

621.3192
M 554
C.2

**TESIS DE GRADO
PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO EN ELECTRICIDAD**

**PROTECCION DE LINEAS DE TRASMISION CONTRA
DESCARGAS ATMOSFERICAS POR MEDIO DE ALAMBRE
DE GUARDA, EN LA SIERRA ECUATORIANA**

POR: FRANCISCO MARCHAN CASTRO

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL



BIBLIOTECA

A mis Padres y Hermanos
con todo cariño y res-
peto.

La Escuela Po-
litécnica y sus ilus-
tres Profesores, y
una vez más especial-
mente al Sr. Ing. Alfonso
Salazar.

MEMORANDUM DE TEXTO

ING. RICARDO DELFINI

PROFESOR

.....
Mi reconocimiento

.....
para la Escuela Po-
litécnica y sus dig-
nos Profesores, de
una manera especial
al Sr. Ing. Ricardo
Delfini.

La responsabilidad por las ideas, ideas y doctrinas expresadas en esta Tesis corresponden exclusivamente al

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Ricardo Delfini y Títulos Profesionales de la Escuela Superior Politécnica del Littoral.

ING. RICARDO DELFINI

PROFESOR

.....

FRANCISCO MARTÍN CASTRO

PROFESOR

Guayaquil, Juli.....

DECLARACION

Este trabajo se ha escrito en los pormenores de
detalle para la Escuela Superior Politécnica del Litoral
con el objeto de obtener el título de Ingeniero en Geología.
El presente trabajo se ha escrito en una forma general, al no
pretenderse que se pueda esperar de una tesis de
Examinación según los datos que se crean convenientes
de utilizar.

Para cubrir lo mencionado en el artículo 6º del Reglamento
de Exámenes y Títulos Profesionales de la Escuela Superior
Politécnica del Litoral, se declara que
**La responsabilidad por los hechos, ideas y doc-
trinas expuestas en esta Tesis corresponden ex-
clusivamente al autor.**

(Art. sexto del Reglamento de exámenes y Títulos
Profesionales de la Escuela Superior Politécnica
del Litoral).


FRANCISCO MARCHAN CASTRO

Guayaquil, Julio de 1968

INTRODUCCION

Este trabajo se ha basado en los proyectos de INECEL para la Sierra Ecuatoriana. Su propósito es establecer en una forma general, el comportamiento que se puede esperar de una línea de Trasmisión según los datos que se crea conveniente utilizar.

Para cubrir lo anteriormente expuesto, se ha tomado en cuenta una cantidad de variables, tales como: Voltaje, conductor, estructuras, número de aisladores, vanos y resistencia de puesta a tierra, dándole a cada uno de estas variables una gama de valores, los cuales están de acuerdo a diversas consideraciones de orden Técnico y Económico que hacen factible el uso de tales cantidades.

El método usado, ya descrito en el Título de este Trabajo, es el que se basa en el diseño de la línea, por medio de la protección de la misma contra descargas atmosféricas, usando alambre de guarda. Tal método, desde ya limita la amplitud del Trabajo, pues por razones que se exponerá más tarde, este método es aconsejable, sólo para voltajes superiores a 34.5 Kv, por lo tanto, para 22 Kv y 13.8 Kv, no hacemos ninguna mención.

Para la resistencia de puesta a tierra hay varios métodos para la obtención de un valor determinado, tales como: el cambio de la Tierra que circunda el poste, con tierra previamente comprobada, de un



valor determinado de resistencia eléctrica, el tratar químicamente dicha tierra pueda ser otra forma de obtener el resultado deseado, el uso de alambres compensadores es otro método, pero en este trabajo se ha usado como forma única de obtener tal o cual resistencia en el pie de la Torre, la dada por las varillas de copperweld enterradas en rededor del poste.

Aunque habrán posibilidades que se nos escapen, creemos que en este trabajo se ha abarcado la mejor parte de los posibles diseños a usarse en dicho proyecto.

Como ya lo hemos dicho el propósito de este trabajo es establecer el comportamiento de la línea, partiendo de la mezcla y combinación de algunas variables.

CAPITULO II

CONSIDERACIONES GENERALES.-

El Ecuador es aún considerado, dentro del consorcio mundial, como un país subdesarrollado. Este subdesarrollo se manifiesta de una manera muy especial en el campo de la técnica y más aún cuando dicha técnica se refiera a la electricidad y al uso de su energía.

Concretándonos al campo de transmisión de Energía Eléctrica, resulta evidente que, en nuestro país no se hace uso de Medio Alto ni Alto Voltaje, en sus sistemas.

La razón principal para que hasta la presente fecha no estén en funcionamiento sistemas de esta índole, es la baja demanda que deben abastecer las Plantas Generadoras y más aún si consideramos el hecho que estas plantas se encuentran en el propio centro de consumo, ó muy cerca de él, como sucede en Guayaquil y Quito, centros de consumo de notoria importancia.

La baja demanda es consecuencia, en primer lugar de su bajo desarrollo industrial y luego por un factor determinado por la combinación del problema Cultural y Socio-Económico, que dan como resultado una inercia en el deseo de mejorar la Posición Ambiental (1) del individuo, lo cual unido a un bajo ingreso per-cápita, reinante en un 75% de la población, originan un nivel de vida menos que mediocre, lo cual frena el poco incremento en la demanda (2).

Sin embargo y con miras a satisfacer futuros adelantos industriales y necesidades varias del país, el Gobierno por medio de INECEL, ha trazado un plan a escala Nacional, con el fin de ampliar, unificar y modernizar el sistema Eléctrico existente.

Basados en este proyecto y tomando como referencia aquellos que se llevarían a cabo en la Sierra Ecuatoriana, se ha concebido y llevado a cabo este trabajo.

En todo proyecto Eléctrico, hay que distinguir tres partes principales:

- 1.- La fuente de energía ó central generadora.
- 2.- La Trasmisión de dicha energía, hasta la fuente de consumo.
- 3.- La distribución de dicha energía.

En este trabajo se ha considerado la segunda parte.

En el proyecto de una línea de Trasmisión deberán tomarse en cuenta una serie de factores técnicos, dados por las exigencias naturales del proyecto y los factores impuestos por la naturaleza misma. X

X ASPECTOS NATURALES.-

Los factores impuestos por la naturaleza, significa: las condiciones ambientales del terreno, que será cruzado por una línea de trasmisión.

En el siguiente análisis se hará una generalización de las condiciones naturales reinantes en la Región Interandina.

a) Carga del Viento: Haciendo un estudio sobre la variación de la velocidad del viento en el Callejón Interandino, basados en datos obtenidos del Anuario Meteorológico del Ecuador, se ha encontrado que hay lugares, tales como Salinas de Imbabura (3), en que se ha registrado una velocidad media de hasta 46 MPH, Tabla II-1, y en Saraguro, Patate, Machachi y Guamote, una velocidad media de 30 a 35 MPH, lo cuál unido al hecho de que tales datos son en un período de tiempo relativamente corto, cinco años, es conveniente basar en una forma general, todos los cálculos sobre una velocidad de 60 MPH, lo cuál lejos de hacernos incurrir en un error, dá un margen de seguridad, lo cual cubriría posibles errores de lectura de los aparatos o cambios imprevistos en las condiciones habituales de la naturaleza.

Es importante el determinar en una forma segura este dato, ya que la presión ejercida por el viento sobre un conductor sostenido por una cadena de aisladores, determinará en una forma directa las dimensiones de las torres de soporte de la línea, lo cuál lo estableceré más tarde. La Presión p del viento está dada por:

$$p = 0.0025 V^2 \quad 2-1$$

donde: p = presión del viento en lb/pie²
 V = velocidad en MPH



Para 60 MPH, la presión será de 9 lb/pie², y se tomará como presión standard para toda la Región Andina, para simplificación de la problemática a plantearse.

b) Temperatura: La temperatura también juega papel importante en el diseño de la línea, ya que su variación origina un cambio en la longitud de los conductores tendidos entre soportes, e igualmente un cambio en las tensiones a que estarán sometidos los mismo, lo cual repercute en la flecha del conductor.

Se ha llegado a la conclusión que la región interandina en general (4), tiene una temperatura media de 15 grados Centígrados, al rededor de las 10.00 y 16.00 horas, teniendo como temperatura máxima 25°C entre las 12.00 y 14.00 horas, en cierta época del año comprendida entre los meses de Febrero y Abril, y con una temperatura mínima de 0°C, entre las 00.00 y 05.00 horas, en los meses de Junio a Octubre. ✓

c) Nivel Isoquerrúnico: El comportamiento de una línea de transmisión está en función directa a su capacidad de servicio sin interrupción, dicha capacidad depende de una serie de factores tales como: fallas eléctricas originadas por cortocircuitos, fallas mecánicas, consecuencia de caídas de estructuras ó caída de conductores, ó las fallas por sobrevoltaje y sobrecorrientes originadas por descargas atmosféricas directas o indirectas.

Tomando en cuenta la importancia de las descargas

atmosféricas, es por lo tanto indispensable conocer el nivel isoqueráunico de la zona, que será atravesada por la línea a proyectarse.

Se ha escogido un nivel isoqueráunico de 30, para la zona comprendida en el Callejón Interandino, lo cual significa que esta zona estará espuesta a 30 días tormentosos en el lapso de un año.

