angle 0,0419^\circ \times 57,054 \angle 81,661^\circ$$

$$\underline{E}_1 = 91,255^\circ / \underline{81,195^\circ}$$

$$\begin{aligned} \underline{C}_1 &= 0,99539 / \underline{0,0419^\circ} \times 4,119 \times 10^{-4} / \underline{89,847^\circ} + \\ & 2,656 \times 10^{-4} / \underline{89,977^\circ} \times 0,98823 / \underline{0,1023^\circ} \\ &= 6,725 \times 10^{-4} / \underline{89,962^\circ} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{D}_1 &= 34,875 / \underline{81,051^\circ} \times 4,119 \times 10^{-4} / \underline{89,847^\circ} + \\ & 0,99539 / \underline{0,0419^\circ} \times 0,98823 / \underline{0,1023^\circ} \\ &= 0,96945 / \underline{0,2828^\circ} \end{aligned}$$

Operando la Línea con un circuito se obtienen los siguientes valores:

$$\underline{a}_1 = 0,117 + j 0,763 = 0,772 / \underline{81,283^\circ}$$

$$\underline{y}_1 = 0,0058 \times 10^{-6} + j \frac{10^{-6}}{0,1805} = 5,54 \times 10^{-6} / \underline{89,939^\circ}$$

$$\underline{z}_{c1} = 373,5 / \underline{-4,328^\circ}$$

$$\underline{Y}_1 L_1 = 0,00739 + j 0,0962$$

$$\underline{A}_1 = 0,99537 / \underline{0,0408^\circ}$$

$$\underline{B}_1 = 36,024 / \underline{81,305^\circ}$$

$$\underline{C}_1 = 2,532 \times 10^{-4} / \underline{89,961^\circ}$$

$$D_1 = A_1$$

$$E_2 = 0,112 + j 0,7838 = 0,7919 \quad / \underline{81,984^\circ}$$

$$F_2 = 0,01734 \times 10^{-6} + j \frac{10^{-6}}{0,1856} = 5,39 \times 10^{-6} / \underline{89,815^\circ}$$

$$G_2 = 383,3 \quad / \underline{-3,916^\circ}$$

$$H_2 = 0,0110 + j 0,1538$$

$$I_2 = 0,98823 \quad / \underline{0,0974^\circ}$$

$$J_2 = 58,645 \quad / \underline{82,026^\circ}$$

$$K_2 = 3,99 \times 10^{-4} / \underline{89,858^\circ}$$

$$D_2 = A_2$$

Las constantes resultantes serán:

$$A_r = 0,96874 \quad / \underline{0,266^\circ}$$

$$B_r = 93,972 \quad / \underline{81,814^\circ}$$

$$C_r = 6,524 \times 10^{-4} / \underline{89,959^\circ}$$

$$D_r = 0,96949 \quad / \underline{0,271^\circ}$$

6) ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO (CAIDA DE VOLTAJE Y PERDIDAS) DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN .

Para una estimación del comportamiento de la Línea de Transmisión, se ha considerado la carga antes de la subestación N° 1 Guayaquil, siendo ésta de 119.017 Kilovatios por circuito (P_R), y asumiendo que el voltaje en el extremo de recepción es de 220.000 voltios entre línea y línea (fases no similares).

El factor de potencia que se ha considerado en el extremo de recepción es de 95% inductivo, señalándose este valor en base de factores de potencia anuales entregados en la Ciudad de Guayaquil y asumiendo que se podrá llegar a este valor, puesto que si la Línea opera en el terminal de recibo con factores de potencia menores a 95% inductivo, la caída de voltaje en la Línea y sus pérdidas han de aumentar.

Para condiciones de operación normal a doble circuito, la Línea de Transmisión se comportará en la siguiente forma:

$$V_R = \frac{220.000}{\sqrt{3}} = 127.021 \text{ } \angle 0^\circ \text{ voltios a neutro}$$

$$I_R = \frac{119.017}{\sqrt{3} \times 220,00 \times 0,95} = 328,787 \text{ } \angle -18,194^\circ \text{ amperios}$$

Donde:

V_R = voltaje de recepción de línea a neutro

I_R = corriente de recepción en amperios.

