

SELECCION Y COORDINACION DEL AISLAMIENTO  
PARA EL SISTEMA DE TRANSMISION  
PAUTE - GUAYAQUIL

Tesis previa a la obtención del Título de Ingeniero  
en la especialización de Ingeniería Eléctrica en la  
Escuela Politécnica Nacional

VICTOR HUGO OREJUELA LUNA

Quito, Junio de 1972

Certifico que la presente Tesis: "Selección y Coordinación del Aislamiento para el Sistema de transmisión Páute - Guayaquil" ha sido realizada en su totalidad por el señor VICTOR H. OREJUELA L.



ING. ALFREDO MENA P.,  
Director de Tesis

DEDICADO A MIS QUERIDOS PADRES

### AGRADECIMIENTO:

A todos los compañeros, amigos, del Departamento de Diseño Electromecánico, del Instituto Ecuatoriano de Electrificación.

Al Ingeniero Alfredo Mena P. por la gentileza que tuvo al revisar el presente trabajo.

A la Señora María de Moreano, que muy gentilmente transcribió mecanográficamente los manuscritos originales; y en general, a todas y cada una de las personas que en una u otra forma colaboraron para la realización del presente trabajo.

..... Es arbitrario en nuestra ciencia el considerar cada hallazgo grande o pequeño como el fin de la verdad. Otras nuevas, esperan siempre para completar a la inicial.....

G. MARAÑÓN



	<u>Pág.</u>	
V - 2	Amplitud de las sobretensiones	39
V - 3	Selección del ángulo de oscilación	41
V - 4	Correcciones	43
V - 5	Determinación de las longitudes de las cadenas de aisladores y espaciamientos necesarios en las torres	46
V - 6	Ejemplo de cálculo	48
 CAPITULO VI - SELECCION Y COORDINACION DEL AISLAMIENTO EN LA LINEA DE TRANSMISION  		
VI - 1	Selección del aislamiento	58
VI - 2	Coordinación del aislamiento	61
VI - 3	Apantallamiento de la línea	63
VI - 4	Dimensionamiento de las torres	64
 CAPITULO VII - COORDINACION DEL AISLAMIENTO EN LA SUBESTACION  		
VII - 1	Protección	68
VII - 2	Coordinación del aislamiento	70
 CAPITULO VIII - ESTIMACION DEL COMPORTAMIENTO DE LA LINEA  		
VIII - 1	Frente a sobretensiones de maniobra	84
VIII - 2	Frente a sobretensiones de origen atmosférico	90
CAPITULO IX - CONCLUSIONES		112

INDICE DE CUADROS

		<u>Pág.</u>
II-2.1	Longitudes de línea de transmisión comprendidas en los diferentes rangos de altura	8
II-3.1	Presión atmosférica y densidad relativa del aire para las diferentes condiciones de altura y temperatura	11
II.3.2	Condiciones meteorológicas normalizadas	12
III-2.1	Factores de corrección por altura y temperatura (sobretensiones de tipo atmosférico)	26
III-2.2	Número de aisladores requeridos por sobretensiones debidas a descargas atmosféricas	28
IV-2.1	Número de aisladores requeridos por sobretensiones a frecuencia industrial	37
V-4.1	Factores de corrección por densidad relativa del aire (para sobretensiones de maniobra)	45
V-6.1	Número de aisladores requeridos en la línea de transmisión por sobretensiones de maniobra	53
VI-1.1	Número de aisladores requeridos en la línea de transmisión por los diferentes tipos de sobretensiones	58

## IV

		<u>Pág.</u>
VI-1.2	Número de aisladores a ser empleados en la línea de transmisión Paute-Guayaquil	60
VI-2.1	Espaciamientos en las torres metálicas (general)	62
VI-4.1	Espaciamientos en las torres metálicas para la línea de transmisión Paute-Guayaquil	64
VII-2.1	Características de los pararrayos para 345 KV.	74
VII-2.2	Coordinación del aislamiento	79
VIII-3.1	Resistencias de puesta a tierra (normas de INECEL)	97
VIII-3.2	Número de desconexiones por 100 millas por año para la línea de transmisión Paute-Guayaquil	103

INDICE DE GRAFICOS

		<u>Pág.</u>
II - 1	Sistema de transmisión Paute-Guayaquil (localización)	18
II - 2	Sistema Paute - Guayaquil (primera etapa). Diagrama unifilar	19
II - 3	Esquema básico de la torre para el sistema de transmisión Paute Guayaquil	20
IV - 1	Máximo voltaje línea-tierra (bajo cualquier condición de falla) para sistemas con neutro conectado a tierra	37b
V - 1	Distribución de frecuencia de las sobretensiones de maniobra	54
V - 2	Configuración, distancias y criterios empleados en la selección del aislamiento de la línea por sobretensiones de maniobra	55
V - 3	Rigidez dieléctrica de grandes espaciamentos y de cadenas de aisladores frente a sobretensiones de frecuencia industrial	56

## VI

Pag.

V - 4	Curvas de contorno (para sobretensiones de maniobra), en cadenas de aisladores situadas en la fase central de torres de acero (estructuras tipo tangente)	56
V - 5	Factor de corrección por efecto de la longitud de los herrajes de suspensión, para cadenas de aisladores sometidas a sobretensiones de maniobra de polaridad positiva	57
V - 6	Tabla de conversión para la reducción de los voltajes que pueden soportar las cadenas de aisladores cuando se colocan varias de ellas en paralelo	57
VI - 1	Espaciamientos que se emplean en la coordinación del aislamiento en líneas de transmisión	66
VI - 2	Angulo de apantallamiento en función de la altura de la torre, para un perfecto apantallamiento	66
VI - 3	Esquema básico para el dimensionamiento de las torres del sistema de transmisión Paute - Guayaquil	67
VII - 1	Sistema Paute - Guayaquil (345 KV.) - Coordinación del aislamiento en las subestaciones	83

## VII

Pag.

- |          |   |     |
|----------|---|-----|
| VIII - 1 | Rigidéz dieléctrica de espaciamentos entre conductor y miembros transversales y verticales de las torres, para sobretensiones de maniobra de polaridad positiva en seco | 105 |
| VIII - 2 | Probabilidad de que el ensamblaje central de una torre (entre 500 en paralelo que tiene la línea Paute - Guayaquil), soporte un nivel de voltaje dado                   | 106 |
| VIII - 3 | Número de descargas a la línea como función de la altura del cable de guardia para un nivel iso-cerámico de 30  | 107 |
| VIII - 4 | Ancho del corredor que es apantallado por los cables de guardia   | 107 |
| VIII - 5 | Resistencias de contrapesos en función de su longitud y diámetro  | 108 |
| VIII - 6 | Esquema básico de una torre para líneas de 345 KV.  | 109 |
| VIII - 7 | Curvas de desconexiones debidas a descargas atmosféricas para líneas con fases en disposición horizontal, simple circuito y dos cables de guardia, 345 KV.              | 109 |

## VIII

	<u>Pág.</u>	
VIII - 8	Esquema de las torres a emplearse en el sistema de transmisión Paute - Guayaquil	110
VIII - 9	Efecto del cambio de altura (de la torre en diseño con relación a la torre del caso básico) en la proporción de desconexiones que pueden presentarse en la línea, por descargas atmosféricas	110
VIII - 10	Probabilidad de falla del apantallamiento en función del ángulo entre el cable de guardia y el conductor de las fases externas (ángulo de apantallamiento)	111

OBJETO

Este trabajo tiene como objetivo el presentar una guía para la selección y coordinación del aislamiento de una línea de transmisión de extra alto voltaje, así como también los factores y criterios que deben ser considerados en el diseño de una línea de transmisión en lo que a protección contra sobretensiones se refiere.

Para cumplir con este objetivo se presentan las diferentes consideraciones que determinan la selección y coordinación del aislamiento para un caso práctico, cual es, el Sistema de Transmisión Paute - Guayaquil que transportará la energía generada en la Cola de San Pablo (Paute) hasta el centro principal de consumo, Guayaquil.

Se ha creído conveniente realizar la selección y coordinación del aislamiento para el sistema de transmisión Paute - Guayaquil porque además de ser la primera línea de extra alto voltaje que está proyectada realizarse en el Ecuador (Ref. 1), reúne ciertas características especiales como la de que la ruta posible de la línea atraviesa zonas cuyas características meteorológicas tienen gran amplitud de variación, pues van desde condiciones meteorológicas a nivel del mar hasta condiciones en altura cercanas a los 3.500 m. s. n. m.; todo lo cual, al permitiendo presentar los diferentes factores que influyen en el diseño del aislamiento de una línea así como también, en su comportamiento.

En todo momento se ha tratado de presentar la mayor información, que en los diferentes aspectos relacionados con la protección de líneas de transmisión, ha sido posible obtener. De todas maneras, los resultados aquí obtenidos no pretenden ser rigurosos ni definitivos; pero si se los

ha estimado satisfactorios para el caso de un prediseño.

No habiendo hasta el momento en nuestro país ninguna línea de extra alto voltaje que pudiera haber dado experiencia práctica en lo que se refiere a los diferentes factores que afectan el aislamiento de una línea de transmisión; y puesto que tampoco existe una norma nacional que regule estos aspectos de diseño, se han tomado como guía los diferentes criterios que sobre este tema han sido posible obtenerlos de la literatura técnica especializada, principalmente artículos de los Estados Unidos, Gran Bretaña, Suecia, etc. cuya experiencia en este campo es amplia.

Para el diseño definitivo del aislamiento de una línea de transmisión que tenga las características de la línea objeto del presente trabajo, son necesarios estudios más rigurosos que deben ser realizados con la ayuda del analizador de transitorios y computadoras, los cuales están fuera del alcance del presente trabajo.

Por último debe indicarse que muchos de los puntos aquí brevemente expuestos, pueden ser profundizados y tratados con mayor amplitud, constituyendo así interesantes temas para futuros trabajos de Tesis de Grado.

## CAPITULO I

### PROCEDIMIENTO

#### 1-1 Generalidades

Los requerimientos de aislamiento de una línea de transmisión, deben ser determinados, entre otros factores, por la magnitud de las sobretensiones que en la línea de transmisión pueden presentarse.

En general se denomina sobretensión, al valor de tensión que se presenta en los sistemas de energía eléctrica con valores superiores a una tensión de referencia, que es, la máxima tensión nominal de operación del sistema.

En los sistemas de energía eléctrica, las sobretensiones tienen principalmente dos orígenes que son: sobretensiones de origen externo y sobretensiones de origen interno.

Se denominan sobretensiones de origen externo, aquellas que son originadas fuera del sistema y que son prácticamente independientes de éste, tal es el caso de las sobretensiones de origen atmosférico.

Las sobretensiones de origen interno son aquellas que se originan en el propio sistema como resultado de cambios en las condiciones operativas de dicho sistema y que tienen relación con la configuración y tensión nominal del mismo.

En virtud de su naturaleza las sobretensiones de origen externo tienen un valor prácticamente independiente de la tensión de operación del sistema y en consecuencia sus efectos sobre los componentes del sistema son independientes de la clase de tensión.

Las experiencias en el campo de la energía eléctrica han demostrado que, el valor de los sobrevoltajes de origen externo son determinantes en la selección del nivel de aislamiento de líneas de transmisión, en sistemas que operan a una tensión de hasta 300 KV; e inclusive 345 KV, siempre que no se tomen medidas especiales para disminuir la magnitud de las sobretensiones de origen interno. Cabe destacar que esta afirmación no es de carácter general pues depende de varias condiciones como : nivel cerámico de la región, condiciones de contaminación, altitud, etc.

De las sobretensiones de origen interno, que la literatura técnica las ha clasificado en sobretensiones a frecuencia industrial y sobretensiones de maniobra, estas últimas, son determinantes del aislamiento en líneas de extra alto voltaje (EHV) .

Cabe destacar que para tensiones superiores a 765 KV. es probable que se deberá prestar mayor atención a las sobretensiones de origen externo; pues la tendencia actual es disminuir considerablemente los valores de las sobretensiones de origen interno.

1-2

### Procedimiento

Para cumplir con el objetivo del presente trabajo se ha creído conveniente seguir el siguiente procedimiento en la selección y coordinación

del aislamiento para el Sistema de Transmisión Paute-Guayaquil.

En el Capítulo II se presentan las características generales del sistema de transmisión tales como: consideraciones generales de diseño, ruta posible, condiciones meteorológicas, niveles cerámicos, características eléctricas de la línea de transmisión, conductor, cable de guarda, etc.

A continuación en los Capítulos III-IV y V se determinan las amplitudes de las sobretensiones de origen atmosférico, sobretensiones a frecuencia industrial y sobretensiones de maniobra respectivamente.

Se ha estimado conveniente, para evidenciar la incidencia que tienen los diferentes tipos de sobretensiones en el aislamiento de una línea de transmisión de extra alto voltaje, el presentar dentro de cada uno de los Capítulos III-IV y V los criterios que rigen la selección del aislamiento de la línea en forma independiente; esto es, determinar los mínimos requerimientos de aislamiento que son exigidos por cada tipo de sobretensión tratada independientemente en el Capítulo respectivo. Además, se indican también los diferentes factores de corrección que deben ser tomados en cuenta para condiciones meteorológicas diferentes a las normalizadas.

Es necesario indicar que por cuanto en la ruta por donde atravieza la línea de transmisión Paute-Guayaquil (Ref. 1) no existen problemas de contaminación atmosférica, no ha sido necesario tomar en cuenta los factores de corrección requeridos por este fenómeno.

Una vez determinadas las magnitudes que se espera tengan dichos sobrevoltajes, y luego de seleccionar el número apropiado de aisladores, en el Capítulo VI se selecciona el máximo número de aisladores requeridos por cualquiera de los voltajes que pueden aparecer a través del aislamiento de la línea. Luego, con el número de aisladores seleccionado se determina el comportamiento del aislamiento del sistema de transmisión por estimación del grado de seguridad del servicio en relación a los factores que afectan su vulnerabilidad (sobretensiones y condiciones ambientales).

Debe indicarse que los asuntos tratados en el Capítulo VI cuales son : selección del aislamiento, coordinación en la línea, apantallamiento y dimensionamiento de las torres deben ser analizados paralelamente con el grado de seguridad de servicio que dichas características den al sistema, pero, por motivos de ordenamiento en la presentación de este trabajo, el grado de seguridad o sea la estimación del comportamiento de la línea se la expone en el Capítulo VIII.

El grado de seguridad del servicio del aislamiento de la línea, usualmente dado por el número de interrupciones por 100 Km. y por año, puede establecerse por razones económicas frente al comportamiento de líneas similares en servicio para niveles de voltaje relativamente equivalentes.

En el Capítulo VII se presentan los criterios para la protección contra sobretensiones en las subestaciones, así como también la coordinación del aislamiento en las mismas. Para cumplir con el objetivo propuesto y, en vista que hasta la presente, no existen normas internacionales que prescriban la coordinación del aislamiento para tensiones de opera-

ción mayores de 198 KV y que tampoco se ha adoptado en el Ecuador ninguna norma al respecto; se ha realizado la coordinación del aislamiento para el presente sistema, en base a datos obtenidos de los fabricantes de equipos de este nivel de tensión y, a las más recientes publicaciones técnicas sobre este tema.

Como ya se indicó anteriormente, el Capítulo VIII está dedicado a la estimación del comportamiento del sistema, con respecto a las sobretensiones de maniobra y a las sobretensiones de origen atmosférico.

Este trabajo termina con el Capítulo IX en el que se presentan las conclusiones que han podido obtenerse del análisis de los diferentes Capítulos de que consta la presente Tesis de Grado.

NOTA: En gran parte de los cálculos efectuados se han empleado unidades diferentes de las del sistema cgs por cuanto la mayoría de las fórmulas, características de equipos, curvas y cuadros han sido obtenidas de publicaciones escritas en Inglés; por esta razón, únicamente los cuadros que contienen los resultados finales han sido presentados también en unidades del sistema decimal.

## CAPITULO II

X

### CARACTERISTICAS GENERALES DEL SISTEMA

#### II.1 Generalidades

##### II.1.1 Descripción

El sistema de transmisión que transportará la energía generada en la Central el Molino, en el Paute, hacia el área de consumo en Guayaquil, estará constituido en su primera etapa por una línea de transmisión a simple circuito con las fases en disposición horizontal y servirá para transportar, a un voltaje nominal de 345 KV., los 200 MW. que en su primera etapa serán generados en el Paute (Fig. II-1).

##### II.1.2 Consideraciones para el diseño (Ref. 1)

- Puesto que los desprendimientos locales pueden constituir uno de los peligros principales para la seguridad de la línea de transmisión, no se considerará el uso de torres de doble circuito.
- Se recomienda un recierre automático en los terminales de la línea de 345 KV., y la estabilidad de la línea en su primera etapa será mantenida después de una falla de doble fase de la línea a tierra con un recierre con éxito.
- Se usarán reactores en derivación para compensar parte de los MVAR de carga de la línea, tomando en cuenta:

- a. La regulación del voltaje.
- b. La reducción de sobretensiones de maniobra durante las operaciones de interrupción.
- c. Factores económicos y de diseño.

Estos reactores en derivación, serán conectados a los terciarios de los autotransformadores en las subestaciones de Paute y Durán (ver Fig. II-2) .

- El sistema estará "efectivamente puesto a tierra" (los sistemas de alto y extra voltaje son efectivamente puestos a tierra casi sin excepción, ver Capítulo IV) .

## II.2 Ruta Posible (Ref. 1)

Para la primera etapa, la línea de 345 KV. seguirá en general la ruta Paute - Méndez a lo largo de la Cola de San Pablo y de allí a través del Cañar alcanzará el área de Guayaquil en Durán.

Esta ruta da una longitud de línea de transmisión de aproximadamente 160 Km. entre Paute y Guayaquil (Fig. III )

La línea atravesará sitios de altura máxima cercana a 3.500 msnm., por tanto el rango de alturas por las que atraviesa la línea de transmisión está comprendido entre 0 y 3.500 msnm. Se ha considerado cuatro clases de alturas diferentes con intervalos de clases de 1.000 mts.

El cuadro siguiente contiene las longitudes de línea de transmisión que se encuentran dentro de cada una de las clases escogidas así como tam

bién los porcentajes con relación a la longitud total de la línea.

CUADRO II-2.1

H (msnm)	L (Km)	L (%)
0 - 1000	70	44 %
1000 - 2000	35	22 %
2000 - 3000	35	22 %
3000 - 3500	20	12 %
0 - 3500	160	100 %

### II-3 Condiciones Meteorológicas

Debido a que a lo largo de la ruta posible de la línea de transmisión no existen estaciones meteorológicas; y, las estaciones que existen en la zona son escasas, se ha considerado para la línea, las condiciones meteorológicas más desfavorables que se han registrado en los años comprendidos entre 1961-1971 en estaciones cercanas a las zonas por donde atravieza la línea.

Estas condiciones son: (Ref. 2)

#### II.3.1 Temperaturas (°C)

Zonas	Máxima	Mínima
Guayas	35.5	13
Paute	29	- 0.5

### II.3.2 Humedad Absoluta

Zonas	Máxima	Mínima
Guayas	99 %	52 %
Paute	99 %	52 %

### II.3.3 Velocidad del viento

Velocidad máxima registrada en la estación del Cañar:  
13.6 m/sg. (49 Km/hora)

### II.3.4 Contaminación Atmosférica

No existe contaminación atmosférica por las regiones por donde atravieza la línea.

### II.3.5 Nivel Ceraúnico

Los datos de niveles ceraúnicos registrados en nuestro país, son escasos y no fiables y es por eso que para determinar este parámetro se ha considerado conveniente tomar la media de los valores ceraúnicos que han logrado obtenerse de las diferentes fuentes de información que se indican a continuación:

- a. Máximo valor ceraúnico reportado en (Ref. 2) y Ref. 4):  
30.
- b. Mapa de niveles de tormentas a escala mundial (Ref. 3) :  
20.
- c. Proyecto Pisayambo (Ref. 5) : 50-10

- d. Estudio de Factibilidad del Proyecto Paute (Ref. 1) : 30
- e. Niveles cerámicos empleados en Bolivia (Ref. 6) : 30
- f. Mapa tentativo de niveles usoceraúnicos en América del Sur elaborado por el CIER (Ref. 7) : 30 - 50

De estos valores se tiene que la medida aritmética es 31 por lo que se estimó conveniente tomar como valor cerámico para la ruta por donde atravieza la línea de transmisión Paute Guayaquil el valor de, 30.

#### II.3.6 Presión Atmosférica y Densidad Relativa del Aire

Los valores de Presión Atmosférica y Densidad Relativa del Aire para las condiciones de altura y temperatura indicadas anteriormente se los ha resumido en el siguiente cuadro:

CUADRO II-3.1

Presión Atmosférica y Densidad Relativa del Aire				
(*)	Altura (msnm)	Presión (mmHg)	Temperatura (°C)	$\delta$ (**)
1 (***)	0	760	25	1.00
2	1000	677	35	0.86
3	2000	600	30	0.765
4	3000	530	30	0.685
5	3500	494	30	0.64

(\*) El número indica una condición de altura y temperatura que servirá de referencia en los sucesivos cuadros.

(\*\*)  $\delta$  = densidad relativa del aire

$$\delta = \frac{0.392 P}{273 + t} \quad (\text{For. II-1})$$

donde: P = presión atmosférica (mm Hg)

t = temperatura (°C)

(\*\*\*) Condiciones normalizadas

### II.3.7 Condiciones Meteorológicas Normalizadas

Las siguientes son las condiciones meteorológicas normalizadas (standard conditions) de acuerdo a las normas ASA (Ref. 22).

