

**ESCUELA SUPERIOR
POLITECNICA DEL LITORAL**

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA

**Análisis de Sobrevoltajes Transientes Producidos por
Descargas Atmosféricas y Coordinación de
Aislamientos en Sistemas de Potencia de Alta Tensión**

TESIS DE GRADO
PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO
DE

INGENIERO EN ELECTRICIDAD
ESPECIALIZACION POTENCIA
PRESENTADA POR

XAVIER OREJUELA R.

GUAYAQUIL ECUADOR
1982

AGRADECIMIENTO

AL ING. JOSE LAYANA
Director de Tesis, por
su ayuda y colabora -
ción para la realiza -
ción de este trabajo.

DECLARACION EXPRESA

"La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta tesis, me corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL".

(Reglamento de Exámenes y Títulos profesionales de la ESPOL).

Xavier Orejuela R.

XAVIER OREJUELA ROMERO

207

R E S U M E N

El objetivo, es la determinación de las características de la onda de impulso de los sobrevoltajes producidos por descargas atmosféricas, y la coordinación de aislamiento contra este tipo de sobrevoltajes en sistemas de potencia de alta tensión.

En este trabajo se han desarrollado dos programas de computación grabados en diskette en el sistema IBM - s - 34, cuyos resultados nos permite obtener los objetivos anotados. Estos programas se denominan COSVT y CASAT.

El programa COSVT da como resultado la magnitud y forma de onda de las sobretensiones, en las barras o torres cercanas al punto donde descarga el rayo sobre la línea de transmisión.

El programa CASAT da como resultado la coordinación de los niveles de aislamiento de los diferentes tipos de aislación utilizados en sistemas de potencia de alta tensión, teniendo en consideración el voltaje de operación del sistema, los sobrevoltajes de origen externo y las características ambientales y contaminantes de las zonas donde se encuentran ubicados los elementos que constituyen el sistema de transmisión.

Los datos obtenidos nos permite tener una idea de la magnitud de los sobrevoltajes a esperar por efectos de disturbios externos, y la manera de especificar los niveles de aislamiento

para la compra de los equipos e instalaciones en particular -
para sistemas de potencia de alta tensión.

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL
Dpto. de Ingeniería Eléctrica
BIBLIOTECA

Inv. No. _____

I N D I C E G E N E R A L

	Pág.
RESUMEN	VI
INDICE GENERAL	VIII
INTRODUCCION	12
I FUNDAMENTOS TEORICOS	13
1.1. Introducción	15
1.2. Parámetros de una línea de transmisión	19
1.3. Ecuación de la onda viajera en una línea de - transmisión	19
1.3.1. Línea semi-infinita sin pérdidas	26
1.3.2. Línea semi-infinita sin distorsión... ..	27
1.4. Teoría de ondas viajeras	28
1.5. Conversión de la teoría de onda en teoría de circuito de corriente alterna	33
1.5.1. Determinación del circuito equivalente en corriente alterna de la onda viaja- ra	34
1.5.2. Establecimiento de frontera de los - circuitos	35
1.5.3. Interpretación de los voltajes calcula <u>dos</u> dos	36
II SOBREVOLTAJES TRANSIENTES DEBIDO A DESCARGAS AT- MOSFERICAS	39

2.1. Fuentes de los sobrevoltajes transientes ...	39
2.1.1. Descargas Directas	39
2.1.2. Descargas Indirectas	46
2.1.3. Diagrama de Lattice	49
2.2. Estimación de las sobretensiones por descargas atmosféricas	52
2.3. Descripción del programa para obtener el oscilograma del sobrevoltaje en el dominio del tiempo	55
2.3.1. Introducción	55
2.3.2. Glosario de Variables	56
2.3.3. Desarrollo del programa	59
2.3.4. Diagrama de Flujo	70
III PROTECCION DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA CONTRA SOBRETENSIONES PRODUCIDAS POR DESCARGAS ATMOSFERICAS	75
3.1. Introducción	75
3.2. Protección de líneas aéreas	77
3.2.1. Hilos de guarda	77
3.2.2. Puesta a tierra	82
3.2.3. Formas de disminuir la resistencia de impulso de tierra	83
3.3. Protección de subestaciones	85
3.3.1. Pararrayos	87
3.3.2. Selección de las características del	

pararrayos	90
3.3.3. Ubicación del pararrayos	93
3.4. Protección de máquinas rotativas	99
3.4.1. Sistema fundamental de protección	100
3.4.2. Protección al neutro de la máquina ...	102
IV COORDINACION DE AISLAMIENTO EN LOS SISTEMAS DE ALTA TENSION CONTRA SOBRETENSIONES PRODUCIDAS POR DESCARGAS ATMOSFERICAS	
4.1. Introducción	105
4.2. Procedimiento de coordinación de aislamiento - en sistemas de alta tensión	107
4.2.1. Coordinación de aislamiento en líneas aéreas	108
4.2.2. Coordinación de aislamiento en subestaciones eléctricas	113
4.3. Descripción del programa para coordinación de aislamiento en sistemas de alta tensión.	123
4.3.1. Generalidades	123
4.3.2. Glosario de variables	124
4.3.3. Desarrollo del programa	129
4.3.4. Diagrama de Flujo	152
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	163

INTRODUCCION

Este trabajo teórico práctico se escribió en respuesta a la importancia que tiene el tema en los sistemas de potencia de alta tensión, desde el punto de vista de selección de equipos de protección y coordinación de aislamiento.

En el se encuentran interesantes capítulos que están orientados a las condiciones, problemas y opiniones que he considerado las más apropiadas y precisas, las cuales han resultado de un valor incalculable y son en gran parte responsables del hecho de esta tesis.

El autor sabe bien que hay excelentes trabajos en la rama eléctrica, particularmente en lo que se refiere a estudio de fenómenos transientes en sistemas de potencia, y no pretende que el presente trabajo vaya a ser necesariamente mejor o más rico que los que se han escrito.

Considerando que en los últimos años en el país, los sistemas de potencia han sufrido cambios notables, como resultado del acelerado desarrollo tecnológico y muy particularmente en el aspecto de transmisión y generación de energía eléctrica en los cuales se plantean problemas de dimensionamiento de los niveles de aislamientos, de los elementos que forman parte del sistema de transmisión, que deben ser analizados y coordinados de una manera adecuada desde el punto de vista técnico-

y económico, teniendo en consideración factores como son: - voltaje de operación del sistema, disturbios transitorios de origen externo, condiciones ambientales y contaminantes de las diversas zonas en donde se desarrollan los sistemas de transmisión en el país.

En vista de ello el trabajo se ha desarrollado, contemplando en el capítulo primero, aspectos teóricos de conceptos de on das viajeras en líneas de transmisión, ya que cuando ocurre un disturbio de origen externo sobre un sistema de potencia eléctrica, existe una respuesta del sistema a éste disturbio, y que se manifiesta por lo general como un sobrevoltaje cuya magnitud puede ser varias veces el voltaje nominal del sistema representada por un tipo de onda de alta frecuencia y no periódica que se conoce como onda de impulso.

El capítulo segundo, trata específicamente sobre fenómenos transientes de origen externo y en su parte final se desarrolla un programa de computación que determina el oscilograma del sobrevoltaje en el dominio del tiempo, en las barras o torres cercanas al punto donde descarga el rayo.

El capítulo tercero desarrolla métodos de protección contra descargas atmosféricas en los sistemas de potencia.

El capítulo cuarto desarrolla un procedimiento de coordinación de aislamiento en sistemas de potencia de alta tensión,

·considerando que los sobrevoltajes producidos por descargas atmosféricas, voltaje de operación del sistema, características ambientales y efectos contaminantes, imponen las condiciones decisivas en el dimensionamiento y coordinación de los niveles de aislamiento, en la parte final se desarrolla un programa de computación que determina las características de aislamiento considerando los parámetros antes mencionado.

En lo que respecta al desarrollo del tema, me considero sumamente afortunado de haber podido contar con la colaboración de los profesores del departamento de ingeniería eléctrica, y en particular del señor ingeniero José Layana Director de esta Tesis quien hizo posible este producto final.

I FUNDAMENTOS TEORICOS

1.1 INTRODUCCION.

Los disturbios transitorios en los sistemas de transmisión de energía eléctrica, originan sobrevoltajes transitorios cuya magnitud alcanza el valor de varias veces el voltaje nominal del sistema y se desplazan a lo largo de la línea en forma de ondas viajeras con características de propagación que depende del medio en el cual este fenómeno se presenta.

Estas sobretensiones transitorias someten a grandes esfuerzos dieléctricos a los aislamientos de los distintos componentes del sistema de transmisión, produciendo la ruptura del aislamiento, ocasionando de esta forma fallas en el sistema de potencia.

Este tipo de situación ocasiona salidas frecuentes en las instalaciones que provocan interrupciones del suministro de energía eléctrica. Por lo que es importante el conocimiento de las características de estas sobretensiones transitorias desde el punto de vista de diseño de aislamiento y selección de equipos de protección para determinar las características de los niveles de aislamientos de los elementos que forman parte del sistema y la protección de los mismos con el objeto de minimizar las

interrupciones del suministro de energía eléctrica, teniendo en cuenta consideraciones técnicas y económicas.

Las sobretensiones transitorias en los sistemas de transmisión de energía eléctrica, se originan por las siguientes causas:

a) Disturbios de origen externo

Las descargas atmosféricas, se consideran como fuentes de fenómenos transitorios de origen externo que producen sobrevoltajes transientes, cuando inciden directamente sobre las instalaciones del sistema o descargan en puntos cercanos a las líneas de transmisión. Estos sobrevoltajes transitorios son los más frecuentes y peligrosos en las instalaciones de los sistemas de potencia, ya que someten a los aislamientos de las líneas de transmisión y en particular a los equipos conectados a ellas, a esfuerzos dieléctricos que superan los niveles básicos de aislamientos.

El conocimiento de las características de estos sobrevoltajes, es un factor decisivo en la determinación de la protección y selección de los niveles de aislamientos en los sistemas de alta tensión (hasta 345 Kv).

b) Disturbios de origen interno

Los sobrevoltajes transientes de origen interno son provocados por alteraciones en la configuración funcional del sistema.

Estas modificaciones constitutivas se producen a consecuencia de apertura y/o cierre de interruptores conectados manualmente o por relés; esto es, por operaciones manuales o automáticas.

Como generalmente la apertura o cierre de un interruptor accionado manual o automáticamente produce una drástica alteración del sistema, tiene lugar un fenómeno que puede descomponerse en dos etapas sucesivas en el tiempo. La primera es de características transiente que en un lapso generalmente breve se atenúa y desaparece. La segunda es una condición temporaria de régimen permanente, producto de que el sistema que se supone funcionando en un estado de régimen normal antes de producirse la modificación, se ha visto alterado en su constitución y para volver a la normalidad es necesario el ajuste de varias condiciones, cosa que en parte se realiza automáticamente (regulados) y parte por complementación manual.

En la figura 1.1, se presenta un cuadro sinóptico de los orígenes, efectos y protección de fenómenos transitorios en los sistemas de potencia.

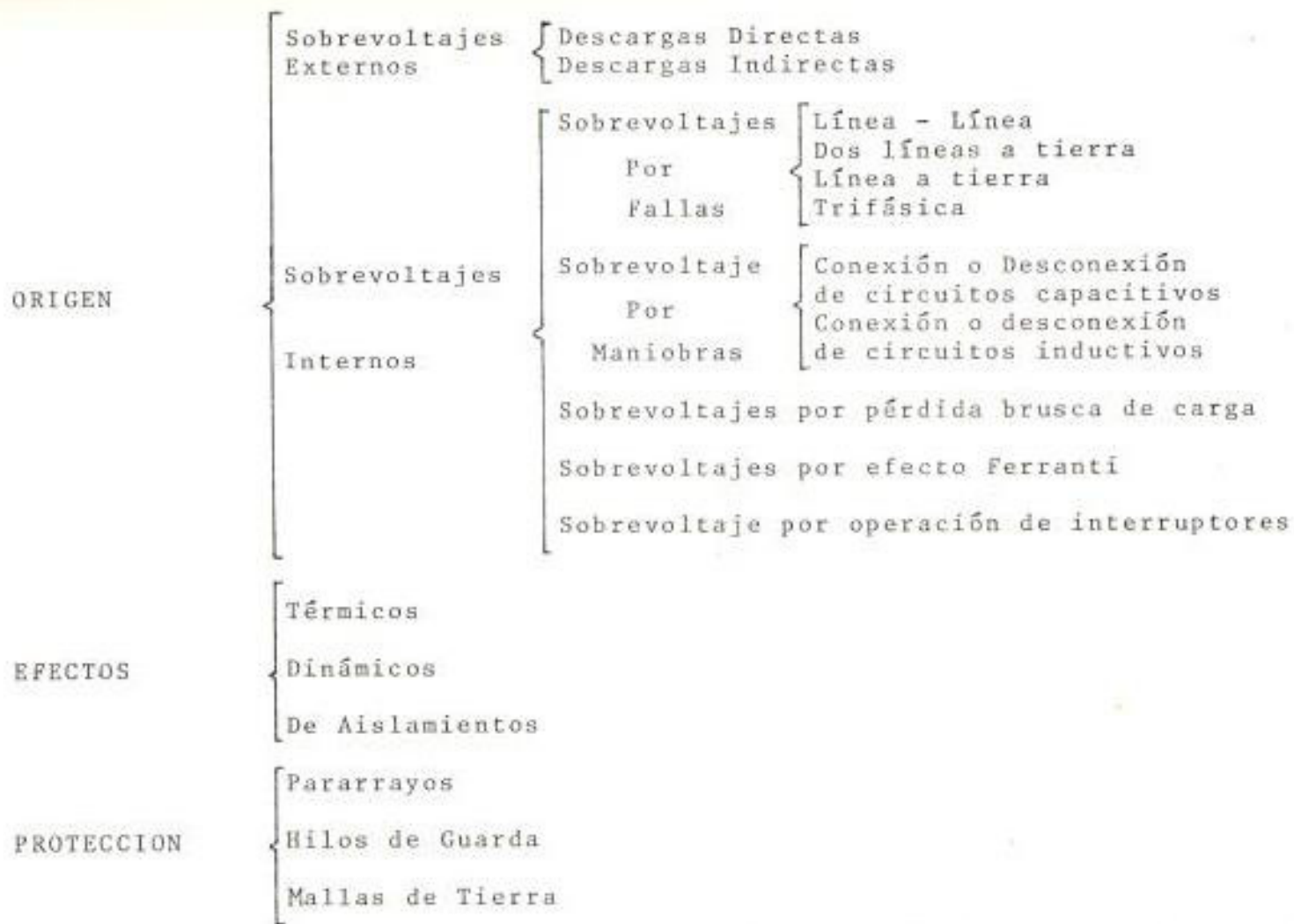


Fig.1.1 CUADRO SINOPTICO DE ORIGEN EFECTOS Y PROTECCION DE FENOMENOS TRANSIENTES EN SISTEMAS DE POTENCIA.

1.2 PARAMETROS DE UNA LINEA DE TRANSMISION

Cada elemento de longitud de una línea de transmisión - tiene cuatro parámetros, que están uniformemente distribuidos a lo largo de la línea, de modo que en cualquier punto, cada uno de ellos, tiene un valor por unidad de longitud expresado con relación al neutro.

El efecto neto de estos parámetros en una línea de transmisión, puede ser expresado en función de la impedancia, en serie Z , por unidad de longitud expresada en ohmio/km.

$$Z = R + j\omega L$$

y de la admitancia en derivación Y , por unidad de longitud expresada en mho/km.

$$Y = G + j\omega C$$

donde:

R = Resistencia en serie de la línea expresada en Oh/km.

L = Inductancia en serie de la línea expresada en Hy/km.

G = Conductancia de fuga en derivación expresada en Sm/k

C = Capacitancia en derivación de la línea expresada en faradios/km.

ω = Frecuencia angular expresada en Rad/seg²

1.3 ECUACION DE LA ONDA VIAJERA EN UNA LINEA DE TRANSMISION.

La ecuación de la onda viajera se la desarrolla, en base-

a una línea de transmisión uniforme definida a través de sus parámetros característicos distribuidos a lo largo de la línea, como se indica en la figura 1.2

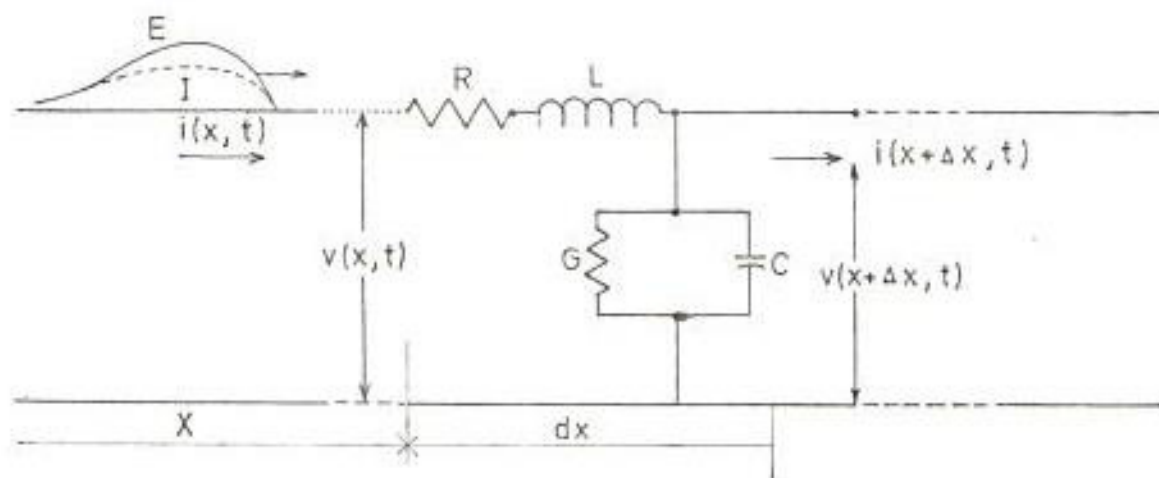


FIG. 1.2 CIRCUITO EQUIVALENTE DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

Se considera una sección infinitesimal dx de la línea; la caída de tensión que se produce en la sección elemental dx , cuando fluye una corriente variable en el tiempo a lo largo de la línea es expresada por:

$$-\frac{\partial v(x,t)}{\partial x} = Ri(x,t) + L \frac{\partial i(x,t)}{\partial t} \quad (1.1)$$

La variación de la corriente entre los extremos de la sección infinitesimal dx , cuando se aplica un voltaje varia-

ble en el tiempo, entre línea y tierra es expresada por:

$$-\frac{\partial i(x,t)}{\partial x} = Gv(x,t) + C \frac{\partial v(x,t)}{\partial t} \quad (1.2)$$

Aplicando la transformada de Laplace, con respecto a la variable tiempo, a las ecuaciones de voltaje y corriente establecidas en (1.1) y (1.2), quedan expresadas de la siguiente forma: cuando todas las condiciones iniciales son cero.

$$-\frac{\partial V(x,s)}{\partial x} = (sL + R) I(x,s) \quad (1.3)$$

$$-\frac{\partial I(x,s)}{\partial x} = (sC + G) V(x,s) \quad (1.4)$$

Derivando, con respecto a la variable x , las ecuaciones (1.3) y (1.4), después de sustituciones apropiadas tenemos:

$$\frac{\partial^2 V(x,s)}{\partial x^2} = (sL + R)(sC + G) V(x,s) \quad (1.5)$$

$$\frac{\partial^2 I(x,s)}{\partial x^2} = (sC + G)(sL + R) I(x,s) \quad (1.6)$$

Las ecuaciones (1.5) y (1.6), pueden ser expresadas también como:

$$\frac{\partial^2 V(x,s)}{\partial x^2} = \gamma^2(s) V(x,s) \quad (1.7)$$

$$\frac{\partial^2 I(x,s)}{\partial x^2} = \gamma^2 (s) I(x,s) \quad (1.8)$$

donde:

$$\gamma = \sqrt{(sC + G)(sL + R)} \quad (1.9)$$

γ = Constante de propagación.

$(sC+G)$ = Admitancia de la línea, expresada en Mho/km.

$(sL+R)$ = Impedancia de la línea, expresada en Ω /km.

La constante de propagación γ , es una expresión compleja definida de la siguiente forma:

$$\gamma = \alpha + j\beta \quad (1.10)$$

donde:

α = Constante de amortiguación

β = Constante de fase.

Las ecuaciones (1.7) y (1.8), representan las ecuaciones diferenciales básicas de voltaje y corriente en una línea de transmisión uniforme, cuya solución con respecto, a la variable x , puede ser expresada en la siguiente forma:

$$V(x,s) = C_1(s)e^{\gamma(s)x} + C_2(s)e^{-\gamma(s)x} \quad (1.11)$$

$$I(x, s) = C_3(s) e^{\gamma(s)x} + C_4(s) e^{-\gamma(s)x} \quad (1.12)$$

Las constantes de integración $C_1(s)$, $C_2(s)$, $C_3(s)$ y $C_4(s)$ no son totalmente independientes. Dos de ellas, pueden ser directamente relacionadas a las otras dos, sobre la base de las relaciones dadas por las ecuaciones: (1.3) y (1.4).

Las otras dos constantes, se evalúan estableciendo condiciones de frontera para $x = 0$ y $x = D$.

Derivando la ecuación (1.11), con respecto a la variable x , tenemos:

$$\frac{\partial V(x, s)}{\partial x} = -\gamma(s) \{ C_1(s) e^{\gamma(s)x} - C_2(s) e^{-\gamma(s)x} \} \quad (1.13)$$

Sustituyendo la ecuación (1.12) en (1.3), tenemos:

$$\frac{\partial V(x, s)}{\partial x} = (sL+R) (C_3(s) e^{\gamma(s)x} + C_4(s) e^{-\gamma(s)x}) \quad (1.14)$$

Igualando las ecuaciones (1.13) y (1.14), determinamos las constantes $C_3(s)$ y $C_4(s)$, quedando expresadas de la siguiente forma:

$$C_3(s) = - \sqrt{\frac{sC + G}{sL + R}} C_1 \quad (1.15)$$

$$C_4(s) = \sqrt{\frac{sC + G}{sL + R}} C_2 \quad (1.16)$$

Además se define:

$$Y_0 = \sqrt{\frac{sC + G}{sL + R}} \quad (1.17)$$

donde:

Y_0 = Admitancia característica de la línea.

Reemplazando las constantes $C_1(s)$ y $C_2(s)$, en la ecuación (1.12), tenemos:

$$V(s) = C_1(s) e^{\gamma(s)x} + C_2(s) e^{-\gamma(s)x} \quad (1.18)$$

$$I(s) = -C_1(s) Y_0(s) e^{\gamma(s)x} + C_2(s) Y_0(s) e^{-\gamma(s)x} \quad (1.19)$$

Para determinar los valores de las constantes $C_1(s)$ y $C_2(s)$, es necesario evaluar la ecuación de voltaje para algunos valores de x . Generalmente se hace la evaluación en los puntos extremos de la línea, así:

Para $x = 0$

$$C_1(s) + C_2(s) = V(0, s) \quad (1.20)$$

donde:

$v(0, s)$ = Voltaje inicial de la onda viajera.

Sustituyendo la ecuación (1.20) en (1.18) y (1.19), tenemos:

$$V(x, s) = C_1(s) e^{\gamma(s)x} + \{V(0, s) - C_1(s)\} e^{-\gamma(s)x} \quad (1.21)$$

$$I(x,s) = -Y_0 C_1(s) e^{\gamma(s)x} + Y_0 \{V(0,s) - C_1(s)\} e^{-\gamma(s)x} \quad (1.22)$$

Para determinar la constante $C_1(s)$, asumimos un punto a lo largo de la línea ($x = D$), donde la línea se asume terminada en una impedancia $Z_0(s)$, donde se establece la siguiente relación.

$$V(D,s) = Z_0(s) I(D,s) \quad (1.23)$$

Evaluando para $x = D$, en las ecuaciones (1.21) y (1.22), determinando la relación establecida en (1.23), la constante $C_1(s)$, queda expresada por:

$$C_1(s) = \frac{V(0,s) e^{-\gamma(s)D}}{\frac{1}{K(s)} e^{-\gamma(s)D} + e^{-\gamma(s)D}} \quad (1.24)$$

donde:

$$K(s) = \frac{Z_0(s) Y_0 - 1}{Z_0(s) Y_0 + 1} \quad (1.25)$$

Reemplazando la ecuación (1.24) en (1.21) y (1.22), las expresiones de voltaje y corriente queda expresada de la siguiente forma:

$$V(x,s) = \frac{e^{\gamma(D-x)}}{e^{\gamma D}} + \frac{K(s) e^{-\gamma(D-x)}}{K(s) e^{-\gamma(D)}} V(0,s) \quad (1.26)$$

$$I(x,s) = \frac{e^{-\gamma(D-x)} - K(s) e^{-\gamma(D-x)}}{e^{\gamma(D)} + K(s)} \frac{V(0,s)}{Z_0(s)} \quad (1.27)$$

1.3.1 LINEA SEMI - INFINITA SIN PERDIDAS

En líneas de alta tensión, la resistencia y la conductancia son despreciadas, en comparación con la inductancia y la capacitancia de la línea.

Por lo que se asume:

$$G = 0, \quad R = 0$$

Se obtiene; sobre las bases de las ecuaciones (1.9) y (1.17), lo siguiente:

$$\gamma = s\sqrt{LC} \quad (1.28)$$

$$Y_0 = \sqrt{C/L} \quad (1.29)$$

$$v = \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad (1.30)$$

donde:

v = Velocidad de propagación de la onda viajera.

Si, $D \rightarrow \infty$, las ecuaciones (1.26) y (1.27), se reducen a:

$$V(x,s) = V(0,s) e^{-s\sqrt{LC}x} \quad (1.31)$$

$$I(x,s) = Y_0 V(0,s) e^{-s\sqrt{LC}x} \quad (1.32)$$

Obteniendo la transformada inversa de Laplace, de las expresiones de voltaje y corriente, tenemos:

$$V(x,t) = V(0,t - x\sqrt{LC}) \quad (1.33)$$

$$I(x,t) = Y_0 V(0,t - x\sqrt{LC}) \quad (1.34)$$

1.3.2 LINEA SEMI-INFINITA SIN DISTORSION

Una línea semi-infinita se dice que no tiene distorsión cuando se cumple, lo siguiente:

$$\frac{R}{L} = \frac{G}{C} \quad (1.35)$$

Cuando $D \rightarrow \infty$, se obtiene:

$$Y = (s + \frac{R}{L}) \sqrt{LC} \quad (1.36)$$

$$Y_0 = \sqrt{C/L} \quad (1.37)$$

$$v = \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad (1.38)$$

Las expresiones de voltaje y corriente, quedan expresadas por:

$$V(x,s) = V(0,s) e^{-Rx Y_0} e^{-sx\sqrt{LC}} \quad (1.39)$$

$$I(x,s) = V(0,s) Y_0 e^{-Rx Y_0} e^{-sx\sqrt{LC}} \quad (1.40)$$

Aplicando la transformada inversa de Laplace, a -

las ecuaciones, obtenemos:

$$V(x,t) = e^{-Rx} Y_0 V(0, t - x\sqrt{LC}) \quad (1.41)$$

$$i(x,t) = Y_0 e^{-Rx} V(0, t - x\sqrt{LC}) \quad (1.42)$$

Las expresiones obtenidas en las ecuaciones son similares a las obtenidas para una línea de transmisión sin pérdidas, a excepción de que están modificadas por el factor de atenuación, A .

$$A = e^{-Rx} Y_0 \quad (1.43)$$

donde:

A = Factor de atenuación.

1.4 TEORIA DE ONDAS VIAJERAS.

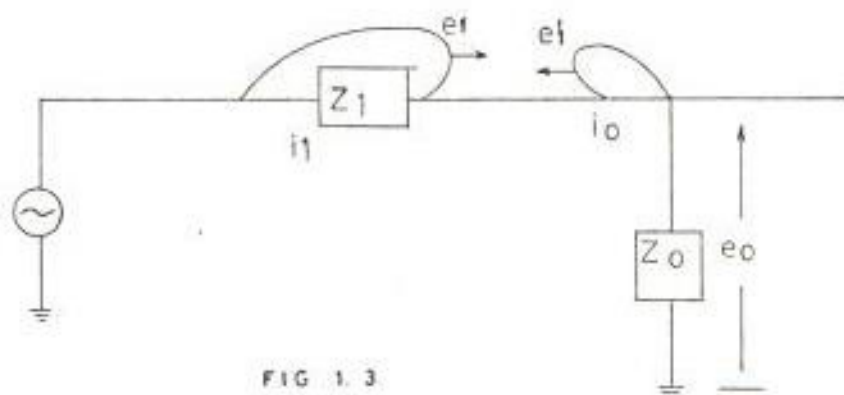
Para analizar el estudio de fenómenos transientes en los sistemas de transmisión de energía eléctrica, se requiere considerar algunos factores que permiten obtener una evaluación de las cantidades presentes.

Cuando las ondas viajeras pasan de un medio de impedancia característica Z_1 , a un medio de impedancia característica diferente Z_2 , se presentan los fenómenos de reflexión y refracción de ondas viajeras.

Los puntos de un sistema eléctrico, donde se producen estos fenómenos, se denominan punto de transición o discon-

tinuidades.

Para encontrar las relaciones entre ondas incidentes, reflejadas y transmitidas, se considera una línea con impedancia característica Z_1 , terminada con una impedancia de tipo general Z_0 , como se muestra en la figura. 1.3.



REPRESENTACION DE LAS ONDAS INCIDENTES REFLEJADAS Y TRANSMITIDAS EN UN PUNTO DE TRANSICION

donde:

e_1 = Onda de voltaje incidente

e'_1 = Onda de voltaje reflejada

e_0 = Onda de voltaje transmitida

i_1 = Onda de corriente incidente

i'_1 = Onda de corriente reflejada

i_0 = Onda de corriente transmitida

Es conveniente tener en cuenta la convención para los sig

nos de ondas de voltaje y de corriente, cuando se desplazan a lo largo de la línea, como se indica en la figura 1.4.



FIG 1.4.

CONVENCION DE SIGNOS DE ONDAS DE VOLTAJE Y CORRIENTE

Por las leyes de Kirchoff de voltajes y corriente se tiene:

$$i_1 + i'_1 = i_0 \quad (1.44)$$

$$e' + e'_1 = e_0 \quad (1.45)$$

Por la Ley de Ohm tenemos:

$$i_1 = \frac{e_1}{Z_1} \quad (1.46)$$

$$i'_1 = -\frac{e'_1}{Z_1} \quad (1.47)$$

$$i_o = \frac{e_o}{Z_o} \quad (1.48)$$

Reemplazando (1.46) (1.47) (1.48) en (1.44), tenemos:

$$\frac{e_1}{Z_1} - \frac{e'_1}{Z_1} = \frac{e_o}{Z_o} \quad (1.49)$$

Reemplazando (1.45) en (1.49), tenemos:

$$e'_1 = e_1 \frac{Z_o - Z_1}{Z_o + Z_1} \quad (1.50)$$

Asignando:

$$a_{11} = \frac{Z_o - Z_1}{Z_o + Z_1} \quad (1.51)$$

donde:

a_{11} = Coeficiente de reflexión de izquierda a derecha

Para determinar la onda de voltaje transmitida e_o , reemplazamos en la ecuación (1.45), la ecuación (1.50).

tenemos:

$$e_o = e_1 + e_1 \frac{Z_o - Z_1}{Z_o + Z_1} \quad (1.52)$$

donde:

$$e_0 - e_1 = \frac{2Z_0}{Z_0 + Z_1} \quad (1.53)$$

Asignando:

$$a_{12} = \frac{2Z_0}{Z_0 + Z_1} \quad (1.54)$$

donde:

a_{12} = Coeficiente de transmisión de izquierda a derecha.

Si la onda de voltaje se desplaza de derecha a izquierda tenemos:

$$a_{22} = \frac{Z_1 - Z_0}{Z_0 + Z_1} \quad (1.55)$$

$$a_{21} = \frac{2Z_1}{Z_0 + Z_1} \quad (1.56)$$

donde:

a_{22} = Coeficiente de reflexión de derecha a izquierda.

a_{21} = Coeficiente de transmisión de derecha a izquierda

Procediendo en forma semejante encontramos las relaciones de los coeficientes de reflexión y transmisión de las ondas de corriente que se desplazan de izquierda a derecha.

La onda de corriente reflejada está expresada por medio de la siguiente fórmula:

$$i'_1 = i_1 \frac{Z_1 - Z_0}{Z_0 + Z_1} \quad (1.57)$$

Asignando:

$$b_{11} = \frac{Z_1 - Z_0}{Z_0 + Z_1} \quad (1.58)$$

donde el término:

b_{11} = Coeficiente de reflexión de la onda de corriente de izquierda a derecha.

La onda de corriente transmitida viene expresada por la siguiente fórmula:

$$i_0 = \frac{2Z_1}{Z_1 + Z_0} i_1 \quad (1.59)$$

Asignando:

$$b_{12} = \frac{2Z_1}{Z_1 + Z_0} \quad (1.60)$$

donde el término:

b_{12} = Coeficiente de transmisión de la onda de corriente

1.5 CONVERSION DE LA TEORIA DE ONDA EN TEORIA DE CIRCUITO DE CORRIENTE ALTERNA.

Cuando se analiza ondas de sobrevoltajes transientes en

los sistemas de potencia eléctricos, tres etapas son involucradas en la transición de ondas viajeras a teoría básica de circuitos de corriente alterna.

1.5.1 DETERMINACION DEL CIRCUITO EQUIVALENTE EN CORRIENTE ALTERNA DE LA ONDA VIAJERA.

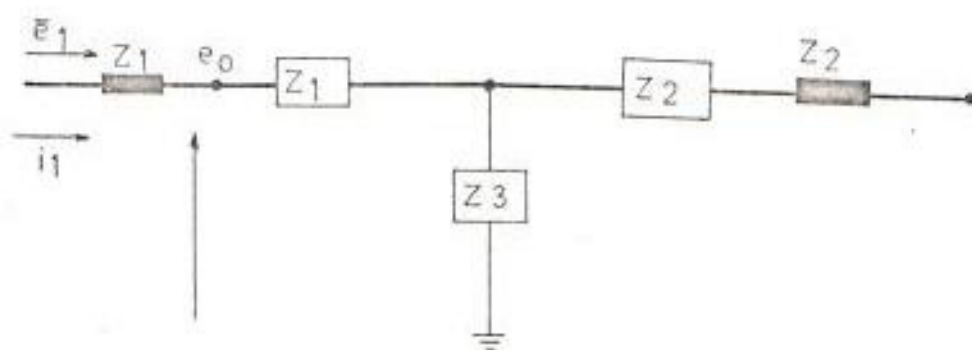


FIG 1.5.

CIRCUITO EQUIVALENTE DE UNA LINEA DE TRANSICION CON IMPEDANCIAS CARACTERISTICAS DIFERENTES

Considere las relaciones obtenidas en el numeral (1.4), donde la onda de voltaje transmitida e_0 , es expresada por:

$$e_0 = e_1 + e_1' \quad (1.61)$$

La onda de corriente transmitida i_0 , está expresada por la siguiente relación:

$$i_0 = i_1 + i_1' \quad (1.62)$$

Por la Ley de Ohm, se obtiene

$$i_0 = \frac{e_1}{Z_1} - \frac{e'_1}{Z_1} \quad (1.63)$$

De la ecuación (1.63), tenemos:

$$i_0 Z_1 = e_1 - e'_1 \quad (1.64)$$

Reemplazando la ecuación (1.61) en (1.64), tenemos:

$$e_0 = 2e_1 - i_0 Z_1 \quad (1.65)$$

De la relación establecida en la ecuación (1.65) se determina el circuito equivalente de corriente alterna de una onda viajera, cuando pasa de un medio de impedancia característica Z_1 , a un medio de impedancia característica diferente, como se muestra en la figura 1.6.