La determinación del voltaje y corriente en el extremo de salida de la Línea, se efectuará en base de las constantes del circuito generalizadas que se determinó anteriormente, así:

$$A = 0,96868 \quad / \quad \underline{0,276^\circ}$$

$$B = 91,255 \quad / \quad \underline{81,495^\circ}$$

$$C = 5,725 \times 10^{-4} \quad / \quad \underline{89,962^\circ}$$

$$D = 0,96945 \quad / \quad \underline{0,283^\circ}$$

Voltaje de Salida

$$V_S = A V_R + B I_R = 0,96868 \quad / \quad \underline{0,276} \times 127,021 \quad / \quad \underline{0^\circ} + 91,255 \quad / \quad \underline{81,495} \times 328,787 / \underline{18,194}$$

$$= 139,244 \quad / \quad \underline{11,349^\circ} \quad \text{Kilovoltios de línea a neutro.}$$

$$V_{LL} = \sqrt{3} \times 139,244 \quad / \quad \underline{11,349^\circ} = 241,171 \quad / \quad \underline{11,349} \quad \text{Kilovoltios de línea a línea.}$$

Caída de voltaje en la línea

$$\frac{241,171 - 220,000}{241,171} \times 10^2 = 8,76\%$$

Corriente de salida

$$I_3 = C_r V_R + D_r I_R = 6,725 \times 10^{-4} / 89,962 \times 127,021 / 0^\circ +$$

$$0,96945 / 0,283^\circ \times 328,787 / -18,194$$

$$= 303,611 / -2,379^\circ$$

Factor de potencia de salida

$$\cos(11,349 - 2,379) = \cos 13,728 = 0,97143$$

Potencia de salida por circuito

$$P_3 = \sqrt{3} \times 241,171 \times 303,611 \times 0,97143 = 123.205 \text{ Kilovatios.}$$

Pérdidas en la Línea por circuito

$$P_6 - P_3 = 123.205 - 119.017 = 4.188 \text{ Kilovatios.}$$

Porcentaje de pérdidas por circuito

$$\frac{4.188}{123.205} \times 10^2 = 3,40\%$$

En igual forma que para factor de potencia de 95% inductivo, se ha calculado para otros factores de potencia de la carga y se ha resumido en el cuadro (4-6a).

Para efecto de operación con un circuito alimentando la misma potencia por circuito, es decir los 119.017 Kilovatios y asumiendo las mismas condiciones de voltaje y factor de potencia en el recibo como en caso de operación normal (con dos circuitos), la línea dará los siguientes valores:

$$I_T = 0,96874 \quad / \underline{0,266^\circ}$$

$$E_T = 93,972 \quad / \underline{81,814^\circ}$$

$$C_T = 6,524 \times 10^{-4} / \underline{89,959^\circ}$$

$$I_R = 0,96949 \quad / \underline{0,271^\circ}$$

$$V_R = 127,021 \quad / \underline{0^\circ} \quad ; \quad I_R = 328,787 \quad / \underline{-18,194^\circ}$$

Voltaje de salida

$$V_S = 0,96874 \quad / \underline{0,266^\circ} \times 127,021 \quad / \underline{0^\circ} + 93,972 \quad / \underline{81,814^\circ}$$

$$328,787 \quad / \underline{-18,194^\circ}$$

$$= 139,664 \quad / \underline{11,670} \text{ Kilovatios a neutro}$$

$$V_S (LL) = 241,698 \quad / \underline{11,670} \text{ Kilovoltios de línea a línea.}$$

Caída de voltaje

$$\frac{241,898 - 220,000}{241,898} \times 10^2 = 9,05 \%$$

Corriente de salida

$$I = 5,524 \times 10^{-4} \angle 89,959^\circ \times 227,021 \angle 0^\circ \quad 0,96949 \angle 0,271^\circ$$

$$328,787 \angle -18,194^\circ$$

$$303,727 \angle -2,873^\circ$$

Factor de potencia de salida

$$\cos (11,670 - 2,873) = 0,96796$$

Potencia de salida por circuito

$$P_S = \sqrt{3} \times 241,898 \times 303,727 \times 0,96796 = 123,182 \text{ Kilovatios}$$

Pérdidas en la Línea

$$P_S - P_R = 123,182 - 119,017 = 4,165 \text{ Kilovatios}$$

Porcentaje de pérdidas por circuito

$$\frac{4,165}{123,182} \times 10^2 = 3,38 \%$$

Operando la Línea con un circuito y con otros factores de potencia se tendrá los valores que indica el cuadro 4-6b.