En realidad no existen datos precisos y confiables sobre este fenómeno, pero tomando en consideración aquellos proporcionados por las estaciones meteorológicas de: Izobamba, El Labrado y el Observatorio Astronómico de Quito (5), el N.I. escogido anteriormente, cubrirá todo riesgo y variación, así como introducirá un nuevo margen de seguridad, recomendable, siempre al considerar factores impuestos por la naturaleza. y

d) Composición del Terreno: Este es otro de los factores importantes ya que la composición del terreno influye de una manera directa sobre la resistencia del suelo, y como lo veremos más tarde dicha resistencia es determinante en las dimensiones de las torres y en el comportamiento de la línea.

Es interesante tener conocimiento de la estructura mineral del suelo sobre el cual se basa este trabajo. Por lo tanto daremos en una forma muy general datos al respecto (6).

En forma general se puede decir que se encuentra en toda la Región Andina: Sedimentos Fluvioalé-

tricos de material Volcánico. Pero en forma específica: en la Región Norte hasta el sur de la provincia del Chimborazo, encontramos Roca Volcánica, bajo la características de: Adocita, Docita y Basalto.

La Cordillera Occidental se caracteriza por estar formada por terrenos ricos en Rocas Volcánicas, Sedimentos Marinos hacia el Norte y Rocas Carbóníferas hacia el Sur.

En el Austro de la Región Andina, desde el Tambo hacia el Sur, encontramos Sedimentos de agua Salobre y Dulce, y Sedimentos Marinos.

La Cordillera Oriental es rica en rocas Metamórficas.

Al conocer con exactitud el posible recorrido de la línea, se deberá hacer un estudio más profundo de la naturaleza misma del terreno, con el fin de determinar con relativa exactitud la resistencia propia del suelo. Los cálculos de este trabajo se basan en un valor de 1.000 ohmios-pie, que siendo el más general es el que más se ajusta a la resultante de una mezcla de terrenos relativamente secos y terrenos ricos en Sedimentos Marinos.

e) Clasificación de la Zona: Haciendo un análisis conjunto de las características predominantes en la zona, se llega a la conclusión de que, aún tomando dichas características en su máxima intensidad registrada, la zona puede clasificarse como

liviana, ya que no está castigada por nieve, ni vientos huracanados y las temperaturas máximas y mínimas son relativamente normales.

✓ CARACTERISTICAS TECNICAS.-

En lo fundamental, el proyecto de los sistemas de transmisión consiste en la selección de las líneas y equipos necesarios para suministrar la potencia deseada, con la calidad de servicio requerida, con el mínimo coste total anual, durante el período que debe prestar servicio. Al propio tiempo, el sistema debe ser susceptible de ampliaciones con un mínimo de alteraciones sobre las condiciones existentes.

Es decir que al proyectar una línea de transmisión, debemos tomar en cuenta las exigencias técnicas de la obra, junto con las posibilidades económicas y las futuras exigencias en cuanto a ampliación del sistema, para poder darle al proyecto una eficiencia sino completa, por lo menos satisfactoria.

Al referirnos a las exigencias técnicas de la obra, lo hacemos a las cantidades paramétricas que tenderán a satisfacer los requerimientos sobre los que se fundamentan el proyecto y la construcción de la obra.

Se explicará más detenidamente lo dicho, de una forma individual, lo que se ha mencionado como "exigencias técnicas".

a) Voltaje: La elección del voltaje de la línea, es una de las primeras condiciones del proyecto que

se establece, debido a que está basada en una exigencia natural que es el tener que transportar una cierta cantidad de kilowatios a un determinado número de kilómetros. La elección de la tensión queda generalmente limitada dentro de márgenes relativamente pequeños, ya que en función de lo anteriormente dicho, lo que se desea es un mejor rendimiento con un mínimo de regulación, a un coste razonable. También se debe tomar en cuenta y se debe hacer para una línea importante, una serie de estudios presupuestarios comparativos, tomando en consideración una serie de aspectos que incluyen la totalidad del equipo a usarse, prestando la debida atención a las cargas futuras, efecto corona, resistencia mecánica etc., que pueden influir de una manera determinante en la elección del Voltaje de la línea, ya que siendo el Voltaje mayor, mayor será la exigencia en servicio de la misma, lo que demandaría una mejor calidad de construcción.

En este trabajo se ha tomado las tensiones dadas por INECEL, como posible a usarse en los proyectos de la Sierra. Así, encontramos que se ha tomado: 230 Kv, 138 Kv, 69 Kv, 34.5 Kv, 22 Kv y 13.8 Kv.

Debido al método que se usará en este trabajo, sólo se tomará en cuenta los cuatro más altos Voltajes, ya que para voltajes menores de 34.5 Kv, este método daría resultados impropios, esto es, los espaciamentos entre los conductores entre sí, de los conductores a las estructuras y de los conductores a el alambre de tierra resultarían impropios, en lo que se refiere a satisfacer, por ejem-

plo, un nivel de aislamiento dado, lo cuál lo veremos más detenidamente al analizar el resultado de este trabajo. Por lo tanto y tomando en cuenta lo recomendado por REA (?), este trabajo tomará en cuenta voltajes de 34.5 Kv y mayores.

b) Conductores: El Voltaje que se escoja va muy ligado al conductor que se ha proyectado usar. Los factores que han dado como resultado, el escoger tal o cuál conductor, se los puede clasificar en dos grupos, teniendo en cuenta sus características eléctricas y mecánicas.

Entre las características eléctricas, debe considerarse en primer lugar la capacidad de transporte del conductor, esto es, el máximo amperaje que es capaz de transportar dicho conductor sin poner en peligro el buen funcionamiento de la línea.

Esta consideración, nos dará un mínimo conductor posible a usarse, pero se debe tomar en cuenta factores tales como: las pérdidas determinadas por I^2R , las cuales darán como resultado una baja eficiencia, la caída de voltaje determinado por IR , lo cuál traería como consecuencia forzosa, porcentajes elevados de regulación, que repercutiría directamente en la vida del equipo instalado en la línea, también deberá hacerse un análisis sobre Corona, ya que un conductor indebidamente escogido, por dicho efecto, aumentará sus pérdidas, aumentando los problemas anteriores. A todos estos efectos y factores, la longitud de la línea se sumará como un nuevo parámetro determinante en la elección del conductor. †

Las características mecánicas del conductor, que deberán ser consideradas son:

- 1.- Máxima tensión a la ruptura en lb.
- 2.- Peso en lb por unidad de longitud.
- 3.- Flecha normal, máxima y mínima.

Las dos primeras características son fácilmente localizables por estar tabuladas (8), para la última se hará un breve paréntesis.

Lo que desde ya podemos adelantar es el hecho que resulta de la consideración de los factores eléctricos y mecánicos arriba citados, esto es que se ha establecido la inconveniencia de usar en líneas de transmisión, un conductor menor a 1/0 ACSR ó número 2 AWG de cobre puro (9). Se ha escogido para este trabajo como conductor mínimo un 3/0 AWG de cobre puro.

Se hará de inmediato un breve análisis de la Flecha en conductores posiblemente usados en línea de transmisión (10).

Para el cálculo de las flechas, tomaremos como patrón, el método, que usando la fórmula de la Catenaria, presentan las Tablas Martín.

Cuando un cable o alambre es colgado entre dos soportes, su curvatura será exactamente la curva que es determinada por la catenaria, si el alambre es perfectamente flexible y uniforme. Aunque los alambres comerciales no tienen completamente estas características, esta curva todavía servirá para el



propósito, ya que, dichos cables templados forman una curva que se asemeja a la catenaria más que a ninguna otra. <

I Propiedades Elásticas: Si el alambre no tuviera propiedades elásticas y su longitud no fuera afectada por la variación de temperatura, el cálculo de la flecha y tensiones sería relativamente sencillo. Pero todo alambre es elástico, por lo tanto cuando un alambre es tendido entre dos soportes y se le aplica una tensión determinada sufre un estiramiento, si la tensión se incrementa, el estiramiento aumenta. Por esto que acabamos de anotar, un cable aún en el suelo, antes de ser templado, puede tener una longitud menor a la distancia del vano, ya que por sus propiedades elásticas en el momento del templado, puede alcanzar la longitud necesaria para dicho vano.

II Efecto del cambio de Peso: Existe un alargamiento producido por el peso del alambre y por su incremento. Es decir, que una variación en el peso que actúe sobre el alambre, provoca un aumento en la Tensión, en la longitud y en la flecha. Pero un aumento en la flecha, tiende a reducir o limitar su tensión. Esta tendencia se opone al incremento de tensión provocada por el aumento de peso. La exacta cantidad que ha aumentado en su longitud, tomada desde su longitud sin esfuerzos aplicados aplicados, hasta su nueva longitud, después de haber sido suspendida, puede ser computado directamente de las características propias de los alambres. Se denomina factor de alargamiento, el factor mediante el cual obtendremos dicho alargamiento.

III Efecto del Cambio de Temperatura: El cambio de temperatura, también origina un cambio en la longitud del conductor. Si la temperatura cambia, estando el alambre sin tensiones aplicadas, hay un cambio en la longitud pero sin intervenir en absoluto la tensión. Pero el cambio realizado, cuando el conductor está colocado sobre los soportes y ya con una tensión aplicada, el cambio en la longitud será afectado tanto por la temperatura como por la tensión que actúa directamente sobre las características anteriormente mencionadas, del alambre. La variación de la temperatura altera la longitud y en suma altera la flecha y la elongación elástica del alambre. Estos cambios ocurren simultáneamente, pero su cálculo, considerando estos factores simultáneamente sería difícil.