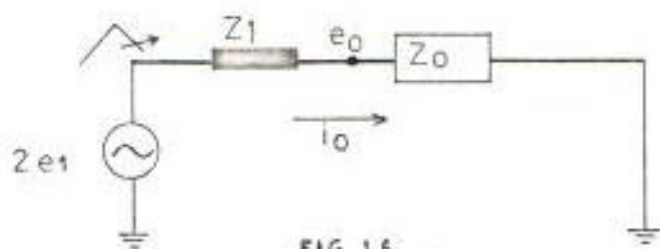


FIG 1.6.

CIRCUITO EQUIVALENTE DE Ca. PARA UNA ONDA VIAJERA

1.5.2 ESTABLECIMIENTO DE FRONTERA DE LOS CIRCUITOS.

Cuando se analiza los sobrevoltajes transientes de origen externo en los sistemas de potencia, es importante establecer el punto donde se produce la descarga del rayo sobre la línea, ya que en base a la longitud y a la característica de la misma podemos evaluar el tiempo que la onda alcanza el punto extremo de la línea, y establecer si las ondas reflejadas por los equipos conectados a ellas influyen en los puntos cercanos donde se produce la descarga.

De esta manera se establecen las fronteras de los circuitos y se analizan los elementos que van a permitir evaluar la magnitud de los sobrevoltajes producidos en los distintos componentes del sistema conectados en los puntos cercanos donde se produce la descarga.

1.5.3 INTERPRETACION DE LOS VOLTAJES CALCULADOS.

Establecidos los límites del sistema de potencia eléctrico para el análisis de los sobrevoltajes transientes en los puntos cercanos donde se produce la descarga, éste puede ser analizado por medio de la relación voltaje - impedancia, usado en la teoría de circuito de corriente alterna.

Para ilustrar la relación voltaje - impedancia en el análisis de fenómenos transientes usando el circuito equivalente, se utilizará el sistema que se muestra a continuación.

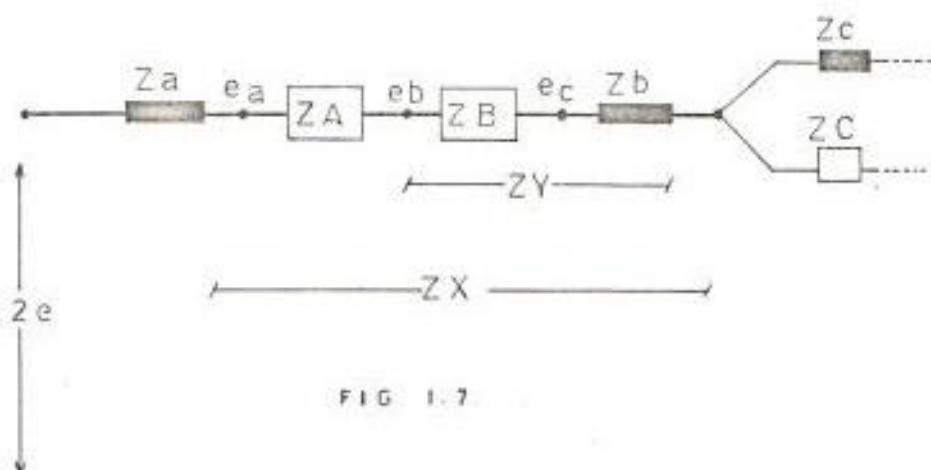


FIG 1.7

CIRCUITO EQUIVALENTE DE UNA LINEA DE TRANSMISION

$$e_a = \frac{Z_x}{Z_x + Z_a} 2e \quad (1.66)$$

$$e_b = \frac{Z_y}{Z_x + Z_a} 2e \quad (1.67)$$

$$e_c = \frac{Z_b}{Z_x + Z_a} 2e \quad (1.68)$$

Notar que las relaciones de voltaje establecidos - en (1.66) (1.67) y (1.68), son independientes de las impedancias conectadas cerca de la segunda im

pedancia característica mostrada en el circuito y el sobrevoltaje inicial producido por la descarga es representado por $2e$.

Los voltajes establecidos en el circuito equivalente de corriente alterna, están representado por el doble de la magnitud del sobrevoltaje inicial.

Esto se cumple solamente cuando la onda de sobrevoltaje se presenta en elementos de parámetros distribuidos, cuando ésta se propaga a través de elementos concentrados, el sobrevoltaje producido se considera como un potencial de circuito de corriente alterna para un instante de tiempo.

II SOBREVOLTAJES TRANSIENTES DEBIDO A DESCARGAS ATMOSFERICAS

2.1 FUENTES DE LOS SOBREVOLTAJES TRANSIENTES.

Los sobrevoltajes transientes que se analizarán, son producidos por las descargas atmosféricas, y éstas pueden caer directamente sobre los conductores de fase, hilos de guarda, torres, o en puntos adyacentes a la línea de transmisión.

Debido a ésto, dichas descargas han sido clasificadas en directas e indirectas.

2.1.1 Descargas directas

- a) Descargas directas sobre conductores de fase



FIG 2.1.

DESCARGA DIRECTA A CONDUCTOR DE FASE

Cuando las descargas atmosféricas alcanzan a los conductores de fase en el punto de descarga se producen ondas viajeras de voltaje y corriente, que se propagan hacia la izquierda y hacia

la derecha, con una velocidad igual a la de la luz, en caso de conductores aéreos.

Estas ondas se caracterizan por el elevado gradiente en el frente de onda, considerable amplitud y duración reducida. La magnitud del voltaje de descarga depende de la intensidad de la corriente del rayo, de la impedancia del rayo y de la magnitud de la impedancia vista por el rayo en el punto de descarga.

Este tipo de descarga son las menos frecuentes, pero resultan ser las más peligrosas, debido a que producen sobretensiones transientes de gran magnitud que superan el nivel de aislamiento de la cadena de aisladores, produciendo la ruptura del aislamiento o flameos, a través de ella, con lo que se ocasiona fallas en el sistema de potencia, resultando como consecuencia de ello interrupciones del servicio.

Para determinar la magnitud del valor del sobrevoltaje inicial de la onda viajera en el punto de descarga del rayo, se considera el circuito equivalente que se presenta en la figura siguiente.

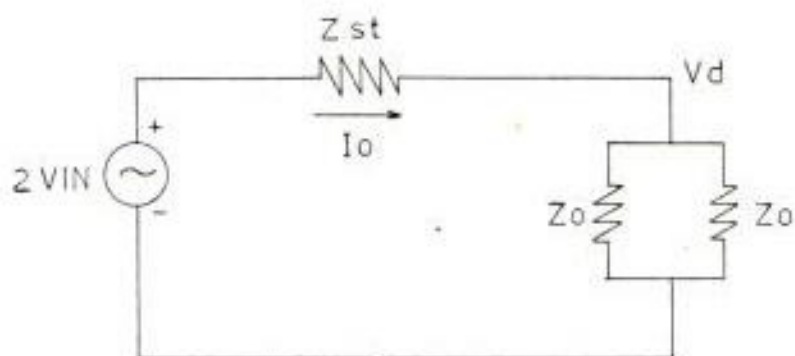


FIG 2.2.

CIRCUITO EQUIVALENTE PARA DESCARGAS
ATMOSFERICAS DIRECTAS A LOS CONDUCTORES DE FASE

El valor máximo del voltaje de la descarga del rayo, la expresamos mediante la siguiente relación:

$$V_{in} = \frac{I_o}{2} * Z_{st}$$

donde:

V_{in} = Valor máximo del voltaje incidente debido a la descarga del rayo.

I_o = Valor máximo de la corriente de descarga del rayo.

Z_{st} = Impedancia característica del rayo.

La designación especial $I_o/2$, es admisible sobre la base de los conceptos desarrollados de ondas viajeras, en la que I_o , es el valor de la

onda de sobrecorriente, cuya magnitud es dos veces el valor de la magnitud de la corriente de descarga del rayo al incidir sobre una resistencia de valor cero.

Así, el valor máximo del sobrevoltaje inicial de la onda viajera en el punto de descarga, queda expresado por:

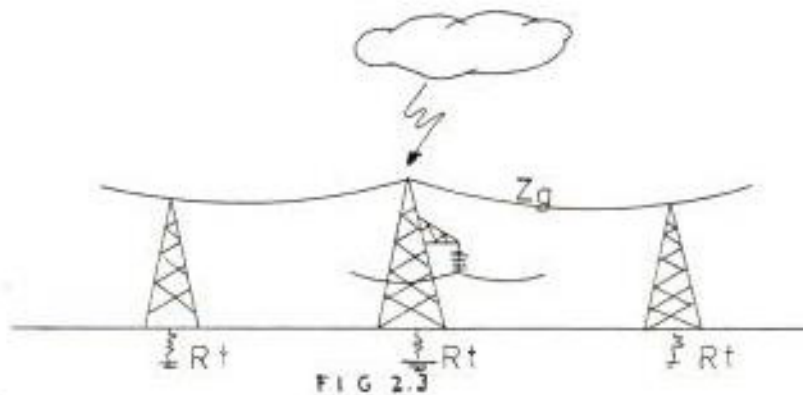
$$V_d = \frac{Z_o * Z_{st} * I_o}{2 Z_{st} + Z_o}$$

donde:

V_d = Valor máximo del sobrevoltaje inicial en el punto de descarga del rayo.

Z_o = Impedancia característica del conductor de fase

b) Descarga directa a torres.



Cuando la descarga del rayo cae directamente sobre una torre, el valor máximo de la sobreten-
sión de la onda viajera se la determina estable-
ciendo el circuito equivalente que se muestra
en la siguiente figura.

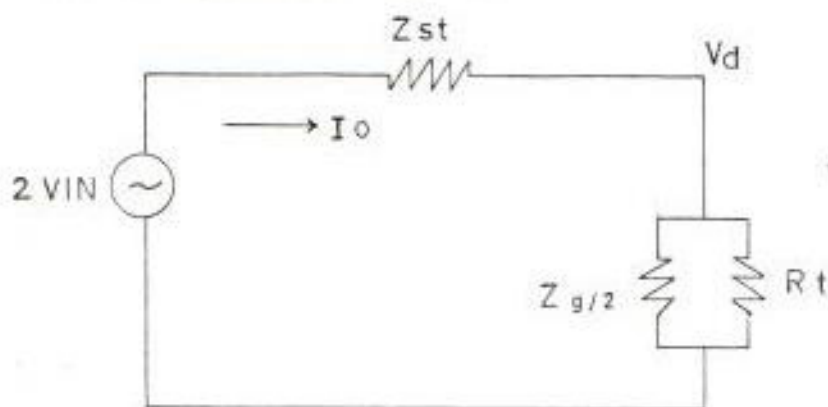


FIG 2.4

CIRCUITO EQUIVALENTE PARA DESCARGA DIRECTA A TORRES

La impedancia característica equivalente, en el punto de descarga del rayo, es el resultado de la resistencia R_t de la torre en paralelo con la mitad de la impedancia del hilo de guarda.

$$Z_{eq} = \frac{R_t * Z_g}{2 R_t + Z_g}$$

donde:

Z_{eq} = Impedancia equivalente en el punto de descarga del rayo.

R_t = Resistencia de la torre.

Z_g = Impedancia característica del hilo de guarda.

El valor máximo de la sobretensión en el punto de descarga, puede ser expresado por:

$$V_d = \frac{Z_{st} * R_t * Z_g * I_0}{2Z_{st} * R_t + Z_{st} * Z_g + R_t * Z_g}$$

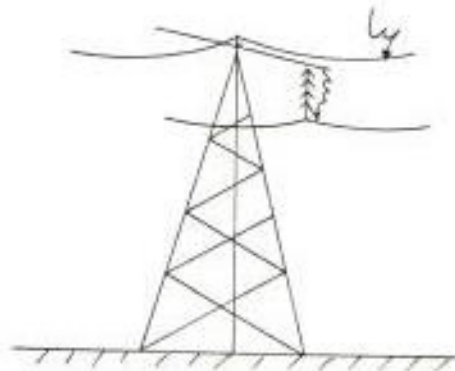
donde:

Z_{st} = Impedancia característica del rayo

I_0 = Valor máximo de la corriente de descarga del rayo.

V_d = Valor máximo del sobrevoltaje inicial en el punto de descarga del rayo.

c) Descarga directa sobre hilos de guarda.



DESCARGA DIRECTA A TIERRA FIG 2.5

Cuando los hilos de guarda son alcanzados por las descargas atmosféricas en la mitad del vano, se producen ondas viajeras de voltaje y corriente, que se propagan en ambas direcciones a las torres adyacentes.

La onda de sobrecorriente, induce en los conductores de fase, ondas viajeras de sobrevoltaje de la misma polaridad y de magnitud K veces el valor de la sobretensión de la onda viajera en el hilo de guarda. El valor de K varia de 0.15 a 0.30.

Cuando la onda de sobrecorriente es descargada a tierra a través de las resistencias conectadas a las torres, se produce una diferencia de potencial entre la parte superior de la torre y los conductores de fase, la cual es expresada por la siguiente fórmula.

$$V_1 = \frac{(1-K) I_0 * Z_g * Z_{st} * R_t}{Z * Z_{st} * R_t + Z_{st} * Z_g + R_t * Z_g}$$

donde:

V_1 = Diferencia de potencial entre la torre y los conductores de fase.

I_0 = Corriente de descarga del rayo

Z_g = Impedancia característica del hilo de guarda.

Z_{st} = Impedancia característica del rayo.

Si el voltaje V_1 supera el nivel de aislamiento de la cadena de aisladores de la línea, se produce la descarga o flameo a través de ellos, desde la torre a los conductores de fase. Este fenómeno es conocido como "contorno inverso", lo que ocasiona la ruptura del aislamiento y produce fallas en el sistema de potencia.

2.1.2 Descargas Indirectas.

Estas descargas producen sobrevoltajes transientes que son inducidas sobre las líneas de transmisión, debido al cambio brusco del campo eléctrico nube - tierra, cuando la descarga del rayo no incide directamente sobre los conductores de fase.

Consideremos un conductor de fase que se encuentra a una altura "h" del suelo y localizado en un campo eléctrico uniforme como se muestra en la figura.

2.6.

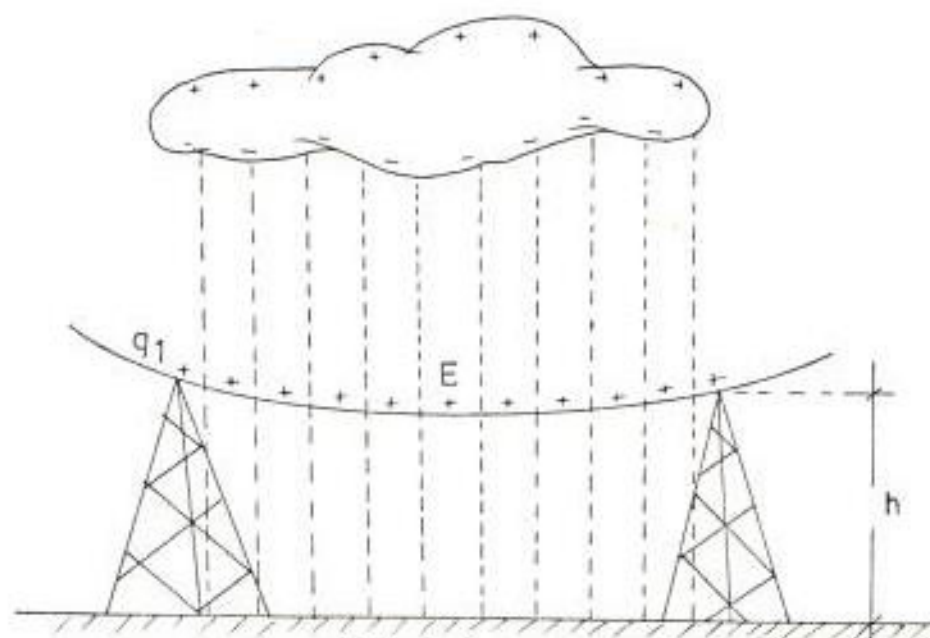


FIG 2.6

CARGA INDUCIDA SOBRE UNA LINEA DE TRANSMISION DEBIDO
A LA PRESENCIA DE UNA NUBE

El voltaje sobre el conductor es expresado por:

$$V_{11} = P_{11} q_1 + P_{1c} Q_c \quad (2.1)$$

donde:

$$P_{11} = 18(10^9) \ln 2h/r$$

q_1 = Representa la carga distribuida sobre el conductor

El segundo término del lado derecho de la ecuación (2.1), representa el voltaje inducido sobre el conductor, puesto que hemos asumido un campo eléctrico uniforme nube - tierra; ésta ecuación se

puede escribir de la siguiente forma:

$$V_{11} = P_{11} q_1 - Eh$$

donde:

E = Gradiente del campo eléctrico nube - tierra.

h = Altura del conductor con respecto al suelo.

La capa inferior de la nube, se carga negativamente y éstas inducen una carga positiva sobre los conductores de la línea de transmisión, asumiendo que el conductor se encuentra a un potencial cero con respecto a tierra cuando despreciamos el voltaje nominal del sistema, la distribución de la carga q_1 sobre la línea, es expresada por:

$$q_1 = \frac{E * h}{P_{11}}$$

Cuando la descarga eléctrica cae en puntos cercanos de la línea de transmisión ocasiona un brusco cambio del campo eléctrico nube - tierra, la carga estática q_1 , es liberada instantaneamente originándose ondas viajeras de sobretensión que se propagan a lo largo de la línea en ambas direcciones.

De acuerdo a la ecuación (2.1), tenemos:

$$V_i = P_{11} q_1 = E * h \quad (2.2)$$

donde:

V_i = Voltaje inducido en el conductor

Observando la ecuación (2.2), tenemos que el voltaje inducido en cada conductor es directamente proporcional a la intensidad del campo eléctrico nube tierra y a la altura del conductor sobre tierra.

La magnitud de éstos sobrevoltajes, no son tan elevados en líneas de transmisión arriba de 69 Kv., ya que la influencia de los cables de guardia reducen la magnitud de los voltajes inducidos; por lo tanto ellos no ocasionan fallas de aislamiento.

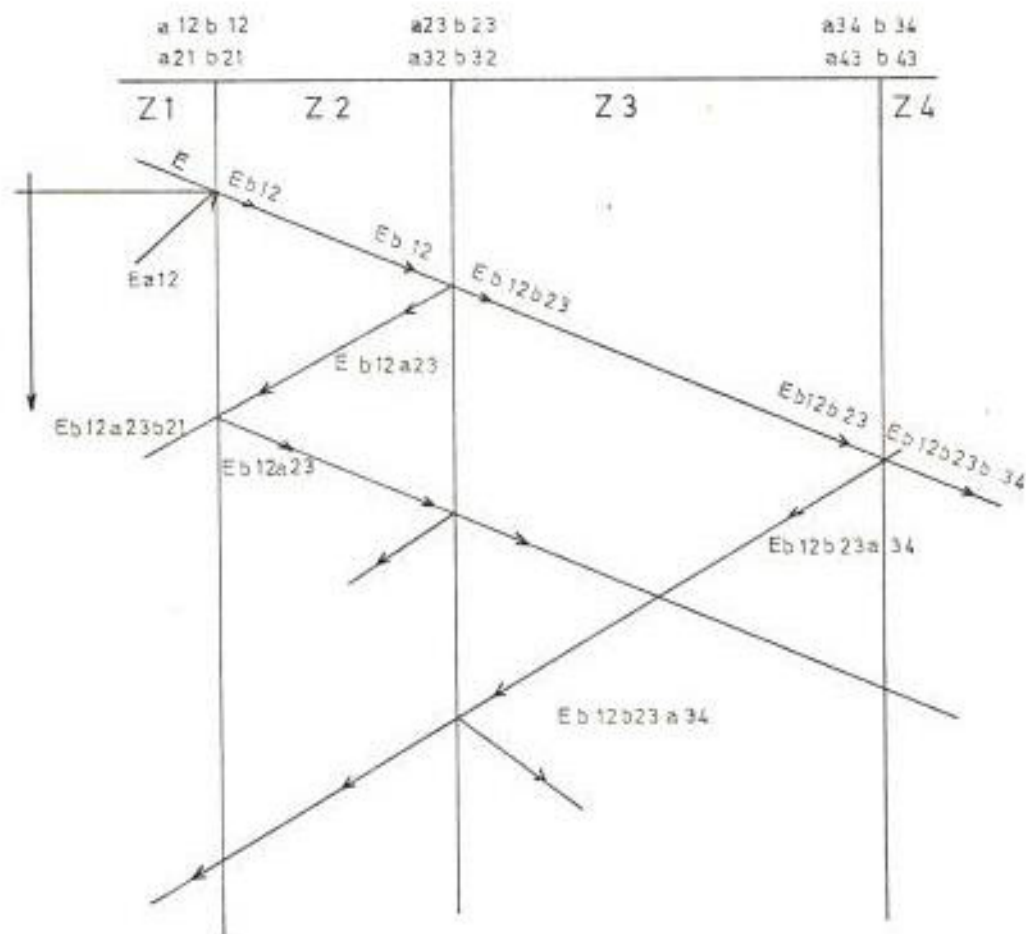
Sin embargo son lo suficientemente grandes para ser tomados en cuenta en sistemas de bajo voltaje y circuitos de comunicación.

2.1.3 Diagrama de Lattice

Para determinar la magnitud de los sobrevoltajes producidos por las ondas viajeras, en las barras o torres cercanas al punto donde descarga el rayo se recurre al método gráfico llamado diagrama de Lattice y cuya construcción se indica a continuación.

- a) Se indican sobre el circuito a analizar los puntos de transición por medio de letras o números
- b) Se traza una línea horizontal que considere los tramos del primer punto al último punto de transición indicando en cada punto el valor del coeficiente de reflexión y/o refracción calculado para el tramo considerado.
- c) Los segmentos de líneas 1-2, 2-3, 3-4, entre los cuales se encuentran las impedancias características Z_1 , Z_2 , Z_3 , son proporcionales a los tiempos de propagación de las ondas en cada tramo. En el caso de que las ondas se propaguen con la misma velocidad, los segmentos son proporcionales a las distancias entre puntos de transición reales en el circuito.

En la siguiente figura se muestra la construcción del diagrama indicado.



- a_{12} COEFICIENTE DE REFLEXION IZQUIERDA A DERECHA
 b_{12} " TRANSMISION " "
 a_{21} COEFICIENTE DE REFLEXION DE DERECHA A IZQUIERDA
 b_{21} " TRANSMISION " "

DIAGRAMA DE LATTICE

FIG. 2.7.

2.2 ESTIMACION DE LAS SOBRETENSIONES POR DESCARGAS ATMOSFERICAS.

La probabilidad de que las sobretensiones por descargas atmosféricas, se presenten en las líneas de transmisión, está relacionada directamente con la frecuencia y magnitud que se presentan estas descargas.

La investigación debe iniciarse entonces con la caracterización de cada zona territorial mediante valores promedios relativos a la magnitud y al número de las descargas nube - tierra, que ocurren por unidad de superficie y por año. Resulta mucho más difícil la estimación directa de la densidad media de descargas atmosféricas por año en cada zona territorial, ya que no se dispone en general del número suficiente de elementos de registro adecuados para cubrir las áreas extensas en las cuales se desarrollan los sistemas eléctricos.

Esta realidad obliga a proceder partiendo de datos más elementales, como son el valor medio del número de días con tormentas eléctricas que ocurren en el lapso de un año. Dicho valor puede diferir y deberá manejarse con prudencia, complementándose las estimaciones con un ponderado criterio en base al grado de dispersión de los valores observados en la zona de interés y de los obtenidos en las zonas adyacentes.

Para estimar la probabilidad de descargas nube - tierra - por año y por unidad de superficie a partir del nivel isoceráunico, se establece una función que relaciona esos dos valores determinándose esta relación como una recta que pasa por el origen.

Determinando de ésta forma, que por cada día de tormenta eléctrica ocurren en promedio "X" descargas nube - tierra por km^2 .

Logicamente éste valor debe corresponder en cada caso a experiencias locales, obteniéndose el número total de descargas por año que alcanzan a una línea de transmisión conociendo el nivel isoceráunico de la zona, el ancho de la faja terrestre cubierta por la línea aérea y la extensión de la misma.

El hecho que esas descargas atmosféricas afecten solo a los cables de guardia, o que directa o indirectamente alcancen a los conductores de fase, dependerá de muchos factores locales y particulares del diseño de la línea (ángulo de protección, distancia entre conductor de guardia y fase, resistencia de tierra, etc.)

En resumen el número de descargas atmosféricas sobre los conductores de fase y/o guardia por cada 100 Km. de línea puede ser estimado en base a la siguiente fórmula.

$$M = 0.1 * x * d * q$$

donde:

M = Número de descargas al año por cada 100 Km. de línea

X = Descargas atmosféricas por km².

d = Nivel isocerámico de la zona.

q = Ancho de faja cubierta por la línea (cable de guardia y de fase), expresado en mts.

Se ha expresado en (2.1) que en general tanto las descargas directas a los conductores de fase, como a los cables de guardia, dan origen a sobretensiones de magnitud variable según la importancia de la descarga atmosférica y de las características eléctricas del circuito afectado.

Si la descarga es directa al conductor de una fase, la relación de la diferencia de tensión de fase a tierra y la corriente de descarga dependerá del valor de la impedancia de onda, vista desde el punto donde se produjo la descarga, la cual a su vez resultará del orden de la mitad de la impedancia característica correspondiente a ese conductor en presencia de todos los otros y del retorno por tierra.

Por acoplamiento electromagnético se inducen ondas de sobretensión en los conductores de fase, si la descarga es directa al cable de guardia, y no se produce contor

no inverso, conectando a tierra a los cables de guardia en cada torre, en caso que la incidencia del rayo sea muy próxima a ésta, el efecto de inducción sobre los conductores de fase es obviamente inferior al que resulta, si la descarga atmosférica ocurre en la mitad del vano.

Cuando más perfecta es la conducción del cable de guardia y menor la resistencia a tierra en cada torre la sollicitación sobre el aislamiento de la línea disminuirá.

2.3 DESCRIPCION DEL PROGRAMA PARA OBTENER EL OSCILOGRAMA DEL SOBREVOLTAJE EN EL DOMINIO DEL TIEMPO.

2.3.1 Introducción

El objetivo principal es desarrollar un programa de computación que nos permita obtener el oscilograma del voltaje en el dominio del tiempo, en las barras o torres del sistema de potencia, cuando un sobrevoltaje se propaga a lo largo de la línea en forma de ondas viajeras, teniendo en consideración las reflexiones y refracciones sucesivas de estas ondas, debido a las diferentes impedancias características conectadas al sistema.

Este oscilograma nos permite obtener la magnitud que alcanzan los sobrevoltajes a través del tiempo en las barras o torres que se encuentran cerca del

punto de descarga del rayo y en base a ello estimar la magnitud de los sobrevoltajes esperados, debido a descargas atmosféricas.

El programa " COSVT ", que es el acrónimo de cálculo del oscilograma del voltaje en el dominio del tiempo para sistemas de potencia, consta de un programa principal escrito en lenguaje Fortran implementado en un computador IBM S - 34.

2.3.2 GLOSARIO DE VARIABLES.

A continuación se detalla el significado de las variables utilizadas en el programa COSVT.

Z(10) = Arreglo que almacena las impedancias características de los equipos y líneas de transmisión, conectadas en el sistema a analizar, expresadas en Ohmios.

D(10) = Arreglo que almacena la longitud entre barras expresadas en metros.

V(10) = Arreglo que almacena las velocidades de propagación de las ondas viajeras en los equipos y líneas de transmisión, expresadas en m/ μ seg.

RID(10) = Arreglo que almacena los coeficientes de reflexión de izquierda a derecha.

TID(10) = Arreglo que almacena los coeficientes de transmisión de izquierda a derecha.

RID(10) = Arreglo que almacena los coeficientes de reflexión de derecha a izquierda.

TDI(10) = Arreglo que almacena los coeficientes de transmisión de derecha a izquierda.

NTDES(10) = Arreglo que almacena los tiempos de desplazamientos de la onda viajera entre barras expresados en μ seg.

NTEM(10,100) = Arreglo que almacena los tiempos de incidencia de las ondas en cada barra.

COEF(10,100) = Arreglo que almacena los valores de los coeficientes de multiplicación correspondientes en cada barra.

V(10,100) = Arreglo que almacena el valor del oscilograma del voltaje en el dominio del tiempo en cada barra.

VMAX = Voltaje máximo inicial de la onda viajera, en el punto de descarga del rayo, expresada en Kv.

ZSR = Impedancia característica del rayo, expresada en Ohmio.

NVRPA = Variable que nos indica el número de ondas pendientes en cada proceso.

NSUMA = Variable que nos asigna el número de ondas

en el siguiente proceso.

- II = Variable que nos indica el número de ondas incidentes en las barras de cada proceso.
- Io = Valor máximo de la onda de la corriente de descarga del rayo, expresada en Ka.
- NTC = Tiempo de cálculo máximo al cual se determina el oscilograma de voltaje en cada barra.
- IMIN = Tiempo en el cual el valor de la corriente del rayo es cero.
- M = Variable que nos indica la barra donde descarga el rayo.
- NB = Variable que nos indica el sitio donde descarga el rayo sobre la línea de transmisión.
- A = Constante de la onda exponencial de impulso, simulada para el cálculo.
- B = Constante de la onda exponencial de impulso, simulada para el cálculo.
- RT(10) = Arreglo que almacena las resistencias de tierra conectadas al pie de la torre.
- ZX = Variable que nos proporciona la forma de onda de impulso simulada para la descarga atmosférica.
- MU = Número de barras del sistema de transmisión.

sión.

REP = Impedancia equivalente vista por el rayo en el punto de descarga del rayo en ohmio.

2.3.3 DESARROLLO DEL PROGRAMA

a) Datos de entrada

Para la correcta utilización del programa se deberá ingresar un conjunto de datos necesarios, los cuales se detallan a continuación.

a.1 Características de los equipos y líneas de transmisión del sistema de potencia a analizar. Solo se permitirán 10 barras como máximo, con la siguiente información.

MU(10)=Número de barras del sistema de potencia.

Rt(10)=Resistencia de puesta a tierra de las torres expresada en ohmio.

Z (10)=Impedancia característica de los equipos y líneas de transmisión, expresada en ohmios.

D (10)=Distancia entre barras, expresada en metros.

V (10)=Velocidad de propagación de la onda viajera, en los equipos y líneas de

transmisión, expresada en m/ μ seg.

a.2 Característica del rayo y forma de onda del impulso, para simular la descarga del rayo.

Z_{sr} = Impedancia característica del rayo, expresada en ohmio.

I_0 = Magnitud de la corriente de descarga del rayo expresada en Ka.

NB = Indicador que nos proporciona el sitio donde descarga el rayo. NB < 1, el rayo descarga sobre un conductor de fase; NB > 1, el rayo descarga sobre una torre de la línea de transmisión.

M = Barra o torre donde descarga el rayo.

I_{min} = Tiempo que la onda de corriente de la descarga del rayo alcanza el valor mínimo expresado en μ seg.

A = Constante de la forma de onda exponencial del impulso simulada para el cálculo.

B = Constante de la forma de onda exponencial del impulso simulada para el cálculo.

NTC = Tiempo al cual se determina el oscilograma del voltaje en el dominio del tiempo expresado en μ seg.

b) Detalle y explicación del cálculo.

El programa realiza el cálculo del oscilograma del voltaje en el dominio del tiempo, utilizando, el método gráfico (Diagrama de Lattice), producido por descargas atmosféricas que inciden sobre los conductores de fase o torres del sistema de transmisión.

b.1 Se determina la resistencia equivalente vista por el rayo en el punto donde se produce la descarga sobre la línea de transmisión.

El indicador "NB", nos proporciona el sitio de descarga del rayo:

Si $NB < 1$, el rayo descarga sobre un conductor de fase de la línea de transmisión, la resistencia equivalente es determinada por:

$$REP = \frac{Z(M) * Z(M-1)}{Z(M) + Z(M-1)}$$

Si $NB > 1$, el rayo descarga sobre una torre de la línea de transmisión, la resistencia equivalente, es determinada por:

$$REP = \frac{Z(M) * Rt(M)}{Z(M) + Rt(M)}$$

donde:

R_t = Resistencia de puesta a tierra de las torres expresada en ohmios.

REP = Resistencia equivalente del punto donde se produce la descarga del rayo, expresado en ohmios.

$Z(M)$ = Impedancia característica de los conductores de fase e hilos de guarda, expresada en ohmios.

M = Barra o torre donde cae el rayo.

b.2 Se calcula el valor máximo del sobrevoltaje inicial de la onda viajera a través de la siguiente relación:

$$V_{MAX} = \frac{I_0 * REP * ZSR}{REP + ZSR}$$

donde:

V_{MAX} = Voltaje máximo inicial de la onda viajera en el punto donde se produce la descarga, expresada en Kv.

I_0 = Valor máximo de la corriente de descarga en Ka.

ZSR = Impedancia característica de la descarga del rayo, expresado en ohmios.

REP =Resistencia equivalente vista por el rayo en el punto de descarga.

b.3 Se calculan los coeficientes de reflexión y transmisión en los puntos de transición del sistema. Como estas ondas se desplazan a lo largo de la línea, en ambas direcciones, de izquierda a derecha y de derecha a izquierda, del punto donde se produce la descarga cada barra del sistema tiene distintos coeficientes de reflexión y transmisión dependiendo del sentido en que se desplace la onda.

De los conceptos desarrollados de las ondas viajeras tenemos:

$$RID(I) = \frac{Z(I+1) - Z(I)}{Z(I+1) + Z(I)}$$

$$TID(I) = 1 + RID(I)$$

$$RDI(I) = -RID(I)$$

$$TDI(I) = 1 + RDI(I)$$

donde:

RID(I)=Coeficiente de reflexión de izquierda a derecha.

TID(I)=Coeficiente de transmisión de izquier-

da a derecha.

RDI(I)= Coeficiente de reflexión de derecha a izquierda.

TDI(I)= Coeficiente de transmisión de derecha a izquierda.

Z(I) = Impedancia característica de la línea.

I = Indicador que varia desde la primera, hasta la última barra considerada.

b.4 Se calcula el tiempo de desplazamiento de las ondas viajeras entre barras, por medio de la siguiente relación.

$$NTDES(I+1) = \frac{D(I + 1)}{V(I + 1)}$$

donde:

NTDES(I+1)= Tiempo de desplazamiento de la onda viajera en la línea I + 1, expresada en useg.

V(I+1) = Velocidad de desplazamiento de la onda viajera en la línea I + 1, expresada en m/useg.

$D(I + 1)$ = Distancia de desplazamiento de la onda viajera en la línea $I + 1$, expresada en metros.