OPERANDO CON DOS CIRCUITOS

$V_R(II)$	220.000 voltios		P_R	119.017 Kwatts
Factor de potencia en el recibo	1,00	0,50		0,85
Corriente recibo en amps (I_R)	312,348 / 0°	317,053 / -25,612°		367,468 / -31,789°
Voltaje de salida en Kv. $V_S(II)$	225,978 / 12,745°	218,414 / 10,745°		254,736 / 10,250°
% caída de voltaje	2,64	11,43		13,64
Corriente salida en amps (I_S)	315,084 / 16,013°	309,403 / -11,131°		520,054 / -18,247°
Factor de potencia de salida	-0,99834	0,92799		0,87801
Potencia salida por circuito en Kw (P_S)	123.129	123.543		123.990
% pérdidas en la Línea por circuito	3,34	3,67		4,01
Eficiencia de Trans.	96,66	96,33		95,99

$V_R(LL)$	229,000		P_R 119,017 Kilovatio
Factor de potencia en el recibo	1,00	0,90	0,85
Corriente recibo en amps (I_R)	312,348 $\angle 0^\circ$	347,053 $\angle 25,812^\circ$	367,168 $\angle -31,789^\circ$
Voltaje de salida en Kv. $V_S(LL)$	226,255 $\angle 13,107^\circ$	249,354 $\angle 11,051^\circ$	255,867 $\angle 10,554^\circ$
% caída de voltaje	2,77	11,78	14,02
Corriente salida en amps. (I_S)	314,387 $\angle 15,554^\circ$	309,904 $\angle -11,608^\circ$	320,869 $\angle -18,793^\circ$
Factor de potencia en la salida	-0,99909	0,92281	0,87175
Potencia salida por circuito en Kw(P_S)	123,095	123,518	123,967
% pérdidas en la línea por circuito	3,32	3,65	3,99
Eficiencia de Trans.	96,68	96,35	96,01

SECCION VCALCULO MECANICO DE LOS CONDUCTORES PARA LA LINEA
DE TRANSMISION1) DETERMINACION DE FLECHAS Y TENSIONES EN EL CONDUCTOR
DE FASE ESCOGIDO.

Para el cálculo de flechas y tensiones de los conductores de fase, como también de los conductores de tierra, se ha tomado las temperaturas especificadas en las características meteorológicas, tanto para la Región Litoral como para la Región Interandina.

Para la determinación de la máxima flecha, se tomó en cuenta el incremento aproximado sobre la temperatura máxima encontrada en cada Región en consideración al efecto del sol sobre los conductores⁽⁷⁾ y la elevación de temperatura por la corrientes.⁽¹⁹⁾

El cálculo de flechas y tensiones de los conductores de fase se ha desarrollado de acuerdo con el método gráfico⁽¹¹⁾ y su resultado se especifica en el cuadro 5-la.

En la elaboración del cuadro 5-la, se ha considerado las limitaciones de porcentaje de tensio-

nes de seguridad del conductor, que el fabricante señala para su duración. (11) (15) Estas limitaciones son las siguientes:

La tensión máxima con carga no excederá del 50% de la tensión de ruptura del conductor. Siendo la tensión ruptura del conductor 31.200 libras, la tensión máxima de diseño no ha de exceder de 15.600 libras.

Las limitaciones que siguen se consideran: para evitar fatiga en los conductores de fase por excesiva vibración:

- a) La tensión máxima inicial sin carga no excederá del $33\frac{1}{3}$ de la tensión de ruptura del conductor, o sea no pasará de 10.390 libras.
- b) La tensión final sin carga del conductor, no deberá ser mayor del 25% de la tensión de ruptura, no excederá de 7.800 libras.
- c) La tensión final sin carga a la temperatura diaria no deberá ser más del 20% de la resistencia a la rotura del conductor, no será mayor de 6.240 libras.