CUADRO II-3.2

Condiciones meteorológicas normalizadas (ASA C68.1)		
- Presión barométrica	760 mmHg	29.92 pul.Hg
- Temperatura	25 ° C	77 ° F
- Presión de vapor	15.45 mmHg	0.6085 pul.Hg

#### II.4 Características de la línea

Las siguientes son las características principales de la línea de transmisión:

- II.4.1 Longitud de la línea Paute-Guayaquil: 160 Km.
- II.4.2 Longitudes de las líneas que se encuentran dentro de los diferentes rangos de altura: ver cuadro II-2.1
- II.4.3 Voltaje nominal: 345 KV.
- II.4.4 Número de circuitos: 1
- II.4.5 Número de fases por circuito: 3
- II.4.6 Disposición de las fases: horizontal
- II.4.7 Número de conductores por fase: 2 (bundle)

II.4.8 Tipo de conductor: ACSR

II.4.9 Calibre del conductor: 954 Mcm

II.4.10 Separación entre conductores de la misma fase: 45.72 cm (18")

Respecto a la separación entre conductores de la misma fase, se ha tomado en cuenta que: Si bien Stevenson, (Ref. 8), considera "un óptimo espaciamento de 8 a 10 veces el diámetro del conductor" (por tanto debería tomarse un espaciamento de 12"); las siguientes consideraciones han hecho que se asuma, en el presente trabajo, la separación entre los dos conductores de la misma fase, en 18":

- a. "El espaciamento entre los subconductores en el haz, es escogido como un termino medio para dar mínimas radio interferencia y pérdidas por corona, y dar una mínima impedancia característica de la línea" (Ref. 9) ; y además que de estudios realizados "tomando como término medio entre la disminución de la reactancia y el aumento del voltaje de corona" (Ref. 10) , "se ha tomado en 18" el espaciamento entre conductores para líneas comprendidas entre 220 KV y 380 KV con haz de 2 conductores".
- b. "La separación dentro del haz de conductores (D) con relación al diámetro del conductor (d) está en el rango:  $10 \leq D/d \leq 25$ " (Ref. 11)
- c. "Para optimizar los valores de reactancia y capacitancia se ha escogido en 18" la separación entre los subconductores en un haz de 2 conductores". (Ref. 12) .

- d. De 11 líneas de 345 KV. cuyo conductor es 954 M<sub>cm</sub>, las 11 líneas (100 %) tienen una separación de 18" en el haz de 2 conductores (Ref. 13).
- e. De 41 líneas de 345 KV. y configuración en haz (bundle) de 2 conductores, muchas de ellas teniendo inclusive calibres de conductores menores que 954 M<sub>cm</sub>, el 83 % tienen 18" de separación, 14,6 % tienen 16" de separación y tan solo 2.4 % tienen 12" de separación entre los subconductores (Ref. 13).
- f. De acuerdo a Alexandrov (Ref. 14) "El óptimo radio del haz de conductores (r<sub>b</sub>: radio del círculo sobre el cual están localizados los subconductores formando un polígono regular) para un voltaje de 345 KV., es de 23.5 cm".

Por tanto la separación óptima entre conductores en un haz de 2 conductores es de 18".

#### II. 4. 11 Altura libre entre conductores y tierra

No habiendo en el Ecuador una norma que regule esta distancia; pues en INECEL (Ref. 15) se especifican estas distancias sólo hasta sistemas de 220 KV. para cuyo voltaje se recomienda una separación mínima de 7.5 mts. para zonas rurales; se ha tomado en consideración lo que las normas VDE dicen al respecto (Ref. 16), haciendo las respectivas correcciones que para 345 KV., indican dichas normas.

Por lo tanto, se ha estimado conveniente asumir como altura

libre entre conductores y tierra, con relación a la flecha máxima, para zonas rurales, el valor de 10 mts.

Consideraciones especiales deben tomarse en cruces de carreteras, de vías férreas, de vías fluviales, de centros poblados, etc.

II.4.12 Vano promedio: 330 mts. (1100 pies) (Ref. 17)

II.4.13 Flecha máxima:

- conductor 12 mts. (Ref. 17)
- hilo de guardia 10.8 mts. (Ref. 15)

II.4.14 El apantallamiento de la línea de transmisión se realizará empleando dos cables de guardia (Ver Cap. VI).

II.4.15 Número de torres en 160 Km: 500

II.4.16 Tipo de aisladores: normalizados 10" x 5 3/4".

Se ha escogido el aislador normalizado de 10" de diámetro y 5 3/4" de longitud, por cuanto como ya se indicó anteriormente, en la zona por donde atraviesa la línea, no existen problemas de contaminación atmosférica que haga necesario el empleo de aisladores especiales; además, la mayoría de las líneas de transmisión construidas en los Estados Unidos y Canadá (Ref. 13-26) así como también en otros países han empleado este tipo de aislador, lo que ha permitido te-

ner mayor cantidad de datos acerca del comportamiento del tipo de aislador en referencia.

Debe indicarse también, que se ha previsto el empleo de a nillos de corona.

## II.5 Características de Conductores y Cables de Guardia

Las siguientes características de los conductores han sido obtenidas de ALCAN (Ref. 18).

### II.5.1 Conductor

- Tipo.....	ACSR
- Calibre.....	954 Mcm
- Clave.....	Cardinal
- Formación.....	57 Al/7 Ac
- Diámetro del conductor completo	30.38 mm.
	(1,196 pulg.)
- Area del conductor completo.....	546.1 mm <sup>2</sup>
- Resistencia a la rotura.....	15.535 Kg.
- Resistencia cc. a 20°C.....	0.05988 $\Omega$ /Km
- Módulo de elasticidad.....	7.000 Kg/mm <sup>2</sup>
- Coeficiente de dilatación lineal.	$19.3 \times 10^{-6}$ /°C
- Peso total.....	1.826 Kg/Km.

II.5.2 Las características del cable de guardia, que ha sido determinado únicamente por consideraciones de tipo mecánico, se indican a continuación:

Cable de guardia (Ref. 22)

- Material.....	Acero galvanizado
- Tipo.....	EHS
- Diámetro.....	3/8"
- Número de hilos.....	7
- Carga de rotura.....	15.400 lbs.
-> Peso.....	273 lbs/1000 pies

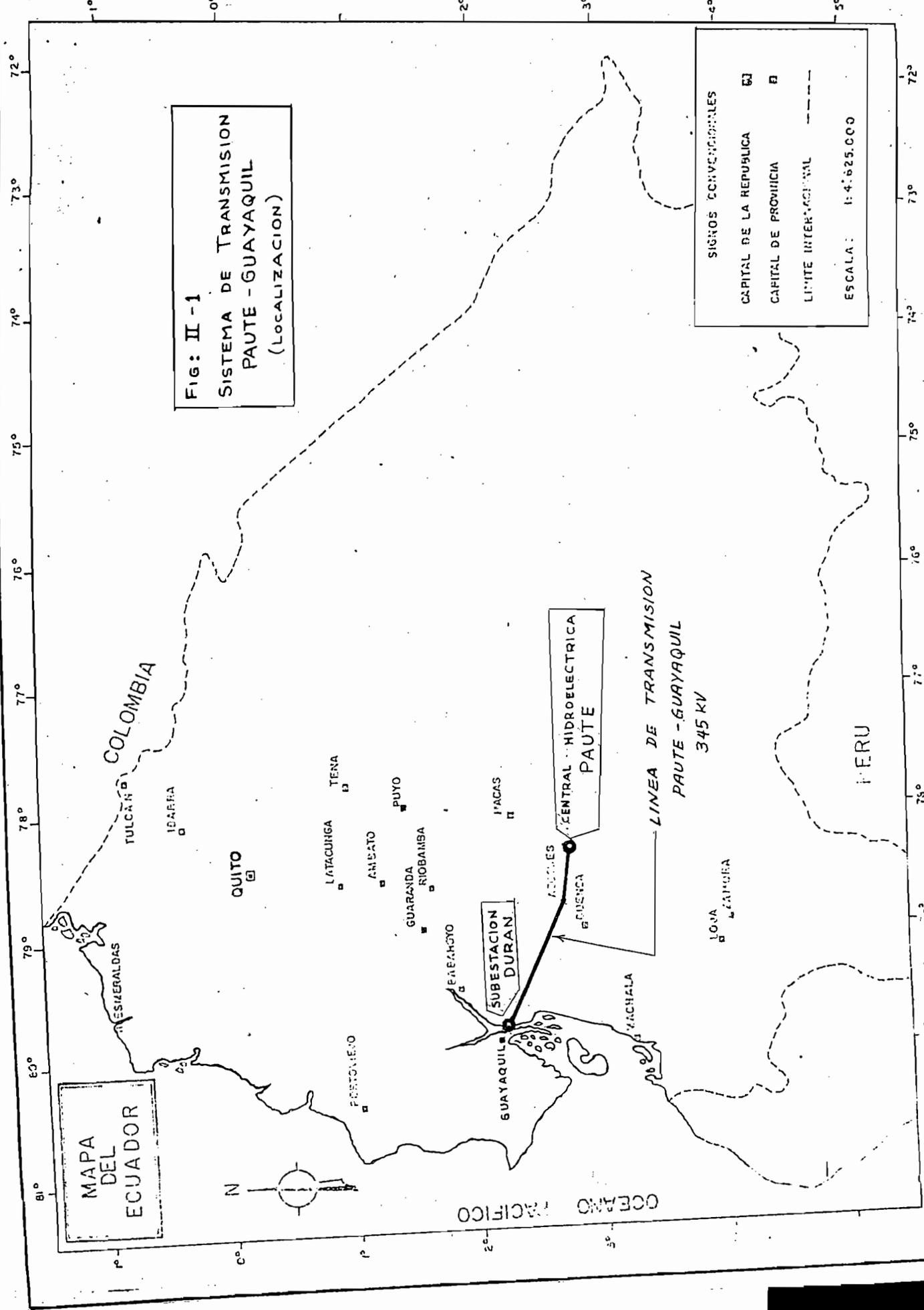
MAPA DEL ECUADOR

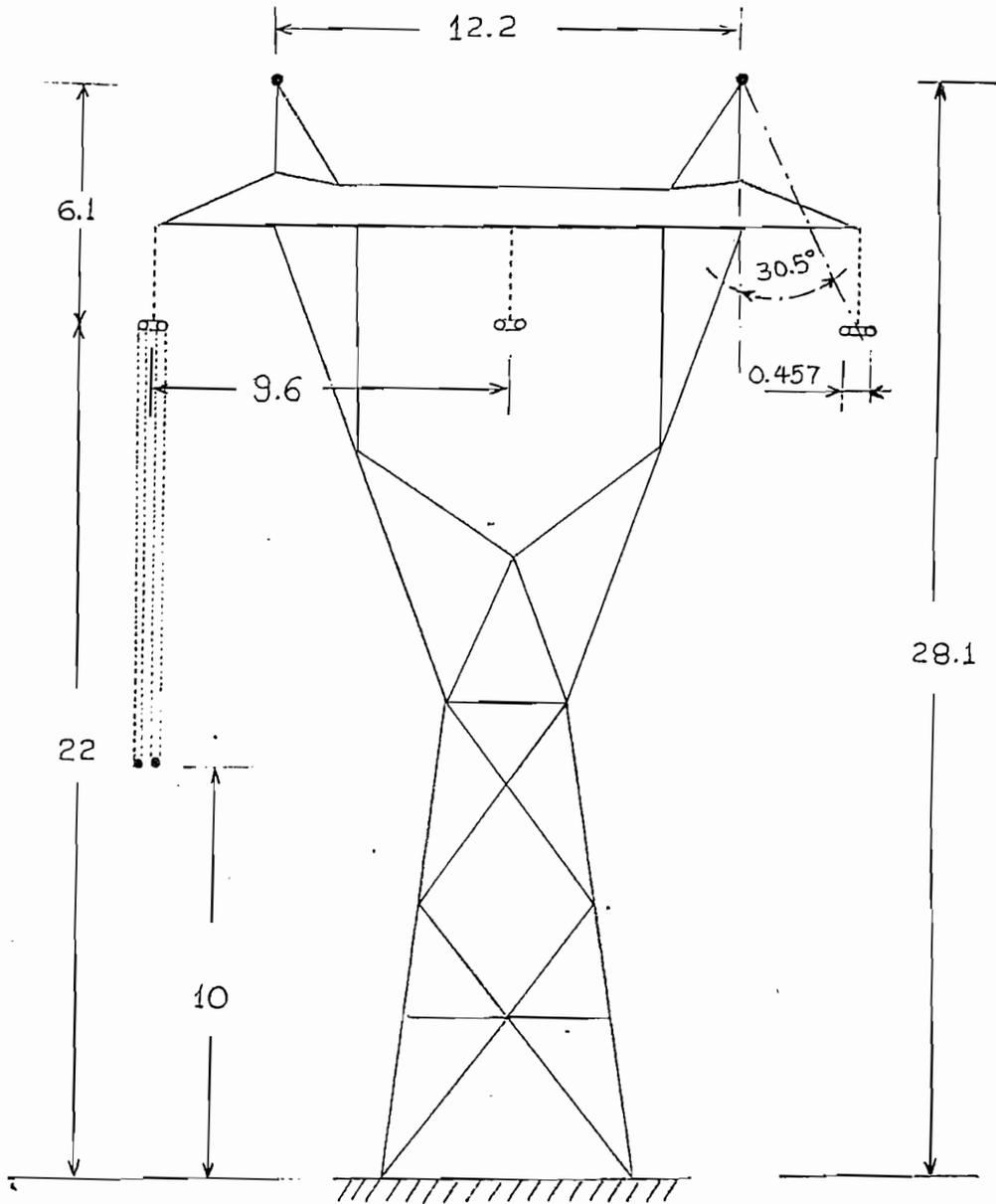
Fig: II - 1  
SISTEMA DE TRANSMISION PAUTE - GUAYAQUIL (LOCALIZACION)

SIGNOS CONVENCIONALES

CAPITAL DE LA REPUBLICA	□
CAPITAL DE PROVINCIA	□
LIMITE INTERNACIONAL	- - - -

ESCALA: 1:4.625.000





- Número de aisladores: 19  
(Dimensiones en metros)

Fig. II-3 Esquema Básico de la Torre para el Sistema de Transmisión  
Paute - Guayaquil (Ref. 1)

## CAPITULO III

SOBRETENSIONES DEBIDAS A DESCARGAS ATMOSFERICAS

Como ya se indicó en el Capítulo I, debe determinarse el número de aisladores requeridos por los diferentes tipos de sobretensiones que pueden presentarse en la línea.

El presente Capítulo se refiere a seleccionar el número de aisladores requeridos en la línea de transmisión por sobretensiones de origen externo, esto es, por sobretensiones debidas a descargas atmosféricas.

III.1 Número de Aisladores requeridos

El número de aisladores requeridos para un mínimo aislamiento con relación a las sobretensiones debidas a descargas atmosféricas depende de muchos factores (ver Capítulo VIII) tanto ambientales como de diseño, propios de la línea; pero los siguientes criterios han permitido determinar el mínimo número de aisladores requeridos.

III.1.1 "El nivel básico de aislamiento (BIL) de la línea de transmisión debe ser tal que se aproxime al nivel básico de aislamiento del Sistema" (Ref. 3).

III.1.2 "El diseño de líneas de transmisión con aislamiento mínimo debe efectuarse bajo el criterio que, la tensión de impulso que cause contorneo de los aisladores debe ser igual o exceder el BIL de los equipos situados en las subestaciones" (Ref. 19).

III.1.3 "Los niveles de aislamiento de líneas de transmisión son usualmente 25 % a 30 % mayores que los niveles de aislamiento del equipo que se halla a sus terminales" (Ref. 20) .

Además; en los cuadros de características típicas de líneas de transmisión de EHV en Estados Unidos y Canadá (Ref. 13) la mayoría de las 61 líneas de 345 KV, cuyas características se detallan, tienen un BIL cuyo valor es superior entre 20 % y 30 % al BIL del equipo terminal; igualmente este BIL de las líneas de transmisión es muy cercano o coincide con el BIL standard que las Normas Internacionales lo indican. (Ref. 21) .

De los criterios anteriormente expuestos y considerando además que el nivel básico de aislamiento del equipo, a instalarse en las subestaciones situadas a los terminales de la línea, será el correspondiente al BIL reducido (ver Capítulo VII) , se ha tomado como nivel de aislamiento de la línea de transmisión el BIL normalizado para 345 KV. que es 1.300 KV. En base a esta tensión de impulso de 1.300 KV, cuya forma de onda es de 1.2/50 (Ref. 21) , se determinará el número de aisladores que la línea requiere, por sobretensiones de origen externo.

El número de aisladores así obtenido, luego de efectuarse las correcciones necesarias para condiciones meteorológicas diferentes de las normalizadas será luego evaluado (ver Capítulo VIII) para determinar si da un comportamiento satisfactorio para el Sistema de Transmisión.

### III.2 Correcciones

La tensión de impulso que puede soportar una cadena de aisladores en

condiciones ambientales diferentes de las normalizadas está dada por la siguiente ecuación:

$$KV_n = KV_o \frac{F_d}{F_h} \quad (\text{For. III-1})$$

Donde:

$KV_n$  = tensión de impulso en condiciones diferentes de las normalizadas.

$KV_o$  = tensión de impulso en condiciones normalizadas

$F_d$  = Factor de corrección por densidad relativa del aire.

$F_h$  = Factor de corrección por humedad

La fórmula anterior indica que un mayor número de aisladores es requerido para asegurar que los voltajes de prueba normalizados puedan obtenerse bajo condiciones de operación diferentes a las típicas.

Para condiciones de altura, temperatura, lluvia, humedad, diferentes de las normalizadas, los factores de corrección recomendados son los que se detallan a continuación:

### III.2.1 Factores de corrección por altura y temperatura (Densidad relativa del aire).

En lo que respecta a los factores de corrección por condiciones de altura y temperatura diferentes de las normalizadas, no existen valores que correspondan a un criterio unánime, de entre los varios criterios, cito a continuación los más generalizados:

- a. La NGK (Ref. 22) recomienda que si la temperatura de operación excede de 40°C o si la altura excede de 1.000 mts. (3.300 pies), se requiere un mayor número de aisladores, por tanto es necesario que los voltajes de prueba a condiciones normales de altura y temperatura sea incrementados en los siguientes factores:

por temperatura de operación (Ft) :

$$F_t = \frac{273 + t}{313} \quad (\text{for. III-2})$$

por altura (Fa)

$$F_a = 1 + 0.03 \frac{H - 1000}{300} \quad (\text{For. III-3})$$

Donde:

t = Temperatura en ° C.

H = Altura en mts.

- b. Ingenieros Británicos consideran que para cadenas de aisladores y espaciamentos mayores de 30 pulgadas, la rigidez del aislamiento se reduce en 2.5 % (Ref. 13) 3 % y 3.5 % (Ref. 3) por cada 1.000 pies en exceso de 3.300 pies de altura.
- c. El EHV Reference Book (Ref. 13) dice: "La rigidez del aislamiento a tensiones de impulso para grandes espaciamentos es directamente proporcional a la densidad relativa del aire".

- d. Existen otros criterios que consideran que el voltaje de contorno (tanto para ondas de impulso como para ondas de frecuencia industrial) esta dado por la ecuación:

$$V = V_0 \delta^n \quad (\text{For. III-4})$$

Donde:

$V$  = Voltaje de contorno obtenido a cierta temperatura y presión atmosférica.

$V_0$  = Voltaje de contorno en condiciones normalizadas de presión y temperatura.

$\delta$  = densidad relativa del aire en condiciones diferentes de las típicas.

$n$  = constante

La constante  $n$  tiene diferentes valores tales como :

$$n = 0.75 \quad (\text{Ref. 19})$$

$$n = 0.9 \quad (\text{Ref. 3})$$

$$n = 1.00 \quad (\text{Ref. 13})$$

De los criterios anotados y en vista de que en nuestro país no existe una norma que indique los factores de corrección que deben emplearse, se ha estimado conveniente emplear los factores de corrección que resultan de aplicar el criterio indicado en el punto d. y que dice: "la rigidez del aislamiento a tensiones de impulso se reduce en 3 % por cada 1.000 pies que la altura exceda los 3.300 pies", este criterio coincide también con el expuesto en el literal (a).

(Ref. 22).

001612

Se ha escogido este criterio por cuanto los factores de corrección que se obtienen son muy cercanos a la media aritmética de los valores que dan si se aplicase los otros criterios enunciados.

El siguiente cuadro resume los factores de corrección a emplearse debidos a condiciones de altura y temperatura (densidad relativa del aire) diferentes de las normalizadas.

CUADRO III-2.1

FACTORES DE CORRECCION POR ALTURA Y TEMPERATURA

(*)	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
(FI (**))	1.0	1.0	1.1	1.2	1.25

\* Condiciones de altura y temperatura (ver cuadro II.3.1)

\*\* Factor de corrección por altura y temperatura (densidad relativa del aire).

### III.2.2 Factores de corrección por humedad

Las normas ASA (Ref. 22) e IEC (Ref. 23) dan los factores de corrección para condiciones de humedad diferentes de las normalizadas; es así que para los valores extremos de humedad reportados en la zona (Ver Capítulo)II

II-3.2) las antes mencionadas normas dan los siguientes valores:

Humedad	Factor de Corrección (F2)
52 %	1.063
99 %	~ 1.00

Como se trata de determinar los requerimientos de aislamiento para las peores condiciones, se considerará para la línea el factor de corrección por humedad más desfavorable.

El voltaje crítico de contorno con tensiones de impulso que para los diferentes rangos de altura, temperatura y humedad (ver Cuadro II-3.1), es necesario tener en las cadenas de aisladores, está dado por la siguiente ecuación:

$$KV = KV_0 \times F1 \times F2 \quad (\text{For. III-5})$$

Donde:

KV = tensión de impulso en las condiciones requeridas

KV<sub>0</sub> = Tensión de impulso en condiciones normalizadas.

F1 = Factor de corrección por altura y temperatura.

F2 = Factor de corrección por humedad

Además debe considerarse una reducción de 10 % en el voltaje crítico de contorno por la presencia de los anillos de corona.

El siguiente cuadro III-2.2 resume el número de aisladores requeridos en la línea de transmisión por sobretensiones debidas a descargas atmosféricas, una vez hechas las correcciones necesarias por condiciones diferentes de las normalizadas.

CUADRO III-2.2

NUMERO DE AISLADORES REQUERIDOS POR SOBRETENSIONES DEBIDAS A DESCARGAS ATMOSFERICAS

(*)	Tensión de Im pulso deseado (KV)	No. de aisladores (**)	Voltaje de contorno (KV) (***)
(1)	1.430	16	1.425
(2)	1.525	18	1.585
(3)	1.680	20	1.745
(4)	1.830	22	1.905
(5)	1.910	23	1.985

(\*) Condiciones de altura y temperatura (ver cuadro II-3.1)

(\*\*) Número de aisladores tipo normal (10" x 5 3/4") necesarios, basados en un voltaje de contorno con una onda positiva de 1.5 x 40 (Ref. 22) .

(\*\*\*) Voltaje de contorno con una onda de impulso positiva de 1.5 x 40, basado en pruebas realizadas de acuerdo a ASA C 29.1 - 1944 (Ref. 22) .