I = Indicador que varía desde 1 hasta $MU - 2$.

b.5 Se determina la forma de onda del impulso, que representa la descarga atmosférica, mediante la siguiente expresión matemática.

$$V = V_0 (e^{-At} - e^{-Bt})$$

donde:

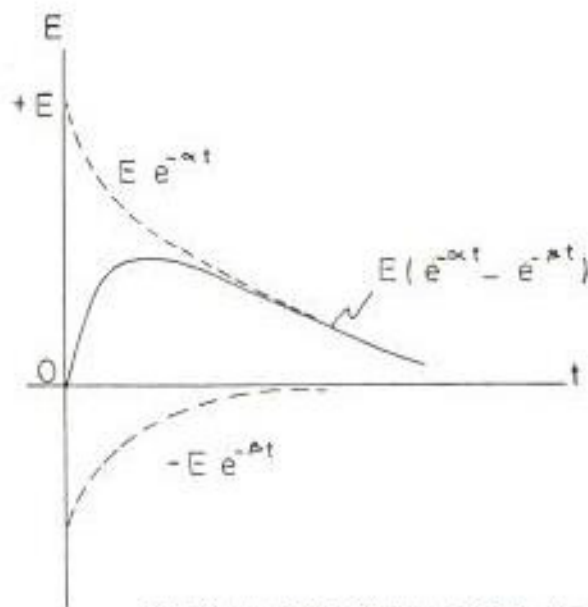
V = Forma de onda del voltaje de impulso, simulado para la descarga del rayo, expresado en Kv.

V_0 = Voltaje máximo de la descarga del rayo, expresado en Kv.

A = Dato de entrada que representa la onda exponencial simulada.

B = Dato de entrada que representa la onda exponencial simulada.

t = Tiempo en μseg .



ONDA VIAJERA RESULTANTE DE LA
 SUMA DE DOS FUNCIONES EXPONENCIALES
 FIG 2.8.

b.6 Se calcula el sobrevoltaje en cada barra al desplazarse la onda de sobrevoltaje inicial considerando el correspondiente valor de reflexión y transmisión, debido a las sucesivas reflexiones y refracciones al incidir la onda viajera en cada barra, este proceso se realiza hasta que el tiempo de desplazamiento de la onda sea igual al tiempo que se desea calcular.

$$NTDE = NTC$$

donde :

NTDE = Tiempo de desplazamiento de la onda -

viajera, expresada en μseg .

NTC = Tiempo de cálculo en μseg .

La magnitud del sobrevoltaje, es determinada por la siguiente fórmula.

$$V(k, KK) = V(K, KK) + VMAX * Z X * RTID$$

donde:

$V(k, KK)$ = Perfil del sobrevoltaje en cada barra a través del dominio tiempo, expresada en Kv.

VMAX = Valor del voltaje máximo inicial en el punto de descarga, expresada en Kv.

Z X = Variable que determina la forma de onda exponencial simulada.

RTID = Valor que nos asigna el valor de los coeficientes en cada barra.

K = Barra considerada para la obtención del perfil de voltaje.

KK = Variable que nos asigna el valor -

del desplazamiento en el tiempo de la onda.

- b.7 Se determina el número de ondas reflejadas en cada barra, producida por el paso de la onda del proceso anterior, mediante la siguiente fórmula.

$$NSUMA = NVRPA(KL) + NSUMA$$

$$NVRPA(KL) = NSUMA + NVRPA(KL+1)$$

donde:

NSUMA = Número de ondas reflejadas pendientes en cada barra del proceso anterior.

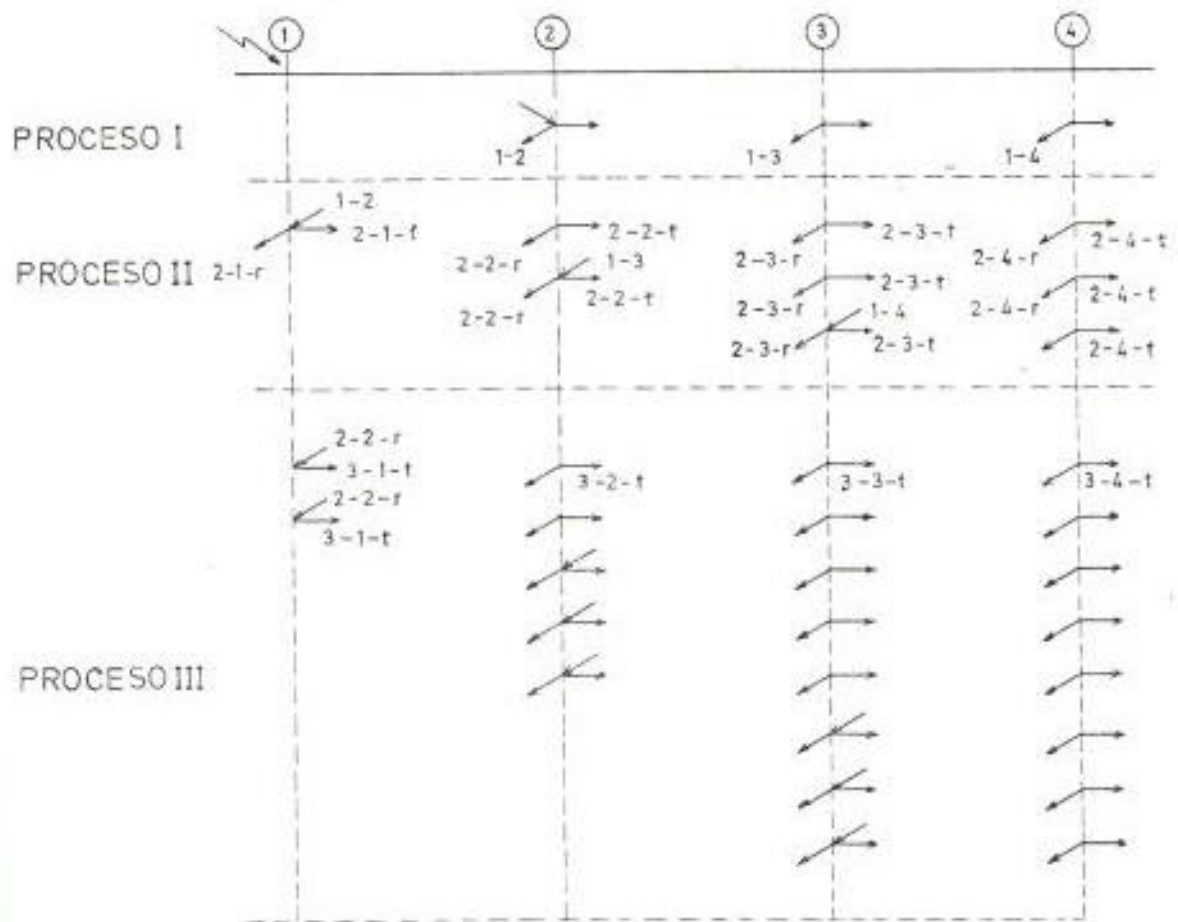
NVRPA(KL) = Número de ondas reflejadas pendiente en la barra KL.

NVRPA(KL+1) = Número de ondas reflejadas pendiente en la barra KL+1.

KL = Indicador que varía desde la barra M + 1 hasta la barra MU.

- b.8 Regresamos al paso b.6 y repetimos el proceso en cada barra, tantas veces indique el número de ondas reflejadas pendientes en cada barra-

(NVRPA), como se indica en la figura siguiente



PROCESO PARA EL CALCULO DEL NUMERO DE ONDAS PENDIENTES EN CADA PUNTO DE TRANSICION

FIG 2.9

b.9 Se determina el gráfico del perfil del sobrevol-
taje en las barras cercanas del punto donde des-
carga el rayo.

c) Datos de salida.

La estructura del programa nos permite obtener como dato de salida el gráfico del perfil del sobrevoltaje en el dominio del tiempo en las barras o torres cercanas del punto de descarga del rayo y los correspondientes valores de los coeficientes de reflexión y refracción en las barras o torres del sistema considerado.

2.3.4 DIAGRAMA DE FLUJOS

El diagrama de flujo simplificado de programa COSVT se muestra en la figura 2.10.

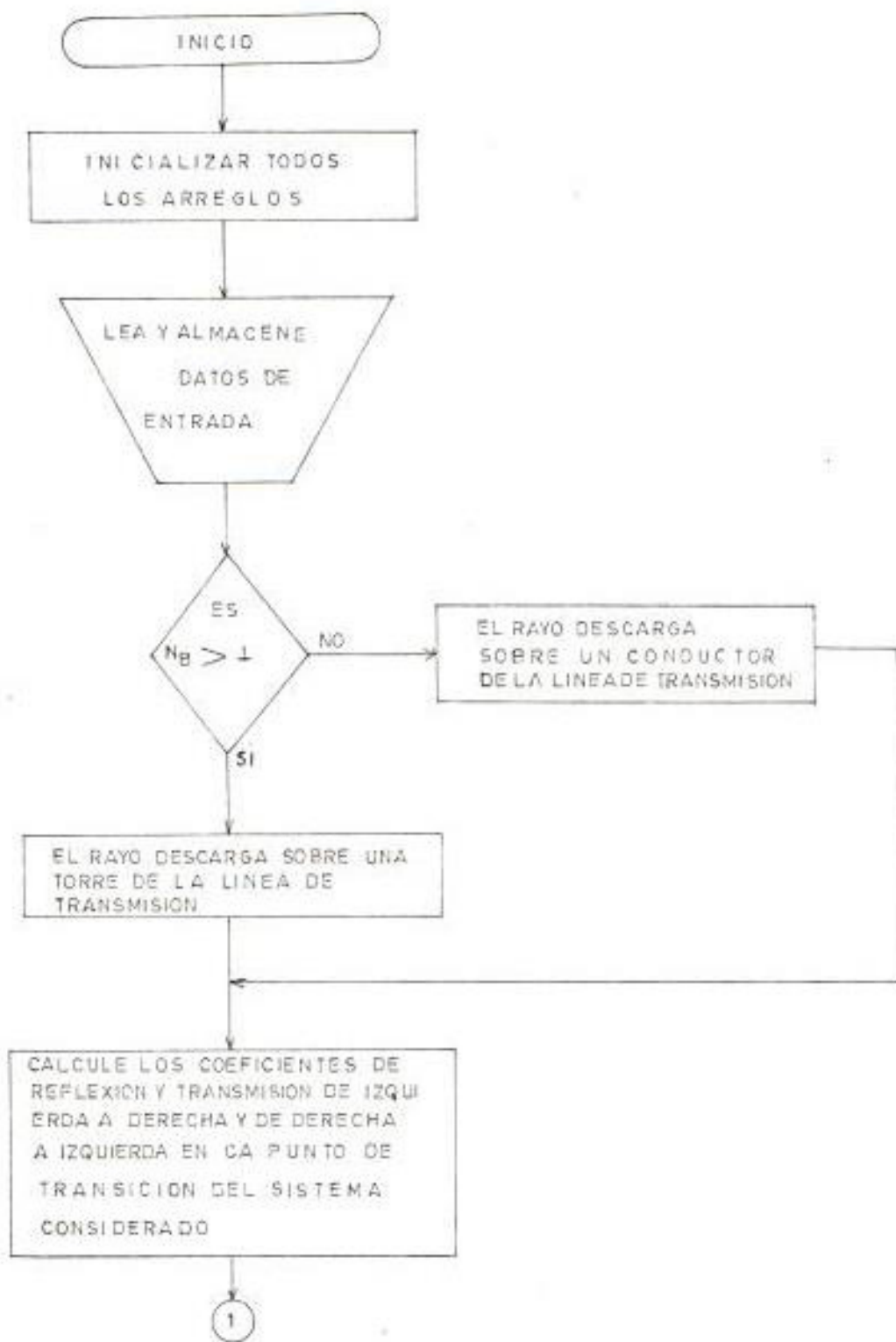
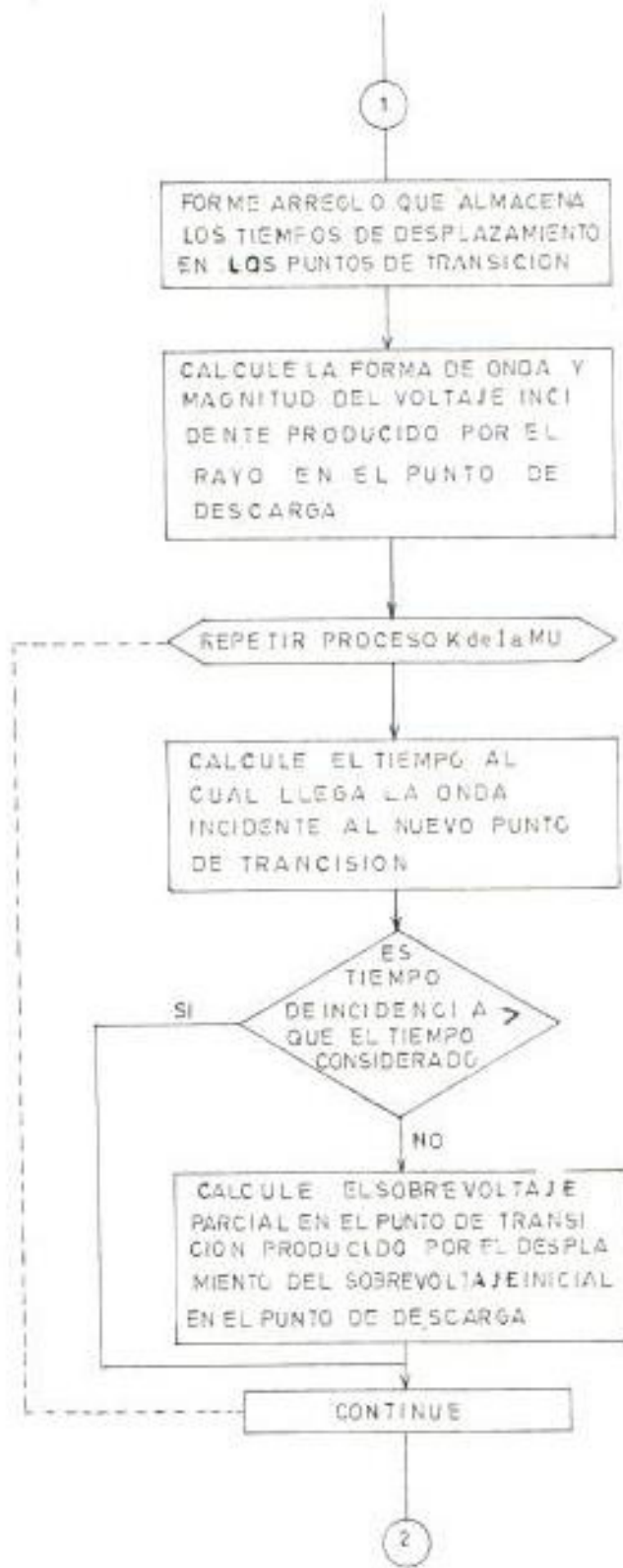
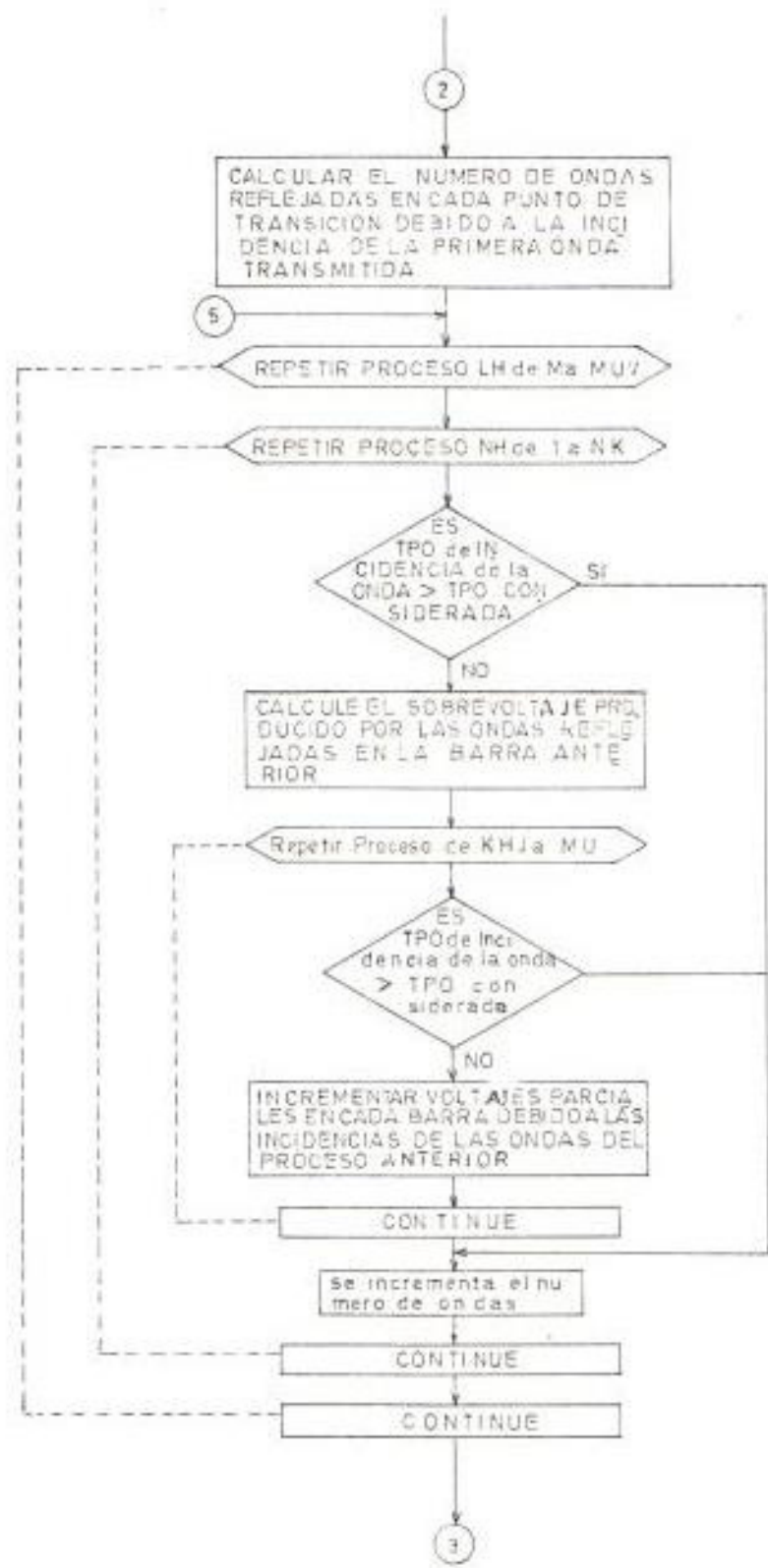


DIAGRAMA DE FLUJO SIMPLIFICADO DEL PROGRAMA COSVT

FIG 2.10







III. PROTECCION DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA CONTRA SOBRETENSIONES PRODUCIDAS POR DESCARGAS ATMOSFERICAS.

3.1. INTRODUCCION

Para disminuir la probabilidad de ocurrencia de las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas, y que éstas alcancen magnitudes y/o duraciones elevadas, se ha desarrollado una serie de recursos técnicos para obtener medidas correctivas que están dirigidas a proporcionar blindajes adecuados a costos razonables para proteger a las líneas y equipos instalados en los sistemas de potencia.

La forma de realizar esta protección, es valiéndose de la tierra, complementada con cables enterrados, adicionando superiormente hilos de guarda conectados entre sí y al conductor de tierra en forma eficaz mediante frecuentes interconexiones de mínima resistencia.

Para la protección de equipos se utiliza los descargadores comúnmente conocidos como pararrayos, que descargan a tierra la corriente del rayo, manteniendo la tensión entre bornes dentro de límites prefijados, mientras que la pendiente del frente de onda, o la magnitud de la corriente de descarga, y la energía disipada por la misma no superen márgenes previamente establecidos.

En consecuencia la técnica respectiva consiste en determinar las características y ubicación del pararrayos, el número de cables de guarda, la cantidad de interconexiones entre ellos y tierra, y la forma de lograr que ésta última se comporte como conductor aceptable.

Para lograr una correcta selección de los elementos de protección de un sistema de potencia eléctrico contra las descargas atmosféricas es necesario tener en consideración lo siguiente:

- a) Estimación de la probabilidad de ocurrencia y magnitud de los sobrevoltajes esperados.
- b) Determinación de las características de la resistencia de aislamiento a voltajes de impulso de los equipos a ser protegidos.
- c) Conocimiento de los factores ambientales de las zonas geográficas de la ruta por donde pasa la línea de transmisión como son: el nivel isocerámico, efectos contaminantes, altitud sobre el nivel del mar, etc.
- d) Determinación de la resistividad del terreno de la ruta por donde pasa la línea con el fin de establecer las características de las tomas de tierra y ofrecer baja resistencia al paso de la corriente del

rayo a tierra.

- e) Establecer en el punto determinado de protección, la eficacia con la cual el neutro de la red está puesto a tierra en ese punto.

3.2. PROTECCION DE LINEAS AEREAS.

En líneas de transmisión de energía eléctrica que tienen una alta incidencia de descargas atmosféricas, es una práctica común prevenir que estas descarguen directamente sobre los conductores de fase, mediante el uso de conductores de protección, llamados comunmente hilos de guarda, que tienen como objetivo interceptar las descargas del rayo y conducir las a tierra.

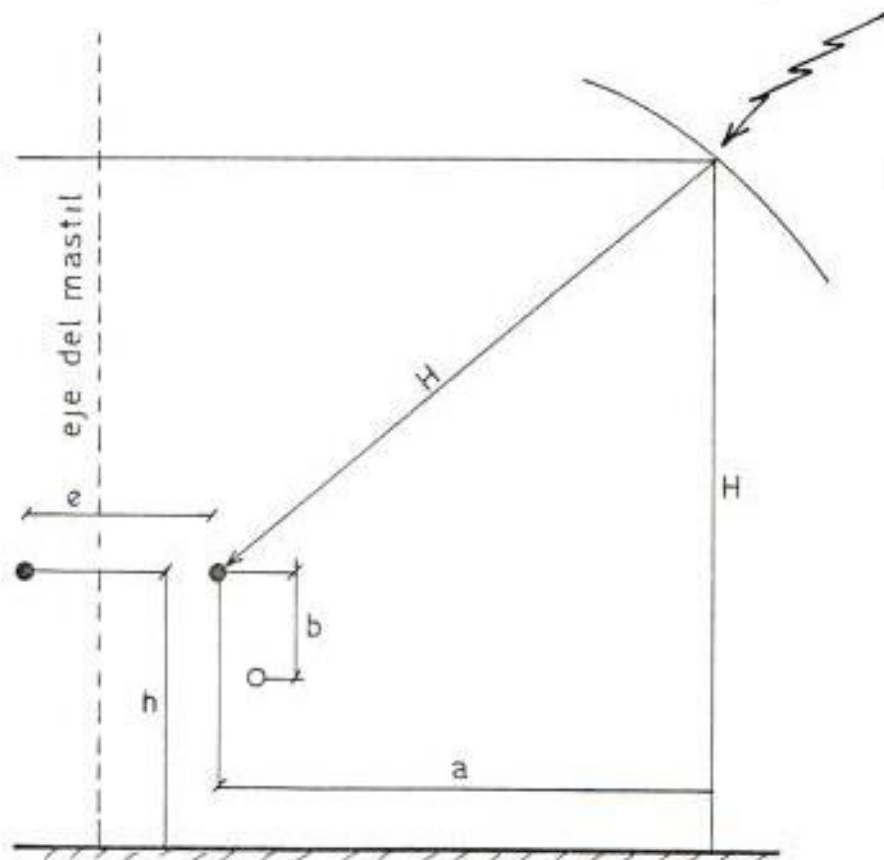
3.2.1 HILOS DE GUARDA

Estos conductores se instalan en la parte superior de las torres de la línea, sobre los conductores activos o fases, constituyendo una pantalla protectora e impidiendo que los rayos descarguen directamente sobre los conductores activos.

Para determinar el ancho de la faja de cubrimiento de los hilos de guarda a los conductores de fase, nos referiremos a la figura 3.1.

El ancho lateral está dado por:

$$a = \sqrt{H^2 - (H-h)^2} = \sqrt{2Hh - h^2}$$



ANCHO DE LA FAJA DE CUBRIMIENTO
DE LOS HILOS DE GUARDA

- cable de guarda
- conductor

FIG. 3.1

donde:

a = Ancho lateral de la faja de cubrimiento.

H = Altura en metros desde el suelo o la distancia vertical o inclinada a objetos prominentes que puede alcanzar la " cabeza guía ", de la descarga piloto del rayo antes que se produzca la descarga.

h = Altura en metros del cable de guarda definido por la siguiente fórmula:

$$h = ht - \frac{2}{3} (ht - hgw)$$

donde:

ht = Altura del cable de guarda en la torre.

hgw = Altura del cable de guarda en la mitad del vano

Por consiguiente el ancho total de la faja de cubrimiento está dada por:

$q = 2a + e$ (si se trata de una línea de una sola terna).

$q = a + \frac{e}{2}$ (se trata de una línea de doble terna)

donde:

q = Ancho total del cubrimiento de la faja.

e = Distancia en metros entre cables de guarda -
extremos.

Es importante determinar la posición relativa de los hilos de guarda con respecto a los conductores de fase para establecer el ángulo de protección, el cual no debe superar un máximo determinado, para lograr que toda descarga atmosférica dentro de la faja de cubrimiento de la línea alcance el o los cables de guarda.

El ángulo de protección es establecido por resultados estadísticos en experiencias de líneas similares en los cuales se establece que, depende en cierto grado de la altura del cable de guarda.

En la mayoría de las líneas de alta tensión, la altura de los conductores de guarda, varía muy poco; se asume un valor medio de 25 metros con un valor de ángulo de protección de 30° .

En algunos casos con niveles isocerámicos elevados 60 o mayores, se ha adoptado el límite de 20° .

Para evitar que la descarga o el arco salte de los hilos de guarda a los conductores de fase se

adopta una distancia entre conductores de fase e hilos de guarda, de por lo menos la distancia entre conductores de fase.

No obstante para obtener una mejor precisión en la instalación de los hilos de guarda, se determina la relación de protección como se indica a continuación



FIG 3.2.

-RELACION DE PROTECCION DEL HILO DE GUARDA A LOS CONDUCTORES DE FASE

En la figura anterior, se muestra el ángulo de protección comprendido entre los trazos de línea que parte verticalmente, del hilo de guarda hacia abajo del conductor que se desea proteger. El ángulo es normalmente de 30° , pero el espacio protegido por cada hilo dentro del cual no es de esperar que penetre ningún rayo directo se defi-

ne por un cono o ángulo diedro de valor $2\theta = 60^\circ$.

En la figura correspondiente a un triángulo abc, se define la zona de protección comprendida entre el plano abc y la línea ac trazada del hilo de guarda a dicho plano.

La línea ac, corta al plano de los conductores en c, a una distancia x, del punto b, ésta distancia viene siendo la que existe desde el hilo de guarda al centro de la torre. El hilo de guarda se encuentra a la altura $ab = y$, arriba del plano formado por los conductores.

La razón $\frac{y}{x} = K$, se conoce como la relación de protección y en la práctica $\frac{y}{x} > 1.5$.

3.2.2 PUESTA A TIERRA.

Los hilos de guarda se conectan a las tomas de tierra que se instalan al pie de la torre, a través de la estructura de la misma, o de conductores de puesta a tierra para descargar las ondas de sobrecorriente producida por las descargas atmosféricas que inciden sobre los hilos de guarda.

Es de fundamental importancia que éstas ofrezcan una baja resistencia al impulso para evitar que

la corriente de descarga produzca una sobretensión que puede provocar el arco de las torres hacia los conductores de fase.

Si la línea de transmisión atravieza regiones en donde los valores medios de la resistividad difieren mucho, es necesario particularizar el análisis a cada región por separado, para evitar errores demasiado apreciables.

Esta resistencia es usualmente expresada en términos de valores , medidos a frecuencia de 60 Hz.; sin embargo, el funcionamiento de la línea depende del valor de la resistencia de impulso al pie de la torre. El valor de esta resistencia depende de un número de factores tales como: la resistividad del suelo, del gradiente de ruptura crítico del suelo, de la corriente de descarga del rayo, y de la longitud y tipo de varillas o trapeso enterrados.

3.2.3 FORMAS DE DISMINUIR LA RESISTENCIA DE IMPULSO DE TIERRA.

La resistencia al impulso de los elementos que constituyen la superficie de la tierra, es muy elevada comparada con la resistencia al impulso de

los metales. Esta puede ser reducida utilizando los siguientes métodos.

a) Tratamiento químico del terreno.

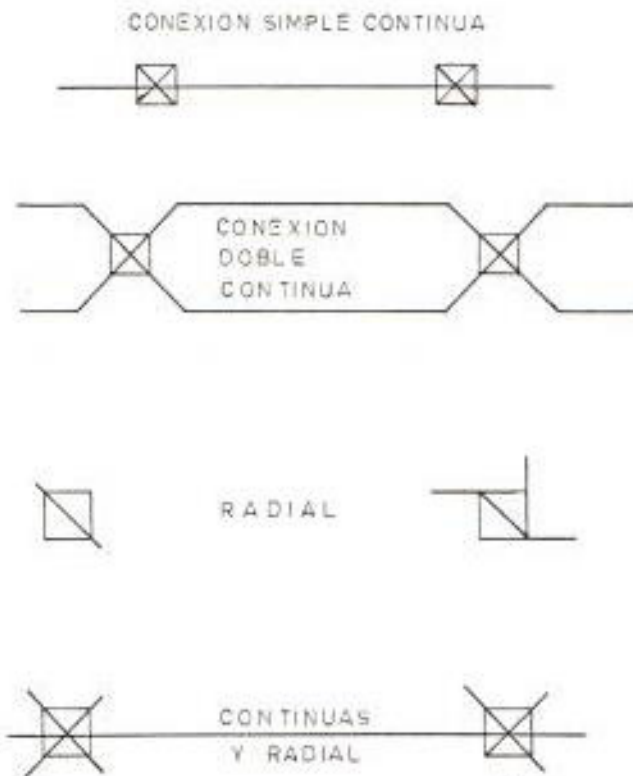
Este método consiste en disolver en la humedad natural del terreno sustancias químicas de altas conductividad en solución acuosa, dichas sustancias pueden ser: sulfato de cobre, cloruro de calcio, sulfato de magnesio, cloruro de sodio, siendo éstos dos últimos los que más comunmente se utilizan.

b) Introduciendo en el terreno varillas o electrodos galvanizados, a profundidades adecuadas alrededor de la torre, y si la resistencia deseada no se puede conseguir con una sola varilla, se introduce otra u otras varillas, teniendo una distancia de separación entre las varillas alrededor de la torre de por lo menos igual a la profundidad que están enterrados los electrodos.

c) Introduciendo en el terreno contrapesos.

La utilización de contrapesos, es un método práctico para reducir la resistencia de impulso de las toma de tierra, con ello se logra incrementar el área de contacto de la tierra

con el sistema de aterrizamiento. El contrapeso es un conductor o varios conductores empotrados en la tierra siguiendo una trayectoria paralela o en el mismo ángulo que los conductores de línea.



ARREGLOS DE CONTRAPESOS

FIG 3.3

3.3 PROTECCION DE SUBESTACIONES.

En la protección de los equipos instalados en las subestaciones eléctricas, se consideran dos tipos de aislamientos:

- a) Aislamiento Externo. Está constituido por el aislamiento de los soporte de las barras, cuchillas desconnectadoras, interruptores, transformadores de medición, etc., los cuales son protegidos contra descargas atmosféricas directas por medio de hilos de guarda y tomas de tierra, como se estableció en la protección de líneas aéreas.

Una protección adicional contra descargas directas en las subestaciones eléctricas tipo interperie es la instalación de bayonetas en las columnas de los marcos de las estructuras de la subestación. Este diseño no está sujeto a cálculos, ya que usualmente se instalan tantas bayonetas como columnas tenga la subestación.

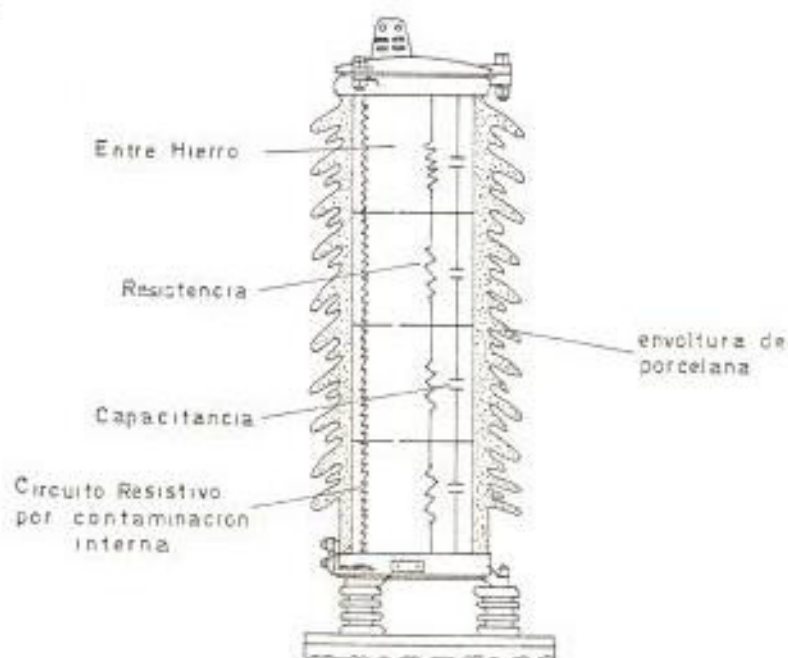
- b) Aislamiento Interno. Está constituido por el aislamiento de los arrollamientos de los transformadores de potencia instalados en las subestaciones y que está protegido contra sobretensiones de descargas atmosféricas indirectas por medio de pararrayos.

Esta protección está complementada por una excelente malla de puesta a tierra diseñado en base a la corriente de descarga del rayo y de la máxima corriente de falla de línea a tierra.

3.3.1 PARARRAYOS.

Este dispositivo se encuentra conectado cerca del equipo a proteger y opera cuando se presenta una sobretensión de determinada amplitud descargando la corriente del rayo a tierra y limitando la amplitud de la sobretensión a valores que no sean perjudiciales para las máquinas del sistema.

Su principio general de operación se basa en la formación de un arco eléctrico entre dos explosores, cuya separación está determinada de antemano de acuerdo con la tensión a la que va a operar.



PARARRAYOS TIPO ESTACION

FIG 3.4

Se fabrican diferentes tipos de pararrayos basados en el principio general de operación. Los más empleados son los conocidos como pararrayos tipo autovalvular y el pararrayo de resistencia variable.

El pararrayos tipo autovalvular consiste de varias chapas de explosores conectados en serie por medio de resistencias variables cuya función es dar una operación más sensible y precisa. Se emplea en los sistemas que operan a altas tensiones ya que representa una gran seguridad de operación.

El pararrayo de resistencia variable basa su principio de operación en el principio general, es decir con dos explosores y se conecta en serie una resistencia variable. Se emplea en tensiones medianas y tiene mucha aceptación en sistemas de distribución.



PARARRAYOS DE
RESISTENCIA VARIABLE
FIG 3.5

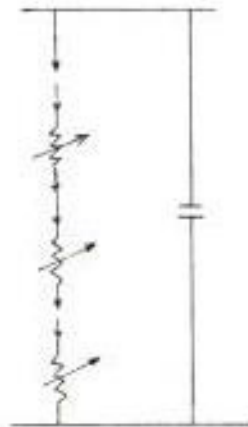


FIG 3.6
 PARARRAYOS
 TIPO AUTOVALVULAR

Las características de fundamental importancia de un pararrayos son:

a) Voltaje nominal del pararrayos.