Con estas limitaciones y con la suposición de que al instalar la Línea se aplicarán varillas de armar (varillas de blindaje) en todos los puntos donde

se suspende el cable, se dará una adecuada seguridad contra la fatiga.

En los tramos donde se considere vibración severa en los conductores se han de instalar dispositivos antivibratorios (amortiguadores).

Para el cálculo del método gráfico de flechas y tensiones que se enunció, se ha procedido a determinar los siguientes valores, a usarlos en conjunto con la carta de catenarias y el diagrama de esfuerzos y alargamientos.

$$V.E.S. = \text{vano equivalente sin carga} = \frac{S \times W_b}{A}$$

$$V.E.C. = \text{vano equivalente con carga} = \frac{S \times W_r}{A}$$

Siendo:

A = área del conductor = 0,7261 pulgadas cuadradas

S = vano en pies = 1.000

W_b = peso del conductor desnudo = 1.098 libras/pie lineal

W_r = resultante del peso del conductor con carga (con viento) de 6,25 libras/pie².

$$= \sqrt{W_b^2 + W_v^2}$$

Siendo:

$$W_v = \text{peso del conductor debido a presión de viento} \\ = 0,577 \text{ libras/pie.}$$

Donde:

$$W_r = \sqrt{1,098^2 + 0,577^2} = 1,240 \text{ libras/pié.}$$

Reemplazando se tiene:

$$V.E.S. = \frac{1.000 \times 1.098}{0,7261} = 1.510$$

$$V.E.C. = \frac{1.000 \times 1.240}{0,7261} = 1.705$$

Las fórmulas que relacionan el % de flecha con flecha en pies y esfuerzo con Tensión, son las conocidas:

$$\% \text{ flecha} = \text{flecha en pies} \times \frac{100}{\text{Lóngitud vano en pies.}}$$

$$\text{Esfuerzo} = \frac{\text{Tensión en libras}}{\text{Area del conductor}} \text{ pgs.}^2$$

Para casos de desniveles de terreno se incluye las plantillas de flechas, para localizar las estructuras conservando su aclaramiento mínimo a tierra y para obser-

var como se comportaría el conductor en su flecha a la temperatura mínima y normal.

2) DETERMINACION DE FLECHAS Y TENSIONES EN EL CONDUCTOR DE TIERRA AEREO.

Los cables de tierra señalados para protección de los conductores de fase, cuyas características se determinó en la sección III de este programa son de Extra Alta Resistencia a la rotura de $3/8$ de pulgada con 7 hilos de acero galvanizado.

La tensión máxima de diseño del conductor de tierra no excederá del 50% de la tensión de ruptura del conductor, es decir no asumirá valores sobre las 7.500 libras de tensión.

Las limitaciones de tensiones para evitar fatiga en los cables de tierra son las siguientes:

La tensión inicial y final sin carga de los cables de tierra no excederán del 20% de la tensión de ruptura del conductor, no excederá de 3.080 libras.

En áreas expuestas de viento, los conductores de tierra pueden ser arreglados a usar varillas de armar. Esto es generalmente recomendado en líneas de Transmisión sobre 138 Kv. (11)

Los cálculos de flechas y tensiones de los cables de tierra para cada condición se han determinado por el método gráfico⁽¹¹⁾ para lo cual fué necesario determinar los siguientes valores:

$$W_b = 0,273 \text{ libras/pie lineal}$$

$$d = \text{diámetro efectivo del conductor de tierra} = 0,360 \text{ pgs.}$$

$$W_v = \frac{0,360 \times 6,25}{12} = 0,1875 \text{ libras/pie lineal.}$$

$$W_r = \sqrt{\frac{W_b^2}{W_b} + \frac{W_v^2}{W_v}} = \sqrt{0,273^2 + 0,1875^2} = 0,331 \text{ libras/pié}$$

$$\text{Area del Conductor} = 0,0792 \text{ pulgadas cuadradas.}$$

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

$$V.E.C. = \frac{1.000 \times 0,331}{0,0792} = 4.180$$

Con estos valores obtenidos, en conjunto con la carta de catenarias y el diagrama de esfuerzos y alargamientos, se ha realizado el cuadro 5-2a.