Cabe anotarse que con el número de aisladores indicados en el cuadro No. III-2.2 se verificará, en el Capítulo VIII, si dan un comportamiento satisfactorio para los requerimientos de la línea.

## CAPITULO IV

SOBRETENSIONES A FRECUENCIA INDUSTRIALIV.1 Generalidades

El aislamiento de una línea debe soportar los voltajes que, a frecuencia industrial (60 Hz), se presentan ya sea en operación normal o durante condiciones de falla en el sistema.

"Dentro de los estados de operación normal o estacionarios pueden haber algunos de menor duración, que sin ser fallas, tampoco constituyen estados deseables dentro de la operación de los sistemas de transmisión eléctrica: desconexiones súbitas de la carga al extremo de líneas largas de transmisión, oscilaciones en el flujo de potencia y movimientos pendulares de los generadores (problemas de estabilidad) etc. También pueden producirse fallas de un carácter tal que además del fenómeno transitorio rápido produzcan estados transitorios de mayor duración: por ejemplo, una falla fase-tierra". (Ref. 39).

De lo anterior se deduce que los requerimientos mínimos de aislamiento, deben basarse en condiciones de falla que den un valor máximo de voltaje, fase - neutro, en el sistema. Por consiguiente, es necesario considerar que "al desconectar una carga fuerte al extremo de una línea de transmisión se produce una elevación dinámica de la tensión, con frecuencia nominal, debido a la capacitancia de la línea. Esta elevación depende de la longitud de la línea y de la potencia del cortocircuito disponible" (Ref. 39).

El valor de la elevación dinámica de la tensión por efecto capacitivo de la línea viene dado por la siguiente relación:

$$K_d = \frac{V_l}{V_m} \quad (\text{For. IV-1})$$

$$V_m = \pm 0.05 V_n \quad (\text{For. IV-2}) \quad \text{Ref. 42}$$

Donde:

$K_d$  = Coeficiente de elevación dinámica de la tensión

$V_l$  = Voltaje al extremo de la línea

$V_m$  = Voltaje máximo de operación (entre fases)

$V_n$  = Voltaje nominal del sistema (entrefases)

Además, puede producirse una falla fase - tierra con elevación previa de la tensión. En este caso dependiendo de la forma de la puesta a tierra del neutro, se producirá una elevación de la tensión en las líneas sanas, de acuerdo con la siguiente relación:

$$C_e = \frac{V_e}{V_l} \quad (\text{For. IV-3})$$

Donde:

$C_e$  = Coeficiente de puesta a tierra

$V_e$  = Máxima tensión entre fase sana y tierra

$V_l$  = Tensión de la línea (entre fases) previa a la falla

Cabe anotarse que los sobrevoltajes a tierra que se presentan en los sistemas durante condiciones de falla varían en un amplio rango de - dependiendo de la puesta a tierra del neutro y de las características del sistema.

Debido a que en los sistemas eléctricos puede presentarse una amplia variedad en el grado de puesta a tierra del neutro, se ha encontrado conveniente definir y clasificar las condiciones de puesta a tierra de un sistema.

De acuerdo a la forma de conexión del neutro a tierra, las normas internacionales IEC (Ref. 21) han clasificado a los sistemas eléctricos en la siguiente forma:

1. Sistema con el neutro aislado

Es un sistema que no tiene conexión intencional a tierra excepto a través de equipos de indicación, protección o medida de muy alta impedancia.

2. Sistema con neutro resonante

Es un sistema puesto a tierra a través de un reactor, cuya reactancia es de tal valor que durante una falla de fase a tierra la corriente inductiva, de frecuencia industrial, que pasa por este reactor neutraliza la componente capacitiva de la corriente de falla a tierra.

3. Sistema con neutro a tierra

Es un sistema en el cual el neutro es conectado a tierra ya sea sólidamente o, a través de una resistencia o reactancia de valor suficientemente bajo tal que materialmente se reduzcan las oscilaciones transitorias; y dé una corriente de valor suficiente para realizar la protección selectiva de fallas a tierra.

Dentro de este sistema, pueden haber los siguientes tipos:

3.a Efectivamente puesto a tierra

Es el sistema en el cual el valor del "coeficiente de puesta a tierra" no excede del 80 %

3.b No efectivamente puesto a tierra

Es el sistema en el cual el valor del "coeficiente de puesta a tierra" excede del 80 %.

El "coeficiente de puesta a tierra" de un sistema trifásico, se lo ha definido como la relación, expresada en porcentaje, entre el mayor voltaje (rms) línea - neutro que, a frecuencia industrial, se presenta en la fase sana durante una falla a tierra, con relación al voltaje fase - fase (rms) que, a frecuencia industrial, se obtiene una vez que la falla ha sido eliminada (Ref. 21).

Las características de los sistemas eléctricos, son usualmente expresados en términos de la resistencia de secuencia cero ( $R_0$ ), reactancia de secuencia cero ( $X_0$ ) y reactancia de secuencia positiva ( $X_1$ ) del sistema, incluyendo las impedancias de puesta a tierra del neutro; es así que en base a estos parámetros, se considera que un sistema está efectivamente puesto a tierra cuando la relación entre la reactancia de secuencia cero ( $X_0$ ) a la reactancia de secuencia positiva ( $X_1$ ) vista desde el punto de falla, está dentro de los valores  $0$  y  $+3.0$ ; y además, la relación entre la resistencia de secuencia cero ( $R_0$ ) a la reactancia de secuencia positiva vistos desde el punto de falla, es menor que  $+1.0$  (Ref. 43). Esto quiere decir

que un sistema está efectivamente puesto a tierra cuando cumple las siguientes relaciones (ver figura IV - 1)

$$0 < X_0/X_1 < + 3.0 \quad (\text{For. IV-3})$$

$$0 < R_0/X_1 < + 1.0 \quad (\text{For. IV-4})$$

#### IV.2 Aislamiento mínimo requerido

Con las consideraciones indicadas en IV-1 se ha estimado que el máximo sobrevoltaje que, a frecuencia industrial, puede presentarse en el sistema es aquel que se obtiene en las fases sanas en caso de una falla fase - tierra con elevación previa de la tensión por efecto capacitivo de la línea.

El coeficiente de elevación dinámica de la tensión ( $K_d$ ), por efecto capacitivo de la línea de transmisión Paute - Guayaquil se ha estimado tiene un valor igual a 1,025 (valor obtenido con las características indicadas en II-5 y espaciamentos obtenidos en VI-4).

En relación al valor del coeficiente de puesta a tierra ( $C_e$ ), éste, puede adquirir valores que están regidos tanto por consideraciones referentes al aislamiento del sistema, como también por otros tipos de análisis cuya índole está fuera del alcance del presente trabajo, como son: capacidades de cortocircuito admisibles, limitaciones de esfuerzos mecánicos en los equipos, necesidad de protección selectiva en caso de fallas a tierra, etc.

Por la razón indicada anteriormente y tomando en cuenta que "los

sistemas de alto y extra alto voltaje son efectivamente puestos a tierra casi sin excepción" (Ref. 24-25-30), se ha estimado conveniente asumir que el sistema Paute-Guayaquil estará efectivamente puesto a tierra.

Para la determinación del máximo voltaje en caso de falla, se asumió la condición de puesta a tierra más desfavorable que en este tipo de sistemas puede presentarse; ésta es: la que da un va - lor del coeficiente de puesta a tierra ( $C_e$ ) igual a 80 % (ver Fig. IV-1). (Cabe anotarse, a manera de información, que para el presente sistema, en base a características típicas de equipo e - léctrico obtenidas de Ref. 13-40-41-47 y considerando al sistema sólidamente puesto a tierra, se obtuvieron las siguientes rela - ciones  $R_0/X_1 = 0.179$  y  $X_0/X_1 = 1.235$  lo que da un valor del coeficiente de puesta a tierra  $C_e = 65 \%$ . Ver Fig. IV-1).

De las consideraciones indicadas, se tiene que el máximo voltaje de pico (fase-neutro) que a frecuencia industrial puede presentarse en las fases sanas en caso de una falla fase-tierra con eleva - ción previa de la tensión, está determinado por la siguiente ecuación:

$$V_p = \sqrt{2} \times C_e \quad K'd \quad V_m \quad (\text{For. IV-5})$$

Por consiguiente para el presente sistema, el voltaje que determina los requerimientos mínimos de aislamiento es:  $V_p = 420 \text{ KV}$  píco (fase-neutro).

### IV.3 Correcciones

No habiendo problemas de contaminación atmosférica, el número de aisladores requeridos para soportar el máximo voltaje fase-neutro debe ser determinado considerando las respectivas correcciones que, por humedad y densidad relativa del aire diferentes de las normalizadas, deben efectuarse.

#### 3.1 Correcciones por densidad relativa del aire

Aleksandrov (Ref. 13) estima la siguiente relación para determinar la rigidez del aislamiento, en espaciamientos de cualquier dimensión, cuando se trata de tensiones de frecuencia industrial:

$$V = \delta^n V_0 \quad (\text{For. IV-6})$$

Donde:

$V$  = Voltaje crítico de contorno para una determinada densidad relativa del aire.

$\delta$  = Densidad relativa del aire

$V_0$  = Voltaje crítico de contorno en condiciones normalizadas de presión y temperatura.

$n = 0.7$  (Ref. 13)

Por consiguiente el factor de corrección para condiciones de densidad relativa del aire diferentes de las normalizadas viene dado por:

$$F_d = 1 / \delta^{0.7} \quad (\text{Ref. 13}) \quad (\text{For. IV-7})$$

### 3.2 Corrección por humedad

Como se trata de determinar los requerimientos mínimos de aislamiento para las condiciones más desfavorables, el factor de corrección para la condición de humedad más desfavorable (52 %), es:

$$F_h = 1.09 \quad (\text{Ref. 22})$$

El siguiente cuadro IV-2-1 resume los valores máximos de tensión que a 60 Hz se presentarán en el sistema, se han hecho las correcciones necesarias para las condiciones diferentes de las normalizadas y se indica el número de aisladores requeridos.

CUADRO IV-2.1

#### NUMERO DE AISLADORES REQUERIDOS POR SOBRETENSIONES A FRECUENCIA INDUSTRIAL

(*)	Fc (1*)	KVpc (60 Hz) (2*)	No. aisladores (1**)	KVc. (2**)
(1)	1.0	420	11	455
(2)	1.16	487	12	490
(3)	1.26	530	14	565
(4)	1.36	572	15	600
(5)	1.44	605	16	635

\* Condiciones de altura y temperatura (ver cuadro II-3.1)

(1\*)  $F_c$  = factor de corrección

$$F_c = F_d \times F_h \quad (\text{For. IV-8})$$

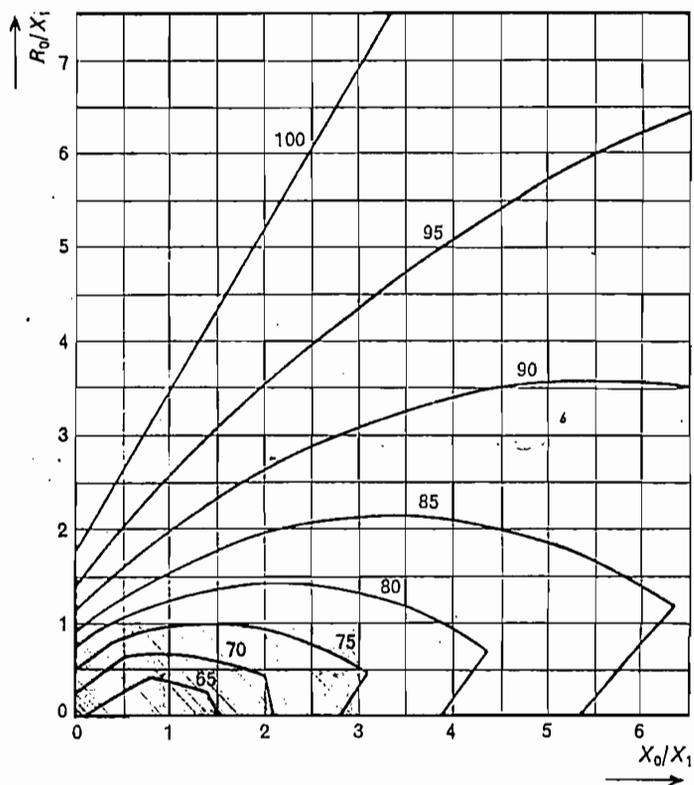
$F_d$  y  $F_h$  factores de corrección por densidad y humedad respectivamente.

(2\*)  $KV_{pc}$  = Voltaje de pico a 60 Hz corregido por condiciones diferentes de las normalizadas

$$KV_{pc} = KV_p \times F_c \quad (\text{For. IV-9})$$

(1\*\*) Aisladores standard 10" x 5 3/4", basados en un voltaje de contorno a baja frecuencia en húmedo (Ref. 22).

(2\*\*) Voltaje de contorno a baja frecuencia en húmedo basados en pruebas de acuerdo a las normas ASA C.29.1 - 1944 (Ref. 22).



NOTA: Los números en las curvas, indican el máximo voltaje línea tierra; en cualquiera de las fases para cualquier tipo de falla; en % del voltaje línea-línea, para el área limitada por la curva y los ejes de coordenadas.

$R_0$  = resistencia de secuencia cero  
 $X_0$  = reactancia de secuencia cero  
 $X_1$  = reactancia de secuencia positiva

- El área sombreada corresponde a los sistemas "efectivamente puestos a tierra"

Fig. IV-1 Máximo voltaje línea-tierra (bajo cualquier condición de falla) para sistemas con neutro conectado a tierra (Ref. 27).

## CAPITULO V

SOBRETENSIONES DE MANIOBRAV.1 Generalidades

En el presente Capítulo se indican los diferentes criterios y factores que intervienen en la determinación de los requerimientos de aislamiento debido a sobretensiones de maniobra en la línea de transmisión Paute-Guayaquil.

Existiendo muchos factores que intervienen en la determinación del aislamiento por sobretensiones de maniobra como son: polaridad, forma de onda, influencias geométricas (efecto de proximidad), fluctuaciones estadísticas, influencias meteorológicas, etc., se ha estimado conveniente seguir el siguiente procedimiento:

- V.1.1 Determinación de la amplitud de las sobretensiones de maniobra.
- V.1.2 Determinación del ángulo de oscilación de la cadena de aisladores.
- V.1.3 Determinación de los factores de corrección requeridos por condiciones meteorológicas diferentes a las normalizadas.
- V.1.4 Determinación de las longitudes de las cadenas de aisladores y los espaciamentos en las torres.

Cada uno de estos puntos son desarrollados a continuación:

## V.2 Determinación de la amplitud de las sobretensiones de maniobra

Las sobretensiones de maniobra, son procesos transitorios que resultan de variaciones introducidas en las condiciones de un sistema, por cuya razón, existen muchos tipos de sobretensiones de maniobra que pueden presentarse en un sistema, por diferentes operaciones, tales como:

- energización de líneas con o sin transformadores en el extremo o puesto; desenergización de líneas, bancos de capacitores, etc.; desenergización de líneas y cables que alimentan transformadores en vacío; energización y desenergización de barras con interruptores; reenergización de líneas con carga residual; energización y desenergización de líneas fallosas, especialmente en caso de fallas monofásicas, desenergización de transformadores con o sin reactores; salidas de carga con o sin transformadores; fenómenos de ferresonancia, etc. (Ref. 32, 39).

Tomando en cuenta que los niveles de sobrevoltaje transitorio debidos a sobretensiones de maniobra deben ser considerados como distribuciones estadísticas (Ref. 13) (Ref. 30) y a causa del gran número de variables que intervienen, las distribuciones de las frecuencias de sobrevoltajes debidos a maniobras deben ser sujetos a estudios con analizador de transitorios y/o computadoras (Ref. 13, 30, 31, 32, etc.), lo cual, está fuera del alcance de la presente tesis; por cuya razón se ha considerado que para el presente caso son suficientes los criterios que diferentes autores de varios países tienen al respecto; criterios que se han basado en análisis rea-

lizados ya sea en el campo (líneas en servicio) ya, en modelos a escala con la ayuda de analizadores de transitorios y/o computadoras.

De entre las muchas conclusiones obtenidas como resultado de varios análisis, se citan a continuación las siguientes:

- Las sobretensiones de maniobra tienen frentes de onda, formas y tiempos de duración que varían en un amplio rango.
- Las clases de sobretensiones significativas en el diseño del aislamiento son los sobrevoltajes transitorios debidos a maniobras de energización y recierre (Ref. 30) ; siendo una de las causas que produce mayor sobretensión, aquella de energizar la línea cuando está sin carga (Ref. 31) .

La literatura técnica al respecto, indica que sin el empleo de elementos que reduzcan las sobretensiones de maniobra estas, pueden alcanzar valores tan altos como 5.5 pu (Ref. 19) .

En modernas líneas de transmisión hay una tendencia cada vez mayor para reducir estas sobretensiones por medio de la aplicación de equipo adecuado como: pararrayos, reactores de derivación, disyuntores con resistencias insertables; así como también, por cierre sincrónico, entre los varios medios utilizados (Ref. 30, 31, 32, 38, 34) .

La tendencia actual, en el diseño de sistemas de transmisión, es limitar los sobrevoltajes de maniobra en la línea a valores cercanos a 1.5 - 1.7 pu del voltaje de cresta línea-neutro por medio de

la inclusión de resistencias que pueden insertarse en pasos múltiples, variando el tiempo que la resistencia permanece insertada y por un control adecuado de los tiempos de cierre de los disyuntores (Ref. 3:8).

Por las consideraciones anteriores y el criterio unánime de los técnicos (Ref. 13) que como Clayton (Ref. 24) dicen: "Los sistemas deben ser diseñados de tal manera de limitar los voltajes transitorios debidos a energización y desenergización a  $2 \text{ ó } 2 \frac{1}{4}$  veces el voltaje normal; entonces, los requisitos de aislamiento deben basarse en sobretensiones de maniobra de este orden de magnitud", se ha estimado conveniente asumir que en la línea de transmisión Paute-Guayaquil la máxima sobretensión que por maniobra pueda presentarse tendrá un valor de 2 pu con relación al voltaje de cresta fase-neutro; esto será factible obtener, con el uso de modernos disyuntores con resistencias preinsertables.

La figura V-1 (Ref. 35) respalda las anteriores consideraciones e indica la eficacia de los disyuntores con inserción previa de resistencias, en la disminución de la amplitud de los sobrevoltajes de maniobra.

### V.3 Selección del ángulo de oscilación (Ref. 13)

Para el diseño de cadenas de suspensión, es razonable tomar dos criterios con relación a los espaciamientos, para determinar las dimensiones de las estructuras, estos criterios se basan en:

### V.3.1 Consideraciones de sobretensiones de maniobra

Este criterio considera la reducción al mínimo del "efecto de proximidad" (efecto, que hace que disminuya la rigidez dieléctrica de las cadenas de aisladores y espaciamientos, frente a sobretensiones de maniobra), manteniendo dimensiones económicamente razonables.

El criterio en referencia dice: "A un ángulo de oscilación de 15 grados, la mínima separación a la torre de acero debe ser igual a la longitud de la cadena de aisladores" (Ref. Figura V-2) .

La selección del criterio de 15 grados de oscilación se ha basado en estudios realizados en los Estados Unidos, en sitios donde las condiciones de viento han sido severas, donde se ha encontrado que solamente un 15 % del tiempo, el ángulo de oscilación excede 15 grados en cualquier punto de una línea de transmisión.

No existiendo en el Ecuador normas ni estudios que se refieran a este asunto se estimó conveniente asumir este criterio.

### V.3.2 Consideración de voltajes a frecuencia industrial

Este criterio considera que: "A un ángulo de oscilación de 60 grados la mínima separación a la torre de acero debe ser suficiente para soportar el voltaje de cresta a 60 Hz". (Fig. V-2) .

Estos dos criterios serán aplicados independientemente en la determinación de las dimensiones de las torres.

#### V.4 Correcciones

En la presente sección se presentan los diferentes factores de corrección que se requieren para la selección del aislamiento en líneas, en lo que a sobretensiones de maniobra se refiere. Estas correcciones se deben a los siguientes factores: lluvia, densidad relativa del aire (altura y temperatura) y humedad, no se consideran correcciones por contaminación atmosférica por cuanto este fenómeno no existe en la zona por donde atravieza la línea.

##### V.4.1 Factor de corrección por lluvia (Ref. 13)

Cuando se trata de sobretensiones de maniobra, la lluvia, tiene muy poca influencia sobre la rigidez dieléctrica de espaciamentos en aire; pero en cadenas de aisladores, "se ha observado una reducción del voltaje crítico de contorno por efecto de la lluvia".

Se recomienda una reducción de 5 % en el valor del voltaje crítico de contorno de cadenas de aisladores, por efecto de la lluvia, el valor indicado, se empleará en el presente trabajo.

##### V.4.2 Factor de corrección por humedad

Con relación a los factores de corrección que deban utili -

zarse por condiciones de humedad diferentes de la normalizada, "En las publicaciones existentes al respecto son incompletas y conflictivas" (Ref. 13).

De estudios realizados en el proyecto EHV en Pittsfield (Ref. 13) se ha concluido que "es razonable usar la curva que para factores de corrección por humedad dan las normas ASA C 29.1 - 62 para tensiones de impulso de polaridad positiva.

Por tanto se tiene que para la condición de humedad más desfavorable el factor de corrección por humedad es 1.075

#### V. 4. 3 Factores de corrección por densidad relativa del aire

De investigaciones realizadas para determinar la influencia de la densidad relativa del aire en la rigidez dieléctrica de los aisladores frente a sobretensiones de maniobra, se han determinado los factores de corrección indicados en el cuadro V - 4-1 (Ref. 13).

## CUADRO V - 4-1

FACTORES DE CORRECCION POR DENSIDAD RELATIVA  
DEL AIRE ( $\delta$ ) Ref. 13

Longitud del espaciamiento $\phi$ de la cadena de aisladores	Factor de co - rrección .(*)
5.0 pies	$\delta$ 1.0
7.5 pies	$\delta$ 0.9
10.0 pies	$\delta$ 0.8
12.5 pies	$\delta$ 0.7

(\*)  $\delta$  = densidad relativa del aire

Del cuadro anterior puede verse que el efecto de la densidad relativa del aire disminuye conforme aumenta la longitud, ya sea del espaciamiento  $\phi$ , de la cadena de aisladores.