Por lo tanto, cuando se hacen cálculos en que intervienen cambios de temperatura, la alteración en la longitud que origina dicho cambio, será sumado o restado de la longitud del alambre libre de tensiones.

En base a estos razonamientos y tomando como la más cercana a la realidad la curva dada por la catenaria usada para establecer las tablas Martín, se obtendrán los valores exactos para cada conductor, bajo las circunstancias que se ha establecido anteriormente. Todos estos datos están tabulados en la Tabla II-2.

c) Estructuras: Dadas las condiciones establecidas para la zona, como livianas y tomando en cuenta

el hecho de que en el Ecuador es fácil la obtención de madera y más aún si consideramos las condiciones económicas de la obra, el uso de torres de madera es más que justificado. En este trabajo más que la forma exacta de la estructura, lo que se dará será las condiciones que la misma deberá cumplir, en lo que se refiere a espaciamiento de: conductores a elementos directamente conectados a tierra, de conductores entre sí y de conductores al alambre de guarda. El tipo mismo de la estructura lo daremos en cada capítulo según el voltaje usado.

d) Vano: El vano standard de una línea de transmisión debe ser resultado de un estudio comparativo entre características técnicas y económicas de la obra.

Es sabido que para una línea de transmisión recta, es muy conveniente el uso de vanos largos, siempre que el terreno lo permita, lo cual reduciría los gastos ocasionados por el número de torres a usarse, pero todas estas economías se verían disminuidas al tomar en cuenta los gastos ocasionados por torres mucho más sólidas y seguras, que demandarían tales vanos. Por lo tanto el escoger un vano debe ser influenciado más por las características técnicas que económicas de la obra.

Se ha tomado como vanos standard para nuestro trabajo: 200', 400', 600' y 800', y en el desarrollo de cada capítulo y al final se verá la influencia que tienen los vanos usados en una línea de transmisión.

c) Aisladores: Los cálculos hechos se basan sobre el uso de aisladores de disco tipo suspensión. Estos aisladores se usan en forma muy general en líneas de Medio Alto Voltaje y superiores. En algunos casos también se los usa en líneas de 69 Kv y 34.5 Kv, aunque para esta última se recomienda el uso tipo PIN (11).

El promedio de cualquier partida de estos discos resiste una prueba a la tracción de 15.000 lb. Se recomienda una carga máxima de 5.000 a 6.000 lbs., siendo sus características de construcción: 10" de diámetro, 5 3/4" de alto y 12 lbs. de peso(12).

El número de unidades de la cadena está dado por el voltaje de la línea, y se ha establecido de una forma standard, sin ser rigurosa. De esto trataremos en cada capítulo según las circunstancias. ↴



SIBLIOTMO:
X EL METODO.-

Una vez que se han establecido las exigencias técnicas de la obra, tales como: Voltaje de Transmisión, Conductor, Vano, Estructura etc., se procede al diseño mismo de la línea, lo cual va íntimamente ligado a la protección necesaria de la misma.

Al hablar de la protección de la línea, nos referimos a todos los aparatos y leyes que tienden a colocar dicha línea dentro de un marco de seguridad.

Todos los sistemas de protección, tendrán como fun-

ción única y específica salvaguardar la línea o aparatos a ella instalados contra: fallas mecánicas, tales como: ruptura de conductores, caída de torres etc., fallas eléctricas, tales como: corto circuitos sobre voltajes, sobre corrientes etc.

El diseño de una línea de transmisión se basa sobre la protección que se debe dar a la línea contra descargas directas, las cuales son perjudiciales para su buen funcionamiento.

Antes de hablar sobre el Método, se hablará un poco de la naturaleza e intensidad de las descargas directas.

El máximo voltaje alcanzado por una descarga atmosférica es de 5.000 Kv (15), con una forma de onda de frente escarpado, que alcanza su máximo en $1\frac{1}{2}$ micro segundo, decayendo a $1\frac{1}{2}$ kv_{máx.} en 40 micro segundo, fig. II-1, la onda que aparece en esta figura es la que representa más fielmente una descarga atmosférica.

La intensidad de la descarga se ha comprobado alcanzar un máximo de 200 Kamp., pero en general y en más de un 70% de descargas atmosféricas investigadas, su valor es menor a los 40 Kamp.

Este hecho unido a la circunstancia de que se promedia una cresta máxima de Voltaje de 1000 Kv según pruebas realizadas por la Commonwealth Edison Company, nos dará un patrón para nuestros cálculos



que se han clasificado de la siguiente manera:

- | | |
|---------------------|-----------------------|
| 1.- Máximo voltaje | 1.000 Kv |
| 2.- Máximo Amperaje | 40 Kamp. |
| 3.- Forma de onda | 1 1/2 x 40 micro seg. |

Se ha dicho anteriormente, que al seleccionar tal o cuál diseño para una línea, tiene como base las consideraciones que se hagan sobre las descargas directas, y en general sobre las posibles fallas originadas por sobre-voltaje inducidos o por sobrecorrientes, por lo cuál el diseño completo se lo obtendrá mediante la consideración de los siguientes puntos:

- a) Separación entre conductor y estructura.
- b) Separación entre conductor y alambre de tierra.
- c) Separación de conductores entre sí.
- d) Localización adecuada del alambre de tierra.
- e) Resistencia de puesta a tierra.

Todas estas condiciones basadas en un aislamiento tal, que estará de acuerdo al Voltaje de la línea y al máximo voltaje, amperaje y forma de onda de la descarga que ya se ha establecido, resultará el comportamiento deseado de un sistema de transmisión.

Se va ha establecer la mecánica del cálculo, detallando paso a paso todo su proceso.

- a) Separación entre Conductor y Estructura: El primer punto que se deba establecer, es la distan-

cía a la que se debe colocar el conductor de la estructura y específicamente del elemento de la misma directamente conectado a tierra. Si bien es cierto, que se ha escogido tierras de madera, los cálculos de este trabajo no quitan la posibilidad de usar concreto o hierro, lo que sí queda establecido es que las cruzetas y los brazos que la soportan deberán de ser de madera.

Para establecer dicho espaciamiento lo primero que habremos de considerar, es el Nivel Básico de Aislamiento de la línea, el cuál estará de acuerdo al voltaje de la línea y al nivel de aislamiento mínimo de los aparatos a instalarse en la misma, esto es con el fin de establecer una coordinación de aislamiento, esencial para el buen funcionamiento de la línea.

Por ejemplo para 230 Kv, se ha establecido que el nivel básico de aislamiento deberá ser 900 Kv, para 138 Kv, deberá ser 550 Kv (14), y así en general, tomando en cuenta que se ha establecido que es necesario de 4 a 5 veces el voltaje de línea neutro, para que la línea soporte un sobrevoltaje inducido en ella por una descarga atmosférica directa, sin que haya peligro de que se origine un arco de sobrevoltaje, que pueda acarrear una fuga de potencia. A esto habrá que sumarle un porcentaje de seguridad que más que todo se lo establece para protección de los aparatos y en atención a ello, es que por lo general este nivel básico de aislamiento es mayor de lo normalmente necesario, lo cuál dá un nuevo margen de

seguridad, beneficioso al fin para la línea.

Una vez establecido el nivel de la línea, se podría establecer directamente el espaciamiento necesario, pero tomando en cuenta que se ha escogido aisladores tipo suspensión, se debe considerar la acción del viento.

El viento actúa en un plano originalmente considerado perpendicular a la acción del peso de los conductores, ejerciendo una presión sobre la cadena de aisladores y sobre el conductor, desplazándolos un ángulo θ , que disminuye la distancia normal del conductor a la torre, como puede verse en la fig. II-2, esta disminución tendrá un valor $(d - c)$, unidades de longitud. Por este motivo es imperioso conocer, a que ángulo máximo se desplazará la cadena de aisladores, al actuar el viento en su máxima intensidad.

Este ángulo de inclinación de los aisladores, será determinado en función de la fórmula siguiente (15):

$$\operatorname{tg} \theta = \frac{H \cdot W_h}{V \cdot W_v + W_i \cdot l/2} \quad 2-2$$

- donde: H= vano promedio de tendido en pies.
W_h= carga del viento ejercida sobre el conductor, en función del calibre del mismo en lb/pie.
V= vano vertical en pies.
W_v= peso por pie del conductor.
W_i= peso de la cadena de aisladores, incluyendo errajes y accesorios.



Se tratará brevemente sobre estos factores y su influencia en los resultados.

El vano horizontal H, influye en una forma directa sobre la amplitud del ángulo θ , de desplazamiento, lo cual desde ya nos indica que al aumentar el valor del vano promedio de tendido originará un aumento sobre el valor del ángulo, siempre y cuando los demás factores permanezcan iguales, lo cual nos indica que para un ángulo tal, se cambiará también algunos de los otros términos, al cambiar el valor H.

Por ejemplo: al cambiar de 200 a 400 pies el valor del vano horizontal, es decir duplicando el numerador, suponiendo que el vano vertical es cero, se escogerá para W_1 un valor el doble del primero, para no variar el ángulo de inclinación. En el análisis particular de cada capítulo, quedará completamente explicada la influencia de dicho factor.

El valor W_h , está determinado por la presión del viento y el diámetro del conductor de fase según la fórmula:

$$W_h = p d \quad 2-3$$

donde: p = Fórmula 2-1
 d = diámetro del conductor en pies.

En la Tabla II-3, se da una variación de este factor, en función de la velocidad del viento y el diámetro del conductor.