CONDUCTOR DE FASE

Temp. °F	Cond. carga	Flecha Inicial		Esfzo Inc.	Tensión Inc.	Flecha Final		Esfzo Final	Tensión Final
		%	pies			%	pies		
60	S.C.	2,090	20,90	9.000	6.540	2,100	21,00	8.950	6.500
77	S.C.	2,190	21,90	8.650	6.315	2,210	22,10	8.600	6,240
120	S.C.	2,450	24,50	7.700	5.590	2,510	25,10	7.500	5.445
60	C.C.					2,180	21,80	9.750	7.040

L I T O R A L

I N T E R A N D I N A

25	S.C.	1,965	19,65	9.600	6.960	2,000	20,00	9.500	6.900
56,65	S.C.	2,145	21,45	8.750	6.350	2,210	22,10	8.600	6.240
105	S.C.	2,440	24,40	7.750	5.590	2,500	25,00	7.505	5.449
60	S.C.	2,210	22,10	8.550	6.250	2,220	22,20	8.500	6.170
25	C.C.					2,060	20,60	10.450	7.470

CONDUCTOR DE TIERRA

Temp. °F	Cond. carga	Flecha		Esfzo Inc.	Tensión Inc.	Flecha Final		Esfzo. Final	Tensión Final
		%	pies			%	pies		
L I T O R A L									
60	S.C.	1,125	11,25	38.900	3.080	1,130	11,30	38.750	3.065
77	S.C.	1,185	11,85	36.800	2.954	1,200	12,00	36.650	2.900
120	S.C.	1,340	13,40	32.750	2.594	1,355	13,55	32.400	2.565
60	C.C.					1,290	12,90	41,200	3.260
I N T E R A N D I N A									
25	S.C.	1,125	11,25	38.900	3.080	1,130	11,30	38.750	3.065
56,65	S.C.	1,240	12,40	35.500	2.813	1,245	12,45	35.250	2.792
105	S.C.	1,420	14,20	30.900	2.447	1,460	14,60	30,400	2.406
60	S.C.	1,250	12,50	35.100	2.780	1,280	12,80	34,600	2.740
25	C.C.					1,290	12,90	41,200	3.260

OBSERVACIONES Y ACLARACIONES

Por su situación geográfica, el proyecto COLA DE SAN PABLO brinda su beneficio a la Ciudad de Guayaquil, que es su base económica de financiamiento, y además da la posibilidad de entregar su utilidad, fomentando el desarrollo económico de centros industriales tales como son las Ciudades de Cuenca y Azogues. Esta es una de las bases esenciales por lo cual se declaró como PRIMERA PRIORIDAD en el desarrollo de los Proyectos de Inecel, dentro del Sistema Nacional Interconectado.

Cabe aclarar que en el desarrollo de este programa, no se ha considerado la forma del cruce de la Línea sobre los Ríos Daule y Babahoyo. Trabajo que está su-peditado a un estudio de factibilidad, por considerarlo de especial importancia. Se señala además que los cálculos eléctricos llevados en el resto de la Línea no serán afectados por cualquier condición que se llegue en este trayecto.

El plano del Area del proyecto Cola de San Pablo (plano 3-2a), demuestra que no existirá, a excepción de los Rios Daule y Babahoyo, rios de especial consideración en el trayecto de la Línea.