Los valores del cuadro anterior junto con los valores de densidad relativa del aire (ver Capítulo II) darán los factores de corrección requeridos por densidad relativa del aire.

Una combinación de los factores de corrección por densidad relativa del aire y por humedad da la siguiente relación:

$$V = \frac{V_o F}{H} \quad (\text{For. V-1})$$

Donde:

$V =$  Voltaje de contorno obtenible en condiciones atmosféricas diferentes de las normalizadas.

$V_0 =$  Voltaje de contorno en condiciones normalizadas.

$F =$  Factor de corrección por densidad relativa del aire

$H =$  Factor de corrección por humedad

## V.5 Determinación de la longitud de la cadena de aisladores y espaciamientos necesarios en las torres

Previa a la determinación del número de aisladores requeridos, longitudes de las cadenas y espaciamientos en las torres, se indican brevemente otros factores que deben ser considerados, como son: efectos de proximidad y fluctuaciones estadísticas.

### V.5.1 Efectos de proximidad

La formación y propagación de descargas de contorno en grandes espaciamientos, están ampliamente influenciadas por la geometría de dicho espaciamientos.

La rigidez dieléctrica que frente a sobretensiones de maniobra presentan los espaciamientos en las torres de transmisión, están comprendidas entre los valores de rigidez dieléctrica que se obtienen con electrodos varilla-varilla y varilla-plano, con la misma separación y polaridad.

Los accesorios de una torre, nunca uniformes, actúan como una varilla. La torre metálica que está puesta a tierra actúa como un "plano"; pero este, es un plano de área restringida y poca uniformidad.

De experimentos efectuados (Ref. 13) se ha determinado que la presencia de un plano puesto a tierra reduce la rigidez dieléctrica cuando se tienen ondas de polaridad positiva; y, aumentan para ondas de polaridad negativa; entonces el "efecto de proximidad" de planos conectados a tierra es evidente.

Ingenieros del Proyecto EHV (Ref. 13) han realizado varios estudios que se refieren a este punto y dan curvas que indican factores de corrección que toman en cuenta, tanto la longitud de los herrajes de suspensión de la cadena de aisladores a la torre (para los efectos de proximidad del puente transversal de la torre), como también los espaciamientos laterales para considerar los efectos de proximidad de los miembros verticales de las torres.

#### V.5.2 Fluctuaciones estadísticas

La variación de los esfuerzos en una cadena de aisladores es de tipo Gaussiano (Ref. 13) teniendo una distribución normal en la región cercana al voltaje crítico de contorno, la curva no está bien establecida pero muchos asumen que sigue una distribución normal.

Igualmente de estudios experimentales (Ref. 13) se han elaborado curvas de probabilidades para varias cadenas de aisladores en paralelo y se ha concluido que se mantiene la siguiente relación:

$$P_n = P_1^n \quad (\text{For. V - 2})$$

Donde:

$P_1$  = probabilidad de que una simple cadena de aisladores soporte un nivel de voltaje dado. (V1).

$P_n$  = probabilidad de que  $n$  cadenas de aisladores en paralelo soporte dicho nivel de voltaje.

La conclusión general es que la sobretensión de maniobra que puede resistirse en un sistema de transmisión, decrece cuando el número de cadenas en paralelo aumenta.

Una vez que en forma breve se ha indicado la influencia de los diferentes factores, que deben ser considerados en la determinación del aislamiento de líneas, con respecto a sobretensiones de maniobra, se presenta a continuación un ejemplo que indicará el procedimiento seguido en la determinación del número de aisladores requeridos en la línea, cuyos resultados están resumidos en el cuadro V - 6.1

#### V.6 Ejemplo de cálculo

El cálculo que servirá de ejemplo se lo ha hecho empleando una cadena de 18 aisladores.

- V.6.1 Determinación del máximo valor de sobrevoltaje (línea-tierra), que se estima podrá presentarse en el sistema por efectos de maniobra. Para el presente caso este valor es 2 pu, por tanto el valor de cresta será:

$$KV_c = 2.0 \times \sqrt{2} \times KV_n \times 1.05 / \sqrt{3} \quad (\text{For. V-3})$$

Donde:

$KV_n$  = voltaje nominal del sistema

$KV_c$  = 592 KV

- V.6.2 Determinación de las longitudes de la cadena de aisladores (Fig. V - 2)

- Los elementos de sustentación de la cadena de aisladores a la torre; y, de los conductores a la cadena, H y H' respectivamente se asumen tienen 12" de longitud. (Ref. 13)

- V.6.3 Considerando el criterio de "sobretensiones de maniobra" (ver V - 3-1), cuando el ángulo de oscilación  $\theta_1$  de la cadena de aisladores es  $15^\circ$ , la distancia entre la parte terminal de los herrajes (no de los anillos de corona) y el miembro vertical de la torre debe ser igual a la longitud de la cadena de aisladores D (Fig. V-2).

Entonces la distancia L entre la cadena en posición vertical y el miembro vertical de la torre es, para 18 aisladores 142.2".

V.6.4 Considerando el criterio de 60 Hz (ver V-3.2), cuando el ángulo de oscilación de la cadena,  $\theta_2$  es  $60^\circ$ , la distancia  $L_1$  entre la parte terminal de los herrajes y el miembro vertical de la torre es, por trigonometría, 37.7".

Esta distancia debe ser examinada para ver si es suficiente para que pueda resistir sobrevoltajes de 60 Hz.

- El valor r. m. s. del voltaje línea tierra es  $345/\sqrt{3}$ .
- El valor de cresta es  $\sqrt{2} \times 345 \times 1.05/\sqrt{3} = 296$  KV.
- De la figura V-3, el voltaje crítico de contorno para un espaciamento de 37.7", bajo condiciones normalizadas es 570 KV.

De lo anterior se tiene que el voltaje que puede soportar el espaciamento es 193 % del valor de cresta del máximo sobrevoltaje a 60 Hz; y que, ni aún haciendo las reducciones por condiciones atmosféricas diferentes de las normalizadas y por desviaciones típicas, se llegaría a tener un valor menor que los 296 KV. que a 60 Hz. puede presentarse en la línea, por lo que el espaciamento obtenido, satisface suficientemente los requerimientos del criterio de 60 Hz. aún para las peores condiciones.

V.6.5 Para determinar el efecto de proximidad de los miembros verticales de la torre se tiene que la relación  $L/D$  (Fig. V-2) es 1.38.

V.6.5.1 De la Fig. V-4, el voltaje crítico de contorno

en seco para polaridad positiva es 1.060 KV.

V.6.5.2 Debido a los anillos de corona, este valor tiene que ser reducido en 10 % (Ref. 13) dando un valor de 954 KV.

V.6.6 Para determinar el efecto de proximidad del miembro transversal de la torre, se tiene que la relación H/D (Fig. V-2) es 0.116

V.6.6.1 De la Fig. V-5 se tiene que le corresponde un factor de corrección de 0.985 y entonces el voltaje crítico de contorno es 940 KV.

V.6.7 Se asume que la lluvia va a dar una máxima reducción en el valor del voltaje crítico de contorno de la cadena de aisladores, del 5 % (Ref. 13) por tanto el voltaje crítico de contorno es: 893 KV.

V.6.8 La corrección por humedad y densidad relativa dan un factor de corrección de:

$$F = 0.88$$

$$H = 1.075$$

para 1.000 m. s. n. m., 35°C y condición de humedad más desventajosa, por tanto en For. V. 1, se tiene:

$$V = \frac{V_0 F}{H} = 731 \text{ KV.}$$

- V.6.9 El voltaje que puede soportar la cadena de aisladores (with stand voltage) se lo ha definido como "igual al voltaje crítico de contorno menos dos desviaciones típicas".

El EHV Reference Book indica que una serie de mediciones ha dado una desviación típica promedio en lo que a sobretensiones de maniobra se refieren, de 5 %

Por tanto el voltaje que soportará la cadena de aisladores es:

$$731 (1 - 2 \times 0.05) = 657 \text{ KV.}$$

- V.6.10 Considerando el efecto de colocar varias cadenas de aisladores en paralelo, se tiene que si las 500 torres que existen en la línea de transmisión (ver Capítulo II) son sometidas a la plena magnitud de la sobretensión de maniobra, el voltaje que podrán resistir las 500 cadenas combinadas es (Fig. V-6)

$$\text{KVr} = 731 (1 - 3.9 \sigma) = 588 \text{ KV.}$$

- V.6.11 Comparando el máximo voltaje que por sobretensión de maniobra puede presentarse (ver V.6.1) que es 590 KV con el voltaje determinado en el punto V.6.10, que es 588 KV., se concluye que los 18 aisladores asumidos, son insuficientes para soportar las sobretensiones de maniobra para las condiciones de humedad, altura y temperatura de 52 %, 1.000 m.s.n.m. y 35°C respectivamente, con igual procedimiento se determinó que 19 aisladores satisfacían las condiciones a notadas anteriormente.

- V.6.12 Para las fases externas de la torre, se indica un incremento del 11 % en el voltaje que puede soportar la cadena (Ref. 13).

La determinación del número de aisladores requeridos en las fases externas se ha efectuado siguiendo igual procedimiento al indicado anteriormente.

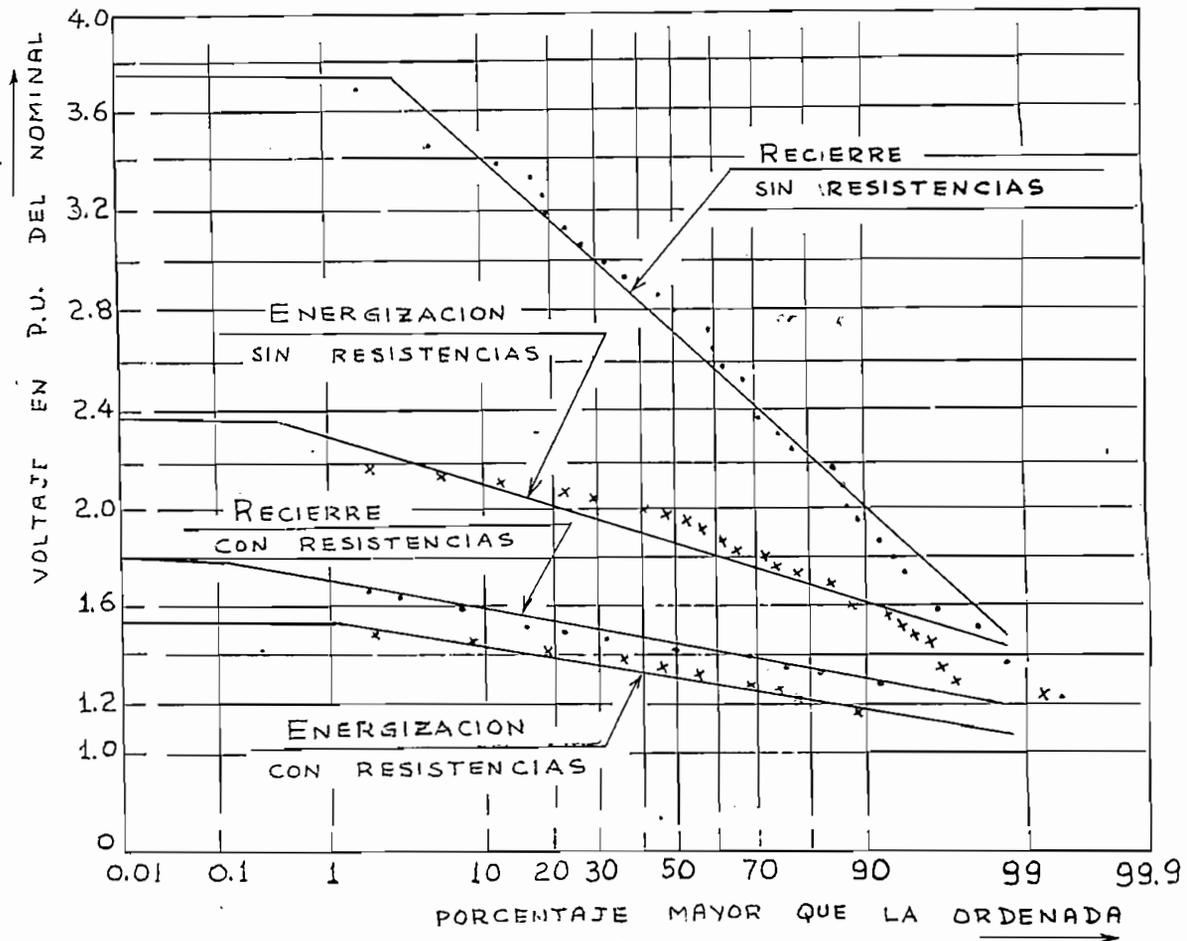
El siguiente cuadro V - 6-1 resume los resultados obtenidos:

CUADRO V - 6.1

NUMERO DE AISLADORES REQUERIDOS EN LA LINEA DE TRANSMISION POR SOBRETENSIONES DE MANTOBRAS

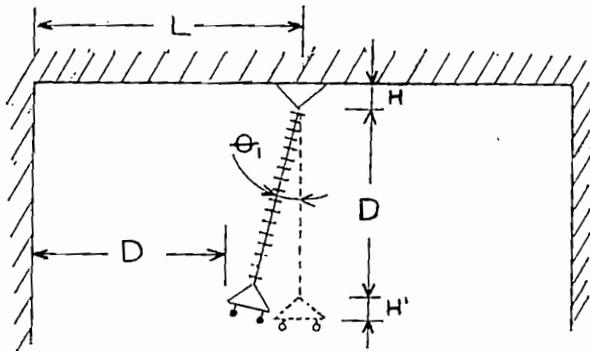
(*)	NUMERO DE AISLADORES	
	Fase Central	Fases Externas
(1)	14	12
(2)	19	16
(3)	21	18
(4)	23	20
(5)	24	21

(\*) Condiciones de altura y temperatura (ver Cuadro II-3.1)

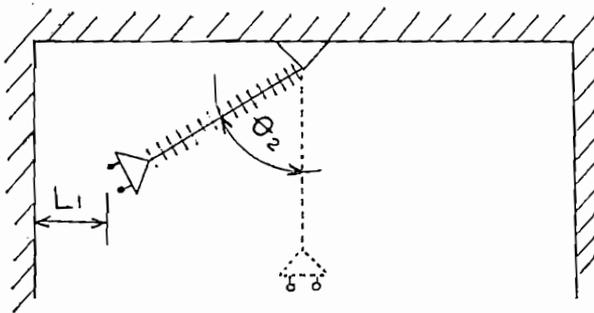


- Máximo voltaje para maniobra trifásica
  - sin resistencia: lapso de cierre  $180^\circ$
  - resistencia preincertada: 600 Ohms
    - lapso de cierre:  $180^\circ$
    - tiempo de inserción: 120°
- voltaje antes de la maniobra = 1.05 pu

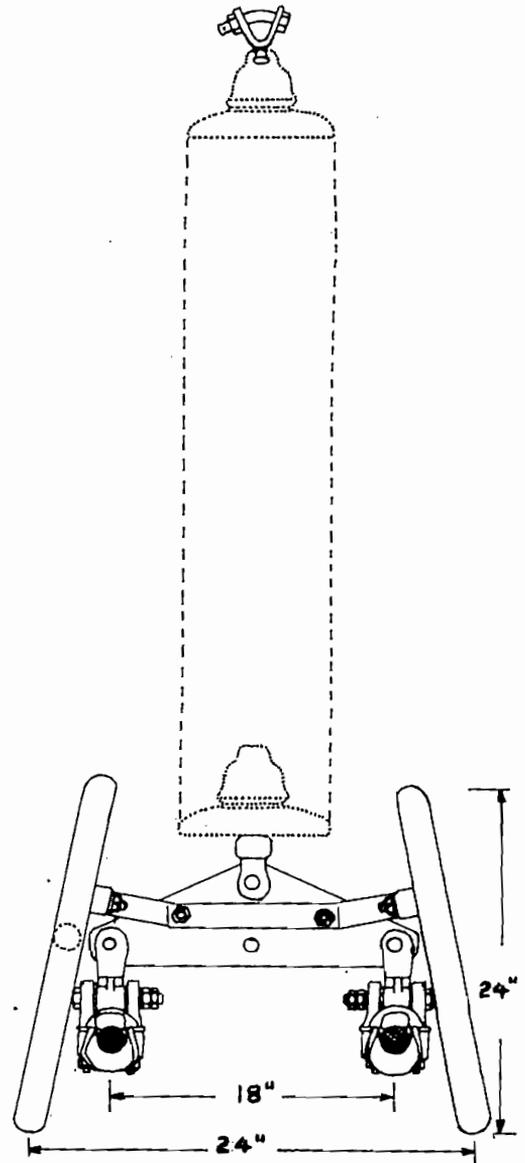
Fig. V-1 Distribución de las frecuencias de los sobrevoltajes de maniobra (Ref. 35)



a. Criterio de sobretensión de maniobra.

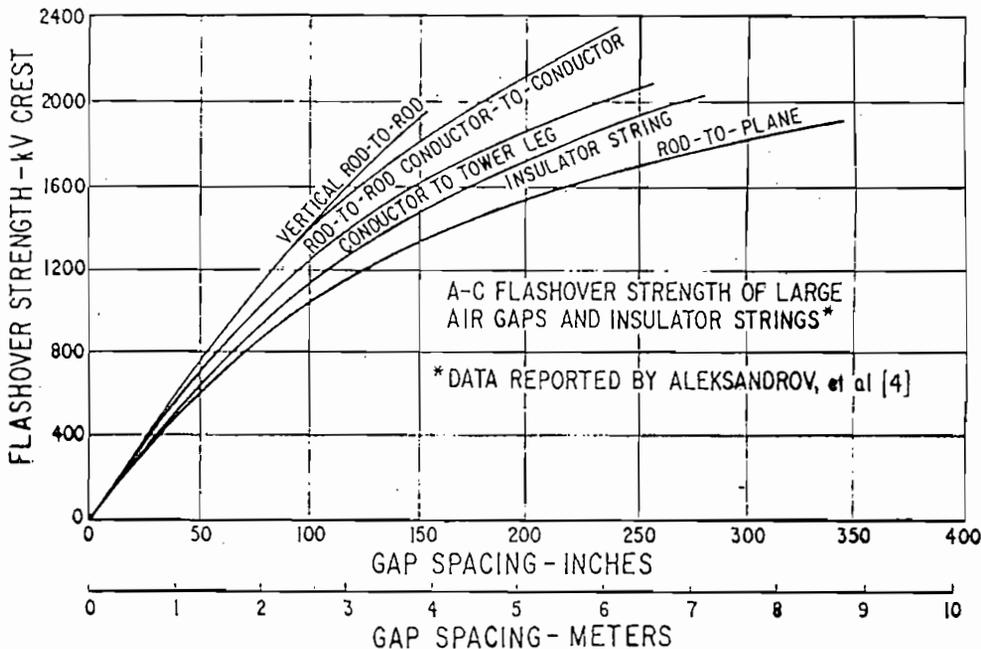


b. Criterio de 60 Hz.



c. Configuración de la cadena de aisladores.

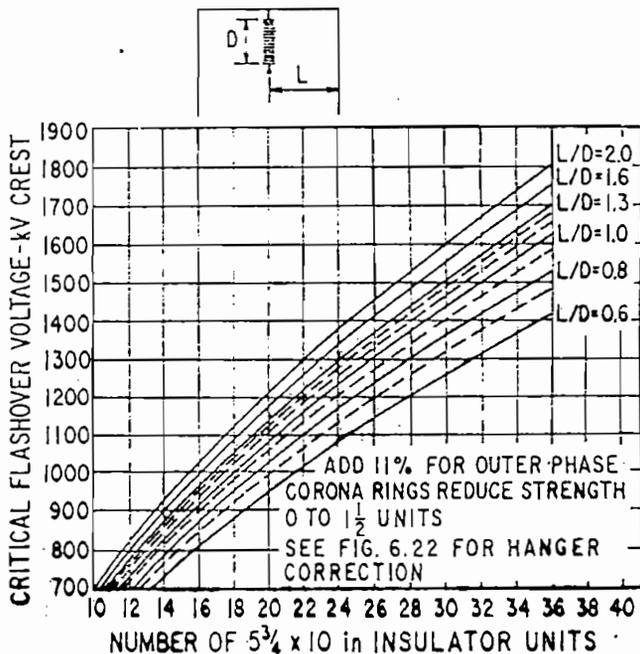
Fig. V-2 Configuración, distancias y criterios empleados en la selección del aislamiento por sobretensiones de maniobra (Ref. 13)



—A-C flashover strength of large air gaps and insulator strings as reported by Aleksandrov.

Fig. V-3 Rigidéz dieléctrica de grandes espaciamentos y de cadenas de aisladores frente a sobretensiones de 60 Hz. (Ref. 13)

Fig. V-4 Curvas de con -  
torneo en cade -  
nas de aisladores situadas en  
la fase central de torres de  
acero (estructuras tipo tan -  
gente) sobretensiones de ma -  
niobra. (Ref. 13)



—Curves for dry positive-polarity switching-surge flashover along tangent insulator strings in center phase of steel towers.

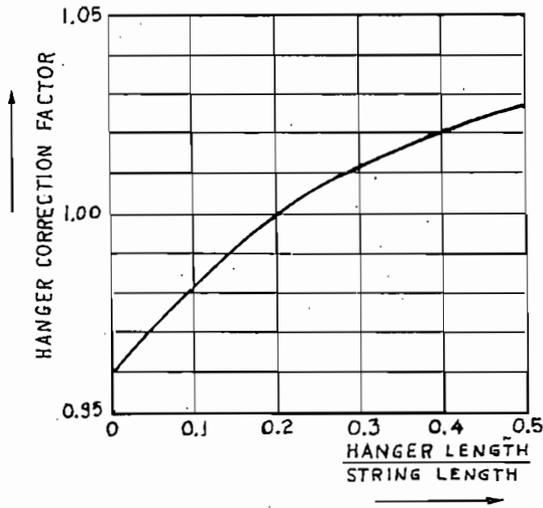


Fig. V-5 Factor de corrección por efecto de la longitud de los herrajes de suspensión para cadenas de aisladores sometidas a sobretensiones de maniobra de polaridad positiva. (Ref. 60).