Es el máximo voltaje RMS de frecuencia industrial permitido entre línea y tierra que puede ser aplicado continuamente sin que cambie sus características de operación.

b) Voltaje de impulso de descarga.

Es la máxima tensión en la cual el pararrayos descarga bajo una onda de impulso completa normalizada (1.2×50 useg).

c) Voltaje residual

Es el voltaje que aparece entre los terminales de línea y tierra durante el paso de la corriente de descarga.

d) Voltaje de Restablecimiento.

Es el voltaje que aparece en el pararrayos - inmediatamente después de la interrupción de la corriente del rayo.

3.3.2 SELECCION DE LAS CARACTERISTICAS DEL PARARRAYO.

Se asume que los terminales de tierra del pararrayos, están interconectados con las tomas de tierra del equipo protegido y que la conexión a tierra es suficientemente corta.

El procedimiento de selección de las características del pararrayos con relación al aislamiento a ser protegido puede reducirse a una serie de pasos descrito a continuación.

a) Determinación del máximo voltaje de línea a tierra de frecuencia industrial en el punto de instalación del pararrayos, considerando el efecto de aterrizamiento determinados por las relaciones x_0 / x_1 y R_0 / R_1 , de acuerdo a lo establecido en la tabla 3.1, donde:

x_0 = Reactancia de secuencia cero en el punto de instalación del pararrayos.

x_1 = Reactancia de secuencia positiva en el

CLASIFICACION DE SISTEMAS POR EL METODO DE CONEXION A TIERRA DE ACUERDO CON LAS
 NORMAS ASA PARA LA DETERMINACION DE SOBREVOLTAJES POR FALLA.

TABLA 3-1

DESCRIPCION	CLASE	RELACIONES DE LIMITE		COEFICIENTE DE ATE RRIZACION EN %.
		$\frac{X_0}{X_1}$	$\frac{R_0}{X_1}$	
ATERRIZADO	A	*	*	75
ATERRIZADO	B	0 a 3	0 a 1	80
ATERRIZADO	C	3 a + ∞	1 a + ∞	100
NO ATERRIZADO	D	-40 a -∞	-	100
NO ATERRIZADO	E	0 a -40	-	-

*

Relación no establecida

punto de instalación del pararrayos.

R_0 = Resistencia de secuencia cero en el punto de instalación del pararrayos.

R_1 = Resistencia de secuencia positiva en el punto de instalación del pararrayos.

- b) Estimación de la forma de onda y magnitud de la corriente de descarga del pararrayo más severa.
- c) Selección tentativa del voltaje nominal del pararrayos y su alcance.
- d) Determinación de los niveles de protección contra sobrevoltajes de impulso y maniobra otorgado por el pararrayos previamente escogido.
- e) Cálculo teórico de los máximos sobrevoltajes de impulso que pueden ocurrir sobre la aislación protegida teniendo en cuenta la ubicación del pararrayos y su distancia de separación.
- f) Determinación de la resistencia dieléctrica de la aislación a ser protegida.

- g) Comparación de la resistencia de la aislación con los voltajes de impulso del paso 2.
- h) En el caso que el paso a , indique que no se ha escogido una adecuada selección se debe proceder a una revaluación.

3.3.3 UBICACION DEL PARARRAYOS.

Tan importante como seleccionar las características adecuadas de un pararrayos, es determinar la ubicación del pararrayos con relación al equipo a proteger, para establecer la zona de protección y obtener un nivel de protección adecuado.

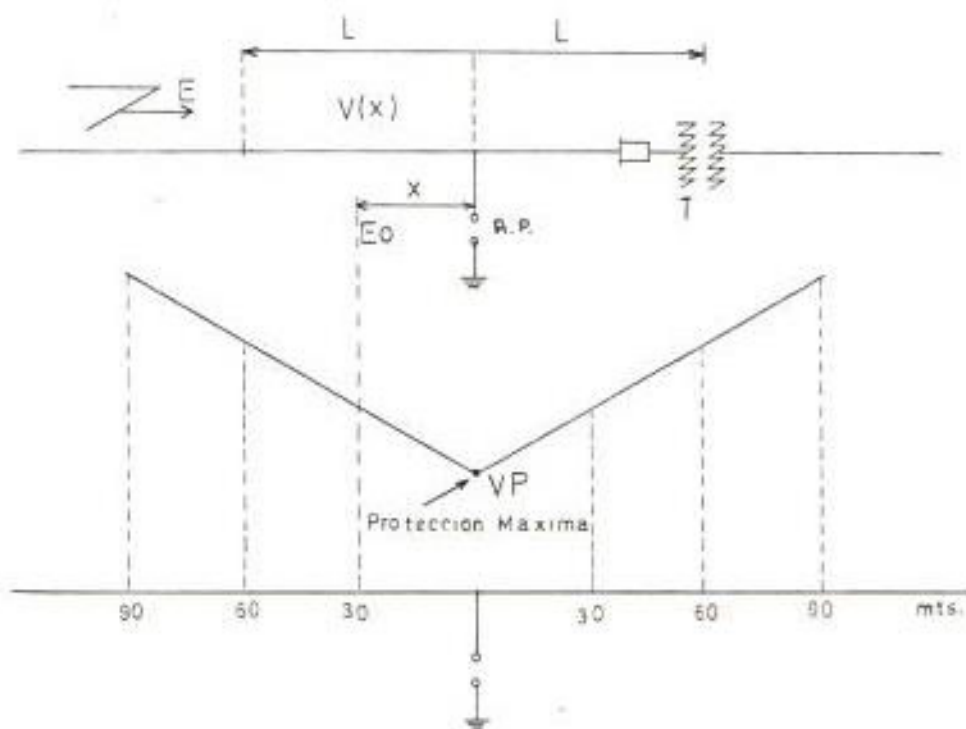
La protección de un pararrayos es máxima en el lugar de la instalación y disminuye en forma gradual a medida que se aleja del pararrayos hacia ambos lados del equipo a proteger. Por esta razón hay una distancia que proporciona un valor de protección mínimo requerido y que determina la zona de protección.

A valores de distancia mayores, el pararrayos ya no protege al equipo en la medida que se requiere.

Para determinar la zona de protección del equi

po, intervienen varios factores que tienen que ver desde luego con la característica del pararrayos, representadas por su tensión de descarga, con la onda incidente en cuanto a la pendiente del frente de onda y de la distancia de instalación al equipo por proteger.

Para ilustrar lo anteriormente consideramos la siguiente figura.



TENSION QUE APARECE EN LA INSTALACION EN FUNCION DE LA DISTANCIA

FIG 3.7

En donde:

L = Distancia del pararrayos a ambos lados del punto de instalación.

AP= Pararrayos

T = Transformador

V(x)=Eo= Tensión que aparece en cualquier punto x, de la instalación.

Con lo expuesto anteriormente observamos que los pararrayos suelen localizarse en las subestaciones eléctricas los más cercanos al equipo a proteger, sin embargo algunas veces por razones técnicas y económicas, éstos pueden encontrarse localizados a una distancia del equipo que aunque es relativamente corta se conoce como localización remota del pararrayos.

Con los propósitos señalados se utiliza una fórmula simplificada basada en la idealización de algunas características.

Se asume que el pararrayos se ceba cuando la tensión aplicada sobrepasa el valor U_0 de umbral y que mientras se encuentra descargando mantiene la tensión constante en ese mismo valor. Se supone también que las líneas son sin pérdidas y que las ondas viajeras son de frente recto

inclinado muy escarpado sin limitación de valor pico.

Para un punto hacia el lado de llegada de la onda incidente, tenemos:

$$U_{max} = U_0 + \frac{2dU}{dx} * X$$

donde:

X = Distancia desde el pararrayos hasta el punto donde interesa conocer la máxima tensión alcanzada.

$\frac{dU}{dx}$ = Pendiente geométrica de la onda

U_0 = Valor de impulso de descarga del Pararrayos.

Son particularmente simple e interesante los dos casos siguientes:

a) Pararrayos instalado junto al equipo al equipo a proteger.



T₅₀ = TIEMPO DE DESCARGA DEL PARARRAYOS.
FIG 3.8

De acuerdo a la ecuación

$$U_{max} = U_0$$

donde:

U_{max} = Voltaje máximo en los terminales del equipo.

U_0 = Voltaje de descarga del pararrayos.

- b) Pararrayos instalado a una distancia X , tal que $f < x$

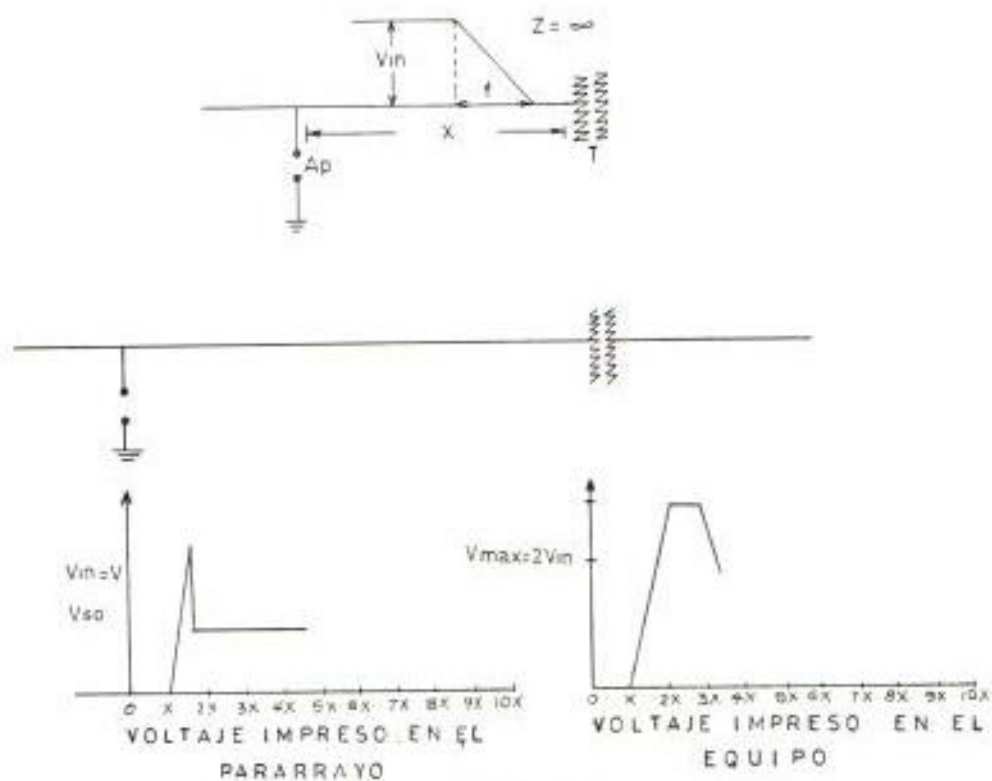


FIG 3.9

donde:

f = Frente de onda

X = Distancia de instalación del pararrayos

Vin = Voltaje máximo de entrada de la onda

Ap = Pararrayos.

De acuerdo a la ecuación.

$$U_{max} = 2U_0$$

Para obtener la zona de protección, se fija el nivel básico de aislamiento del equipo y se establece un margen de seguridad de 25% teniendo como tensión máxima resistidos de NBA/1.25, la distancia máxima de protección L en metros, estará dado por :

$$L = \frac{NBA/1.25 - U_0}{2 \frac{dU}{dx}}$$

En donde:

NBA = Nivel básico de aislamiento expresado en Kv.

U_0 = Tensión de descarga del pararrayos expresado en Kv.

$\frac{dU}{dx}$ = Pendiente del frente de onda, expresado en Kv/mts.

3.4 PROTECCION DE MAQUINAS ROTATIVAS

En las máquinas rotativas, tales como: grandes y pequeños motores, generadores de corriente alterna y condensadores síncronos que están instalados en sistemas eléctricos sujetos a fuertes descargas atmosféricas, se toman medidas especiales para proteger a los devanados de las máquinas ya que el aislamiento de los arrollamientos de dichos equipos es mínimo, debido al limitado espacio dentro de ellas. Además como el aislamiento no está sumergido en aceite, el voltaje de ruptura a los esfuerzos de impulso que éstos pueden resistir no es mucho mayor que el voltaje pico de prueba a frecuencia de 60 Hz. durante un minuto.

La resistencia dieléctrica del aislamiento entre los arrollamientos y la carcasa de la máquina es determinada principalmente por la magnitud del sobrevoltaje a tierra en los terminales de la máquina, recomendándose que el voltaje de ruptura a los esfuerzos de impulso, debe ser mayor o igual que 1.25 el voltaje de prueba a 60 Hz durante un minuto.

$$VPI \geq 1.25 * VP_{60 \text{ Hz}}$$

$$VP_{60 \text{ Hz}} = \sqrt{2} (2 V_{11} + 1) \text{ Kv}$$

donde:

VPI = Voltaje de ruptura a los esfuerzos de impulso del aislamiento a carcasa.

VP_{60Hz} = Voltaje pico de prueba a frecuencia industrial.

V₁₁ = Voltaje de línea a línea del sistema.

Mientras que la resistencia dieléctrica a los esfuerzos de impulso del aislamiento entre espiras es función de la rata de crecimiento del sobrevoltaje que incide en los terminales de la máquina.

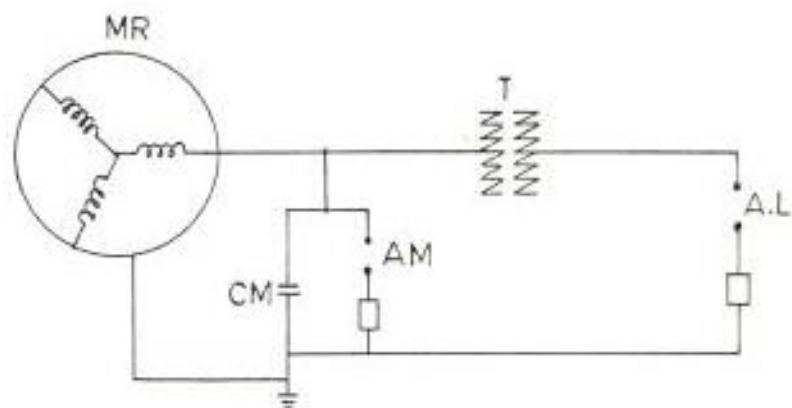
3.4.1 SISTEMA FUNDAMENTAL DE PROTECCION

Para la protección de las máquinas rotativas se tiene que limitar la magnitud del sobrevoltaje en los terminales de ellas y la pendiente del frente de onda del sobrevoltaje de incidencia, lo cual se logra por medio de los siguientes requerimientos prácticos.

a) Efectivo aterrizamiento.

b) Efectivo blindaje

c) Instalación de pararrayos y capacitores en los terminales de la máquina.



PROTECCION DE UNA MAQUINA ROTATIVA
FIG 3.10

La figura anterior se muestra los componentes usados en la protección básica de una máquina rotativa. El pararrayos AL limita el voltaje que determina la característica de carga del capacitor CM, que son instalados en cada fase de la línea, conectado no muy lejos de los terminales de la máquina, este pararrayos AL es del tipo usado para la protección de transformadores sumergidos en aceite. Estos pararrayos descargan antes que el voltaje impreso sea modificado por las reflexiones de el capacitor.

El pararrayos AM limita la magnitud de los sobrevoltajes de la onda de impulso en los terminales de los arrollamientos de las máquinas, éste pararrayos

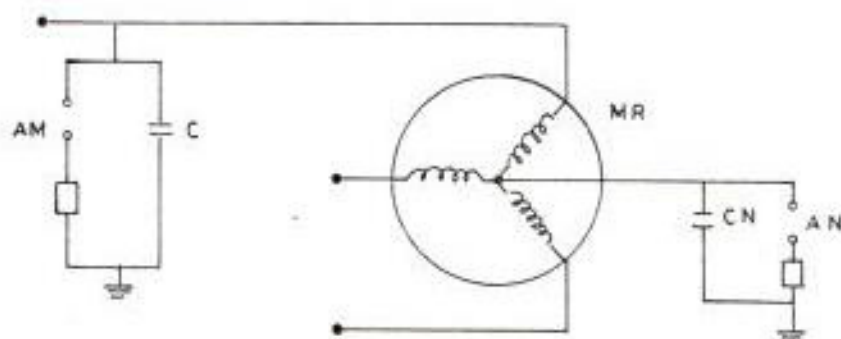
es de tipo especial de bajo nivel de protección, - con voltaje de descarga controlado e instalado en los terminales de la máquina y aterrizados a la - carcasa.

La pendiente de crecimiento de la onda de impulso, es reducido por un capacitor CM cargado a través - de la impedancia de sobretensión y la reactancia - de línea. La máxima pendiente de crecimiento per- misible, depende de la velocidad de propagación - del sobrevoltaje en los terminales de la máquina - del número de vuelta por bobina, se recomienda que la máxima pendiente de crecimiento debe ser limita - do a valores que el voltaje pico de impulso de prue - ba en los terminales de la máquina sea alcanzado - en 10μ seg., generalmente el valor de la capaci - tancia oscila entre 0.25 y 0.50 μ f.

3.4.2 PROTECCION AL NEUTRO DE LA MAQUINA

En la mayoría de los casos no se requiere protec - ción al neutro contra ondas viajeras sin embargo - es posible que pudiera ocurrir sobrevoltaje al neu - tro y entonces el sistema tendría que ser estudia - do en detalle. Existen dos formas de proporcionar protección al neutro:

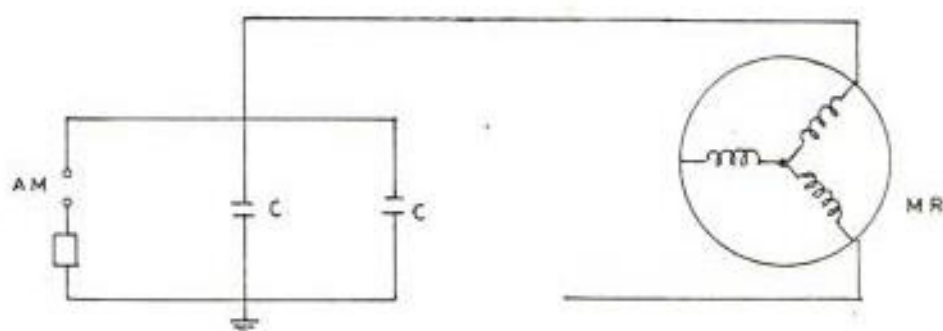
1. Si el neutro es accesible puede ser protegido aplicando un capacitor y un apartarrayos al neutro como se muestra en la figura siguiente.



PROTECCION DE UNA MAQUINA ROTATIVA CON NEUTRO ACCESIBLE

FIG 3.11

2. Donde el neutro no sea accesible o la protección el neutro sea expansiva, entonces la capacitancia normal de la máquina se puede tomar dos veces como se muestra en la figura 3.12.



PROTECCION MAQUINA ROTATIVA NEUTRO NO ACCESIBLE
 FIG 3-12.

La inductancia considerada en el circuito representativo de la máquina dependiendo del lugar donde - está la protección puede ser la propia del generador o la de generador y cable; o bien generador y transformador elevador y cable.

IV COORDINACION DE AISLAMIENTO EN LOS SISTEMAS DE ALTA TENSION CONTRA SOBRETENSIONES POR DESCARGAS ATMOSFERICAS.

4.1 INTRODUCCION

La coordinación de aislamiento consiste en correlacionar los niveles de aislamiento de los equipos de un sistema de transmisión de Energía Eléctrica, con las características de los equipos de protección a las solicitudes que son impuestas por las tensiones aplicados a aquellos durante el funcionamiento del sistema.

Las solicitaciones a los que se encuentran sometidos los aislamientos de los equipos en un sistema de potencia, son debido a la presencia permanente de la tensión de servicio, y a las sobretensiones de impulso a los que el sistema puede verse expuesto, los cuales pueden ser de origen externo motivados por descargas atmosféricas, y de origen interno producidas por fallas y/o por el accionamiento de los aparatos de conexión y desconexión.

Generalmente no se pretende que los aislamientos seleccionados, tengan una uniforme probabilidad de resistir las exigencias previsibles. En la mayor parte de los casos la coordinación de aislamiento, conduce a establecer niveles inferiores de aislamientos en equipos en

los cuales la incidencia de una falla sobre el funcionamiento del sistema resulta menos grave que si la falla se produce en otros equipos.

El sobredimensionamiento del aislamiento en los equipos a más de ser oneroso, no es conveniente en algunas partes de las instalaciones del sistema desde el punto de vista de protección contra sobretensiones, ya que esto trae como consecuencia cuando ocurran sobretensiones intensas que se presenten flameos o ruptura del aislamiento en partes vitales del sistema que pueden ser inaccesibles por Ej: es preferible que ocurra flameo o ruptura del dieléctrico en el aislamiento de la línea de transmisión, a que ocurra en las boquillas del transformador, o bien siguiendo la misma línea de razonamiento es preferible que lo anteriormente expuesto ocurra en las boquillas del transformador y no en su interior.

En la medida que se incrementan las tensiones en los sistemas de transmisión de energía eléctrica, los costos por aislamientos vienen a ser cada vez mayores en relación con el costo inicial del sistema, entonces se tiene la necesidad de reducir dentro de límites técnicos permisibles, la cantidad de aislamiento y por ende su costo, coordinando adecuadamente los niveles de aislamientos de los equipos.

A más de esto la disminución del aislamiento permite aumentar la potencia de transporte al disminuir las reacciones inductivas en serie.

4.2 PROCEDIMIENTO DE COORDINACION DE AISLAMIENTO EN SISTEMA DE ALTA TENSION.

El procedimiento generalmente seguido en el estudio de la coordinación de aislamiento en sistemas de alta tensión (tensiones menores o iguales a 345 KV.), integrados por líneas de transmisión y por subestaciones con equipos de interrupción y de transformación, están desarrollados con la idea directriz que las sobretensiones por descargas atmosféricas, sobretensiones temporarias y la tensión permanente de servicio, imponen a la aislación condiciones decisivas, debiendo ser resistidos por el aislamiento de los equipos, salvo aquellos que sean protegidos por pararrayos adecuados y solo para el tipo de sollicitación que éstos toleren. Además las sobretensiones de maniobra no deberán ocasionar flameos en aisladores de línea o la probabilidad de que éstos defectos ocurran debe ser muy remota.

El proceso para determinar los niveles de aislamientos de los distintos equipos en la etapa del diseño, tenderá a lograr que los equipos más importantes resulten protegidos por los pararrayos y que las sobretensiones

internas tengan muy baja probabilidad de originar interrupciones del servicio.

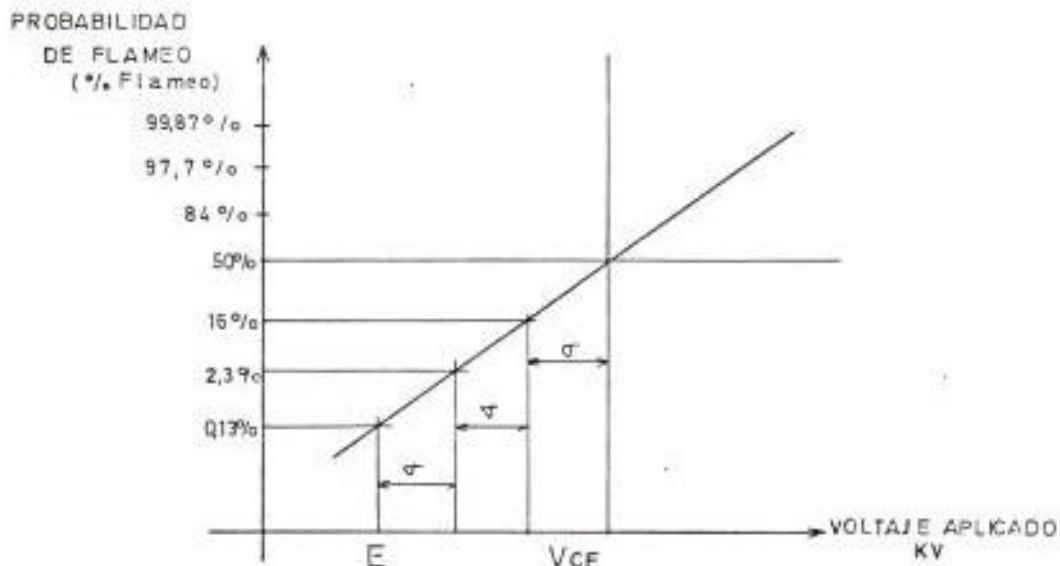
4.2.1 COORDINACION DE AISLAMIENTO EN LINEAS AEREAS.

- a) Consideración de las sobretensiones por descargas atmosféricas.

En las líneas aéreas interesa disponer de las curvas de distribución de probabilidades de descarga para cadenas de aisladores (simples, dobles, en V, etc.).

Generalmente se utiliza la información basada en ensayos con ondas representativas de descargas de rayo de polaridad positiva.

Partiendo de la suposición de que la curva de distribución de tensiones críticas de flameo siguen una distribución GAUSSIANA, se puede trazar la curva de probabilidad acumulativa en donde la probabilidad de flameo (P) se grafica contra la tensión aplicada, obteniéndose una curva promedio denominada distribución de frecuencia, que tiene la forma como se indica en la siguiente figura.



CURVA CARACTERISTICA DE PROBABILIDAD DE FLAMEOS

FIG 4.1

Aceptada la distribución GAUSSIANA, de probabilidades la característica queda determinada como se ha visto con solo dos valores, por Ej: el de la tensión V_{50} (con probabilidad de producir descarga en el 50 % de los ensayos) designada también Vcf y el de los apartamientos normales σ correspondientes.

Es generalmente admitido que para esta curva -

relativa a la rigidez dieléctrica σ , es usualmente asignada de 4.5 - 5 % de Vcf.

En la práctica para sobretensiones por rayo se ha determinado que la relación entre la tensión crítica y el nivel básico de aislamiento al impulso está relacionado por la siguiente expresión.

$$NBA = Vcf (1. - 1.35 \sigma)$$

donde:

NBA = Nivel básico de aislamiento al impulso

Vcf = Tensión crítica de flameo al impulso.

σ = Desviación normal.

Se deben introducir factores de corrección para tener en cuenta la disminución de la rigidez dieléctrica del aislamiento, considerando la altura sobre el nivel del mar de las zonas geográficas por donde pasa la ruta de la línea, debido a la variación de la densidad relativa del aire, lluvia, presión y temperatura.

Generalmente los fabricantes suministran la información relativa a la tensión crítica de flameo y en base de ello determinamos la cantidad

y tipo de aisladores.

- b) Consideración de las sobretensiones temporarias.

En el análisis del caso anterior no se consideró el efecto contaminante a la cual están expuestas continuamente las líneas de transmisión a lo largo de la ruta por donde pasa la línea, lo cual depende de las características ambientales de las zonas geográficas que sigue la ruta de la línea de transmisión.

Para la determinación de la cadena de aisladores, se considera la permanente sollicitación a que son sometidas por aplicación de la tensión máxima de servicio. Teniendo en consideración el grado de contaminación, se clasifican las zonas en: normal, intermedia y especial, asignando a cada una de ellas la longitud de la línea de fuga o de contorno que debe corresponder a cada KV de tensión máxima de servicio entre fases.

La distancia de fuga total de la cadena de aisladores, se determina mediante la siguiente relación.

$$DFT = KV_{ln} * K$$

donde:

DFT = Distancia de fuga total de la cadena de aisladores.

KV_{ln} = Tensión de línea a neutro del voltaje máximo de operación.

K = Distancia de fuga por KV determinado por la contaminación de la zona.

Determinada la longitud de fuga de la cadena de aisladores obtenemos el número de aisladores por cadena.

$$NA = \frac{Dft}{Dfa}$$

donde:

NA = Número de aisladores.

Dfa = Distancia de fuga de cada aislador.

Por información de tablas proporcionadas por los fabricantes una vez determinado el número de aisladores se obtiene el valor de la tensión crítica de flameo resistida por la cadena.

El nivel básico de aislamiento de la línea no deberá exceder al que sea determinado, como se

explica más adelante para las subestaciones. En caso contrario se correrá el riesgo de exigir más a las instalaciones terminales, ya que por las líneas podrán transitar sobretensiones de mayor incidencia sin producir descarga o flameos.

En muchos casos concretos se estila rebajar en un escalón el NBA de la línea a lo largo de tramos cortos (aproximadamente 3 ó 4 Kms.), adyacentes a las subestaciones para crear en estos tramos sectores vulnerables que el resto de líneas y subestaciones.

4.2.2 COORDINACION DE AISLAMIENTO EN SUBESTACIONES ELECTRICAS.

En función del análisis descrito para líneas, es conveniente subdividir la correspondiente consideración para subestaciones en: aislación externa y aislación interna, ya que la primera tiene estrecha relación con las líneas a los cuales se conecta la subestación.

a) Aislación Externa. La aislación externa de subestaciones, está constituida por el aislamiento de los aisladores de las barras, seccionado

res, interruptores, transformadores de medición, pasantes de transformadores principales, etc., se diseñan en general de modo que su nivel básico de aislamiento al impulso, supere el valor correspondiente de los tramos adyacentes de las líneas conectadas a la subestación.

En términos generales, todo lo relativo a onda de sobretensiones incidentes en las subestaciones eléctricas habrá que tener en cuenta lo siguiente:

1. Las ondas de sobretensión incidentes de gran amplitud van a estar limitados por el nivel básico de aislamiento al impulso de las líneas de transmisión.
2. En las subestaciones hay disminución natural de la magnitud de las ondas incidentes si en ella existen derivaciones o ramificaciones de circuitos eléctricos.
3. Como contrapartida a lo expuesto en (2), las condiciones pueden hacerse críticas en extremos abiertos, por las correspondientes reflexiones de la onda incidente.

Una forma práctica para definir la aislación

externa de subestaciones consiste en:

Elegir el valor normalizado del nivel básico de aislamiento como sigue:

$NBA (SE) = NBA (Línea) + \text{un escalón}$

$NBA (EXTREMOS ABIERTOS) = NBA(SE) + 2 \text{ escalones}$

donde:

$NBA(SE)$ = Nivel básico de aislamiento al impulso de los equipos instalados en la subestación.

$NBA(Línea)$ = Nivel básico de aislamiento al impulso de las líneas de transmisión.

ESCALON = Salto entre dos valores consecutivos en la tabla de niveles de aislamientos .

$NBA(Extremos abiertos)$ = Nivel básico de aislamientos de equipos normalmente abiertos en la subestación.

- b) Aislación Interna. El diseño del aislamiento interno de las subestaciones en alta tensión, se basa en elementos ligeramente distintos de aquellos usados en líneas de transmisión, ya

que las subestaciones contienen transformadores y otro tipo de equipo con aislamiento no auto-restaurable, el cual debe ser protegido más cuidadosamente contra ruptura dieléctrica interna.

En el proceso de esta etapa desempeñan un papel muy importante los parámetros característicos de los pararrayos.

Es imprescindible la instalación de éstos dispositivos para la adecuada protección de la aislación interna de los transformadores, para cuyo objeto deberán ser conectados a éstos últimos en la forma más directa e inmediata posible entre los bornes de alta tensión como entre bornes de puesta a tierra.

Los parámetros característicos de los pararrayos deberán quedar convenientemente comprendidos (teniendo en cuenta márgenes de seguridad), entre los valores de niveles de tensión resistida por las aislaciones y los valores de ciertas sobretensiones que no deberán provocar o mantener descarga interna en el pararrayos.

Como esos parámetros característicos responden exclusivamente al diseño del pararrayos, será

preciso proceder a la elección de éste, en base a un mínimo de condiciones y obtener después los restantes valores.

Como se ha expresado la elección del pararrayos se realiza en base al valor máximo de las sobretensiones temporarias. El pararrayos deberá tener como mínimo una tensión de restablecimiento cuyo valor de cresta sea 25 % superior.

Una vez elegido el pararrayos, en base a la información de los fabricantes se obtienen los siguientes valores.

- 1) Tensión de cebado en el frente de onda (1200 Kv por μ seg.)
- 2) Tensión de cebado al impulso (onda 1.2 x 50 μ seg.)
- 3) Tensión residual para descarga 10 KA (onda- 8 x 20 μ seg.)
- 4) Tensión de cebado con sobretensiones de maniobra
- 5) Tensión máxima con impulso de sobretensiones de maniobras.
- 6) Tensión de cebado con sobretensiones temporaria.

Una vez adoptado el pararrayos y en función de

los niveles característicos del mismo afectado por márgenes de seguridad correspondientes, - que se establecen para cada caso, se formula - la estimación de los niveles de aislación.

En primer lugar se determina el nivel básico de aislamiento para ondas de sobretensión por descargas atmosféricas para el aislamiento interno con un margen de no menos del 20 % por encima del más alto de los tres valores expuestos en 1, 2 y 3, eligiendo el valor normalizado para el nivel básico de aislamiento más próximo superior al estimado.

Se determina los márgenes de protección expuestos en la figura 4.2.

El voltaje de cebado en el frente de onda del pararrayos, se compara con el voltaje resistido de la onda cortada en la curva de voltaje tiempo de la característica de aislamiento del transformador.

$$MPI = \frac{CWW - FOWSO}{CWW} \times 100$$

donde:

MPI = Margen de protección que resulta de com

parar el voltaje de cebado en el frente de onda del pararrayos con la onda cortada de la curva voltaje tiempo de la característica de aislamiento de resistido del transformador cuyo valor es 15 % mayor que el nivel básico de aislamiento.

FOWSO=Voltaje de cebado en el frente de onda.

El voltaje de descarga del pararrayos es comparado con el nivel básico de aislamiento del transformador.

$$MP2 = \frac{NBA - (DV + IX)}{NBA} \times 100$$

donde:

MP2 = Nivel de protección que compara el voltaje de descarga con el nivel básico de aislamiento del transformador.

DV = Voltaje de descarga del pararrayos.

IX = Caída de voltaje de las conexiones de la puesta a tierra del pararrayos

NBA = Nivel básico de aislamiento.

En base a los datos obtenidos se establecen la correspondencia entre los niveles básicos de

aislamiento y las condiciones de ensayo a frecuencia industrial.

Se verificará que las sobretensiones temporarias que pueden quedar expuestas los bobinados de los transformadores no excedan los valores de aguante de la aislación de éstos.

En el supuesto caso que no se verificara ésta condición, se estará obligado a revisar nuevamente la elección del pararrayos y a optar de cualquier modo por un nivel básico de aislamiento normalizado superior.

También deberá verificarse que $0.8 \times NBA$, supere con margen no menor de 15 % las sobretensiones de maniobra más elevadas a que se estima pueden verse sometidas los bobinados.

Como fue expresado anteriormente el nivel básico de aislamiento de la línea, podrá ser en general y a lo sumo el mismo que el adoptado para la aislación externa de la subestación, pero a efectos de obviar la posibilidad de que se vean afectados los equipos de llegada la línea particularmente expuesto en el caso en que por estar abiertos los interruptores correspondien-

tes no se posibilite el escurrimiento de cargas se adoptará un nivel inferior en la gama de sobretensiones por rayo para los tramos de líneas de aproximadamente 3 a 4 km. adyacente a cada subestación.

Además, en razón de que solo se ha proyectado proteger con pararrayos a los aparatos más costosos (transformadores), y dado que existen distancias relativamente apreciables entre la ubicación de ellos y la de los otros equipos de la subestación (incluyendo sistemas de barras), es aconsejable incrementar en un escalón el nivel básico de aislamiento de esos equipos y en dos escalones el valor de prueba resistida de los desconectadores, entre contactos abiertos con lo cual se aumenta correspondientemente el valor de tensión eficaz resistida bajo lluvia.