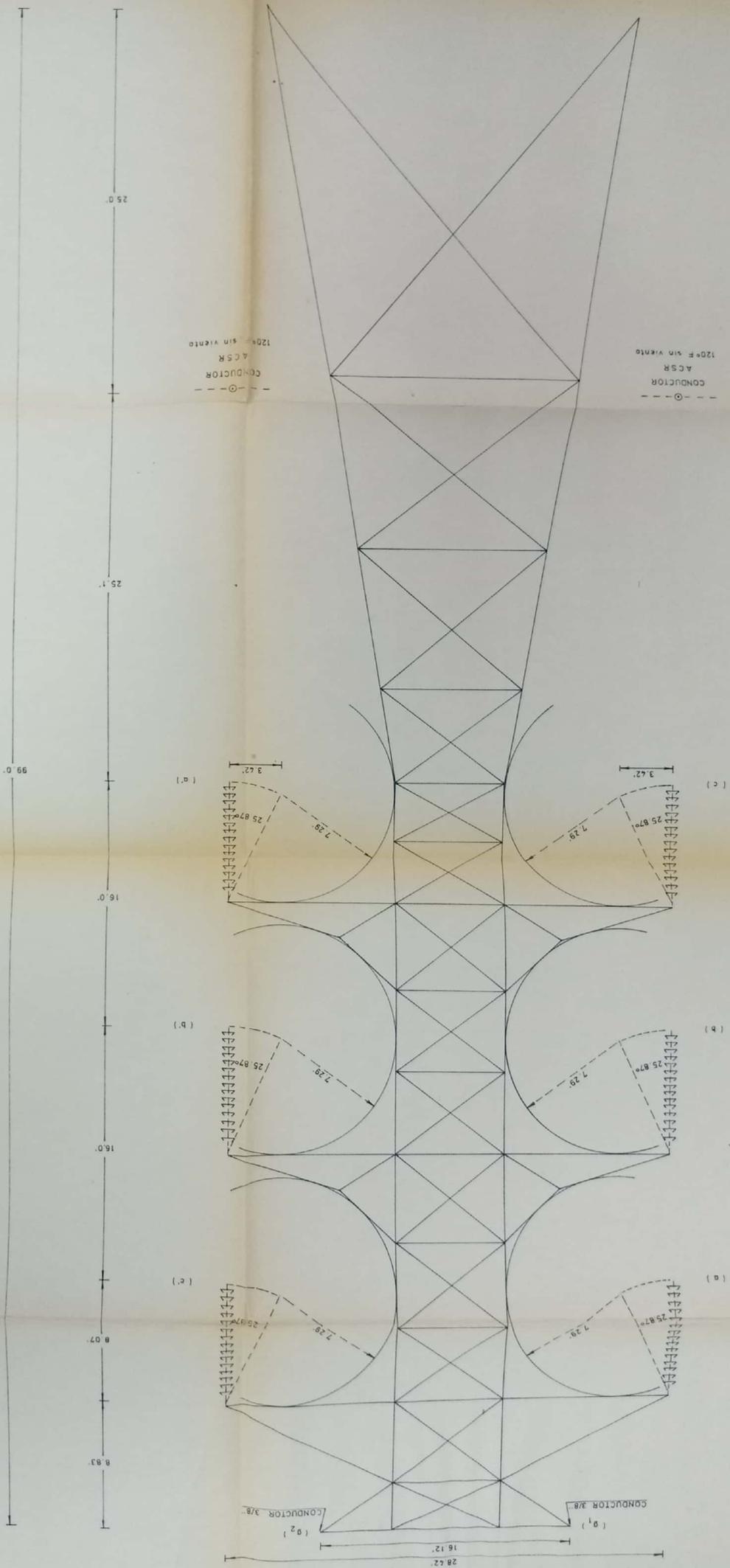
Cuando la Línea forme ángulos grandes o tenga

algún vano especial extremadamente largo, las cimentaciones de las estructuras metálicas, podrían ser generalmente de concreto. (12)

Para Líneas de alto voltaje sobre torres de acero, como la Línea que se ha considerado, las probabilidades de falla causadas por descargas eléctricas pueden ser disminuídas en un valor aproximado de 78%, debido a que todas las tensiones de arco (Flashover), causadas por las descargas eléctricas, no resultan en fallas sostenidas de potencias de la Línea. Este valor de 78% señalado, es una cantidad aproximada para este tipo de Línea y fué señalado en base de grabaciones en varios tipos de Líneas que se han registrado. (7)



SECRETARIA



B I B L I O G R A F I A

- 1.- Boletín del Segundo Censo Nacional de Población y Primero de vivienda, levantados en Noviembre de 1.962 editado por la Junta de Planificación y Coordinación Económica-Departamento de Censos- Quito-Ecuador.
- 2.- Programa de Electrificación del Ecuador, elaborado por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) Agosto de 1.966, Quito-Ecuador.
- 3.- Estadísticas registradas de Demandas de Potencia y consumos de Energía en Guayaquil, llevados por Empresa Eléctrica del Ecuador Inc. años 1.951-1.966. Guayaquil-Ecuador.
- 4.- Cálculos de Proyecciones de Población de 1.962-1.975 en Guayaquil, Junta de Planificación y Coordinación Económica, Sección Energía, año 1.966 Quito-Ecuador.
- 5.- Servicio Cooperativo Interamericano de Salud Pública. Plan General de Desarrollo para la República del Ecuador Tomo IV referente a Energía, editado en 1.965. Quito-Ecuador.
- 6.- Industria Fabril, editado por la Junta de Planificación y Coordinación Económica, año de 1.966-Tomo III-Libro 1 Quito-Ecuador.