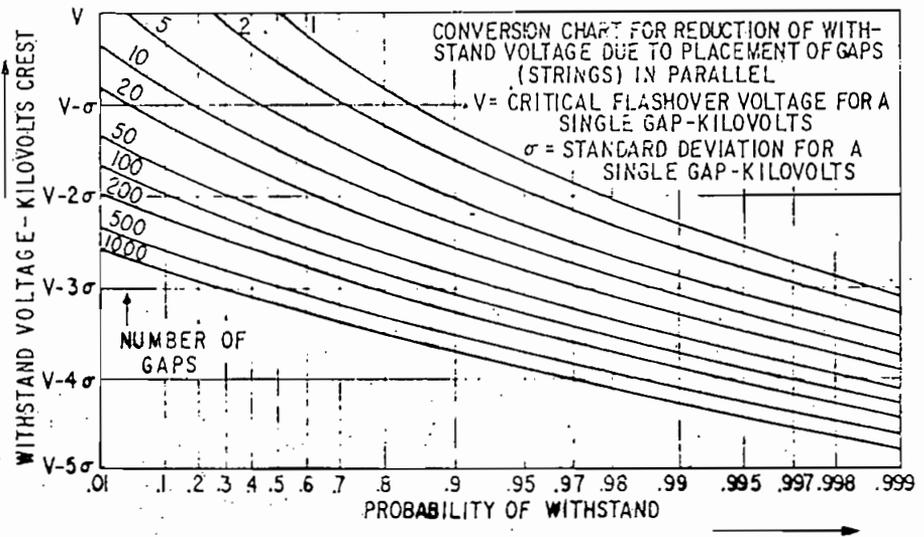


Fig. V-6 Tabla de conversión para la reducción de los voltajes que pueden soportar las cadenas de aisladores cuando se coloca varias de ellas en paralelo. (Ref. 13)

## CAPITULO VI

SELECCION Y COORDINACION DEL AISLAMIENTO EN LA  
LÍNEA DE TRANSMISION

En el presente Capítulo se determinará el aislamiento de la línea de transmisión, así como también, la coordinación de dicho aislamiento en lo que a la línea de transmisión respecta.

VI.1 Selección del aislamiento

Previo a la selección del aislamiento requerido en la línea de transmisión, el cuadro VI-1-1 resume la cantidad de aisladores necesarios en la línea por los diferentes tipos de sobretensiones que en ella pueden presentarse de acuerdo a los criterios indicados en los capítulos III, IV y V.

CUADRO VI - 1-1

NUMERO DE AISLADORES REQUERIDOS EN LA LINEA DE TRANSMISION, POR LOS DIFERENTES TIPOS DE SOBRETENSIONES

(*)	NUMERO DE AISLADORES (**)			
	(A)	(B)	(C)	(D)
(1)	16	11	14	12
(2)	18	12	19	16
(3)	20	14	21	18
(4)	22	15	23	20
(5)	23	16	24	21

- \* Condiciones de altura y temperatura (ver cuadro II-3.1)
- \*\* Tipos de sobretensiones
  - A. Atmosféricas
  - B. Frecuencia Industrial
  - C. Maniobra fase central
  - D. Maniobra fases externas

Del cuadro indicado puede verse que con los criterios asumidos (Cap. III - IV - V) las sobretensiones de tipo atmosférico, son las determinantes en el aislamiento de la línea (para condiciones atmosféricas normalizadas), siguiendo a continuación las sobretensiones de maniobra especialmente en la fase central, debiendo anotarse que las sobretensiones a frecuencia industrial no influyen en la determinación del aislamiento de la línea de 345 KV.

De lo anotado anteriormente y teniendo en cuenta que:

- a. El número de aisladores requeridos por sobretensiones de tipo atmosférico fue determinado considerando que el nivel de aislamiento de la línea sea 20 % a 30 % mayor que el nivel de aislamiento del equipo terminal; y que el criterio general es que el nivel de aislamiento de la línea sea igual o superior al nivel de aislamiento del equipo terminal.
- b. El comportamiento de la línea en lo que se refiere a sobretensiones de tipo atmosférico puede ser mejorado proveyendo a la línea de un buen apantallamiento y bajas resistencias al pie de las torres.

Se ha considerado que el número de aisladores a ser empleado en la línea sea el que corresponde a los requerimientos de aislamiento por sobretensiones de tipo atmosférico para condiciones atmosféricas normalizadas, por cuanto es el que satisface los mínimos requerimientos de aislamiento de la línea y porque como se verá más adelante (Cap. VIII) el comportamiento de la línea con este número de aisladores es satisfactorio.

Para los rangos de altura y temperatura diferentes de las condiciones normalizadas, el número de aisladores a ser empleado es el determinado por los requerimientos de las sobretensiones de maniobra.

Por lo tanto el número de aisladores, con que se diseñará la línea, para los diferentes rangos de altura es el que se indica en el cuadro VI-1.2.

CUADRO VI-1.2

NUMERO DE AISLADORES EN LA LINEA DE TRANSMISION

Altura (m. s. n. m.)	T (°C)	Número de Aisladores	
		Fase Central	Fase Externa
0	25	16	16
1.000	35	19	18
2.000	35	21	20
3.000	30	23	22
3.500	30	24	23

Debe indicarse que en las fases tendrán el número de aisladores indicados en el cuadro VI-1.2 a pesar de que en las fases exteriores se necesitan menos aisladores si se considera sólo sobretensiones de maniobra (por el efecto de proximidad, ver Cap. IV), pero este número sería insuficiente para dar un buen comportamiento de la línea en lo que a sobretensiones de tipo atmosférico se refiere.

## VI.2 Coordinación del aislamiento en la línea de transmisión

Con cada nivel de aislamiento, dado por el número de aisladores debe haber un espaciado adecuado entre los conductores y de éstos hacia la estructura de acero.

Para la coordinación de los espaciados con respecto al nivel de aislamiento dado por los aisladores, Lewis (Ref. 19) recomienda que "el mínimo espaciado (A) hacia la estructura de acero cuando la cadena de aisladores ha oscilado  $30^\circ$  (ver Fig. VI-1) debe ser de tal dimensión que, el valor de la tensión de impulso que cause contorneo en dicho espaciado, sea un 10 % mayor que la tensión de impulso que cause contorneo en la cadena de aisladores". Este espaciado está dado por:

$$A = \frac{N+1}{2} \quad (\text{For. VI-1})$$

Donde:

A = Espaciado en pies (ver Fig. VI-1)

N = Número de aisladores

Los demás espaciamentos (Fig. VI-1) guardan las siguientes relaciones:

$$\begin{array}{ll} B = 1.5 A & \text{(For. VI-2)} \\ (*) \quad C = 2 A & \text{(For. VI-3)} \\ (**) \quad D' = 3 A & \text{(For. VI-4)} \end{array}$$

\* Mínimo valor

\*\* No está considerado el ancho de la torre.

De acuerdo al criterio anterior se tiene que los espaciamentos requeridos son los indicados en el cuadro VI-2.1 para cuya elaboración se ha considerado el ancho de los miembros verticales de la torre en 1.5 pies.

CUADRO VI-2.1

ESPACIAMIENTOS EN LAS TORRES METALICAS (Ver Fig. VI-1)

N	A	B	D'
16	8.5	12.75	27
19	10.0	15.00	31.5
21	11.0	16.5	34.5
23	12.0	18.00	37.5
24	12.5	18.75	39.0

Dimensiones en pies.

### VI.3 Apantallamiento de la línea de transmisión

Debido a la importancia de la línea de transmisión Paute - Guayaquil (en la Primera Etapa es la única línea que transportará la energía generada en el Paute hasta el área de consumo en el Guayas), es necesario dar las mayores seguridades para la continuidad del servicio, es por esto que la línea tiene que ser diseñada "a prueba de rayos" (Ref. 24 - 36) por lo que es necesario el empleo de dos cables de guardia localizados sobre los conductores.

Respecto a la localización de los cables de guardia, Lewis (Ref. 19) recomienda que el espaciamiento C (ver Fig. VI-1) sea como mínimo igual a 2 A. como ya se indicó en la Fórmula VI-3.

Además, Schwaiger recomienda que la distancia C (ver Fig. VI-1) debe ser mayor que la mitad de la separación entre los cables de guardia para de esta manera tener perfectamente apantallada la fase central:

$$C > \frac{E}{2} \quad (\text{For. VI-5})$$

En lo que se refiere a la localización del cable de guardia con respecto a las fases exteriores, Young-Clayton-Hileman (Ref. 60) en su estudio "Apantallamiento de líneas de transmisión" dan un gráfico (Fig. VI-2) en el que relacionan el ángulo de apantallamiento como función de la altura de la torre, para un perfecto apantallamiento.

En base a las consideraciones anteriores se ha determinado la separación entre los conductores y el cable de guardia así como también el ángulo de apantallamiento; dichos valores están dados en el cuadro VI-4.1

#### VI.4 Dimensionamiento de las torres

Los puntos tratados anteriormente, son suficientes para determinar los espaciamientos necesarios en las torres por consideraciones de sobretensiones que pueden presentarse en la línea de transmisión. El cuadro VI-4.1 resume los valores de espaciamientos que, con referencia a la Fig. VI-3, son necesarios para los diferentes rangos de altura.

CUADRO VI-4.1

ESPACIAMIENTOS EN LAS TORRES (\*)  
(dimensiones en metros)

**	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
No. aisladores	16	19	21	23	24
A	2.6	3.05	3.36	3.66	3.82
B	3.9	4.57	5.04	5.5	5.72
C	5.5	6.4	7.00	7.60	7.9
D	8.25	9.6	10.5	11.4	11.9
E	10.0	12.2	13.3	14.5	15.3
Ht	27.5	28.4	29	29.6	29.9
$\theta^\circ$	31.5°	30.5°	30°	29.5°	29°

(\*) Ver Fig. VI-3

(\*\*) Condiciones de altura y temperatura (ver cuadro II-3.1)

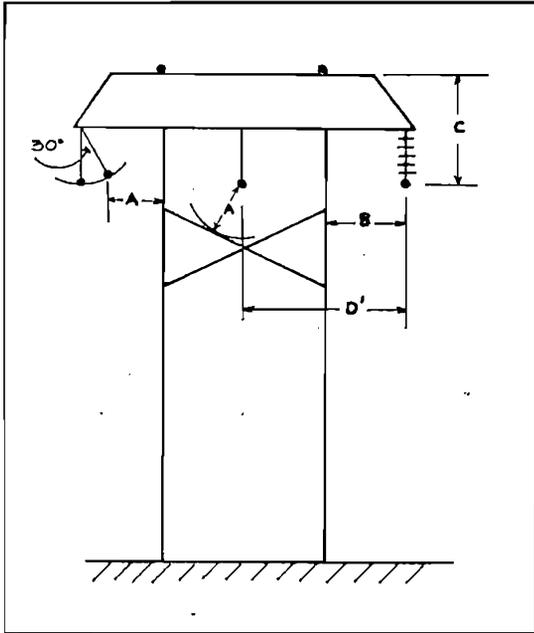
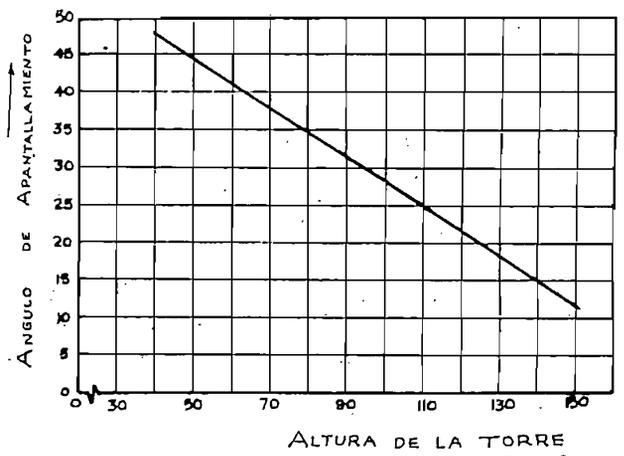


Fig. VI-1 (izquierda)  
Espaciamientos que se emplean en la coordinación del aislamiento en líneas de transmisión. (Ref. 19)

Fig. VI-2 (derecha)  
Angulo de apantallamiento en función de la altura de la torre para un perfecto apantallamiento. (Ref. 60)



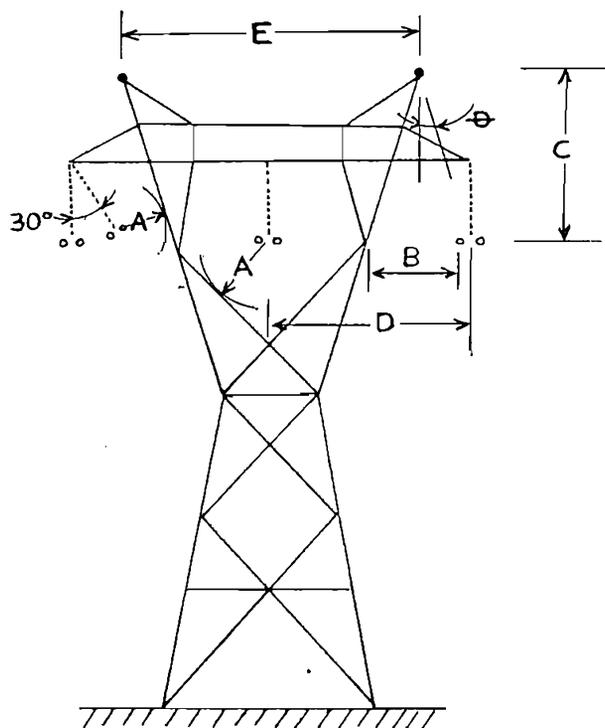


Fig. VI-3 Esquema básico para el dimensionamiento de las torres del sistema de transmisión Paute - Guayaquil.

## CAPITULO VII

COORDINACION DEL AISLAMIENTO EN LAS SUBESTACIONESVII.1 Protección

El problema de la protección de una subestación contra sobretensiones puede descomponerse en dos partes: la protección contra descargas directas en la subestación y la protección contra ondas viajeras que se propagan a través de la línea de transmisión hacia las subestaciones.

VII.1.1 Protección contra descargas directas

La protección contra descargas directas puede ser hecha ya sea con: cables de guardia, mástiles o varillas. El empleo de cualquiera de los medios indicados anteriormente depende de las facilidades que presenten tanto la extensión como la configuración de las subestaciones.

En vista de que la configuración de la subestación de Durán (que será de tipo expuesta) no está definida hasta el momento; y, teniendo en cuenta que el diseño de la misma está fuera del alcance de la presente Tesis, se da únicamente una orientación en lo que al apantallamiento de la subestación se refiere.

- a. Si es posible el uso de cables de guardia, estos deben ir por sobre la subestación en tal forma que dicha subestación y todos los equipos estén dentro de la "zona de protección".

Cada cable de guardia se dice protege una zona piramidal cuya base se extiende a una distancia igual a dos veces la altura del cable de guardia, en ambas direcciones, a partir del punto que está bajo el cable de guardia. (ref. 19).

En esta forma deben tenderse suficientes cables de guardia sobre la subestación de tal manera que ésta quede enteramente cubierta, incluyendo cualquier equipo que se encuentre fuera de las estructuras principales y también, el equipo que se encuentre sobre dichas estructuras.

Si no fuera posible la colocación de cables de guardia, entonces puede ser posible erigir mástiles o varillas en las esquinas o sobre las columnas verticales que forman parte de la subestación, en tal forma que todos los equipos de la subestación estén dentro del "cono de protección" de los mástiles o varillas. Dicho cono puede asumirse tiene un radio igual a dos veces la altura del mástil.

#### VII.1.2 Protección contra ondas viajeras

Si la estación está protegida contra descargas directas y

tiene baja resistencia de tierra, la fuente que puede producir fallas es la debida a sobretensiones de maniobra y de descargas atmosféricas que en forma de ondas viajeras van por la línea.

Puesto que los conductores están adecuadamente apantallados contra descargas atmosféricas, entonces la fuente de ondas viajeras es un contorneo de los aisladores en la línea.

Este voltaje de contorneo como se indicó en los capítulos III y VI está por sobre el nivel básico de aislamiento que tienen los equipos en la subestación; y, debe ser llevado bajo este nivel básico de aislamiento del equipo por medio del uso de adecuados pararrayos.

Los diferentes aspectos que se refieren a la selección de la adecuada protección por medio de pararrayos son tratados en el siguiente punto.

## VII.2 Coordinación del aislamiento

La Coordinación del aislamiento ha sido definida como: "los pasos que deben tomarse para, por un lado, prevenir el daño del equipo eléctrico por causa de sobretensiones; y, por otro, para localizar los contorneos, cuando económicamente no pueden ser obviados, en puntos donde no puedan causar daños" (Ref. 21).

Básicamente de acuerdo a la definición anteriormente dada, la

coordinación del aislamiento consiste en correlacionar a través de factores apropiados las tensiones que van a soportar los equipos, con las características de los elementos de protección.

De todos los medios de protección que puedan ser usados para protegerla contra sobretensiones (limitadores de tensión) el más adecuado es el empleo de pararrayos (Ref. 19, 29, 32, 36, 42 46). Por tanto, factor importante en la selección y coordinación del aislamiento es la determinación del tipo adecuado de pararrayos. Consecuentemente, el aislamiento de la subestación y del equipo, es establecido por los niveles de aislamiento mantenidos por el pararrayos.

En la aplicación de pararrayos para la protección contra sobretensiones en las subestaciones, se da importancia a varios criterios de selección referentes a su voltaje nominal, tipo, clase, nivel de protección y ubicación.

Los siguientes puntos deben analizarse cuando se trata de la selección del pararrayos.

VII.2.1 Determinación del máximo voltaje fase-tierra que a frecuencia industrial se presenta en el punto donde el pararrayos está localizado.

Puesto que el sistema está "efectivamente puesto a tierra", el máximo voltaje fase-tierra, bajo condiciones de falla, no excede del 80 % del máximo voltaje del sistema; por lo tanto en el presente caso se ú

tilizará un pararrayos de voltaje nominal reducido, conocido como "pararrayos de 80 %" (ref. 49).

Entonces el voltaje nominal del pararrayos está determinado por las siguiente relación (ver Cap. IV).

$$V_{np} = C_e K_1 V_m \quad (\text{For. VII-1})$$

*K<sub>1</sub> =  $\frac{V_l}{V_m}$  Voltaje al contribuyente de línea*  
*V<sub>m</sub> = Voltaje de operación*  
*C<sub>e</sub> =  $\frac{V_e}{V_l} \rightarrow V_e - x$*   
*C<sub>e</sub> = coeficiente de tierra*  
*K<sub>1</sub> = coeficiente de descarga dinámica*

Con las consideraciones indicadas en el Capítulo IV, se tiene que el voltaje nominal de los pararrayos es de:  $V_{np} = 297 \text{ KV}$  y  $V_{np} = 290 \text{ KV}$  para Durán y Paute respectivamente.

En vista de que las Normas Internacionales no han definido hasta el momento las características de los pararrayos de valores nominales mayores de 198 KV (Ref. 44) se ha creído conveniente, para cumplir con el objetivo de la presente Tesis (ver Prólogo), tomar los valores que dan los fabricantes de esta clase de equipos. En este caso, se han tomado los valores proporcionados por General Electric (Ref. 45).

En dicho catálogo el pararrayos cuyo voltaje nominal es más cercano a los valores indicados anteriormente es el de 300 KV.

### VII.2.2 Estimación de la magnitud y forma de onda de la corriente de descarga del pararrayos

Las normas IEC (Ref. 44) estipulan que "experiencia

práctica en varios países indica que líneas efectivamente apantalladas con conductores en Haz, pueden tener una corriente de descarga entre 5 KA y 10 KA."

Para el presente sistema, la corriente de descarga del pararrayo se determinó tiene un valor de 9 KA; por tanto, se ha escogido un pararrayos normalizado de 10 KA nominales.

La corriente de descarga del pararrayos ha sido determinada en base a la siguiente ecuación (Ref. 46)

$$I_e = \frac{2U_s - U_p}{Z_o} \quad (\text{For. VII-2})$$

Donde:

$I_e$  = corriente de descarga del pararrayo

$U_s$  = cresta de la onda de tensión que se propaga a través de la línea,

$U_p$  = tensión de descarga del pararrayos

$Z_o$  = impedancia característica de la línea

La tensión  $U_s$  que se propaga a través de la línea tiene un valor igual a 1.2 veces el nivel de aislamiento de la línea.

Esta corriente de descarga es para la onda 8/20 que es usada en las pruebas de pararrayos.

Para pararrayos tipo estación cuyo voltaje nominal

sea mayor o igual a 60 KV el voltaje de contorno a frecuencia industrial, tanto en seco como en húmedo, no debe ser menor de 1,35 veces el voltaje nominal.

Con las consideraciones anteriores he seleccionado el pararrayos cuyas características están detalladas en el cuadro VII-2.1 (Ref. 45)

CUADRO VII-2.1

CARACTERÍSTICAS DE LOS PARARRAYOS PARA 345 KV

- tipo.....	resistor no lineal
- clase.....	estación
- voltaje nominal del pararrayos...	300 KV (rms)
- características de protección:	
.. Máximo voltaje de contorno.	
en el frente de onda (norma USA)	820 KV pico
. máximo voltaje de contorno (100%) para onda 1,2 x 50...	738 KV pico
. máxima característica de protección a sobretensiones de maniobra.....	709 KV pico
. máximo voltaje de contorno (60 Hz) .....	495 KV rms
. máximo voltaje de descarga a 10 KA de corriente de impulso (onda 8/20) .....	665 KV.

con las características del equipo de pararrayos escogido, es posible tener un nivel de aislamiento reducido, lo que repercute en la reducción del costo del equipo en especial del costo del transformador.

Una vez que se ha escogido el tipo de pararrayos, el siguiente paso es la selección del aislamiento del equipo a ser protegido.

Varios criterios respecto a la coordinación del aislamiento del equipo de las subestaciones han sido enunciados en diferentes publicaciones (Ref. 49, 51, 53, 54, 55, 56) algunos de los cuales se indican a continuación:

1. La práctica normal en la coordinación del aislamiento requiere que se establezca un margen entre el nivel de aislamiento establecido por el equipo protector (pararrayos) y la rigidez dieléctrica que presenta el aislamiento del equipo que es protegido. "Un valor de uso común es 20 % sobre el máximo voltaje de descarga del pararrayos a 10 KA con una onda de 10/20" (Ref. 49)
2. "El nivel de aislamiento del equipo a ser protegido debe ser escogido en tal forma que haya un margen mínimo de 15 % entre, el máximo voltaje de contorno, que para sobretensiones de maniobra, tiene el pararrayo y el nivel de voltaje que

puede soportar el aislamiento del equipo para sobretensiones de maniobra; siendo entonces las sobretensiones de maniobra y no el nivel básico de aislamiento a impulsos (BIL) el que determina el nivel de aislamiento del equipo" (Ref. 51).