V, es el vano Vertical, es decir la diferencia en la cota del punto más bajo de las flechas máximas, adyacentes. Esta fórmula es válida cuando este factor es como máximo hasta $2/3$ del vano horizontal (16), para terrenos planos o con desniveles mínimos, se puede considerar $V=0$.

W_v , al considerar conductores de cobre duro, este valor es elevado si se compara con el de un conductor de aluminio del mismo calibre, en caso de que, $V=0$, este valor no tiene influencia en el ángulo a computarse.

W_i , es el peso de la cadena de aisladores, es el factor encargado de nivelar con preferencia, la alza dada por el aumento de H ó W_h . En este factor a más del peso propio de la cadena de aisladores se añadirá el peso de los accesorios unidos a ella, se ha considerado que el aumento por tal motivo es de 10 lb.

Una vez que se halla determinado el ángulo θ , se debe hacer un análisis de aislamiento conjunto, proporcionado por: el aire, la madera, la cadena de aisladores y la combinación de ellos. Para tal explicación la fig. II-3 será de mucha ayuda.

Cuando alcanza la posición 1, la cadena de aisladores, es decir su posición normal, el aislamiento de la línea será dado por el menor entre: el proporcionado por el espacio de aire d y el proporcionado por la suma de el dado por la cadena

de aisladores más la distancia \underline{d} en madera. Por lo general el menor es el dado por la distancia \underline{d} en aire, el cuál será el nivel de aislamiento de la línea en estado normal.

Cuando la cadena se desplace un ángulo Θ , hasta la posición 2, se presenta el problema de reducirse el espaciamiento de aire desde la magnitud \underline{d} hasta \underline{g} , lo cuál nos obliga dar a la distancia \underline{g} , un valor tal que por lo menos cubra el valor mínimo del aislamiento requerido para la línea, lo que debe haber sido previamente establecido.

Llegado a este punto, es ya una cuestión de criterio de Ingeniería, ¿Qué convendría más?, según las circunstancias económicas y técnicas, ó el aumento de una cantidad en pies de madera ó el aumento de una unidad en la cadena de aisladores ó la disminución de los vanos escogidos, para lo que es necesario un análisis comparativo de las diversas circunstancias tomadas en forma conjunta. Uno de los objetos de este trabajo, es dar una serie de datos, que tenderán a proporcionar una visión clara y de conjunto, de las consecuencias originadas de la variación de todos estos factores, sobre el comportamiento esperado e deseado de una línea.

Por trigonometría se puede determinar el valor \underline{g} , y se puede obtener el valor \underline{g} (17), con lo cuál queda establecido el espaciamiento \underline{d} , que es la distancia de los conductores a la tierra, cuando se encuentran en posición normal.

El verdadero aislamiento de la línea será dado por:

- I El recorrido $\frac{d-c}{\sqrt{2}}$.
- II La distancia d , en aire.
- III El recorrido \underline{d} , en madera, más la longitud \underline{l} .

El menor de estos tres será lo que denominamos como el verdadero aislamiento de la línea.

+

b) Alambre de Tierra: En este punto trataremos sobre la separación de los conductores de fase al alambre de tierra y de la correcta ubicación de dicho alambre. Se ha comprobado más por una forma experimental y práctica, que basado en algún postulado teórico, que la protección es más efectiva cuando los conductores se encuentran dentro de un haz no mayor a los 30° con la vertical fig. II-4, (18). Es decir que según ello la mínima altura a que debe levantarse el alambre de tierra estará dado por la relación trigonométrica siguiente:

$$e = d \operatorname{tg} 60^\circ$$

donde e es la altura mínima a la que debe elevarse el alambre de guardia sobre el plano de los conductores.

La separación real entre el alambre de tierra y los conductores es de vital importancia para el buen funcionamiento de la línea, en caso de tormenta y más aún en caso de receptor el alambre de tierra alguna descarga atmosférica, ya que una dis-

tancia indebida, es decir demasiado cercana, podría según la intensidad de la descarga, originar arcos producidos sobre voltaje.

Estas consideraciones se deben hacer en una forma práctica y con el diseño concluido y luego de hacer un análisis del posible comportamiento de la línea. *

c) Separación entre Conductores: La separación entre los conductores en cualquier dirección es evitar arcos entre ellos.

La aplicación de la fórmula siguiente, nos dará la mínima separación que tiene que haber entre conductores (19), tomando en cuenta el voltaje de la línea, la flecha, la longitud de la cadena de aisladores y un factor experimental.

$$\text{Separación entre conductores} = (.0025 \text{ pie} \times \text{Kv}) + \sqrt{FV^2 S} + (.71L) \quad \text{II-4}$$

- donde: Kv= voltaje de línea a línea.
S= flecha final a 60°P
L= longitud de la cadena de aisladores
F= factor experimental (para líneas de transmisión, F= 1.0 ó mayor).

Por lo general, el diseño de una torre, mediante las condiciones impuestas por la protección contra descargas atmosféricas, ya está dando espaciamientos suficientes como para que tener que aplicar la fórmula anterior, siendo esto mucho más válido tanto en cuanto al Kv de la línea sea mayor.



d) Resistencia de puesta a tierra: Toda falla originada por una descarga atmosférica no siempre resulta en una falla de potencia (20).

El porcentaje de dichas fallas que resultan en fallas de potencia depende principalmente de la longitud del recorrido del aislamiento, es decir de la cadena de aisladores y en el caso de estructura de madera de la longitud de la cruzeta, también de la magnitud de la corriente de potencia que fluye por los conductores y de la magnitud y duración de la corriente originada por las descargas atmosféricas.

Para el más alto voltaje en líneas con torres de acero donde el principal recorrido del arco de falla es en aire o sobre porcelana se ha establecido que el 35% de las fallas por descargas directas se transforman en falla de potencia, si la longitud de la línea es menor a las 100 millas, este porcentaje se reduce a un 50% en líneas a mayores de 200 millas de recorrido. Para el caso de torres de madera este porcentaje fluctúa entre un 35 y 50%.

El que una falla por descarga directa se transforme en falla de potencia tiene como factor muy importante el valor de la resistencia de puesta a tierra y más propiamente del valor impulso de esta resistencia. Tenemos que diferenciar el valor de la resistencia de puesta a tierra medida para corriente de 60 ciclos, con el valor impulso de la resistencia, ya que este depende de algunos fac-

tores tales como la resistencia propia del suelo, el valor crítico de ruptura del suelo y de la longitud y tipo de las varillas a tierra o compensadores.

En este párrafo vamos a analizar la importancia que tiene el diseñar una torre con una resistencia de puesta a tierra de un valor bajo. Es conveniente alcanzar como máximo 10 ohmios o menos ya que el valor de la resistencia a 50 ciclos es ligeramente mayor que su resistencia impulso. A medida que vamos aumentando el valor a 60 ciclos de la resistencia vamos aumentando también la diferencia entre ambos valores.

En este punto la discusión también depende de los factores económicos de construcción y llegaría uno, al punto de decidir, que conviene más o aumentar un aislador a la cadena o disminuir la resistencia de puesta tierra de las torres. Este análisis será fácil llevarlo a cabo con una simple inspección de las tablas que posteriormente daremos en cada capítulo.

Los métodos de reducción en la resistencia de puesta a tierra ya los hemos mencionado en el capítulo anterior. Uno muy usado especialmente en la Sierra ecuatoriana es el tratamiento químico del terreno, esto es que medida la resistencia del terreno se determina qué compuestos químicos habría que añadirle para que al pie de cada torre se encuentre la resistencia deseada, el otro método también usado es el cambio de todo el terreno que cir-

cunda el poste de las torres. Pero a veces estos métodos el que presenta mayores garantías, es el uso de varillas a tierra o de compensadores.

Al analizar el uso de varillas a tierra tenemos que mencionar el hecho de que si bien el grueso de varilla no dá un cambio muy marcado en el valor de la resistencia obtenible, en cambio sí lo dá y en una forma muy notoria la longitud de la varilla. Es factor indispensable en la aplicación de este método el conocer con relativa exactitud el valor óhmio de la resistencia propia del terreno, como ya hemos dicho, los cálculos que haremos serán en base de una resistencia del terreno de 1.000 pies óhmios. Las curvas sobre las que hemos trabajado pueden hacerse rectificaciones proporcionales a la variación de la resistencia del terreno.

El método de cálculo de la resistencia de puesta a tierra, lo que proporciona es la construcción de unos cuantos recorridos en paralelo que van enterrados alrededor del poste, según sea la necesidad se usarán 2, 3 o 4 recorridos.

Como el cálculo del valor de la resistencia de puesta a tierra no está influenciado por el valor del voltaje de la línea todo lo que hemos hecho referencia para este capítulo servirá para los capítulos de acuerdo a su voltaje.

Para calcular la resistencia de puesta a tierra usaremos la fórmula siguiente (21):

$$R_e = \frac{f \cdot n}{n} \quad \text{IV-5}$$

- donde: R_e es la resistencia de puesta a tierra.
 f factor debido al espaciado de los recorridos y al número de recorridos (22).
 n número de recorridos.
 r resistencia de cada recorrido (23).

Al analizar cada caso que presentaremos en cada capítulo, se verá con mayor claridad la importancia que este factor tiene en el comportamiento de la línea.