En la figura 4.2. se muestra graficamente la coordinación de los niveles de aislamiento que en base a lo expuesto anteriormente se podrá especificar para la compra de los equipos e instalaciones en particular se observa claramente las condiciones límite exigibles a los pararrayos y los márgenes de seguridad que garantizan

SOBRETENSIONES COORDINACION DE LA AISLACION

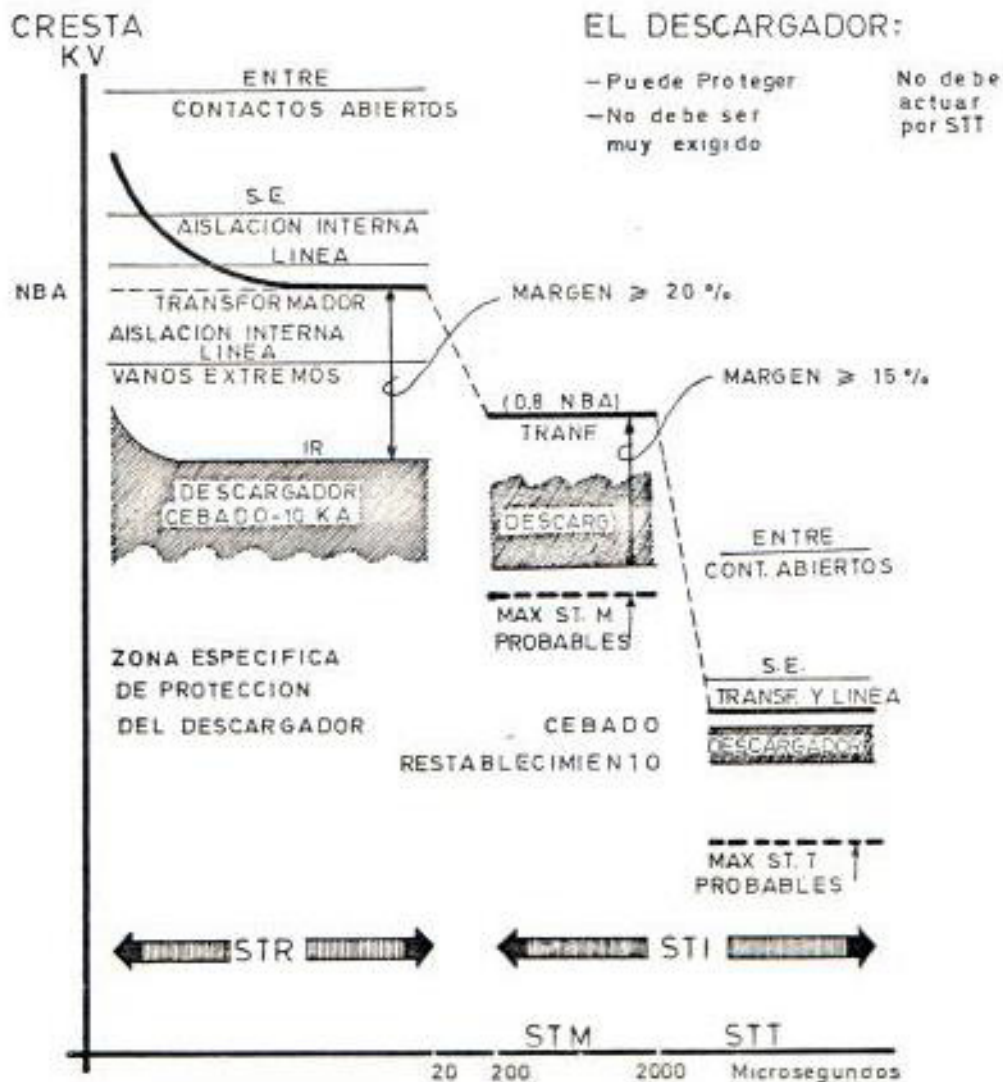


FIG 4.2

la seguridad de protección de la aislación interna de los transformadores.

4.3 DESCRIPCION DEL PROGRAMA PARA LA COORDINACION DE AISLAMIENTO EN SISTEMAS DE ALTA TENSION.

4.3.1 GENERALIDADES

El objetivo principal del programa es determinar la coordinación de los niveles de aislamientos, de las líneas de transmisión y subestaciones en sistemas de alta tensión teniendo la idea directriz que las sobretensiones por descargas atmosféricas imponen las condiciones decisivas del aislamiento.

Se considera las diversas zonas geográficas y características ambientales de las mismas, por donde pasa la ruta de la línea, ubicación de la subestación para determinar las correcciones adecuadas a los niveles de aislamiento en los equipos que son afectados por la influencia de parámetro como son: densidad relativa del aire, altura sobre el nivel del mar, presión, temperatura, etc.

El programa CASAT, que es el acrónimo de coordinación de aislamiento en sistemas de alta tensión consta de un programa principal escrito en lenguaje fortran implementado en un computador IBM S-34.

4.3.2 GLOSARIO DE VARIABLES.

A continuación se define el significado de las variables utilizados en el programa CASAT.

L ZONA. Variable que nos determina la zona en base a la altura sobre el nivel del mar por donde pasa la ruta de la línea.

NUAI . Variable que asigna el número de aisladores de la línea en base a la zona que dicha línea atravieza.

VCFL . Arreglo que contiene las tensiones críticas de los aisladores.

BILT . Arreglo que contiene los niveles básicos de aislamiento de los aisladores.

RHA . Variable que almacena la altura en metros sobre el nivel del mar de las zonas por donde pasa la ruta de la línea.

NC . Variable que asigna el nivel de contaminación de la zona.

VTMD . Arreglo que contiene las características de voltaje nominal de los pararrayos tipo estación.

- FOWSO . Arreglo que contiene los valores del voltaje de cebado en el frente de onda de los pararrayos.
- DV . Arreglo que contiene las características de voltaje de descarga de los pararrayos.
- BILL . Arreglo que contiene los niveles de aislamiento para onda de impulso de las líneas de transmisión en función del voltaje de operación del sistema.
- TENS . Arreglo que contiene los voltajes nominales de las líneas de transmisión usados en sistemas de alta tensión.
- DENRE . Variable que define la densidad relativa del aire de las zonas por donde pasa la ruta de la línea.
- ZONA . Variable que contiene los límites de las zonas en que se ha dividido para desarrollar el programa.
- CM . Variable que asigna la cantidad de los niveles de contaminación de las zonas.
- BILTR . Arreglo que contiene las características

de los niveles de aislamientos de los -
transformadores de potencia.

- R0 . Resistencia de secuencia cero en el punto de instalación del parrarrayos.
- X0 . Reactancia de secuencia cero en el punto de instalación del pararrayos.
- R1 . Resistencia de secuencia positiva en el punto de instalación del pararrayos.
- X1 . Reactancia de secuencia positiva en el punto de instalación del pararrayos.
- VCMD . Tensión de línea a tierra de las fases - no falladas al producir una falla de línea tierra, en el punto de instalación - del pararrayos.
- VNOM . Voltaje nominal del sistema.
- PMP1 . Margen de protección del pararrayos.
- PMP2 . Margen de protección del pararrayos.
- BIL . Nivel básico de aislamiento del transformador de potencia.
- BEQUI . Nivel básico de aislamiento de equipos -

instalados en la subestación.

- V70 . Tensión crítica de ruptura de los equipos que están normalmente abiertos en la subestación.
- NEQU . Número de aisladores de los dispositivos normalmente abierto en la subestación.
- VAGTA Nivel básico de aislamiento del tramo adyacente de la línea de transmisión.
- V60 . Tensión crítica de ruptura del aislamiento del tramo adyacente a la subestación de la línea de transmisión.
- NATA . Número de aisladores del tramo adyacente de línea a la subestación.
- VAG . Nivel básico de aislamiento de los aisladores de las barras de la subestación.
- V50 . Tensión crítica de ruptura de los aisladores de la barra de la subestación.
- NASE . Número de aisladores de las barras en la subestación.
- RHSE . Altura en metros sobre el nivel del mar de la ubicación de la subestación.

- CM(NCSE) Nivel de contaminación de la zona donde está ubicada la subestación.
- D (s) . Distancia de seguridad mínima al suelo de las barras de la subestación.
- CWW . Variable que nos asigna la onda cortada - de la característica voltaje - tiempo del transformador de potencia.
- VSTM . Variable que nos asigna el voltaje de maniobra que puede ocurrir en sistemas de alta tensión en base a la tensión de operación.
- VDES . Margen de seguridad del pararrayos en base de su voltaje de descarga.
- CDV . Corriente de descarga del pararrayos.
- PTCIM . Variable que nos designa el valor de guante del transformador para ondas de maniobras.
- X . Variable que nos indica la distancia a la cual debe instalarse el pararrayos.
- DISTF . Distancia de fuga de la cadena de aisladores.

- PORCE Variables que nos asigna el porcentaje permitido para el voltaje de operación del sistema.
- CAIDA . Variable que nos asigna la contribución de la caída de las conexiones del pararrayos a tierra.
- NH . Variable que asigna el número de zonas utilizadas en el programa.
- RKLL . Factor de lluvia.
- Zo . Impedancia característica de la línea de transmisión.
- VCFCO Voltaje crítico de ruptura corregido.
- S . Frente de onda en Kv/ μ seg.

4.3.3 DESARROLLO DEL PROGRAMA.

a) Datos de entrada

Para la correcta utilización del programa se deberá ingresar un conjunto de datos necesarios que serán fijos cada vez que se analice sistemas de diferentes voltajes de transmisión, siendo éstos los que a continuación se detalla.

1. Características de aislamiento de la cadena

de aisladores.

El programa permite como máximo que la cadena conste de 30 elementos, los datos almacenados son:

VCFL = Voltaje crítico de ruptura de la cadena de aisladores en KV, para ondas de impulso, medidos sobre el nivel del mar.

BILT = Nivel básico de aislamiento al impulso de las cadenas de aisladores en KV, se proporciona datos para diversas altitudes sobre el nivel del mar.

Los datos almacenados están divididos en cuatro zonas de acuerdo a la altitud sobre el nivel del mar para cada una de las cadenas aisladores.

Primera zona 0 - 500 mts. sobre el nivel del mar.

Segunda zona 500 - 1500 mts. sobre el nivel del mar.

Tercera zona 1500 - 2500 mts. sobre el nivel del mar.

Cuarta zona 2500 - 3500 metros, sobre el nivel del mar.

2. Característica de aislamiento de los transformadores de potencia.

Se almacena las características de aislamiento de los transformadores de potencia en función de la tensión de operación que se construyen para sistemas de alta tensión, cuyos datos son:

BILTR = Nivel básico de aislamiento del transformador de potencia en Kv. teniendo en consideración la gama de niveles de aislamiento, que se tienen para cada nivel de voltaje de operación del transformador.

3. Características de los pararrayos.

Se almacenan las características de los pararrayos tipo estación, el programa solo acepta 25 unidades tipo estación.

VTMD = Voltaje nominal del pararrayos en KV.

FOWSO = Voltaje de cebado en el frente de onda en Kv.

DV = Voltaje de descarga del pararrayos en Kv.

S = Frente de onda en Kv/ μ seg.

4. Característica de aislamiento de las líneas de transmisión.

Se almacena los niveles de tensión y su característica de nivel básico de aislamiento para las tensiones utilizadas en los sistemas de alta tensión.

TENS = Voltaje nominal de línea a línea, de las líneas de transmisión de alta tensión.

BILL= Nivel básico de aislamiento de las líneas de transmisión en Kv.

5. Zonas geográficas.

El programa permite el uso de 4 zonas geográficas, los cuales se ha clasificado de la siguiente manera:

Primera zona. Altitudes de 0 a 500 mts. sobre el nivel del mar.

Segunda zona. Altitudes comprendidas desde

500 mts. a 1500 mts. sobre el nivel del mar.

Tercera zona. Altitudes de 1500 mts, a 2500- mts. sobre el nivel del mar.

Cuarta zona. De altitudes de 2500 mts. en adelante.

En función de lo establecido se proporcionan los datos característicos de cada zona a continuación detallados.

DENRE. Densidad relativa del aire para cada zona.

CM . Nivel de contaminación de cada zona.

RKLL = Factor de lluvia de cada zona.

6. Característica del sistema de transmisión en estudio.

Los datos que a continuación se detallan son datos variables que serán suministrados al programa, cada vez que se quiera analizar sistemas de transmisión de diferentes características:

VNOM = Voltaje nominal de línea a línea del-

sistemas de transmisión en Kv.

PORCE= Porcentaje permitido para obtener la tensión máxima de servicio.

CAIDA= Voltaje a través de las interconexiones del cable de tierra del pararrayos

R1 = Resistencia de secuencia positiva en el punto de instalación del pararrayo.

R0 = Resistencia de secuencia cero en el punto de instalación del pararrayos.

X1 = Reactancia de secuencia positiva en punto de instalación del pararrayo.

X0 = Reactancia de secuencia cero en el punto donde se instala el pararrayos.

NH = Número de zonas que atravieza la ruta de la línea de transmisión.

RHSE = Altura en metros sobre el nivel del mar de la ubicación de la subestación.

NCSE = Nivel de contaminación donde se encuentra ubicada la subestación.

RKLL = Factor de lluvia de la zona.

NC = Nivel de contaminación por donde pasa la ruta de la línea de transmisión.

B) Detalle y explicación del cálculo.

Después del proceso de almacenamiento y lectura de datos, se procede a realizar cálculos en base a la siguiente fórmula detallada a continuación.

1. Se calcula el más alto voltaje de estado estable que puede ser impuesto en el pararrayos al producirse una falla de línea a tierra en el sitio donde se ubican los pararrayos.

$$VCMD = VNOM / \sqrt{3} * EF * PORCE$$

donde:

VCMD = Máximo voltaje de línea a tierra de estado estable en las fases no falladas, al asumir una falla de línea a tierra, en Kv.

VNOM = Voltaje nominal de línea del sistema - en Kv.

EF = Coeficiente de aterrizamiento.

PORCE = Variable que nos determina la tensión-

máxima de servicio del sistema.

El coeficiente de aterrizamiento (EF), que acontece para el desplazamiento del neutro de las dos fases no falladas, es calculado por la fórmula.

$$EF = \frac{\sqrt{3} \sqrt{(x_0/x_1)^2 + x_0/x_1 + 1}}{x_0/x_1 + 2}$$

donde:

x_0 = Reactancia de secuencia cero en el punto de instalación del pararrayos.

x_1 = Reactancia de secuencia positiva en el punto de instalación del pararrayos.

R_0 = Resistencia de secuencia cero en el punto de instalación del pararrayos.

R_1 = Resistencia de secuencia positiva en el punto de instalación del pararrayos.

2. Se selecciona el pararrayos adecuado en base al máximo sobrevoltaje impresos en los bornes del pararrayos obtenido en el paso anterior -

comparándolo con los valores almacenados del voltaje nominal de los pararrayos, eligiendo el más inmediato superior.

$VTMD (I) > VCMD$

$VTMD (I)$ = Arreglo que contiene almacenado el voltaje nominal del pararrayos en Kv.

$VCMD$ = Máximo sobrevoltaje de línea a tierra que puede ser impuesto en los bornes del pararrayos.

I = Indicador que varía de 1 a 25'

3. El aislamiento del transformador es calculado a partir de los parámetros típicos del pararrayos seleccionado.

El nivel básico de aislamiento deberá ser al menos 25 % mayor que el máximo de los siguientes valores.

a. Máximo voltaje de descarga del pararrayos.

b. Máximo voltaje de descarga en el frente de onda/1.10.

El nivel básico de aislamiento requerido se -
lo calcula por:

$$BIL = 1.25 * \frac{FOWSO}{1.10}$$

donde:

BIL = Nivel básico de aislamiento del trans-
formador.

FOWSO= Tensión de cebado en el frente de onda
del pararrayos.

Se calcula el nivel básico de aislamiento por
maniobra resistido por los arrollamientos del
transformador.

$$PTCIM = 0.83 * BIL$$

donde:

PTCIM= Nivel básico de aislamiento por manio-
bra resistido por el transformador.

Se determina la distancia a la cual el para -
rrayos se ubicarán delante de los bornes de
alta tensión del transformador por medio de
la siguiente relación.

$$X = \frac{300 * (V_{MAX} - V_P)}{2 S}$$

donde:

X = Distancia en metros de la ubicación del

pararrayos.

VMAX = Voltaje máximo permitido en el transformador en Kv.

VD = Voltaje de descarga del pararrayos en Kv.

S = Frente de onda del pararrayos en Kv / μ seg.

Se calculan los márgenes de protección establecido por las siguientes relaciones.

$$PMP1 = \frac{CWW - FOWSO}{CWW} * 100$$

$$PMP2 = ((BIL - (DV+CAIDA)) / BIL) * 100$$

donde :

PMP1 = Margen de protección del pararrayos, comparado el voltaje de cebado del pararrayos con el valor de la onda corta de la curva voltaje - tiempo del aislamiento del transformador.

PMP2 = Margen de protección del pararrayos comparando el nivel básico de aislamiento con el voltaje de descarga del pararrayos.

DV = Voltaje de descarga del pararrayos.

BIL = Nivel básico de aislamiento del transformador.

CAIDA= Factor que nos proporciona la caída de voltaje a través de las conexiones a tierra del pararrayos.

4. En base a la información técnica del nivel de aislamiento de los transformadores de potencia, se procede a calcular, los datos establecidos en el paso anterior para comparar los niveles de aislamientos diseñados con las características que nos proporciona el fabricante y poder elegir el más conveniente desde el punto de vista técnico.

5. Para establecer el nivel de aislamiento de la línea de transmisión, se procede a determinar las zonas por donde atravieza la ruta de la línea estableciendo la siguiente relación.

$$RHA(K) \leq ZONA (M)$$

donde:

RHA(K) = Arreglo que contiene las altitudes en metros de las rutas por donde atravieza la línea.

ZONA(M) =Arreglo que contiene los límites de las zonas que se han clasificado.

K = Variable que determina el número de altitudes sobre el nivel del mar de la ruta por donde atravieza la línea varía de 1 a 4.

M = Variable que determina la zona en que se encuentra determinado tramo de la ruta de la línea.

Estas zonas se han clasificado de la siguiente manera:

ZONA(1) Para altitudes comprendidas de 0 a 500 metros, sobre el nivel del mar.

ZONA(2) Para altitudes comprendidas de 500 a 1500 metros sobre el nivel del mar.

ZONA(3) Para altitudes comprendidas de 1500 a 2500 metros, sobre el nivel del mar.

ZONA(4) Para altitudes comprendidas de 2500 a 3200 metros, sobre el nivel del mar.

El nivel de contaminación de la zona es asignado a través de un indicador "NC", que varia

de 1 a 5, teniendo en cuenta la posibilidad que tramos de línea que pertenezcan a una misma zona posean niveles de contaminación diferentes.

Los niveles de contaminación que se establezcan son:

CM(1) Nivel de contaminación extrafuerte.

CM(2) Nivel de contaminación fuerte.

CM(3) Nivel de contaminación media.

CM(4) Nivel de contaminación liviana.

CM(5) Nivel de contaminación.

Establecido lo anterior se procede a determinar la longitud de la cadena de aisladores de cada zona teniendo en consideración el nivel de contaminación.

$$\text{DISTF} = \text{VNOM} / \sqrt{3} * \text{CM}$$

donde:

DISTF = Distancia de fuga total de la cadena de aisladores en centímetros.

VNOM = Voltaje nominal de línea del sistema en kv.

CM = Nivel de contaminación de la zona en -
CM/Kv.

El número de aisladores es determinado por:

$$\text{NUAI} = \text{DISTF}/\text{DFA}$$

donde:

DFA = Distancia de fuga de cada aislador

NUAI= Numero de aisladores de la línea.

Cuando la contaminación es nula se procede a corregir el voltaje crítico de ruptura a partir del nivel de aislamiento determinado para el nivel de tensión de la línea de transmisión considerando la variación de la densidad relativa del aire.

$$\text{VCFCO} = \text{VCF}/\text{DENRE}(M)$$

donde:

VCFCO = Voltaje crítico corregido.

VCF = Voltaje crítico a 0 mts. sobre el nivel del mar.

DENRE(M)=Densidad relativa del aire de la zona (M).

M = Indicador que nos proporciona la zona de la ruta de la línea de transmisión.

Con el valor del voltaje corregido se compara dicho valor con los almacenados en la tabla y se determina el número de aisladores que corresponde a cada zona.

Este proceso se repite "X", veces que en el programa solo se permite hasta cuatro veces.

6. Para determinar el nivel de aislamiento externo de los equipos conectados en la subestación, se procede de igual manera que el paso anterior definiendo el aislamiento de la siguiente forma.

$$\text{NBA(SE)} = \text{NBA(LINEA)} + 1 \text{ escalón}$$

$$\text{NBA(EXTREMOS ABIERTOS)} = \text{NBA(SE)} + 2 \text{ escalones.}$$

donde:

NBA(SE) = Nivel básico de aislamiento de los equipos conectados en la subestación.

$\text{NBA(EXTREMOS ABIERTOS)}$ = Nivel básico de aislamiento de los equipos que se encuentran normalmente directos en la subestación.

NBA(LINEA) Nivel básico de aislamiento de la línea, que cuya ruta pasa por la zona

donde se encuentran ubicada la subestación.

Considerando los niveles básicos de aislamiento, se calcula el voltaje crítico de ruptura, mediante la siguiente relación.

$$VCF = BIL(EQUIPO) / 0.91$$

donde:

VCF = Voltaje crítico de ruptura.

BIL(EQUIPO) Nivel básico de aislamiento del equipo.

Se considera el factor de lluvia "RKLL" para establecer el voltaje resistido de los equipos mediante la siguiente relación.

$$VAG = RKLL * (VCF - 3 \sigma VCF)$$

donde:

VAG = Voltaje resistido de los equipos.

RKLL= Factor de lluvia de la zona.

σ = Desviación normal del voltaje crítico de ruptura.

VCF = Voltaje crítico de ruptura.

Con el fin de crear zonas vulnerables cerca

de la subestación y darle mayor protección a aquellos contra sobretensiones de origen externo, se diseña el aislamiento de la línea de transmisión, adyacente a la subestación adoptando niveles inferiores de aislamiento en un tramo de 3 ó 4 km. de la línea de transmisión adyacente a la subestación.

c) Datos de salida

La estructura del programa permite imprimir los resultados de los cálculos efectuados a grupados en tablas, las características del pararrayos seleccionado y los niveles de aislamientos de la líneas de transmisión y subestación.

1. TABLA I

Se imprime las características del pararrayos seleccionado.

VF = Tensión nominal de fase a tierra del sistema en Kv.

VCMD=Sobretensión de línea de frecuencia industrial (60 HZ) de las fases no falladas al producirse una falla de línea a tierra en kv.

VTMD(I)=Valor de la tensión nominal del para

rrayos seleccionado en Kv.

VSOPM = Valor del voltaje de descarga para ondas de maniobra del pararrayos en Kv.

DV (I) = Voltaje de descarga del pararrayos seleccionado para una corriente de descarga de 5 KVA para ondas de impulso.

FOWSO(I) = Voltaje de cebado en el frente de onda en Kv.

VSS = Frente de onda del pararrayos en Kv / μ seg.

CDV = Corriente de descarga permitidos por el pararrayos en Kv.

2. TABLA II

Se imprime el nivel de aislamiento y características internas del transformador de potencia, en base al pararrayos seleccionado y la distancia en la cual éste será instalado.

NBA = Nivel básico de aislamiento del transformador obtenido a partir de las características del pararrayos en Kv.

VSTM = Valor máximo de sobretensión por manio-

bra que se presentan en los sistemas de alta tensión.

VCMD= Máximo voltaje de línea a tierra de estado estable en las fases no falladas - al asumir una falla de línea a tierra - en Kv.

PTCIM=Nivel básico de aislamiento para sobretensiones por maniobra resistido por el aislamiento del transformador en Kv.

PMP1= Margen de protección del pararrayos comparando el voltaje de cebado en el frente de onda del pararrayos y la onda cortada de las características voltaje - tiempo del aislamiento del transformador de potencia expresada en porcentaje.

PMP2= Margen de protección del pararrayos comparando el voltaje de descarga con el nivel básico de aislamiento del transformador expresado en porcentaje.

X = Distancia a la cual será instalado el pararrayos expresado en metros.

3. TABLA III

Se imprime los valores establecidos en la tabla II, para la gama de niveles de aislamientos que los fabricantes construyen para cada valor de tensión nominal y poder seleccionar, el más adecuado, de acuerdo a las mejores características que ofrecen.

V. TABLA IV

Se imprime las características de los niveles de aislamientos seleccionados para las líneas de transmisión, teniendo en cuenta las zonas por donde pasa la ruta de la línea de transmisión.

VNOM = Voltaje nominal de línea a línea de la tensión de operación del sistema.

ZONA(K) = Nos indica la zona por donde pasa la ruta de la línea.

RHA(K) = Altura sobre el nivel del mar de zona por donde pasa la ruta de la línea.

DENRE(M) = La densidad relativa del aire de la zona.

BILT = Valor calculado del nivel básico de aislamiento de la línea de transmisión para las distintas zonas de la ruta de

la línea de transmisión.

VCF(K) Tensión crítica de ruptura del aislamiento de la línea de transmisión.

NUA(K) Número de aisladores seleccionada para las distintas zonas por donde pasa la ruta de la línea de transmisión.

CM(LL) Nivel de contaminación establecido para la zona

5. TABLA V

Se imprime las características de aislamiento de la subestación.

RHSE = Altura sobre el nivel del mar de la ubicación de la subestación en metros.

CM(NSE) Nivel de contaminación de la zona donde se ubica la subestación.

DIS = Distancia de seguridad mínima al suelo de las barras de la subestación.

NASE = Número de aisladores de las barras de la subestación.

RHSE = Altura sobre el nivel del mar de la ubicación de la subestación en metros.

- CM(NSE) Nivel de contaminación de la zona don-
de se ubica la subestación.
- DIS = Distancia de seguridad mínima al sue-
lo de las barras de la subestación.
- NASE = Número de aisladores de las barras de
la subestación.
- VAG = Nivel básico de aislamiento resistido
por los aisladores de las barras de
la subestación.
- V50 = Tensión crítica de ruptura de los ais-
ladores en la barra de la subestación.
- NATA = Números de aisladores del tramo adya-
cente de la línea de transmisión(3 o
4 kms.) de la subestación.
- VAGTA= Nivel básico de aislamiento del tra-
mo adyacente de la línea de transmi-
sión.
- V60 = Tensión crítica de ruptura del aisla-
miento del tramo adyacente de la lí-
nea de transmisión.
- NEQUI= Número de aisladores de los dispositi-

vos normalmente abierto en la subestación.

BEQUI = Nivel de aislamiento de los equipos - normalmente abiertos en la subestación

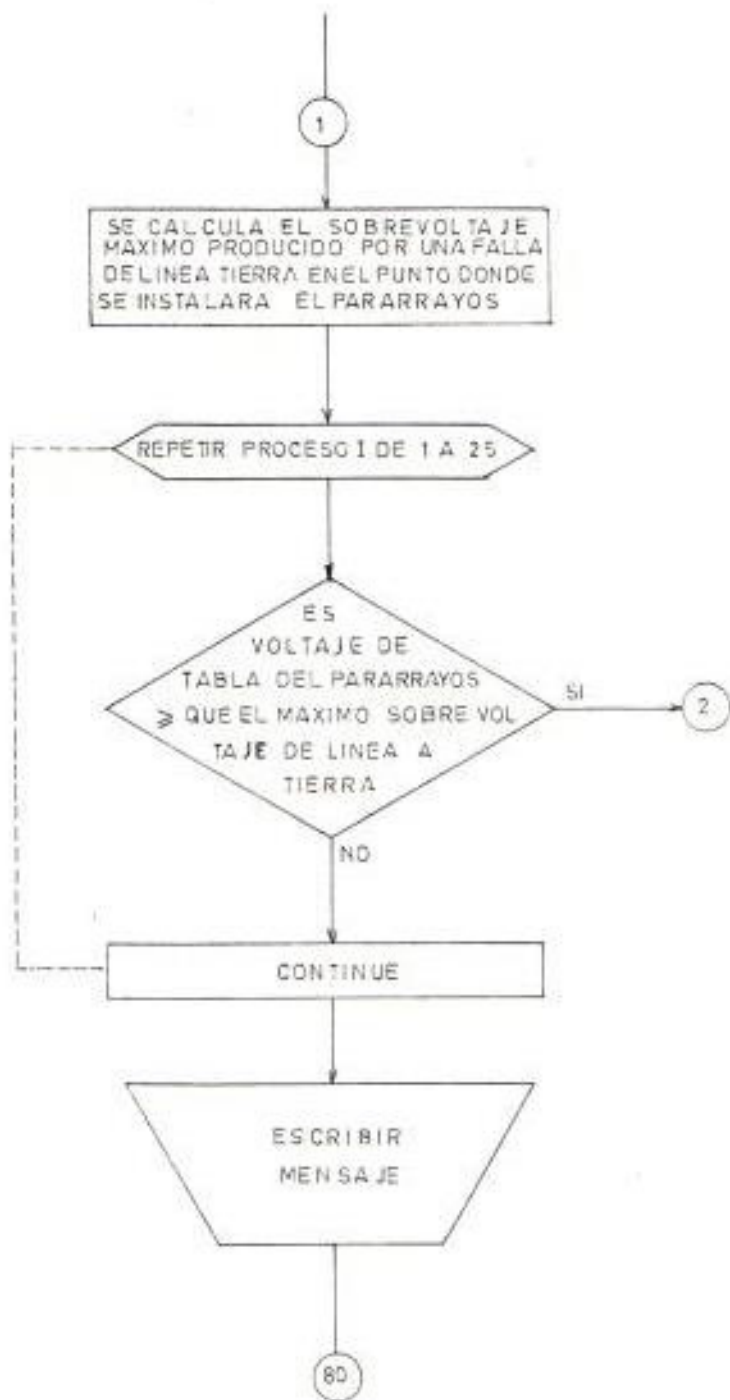
V70 = Tensión crítica de ruptura de los equipos normalmente abierto en la subestación.

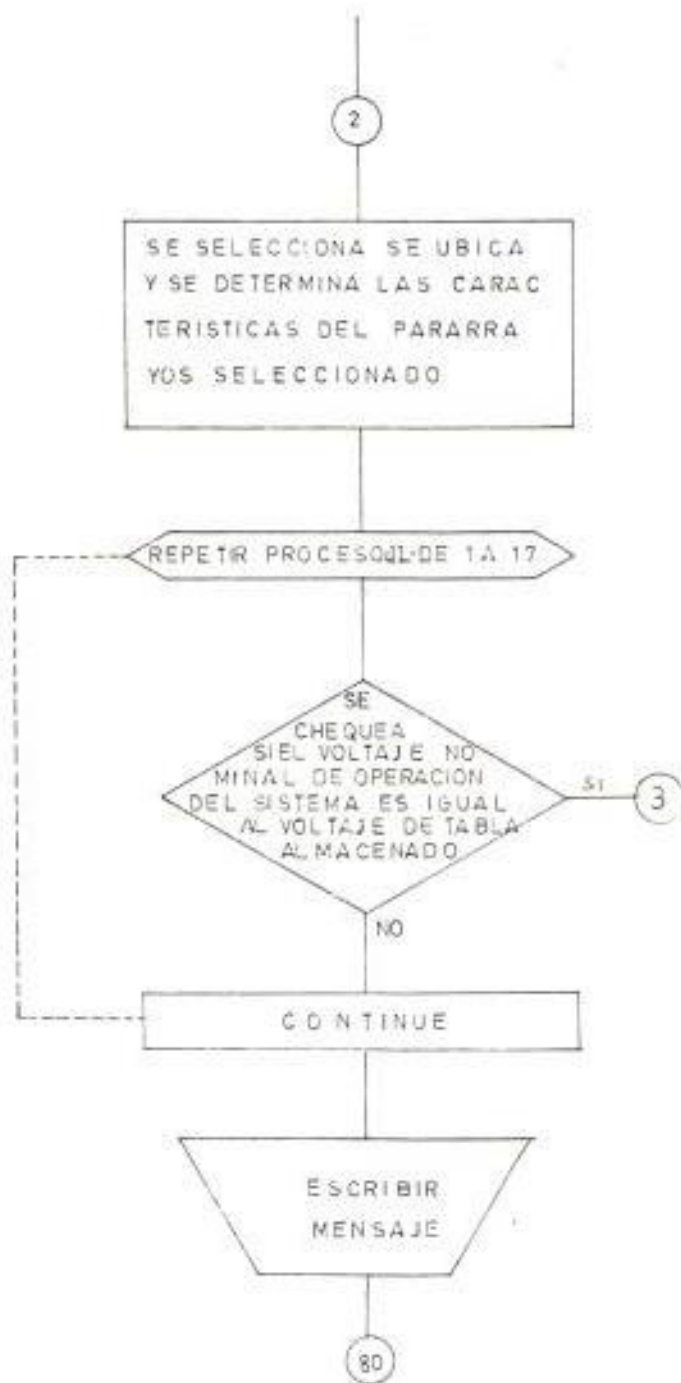
4.3.4 DIAGRAMA DE FLUJOS

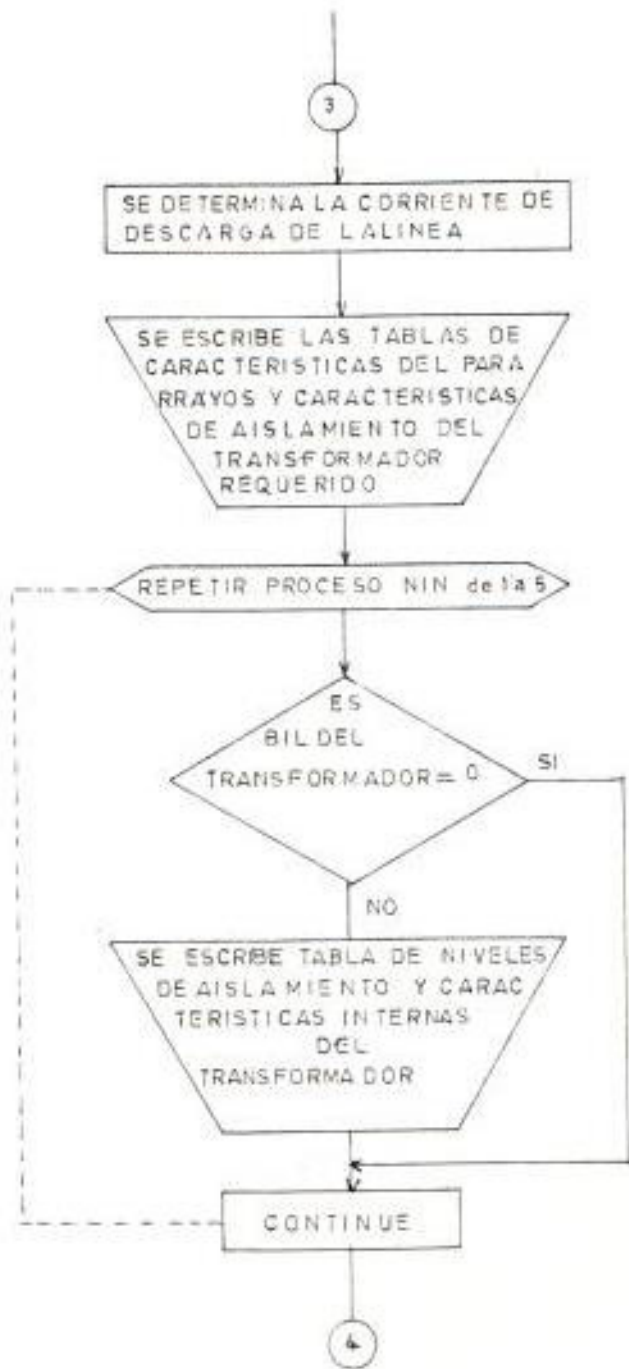
El diagrama de flujos simplificado del programa CASAT, se muestra en la figura 4.3.