Puesto que el nivel de aislamiento se acostumbra dar en términos del nivel básico de aislamiento a impulsos (BIL), para determinar éste, debe emplearse la siguiente relación (Ref. 51, 52).

$$KV_m = 0.83 \text{ BIL} \quad (\text{Form. VII-2})$$

Donde:

$KV_m$  = es el nivel de voltaje que puede resistir el equipo empleando sobretensiones de maniobra.

3. Uno de los más recientes reportes del IEEE (Ref. 55) presenta una guía para la coordinación del aislamiento de transformadores en sistemas de extra alto voltaje, este método, se basa en los siguientes conceptos sobre las pruebas que deben realizarse en los transformadores:

### 3.a Pruebas de impulsos

Para las pruebas de impulsos con onda completa, la magnitud de la onda de pruebas debe ser 1.25

veces el máximo nivel de protección que a ondas de impulso presenta el pararrayos empleado; ó, 1.25 veces la tensión de descarga del pararrayos (cualquiera que sea mayor).

La prueba de impulso con onda cortada debe tener un valor  $1,10$  veces el nivel de prueba de impulso con onda completa.

### 3.b Pruebas de sobretensiones de maniobra

1. Para las pruebas con ondas correspondientes a sobretensiones de maniobra tanto en seco como en húmedo, el voltaje de prueba fase - neutro será 1.15 veces el nivel de protección del pararrayos aplicado.
2. Para pruebas fase-fase, el voltaje no será menor de 3.4 pu con respecto al máximo voltaje de pico fase-neutro del sistema.

### 3.c Pruebas a frecuencia industrial

Para pruebas a frecuencia industrial, los voltajes de prueba deben ser 1.5 veces el máximo voltaje nominal del equipo (este valor deberá ser aplicado durante una hora).

Los valores aplicables para las pruebas con: onda

completa de impulso y sobretensiones de maniobra en seco, deben ser seleccionados de entre los niveles transitorios de aislamiento - Transient Insulation Levels (TIL) - para la forma de onda especificada.

Los valores de niveles transitorios de aislamiento son iguales a los ya conocidos valores de niveles básicos de aislamiento (BIL) (Ref. 55-51).

Cabe indicarse que los criterios enunciados anteriormente, que se los ha definido como métodos convencionales, en pocas palabras consisten en: determinar un valor máximo de voltaje, que se considera va a ser el máximo que puede presentarse en el sistema; y, luego de aplicar un margen de seguridad, se deriva un valor de voltaje que el aislamiento del equipo debe soportar.

4. Un nuevo método ha sido propuesto últimamente (Junio 1971) por PARIS (Ref. 56), es el denominado "método probabilístico" para la coordinación del aislamiento. En pocas palabras el método basa su aplicación en el conocimiento de la distribución probabilística tanto de las sobretensiones ya sean estas de origen atmosférico o debidas a maniobra, como también, de la distribución probabilística de las fallas del aislamiento del equipo eléctrico. En base a estas curvas, se deter

mina el "riesgo de falla" que pueda tener el aislamiento del equipo.

De los métodos enunciados, se ha estimado conveniente emplear para el presente trabajo, el indicado en el numeral 3, propuesto por el IEEE (Ref. 55) y que en lo referente a las sobretensiones de maniobra es igual al enunciado en el numeral 2 (Ref. 51). El método sugerido por PARIS (Ref. 56) requiere el empleo de curvas de probabilidades de falla del equipo, las mismas que al momento, no son suministradas por los fabricantes del equipo en mención, lo que impide la aplicación de dicho método, en el presente trabajo.

El cuadro VII-1 resume los pasos sugeridos por el método del IEEE (Ref. 55) al ser aplicados en la coordinación del aislamiento.

CUADRO VII - 1

COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO	
- Voltaje nominal del sistema ( $V_n$ )...	345 KV.
- Máximo voltaje de operación ( $V_m = 1.05 \cdot V_n$ ) .....	362 KV.
- Voltaje nominal del pararrayos ( $V_{np}$ )	300 KVrms
- Niveles de protección del pararrayos (Ref. 45)	
. impulso (1.2/40) .....	738 KVpico
. sobretensiones de maniobra (100/ /1000) .....	709 KVpico

---



---

COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO

---

. Voltaje de descarga.....	665 KVpico
- Rigidez dieléctrica que se requiere en el equipo eléctrico (fase - neutro)	
. impulso: $1.25 \times 738$ .....	920 KV
. sobretensiones de maniobra: $1.15$ $\times 709$ .....	815 KV
. frecuencia industrial: $1.5 \times 362$ $\times / \sqrt{3}$ .....	314 KV
- Valores de niveles transitorios de aislamiento (TIL) a emplearse en las pruebas (fase - neutro)	
. impulso (onda completa) .....	975 KV
. impulso (onda cortada) .....	1070 KV
. sobretensión de maniobra.....	825 KV
- Valores de niveles transitorios de aislamiento (TIL) a emplearse en las pruebas (fase - fase)	
. impulso.....	no se realiza
. sobretensión de maniobra ( $3.4$ $\times 362 \sqrt{2} / \sqrt{3}$ ) .....	1050 KV
. frecuencia industrial ( $1.5 \times 362$ )	543 KV

---

Del cuadro anterior se concluye que el aislamiento del equipo a ser coordinado con las características de protección del pararrayo debe corresponder a un BIL de 975 KV.

Hay que tomar en cuenta que la mayor importancia

debe ser concedida a la protección (contra sobretensiones) de los transformadores y autotransformadores que, a la protección del resto del equipo usado en subestaciones, basándonos en varias razones entre las cuales se tiene:

- a. Mayor costo relativo de los transformadores con relación al resto del equipo.
- b. Mayores dificultades y costos en la reparación
- c. Interrupción más prolongada del servicio en caso de falla.

Las razones anteriores hacen que los transformadores y autotransformadores sean protegidos por medio de pararrayos localizados tan proximos a los terminales, como sea posible.

De las consideraciones anteriores y por cuanto económicamente conviene escoger equipo de características normalizadas, se ha estimado conveniente que los autotransformadores tanto de Paute como de Durán tengan un "nivel básico de aislamiento" (BIL) de 1050 KV. que es el valor señalado como preferido por los fabricantes de este equipo (por ejemplo: General Electric (Ref. 67) y Westinghouse (Ref. 68), lo cual implica tener un BIL reducido en dos pasos.

En lo que respecta a la coordinación del aislamiento del resto del equipo de las subestaciones, se ha sugerido (Ref. 64) tener cuatro niveles de aislamiento correspondiendo el mayor, al aislamiento de las barras, el siguiente nivel de aislamiento corresponde a los seccionadores y equipo misceláneo; el nivel de aislamiento inmediatamente inferior corresponde al de los autotransformadores, siendo el nivel de aislamiento del pararrayos el menor.

Los porcentajes de margen entre los diferentes niveles no son uniformes pero pueden obtenerse valores razonables al emplearse los equipos que pueden adquirirse en el mercado internacional.

De lo anotado anteriormente y en base a los niveles de aislamiento proporcionados por Westinghouse (Ref. 68) y General Electric (Ref. 67) para los diferentes equipos así como mediante el empleo de las curvas voltaje-tiempo dadas en las Referencias 20-51 y 65 se ha elaborado el gráfico de coordinación del aislamiento para las subestaciones de 345 KV que se lo presenta en la Fig. VII-1.

Debe indicarse que el haberse escogido un BIL normalizado superior al determinado en los cálculos, satisfase las correcciones requeridas por condiciones atmosféricas diferentes de las normalizadas tanto en Paute como en Durán.

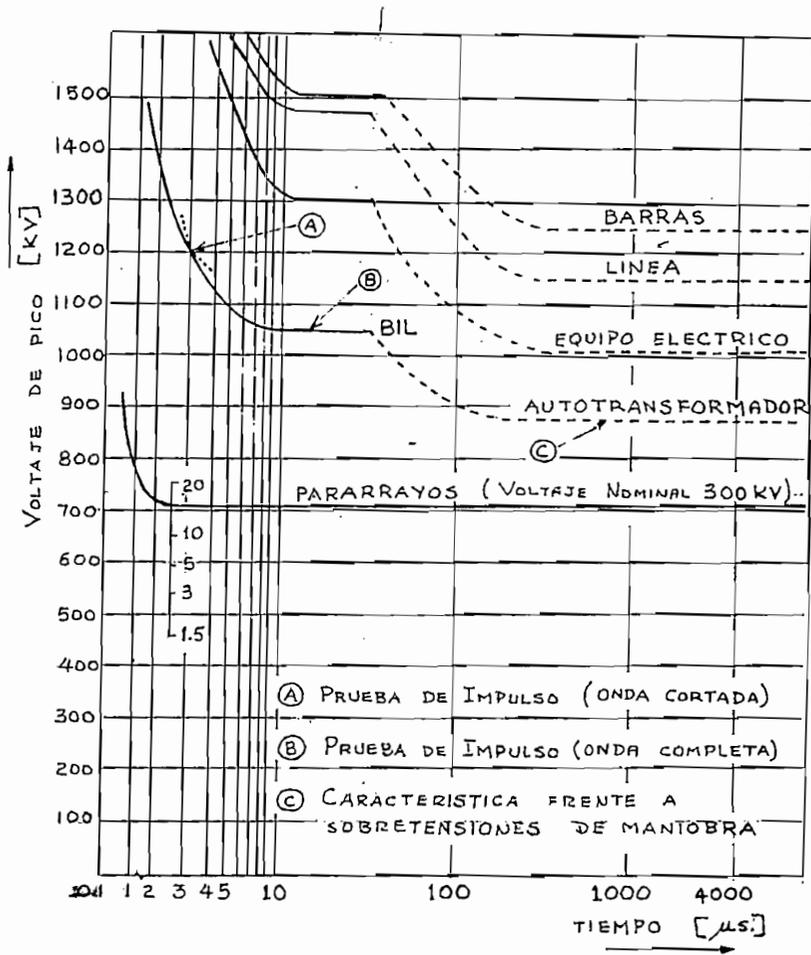


Fig. VII-1 Sistema Paute - Guayaquil (345 KV.)  
Coordinación del Aislamiento en las Subestaciones

## CAPITULO VIII

ESTIMACION DE COMPORTAMIENTO DE LA  
LÍNEA DE TRANSMISION

En el presente Capítulo se determinará el comportamiento que tendrá la línea de transmisión frente a los diferentes tipos de sobretensiones con las características de aislamiento y espaciamientos determinados en el Capítulo VI.

VIII.1 Estimación del comportamiento de la línea frente a sobretensiones de maniobra

Muchos factores intervienen en la probabilidad de falla del aislamiento de la línea en lo que a sobretensiones de maniobra se refiere. Por esta razón es que dichos cálculos son hechos con la ayuda de un analizador de transitorios y por computadoras (ver Cap. IV). En vista de que estos medios están fuera del alcance de la presente Tesis se ha creído conveniente seguir el procedimiento recomendado en Ref. 13.

Entre los varios factores que afectan la probabilidad de falla del aislamiento de la línea en lo que se refiere a sobretensiones de maniobra se tienen:

- a. Probabilidad de que una determinada magnitud de sobretensión se presente

- b. Probabilidad de que una cadena de aisladores oscile hasta cierta posición.
- c. Probabilidad de que la influencia neta de otras condiciones meteorológicas (humedad, lluvia, densidad relativa del aire) produzcan un cierto valor de rigidez dieléctrica tanto en los aisladores como en los espaciamentos.
- d. Probabilidad de que una cadena de aisladores o un espaciamento, vaya a contornearse sobre o bajo el voltaje crítico de contorneo.

Como se indicó anteriormente para la determinación de la probabilidad de falla de aislamiento de la línea será empleado el método indicado en la Ref. 13

Considerando que los requerimientos básicos de aislamiento están dados para condiciones meteorológicas normalizadas por el empleo de 16 aisladores (ver Cap. VI); y que el número de aisladores adicionales se debe a condiciones diferentes de las normalizadas; las cadenas de 16 aisladores son las típicas para esta línea, además se ha considerado que las cadenas estarán provistas de anillos de corona y que el ancho de los miembros verticales de las torres será de 120" (Ref. 13) (ver Fig. VIII-1).

VIII.1.1 El primer paso es determinar el voltaje crítico de contorneo para los diferentes espaciamentos:

- a. Contorneo a lo largo de la cadena de aisladores

II

El voltaje crítico de contorno está dado en la Fig. V-5 como función del número de aisladores de la cadena.

De la Fig. VIII-1:

$$L/D = 127.7/92 = 1.39$$

De la Fig. V-5 para 16 aisladores de voltaje crítico de contorno es:

$$V_c = 980 \text{ KV.}$$

Este voltaje debe ser reducido en un 10 % debido a los anillos de corona y por tanto se tiene:

$$V_c = 880 \text{ KV.}$$

Además, de la Fig. V-6 se tiene que el factor por efecto de proximidad de la cruzeta para

$$H/D = 12/92 = 0.13 \text{ es: } 0.986$$

Por tanto el voltaje crítico de contorno es:

$$V_c = 870 \text{ KV.}$$

Si consideramos la disminución por lluvia, se tiene que finalmente el voltaje crítico de contorno para una cadena de 16 aisladores en la fase central es:

$$V_c = 825 \text{ KV.}$$

b. Contorneo hacia la cruzeta y miembros verticales de las torres metálicas

Con los espaciamientos indicados en la Fig. VIII-1 (en los que se ha tomado en cuenta la presencia de los anillos de corona) y con ayuda de las curvas de la Fig. VIII-2 que considera el efecto del ancho de la torre se tienen los siguientes valores de voltaje crítico de contorneo:

$$\text{Para } D_1 = 163.2$$

$$W/D_1 = 120/163.2 = 0.735, y,$$

$$V_{c_1} = 1350 \text{ KV.}$$

$$\text{Para } D_2 = 123.4$$

$$W/D_2 = 120/123.4 = 0.97, y,$$

$$V_{c_2} = 1100 \text{ KV.}$$

$$\text{Para } D_3 = 90.2$$

$$W/D_3 = 120/90.2 = 1.33, y,$$

$$V_{c_3} = 920 \text{ KV.}$$

VIII.1.2 El siguiente paso es determinar las curvas de probabilidades.

Las curvas de probabilidades están dadas en la Fig. VIII-1 en las que se indican los voltajes críticos de

contorneo y la probabilidad de que estos se presenten para las 500 cadenas de aisladores que se hallan en paralelo a lo largo de toda la longitud de la línea. La desviación típica promedio para todos los espaciamentos se ha tomado en 5 %. Se han escogido las curvas que representen la probabilidad de que un dieléctrico soporte un nivel de voltaje dado porque la probabilidad de que un ensamblaje, entre  $n$  en paralelo, soporte un nivel de voltaje dado para una determinada combinación de espaciamentos, es el producto de las probabilidades individuales de cada uno de los espaciamentos.

Si designamos a:

$P_4$  = probabilidad de que la cadena de aisladores soporte un nivel de voltaje dado.

$P_1, P_2, P_3$  = probabilidad de que cada uno de los espaciamentos hacia la torre soporten un nivel de voltaje dado;

Entonces, la probabilidad de que todos los ensamblajes de la fase central soporten un nivel de voltaje determinado está dado por:

$$P = P_1 \times P_2 \times P_3 \times P_4 \quad (\text{For. VIII-1})$$

Estos valores han sido grafizados en la Fig. VIII-1.

De esta curva se tiene que el voltaje crítico de contorno para el ensamble de la fase central entre 500 torres es:

$$V_c = 735 \text{ KV.}$$

Para las fases exteriores sólo hay un espaciamento hacia el miembro vertical de la torre por tanto la probabilidad de resistencia para las fases exteriores es:

$$P_e = P_2 \times P_3 \times P_4 \quad (\text{For. VIII-2})$$

Además el voltaje crítico de contorno debe aumentarse en 11 % debido a la reducción del efecto de proximidad.

De la Fig. VIII-1 y tomando en cuenta que la probabilidad de falla del aislamiento de una cadena entre N en paralelo está dada por:

$$F_n = 1 - P_n \quad (\text{For. VIII-3})$$

Se tiene que para un sobrevoltaje de maniobra de 2 pu esto es para 565 KV. la probabilidad de falla del aislamiento es muy inferior al uno por mil.

El Extra High Voltage Reference Book considera aceptable una probabilidad de falla del aislamiento de 2 %

con esta consideración, el sobrevoltaje de maniobra que se puede tolerar en la línea es 2.5 pu.

## VIII.2 Estimación del comportamiento de la línea frente a sobretensiones de origen atmosférico

En el problema de predecir el comportamiento de la línea de transmisión en lo que se refiere a sobretensiones de origen atmosférico, existen muchos factores que al momento no han sido determinados por experiencia y se han elaborado muchos artículos técnicos que año tras año han sido modificados con el objeto de que sus resultados sean compatibles con los determinados en la realidad en líneas en funcionamiento (Ref. 13, 60)

Existiendo tantos factores que afectan la predicción del comportamiento de la línea, este asunto es al momento "más un arte que una ciencia" (Ref. 13)

Entre los eventos que intervienen en la determinación del comportamiento de una línea frente a descargas atmosféricas se tienen:

- Probabilidad de que una tormenta ocurra sobre una línea.
- Probabilidad de que una descarga hacia la línea ocurra en dicha tormenta.
- Probabilidad de que esa descarga golpee la línea en algún punto particular por ejemplo: torre, medio vano, conductor de fase, cable de guardia.

- Probabilidad de que la torre en la vecindad de la descarga tenga una cierta resistencia al pie de la torre. (Las resistencias al pie de la torre raras veces son constantes. Ref. 13).
- Probabilidad de que la descarga vaya a exceder una cierta amplitud de corriente y que tenga un tiempo del frente de onda menor que un valor prescrito (dos descargas nunca son iguales. Ref. 13).
- Probabilidad de que el voltaje a frecuencia industrial (magnitud y polaridad), en el instante de la descarga, sea tal que ayude la iniciación de los flujos de contorno en los aisladores.

Además existen muchas otras probabilidades como:

- Probabilidad de que ocurran múltiples sobretensiones.
- Probabilidad que el suelo alrededor de la puesta a tierra tenga una resistividad no lineal y que la amplitud de la descarga del rayo cambie a través de ella.

Los requerimientos de aislamiento por sobretensiones debidas a descargas atmosféricas, dependen también de las características propias de diseño de la línea, tales como:

- resistencia al pie de la torre
- número de cables de guardia
- Longitud del vano
- altura y configuración de la torre

Para la estimación del comportamiento de la línea frente a sobretensiones de origen atmosférico, se ha creído conveniente emplear

uno de los métodos más recientes dado en la Ref. 13, tomando en cuenta también los métodos indicados en las Referencias 26 y 60.

Los parámetros que a continuación se detallan deben ser considerados:

#### VIII. 2. 1 Número de descargas atmosféricas a la línea

La influencia de las descargas atmosféricas en el diseño y comportamiento de una línea de transmisión está relacionada, entre otros factores, con la frecuencia con que las descargas atmosféricas lleguen a tierra en el área por donde atravieza la línea.

Es una práctica aceptada, relacionar la frecuencia de las descargas atmosféricas, en cualquier región, con el nivel isoceráunico que se define como: "el número de días que en una zona durante un año se oye por lo menos una vez al día un trueno" (Ref. 3).

El nivel ceráunico no es una medida precisa de la frecuencia de las descargas atmosféricas que llegan a tierra; pues, puede objetarse que no hay discriminación entre descargas nube-nube y descargas nube-tierra; o, entre tormentas severas con muchas descargas atmosféricas y ligeras tormentas con descargas relativamente no severas; pero por cuanto como ya se indicó anteriormente, el número de desconexiones de una línea es directamente proporcional al número de descargas que to

man contacto con la línea, y siendo este valor difícil de evaluar para el caso de una línea, se toma como punto de partida el nivel cerámico pues es obvio que mientras más frecuentes sean las tormentas, mayor será el número de descargas que incidan sobre la línea.

Varios estudios se han hecho con relación a este asunto y de entre ellos se presentan a continuación tres procedimientos para determinar el número de descargas a la línea.

- a. El método E. R. A. para la estimación de la posible frecuencia de las descargas a la línea se basa en cálculos del área cubierta por la línea (Ref. 3) y estima que para líneas con dos cables de guardia se tienen las siguientes relaciones:

$$\text{(For. V)I-4)} \quad A = 3.2 h_t^2 \pi + (L - 3ht) (b_o + 3h_o)$$

$$\text{(For. VI)I-5)} \quad N = \alpha I A L^{-1} 10^{-2}$$

$$\text{(For. V)II-6)} \quad h_o = h_t - \frac{2}{3} f$$

Donde:

A = área cubierta por c/vano (pies<sup>2</sup>)

$h_t$  = altura total de la torre (pies)

$h_o$  = altura media del cable de guardia sobre el suelo (pies)

$b_0$  = distancia horizontal entre cables de guardia (pies)

$l$  = longitud del vano (pies)

$\alpha$  = 1

$l$  = nivel cerámico

b. El método de la IEEE (Ref. 60) considera que el número de descargas que son captadas por una línea de transmisión es proporcional a la altura del cable de guardia y presenta una curva que relaciona el número de descargas con relación a la altura del cable de guardia, la misma que se reproduce en la Fig. VIII-3.

c. El Extra High Voltage Reference Book (Ref. 13) considera que el número de descargas ( $N$ ) a tierra por milla cuadrada y por año está dada por:

$$N = K l \quad (\text{For. VIII-7})$$

Donde:

$K$  = constante ( $0.25 < K < 0.50$ )

$l$  = nivel cerámico

Además considera que la línea de transmisión a pantalla una cierta área de terreno por donde ella pasa, de acuerdo a las siguientes relaciones: (ver Fig. VIII-4)

$$h = h_t - 2/3 (h_t - h_{gw}) \quad (\text{For. VIII-8})$$

$$N_L = \frac{K \Gamma (100)}{5280} (4h + b) \quad (\text{For. VIII-9})$$

Donde:

$h$  = altura efectiva de la línea (pies)

$h_t$  = altura de los hilos de guardia en la torre (pies)

$h_{gw}$  = altura de los hilos de guardia en medio vano (pies)

$N_L$  = número de descargas a una línea/  
/100 millas/año

$K$  = constante ( $0.25 < K < 0.5$ )

$\Gamma$  = nivel cerámico

$b$  = espaciamiento entre cables de guardia (pies)

### VIII.2.2 Distribución de las descargas entre vanos y torres

Las magnitudes y formas de onda de los voltajes generados por rayos en líneas de transmisión dependen del sitio donde el rayo hace contacto.