CAPÍTULO III

LÍNEAS DE 230 KV

a) Voltaje: Este voltaje es el más alto, al cuál se ha proyectado alguna línea de transmisión en nuestro País. Al hablar sobre el voltaje en el capítulo anterior, se puntualizó una serie de hechos mediante los cuales se llega a escoger un voltaje determinado. Un censo Eléctrico actual y un estudio de futuros aumentos en la demanda dará el primer término a considerarse, lo cual unido a la distancia que recorrerá dicha línea dará ya en una forma clara el voltaje preciso que debe ser usado.

Se debe anotar que este voltaje, 230 Kv, se usará en una línea, que unirá Guayaquil y Quito vía Santo Domingo, que son los centros de mayor consumo de mayor importancia en el País, el uso de esta vía da un recorrido lo suficientemente largo, como para, que al unirle a la razón anterior justifique plenamente el uso de este voltaje.

Al haber escogido tal voltaje, desde ya nos impone un nivel de aislamiento mínimo que se ha establecido en 900 Kv (24).

Según REA (25), el factor es de 5.74, y es la suma de una serie de factores, el cuál multiplicado por el voltaje de línea-neutro, un porcentaje de seguridad añadido a tal resultado nos dará el nivel de aislamiento recomendado.



b) Conductores: Uno de los puntos base en un diseño es el conductor a usarse, en este trabajo no se ha tomado un conductor específico, producto de posibles necesidades debidamente estudiadas por medio de algún censo eléctrico, sino que, en base al voltaje y considerando ciertos hechos que pueden haber determinado el uso de tal voltaje se ha estimado conveniente escoger tres conductores, que en un momento dado podrían ser usados en algún proyecto. Pero sí hemos tomado en cuenta las características siguientes:

- 1.- Gran capacidad de conducción.
- 2.- Bajas pérdidas óhmicas.
- 3.- Pérdidas por Corona.

El tercer punto es de gran importancia, más aún si se considera que la región Andina, constantemente es castigada por una densa neblina, lo cual aumenta la posibilidad de la producción de corona, por lo tanto aumenta el peligro de la producción de un arco entre los conductores, ya que, el efecto de corona disminuye notablemente la capacidad dieléctrica del aire.

Haciendo un estudio sobre corona de los conductores escogidos, Tabla III-1, y con un promedio de 19 a 21 pies de espaciamiento entre conductores, las pérdidas resultan sumamente bajas y normales.

Sobre el uso de estos tres conductores, 600 MCM, 500 MCM y 400 MCM, realizaremos un estudio con-

ploto de su comportamiento en un sistema dado.

Aisladores: El número de aisladores necesarios para la cadena, está dado en primer lugar por el voltaje de la línea, lo cual condiciona un nivel básico de aislamiento tal, que se ha avaluado en 500 Kv, con esta condición, se puede escoger 10 unidades para la cadena. Pero consideraciones de otras índoles, tales como tipo de estructura, peso de los conductores, velocidad del viento y longitud del vano, obliga en muchas ocasiones a aumentar el número de unidades de la cadena.

Se ha considerado en este trabajo: 16, 15, 14, 13 y 12 unidades en la cadena y através de un análisis de comportamiento y eficiencia ínteros proporcionando datos precisos y comparativos bajo diversas circunstancias.

Estructuras: Para este voltaje se ha tomado como estructura standard, el tipo H (26), fig. EHT-1 la cual, como se ha expresado, deberá tener por lo menos la cruzeta de madera, pues en base a ello se han hecho todos los cálculos.

Vanos: El vano de tendido es una circunstancia de la línea que está sujeta al aspecto técnico y económico de la obra. Como este trabajo lo que se propone es dar una idea de la variación en el comportamiento de la línea según sea los parámetros escogidos, se ha escido conveniente iniciar el análisis sobre la suposición de que va a usarse: 200', 400', 600' y 800', lo antes expresado

se verá en una forma objetiva al analizar los resultados tabulados.

c) Resultados y Comportamiento de la Línea: El análisis basado en la variación de tres factores, esto es: Conductor, número de aisladores y vano, se irá detallando a continuación.

La aplicación de la fórmula II-2, da como resultado la Tabla III-2, en la cual se puede observar la variación del ángulo de inclinación de la cadena de aisladores, según los factores que se tomen en cuenta, teniendo como valor fijo un conductor con calibre 400 MCM. El mismo dato para los demás conductores se los encontrará en las Tablas: III-3, III-4.

Al revisar detenidamente la tabla III-2, se notará que para 200' de vano y 16 aisladores, el ángulo θ , será de $47^{\circ} 43'$, que es el menor de todos los casos presentados. Pero esto nos indica que para obtener esta ventaja se tiene que hacer un mayor gasto, pues con 16 unidades, se está usando sino 4 por lo menos 5 unidades de más, ya que la diferencia en el ángulo θ es relativamente pequeña, 5 ó 7° , y más innecesario encontráramos este gasto si revisáramos la Tabla III-4, que da el posible comportamiento de la línea, ya que en el peor de los casos, es decir, si se usara 50 ohmios la probabilidad total de falla esperada para una línea con un recorrido de 100 millas en 1 año, sería de 1.75, lo cual está dentro de lo permitido para líneas de transmisión.

Es interesante notar que, a medida que se disminuye el número de aisladores, el ángulo aumenta. Lo mismo al aumentar la longitud del vano, sin variar el número de aisladores. El ángulo de inclinación también aumenta cuando con las mismas condiciones de vano y aisladores, se aumenta el calibre del conductor, es fácil ver esta variación comparando las tablas: III-2, III-5 y III-8.

Luego de establecer el ángulo de inclinación, para todos los casos presentados, salta de inmediato la pregunta: ¿Cuál es el máximo ángulo permitido? El máximo ángulo permitido está condicionado al material de la cruzeta, pues si esta es de hierro o concreto, el espacio b , deberá tener una dimensión tal que guarde el nivel de aislamiento proyectado para la línea. Si la cruzeta es de madera, no existe tal problema, ya que la madera es usada como material aislante.

Esto que se acaba de expresar no implica que se pueda proyectar una línea con un posible ángulo de inclinación demasiado grande, ya que esto acarriaría un incremento en el valor a , fig. II-3, lo que determina un incremento en la longitud de la cruzeta y más aún si se considera el hecho que el recorrido ($b-c$), debe guardar un aislamiento mínimo y al disminuir el valor b , habrá que aumentar el valor c , tanto, hasta que alcance este mínimo aislamiento en tal recorrido.

Por lo tanto es cuestión de criterio de ingeniería el saber escoger los factores adecuados para

satisfacer tanto los requerimientos técnicos como económicos.

Por otro lado, sería un gasto inútil tratar siempre de tomar el menor ángulo investigado, ya que la economía hecha en madera, no justifica el gasto que se haría en aisladores. Por lo tanto tomando en cuenta las distancias de b y a , que aparecen en la misma tabla, se ha considerado que es preferible eliminar el uso de cadenas de 15 y 16 unidades, ya que es posible para un mismo vano encontrar ángulos y espaciamientos lo suficientemente aceptables, en cadenas de menor número de unidades.

Así mismo se ha eliminado el análisis para doce unidades en la cadena y 800' de vano, para conductores de 400 y 500 NCM, por considerarlos inconvenientes. Así mismo para 600 NCM, se ha eliminado vanos de 800', por la misma razón y el usar en tal caso cadenas de 15 o 16 unidades no está justificado por el rendimiento obtenido comparado con el gasto demandado.

Luego de fijar la distancia d , según lo expuesto en el capítulo II, así mismo determinar la altura a la que debe ser levantado el alambre de guarda sobre los conductores, valores que aparecen en las tablas III-3, III-6 y III-9, se determinará la altura total de la torre y los espaciamientos de los conductores a la línea de guarda tanto en la torre como en el vano, ya que tales distancias influyen en el valor absoluto de los factores escogidos (27).



Esto es, que con determinados espaciamientos de los conductores a la línea de guarda y según la altura sobre el suelo de dicha línea, determinará una variación aparente del valor real de las unidades que componen la cadena de aisladores, esto es fácil comprobarlo, ya que un excesivo espaciamiento de dichos alambre traería como consecuencia una baja en la protección del alambre de guarda hacia los conductores, lo que quedaría acentuado mayormente si la altura de la torre disminuye. En cambio las circunstancias inversas darían un aumento notable en las condiciones reales de diseño. En la tabla III-3, III-6 y III-9, se encuentran estos datos.

Ya establecido el diseño completo de la torre y los espaciamientos en los vanos, toca sólo determinar el comportamiento probable de la línea.

Según REA, una línea de transmisión se la puede considerar con un comportamiento satisfactorio cuando tiene como máximo cinco fallas por año en un recorrido determinado. Esto es debido a que una mayor cantidad de salidas de servicio por esta causa haría el sistema defectuoso e inseguro.

Anteriormente se ha dicho que es muy importante el diseño de una línea, la resistencia de puesta a tierra y el valor que se escoja influye grandemente, tanto en el comportamiento de la línea como en su aspecto económico.

Al analizar la tabla III-4, se ve lo que sucede

para un vano de 200'. En primer lugar, la corriente permisible de descarga en el vano es superior a los 200 Kamp., lo que da como resultado que la probabilidad de falla por arco de sobrevoltaje en el centro del vano sea nula, esto es lógico ya que, la máxima intensidad que se ha registrado en una descarga atmosférica es de 200 Kamp., es decir que prácticamente queda descartada la posibilidad de una falla en el centro del vano.