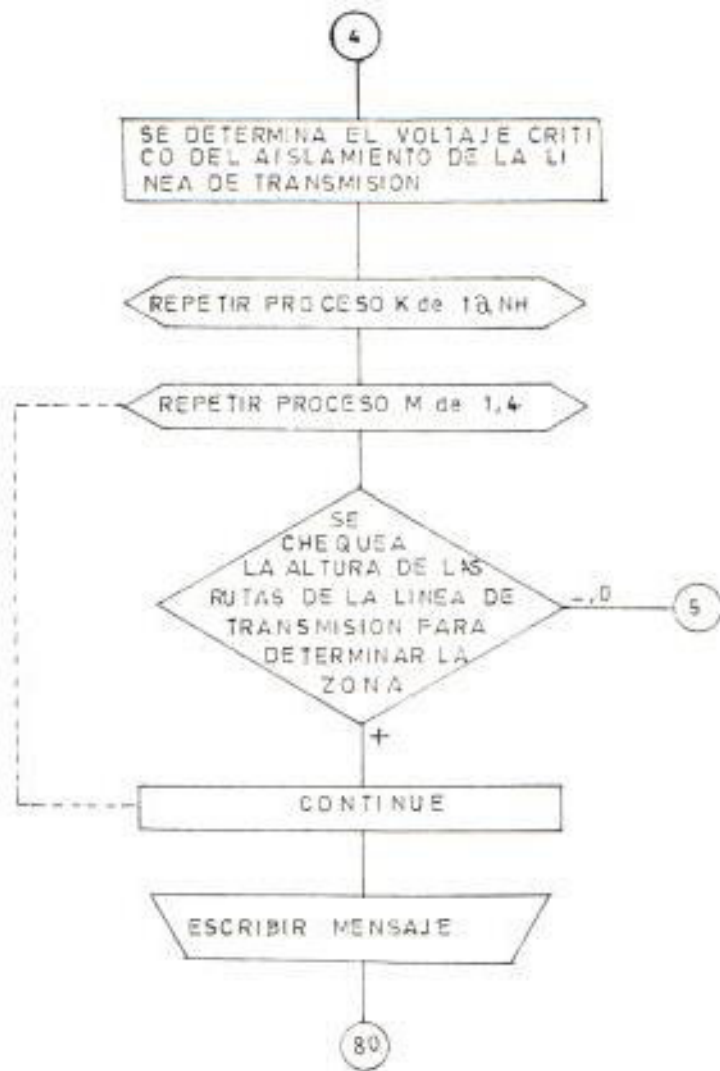


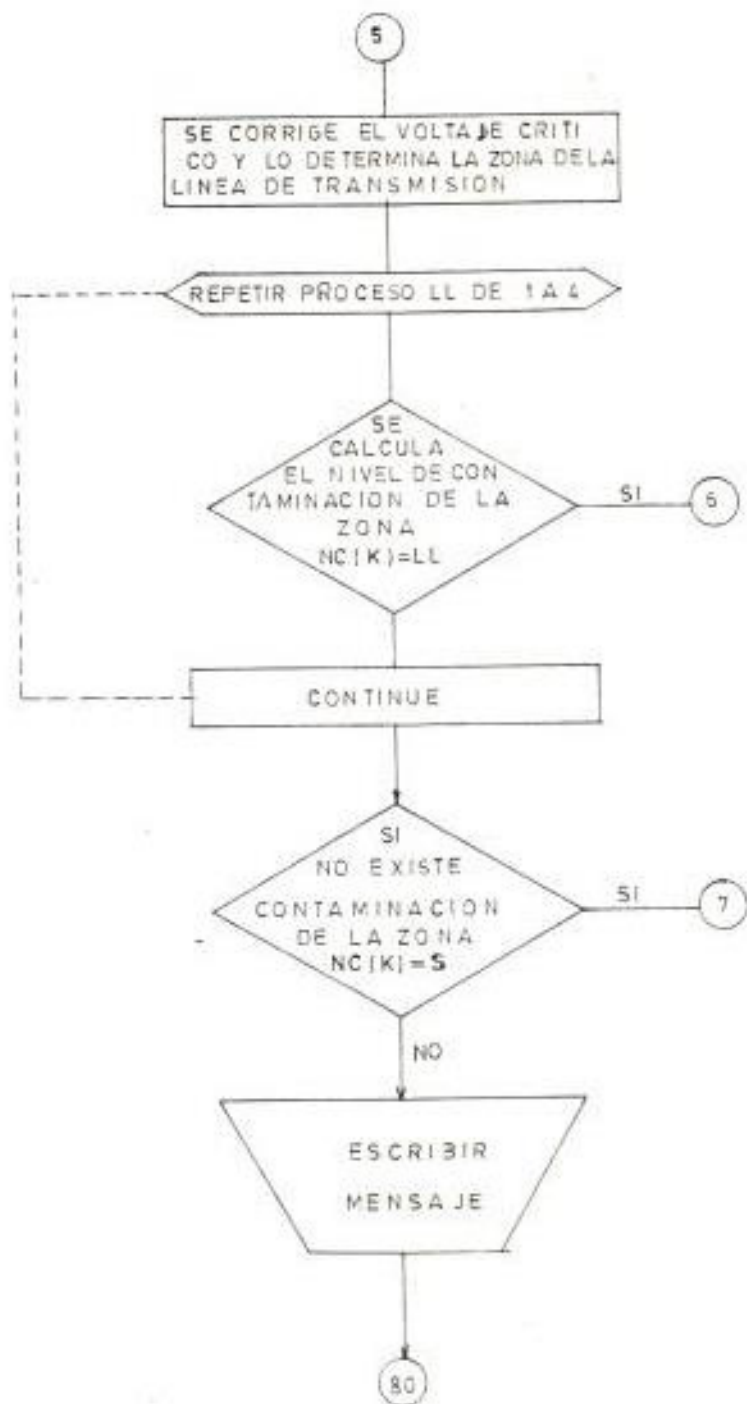
DIAGRAMA SIMPLIFICADO DE FLUJO DEL PROGRAMA CASAT
FIG 4.3.

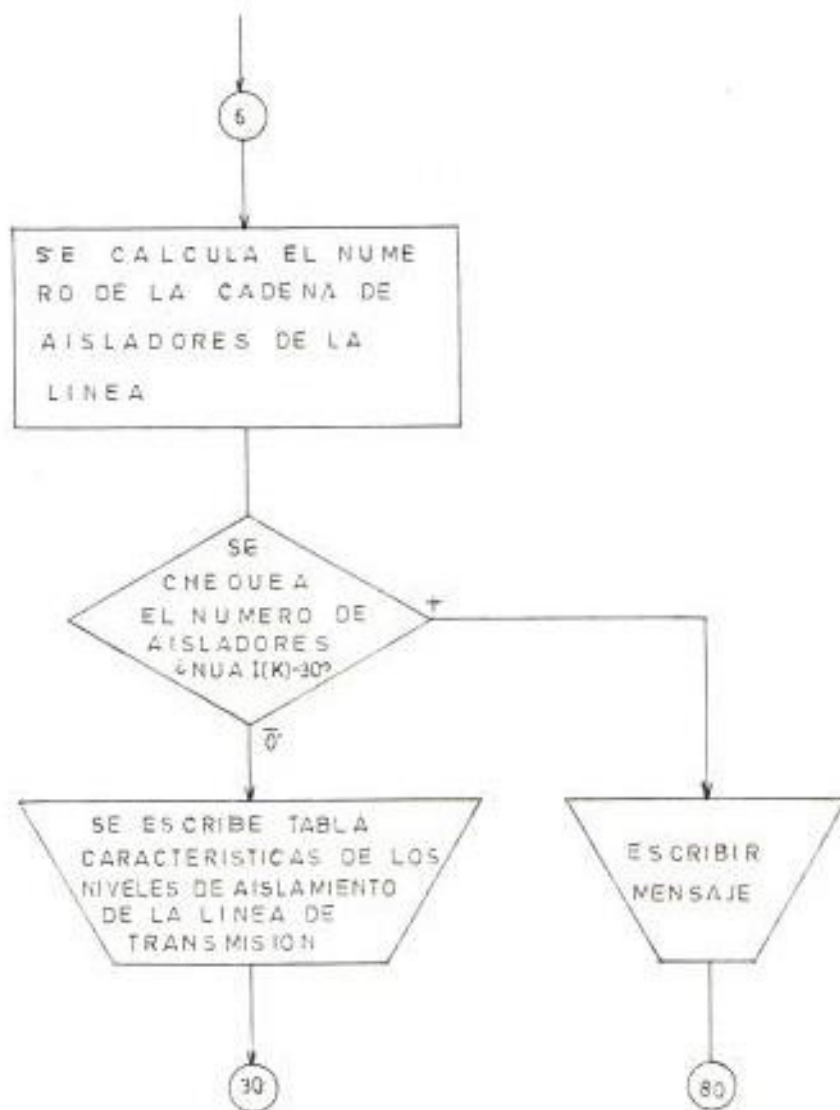


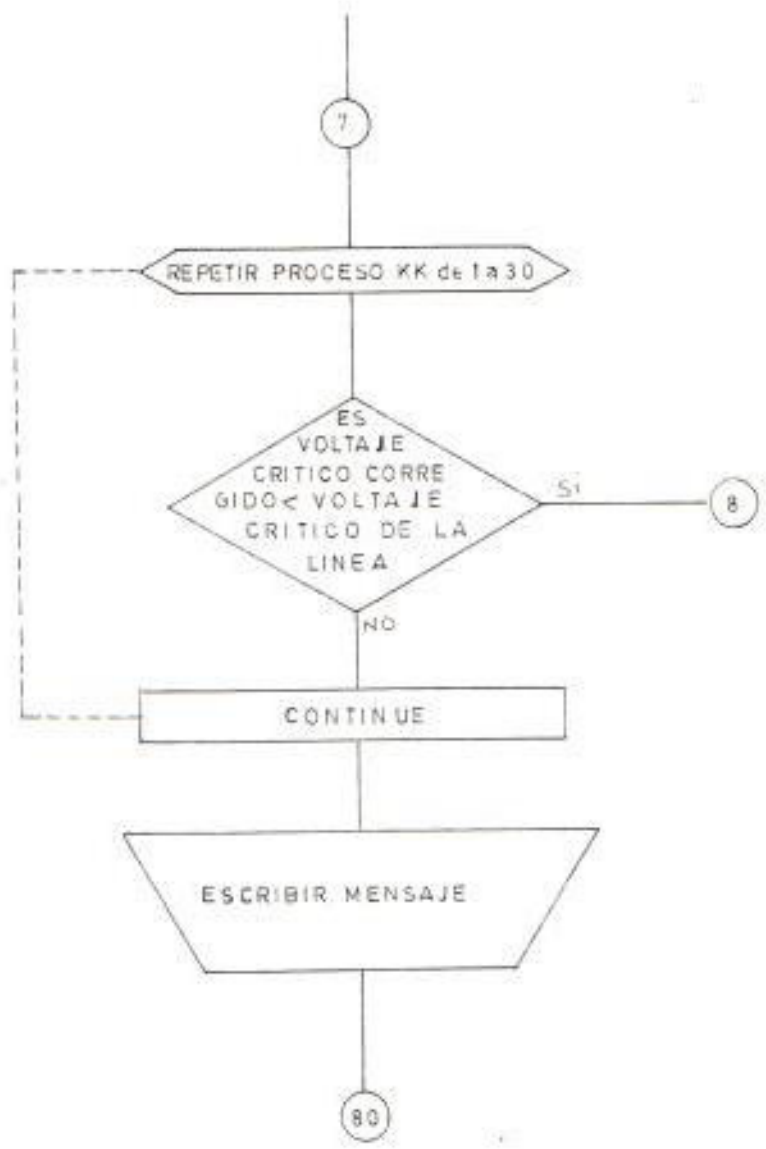


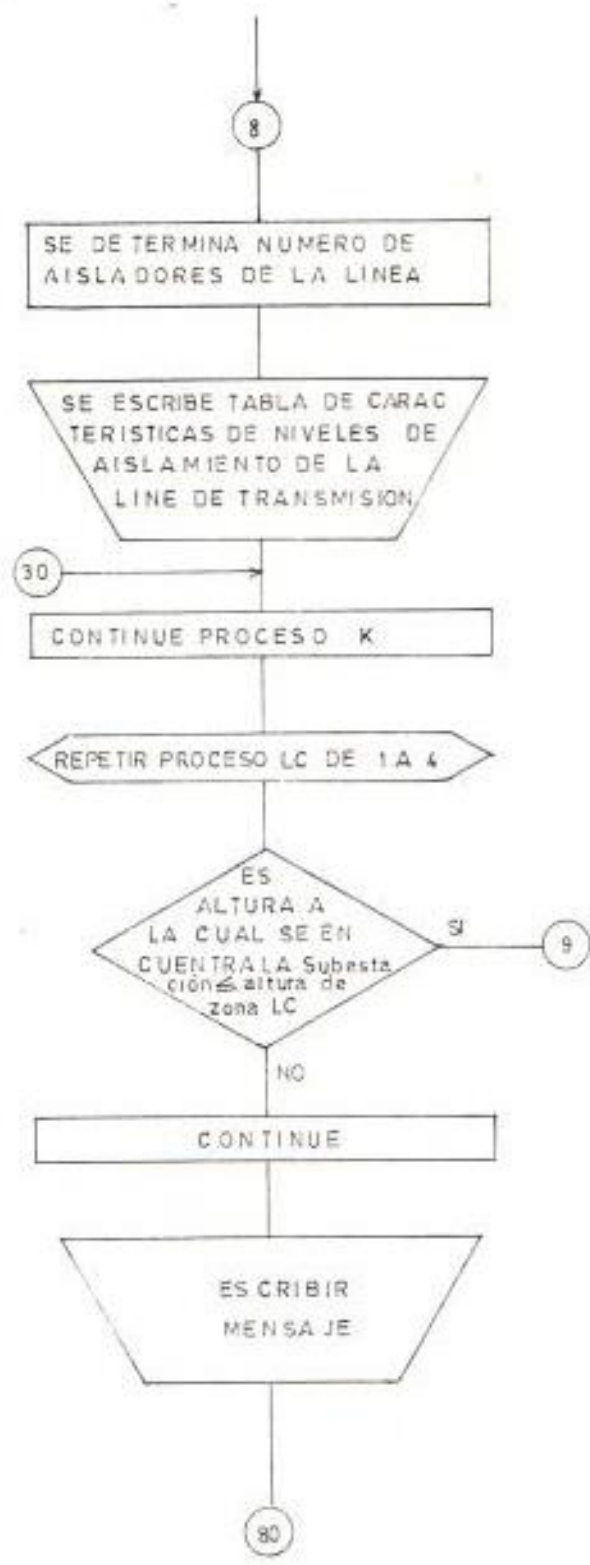


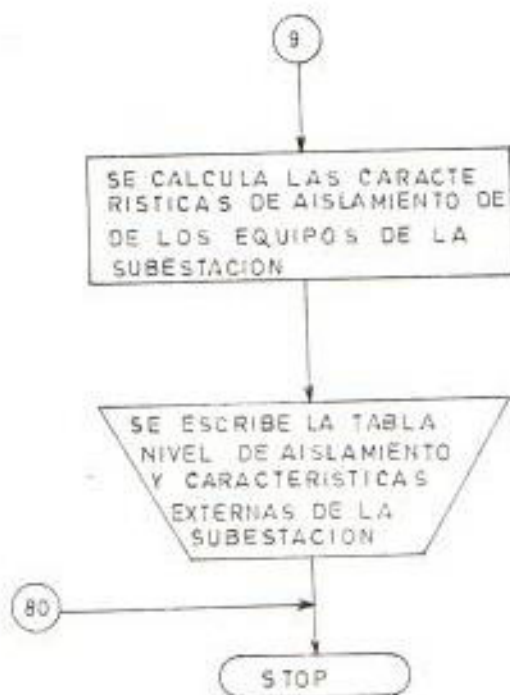












CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En términos generales en este trabajo se han presentado los fundamentos teóricos y las simplificaciones que la práctica aconseja para realizar estudios de fenómenos transientes de origen externo y coordinación de aislamientos en sistemas de potencia en alta tensión (No mayor a 345 KV).

Se ha implementado el método gráfico (Diagrama de Lattice) - para determinar el oscilograma del voltaje en el dominio del tiempo y una metodología obtenida del libro de transmisión y distribución de la General Eléctric, para la coordinación del aislamiento en sistemas de potencia de alta tensión.

De la utilización de los programas COSVT y CASAT se desprenden dos ventajas inmediatas en lo que se refiere a reducción del tiempo empleado en el cálculo y la seguridad de resultados correctos.

Como recomendación especial a los estudiantes de Ingeniería Eléctrica me permito sugerirle que:

- 1.- Debido a la gran importancia que tiene la aplicación del tema tratado, es preciso recordar que los programas debe rán ser ampliados a sistemas de potencia de extra y alta tensión (Mayores de 345 KV).
- 2.- Con los resultados obtenidos de la coordinación de aisla

miento en base a sobrevoltajes de origen externo el programa CASAT se podrá ampliar y realizar el análisis correspondiente a sobretensiones producidas por maniobras y en base de ello establecer el sobrevoltaje predominante, obteniendo de esta forma una metodología completa - que nos permita solucionar los niveles de aislamientos para sistemas de potencia en alta y extra tensión.

BIBLIOGRAFIA

- 1.- ENRIQUE HARPER - Líneas de Transmisión y Redes de Distribución - Volúmen 1 pág. 263 - 377.
- 2.- ENRIQUE HARPER - Técnicas de Altas Tensiones - Volúmen 2.
- 3.- TRANSMISSION AND DISTRIBUTION DE LA GENERAL ELECTRIC Cap. 18 pág. 610 - 642
- 4.- W. W. LEWIS - The proteccion of transmission against Lighting.
- 5.- E. OPENSHAW TAYLOR - Power System Transients.
- 6.- HAROLDA PETERSSON - Transients Power Systems.
- 7.- L. V. BEWLEY - Traveling Waves on Transmission System.
- 8.- MC. GRAW - EDISON - The Line - Abril/78 pág.22 - 27
- 9.- MC. GRAW - EDISON - The Line - Marzo/78 pág 9 - 12

A P E N D I C E S
- - - - -

APENDICE A

USO DEL PROGRAMA "CASAT"

El programa de computación, que nos permite obtener la coordinación de aislamiento en un sistema de potencia de alta tensión, (345 KV), se lo ha denominado CASAT y se encuentra grabado en diskette con formato para ser ejecutado en el sistema IBM S-34 .

Para la entrada de datos necesarios, se debe crear un procedimiento que para el caso del ejemplo de aplicación se lo denomina XAVIE (ver listado).

Los valores que corresponden, a las características de aislamiento de las cadenas de aisladores, transformadores de potencia, líneas de transmisión y características de los pararrayos tipo estación son proporcionados por los fabricantes y son ingresados en forma de arreglos, con formatos libres, esto es separados con comas en el orden que se indican a continuación .

- VCFL, BILT.
- BILTR.
- VTMD, S, FOWSO, DV.
- ZONA, DENRE, RKLL

- BILL, TENS, DMFT.

- CM.

Los siguientes datos que se ingresan son considerados en el programa como variables, ya que ellos son característicos de cada sistema a analizar, éstos son el voltaje de operación, reactancia y resistencias de secuencia cero y positiva, altura sobre el nivel del mar de las zonas por donde pasa la ruta de las líneas y subestaciones, niveles de contaminación y características ambientales de dichas zonas.

Estos datos también son ingresados con formatos libres, separados por comas en el orden que se indican a continuación.

- VNOM, PORCE, CAIDA.

- R1, X1, Ro, Xo, Zo, RIo.

- NH, RHSE, NCSE.

- RHA, NC.

Con respecto a la clasificación de las zonas, se ha procedido a subdividir las de la siguiente manera:

Zona 1	0 a 500 metros	SN MAR
ZONA 2	501 a 1.500 Metros	SN MAR
ZONA 3	1501 a 2.500 Metros	SN MAR
ZONA 4	2501 a 5.000 Metros	SN MAR

El programa acepta como máximo que la línea de transmisión pase por cuatro zonas diferentes, dentro de los rangos establecidos asignando sus respectivas características ambientales y de contaminación.

Con respecto a los niveles de contaminación, se especifican de la siguiente manera en el programa por medio de identificación numérica detallada a continuación:

1	Contaminación	Extrafuerte
2	"	fuerte
3	"	Media
4		Ligera
5		Sin Contaminación

Los valores correspondientes a las distancia de fuga por KV correspondiente a cada nivel de contaminación son considerados de acuerdo a la información estadísticas que se tengan de las zonas.

Toda vez que se han ingresado los datos variables se procede a correr el programa obteniendo los resultados de los sistemas a analizar con sus respectivas características, cuya salida del programa se almacenan en tablas que a continuación se detallan.

TABLA 1 Características del pararrayos

TABLA 2 Nivel de aislamiento y características internas del transformador. (Valores requeridos).

TABLA 3 Nivel de aislamiento y características internas del transformador (Valores seleccionados).

TABLA 4 Nivel de aislamiento de la línea de transmisión.

TABLA 5 Nivel de aislamiento y características internas de la subestación.

Una vez obtenido los resultados, se procede a establecer en el esquema de coordinación desarrollados para éstos casos.

EJEMPLO DE APLICACION

Se presenta un sistema típico de potencia en alta tensión, en el que se va a determinar, los niveles de aislamientos de todos los elementos que constituye el sistema de transmisión, por medio del programa CASAT.

Para el efecto se prepararan los datos de entrada a partir del diagrama unifilar, y se correrá el programa para esos datos. Con los resultados producidos se obtendrá la información necesaria para especificar los niveles de aislamiento de los equipos, y característica del pararrayo.

DESCRIPCION DEL SISTEMA

Se encuentra adjunto un plano que muestra el diagrama unifilar de las instalaciones de un sistema de transmisión de alta tensión de 230 KV.

El sistema consta de una línea de transmisión que pasa por tres regiones distintas, con diferentes características en lo que respecta a altura sobre el nivel del mar, densidad relativa del aire, factor de lluvia y niveles de contaminación.

DATOS DE ENTRADA

Para la correcta utilización del programa, se ingresan las tablas características de aislamiento de las cadena de aisladores, transformadores de potencia, líneas de transmisión, características de los pararrayos, los cuales son proporcionados por información de los fabricantes, y de ellos se seleccionarán los más adecuados de acuerdo al análisis correspondiente.

La información referente a las tablas antes mencionada para la aplicación del ejemplo son tomados de datos proporcionados del libro de transmisión y distribución de la General Electric.

TABLA # 1

Nivel de aislamiento al impulso de rayo para diferente número de aisladores estandar y diferentes altitudes sobre el nivel del mar. (sin considerar efecto de humedad).

Número de Aisladores	VCF KV	NBI KV	NBI(KV) Corregido por Altitud			
			Metros sobre el nivel del mar			
			0 - 500	501 - 1500	1501 - 2500	2501 - 3200
1	125	120	112	99	87	79
2	255	245	229	203	179	163
3	345	331	310	274	242	220
4	415	398	372	330	291	265
5	495	475	445	394	348	316
6	585	562	526	466	411	374
7	670	643	602	533	471	428
8	760	730	684	605	535	486
9	845	812	760	673	595	540
10	930	893	836	741	654	594
11	1015	975	913	809	714	649
12	1105	1061	994	880	777	706
13	1185	1138	1066	944	834	757
14	1265	1215	1138	1008	890	809
15	1345	1292	1210	1072	947	860
16	1425	1369	1282	1136	1003	911
17	1505	1446	1354	1200	1059	963
18	1585	1523	1427	1264	1116	1014
19	1665	1600	1499	1328	1172	1065
20	1745	1676	1570	1391	1228	1117
21	1825	1753	1642	1454	1284	1167
22	1905	1830	1714	1518	1341	1218
23	1985	1907	1786	1582	1397	1270
24	2065	1984	1859	1646	1454	1321
25	2145	2065	1934	1713	1513	1375
26	2220	2133	1998	1770	1563	1420
27	2300	2210	2070	1884	1619	1471
28	2375	2282	2138	1894	1672	1521
29	2455	2359	2210	1957	1729	1571
30	2530	2431	2277	2017	1781	1619

TABLA # 2

- - - - -

NIVELES DE AISLAMIENTO TRANSITORIOS (NBI Y NBS)
 PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA SUMERGIDOS EN ACEITE

Voltaje del Sistema KV	Transformadores		
	Nominal	NBI	NBS
3.6		45	37.5
7.2		60	50
13.2		75	63
17.5		95	78
24		125	100
36		150	125
46		250	168
69		350	290
115		450	375
		450	375
138		550	460
		650	540
161		650	540
		750	620
		750	620
		825	685
230		900	745
		975	810
		1050	870
		1550	1245
		1300	1080
345		1175	975
		1050	870
		900	745
		1050	870
362		1175	975
		1300	1080

TABLA # 3

CARACTERISTICAS DE LOS PARARRAYOS TIPO ESTACION

Tensión Nominal		Indice de elevación	Arqueo al impulso	Arqueo por maniobra	Arqueo 60 HZ	Voltaje descarga 10 KA.
KV	KV/ seg	KV cresta	Kv cresta	KV cr.	Kv cresta	
3	25	13	12	6	10	
6	50	23	18	11	20	
9	75	35	27	15	30	
12	100	43	35	21	44	
15	125	53	43	25	50	
21	175	72	59	45	67	
25	208	89	65	38	83	
30	250	106	90	115	99	
37	308	131	124	60	132	
40	333	136	134	65	144	
50	417	178	143	75	167	
60	500	214	168	89	217	
73	608	261	210	110	245	
90	780	304	234	135	300	
97	808	345	260	146	323	
109	908	446	286	176	400	
121	1008	495	312	192	438	
168	1208	602	400	264	566	
180	1200	545	515	288	502	
192	1663	691	550	304	647	
240	2017	710	575	380	690	
258	2060	770	600	400	-	
276	1200	770	650	450	714	
294	1200	800	709	460	758	

TABLA # 4

CARACTERISTICAS AMBIENTALES DE LAS ZONAS CONSIDERADAS .

Altura sobre el Nivel del mar	Densidad relativa del aire	Factor de humedad
0 - 500	0.97	0.92
501 a 1.500	0.85	0.90
1.501 a 2.500	0.78	0.89
2.500 a 3.200	0.70	0.85

T A B L A # 5

NIVELES DE CONTAMINACION DE DISEÑO PARA LINEAS DE ALTA TENSION

Zona de Contaminación	Distancia de fuga (CM/KV RMS de línea a tierra)
Extrafuerte(1)	5.36
Fuerte (2)	4.42
Media(3)	3.3
Ligera(4)	2.64
Sin Contaminación(5)	1.0

TABLA # 6

- - - - -

NIVEL DE AISLAMIENTO AL IMPULSO DE RAYO PARA DIFERENTES VOLTA -
 JES NOMINALES PARA LINEAS DE TRANSMISION DE SISTEMA DE POTENCIA
 Y ALTA TENSION.

Voltaje Nominal del Sistema KV	NBI KV
1.20	45
2.50	60
5.0	75
8.70	95
15.0	110
23.0	150
34.5	200
46	250
69	350
92	450
115	550
138	650
161	750
196	900
230	1.050
287	1.300
345	1.550

DATOS CARACTERISTICOS DEL SISTEMA A ANALIZAR

A continuación se ingresan los datos de un sistema en particular a analizar como se muestra en la figura A.1.

Voltaje nominal (VNOM) = 230 KV.

Factor de sobretensión por maniobra = 240 KV.

Caida de interconexión de tierra = 50 KV.

Tensión máxima de operación = 1.05

Resistencia equivalente de secuencia positiva = 100 %

Resistencia equivalente de secuencia cero = 50 %

Reactancia equivalente de secuencia positiva = 100 %

Reactancia equivalente de secuencia cero = 290 %

Impedancia característica de la línea = 400 ohm.

CARACTERISTICA DE LAS ZONAS POR DONDE PASA LA RUTA DE LA LINEA

Altura Mts.	Densidad relativa del aire	Factor de lluvia	Nivel de contaminación
180	0.97	0.92	Sin contaminación
1.200	0.85	0.90	Media
2.200	0.85	0.90	Media
20	0.97	0.92	Media

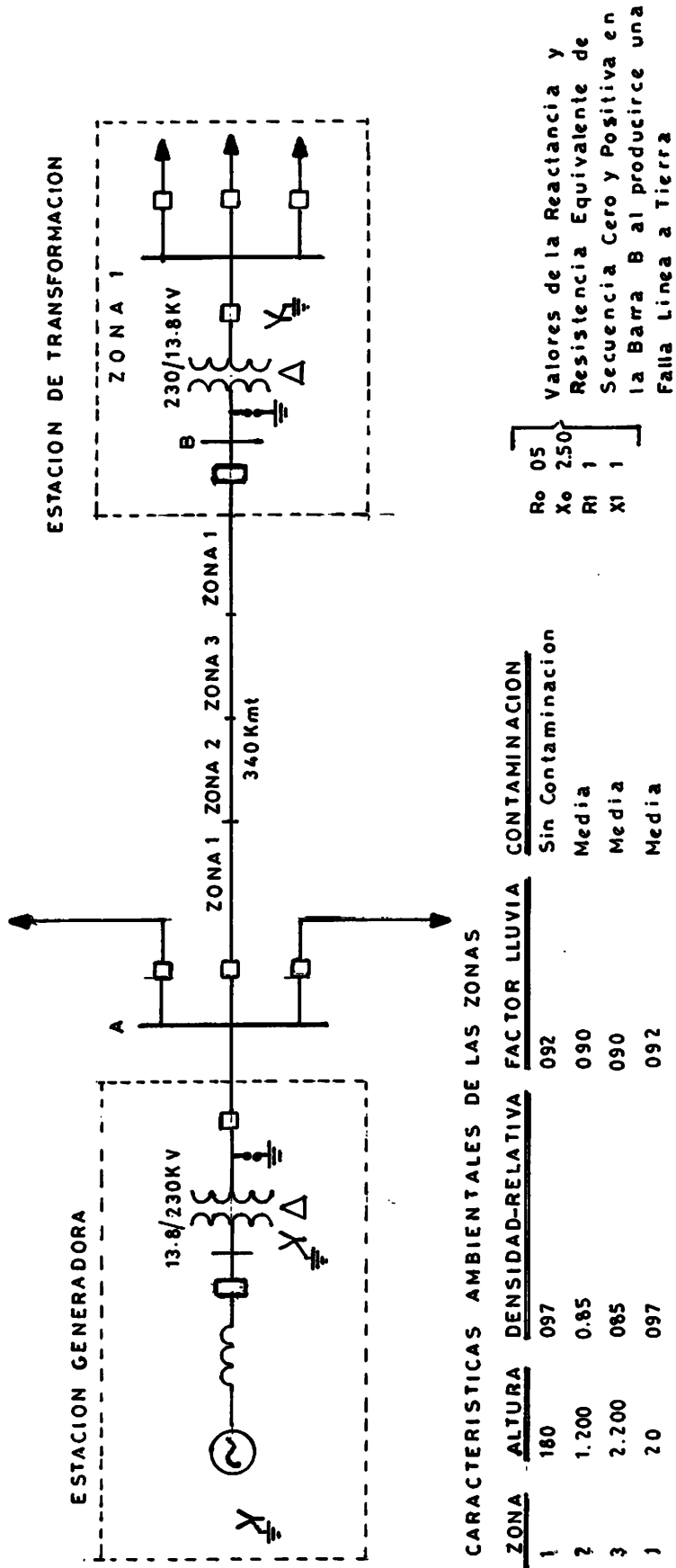
UBICACION DE LA SUBESTACION Y NIVEL DE CONTAMINACION DONDE SE ENCUENTRA INSTALADO

Número de zonas	Altura en metros ubicación de la s/e	Nivel de Contamina- ción s/e.
4	500	Media

RESULTADOS OBTENIDOS

Los resultados obtenidos en el programa CASAT, son almacenados en tablas como se muestra en el listado de resultado que se ad

DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE TRANSMISION 230 KV



CARACTERISTICAS AMBIENTALES DE LAS ZONAS

ZONA	ALTURA	DENSIDAD-RELATIVA	FACTOR LLUVIA	CONTAMINACION
1	180	097	092	Sin Contaminacion
2	1.200	085	090	Media
3	2.200	085	090	Media
1	20	097	092	Media

UBI CACION S/E 230 KV
 500 092 Media

FIG A1

TABLA 2

NIVELES DE AISLAMIENTO Y CARACTERISTICAS INTERNAS DEL TRANSFORMADOR

VALORES REQUERIDOS											
FRENTE DE ONDA	NBA	NBS	NAIBE	MPI1	MP2	MP3	ONDA	AL IMPULSO	AL IMPULSO	60 HZ	FRENTE DE ONDA COMPLETA DE MANIOBRA
KVCR	KVCR	KVCR	KVCR	%	%	%	KVCR	KVCR	KVCR	%	%
1128.75	786.70	567.80	334.75	23.48	9.95	10.18					

TABLA 3

NIVELES DE AISLAMIENTO Y CARACTERISTICAS INTERNAS DEL TRANSFORMADOR

VALORES SELECCIONADOS												
FRENTE DE ONDA	NBA	NBS	NAIBE	MPI1	MP2	MP3	ONDA	AL IMPULSO	AL IMPULSO	60 HZ	FRENTE DE ONDA COMPLET DE MANIOBRA	DISTANCIA
KVCR	KVCR	KVCR	KVCR	%	%	%	KVCR	KVCR	KVCR	%	%	METROS
1237.50	802.50	622.50	325.00	30.20	17.87	18.07						
1481.25	948.75	684.75	350.00	36.55	25.33	25.52						
1485.00	1035.00	747.00	395.00	41.84	31.56	31.73						
1608.75	1121.25	809.25	425.00	46.31	36.62	36.98						
1732.50	1207.50	871.50	460.00	50.14	41.33	41.48						

***** NIVEL DE AISLAMIENTO DE LA LINEA DE TRANSMISION *****

TENSION KV	ZONA	AL-TURA MIS	DENSIDAD AIRE	FACTOR LLUVIA	CONIAM	ALSLADOR	IMPULSO CRITICA	RESISTE OHMIO	IDESCARGA KA	IMPEDANCIA OHMIO
230.00	1	180.00	0.97	0.92	1.00	14	1046.96	1224.35	10.47	5.25
230.00	2	1200.00	0.85	0.90	3.73	16	1022.40	1123.52	10.22	5.25
230.00	3	2200.00	0.75	0.89	3.73	16	892.67	980.96	9.93	5.25
230.00	1	20.00	0.97	0.92	3.73	16	1179.44	1296.09	11.79	5.25