La Ref. 13 indica que trabajos recientes de Wagner y Hileman con relación al mecanismo de contorneos a impulsos entre conductores en paralelo, han demostrado que contorneos en medio vano (entre el cable de guardia y el conductor más cercano) son mucho menos frecuentes de lo que antes se estimaba.

Además para los espaciamientos que normalmente son empleados, en medio vano en líneas de transmisión,

el resultado ha sido que la mayoría de los contornos en la línea han ocurrido a través de los aisladores, en las torres, debido a las descargas en o cerca de las torres.

A la misma conclusión han llegado como resultado de análisis por computadoras en el proyecto EHV. Estas conclusiones han sido respaldadas también por observaciones y reportes realizados en líneas de extra alto voltaje que están en operación (Ref. 13). De estos estudios se ha concluido que las descargas a la torre o cerca de la torre son la causa básica de desconexiones de la línea.

El porcentaje de descargas que caen en la torre o en medio vano, está influenciado por la configuración de la torre, siendo mayor, mientras más alta y más masiva sea la torre.

Los Ingenieros del Proyecto EHV (Ref. 13) han concluido que: "para torres de acero y en vanos de aproximadamente 1000 pies, cerca de 60 % de las descargas a la línea hacen contacto en o cerca de la torre. El 40 % restante cae en medio vano y usualmente causa muy poco o ningún problema siempre que la longitud del vano sea menor de 1500 pies".

La siguiente fórmula se identifica con las consideraciones anteriormente dadas:

$$N_T = N_L e^{-\gamma \frac{s}{s_0}} \quad (\text{For. VIII-10})$$

Donde:

$N_T$  = número total de descargas a la torre  
/100 millas/año.

$N_L$  = número total de descargas a la línea  
por 100 millas por año

$s$  = longitud del vano, de la línea que se  
diseña (pies)

$s_0$  = longitud del vano del caso básico (pies)  
(ver 2.4)

$\gamma$  = constante = 0.6

### VIII.2.3 Resistencia de puesta a tierra

En lo que respecta a la resistencia de puesta a tierra las normas de INECEL (Ref. 15) estipula que és ta, no debe superar los siguientes valores:

CUADRO VIII-3.1

RESISTENCIAS DE PUESTA A TIERRA		
R. E. (*) $\Omega$ cm.	Resistencia ( $\Omega$ ) ** estructura de:	
	Suspensión	Retención
Hasta $10^4$	10	5
de $10^4$ hasta $5 \times 10^4$	15	10
de $5 \times 10^4$ hasta $10 \times 10^4$	20	15
más de $10 \times 10^4$	30	20

- \* Resistencia específica del terreno
- \*\* Máxima resistencia de puesta a tierra

Del cuadro anterior puede verse que la máxima resistencia de puesta a tierra que las normas de INECEL permiten es  $30 \Omega$ .

Para el efecto de obtener esta resistencia existen varios métodos que pueden ser utilizados tanto por el uso de varillas de puesta a tierra o por empleo de contrapesos (counterpoise) el empleo de los cuales depende de la resistencia específica del terreno.

A manera de ejemplo se indica la longitud de contrapeso que sería necesario para obtener  $30 \Omega$  de resistencia de puesta a tierra en suelo cuya resistencia específica del terreno sea  $10 \times 10^4 \Omega \text{ cm}$ .

De la Fig. VIII-5 puede verse que la longitud de contrapeso requerida es: 70 m. cuando el diámetro de contrapeso es 0.5".

Cabe indicarse que de acuerdo a las normas de INECEL se admite que un soporte tenga un valor de resistencia de puesta a tierra mayor que los indicados en el cuadro VIII-3.1 siempre que el promedio de las resistencias de puesta a tierra de ese soporte y otros dos adyacentes (cinco en total) no superen el valor máximo indicado para el soporte en consideración.

Además, si la resistencia de puesta a tierra cae en dos o más rangos de resistencia de amplia diferencia entre ellos y cada uno de esos rangos es obtenido en una parte significativa de la longitud total de la línea, el cálculo de la estimación del comportamiento de la línea debe hacerse dividiendo a la longitud total de la línea en secciones de acuerdo a la resistencia de puesta a tierra luego de lo cual el número total de desconexiones de la línea por 100 millas por año está dado por:

$$T = \frac{T1L1 + T2L2 + \dots + TnLn}{L} \quad (\text{For. VIII-11})$$

Donde:

T = número total de desconexiones en la línea por 100 millas por año.

Tn = número de desconexiones/100 millas por año en la sección N de longitud Ln que es determinado como se indica en 2.4 usando una resistencia de puesta a tierra promedio para esa sección.

L = longitud total de la línea (millas)

#### VIII. 2.4 Ejemplo numérico

A continuación se presenta un ejemplo numérico del procedimiento a seguirse para la determinación del número de desconexiones debidas a descargas atmosféricas.

Para esto, se emplearán los 16 aisladores que son los que satisfacen los requerimientos mínimos de aislamiento para la presente línea, en condiciones normalizadas.

El proceso es el siguiente (Ref. 13)

1. Determinación del nivel cerámico

Para la presente línea el nivel cerámico es 30 tal como se determinó en el Cap. II.

2. Determinación del esquema básico

El esquema básico es el indicado en la Fig. VIII-6.

3. Selección de los valores de resistencia que pueden ser obtenidos en la línea

Se ha creído conveniente presentar los cálculos para un rango de resistencias que van de 10 a 100  $\Omega$  (ver cuadro VIII-3.2); para el ejemplo se ha tomado una resistencia de 30  $\Omega$ .

4. Determinación de T'

Determinación de la proporción de desconexiones para el valor escogido de resistencias al pie de la torre y el número de aisladores  $5 \frac{3}{4} \times 10$  que forman la cadena.

De la Fig. 8.6 para 16 aisladores y 30  $\Omega$  se tiene:

$$T' = 0.9$$

5. Corrección debida a la altura con relación al caso base

De la Fig. VIII-8 que indica las dimensiones en la torre cuando se emplean 16 aisladores, se tiene:

$$H_t = 90'$$

De la Fig. VIII-6 que es el caso base:  $H_o = 90 \frac{1}{2}'$ , entonces:  $H_t/H_o = 0.995$

Por tanto la corrección por altura ( $\beta$ ) es de acuerdo a la Fig. VIII-9:

$$\beta = 1.0$$

6. Determinación del número de descargas (F) que causan falla de apantallamiento

De la Fig. VIII-10 para  $H_t = 90'$  y ángulo de apantallamiento  $30^\circ$  se tiene:

$$P = 0.012$$

$$F = P N_L \quad (\text{For. VIII-12})$$

Donde:

F = número de descargas que causan falla de apantallamiento.

P = Probabilidad de falla del aislamiento (Fig. VIII-10).

$N_L$  = número de descargas a la línea

El número de descargas a la línea ( $N_L$ ) de acuerdo a los criterios enunciados en 2.1 tiene los siguientes valores:

$$\text{De acuerdo a 2.1.a : } N_L = 76$$

$$2.1.b : N_L = 95$$

$$2.1.c : N_L = 43 \text{ para } K = 0.25$$

$$N_L = 86 \text{ para } K = 0.50$$

El número que se asumirá en el presente trabajo será el promedio aritmético de los valores indicados; entonces:

$$N_L = 75$$

Portanto:

$$F = PN_L = 0.9$$

#### 7. Número de desconexiones de la línea por 100 millas por año

La siguiente fórmula indica el número de desconexiones de la línea por 100 millas por año.

$$T = (1.65 \beta \epsilon^{-\frac{s}{2s_0}} T' + F) \frac{T''}{100} \quad (\text{For. VIII-13})$$

Donde:

$T$  = número de desconexiones/100 millas/año

$\beta$  = factor indicado en Fig. VIII-9

$s_0$  = longitud del vano del caso básico

$s$  = longitud del vano de la línea en diseño

$T'$  = factor obtenido de Fig. VIII-7

$F$  = número de descargas que causan fa  
lla de apantallamiento.

$I$  = Nivel cerámico

Para el presente caso se tienen que con los va-  
lores determinados anteriormente y puesto que  
 $s = s_0 = 1100$  pies, el número de desconexiones  
por 100 millas por año es:

$$T = 1,114 \text{ desconexiones/100 millas/año}$$

Con este procedimiento se ha determinado el nú  
mero de desconexiones por 100 millas por año  
que se tendría para diferentes valores de resis-  
tencia de puesta a tierra, y estos valores son indi  
cados en el cuadro VIII-3.2

CUADRO VIII-3.2

NUMERO DE DESCONEXIONES/100 MILLAS/AÑO

$R (\Omega) *$	$T **$
10	0.45
20	0.72
30	1.114
40	1.92
50	3.0
60	4.8
70	5.7
80	7.2
90	8.4
100	9.3

\* R = resistencia de puesta a tierra

\*\* T = número de desconexiones por 100  
millas por año

Del cuadro VIII-3.2 puede verse que para el máximo valor de resistencia de puesta a tierra permitido por las normas de INECEL (Ref. 15) : 30 Ohms; y, para estructuras con cadenas de 16 aisladores (condiciones atmosféricas normalizadas) se tienen 1.114 desconexiones por 100 millas por año, lo cual implica que, con el número de aisladores indicado, el comportamiento de la línea de transmisión frente a sobretensiones de origen atmosférico es satisfactorio.

El número de aisladores requeridos para condiciones atmosféricas diferentes de las normalizadas y que darán el comportamiento indicado anteriormente, se presenta en el cuadro III-2.2 del Capítulo Tercero.

El comportamiento que tendrá la línea frente a sobretensiones de origen atmosférico es compatible con la importancia de la línea; y, es representativo de líneas diseñadas "a prueba de rayos" (Ref. 24-57)

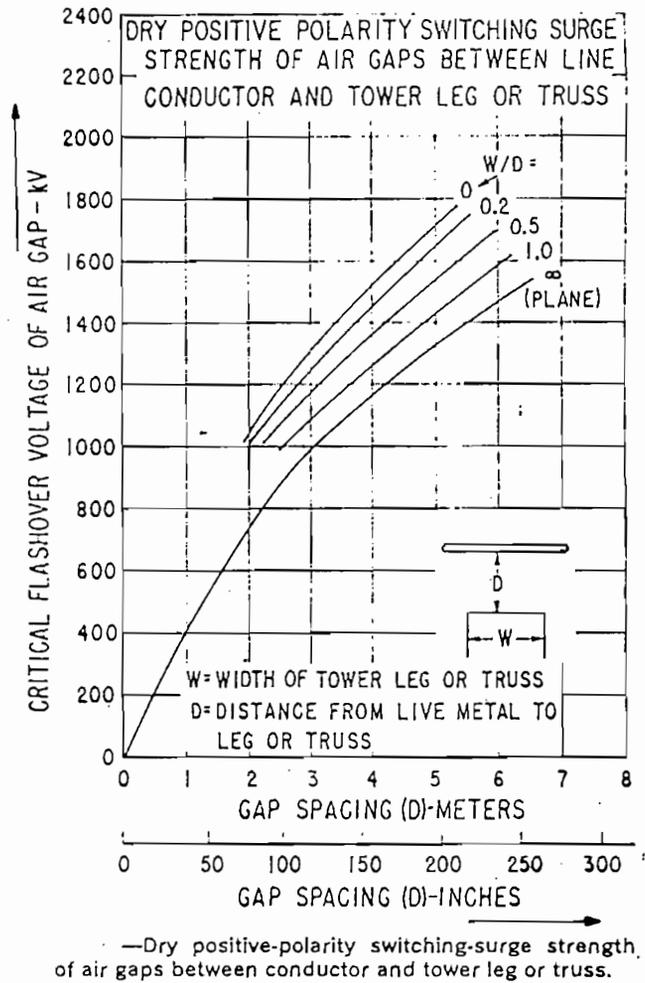


Fig. VIII-1

Rigidez dieléctrica de espaciamentos entre conductor y miembros transversales o verticales de las torres, para sobretensiones de maniobra de polaridad positiva (en seco). (Ref. 13)

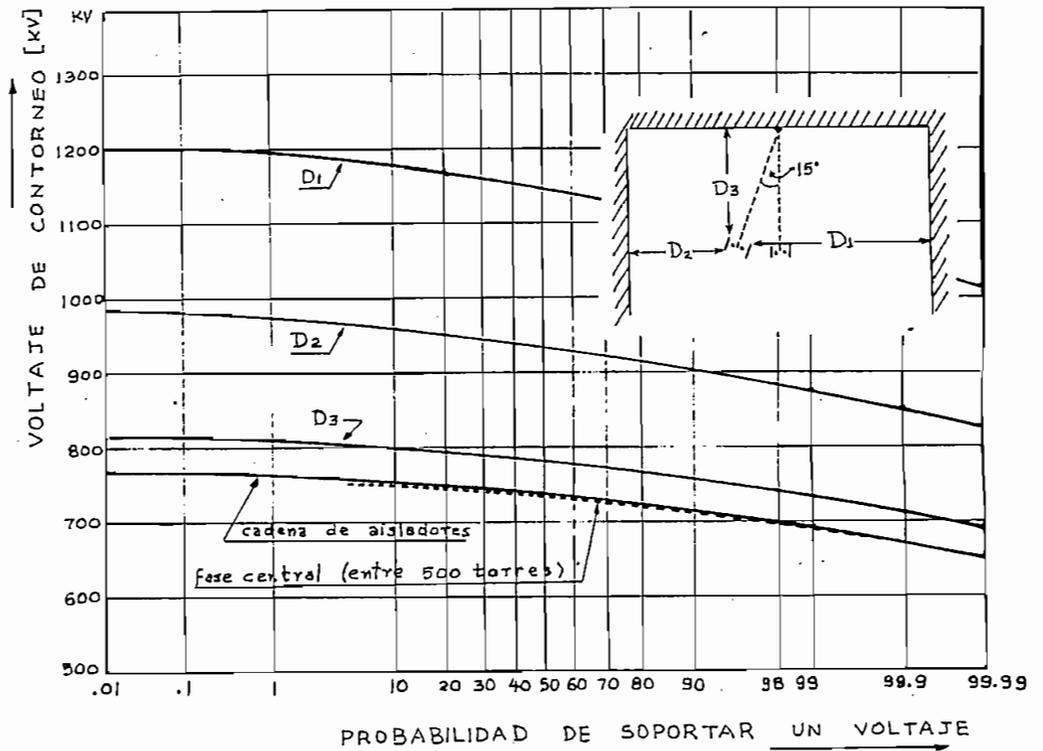


Fig. VIII-2

Probabilidad de que el ensamblaje central de una torre (entre 500 en paralelo que tiene la línea Paute - Guayaquil) soporte un nivel de voltaje dado.

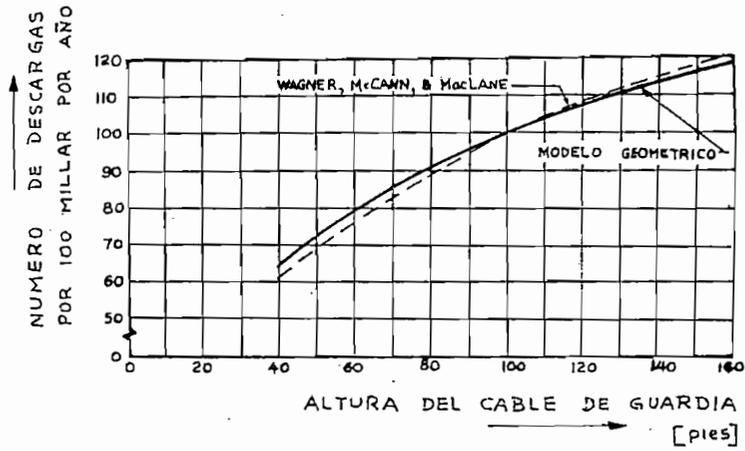


Fig. VIII-3 Número de descargas a la línea como función de la altura del cable de guardia (para un nivel isocerámico igual a 30) (Ref. 60)

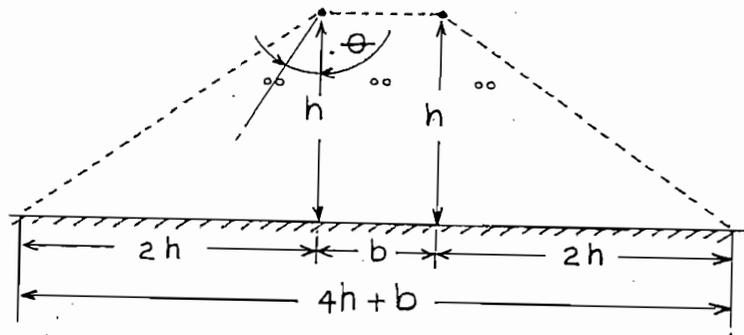


Fig. VIII-4 Ancho del corredor que es apantallado por los cables de guardia (Ref. 13).

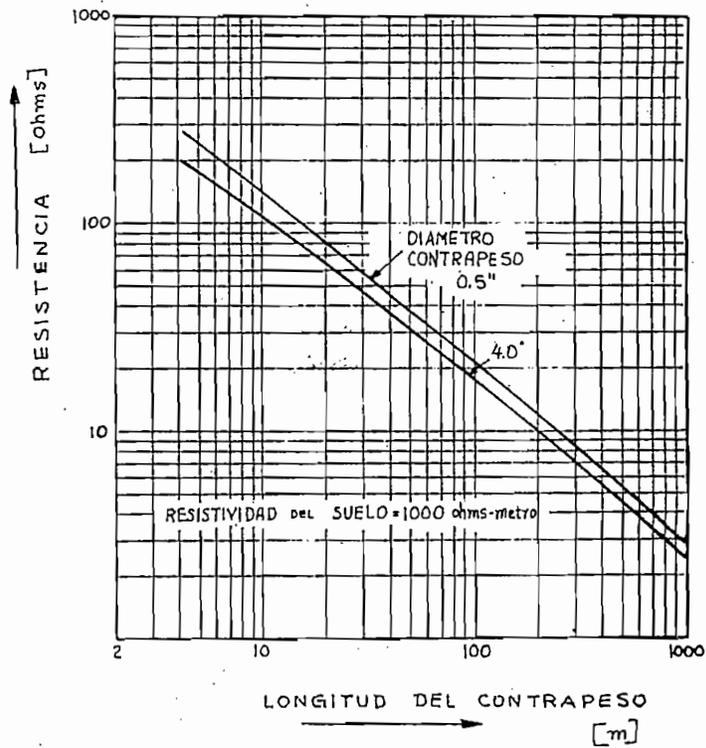


Fig. VIII-5 Resistencias de contrapesos en función de su longitud y diámetro para una determinada resistividad del terreno. (Ref. 13)

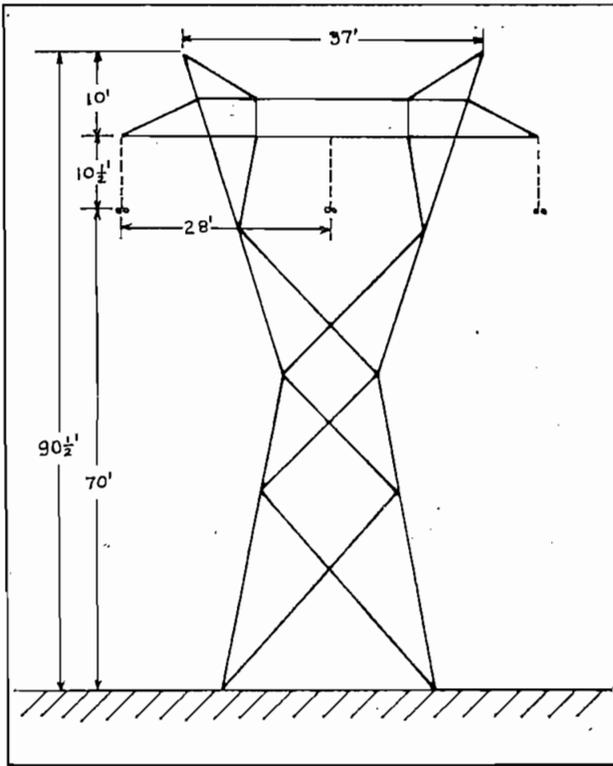
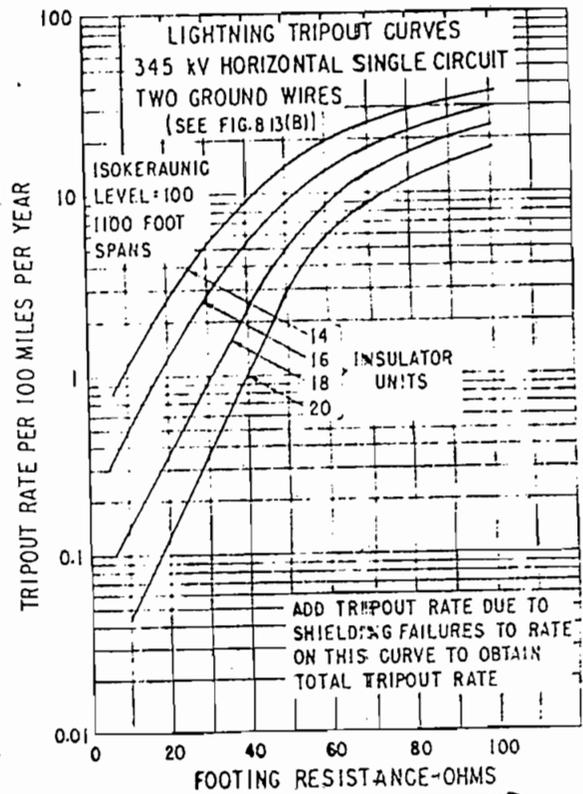


Fig. VIII-6 Esquema básico de una torre para líneas de 345 KV. (Ref. 13)

Fig. VIII-7 (derecha)  
Curvas de desconexiones debidas a descargas atmosféricas para líneas con fases en disposición horizontal, simple circuito y dos cables de guardia (345 KV). (Ref. 13)



-Lightning tripout curves, 345-kV horizontal single-circuit, two ground wires.