Las condiciones en la torre, estando establecida el comportamiento en el vano, se las calculará tomando en cuenta la resistencia de puesta a tierra. Se ha escogido los valores 10, 20 y 50 ohmios y comparando los resultados se ve que al aumentar el valor ohmico de la resistencia la corriente permisible de descarga disminuye y la probabilidad de falla aumenta, notándose de una manera más marcada para 50 ohmios, aunque se puede ver que para 200', 12 aisladores, 50 ohmios y 400 MOM, la probabilidad total de falla es de 1.75, lo cual es aceptable. Lo inconveniente está en que el valor permisible de la corriente de descarga es de 65 Kamp., lo cual es menos de la mitad de lo permitido en el vano por lo que se debe hacer una corrección en este valor estimado, aunque se permite calcular con valores en la corriente de descarga de hasta 40 Kamp., consideramos que el valor de 65 Kamp. es muy bajo dada la importancia probable de una línea con un voltaje de 230 Kv.

Por lo tanto no recomendamos tal uso, pero si se trata de escoger un diseño para una línea con tá-



les condiciones, 230 Kv y 400 MCM, escogeríamos 200', 12 aisladores y 20 ohmios lo cual daría como probabilidad total de falla: .2, que es prácticamente despreciable y como corriente permisible de descarga en la torre: 118 Kamp., que es ampliamente satisfactorio.

El hecho de aumentar el vano, produce notables variaciones en los resultados.

Se deduce del análisis de las tablas finales que el valor de 10 ohmios es el más indicado y recomendable, aunque el valor de 20 ohmios da resultado muy cercano al primero y quizás con mejores características económicas.

d) Resistencia de puesta a Tierra: Se ha visto en el capítulo II, la importancia de este factor en una línea de transmisión y en forma objetiva al analizar los resultados de las tablas III-4, III-7 y III-10 y aunque el valor de 50 ohmios es un poco alto para ser usado sin reparos, podría llegar a usarse en alguna ocasión, por lo tanto se va a dejar establecida la forma en que se puede alcanzar tal valor.

Según la fórmula II-5, la Resistencia de puesta a tierra está afectada por el número de recorridos en paralelos que se dé al circuito, con dos y tres recorridos obtendremos los siguientes resultados: para dos recorridos (28), con un factor de acoplamiento de 1.2, lo cual implica un espaciamiento entre varillas de 5', obtendremos 50 ohmios en el pie de la torre, si usamos vari-

llas de 12' de longitud.

Para tres recorridos con el mismo factor de 1.2 que nos proporciona un espaciamiento entre recorridos de 7.5' determinan 50 ohmios si se usan varillas de 7.5' de longitud.

La figura III-2 dará una idea de la forma de construcción.

CAPITULO IV

LÍNEAS DE 138 Kv

a) Voltaje: El voltaje sobre el que se hablará en este capítulo será de mayor uso que 230 Kv. El método de cálculo empleado en este capítulo es exactamente el mismo que el del capítulo anterior, por lo tanto nos referiremos a él para los datos que se estimen necesarios.

El aislamiento básico para líneas con este voltaje será de 550 Kv (29), con tal base se hará el diseño.

Conductores: Los conductores escogidos para este voltaje y sus características se los encontrarán en la tabla IV-1. Es de notar que un estudio sobre corona, determina que los calibres escogidos deja prácticamente solucionado cualquier problema sobre este punto, pues e_0 , que aparece en la tabla IV-1 es el voltaje crítico de ruptura al cual comienzan las pérdidas por corona, es superior en todos los casos al voltaje de la línea. Esto es bajo un espaciamento promedio de 14'.

Sobre las flechas según los vanos ya hemos dado los datos en el capítulo II.

b) Aisladores: Para este punto, se debe hacer referencia a las consideraciones hechas en el capítulo anterior, por lo tanto se usará 12, 11, 10, 9 y 8 unidades en la cadena según sea el ca-



libre y la longitud del vano. Es de notar que para guardar el aislamiento mínimo permitido para este voltaje, la cadena más corta que se pueda usar será de 5 unidades (30).

Estructura y Vanos: Sobre estos puntos se han hecho los mínimos cambios basados siempre en las mismas acepciones que en el capítulo anterior, es decir que se usará estructuras tipo H y vanos según lo permitan las circunstancias, de 200 a 300'.

c) Resultados y Comportamiento de la Línea: Igualmente se comenzará el análisis de los resultados bajo la consideración de tres variables: conductor, número de aisladores y vanos.

En las tablas IV-2, IV-5 y IV-8, en la parte referente al ángulo θ , se nota el mismo fenómeno que se ha establecido anteriormente, es decir que, hay un incremento lento, si se quiere, en el valor del ángulo al disminuir el número de unidades en la cadena, sin variar el vano ni el conductor, pero un incremento brusco, podríamos decir a saltos, se registra al variar el vano manteniendo fijo el número de aisladores y el conductor.

En la misma tabla IV-2, en la sección correspondiente al valor p , se ha dejado de calcular ciertos valores que aparecen con una raya en la tabla, porque resultaban muy pequeños, lo cual traerían inconveniencias tanto a la seguridad propia de la línea como al diseño. Esto es que tomando espa-



ciamiento al límite, como sería proyectar una línea con la seguridad de que va haber instantes en que el espacio b , se reduzca a .8, .5 y .3; no deja el menor margen de variación posible a la naturaleza, pues un incremento en la fuerza del viento originaría una posible falla. También habrá de considerarse el hecho de que es posible que la cadena de aisladores golpee constantemente contra la cruzeta, pudiendo causar algún daño a los aisladores u originar una oscilación desordenada de los conductores lo que podría acercar peligrosamente los conductores en el centro del vano.

Por tales consideraciones y dado lo alto del voltaje se ha creído conveniente dar como mínimo espaciamiento en b , el de un pie.

El largo total de la cruzeta estará dado por la longitud a , que aparece en las tablas: IV-2, IV-5 y IV-8 y el mínimo espaciamiento necesario para cubrir el nivel básico de aislamiento. Es decir através del recorrido en aire o através del recorrido (b-c), la combinación de estos factores dará el valor d .

Una vez encontrado el valor d , será fácil determinar los distintos factores que completan el diseño de la torre.

Igualmente como en el capítulo anterior se ha omitido el cálculo de ciertos valores por considerarlos antieconómicos.

Al analizar el comportamiento mismo de la línea se nota que al usar en la resistencia de puesta a tierra un valor de 50 ohmios, los resultados obtenidos son poco recomendables, en primer lugar la corriente permisible de descarga en la torre es menor a 60 kamp., puesto que casi el 20% de las descargas alcanzan dicho valor, además la probabilidad de falla en algunos casos es muy elevada y llega a ser inconveniente, por lo cual se considera conveniente usar en esta línea valores de 10 o 20 ohmios en la puesta a tierra.

Si comparamos los resultados con los mismos del capítulo anterior para los valores antes dichos veremos que estos han sufrido un descenso en su bondad.

d) Resistencia de Puesta a Tierra: Siguiendo el método explicado en el capítulo II se establecerá la forma como podría obtenerse 20 ohmios en la puesta a tierra.

Con tres recorridos y varillas de 22' de largo espaciadas a 20' obtendremos 20 ohmios en la puesta a tierra, igual valor se obtendrá con cuatro recorridos con varillas de 16' de largo espaciadas a 30'.

CAPITULO V

LÍNEAS DE 69 Kv

a) Voltaje: Este es el voltaje más alto sobre el cual en el Ecuador se haya hecho algún trabajo de Trasmisión, dicho trabajo es una línea determinada por un anillo construyéndose en Guayaquil, en la actualidad van ha comensar los trabajos de una línea con este voltaje, entre la nueva Central Hidroeléctrica de Alao y Ambato. En principio tal proyecto se basa en la necesidad de cubrir la demanda en las horas Pico, requerida por la Provincia del Tungurahua, usando en exceso de la producción de la Central de Alao.

Este voltaje como también el de 54.5 Kv., serán los de mayor uso en nuestro país, como se puede ver en el proyecto general de INCEEL.

Conductores: Los datos sobre los conductores escogidos se los encontrará en la tabla V-1. El valor e_0 que se da en dicha tabla, es para un promedio de espaciamento entre conductores de 10 a 8 pies, lo cual deberá tomarse muy en cuenta en el diseño, ya que el tipo de estructura escogido así lo obliga, por lo que no sólo debemos considerar tal distancia en lo horizontal sino también en lo vertical.

b) Aisladores: Igualmente como se ha hecho para los otros voltajes, el principio sobre el cual se escogido el número de unidades en la cadena de

aisladores, es el nivel básico de aislamiento requerido para tal voltaje. Pero al tomar en cuenta la fuerza del viento, el diseño y demás circunstancias, se ha creído conveniente realizar el análisis sobre cadenas compuestas por 7, 6 y 5 unidades.

Estructura: Para este voltaje se ha tomado el tipo de estructura TS-1 (31), conocido como el tipo de doble cruzeta, ya que resulta más conveniente que el tipo H, debido a que las distancias entre los conductores y elementos directamente conectados a tierra, son mucho menores que para voltajes más altos, económicamente resulta también un ahorro, pues si bien es cierto que se aumenta una cruzeta, también es cierto que se elimina un poste. Además el espaciamiento entre conductores no tiene que ser tan grande, ya que según la fórmula 2-4, dicho espaciamiento es función del voltaje de la línea, así como también está en función del voltaje, la separación que impone el efecto Corona. Por otra parte al bajar el voltaje de línea, también disminuye el BIL requerido para la línea, lo cual influye directamente sobre el espaciamiento necesario entre conductores y estructuras.