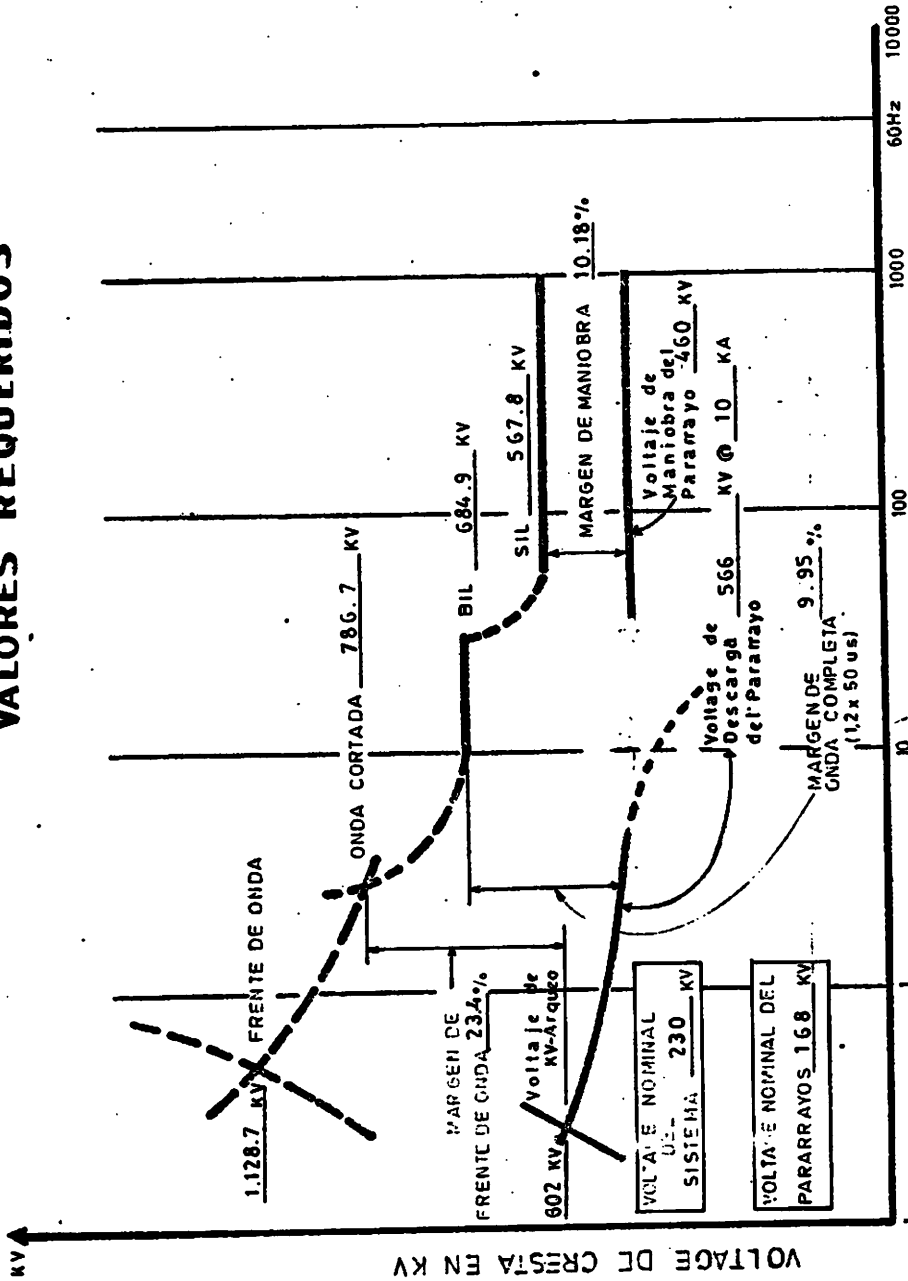
TABLA 5

***** NIVELES DE AISLAMIENTO REQUERIDOS PARA UNA SUBESTACION ELECTRICA *****

VOLTAJE NOMINAL KV	AL-TURA SOBRE NIVEL DEL MAR	ZONA	NIVEL DE CONTAMINACION	FACTOR DE LLUVIA
230.00	500.00	1	3	0.9100
AISLACION EXTERNA				
PEQUERIO	LA CADENA	ELEMENTOS DE	NBA	TENSION CRITICA
			AL IMPULSO KVCR	AL IMPULSO KVCR
AISLADORES DE BARRA				
		18	1298.57	1077.81
AISLADORES TRAMO DE LINEA ADYACENTE				
		14	1035.58	859.53
CUCHILLAS DE SCONECTADURAS				
			1428.70	1185.82
KATERUPUR				
			1428.70	1185.82
				1570.00
				1570.00

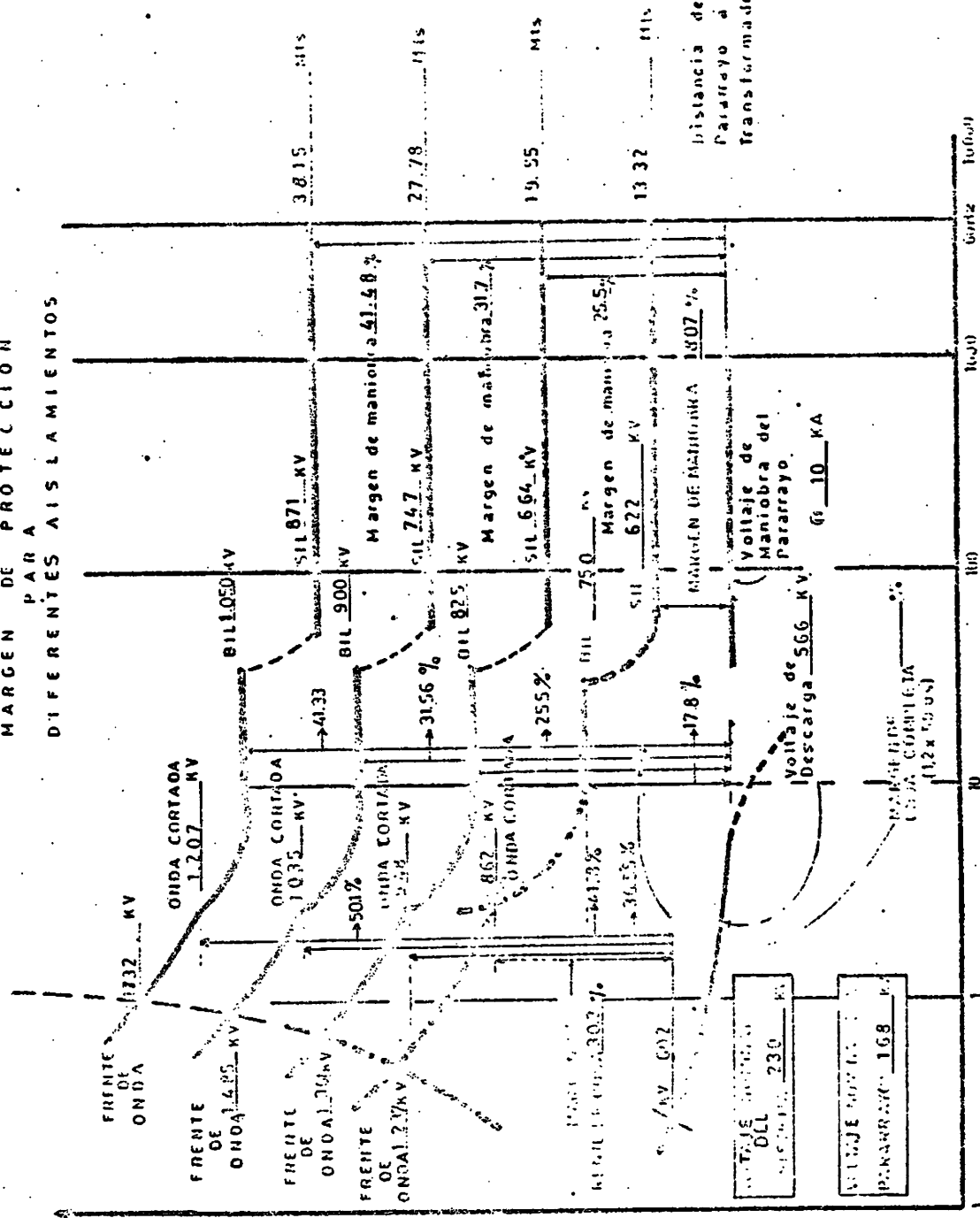
AISLACION INTERNA S/E 230 KV

VALORES REQUERIDOS



TIEMPO EN MICROSEGUNDOS

MARGEN DE PROTECCION
PARA
DIFERENTES AISLMIENTOS



VOLTAJE DE CRISTA EN KV

TIEMPO EN MICROSEGUNDOS

Distancia de instalaci. del Pararrayo a partir del transformador en Mts.

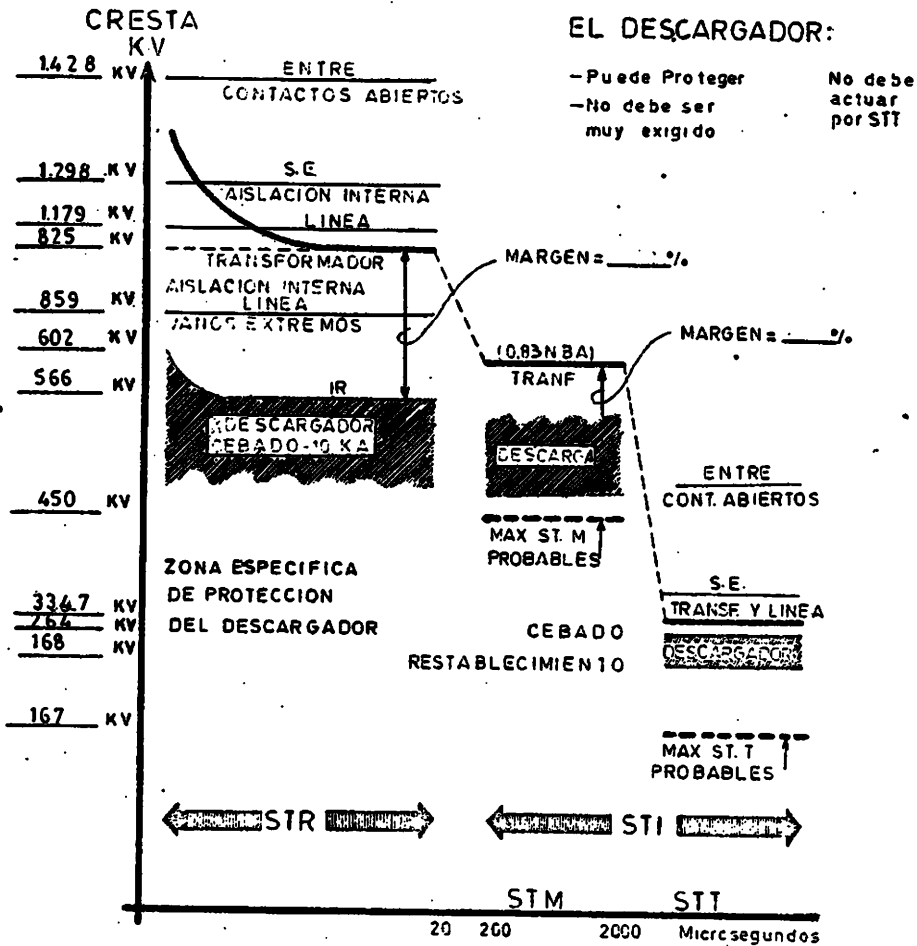
ISOLACION DEL EQUIPO 230 KV
VOLTAJE DE CRISTA DE PARARRAYO 168 KV

MARGEN DE MANIOBRA 1907 %
Volaje de Maniobra del Pararrayo
10 KA

Volaje de Descarga 566 KV

MARGEN DE LA CORONA (12 x 50 US)

COORDINACION DE AISLAMIENTO
S/E 230 KV



IBM SYSTEM/36 FORTRAN IV RELEASE 07 02/09/03 22100

FF ONE TOTAL CARDS FOR THIS COMPILATION

REPRINT DECIMAL IS THE MAIN STORAGE SIZE OF THE LOAD MEMBER

// READ DEVICE=VS3IN

// PRINT DEVICE=VPII

PROCESS LINK (R,LIB) (2,1), RESOURCE INDUCT.NAM

PROGRAM CASAT

ESTE PROGRAMA DETERMINA LA COORDINACION DE ARLANTEMOS EN LOS SISTEMAS DE POTENCIA DE ALTA TENSION BASADOS EN EL ARLANTEMOS DE BOMBAS TENSIONES POR RAYO

DIMENSION VCF(204), ZONAL(1), NVAL(1), VCF(1), BILTA(30), ONS(1), NVAL(1), VTN(1), FONS(1), OV(1), BULL(1), TENS(1), DENGE(1), ZONAL(1), BILTA(1), NVAL(1), VCF(1), BILTA(1), NVAL(1), VTN(1), FONS(1), OV(1), BULL(1), TENS(1), DENGE(1)

ESPECIAL GENERAL DE DATOS
SE ALISTAN LAS TABLAS CORRESPONDIENTES DE LOS NIVELES DE AISLAMIENTO DE LAS CAUCHAS DE AISLAMIENTO DE LOS INTERRUPTORES, MANEJOS DE POTENCIA Y LINEAS DE TRANSMISION, CARACTERISTICAS DE LOS MANEJOS, TIPO RELACION Y CARACTERISTICAS AMBIENTALES Y OPERATIVAS EN LAS ZONAS CONSIDERADAS

DATA 1 10000
DATA 2 10000
DATA 3 10000
DATA 4 10000
DATA 5 10000
DATA 6 10000
DATA 7 10000
DATA 8 10000
DATA 9 10000
DATA 10 10000
DATA 11 10000
DATA 12 10000
DATA 13 10000
DATA 14 10000
DATA 15 10000
DATA 16 10000
DATA 17 10000
DATA 18 10000
DATA 19 10000
DATA 20 10000
DATA 21 10000
DATA 22 10000
DATA 23 10000
DATA 24 10000
DATA 25 10000
DATA 26 10000
DATA 27 10000
DATA 28 10000
DATA 29 10000
DATA 30 10000
DATA 31 10000
DATA 32 10000
DATA 33 10000
DATA 34 10000
DATA 35 10000
DATA 36 10000
DATA 37 10000
DATA 38 10000
DATA 39 10000
DATA 40 10000
DATA 41 10000
DATA 42 10000
DATA 43 10000
DATA 44 10000
DATA 45 10000
DATA 46 10000
DATA 47 10000
DATA 48 10000
DATA 49 10000
DATA 50 10000
DATA 51 10000
DATA 52 10000
DATA 53 10000
DATA 54 10000
DATA 55 10000
DATA 56 10000
DATA 57 10000
DATA 58 10000
DATA 59 10000
DATA 60 10000
DATA 61 10000
DATA 62 10000
DATA 63 10000
DATA 64 10000
DATA 65 10000
DATA 66 10000
DATA 67 10000
DATA 68 10000
DATA 69 10000
DATA 70 10000
DATA 71 10000
DATA 72 10000
DATA 73 10000
DATA 74 10000
DATA 75 10000
DATA 76 10000
DATA 77 10000
DATA 78 10000
DATA 79 10000
DATA 80 10000
DATA 81 10000
DATA 82 10000
DATA 83 10000
DATA 84 10000
DATA 85 10000
DATA 86 10000
DATA 87 10000
DATA 88 10000
DATA 89 10000
DATA 90 10000
DATA 91 10000
DATA 92 10000
DATA 93 10000
DATA 94 10000
DATA 95 10000
DATA 96 10000
DATA 97 10000
DATA 98 10000
DATA 99 10000
DATA 100 10000

SE LEEN LOS DATOS CARACTERISTICOS DE CADA SISTEMA A ANALIZAR, VOLTAJE NOMINAL DEL SISTEMA, PORCENTAJE DE OPERACION MAXIMO DEL SISTEMA, CADA DE TENSION DE LA INTERCONEXION DEL TIERRA, MARGEN DE MANIOBRA, REACTANCIA Y RESISTENCIA DE SEQUENCIA CERCA Y PUERTIVA Y IMPEDANCIA CARACTERISTICA DE LA LINEA

DATA 1 10000
DATA 2 10000
DATA 3 10000
DATA 4 10000
DATA 5 10000
DATA 6 10000
DATA 7 10000
DATA 8 10000
DATA 9 10000
DATA 10 10000
DATA 11 10000
DATA 12 10000
DATA 13 10000
DATA 14 10000
DATA 15 10000
DATA 16 10000
DATA 17 10000
DATA 18 10000
DATA 19 10000
DATA 20 10000
DATA 21 10000
DATA 22 10000
DATA 23 10000
DATA 24 10000
DATA 25 10000
DATA 26 10000
DATA 27 10000
DATA 28 10000
DATA 29 10000
DATA 30 10000
DATA 31 10000
DATA 32 10000
DATA 33 10000
DATA 34 10000
DATA 35 10000
DATA 36 10000
DATA 37 10000
DATA 38 10000
DATA 39 10000
DATA 40 10000
DATA 41 10000
DATA 42 10000
DATA 43 10000
DATA 44 10000
DATA 45 10000
DATA 46 10000
DATA 47 10000
DATA 48 10000
DATA 49 10000
DATA 50 10000
DATA 51 10000
DATA 52 10000
DATA 53 10000
DATA 54 10000
DATA 55 10000
DATA 56 10000
DATA 57 10000
DATA 58 10000
DATA 59 10000
DATA 60 10000
DATA 61 10000
DATA 62 10000
DATA 63 10000
DATA 64 10000
DATA 65 10000
DATA 66 10000
DATA 67 10000
DATA 68 10000
DATA 69 10000
DATA 70 10000
DATA 71 10000
DATA 72 10000
DATA 73 10000
DATA 74 10000
DATA 75 10000
DATA 76 10000
DATA 77 10000
DATA 78 10000
DATA 79 10000
DATA 80 10000
DATA 81 10000
DATA 82 10000
DATA 83 10000
DATA 84 10000
DATA 85 10000
DATA 86 10000
DATA 87 10000
DATA 88 10000
DATA 89 10000
DATA 90 10000
DATA 91 10000
DATA 92 10000
DATA 93 10000
DATA 94 10000
DATA 95 10000
DATA 96 10000
DATA 97 10000
DATA 98 10000
DATA 99 10000
DATA 100 10000

SE CALCULA EL MAXIMO SOBREVOLTAJE DE LINEA A TIERRA DE LAS FASES NO FALLADAS AL PRODUCIRSE UNA FALLA DE LINEA A TIERRA EN EL SITIO DONDE SE INSTALA EL PARARRAYOS
VFT=VNDM/SORT(1)
VNS=VFT/SORT(2)
FNOL=RO/2
FRX1=XO/2
EPRI.734=RT(FRX1+2+FRX1)/2/(FRX1+2)
NREF=PORCE
VCM=VFT/2
VFF=2.0*VCM

SE SELECCIONA EL PARARRAYOS REQUERIDO CON SU RESPECTIVAS CARACTERISTICAS DE VOLTAJE DE RESTABLECIMIENTO, VOLTAJE DE DESCARGA, VOLTAJE DE ARQUEO EN EL FREITE DE ONDA, VOLTAJE DE ARQUEO DE MANIOBRA, VOLTAJE DE ARQUEO A FRECUENCIA INDUSTRIAL, CORRIENTE DE DESCARGA MAXIMA
OV.10 = 1.25
IF(VTN(1).LT.VC*) GO TO 10
IF(VNS(1).GE.VNS) GO TO 12
CONTINUE
WRITE(3,100)
GO TO 80

SE SELECCIONA LOS VALORES REQUERIDOS DE LOS NIVELES DE AISLAMIENTO Y CARACTERISTICAS INTERNAS DEL TRANSFORMADOR, NIVEL BASICO DE AISLAMIENTO, NIVEL BASICO DE MANIOBRA, MARGEN DE PROTECCION DE ONDA COMPLETA, MARGEN DE PROTECCION AL FREITE DE ONDA, MARGEN DE PROTECCION DE MANIOBRA, DISTANCIA MAXIMA A INSTALAN EL PARARRAYOS

12 BIL=2.5*F050(1)/1.10
F=1.65*BIL
CM=1.15*BIL
DO 15 JL=1,17
IF(VNDM(JL).TENS(JL).GT.19
CONTINUE
OV=2.0*BULL(JL)/20
PTC1=0.5*BIL
PMP1=(CM-VF050(1))/C=100.
PMP2=(BIL-(OV(1)+CAIDA))/BIL*100.
PMP3=(PTC1-(V(1)+CAIDA))/V(1)*100
X=300.0*BIL*0.78-V(1)/2.5(1)
IF(X.GE.0.) GO TO 630
450.0
600 WRITE(3,151)VNDM
WRITE(3,171)
WRITE(3,170)VFT,VCM,VND(1),VNS,F050(1),V(1),OV(1),VF(1)
WRITE(3,173)
WRITE(3,174)F,C,BIL,PTC1,VFF,PMP1,PMP2,PMP3
WRITE(3,175)

SE DETERMINA LOS NIVELES DE PROTECCION PARA LOS DIFERENTES NIVELES DE AISLAMIENTO, CORRESPONDIENTES AL VOLTAJE DE OPERACION Y LA MAXIMA DISTANCIA A LA CUAL DEBE INSTALARSE EL PARARRAYO.

```
DO 20 L=1,17
  IF(VNM*(2./TENSIL)) GO TO 21
CONTINUE
WRITE(3,100)
GO TO 80
21 SIGMA=0.03
VCF=SIGLL/(1.-1.3*SIGMA)
NTBIL=
DO 90 NIN=1,5
  IF(ABS(LTR(NTBIL,NIN)-EQU.0)GO TO 90
  AT(NIN)=30.*(BILTR(NTBIL,NIN)+0.38-VH(1))/2./S(1)
  IF(AT(NIN).GE.0.) GO TO 500
  AT(NIN)=0.0
500 RMP(NIN)=(BILTR(NTBIL,NIN)-(OV(1)+CAIDA))/100./BILTR(NTBIL,NIN)
  F=1.68*BILTR(NTBIL,NIN)
  CW=1.15*BILTR(NTBIL,NIN)
  PTCIN=0.33*BILTR(NTBIL,NIN)
  RMP1(NIN)=(CV+PDS(1))/CW*100.
  RMP3(NIN)=(PTCIN-(VH(1)+CAIDA))/100./PTCIN
  WRITE(3,176)F,CW,BILTR(NTBIL,NIN),PTCIN,AT(NIN),RMP1(NIN)
  RMP(NIN)=RMP3(NIN),AT(NIN)
90 CONTINUE
WRITE(3,193)
WRITE(3,193)
```

SE SELECCIONA EL NIVEL DE AISLAMIENTO DE LA LINEA DE TRANSMISION CONSIDERANDO LAS CARACTERISTICAS AMBIENTALES Y CONTAMINANTES DE LAS ZONAS O RUTAS POR DONDE PASA LA LINEA DE TRANSMISION.

```
DO 30 K=1,NH
  DO 40 L=1,4
  IF(RHA(K)-ZONA(N))=1.41.40
  CONTINUE
  WRITE(3,190)
  GO TO 50
41 FC=DENNE(N)*RKLL(N)
  VCFCK(K)=VCF/FC
  LZONA(K)=N
  DO 50 LL=1,4
  IF(FC(K).EQ.LL) GO TO 51
  CONTINUE
  IF(FC(K).EQ.5) GO TO 54
  WRITE(3,200)
  GO TO 80
51 DISTF=VNM*(CH(LL)/SORT(3.))
  NMAI(K)=DISTF/30.5+0.5
```

```
IF(NMAI(K)-3)53.53.52
WRITE(3,210)
GO TO 60
53 L=LZONA(K)
  N=NMAI(K)
  BILT=BILT(LT,N)*RKLL(LT)
  VCFCK(K)=BILT(LT,N)/O(1)*RKLL(LT)
  R=(BILT(LT,N)/RIG)*RKLL(LT)
  WRITE(3,220)VNM,LZONA(K),RHA(K),DENNE(N),RKLL(LT),CH(LL),NMAI(K)
  BILT,VCFCK(K),R,COV,20
  GO TO 30
54 DO 60 K=1,33
  IF(VCFCK(K).LT.VCFCK(K)) GO TO 61
  CONTINUE
  WRITE(3,230)
  GO TO 30
61 N=K
  NMAI(K)=N
  L=LZONA(K)
  BILT=BILT(LT,N)*RKLL(LT)
  R=(BILT(LT,N)/RIG)*RKLL(LT)
  WRITE(3,220)VNM,LZONA(K),RHA(K),DENNE(N),RKLL(LT),CH(LL),NMAI(K)
  BILT,VCFCK(K),R,COV,20
  CONTINUE
```

SE SELECCIONA EL NIVEL DE AISLAMIENTO EXTERNO DE LA SUBESTACION CONSIDERANDO LAS CARACTERISTICAS AMBIENTALES Y CONTAMINANTES DE LA ZONA DONDE SE ENCUENTRA UBICADA LA SUBESTACION.

```
DO 70 LC=1,4
  IF(RMSZ.LC.ZONA(LC)) GO TO 71
  CONTINUE
  WRITE(3,240)
  GO TO 80
71 DO 22 J=1,4N
  IF(RNA(J)-ZONA(LC))=34.34.33
  GO TO 22
  IF(INC(J).NE.VCSE) GO TO 72
  CONTINUE
  WRITE(3,240)
  VASE=NMAI(J)
  VAGE=BILT(LC,VASE)*RKLL(J)
  VDS=VU(1)
  VAGE=VAGE/VDS
  VATA=NMAI(J)-2
  VAGT=BILT(LC,VATA)*RKLL(J)
  VAGT=VAGT/VDS
  VDS=VDS/VDS
  NMAI(J)=BILT(LC,VASE)*RKLL(J)
  INC(J)=VDS+VDS
  VDS=VDS/VDS
  L=LZONA(LC)
```


?? C4	R	0129	01577	063C	01540	MILTR	R	0030	01597	07CC	01995
?? AT	R	0740	01997	0710	02016	RMP	R	07E1	02017	0714	02030
?? S	R	0713	02037	0250	02140	VCLC	R	0057	02147	041C	02150
?? KMP1	R	0100	02157	0240	02170	DRFT	R	0081	02177	01CA	02244
?? NKLL	R	0103	02245	0200	02244	ATOP	R	0409	02265	0A09	02264
?? KMP3	R	0A07	02505	0A7C	02644	VN	R	0A70	02655	0A03	02784
?? VHF	R	0A01	02705	0144	02834	IL	I	0145	02805		
?? A	I	0143	02809			HT	I	0140	02891		
?? IT	I	0001	02997			JL	I	0155	02901		
?? KL	I	0150	02905			KJ	I	0150	02909		
?? ML	I	0101	02913			VHOM	R	0165	02917		
?? PORCE	R	0100	02921			CAJUA	R	0360	02925		
?? KFM	R	0117	02929			VI	R	0075	02933		
?? AI	R	0079	02937			RU	R	0070	02941		
?? AO	R	0101	02941			ZI	R	0105	02944		
?? K10	R	0109	02953			MI	I	0040	02957		
?? K15E	R	0111	02961			NCSL	I	0095	02965		
?? NL	I	0109	02969			VFT	R	0100	02973		
?? VMS	R	00A1	02977			FPOX1	R	01A5	02981		
?? FAGX1	R	0109	02985			EP	R	01A0	02989		
?? V	R	0101	02993			VCMU	R	0105	02997		
?? VHF	R	0109	03001			I	I	0000	03005		
?? BIL	R	0101	03009			FW	R	0105	03014		
?? C00	R	0109	03017			CIY	R	0100	03021		
?? PTCIM	R	0101	03025			KMP1	R	00D5	03029		
?? P4M2	R	0109	03033			PMP3	R	00D0	03037		
?? A	R	0101	03041			L	I	00D5	03045		
?? SIGMA	R	0109	03049			VCF	R	01F0	03053		
?? RTUL	I	00F1	03057			NIN	I	01F5	03061		
?? H	I	01F3	03065			FC	R	01F0	03069		
?? LL	I	0C01	03073			DISTF	R	0C00	03077		
?? LT	I	0C09	03081			NU	I	0C00	03085		
?? BILLT	R	0C11	03089			R	R	0C15	03093		
?? AK	I	0C19	03097			LC	I	0C10	03101		
?? J	I	0C21	03105			NAGI	I	0C25	03109		
?? VAL	R	0C23	03113			V00	R	0C20	03117		
?? VAGM	R	0C31	03121			NATA	I	0C35	03125		
?? VAGTA	R	0C39	03129			VAGIM	R	0C30	03133		
?? V00	R	0C41	03137			W00	I	0C45	03141		
?? JEGUL	R	0C49	03145			W00M	R	0C40	03149		
?? V70	R	0C51	03153			MILIM	R	0C55	03157		
?? BILM	R	0C59	03161			VLO	R	0C50	03165		
?? U15	R	0C61	03169								

??SYS-3130 I COPY1 MODULE'S MAIN STORAGE SIZE IS
 16713 DECIMAL
 ??SYS-3131 I 0000 IS THE START CONTROL ADDRESS OF THIS MODULE
 ??SYS-3134 I COPY1 MODULE IS CATALOGED AS A LOAD MEMBER
 ? ? ? ? IS THE LIBRARY NAME
 ? ? ? ? 72 TOTAL NUMBER OF LIBRARY SECTIONS

// REGION 512L-30

// LOAD COPY1

// RUN

125	112	99	87	79
250	249	203	179	163
365	310	278	262	220
415	372	330	291	269
495	445	394	349	310
585	520	466	411	374
675	602	533	471	428
760	684	603	535	486
845	760	673	593	540
930	839	741	654	594
1015	913	809	714	649
1100	994	880	777	706
1180	1068	948	840	757
1263	1138	1008	890	809
1345	1210	1072	947	863
1425	1282	1138	1003	911
1500	1354	1200	1059	963
1575	1427	1264	1115	1014
1650	1499	1328	1172	1065
1725	1570	1391	1230	1117
1800	1642	1454	1288	1167
1875	1714	1518	1341	1218
1950	1785	1582	1397	1270
2025	1859	1646	1456	1321
2100	1934	1713	1513	1375
2175	1999	1770	1563	1429
2250	2070	1834	1619	1471
2325	2138	1894	1672	1521
2400	2210	1957	1729	1571
2475	2277	2017	1781	1619
45	0	0	0	0
60	0	0	0	0
75	0	0	0	0
90	0	0	0	0
110	0	0	0	0
130	0	0	0	0
200	0	0	0	0
250	0	0	0	0
350	0	0	1	0
450	0	0	0	0
360	450	550	0	0
450	550	650	0	0
650	750	0	0	0
900	0	0	0	0
750	825	900	975	1050
1300	0	0	0	0
1550	0	0	0	0
10	0	0	0	0
15	0	0	0	0
19	0	0	0	0

20	0	0	0	0
34	0	0	0	0
50	0	0	0	0
70	0	0	0	0
90	0	0	0	0
140	0	0	0	0
150	0	0	0	0
140	105	230	0	0
190	230	270	0	0
270	323	0	0	0
370	0	0	0	0
320	300	390	425	400
570	0	0	0	0
640	0	0	0	0
0	25	12	12	10
0	50	23	11	20
0	75	35	27	30
12	160	43	30	44
15	125	53	41	50
21	175	74	54	67
24	204	84	65	83
30	220	100	70	99
37	303	131	124	137
40	333	130	130	143
50	417	170	143	167
60	500	214	165	217
73	600	271	210	245
90	703	304	234	303
97	804	345	260	323
130	940	440	280	403
121	1000	470	312	440
140	1200	510	340	490
180	1400	600	400	530
190	1500	645	415	562
190	1600	690	450	607
240	2170	710	570	690
250	2500	770	600	800
270	2800	770	600	810
240	2700	820	740	750
300	0	37	0	2
1500	0	55	0	0
2500	0	75	0	0
3200	0	70	0	0
400	1	24	4	0
50	2	50	5	0
70	5	24	0	3
90	8	76	11	25
110	15	20	1	0
150	23	30	0	0
200	35	30	0	0
250	50	30	0	0
300	60	30	0	0
400	70	0	0	0
500	110	0	0	0
600	130	0	0	0

APENDICE B

- - - - -

USO DEL PROGRAMA "COSVT"

- - - - -

El programa que determina el oscilograma del sobrevoltaje en el dominio del tiempo, producido por descargas atmosféricas en sistemas de potencia de alta tensión, en las barras o torres cercanas al punto donde descarga el rayo, se lo ha denominado COSVT y se encuentra grabado en diskette con formato para ser ejecutado en el sistema IBM - 34.

Para la entrada de datos se crea un procedimiento que para este programa se lo denomina "SOB" (Ver listado).

Los valores son ingresados con formatos libres, esto es separados con comas, en el orden que se indica a continuación.

MU, M, NTC, ZSR, I_0 , NB, A, B, IMIN, IMAX, FC.

Estos corresponden a los datos generales del programa como son: número de barras consideradas, barra o torre donde descarga el rayo, tiempo del cálculo del oscilograma, impedancia característica del rayo, corriente máxima de descarga, indicador que nos selecciona el sitio donde incide el rayo, sea en los conductores de fase o en torres de la línea, constantes de la forma de onda para simular el impulso que representa la descarga del rayo.

Z(I), D(I), VD(I), RT(I).

Estos datos corresponden a las características particulares del sistema de transmisión que se analiza:

Impedancia característica de los conductores de fase o del conductor del neutro, distancia entre barras, velocidad de desplazamiento de la onda que depende de las características del medio en que se propaga, resistencia de tierra conectada al pie de la torre.

Para seleccionar el lugar donde incide el rayo sea que ocurra en los conductores de fase o en las torres de la línea, el indicador NB se proporciona como dato de entrada.

Si $NB < 1$ el rayo descarga sobre los conductores de fase
Si $NB > 1$ el rayo descarga sobre las torres del sistema.

Datos de Salida

El programa proporciona los siguientes datos de salida.

a) Datos característicos del sistema.

a . Número de barras consideradas

1

a . Distancia entre barras

2

a . Impedancia característica de los conductores de fase o conductor del neutro.

3

a . Velocidad de propagación de la onda viajera.

4

a . Coeficiente de reflexión y transmisión de izquierda a derecha y de derecha a izquierda en cada barra considerada.

5

- a₆. Tiempo de desplazamiento de la onda entre barras.
- b) Características de la onda de impulso simulada para la descarga atmosférica en el sitio donde descarga el rayo.
 - b₁. Característica de la onda de impulso considerada
 - b₂. Constante de la onda de impulso
 - b₃. Barra o torre donde descarga el rayo
 - b₄. Impedancia característica del rayo
 - b₅. Corriente máxima de la descarga
 - b₆. Voltaje máximo de la onda de impulso en el punto de -
descarga
 - b₇. Tiempo considerado para la obtención del oscilograma
- c) Oscilogramas del sobrevoltaje en el dominio del tiempo
 - c₁. Oscilograma del sobrevoltaje inicial en el punto de -
descarga.
 - c₂. Oscilograma del sobrevoltaje en todas las barras cerca
nas al punto de descarga originado por las sucesivas -
reflexiones y refracciones de la onda viajera en cada
barra.

EJEMPLO DE APLICACIÓN

Se ha seleccionado el sistema mostrado en la figura b.1, con los siguientes datos:

MU = Número de barras consideradas = 5

M = Barra donde descarga el rayo = 2

NTC= Tiempo de cálculo del oscilograma = 40 seg.

ZSR = Impedancia caracterfstica del rayo = 400

I_0 = Corriente máxima de descarga del rayo = 25 KA

NB = Indicador que nos selecciona el sitio de descarga del rayo, para éste ejemplo se asume que incide sobre los con-ductores de fase = 0

A = Constante de la forma de onda para simular el impulso = 0.30

B = Constante de la forma de onda para simular el impulso = 0.40

FC = Constante de la forma de onda para simular el impulso = 9.68

IMIN= Tiempo que la onda de impulso alcanza el máximo valor - pico de onda.