- 7.- Electrical Transmisión and Distribution Reference Book por Central Station Engineers de la Westinghouse Electric Corporation. Cuarta Edición, editado en 1.964-East Pittsburg-Pennsylvania.
- 8.- Redes Eléctricas de alta y baja tensión por Gaudencio Zoppetty Júdez (Ingeniero Industrial). Tercera Edición editorial Gustavo Gili S.A. Barcelona.
- 9.- Anuarios Meteorológicos Anuales de la República del Ecuador, Años 1.962, 63, 64, 65, 1.966, editado por Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología-Quito-Ecuador.
- 10.- Safety Rules for the Installation and Maintenance of Electric Supply and Communication Lines. Comprising Part 2, the Definitions and the Grounding Rules of the Sixth Edition of the National Electrical Safety Code editado en 1.961 por U.S.Government Printing Office-Washington 25 D.C.
- 11.- Line Manual. Mechanical Design por la Rural Electrification Administration. ^(REA) Bulletin 62-1. Mayo 1.961, editado por U.S. Department of Agriculture. Washington 25 D.C.
- 12.- Standard Handbook for Electrical Engineers. Novena Edición. Editor principal Archer E. Knowlton, editorial

Mac Graw-Hill Book Co. Inc. New York.

- 3.- Manual Standard del Ingeniero Electricista. Tomo 1 y 11. A.E. Knowlton. Labor S.A. Barcelona-España año 1.962. Octava edición.
- 4.- Manual del Ingeniero Electricista (Electrical Engineers Handbook) Libro 11 por Harold Pender y Willian A. Del Mar, editorial Hispano Americana S.A. Buenos Aires-Argentina. Año 1.953.
- 5.- Productos Eléctricos de Aluminio. ALCAN Inc. N.Y. 1.965
- 5.- Elements of Power Sistem Analysis por William D. Stevenson Jr. Segunda Edición, editado por Mac Graw-Hill Book Co. Inc. Kogakushe Company Ltd. Tokio-Japón.
- 7.- The Protection of Transmission Systems Against Lightning por W.W. Lewis, editado por Dover Publication Inc. Año 1.965. 180 Varick St. N.Y. 10014.
- 8.- Tablas y Gráficos para Cálculos de Líneas de Transmisión y Subestaciones. Ingeniería de México A.C. Año 1.964.
- 9.- Circuit Analysis of A.C. Power Systems. Volumen 1. Symmetrical and Related Components. Edith Clarke. J Wiley N.Y. Año 1.961.
- 10.- Escuela Superior Politécnica del Litoral-Departamento de Geología y Minas.

21.- United Nations-Ecuador-Mineral Project.Final Report.
"Operation" (Coal and Hidrocarbons). Geology, Coal
and Hidrocarbons of the Cnozoic Básins of Southrern
Ecuador by J.E.O'Rourke.- A. Schneider Scherbina.-
E. Núñez del Arco A.- C. Mosquera and R. Alvarado
Marzo 1.968 -Quito-Ecuador.

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

El más reconocido e imperecedero agradecimiento para el Ingeniero Benigno Sotomayor quién como Director de Tesis me ha conducido con sus sanos y generosos consejos para llevar a cabo la elaboración de esta obra. Agradezco de igual forma a los Ingenieros Ricardo Defini M., Alfredo Hincapié S., Gregorio Wong, Juan García D. y Dr. Jorge Kraglievich K.

Me es reconocido agradecer también al Ingeniero Aníbal Santos que por su autorización se me proporcionó los datos estadísticos de la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc. Además agradezco al Ingeniero Alvaro Tinajero Mejía, personero de dicha Institución, a los Ingenieros de INECEL, a los Ingenieros y Economistas de la Junta de Planificación y Coordinación Económica-Sección Energía.