Al revisar la fig. V-1, se notará que el problema de esta estructura es que permitiría acercarse peligrosamente los conductores entre sí, en el plano vertical, es decir entre los conductores de la cruzeta superior e inferior, por lo tanto la distancia mínima a la que se debe colocar la cru-

zeta superior de la inferior, deberá ser constatada por medio de la fórmula 2-4 y si esto, determina un aumento desmedido o inconveniente en la altura del poste, lo que se recomienda es aumentar la longitud de la cruzeta inferior en uno o dos pies, según sea las circunstancias.

Así, la altura de los postes estará dada por:

- 1.- Mínima distancia permisible del conductor a tierra(32).
- 2.- Mínima distancia vertical entre conductores.
- 3.- Flecha máxima del conductor de fase.
- 4.- Distancia e , Tabla V-2.

Vano. Se ha considerado los vanos de 200, 400, 600 y 800 pies.

c) Comportamiento de la Línea: En primer lugar se debe notar que el ángulo θ de inclinación de la cadena de aisladores, es mucho mayor que en los casos anteriores, por lo tanto siendo menor la longitud de la cadena de aisladores el espaciamiento b , será mucho menor. Lo que en este caso preocupa no es que una excesiva reducción de dicha distancia traiga como consecuencia un BEL inadecuado, sino del hecho de que la cadena al acercarse en demasía a la cruzeta, puede originar daños en los aisladores por los constantes golpes, lo que también podría originar vibraciones asincrónicas de los conductores, acercándolos peligrosamente en el centro del vano. Por lo tanto en este trabajo sólo se tomará en cuenta los caso que proporcionen suficiente espaciamiento b , como para



BIBLIOTHECA

prevenir lo anteriormente dicho.

Al revisar la tabla que da el comportamiento esperado de la línea, se nota de inmediato que para los casos en que se usará 50 ohmios en la puesta a tierra, los resultados son completamente inconvenientes, ya que en la mayoría de los casos sobrepasa el valor máximo recomendado que es de 5 fallas permisibles por año en una línea de 100 millas y el resto muy cerca a tal valor. Por lo tanto creemos que no es conveniente este valor, con los datos planteados, para un aceptable proyecto eléctrico.

El valor de 20 ohmios, da resultados más aceptables, principalmente para 200 pies de vano y 7 o 6 unidades en la cadena de aisladores, pero dicho valor se eleva a medida que se aumenta el vano y que se disminuye el número de unidades en la cadena. Es cierto que el máximo valor que se alcanza bajo tales circunstancias es de 4 fallas, para conductor 4/0, 400' de vano y 5 aisladores lo cual hace posible usar todos los casos presentados, tomando siempre en cuenta la corriente permisible de descarga en mitad del vano, la cual nunca debe ser menor a 40 Kamp.

De todas formas, el valor más adecuado es el 10 ohmios, ya que al revisar los resultados, para tal valor, se observa que con probabilidades de fallas muy bajas y en algunos casos casi nulas, se obtiene relativamente altas corrientes permisibles de descarga en mitad del vano, lo que da

a la línea un buen comportamiento.

d) Resistencia de puesta a tierra: Se ha visto que para este voltaje el valor de 10 ohmios en la puesta a tierra es el más recomendado, por lo tanto se establecerá algunas formas de obtener tal valor.

Diez ohmios se obtienen con 4 recorridos, de 32' de largo cada uno, con varillas de 1", lo cual da 35 ohmios por recorrido, con un espaciamento de 30' entre recorrido, formando un cuadrado en cuyo centro estaría el poste, fig. V-2.

CAPÍTULO VI

LÍNEAS DE 34.5 Kv.

a) Voltaje: El voltaje de 34.5 Kv. es el más bajo al cual el método usado en este trabajo es aplicable (33), ya que para voltajes más bajos los resultados son tanto antieconómicos como poco técnicos. Además como se ha visto a lo largo de los capítulos anteriores, a medida que se disminuye el voltaje de la línea, la resistencia de la puesta a tierra también debe de ser más baja, haciendo por lo tanto el sistema más costoso, por ello se recomienda en tales casos el uso de métodos tales como pararrayos o tubos protectores.

Este voltaje será usado en el transporte de cargas relativamente pequeñas a distancias cortas y tal vez en algún caso se lo use en distribución rural en regiones como las de Quito o Ambato.

Conductores: Los conductores sobre los que se ha realizado el análisis de este capítulo están especificados en la tabla VI-1. El valor s_0 , que aparece en dicha tabla, es para un promedio de 8' de espaciamento entre conductores, lo que hay que tomarlo muy en cuenta para el espaciamento vertical.

b) Aisladores: El problema fundamental en este voltaje es el número de aisladores que podrían ser usados. Como se ha visto anteriormente, al disminuir el número de unidades en la cadena el



comportamiento de la línea se vuelve más cuestionable, ya que: el ángulo de inclinación de la cadena aumenta, disminuye en demasía el valor b , hay que aumentar el espaciamiento c en madera o en aine y por último el comportamiento esperado de la línea no es el más recomendable, por tal motivo y aunque en este capítulo igualmente se ha usado aisladores tipo suspensión, se recomienda el uso de aisladores tipo PIN (34).

Estructura y vano: Para ambos puntos hacemos referencia a su igual en el capítulo anterior.

c) Comportamiento de la línea: Al revisar las tablas correspondientes a este Capítulo, se comprende de un modo objetivo, lo que se ha venido puntualizando a lo largo de todo este trabajo. Esto es, al hecho de que el ángulo de inclinación de la cadena de aisladores, aumenta tanto al disminuir el número de unidades en la cadena, como al aumentar el vano o el calibre del conductor. Pero este voltaje, como ya hemos dicho permite la posibilidad de usar otro tipo de aisladores consiguiendo con ello mayor eficiencia. Como se puede apreciar en las tablas finales sólo es posible usar vanos de 200 y 400 pies, para todos los conductores escogidos y más aún ya que esto es satisfactorio para cadenas de 5 y 4 unidades, lo cual lo hace antieconómico.

Por otra parte, observando los resultados del análisis, resulta imperiosa la necesidad de usar en el pie de la torre, como máximo 10 chimios.

Creemos que una línea con tales condiciones no debería ser construida, por el alto costo que demandaría innecesariamente. Tal vez sólo sería permitido en casos extremos de absoluta necesidad o imposibilidad de realizarlo de otra manera.

d) Resistencia de Puesta a Tierra: Nos referimos al literal d), de los capítulos III, IV y V.

más imperiosa la necesidad de ajustarse a mejores condiciones de diseño.

Por lo tanto, ya con datos precisos y mediante la aplicación de criterios de ingeniería en lo técnico y en lo económico, se puede llegar a escoger cualquiera de los diseños presentados. Por lo general se puede decir que el problema que siempre se presentará será: ¿qué es más conveniente?, reducir la resistencia de puesta a tierra o aumentar el número de unidades en la cadena o disminuir el vano.

Creemos que un estudio de las tablas presentadas dará una idea más o menos exacta del comportamiento de la línea bajo tal o cual grupo de factores lo cual sería de gran ayuda para anteproyectos y serviría como guía para la planificación de una obra concreta.

TABLA II-1

Salinas de Imbabura

Mes	Velocidad en MPH			
	1964	1965	1966	1967
Enero	.9	35.0	33.8	36.8
Febrero	8.5	39.0	3.5	22.8
Marzo	9.0	40.5	22.0	29.3
Abril	11.3	42.5	7.5	21.8
Mayo	12.2	45.0	34.0	28.2
Junio	10.5	38.0	30.6	29.8
Julio	12.6	40.0	32.0	28.8
Agosto	13.5	44.0	34.0	
Septiembre	13.1	36.6	31.4	
Octubre	24.6	31.0	31.0	
Noviembre	25.4	27.2	24.9	
Diciembre	30.0	36.4	33.8	

Saraguro

Enero	7.7	25.6	19.8	19.2
Febrero	7.9	6.3	19.6	16.4
Marzo	7.5	23.3	20.9	24.4
Abril	9.5	19.8	19.2	14.6
Mayo	12.3	2.9	19.8	17.7
Junio	19.3	23.3	8.9	17.3
Julio	16.9	24.6	17.7	17.1
Agosto	26.0	25.6	16.6	
Septiembre		25.8	24.1	
Octubre	14.5	12.6	20.6	
Noviembre	16.9	13.3	24.6	
Diciembre	9.0	22.5	16.6	

TABLA II-2

Conductor	Flecha en pies			Vano en pies
	0°	15°	25°	
600MCM	.70	.75	.85	200
	2.70	2.90	3.30	400
	6.12	6.48	7.28	600
	11.20	11.60	12.72	800
500MCM	.70	.75	.85	200
	2.84	3.00	3.34	400
	6.36	6.75	7.50	600
	10.80	12.00	12.08	800
400MCM	.73	.75	.85	200
	2.90	2.94	3.45	400
	6.43	6.68	7.56	600
	11.28	11.76	13.20	800
350MCM	.75	.75	.95	200
	3.05	3.14	3.75	400
	6.72	7.02	8.10	600
	12.00	12.48	13.52	800
300MCM	.78	.78	.97	200
	3.14	3.14	3.75	400
	6.48	7.02	7.56	600
	12.40	12.50	13.92	800
250MCM	.78	.78	.92	200
	3.20	3.14	3.90	400
	7.20	7.02	8.34	600
	12.72	12.48	14.41	800
4/0AWG	.82	.80	1.00	200
	3.25	3.14	3.90	400
	7.26	7.08	8.46	600
	12.88	12.72	14.48	800