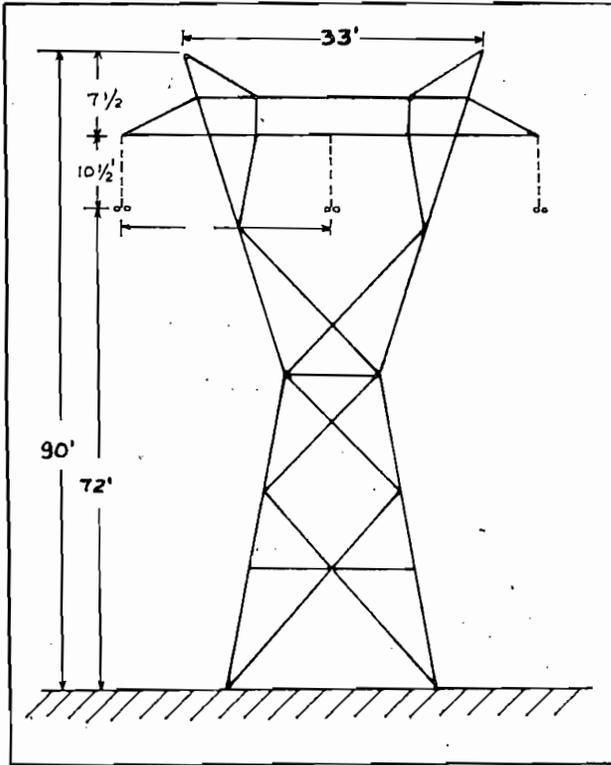
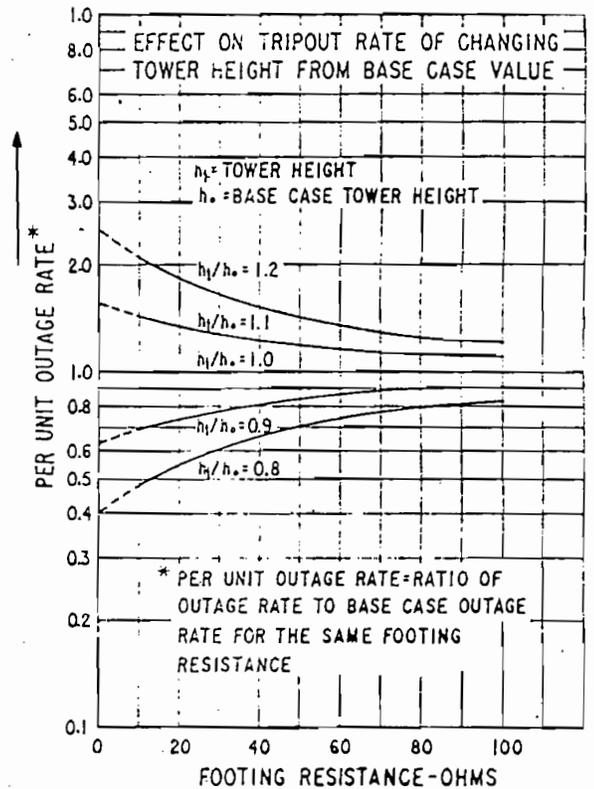


Fig. VIII-8 (izquierda)  
Esquema de las torres a emplearse en el sistema de transmisión Paute-Guayaquil.

Fig. VIII-9 (derecha)  
Efecto del cambio de altura (de la torre en diseño con relación a la torre del caso básico) en la proporción de desconexiones que pueden presentarse en la línea, por descargas atmosféricas. (Ref. 13)



-Effect on tripout rate of changing tower height from base-case value.

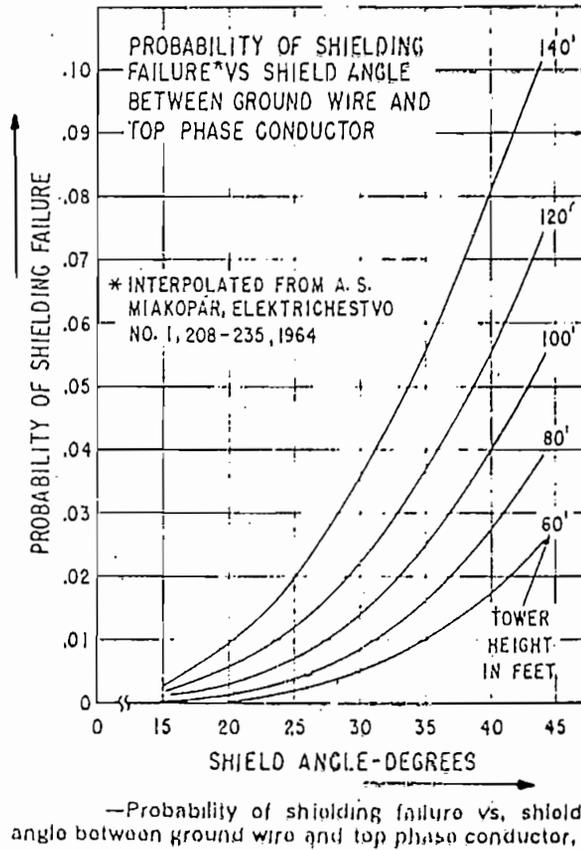


Fig. VIII-10 Probabilidad de falla del apantallamiento en función del ángulo entre el cable de guardia y el conductor de las fases externas (ángulo de apantallamiento) (Ref. 13)

## CAPITULO IX

CONCLUSIONES

El presente Capítulo contiene las conclusiones generales que han sido obtenidas de la Selección y Coordinación del Aislamiento para el sistema de Transmisión Paute - Guayaquil.

Cabe anotarse que las conclusiones presentadas en este Capítulo son de orden general y se ha tratado, en lo posible, de no repetir las conclusiones ya enunciadas a lo largo del presente trabajo.

Las conclusiones generales son las siguientes:

- El factor determinante en la selección y coordinación del aislamiento para el sistema de transmisión Paute - Guayaquil (345 KV) es el correspondiente a las sobretensiones debidas a maniobras.
- Deberán tomarse medidas especiales para reducir la magnitud de las sobretensiones de maniobra, mediante el empleo de equipo adecuado para este fin; en especial mediante el empleo de disyuntores con resistencias de preinserción y que esten libres de reencendido.
- Los estudios relativos a las sobretensiones de maniobra: magnitud, forma de onda, limitación de su valor máximo, probabilidad, etc., así como también de la determinación del equipo adecuado y características requeridas para que este equipo limite los valores de las sobretensiones de maniobra deberán ser realizados por medio de analizador de transitorios y/o computadoras.

- Con el criterio de reducir la magnitud de las sobretensiones de maniobra a un valor de 2 pu (valor recomendado por diversas publicaciones técnicas que se refieren a este tema), los mínimos requerimientos de aislamiento para condiciones meteorológicas normalizadas están determinados por las sobretensiones de origen atmosférico pues debido a la importancia de la línea, esta será diseñada a "prueba de rayos".
- Para condiciones meteorológicas diferentes de las normalizadas, los mínimos requerimientos de aislamiento, con los criterios asumidos, están determinados por las sobretensiones de maniobra.
- De los dos puntos precedentes se concluye que los factores de corrección por condiciones meteorológicas diferentes de las normalizadas, son más severos para las sobretensiones de maniobra que para las de origen atmosférico.
- Las sobretensiones a frecuencia industrial no son determinantes en los requerimientos mínimos de aislamiento de la línea de transmisión; pero juegan papel importante en la selección del tipo de pararrayos, por consiguiente en la determinación del nivel básico de aislamiento del equipo eléctrico de las subestaciones.
- Con las torres típicas escogidas, las fases localizadas en el centro de las mismas, requieren cadenas con mayor número de aisladores que las necesarias para las fases externas; esto pone de relieve el "efecto de proximidad" de las torres.
- Por cuanto la línea de transmisión Paute-Guayaquil será (I Etapa)

la única que transporte la energía desde el punto de generación al área de consumo, factor importante en el diseño de esta línea es la continuidad de servicio por cuya razón se ha previsto la protección de la línea con dos cables de guardia cuya localización y ángulo de apantallamiento han sido determinados de tal manera que la línea este perfectamente apantallada.

- Para obtener un adecuado comportamiento de la línea de transmisión frente a sobretensiones de origen atmosférico es necesario a más de un buen apantallamiento con cables de guardia, el tener valores bajos de resistencias al pie de las torres, los mismos que pueden ser conseguidos empleando ya sea varillas de puesta a tierra o conductores enterrados (contrapesos) y conectados a las torres; el empleo de cualquiera de estos medios de obtención de valores bajos de resistencia al pie de las torres depende del valor que se desee obtener, y de las características de resistividad que presente el terreno.
- Por cuanto uno de los factores que afectan el comportamiento de una línea de transmisión son las descargas atmosféricas es necesario tener un mejor conocimiento de los valores cerámicos que a lo largo de la línea de transmisión se han presentado por cuya razón es necesaria la instalación de estaciones meteorológicas que reporten estos valores cerámicos para de esta manera tener datos fiables y, en mayor número.
- Por cuanto el grado de puesta a tierra del sistema incide directamente en las sobretensiones que a frecuencia industrial pueden ob

tenerse en las fases sanas, en caso de una falla de fase a tierra y a su vez estas sobretensiones constituyen uno de los factores de terminantes en la selección del nivel de aislamiento del equipo de las subestaciones; es necesario, desde el punto de vista de las so bretensiones que el sistema esté efectivamente puesto a tierra.

- El que un sistema sea sólida o efectivamente puesto a tierra, como se dijo anteriormente, es mucho mejor desde el punto de vista de las sobretensiones pues permite el empleo de pararrayos con niveles de protección más bajos, lo cual permite la utilización de equipos que tengan un BIL reducido lo cual significa un ahorro notable en el costo de estos equipos empleados en las subestaciones, especial mente de transformadores y autotransformadores.
- En lo que se refiere a la protección de las subestaciones contra descargas directas, pueden emplearse ya sean cables de guardia, varillas o mástiles, dependiendo de las facilidades que presente la configuración de las subestaciones.
- La protección del equipo de las subestaciones frente a ondas viajeras se hará mediante el empleo de adecuados pararrayos, los mismos que deberán estar localizados lo más cerca del equipo protegido, especialmente de los autotransformadores que constituyen la parte más importante y costosa en la subestación.
- Deberá emplearse pararrayos que ofrezcan menores niveles de protección lo cual hace posible la reducción del nivel de aislamiento del equipo y por consiguiente proporciona un ahorro notable en el costo del equipo- (Existen pararrayos cuyas características de pro-

tección hacen posible una reducción de 2 e inclusive 3 pasos en los niveles de aislamiento del equipo protegido).

- Finalmente deben tenerse presente que si bien el tener un sistema efectivamente puesto a tierra implica tener valores más altos de corrientes de falla, las ventajas que se tienen con este grado de puesta a tierra han hecho que este sea el método predominante de puesta a tierra en sistemas de alto y extra alto voltaje.

## BIBLIOGRAFIA

- 1 CHAS T. MAIN International Inc. Engineers  
Proyecto Paute. Informe de Factibilidad  
Boston - Massachusetts; 12-11-71
- 2 INMH Anuarios Meteorológicos del Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología  
Quito - Ecuador, 1961 - 1970
- 3 MORRIS THOMAS Choice of Insulation and Surge Protection of Overhead Transmission Lines of 33 KV. and above.  
Technical Report O/T14 - 1956  
The British Electrical and Allied Industries Research Association.
- 4 DEPARTAMENTO DE ALTA TENSION - Facultad de Ingeniería Eléctrica - Escuela Politécnica Nacional  
Estudio Tentativo de Niveles Isokeraúnicos en la República del Ecuador.  
Quito, Abril de 1971
- 5 ITALCONSULT - Estudio General del Sistema Eléctrico  
Informe General - Proyecto Pisayambo - Primera Etapa  
Italconsult - Consultores Internacionales - Inconec  
Mayo de 1971.
- 6 CIER Sobretensiones y Niveles de Aislación en Sistemas de Transmisión de Tensiones iguales o superiores a 60 KV en los países Miembros del CIER.  
Tomos II - III, Septiembre 1969, Santiago de Chile
- 7 FRANCO VAZQUEZ Subcomité de Ingeniería de Sistemas Eléctricos - CIER.  
Tomo I, Septiembre 1970, Montevideo , Uruguay
- 8 STEVENSON Elements of Power System Analysis.  
2da. Edition - Mack Graw Hill Book Company INC  
1962
- 9 A.B. WOOD Trends in Overhead Transmission Lines - Part I  
A review of practice throughout the world. Electrical Times  
16 May 1963

- 10 RUSCK - RATHSMAN Series Capacitor and Double Conductors in the Swedish Transmission System. Electrical Engineering January 1950
- 11 N. SALAZAR Apuntes de clases de Instalaciones Eléctricas dictadas por el Profesor PRINZ en la Universidad Técnica de Mú-nich - Alemania, 1970
- 12 GIACOMO 330 KV. Transmission Lines in Southern Nigeria and Niger river crossing IEE Progress in Overhead Lines and Cables for 220 KV. and Above. Conference Publication Number 44 September 1968, Savoy Place - London W.C. 2
- 13 EHV TRANSMISSION LINE REFERENCE BOOK Project EHV General Electric Company Pittsfield - Massachusetts Edison Electrical Institute 1968 New York N.Y. USA.
- 14 G.N. ALEXANDROV Theory of Bundle Conductors - IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems - Volumen PAS - 88 Number 6 - June 1969
- 15 INECEL Especificaciones Técnicas Generales para Proyecto y Construcción de Líneas de Transmisión Quito - Ecuador
- 16 NORMAS VDE 0210 Regulations for Construction of Overhead Power Lines VDE 0210/5.62 (Engl.) Verband Deutscher Elektro-techniker, Franckfurt/Germany
- 17 N. SALAZAR Cálculos Preliminares del vano económico para la Línea de Transmisión Paute - Guayaquil. Departamento de Diseño Electromecánico - INECEL. Quito - Ecuador, 1972
- 18 ALCAN Catalogo de Conductores Desnudos Alcan Sales Inc., New York N.Y. EE.UU.
- 19 LEWIS The protection of transmission Systems Against Lightning - Dover Publications Inc. New York, U.S.A. Junio 1965

- 20 MORTLOCK A.C. Switchgear. Vo. one  
A survey of requirements - London Chapman & Hall Ltd.  
37 Essex Street W.C.2 1956
- 21 IEC Insulation Coordination Publication 71  
International Electrotechnical Commission  
Fourth Edition 1967 - Bureau Central de la Commission Electro-  
technique Internacinale - Genove - Suisse,
- 22 NGK INSULATORS. Catalog Number 65  
NGK Insulator Ltd. Mizuho, Nagoya, Japan
- 23 IEC High Voltage test Techniques. Publication 60  
International Electrotechnical Commission  
Second Edition - 1962
24. CLAYTON Basic Parameters in Determining the Insulation Require-  
ments of Transmission Lines.  
AIEE Transactions Part III, Power Apparatus and Systems,  
Volume 81 - 1962
- 25 F. VAZQUEZ Sobretensiones en Sistemas de energía (Generalida-  
des). Sobretensiones y Niveles de aislación en Sistemas de Trans-  
misión de Tensiones iguales o superiores a 60 KV. en los países  
miembros del CIER, Tomo III - 1969
- 26 WESTINGHOUSE Electrical Transmission and Distribution Reference  
Book by Central Station Engineers of the Westinghouse Electric  
Corporation - Fourth Edition - Fifth Printing  
East Pittsburgh Pennsylvania. U.S.A.
- 27 IEC 99-1 A Supplement to Publication 99-1 (1958)  
Recomendations for lightning arresters Part I: Non-linear resistor-  
type arresters.  
Bureau Central de la Comissison Electrotechnique Internationale  
Geneve - Suisse , 1965
- 28 PETERSON. Transients in Power Systems  
Dover Publications, Inc. New York U.S.A. 1966
- 29 BEWLEY: Traveling waves on transmission Systems. General Electric  
Company Second Edition  
Dover Publication, Inc. New York, 1963

- 30 H. HESSE Power System Analysis - Notes for Power Systems Engineering Course  
Power Generation Engineering Section  
Electric Utility Engineering Operation  
General Electric Company Schenectady, New York, 1969 - 1970
- 31 RODAS Estudio de una línea de transmisión mediante un modelo  
Tesis de Grado  
Escuela Politécnica Nacional, Quito-Ecuador 1969
- 32 DE OLIVEIRA Sobretensões e coordenação de isolamento em sistemas trifásicos de energia eléctrica de tensão igual ou superior a 60 KV. CIER Tomo III, Santiago de Chile, 1969
- 33 TASHINI-MAGAGNOLI Statistical switching overvoltage distributions on an EHV Transmission System. IEE Conference Publication No. 44 Progress in overhead lines and cables for 220 KV. and above.
- 34 SWITCHING SURGE, Part III: Field and Analyzer Results for Transmission Lines. Past, Present and Future Trends. IEEE committee report  
IEEE Transaction on PAS, Vol. 89 No. 2, Febrero 1970
- 35 ENGINEERING ANALYSIS FOR ELECTRIC POWER SYSTEMS  
Electric Utility Engineering Operation - General Electric  
GET-347 Schenectady, New York
- 36 GENERAL ELECTRIC. Surge Phenomena in Power Systems  
Text Books for Power Systems Engineering Courses  
Schenectady N.Y. USA 1970-1971.
- 37 ENERGIZATION OF Transmission Lines - Resistor Preinsertion Surge Phenomena in Power Systems  
Power Systems Engineering Course, General Electric
- 38 HEDMAN - JOHNSON - TITUS - WILSON Switching of Extra High Voltage circuits. Surge Reduction with Circuit Breaker Resistor, General Electric GER 2405, 1964
- 39 A. MENA Introducción al estudio de fenómenos transitorios en líneas de transmisión - Escuela Politécnica Nacional, Quito-Ecuador 1972.

- 40 ALEXANDER Switching Surges on Northern States Power Company's 345 KV circuits. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems Volume PAS-88 Number 6, June 1969
- 41 TRANSFORMER CONNECTIONS. Including Autotransformer Connections. General Electric Company GET-2J. Dec. 1970
- 42 CLIFF. The Coordination of Insulation of High-Voltage Electrical Insulations. The Proceedings of the Institution of Electrical Engineers Vol. 101- No. 128, March 1954
- 43 WESTINGHOUSE Lightning Arresters. Descriptive Bulletin - 38-221 March 1970
- 44 IEC Lightning Arresters. Part 1: Non Linear resistor type arresters for A.C. Systems. Publication 99-1 Second Edition 1970 Bureau Central de la IEC Geneve, Suisse
- 45 General Electric New Thyrite ALUGARD Station Lightning arresters GEA-7687A Distribution Protective Equipment Department Pittsfield, Mass. USA.
- 46 Simplified Method for determining permissible separation between arresters and transformers AIEE working group of the Lightning Protective Devices Subcommittee IEEE Transactions on PAS Special Supplement 1963
- 47 FARRY Tertiary windings in autotransformers AIEE Transactions Part III Power Apparatus and Systems 1961.
- 48 WAGNER- EVANS Symmetrical Components McGraw Hill Book Company Inc. New York and London 1933
- 49 NEWMAN - PARICH Insulation Coordination in High Voltage Stations. The English Electrical Journal.
- 50 GRISCOM-DILLARD-HILEMAN Direct Stroke Protection of High-Voltage Switching Stations and Transformers AIEE June 1955.

- 51 Insulation Coordination  
General Electric Surge Phenomena Course  
Sessions 28, 29 ; Schenectady N.Y. 1971
- 52 Switching Surge I - Phase to Ground Voltages  
AIEE Committee Report  
P.A.S. Volume 80 Part III, June 1961
- 53 Insulation Coordination in High and Medium Voltage Instalations  
The Brown Boveri Review, Vol. 51, No. 6  
Baden June 1964.
- 54 New Lightning Arresters for Voltages from 4.5 to 750 KV.  
The Brown Boveri Review, Vol. 51, No. 6  
Baden June 1964
- 55 Coordination of External Insulation for EHV Transformers  
IEEE Committee Report. IEEE Transactions on PAS  
Volume PASS-90 Number 5. Spetember/October 1971
- 56 PARIS New Trends in Insulation Coordination application on new  
IEC specifications - ASEA JOURNAL - Asea Power Symposium 1971  
Volumen 44, No. 5 1971.
- 57 Experiencia sobre protecciones contra sobretensiones - CHILECTRA  
ENDESA - Compañía General de Electricidad Industrial, CIER.  
Subcomité de Ingeniería de Sistemas Eléctricos. Sep. 1970  
Montevideo - Uruguay.
- 58 Switching Surges: II - Selection of Typical Waver for Insulation  
Coordination  
IEEE Committee Report  
IEEE Transactions on PAS Vol. 85 - No. 10 Oct. 1966
- 59 A method of Estimating Lightning Performance of Transmission Lines  
AIEE Committee Report, Vol. 69 - 1950
- 60 YOUNG - CLAYTON - HILEMAN Shielding of Transmission Lines  
IEEE Transaction on PAS Special supplement 1963
- 61 RODRIGEZ Aislamiento de líneas de alta tensión y su coordinación  
con el resto del sistema UNESA Terceras Jornadas Técnicas sobre  
transporte de energía eléctrica, Madrid 1962

- 62 SCHWAB Líneas aéreas a prueba de descargas atmosféricas  
Boletín SEV tomo 55 - No. 3 - 1964
- 63 PRIS - SFORZINI. L'isolamento delle linee a 380 KV: criteri di  
progetto dedotti da una serie di prove comparative  
Publ. III - 1964
- 64 SPORN - GROSS A Quarter Century of Experience in Insulation  
Coordination: Basic Philosophy, Application and operating Expe-  
rience on the American Gas and Electric Company System. AIEE  
Transaction Paper No. 57 - 172
- 65 BREVER - Arrester Protection of High Voltage Stations Against  
Lightning  
AIEE Power Apparatus and Systems August 1960
- 66 KELSALL EHV Apparatus Application Proceedings of the American  
Power Conference Volume 31 - 1969 Illinois Institute of Technology  
USA.
- 67 GENERAL ELECTRIC Apparatus Handbook  
General Electric Company Schenectady N.Y.
- 68 WESTINGHOUSE General Catalog  
Westinghouse Electric Corporation  
Pittsburgh - Pennsylvania - USA.