IMAX= Tiempo que la onda de impulso alcanza el valor mínimo.

DATOS CARACTERISTICOS DEL SISTEMA

El sistema se compone de 5 barras, que incluye la estación ge-neradora con las siguientes caracterfsticas.

BARRA #	IMPEDANCIA CARACTERISTICA	DISTANCIA ENTRE BARRAS	VELOCIDAD DE DESPLAZAMIENTO	RESISTEN CIA DE TORRE.
1	1.500	0	300	80
2	5	150	150	80
3	140	1.500	300	80
4	300	3.000	300	80
5	60	300	300	80

Los datos de salida que proporciona el programa COSVT para este ejemplo de aplicación se adjunta a continuación, conjuntamente con el listado del programa principal y procedimiento.

DIAGRAMA UNIFILAR DE UN CIRCUITO ELECTRICO CON VARIOS PUTOS DE TRANSICION

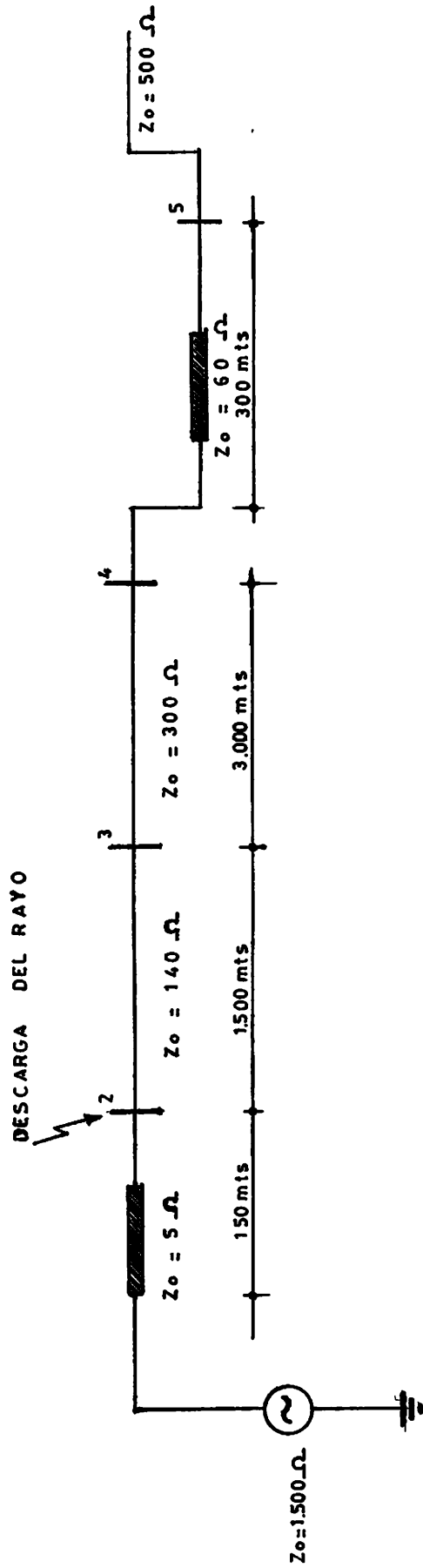


FIG B.1

* DAIOS DE SALIDA DEL PROGRAMA COSVT *

* CALCULO DEL OSCILOGRAMA DEL SOBREVOLTAJE *

* EN EL DOMINIO DEL TIEMPO PRODUCIDOS POR *

* DESCARGAS ATMOSFERICAS EN SISTEMAS *

* DE POTENCIA DE ALTA TENSION (345 KV) *

DAIGS CARACTERISTICOS DEL SISTEMA

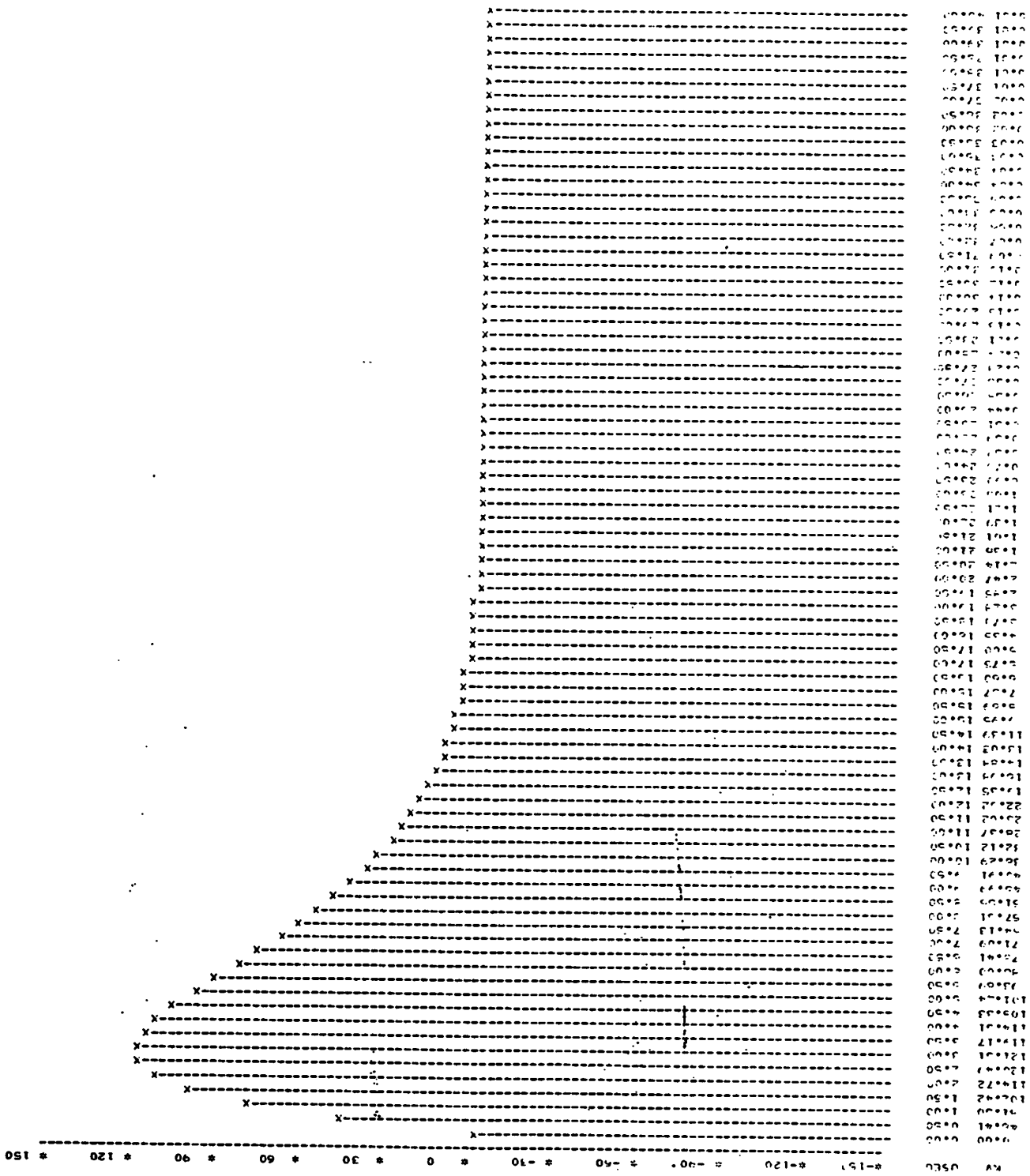
* BARRA * LONGITUD * IMPEDANCIA SURGE * VELOCIDAD DE PROP * COEF DE REFLEXION * COEF DE TRANSMISION * TIPO DE DESPLAZAMIENTO *
 * N * METROS * OHMIOS * METROS/USEG * * * * * USEG

1	*	0.00	*	1500.00	*	-0.99	*	0.99	*	0.01	*	1.99	*	0.00	*
2	*	150.00	*	150.00	*	-0.93	*	-0.93	*	1.93	*	0.07	*	1.00	*
3	*	1500.00	*	140.00	*	0.36	*	-0.36	*	1.36	*	0.64	*	5.00	*
4	*	3000.00	*	300.00	*	-0.67	*	0.67	*	0.33	*	1.67	*	10.00	*
5	*	300.00	*	60.00	*	0.72	*	-0.72	*	1.72	*	0.21	*	1.00	*

CARACTERISTICAS DE LA Onda DE IMPULSO SIMULADA PARA LA DESCARGA ATMOSFERICA EN EL SITIO DE DESCARGA DEL RAYO

* ONDA IMPULSO * CONSTANTES DE ONDARISSIS EQUIVARRA DE DESCARGA * IMPEDANCIA SURGENCORRIENTE DE DESCARGA * VMAX * TIEMPO DE
 * USEG * E * A * U * OHMICS * N * DEL RAYO * DEL RAYO * KV * CALCULO *

37	*	3712	*	0.7	*	0.3	*	0.4	*	4.2	*	2	*	400.0	*	25	*	19.3	*	40
----	---	------	---	-----	---	-----	---	-----	---	-----	---	---	---	-------	---	----	---	------	---	----



REGISTRO DE VOLTAJE EN EL DOMINIO DEL TIEMPO
 SARRA 2

RA	USOS	150	120	90	60	30	0	-30	-60	-90	-120	-150
0000	X											
0001	X											
0002	X											
0003	X											
0004	X											
0005	X											
0006	X											
0007	X											
0008	X											
0009	X											
0010	X											
0011	X											
0012	X											
0013	X											
0014	X											
0015	X											
0016	X											
0017	X											
0018	X											
0019	X											
0020	X											
0021	X											
0022	X											
0023	X											
0024	X											
0025	X											
0026	X											
0027	X											
0028	X											
0029	X											
0030	X											
0031	X											
0032	X											
0033	X											
0034	X											
0035	X											
0036	X											
0037	X											
0038	X											
0039	X											
0040	X											
0041	X											
0042	X											
0043	X											
0044	X											
0045	X											
0046	X											
0047	X											
0048	X											
0049	X											
0050	X											
0051	X											
0052	X											
0053	X											
0054	X											
0055	X											
0056	X											
0057	X											
0058	X											
0059	X											
0060	X											
0061	X											
0062	X											
0063	X											
0064	X											
0065	X											
0066	X											
0067	X											
0068	X											
0069	X											
0070	X											
0071	X											
0072	X											
0073	X											
0074	X											
0075	X											
0076	X											
0077	X											
0078	X											
0079	X											
0080	X											
0081	X											
0082	X											
0083	X											
0084	X											
0085	X											
0086	X											
0087	X											
0088	X											
0089	X											
0090	X											
0091	X											
0092	X											
0093	X											
0094	X											
0095	X											
0096	X											
0097	X											
0098	X											
0099	X											
0100	X											

 SCILUOPAMA DE VLTARE EN EL DOMINIO DEL TIEMPO *****
 BARRA 2 *****

*****ISCILUGRAMA DE VOLTAJE EN EL DOMINIO DEL TIEMPO*****
 BARRA 5

KV	USEG	*-250	*-200	*-150	*-100	*-50	* 0	* 50	* 100	* 150	* 200	*
0.00	0.00											X
0.00	0.50											X
0.00	1.00											X
0.00	1.50											X
0.00	2.00											X
0.00	2.50											X
0.00	3.00											X
0.00	3.50											X
0.00	4.00											X
0.00	4.50											X
0.00	5.00											X
0.00	5.50											X
0.00	6.00											X
0.00	6.50											X
0.00	7.00											X
0.00	7.50											X
0.00	8.00											X
0.00	8.50											X
0.00	9.00											X
0.00	9.50											X
0.00	10.00											X
0.00	10.50											X
0.00	11.00											X
0.00	11.50											X
0.00	12.00											X
0.00	12.50											X
0.00	13.00											X
0.00	13.50											X
0.00	14.00											X
0.00	14.50											X
0.00	15.00											X
0.00	15.50											X
0.00	16.00											X
37.29	16.50							X				
53.99	17.00							X				
73.13	17.50							X				
93.12	18.00							X				
113.35	18.50							X				
133.20	19.00							X				
143.27	19.50							X				
141.72	20.00							X				
171.50	20.50							X				
153.16	21.00							X				
173.14	21.50							X				
173.14	22.00							X				
207.15	22.50							X				
210.38	23.00							X				
207.35	23.50							X				
173.28	24.00							X				
172.09	24.50							X				
152.07	25.00							X				
171.03	25.50							X				
150.44	26.00							X				
132.36	26.50							X				
112.00	27.00							X				
72.47	27.50							X				
53.43	28.00							X				
32.09	28.50							X				
32.70	29.00							X				
13.04	29.50							X				
1.00	30.00							X				
-10.12	30.50							X				
-10.18	31.00							X				
-23.41	31.50							X				
-31.11	32.00							X				
-41.53	32.50							X				
-42.90	33.00							X				
-41.57	33.50							X				
-47.71	34.00							X				
-44.51	34.50							X				
-41.20	35.00							X				
-37.74	35.50							X				
-35.75	36.00							X				
-12.32	36.50							X				
32.38	37.00							X				
32.55	37.50							X				
10.94	38.00							X				
31.11	38.50							X				
14.45	39.00							X				
32.39	39.50							X				
72.00	40.00							X				

TYPE	NAME	DISK ADDR	TOTAL	NUM TEXT/RECORD	ATTRIBUTES	LINK ADDR/NUM STMT	OLD DISP	ENTRY ADDR	PROG SIZE	MRT LEVEL
S	COSVT	149945/024089	5770039	96/60	00000000	427/01AS				7

?? IBM SYSTEM/34 FORTRAN IV RELEASE 07 02/08/31 00:41
 ?? 000 TOTAL ERRORS FOR THIS COMPILATION
 ??

??30836 DECIMAL IS THE MAIN STORAGE SIZE OF THE LOAD MEMBER
 // READ DEVICE=SYSIN
 // DISPLAY DEVICE=CRY
 *PROCESS LINK(R,LIB(TO21)),NOSOURCE,NOHALT,MAP
 PROGRAM COSVT

```

C *****
C ESTE PROGRAMA CALCULA EL OSCILOGRAMA DEL VOLTAGE EN EL DOMINIO DEL
C TIEMPO EN LAS BARRAS O TORRES DE UN SISTEMA DE POTENCIA PRODUCIDOS
C POR DESCARGAS ATMOSFERICAS
C *****
C
C REAL NTEMP(5,100),NTEM(5,100),NTDES(20),NTDES,KTEMP
C INTEGER BLANC,X1,ARREVI(100),MENOS
C DIMENSION Z(20),VD(20),D(20),RID(20),RDI(20),TID(20),TDI(20),
C *V(5,100),COEF(5,100),NVRPA(90),COE(5,100),
C *VN(30),HESCA(11),RT(20),NELCA(11)
C DATA V/50000.,NTEM/50000.,NTEMP/50000.,NTDES/20*0./
C DATA BLANC/' ','X1','X'/',MENOS/'-'/
  
```

```

C *****
C LECTURAS GENERAL DE DATOS
C *****
C
C LEA NUMERO DE BARRAS,BARRA DONDE DESCARGA EL RAYO, TIEMPO DE CALCULO
C LOGIMPEDANCIA CARACTERISTICA DEL RAYO, CORRIENTE DE DESCARGA DEL
C RAYO, INDICADOR, FACTORE DE CORRECCION, CONSTANTES DE LA FORMA DE
C ONDA
C *****
  
```

```

C READ(4,*)MU,M,NTC,ZSR,IO,NS,A,B,IMIN,IMAX,PC
C *****
C SE LEEN LOS VALORES DE IMPEDANCIA CARACTERISTICA DE LAS LINEAS,
C DISTANCIA ENTRE BARRAS, VELOCIDAD DE PROPAGACION DE LAS ONDAS VIAJE
C RAS EN LAS LINEAS
C *****
  
```

```

C MU=MU+1
C MU=MU-1
C DO 2 I=1,MU
C READ(4,*)Z(I),D(I),VD(I),RT(I)
C WRITE(3,17)
  
```

```

C *****
C SE DETERMINA EL LUGAR DE DESCARGA DEL RAYO SOBRE LA LINEA PARA DET
C ERMINAR LA IMPEDANCIA VISTA POR EL RAYO EN EL PUNTO DE DESCARGA
C SI N#0 EL RAYO DESCARGA EN UN CONDUCTOR DE FASE
C *****
  
```

```

C IF (NS.LT.1) REP= Z(N)+Z(N+1)/(Z(N)+Z(N+1))
C *****
C SI NI=2 EL RAYO DESCARGA SOBRE UNA TORRE DE LINEA DE TRANSMISION
C *****
C IF (NS.GT.1) GO TO 7
  
```

```

C *****
C SE DETERMINA EL VALOR MAXIMO DE LA ONDA INICIAL EN EL PUNTO DE DES
C CARGA DEL RAYO
C *****
C VMAX=FLOAT(10)*ZSR*REP/(REP+ZSR)
C VMAX=500.
C WRITE(3,18)
  
```

```

C *****
C SE CALCULA LOS COEFICIENTES DE REFLEXION, TRANSMISION DE LAS ONDAS
C QUE INCIDEN DE DERECHA A IZQUIERDA, Y DE IZQUIERDA A DERECHA EN LAS
C BARRAS, Y EL TIEMPO DE DESPLAZAMIENTO ENTRE BARRAS
C *****
C DO 3 I=1,MU
C RID(I)=(Z(I+1)-Z(I))/(Z(I+1)+Z(I))
C TID(I)=1.+RID(I)
C RDI(I)=-RID(I)
C TDI(I)=1.+RDI(I)
C NTDES(I)=D(I)/VD(I)
C WRITE(3,19)I,D(I),Z(I),VD(I),RID(I),RDI(I),TID(I),TDI(I),NTDES(I)
C CONTINUE
C GO TO 8
  
```

```

C *****
C SE DETERMINA EL VALOR MAXIMO DEL SOBREVOLTAGE INICIAL CUANDO EL
C RAYO DESCARGA DIRECTAMENTE SOBRE UNA TORRE
C *****
C VMAX=(Z(N)*ZSR*RT(N)+IO)/(Z(N)*ZSR+RT(N)+Z(N)+2.*RT(N)+ZSR)
C ZP=(Z(N)*RT(N))/(Z(N)+RT(N))
C RI=(ZP-Z(N))/(ZP+Z(N))
C TI=1.+RI
  
```

```

C *****
C SE DETERMINAN LOS COEFICIENTES DE REFLEXION Y REFRACCION EN LAS TO
C RRES ADYACENTES AL PUNTO DE DESCARGA DEL RAYO
C *****
C DO 6 KTR=2,MU
  
```

12910

```

RID(KTR)=R1
ROI(KTR)=R1
TID(KTR)=T1
TOI(KTR)=T1
NTDES(KTR)=D(KTR)/VD(KTR)
CONTINUE
RID(M)=(2.*RT(M)+ZSR-Z(N)*RT(M)-Z(N)*ZSR)/(2.*RT(M)+ZSR+Z(N)*RT(M))
Z(M)=ZSR
TID(M)=1+RID(M)
ROI(M)=RID(M)
TOI(M)=TID(M)
NTDES(M)=D(M)/VD(M)
WRITE(3,16)
DO 53 IT=1,MU
WRITE(3,19)IT,D(IT),Z(IT),VD(IT),RID(IT),ROI(IT),TID(IT),TOI(IT),
*NTDES(IT)
CONTINUE

```

```

*****
SE DETERMINA EL VALOR INICIAL DE LA FORMA DE ONDA EN EL PUNTO DE
DESCARGA DEL RAYO
*****

```

```

WRITE(3,14)
WRITE(3,15)IMAX,IMIN,PC,A,B,REP,N,ZSR,IO,VMAX,NTC
IIMIN=NTC*2+1
IG=1
RIKK=0.
DO 9 KT=1,IIMIN
K=A+RIKK
Y=B+RIKK
ZX=EXP(-X)-EXP(-Y)
V(N,KT)=V(N,KT)+VMAX*ZX*PC
RIKK=RIKK+0.5
CONTINUE
GO TO 21

```

```

*****
SE CALCULAN LOS VOLTAGES EN LAS BARRAS N+1 HASTA LA BARRA MU DE LA
PRIMERA ONDA TRANSMITIDA CONSIDERANDO LOS RESPECTIVOS COEFICIENTES
DE TRANSMISION
*****

```

```

NTDE=0.
NTC=(NTC-1)/2
I=N+1
RTIO=1
DO 19 K=I,MU
NTDE=NTDE+NTDES(K)
NTEMP(K,1)=NTDE
IF (NTC.LT.NTDE) GO TO 1
RTIO=RTIO+TID(K)
NMIN=(NTDE+IIMIN)*2
TKK=NTDE
TT=(NTDE+0.5)*2

```

```

NTT=TT
IF((TT-NTT).GT.0) NTT=NTT+1
DO 20 KK=NTT,NMIN
RTC=FLOAT(NTC)
IF(TKK.GT.RTC) GO TO 1
XA=(TKK-NTDE)
YB=(TKK-NTDE)
ZX=EXP(-X)-EXP(-Y)
V(K,KK)=V(K,KK)+VMAX*ZX*RTIO*PC
TKK=TKK+0.5
CONTINUE
COEF(K,1)=RTIO/TID(K)
CONTINUE

```

```

*****
SE DETERMINA LOS VOLTAGES REFLEJADOS EN CADA BARRA DEBIDO A LA
INCIDENCIA DE LA PRIMERA ONDA TRANSMITIDA
*****

```

```

NVRPA(M)=0
NVRPA(MU+1)=0
NSUMA=0
II=1
DO 25 NI=N,MU
NTEM(NI,1)=NTEMP(NI,1)
COE(NI,1)=COEF(NI,1)
CONTINUE
DO 30 L=1,MU
NVRPA(L)=1
CONTINUE
DO 40 LH=N,MU
NK=NVRPA(LH+1)
DO 50 NH=1,NK
KTEMP=NTEM(LH+1,NH)+NTDES(LH+1)
NTEMP(LH,1)=KTEMP
RKH=KTEMP
IF(KTEMP.GT.RTC) GO TO 41
PKK=(KTEMP+0.5)*2
NKK=PKK
IF((PKK-NKK).GT.0) NKK=NKK+1
INAS=(IIMIN+KTEMP)*2
DO 60 KH=NKK,INAS
IF(RKH.GT.NTC) GO TO 61
XA=(RKH-KTEMP)
YB=(RKH-KTEMP)
ZX=EXP(-X)-EXP(-Y)

```

```

*****
SE CALCULA EL VOLTAGE INCIDENTE DE DERECHA A IZQUIERDA
*****

```

```

V(LH,KH)=V(LH,KH)+VMAX*ZX*COE(LH+1,NH)*TDI(LH)*RID(LH+1)*PC
RKH=RKH+0.5
CONTINUE
NTDE=NTEM(LH+1,NH)+NTDES(LH+1)

```

RTID=CDE(LH+1,NH)ORDI(LH)RID(LH+1)

SE DETERMINA LOS VOLTAGES TRANSMITIDOS EN CADA BARRA A PARTIR DE
LA BARRA N+1. DE LAS ONDAS PENDIENTES EN EL PROCESO ANTERIOR

KJ=LN+1
DO 70 K=NJ,MU
NTDE=NTDE+NTDES(K)
NTEMP(K,II)=NTDE
IF(NTDE.GT.RTC) GO TO 41
RTID=RTID+TID(K)

SE CALCULA LA ECUACION DE LA ONDA INCIDENTE A TRAVEZ DEL TIEMPO

TKK=NTDE
TT=(NTDE+0.5)*2
NTT=TT
IF(TT-NTT).GT.0F NTT=NTT+1
NM=(NTDE+MIN)*2
DO 60 KK=NTT,NM
IF(TKK.GT.NTC) GO TO 69
X=A*(TKK-NTDE)
Y=B*(TKK-NTDE)
Z=EXP(-X)-EXP(-Y)
V(K,KK)=V(K,KK)+VMAX*Z*RTID*FC
TKK=TKK+0.5

66 CONTINUE
69 COEF(K,II)=RTID/TID(K)
70 CONTINUE

SE INCREMENTA EL NUMERO DE ONDA PENDIENTE

II=II+1
CONTINUE
CONTINUE
N=II

SE CHEQUEA TIEMPO DE LAS ONDAS PENDIENTES EN LAS BARRAS N-1

IF(N.LT.NTC) GO TO 42

IG=2
21 MK=MU
RG=M

SE GRAFICA EL PERFIL DEL VOLTAGE EN EL DOMINIO DEL TIEMPO DESDE LA
BARRA DONDE DESCARGA EL RAYO HASTA LA ULTIMA BARRA

NTC=NTC+1
DO 91 NI=MG,MK
V(NI)=V(NI,II)
RKKI=0.

DO 92 L=2,NTC
IF(V(NI).GT.V(NI,L)) GO TO 92
V(NI)=V(NI,L)

92 CONTINUE
NES=ABS(V(NI))/50+1
DO 93 NT=1,5

93 CONTINUE
DO 993 KLN=1,5
MLK=6-KLN
NELCA(KLN)=NESCA(MLK)
NELCA(KLN+6)=NESCA(KLN)

993 CONTINUE
NELCA(6)=0
WRITE(3,11) NI,(NELCA(NT),NT=1,11)

DO 94 KKI=1,NTC
DO 95 INE=1,100
ARRAY(INE)=BLANC
CONTINUE

95 IF(NES.EQ.0) GO TO 35
IF(V(NI,KKI).EQ.0) GO TO 35
IF(V(NI,KKI).LT.0) GO TO 37
VV=ABS(V(NI,KKI))
IT=50+VV/NES

GO TO 36
37 VV=ABS(V(NI,KKI))
IT=50+VV/NES
GO TO 36

35 IT=50
36 ARRAY(IT)=X1
IF(IT.EQ.1) GO TO 999
IPT=IT-1

DO 99 NR=1,IPT
ARRAY(NR)=MENDS
CONTINUE
99 WRITE(3,12) V(NI,KKI),RKKI,(ARRAY(MG),MG=1,100)

RKKI=RKKI+0.5
CONTINUE
IF(IG.EQ.1) GO TO 4

91 CONTINUE
STOP

SE INTERCAMBIA TIEMPOS Y VALORES DE COEFICIENTES

42 DO 100 NN=M,MU
DO 110 LL=1,NTC
NTEMP(NN,LL)=NTEMP(NN,LL)


```

COE(NN,LL)=COEF(NN,LL)
110 CONTINUE
100 CONTINUE
C
*****
SE CALCULA EL NUMERO DE ONDAS DEL SIGUIENTE PROCESO
*****
C

```

```

JP=N+1
NSUMA=0
DO 120 KL=JP,MJ
NSUMA=NVRPA(KL)+NSUMA
NVRPA(KL)=NSUMA-NVRPA(KL-1)
120 CONTINUE
II=1
GO TO 5
11 FORMAT(1H1///43(*), 'OSCILOGRAMA DE VOLTAJE EN EL DOMINIO DEL TI
EMPO', 4(1//(*), 1X, 42(*), 23X, 'BARRA', 12, 20X, 4(1//(*), 121(*), 1//7X,
'KV', 3X, 'USEG', 5X, (*), 14, 4X, 10(*), 14, 5X)/21X, 100(*))
17 FORMAT(1H1, 20(1//25X, 81(*), 1//25X, (*), 19X, 'DATOS', 2X, 'DE', 2X, 'SAL
IDA', 2X, 'DEL', 2X, 'PROGRAMA COSVT', 20X, (*), 19X, 'CALCULO
2 DEL OSCILOGRAMA DEL SOBREVOLTAJE', 20X, (*), 19X, 'EN EL 00
MINIO DEL TIEMPO PRODUCIDOS POR', 20X, (*), 19X, 'DESCARGAS
6 ATMOSFERICAS EN SISTEMAS', 22X, (*), 19X, 'DE POTENCIA
6 DE ALTA TENSION (345 KV)', 19X, (*), 19X, '25X, 81(*))
16 FORMAT(1H1, 6(1//61X, 'DATOS CARACTERISTICOS DEL SISTEMA', 6X, 123(*
1//6X, 'BARRA', (*), 1X, 'LONGITUD', 1X, (*), 1X, 'IMPEDANCIA SURGE', 1X,
2(*), 1X, 'VELOCIDAD DE PROP.', 1X, (*), 1X, 'COEF DE REFLEXION', 1X, (*), 1X
3(*), 'COEF DE TRANSMISION', 1X, (*), 1X, 'TPD DE DESPLAZAMIENTO', 6X, (*), 3X,
4(*), '3X, '2X, 'METROS', 2X, (*), 6X, 'OHMIOS', 6X, (*), 4X, '2X, 'METROS/USEG',
6X, (*), 4X, '2X, '4X, (*), 4X, '2X, '4X, (*), 5X, '2X, '4X, (*), 5X, '2X, '4X, (*), 5X,
6(*), 'USEG', 6X, (*), 6X, 123(*))
19 FORMAT(6X, (*), 14, 3X, (*), 'P9, 2, 1X, (*), 'F12, 2, 6X, (*), 'F12, 2, 7X, (*), 'P7, 2
1, 2X, (*), 'P7, 2, 2X, (*), 'F8, 2, 2X, (*), 'F8, 2, 2X, (*), 'P9, 2, 12X, (*), 6X, 123(*
2))
14 FORMAT(101//), 12X, 'CARACTERISTICAS DE LA ONDA DE IMPULSO SIMULADA P
ARA LA DESCARGA ATMOSFERICA EN EL SITIO DE DESCARGA DEL RAYO', 6X,
123(*), 6X, 'ONDA IMPULSO', 'CONSTANTES DE ONDA', 'RESIS EDOJ
1V', 'BARRA DE DESCARGA', 'IMPEDANCIA SURGE', 'CORRIENTE DE DESCARG
6A', 'VMAX', 'TIEMPO DE
6', '2X, 'A', 2X, '2X, 'B', 3X, '3X, 'OHMIOS', 2X, '3X, '7X, '6X,
'DEL RAYO', 3X, '6X, 'DEL RAYO', 7X, 'KV
3X, 'CALCULO
3X, '6X, 123(*))
13 FORMAT(6X, (*), 15, '12, 4X, (*), 'F4, 1, 1X, (*), 'F4, 1, 1X, (*), 'F4, 1, 2X, (*),
'F5, 1, 3X, (*), 'F5, 1, 3X, (*), 'F11, 1, 4X, (*), 'F11, 1, 4X, (*), 'F6, 1, (*), 15, 8X, (*
6X, 123(*))
12 FORMAT(110, 2, 1X, 'F5, 2, 4X, 100(A1))
END

```

```

12 VARIABLE ALLOCATION MAP
17 NAME AT HEX1 DEC1 HEX2 DECE NAME AT HEX1 DEC1 HEX2 DECE
17 V R 0950 02397 112C 04396 NTEM R 112D 04397 10FC 06396
17 NTEMP R 10FD 06397 20CC 06396 NTOES R 20CD 08397 211C 08476
17 BLANC I 2110 08477 XI I 2121 08481
17 MENOS I 2125 08485 NTOE R 2129 08489
17 KTEMP R 212D 08493 ARRAY I 2131 08497 22C0 08998

```

```

17 Z R 22C1 08997 2310 08976 VD R 2311 08977 2360 09056
17 D R 2361 09057 2380 09136 RIO R 2381 09137 2400 09216
17 RDI R 2401 09217 2450 09296 TIO R 2451 09297 24A0 09376
17 TDI R 24A1 09377 24FD 09456 COEF R 24F1 09457 25C0 11456
17 NVRPA I 25C1 11457 2626 11816 COE R 2629 11817 26F0 13616
17 VM R 26F1 13617 2670 13936 NEGCA I 2671 13937 269C 13980
17 RT R 269D 13981 26EC 14060 MELCA I 26ED 14061 2718 14104
17 MU I 3719 14105 W I 3710 14109
17 NTC I 3721 14113 ZSR R 3725 14117
17 IO I 3729 14121 NS I 372D 14125
17 A R 3731 14129 S R 3736 14133
17 INIM I 3739 14137 INAX I 373D 14141
17 FC R 3741 14145 NU I 3745 14149
17 MUJ I 3749 14153 I I 374D 14157
17 REP R 3751 14161 VNAX R 3755 14165
17 ZP R 3759 14169 RI R 375D 14173
17 TI R 3761 14177 KTR I 3765 14181
17 IT I 3769 14185 IIMIN I 376D 14189
17 IG I 3771 14193 RIKK R 3775 14197
17 KT I 3779 14201 X R 377D 14205
17 Y R 3781 14209 ZX R 3785 14213
17 RTIO R 3789 14217 K I 378D 14221
17 MNIM I 3791 14225 YKK R 3795 14229
17 TT R 3799 14233 NTT I 379D 14237
17 KK I 37A1 14241 RTC R 37A5 14245
17 NSUMA I 37A9 14249 II I 37AD 14253
17 NI I 37B1 14257 L I 37B5 14261
17 LH I 37B9 14265 NK I 37BD 14269
17 NH I 37C1 14273 RKM R 37C5 14277
17 PKK R 37C9 14281 NKK I 37CD 14285
17 IMAS I 37D1 14289 NH I 37D5 14293
17 MJ I 37D9 14297 NN I 37DD 14301
17 N I 37E1 14305 NK I 37E5 14309
17 HG I 37E9 14313 NI I 37ED 14317
17 RKKI R 37F1 14321 NES I 37F5 14325
17 NT I 37F9 14329 KLM I 37FD 14333
17 MLK I 3801 14337 KKI I 3805 14341
17 INEM I 3809 14345 VV R 380D 14349
17 IPT I 3811 14353 NR I 3815 14357
17 HNG I 3819 14361 NN I 381D 14365
17 LL I 3821 14369 JP I 3825 14373
17 KL I 3829 14377
17SYS-3130 I COSVT MODULE'S MAIN STORAGE SIZE IS
17 30536 DECIMAL
17SYS-3131 I 0000 IS THE START CONTROL ADDRESS OF THIS MODULE
17SYS-3134 I COSVT MODULE IS CATALOGED AS A LOAD MEMBER
17 T021 IS THE LIBRARY NAME
17 129 TOTAL NUMBER OF LIBRARY SECTORS

```

SOB T021

DATE 82/09/06 TIME 23.27

// REGION SIZE-40

// LOAD COSVT

// RUN

5,2,40,400.,25,0,0.30,0.40,12,3,9.67

1500.,0.,300.,80.

5.,150.,150.,80.

140.,1500.,300.,80.

300.,3000.,300.,80.

60.,300.,300.,80.

500.,4000.,300.,80.

500.,3000.,300.,80.

500.,3000.,300.,80.

500.,3000.,300.,80.

BIBLIOGRAFIA

- 1.- ENRIQUE HARPER - Líneas de Transmisión y Redes de Dis
tribución - Volúmen 1 pág. 263 - 377.
- 2.- ENRIQUE HARPER - Técnicas de Altas Tensiones - Volú -
men 2.
- 3.- TRANSMISSION AND DISTRIBUTION DE LA GENERAL ELECTRIC
Cap. 18 pág. 610 - 642
- 4.- W. W. LEWIS - The proteccion of transmission against
Lighting.
- 5.- E. OPENSHAW TAYLOR - Power System Transients.
- 6.- HAROLDA PETERSSON - Transients Power Systems.
- 7.- L. V. BEWLEY - Traveling Waves on Transmission System.
- 8.- MC. GRAW - EDISON - The Line - Abril/78 pág.22 - 27
- 9.- MC. GRAW - EDISON - The Line - Marzo/78 pág 9 - 12



A.F. 142427