TABLA II-2
(continuación)

Conductor	Flecha en pies			Vano en pies
	0°	15°	25°	
3/0 AWG	.85	.82	1.07	200
	3.35	3.25	3.95	400
	7.50	7.35	8.76	600
	13.50	13.12	16.16	800

TABLA II-3

Conductor	Factor W_H					
	10	20	30	40	50	60
3/0 AWG ^o	.010	.041	.092	.164	.257	.369
3/0 AWG ^o	.009	.039	.087	.155	.242	.348
4/0 AWG ^o	.011	.044	.097	.174	.273	.392
4/0 AWG ^o	.011	.044	.099	.176	.276	.396
250 MCM ^o	.012	.048	.107	.191	.300	.430
250 MCM ^o	.013	.050	.112	.199	.313	.450
300 MCM	.014	.055	.125	.219	.343	.492
350 MCM	.014	.059	.132	.236	.371	.532
400 MCM	.015	.061	.136	.242	.379	.545
450 MCM	.016	.064	.144	.256	.402	.577
500 MCM	.017	.068	.152	.270	.424	.609
600 MCM	.018	.074	.167	.297	.466	.668
750 MCM	.021	.083	.186	.331	.520	.747
800 MCM	.022	.086	.192	.342	.535	.770
900 MCM	.023	.092	.204	.359	.570	.820
1000 MCM	.024	.096	.215	.384	.610	.865

^o Es el mismo conductor con diferente diámetro

TABLA III-1

Conductor	d	I	R	eo
600 MCM	.891	940	.1005	190
500 MCM	.811	840	.1195	202
400 MCM	.726	730	.1484	220

TABLA III-2

Vano en pies	Número de Aisladores				
	16	15	14	13	12
200	47 ^o 43	49 ^o 00	50 ^o 54	52 ^o 39	54 ^o 21
400	65 ^o 44	66 ^o 31	67 ^o 53	69 ^o 07	70 ^o 37
600	73 ^o 00	73 ^o 51	74 ^o 50	75 ^o 44	76 ^o 48
800	77 ^o 05	77 ^o 45	78 ^o 31	79 ^o 24	80 ^o 01
	Angulo θ en grados				
200	6.07	5.01	4.50	4.05	3.58
400	3.32	3.04	3.68	2.38	2.06
600	2.37	2.12	1.87	1.64	1.42
800	1.31	1.62	1.42	1.23	1.07
	<u>b</u> en pies				
200	6.67	5.76	5.50	5.31	5.08
400	7.40	7.00	6.60	6.23	5.87
600	7.76	7.34	6.80	6.46	6.05
800	7.80	7.47	6.99	6.56	6.12
	<u>a</u> en pies				

d diámetro del conductor en pies.

I Máxima corriente permisible en amperios.

R resistencia en ohmios por millas, a 25^oC.

eo Kv al cual comienzan las pérdidas por corona.

TABLA III-3

Vano	Número de aisladores					
	14	13	12	14	13	12
200'	9.50	9.31	9.03	16.40	16.10	15.70
400'	10.60	10.23	9.87	18.03	17.50	17.00
600'	10.80	10.46	10.56	18.70	18.10	18.00
800'	10.99	10.76		18.93	18.50	
	<u>d</u> en pies			<u>e</u> en pies		
	14	13	12	14	13	12
200'	19.00	18.60	18.10	19.77	18.77	18.27
400'	21.20	20.50	19.70	21.39	21.19	20.59
600'	21.60	20.90	21.10	23.22	22.46	22.66
800'	21.90	21.50		24.54	24.14	
	<u>g</u> en pies			<u>h</u> en pies		
	14	13	12	14	13	12
200'	46	45	45	13.40	12.50	11.50
400'	50	49	49	13.40	12.50	11.50
600'	55	54	54	13.60	12.60	11.50
800'	60	60		13.80	12.90	
	<u>h</u> en pies			número equivalente de aisladores		

Los espacios en blanco son cantidades que no se las ha tomado en consideración por inconvenientes.

TABLA III-4

CONDICIONES EN EL VANO

N	200		400		600		800	
	I	P	I	P	I	P	I	P
14	200	.1	176	.2	143	.2	143	.2
13	200	.1	172	.2	141	.2	145	.3
12	200	.1	166	.2	140	.2		

CONDICIONES EN LA TORRE

10 CHMIOS

N	200			400			600			800		
	I	P	Pt	I	P	Pt	I	P	Pt	I	P	Pt
14	178	.2	.15	144	.2	.20	144	.2	.20	140	.3	.25
13	166	.2	.15	140	.2	.20	141	.2	.20	135	.3	.30
12	148	.2	.15	123	.3	.25	123	.3	.25			

20 CHMIOS

14	138	.2	.15	106	.5	.35	105	.8	.50	102	.8	.50
13	129	.2	.15	100	.6	.40	101	.9	.55	99	1.2	1.20
12	118	.3	.20	92	1.2	.70	90	1.3	.75			

50 CHMIOS

14	78	2.0	1.05	62	4.0	2.10	60	4.5	2.35	56	6.0	3.10
13	77	2.2	1.15	60	4.4	2.30	57	5.7	2.95	51	6.6	3.45
12	65	3.4	1.75	55	6.0	3.10	50	7.8	4.00			

TABLA III-5

Vano en pies	Número de Aisladores				
	16	15	14	13	12
200	50°26	52°01	53°53	55°08	57°40
400	67°33	68°40	69°57	71°27	72°27
600	74°37	75°25	76°31	77°24	78°06
800	78°20	78°57	79°40	80°19	81°01

Angulo θ en grados

200	5.16	4.70	4.21	3.71	3.34
400	3.10	2.87	2.42	2.12	1.87
600	2.15	1.93	1.67	1.46	1.23
800	1.68	1.46	1.28	1.13	.97

b en pies

200	6.25	6.02	5.70	5.54	5.23
400	7.50	7.11	6.71	6.32	5.91
600	7.83	7.41	6.96	6.50	6.06
800	7.85	7.50	7.04	6.56	6.10

a en pies



TABLA III-6

Vano	Número de aisladores					
	14	13	12	14	13	12
200'	9.70	9.54	9.23	16.80	16.50	15.90
400'	10.71	10.32	9.91	18.50	17.90	17.10
600'	10.96	10.50	10.28	18.90	18.10	17.70
800'	11.04	11.06		19.10	19.30	
	<u>d</u> en pies			<u>e</u> en pies		

	14	13	12	14	13	12
200'	19.40	19.10	18.50	19.58	19.28	18.68
400'	21.40	20.60	19.80	22.04	21.27	20.47
600'	21.90	21.00	20.50	23.40	22.50	22.00
800'	22.10	22.10		24.51	24.51	
	<u>f</u> en pies			<u>g</u> en pies		

200'	45	45	44	13.30	12.20	11.40
400'	50	50	49	13.30	12.50	11.50
600'	55	54	54	13.60	12.50	11.80
800'	60	60		13.40	12.50	
	<u>h</u> en pies			número equivalente de aisladores		

Los espacios en blanco son cantidades que no se las ha tomado en consideración por inconvenientes.

TABLA III-7

CONDICIONES EN EL VANO

N	200		400		600		800	
	I	P	I	P	I	P	I	P
14	200	.1	179	.2	142	.2	117	.3
13	200	.1	172	.2	140	.2	117	.3
12	200	.1	169	.2	138	.2		

CONDICIONES EN LA TORRE

10 SEMIOS

N	200			400			600			800		
	I	P	Pt	I	P	Pt	I	P	Pt	I	P	Pt
14	180	.1	.10	146	.2	.30	150	.2	.20	140	.3	.30
13	180	.2	.15	140	.2	.20	141	.2	.20	130	.3	.30
12	150	.2	.15	124	.3	.25	127	.2	.20			

20 SEMIOS

14	138	.2	.15	106	.5	.35	107	.4	.30	101	.7	.50
13	122	.2	.15	101	1.0	.60	101	.8	1.00	97	1.3	.80
12	118	.3	.20	92	1.2	.70	94	1.2	.70			

50 SEMIOS

14	78	2.0	1.05	62	4.0	2.10	60	4.9	2.55	55	6.1	3.20
13	72	2.4	1.25	60	4.4	2.30	58	5.7	2.95	50	7.0	3.70
12	66	3.1	1.60	54	6.0	3.10	52	6.5	3.35			

TABLA III-8

Vano en pies	Número de Aisladores				
	16	15	14	13	12
200	53°04	54°34	56°19	58°09	60°03
400	69°24	70°25	71°34	72°45	73°56
600	75°45	76°39	77°21	78°19	79°13
800	79°22	79°55	80°53	81°11	81°49

ángulo θ en grados

200	4.86	4.44	3.96	3.43	3.10
400	2.85	2.57	2.26	1.98	1.71
600	1.99	1.76	1.56	1.35	1.16
800	1.50	1.34	1.17	1.03	.88

b en pies

200	6.43	6.23	5.95	5.72	5.38
400	7.60	7.22	6.77	6.33	5.96
600	7.86	7.45	6.96	6.54	6.10
800	7.97	7.53	7.05	6.10	6.14

a en pies

TABLA III-9

Vano	Número de aisladores					
	14	15	12	14	15	12
200'	9.95	9.72	9.38	17.20	16.80	16.20
400'	10.77	10.38	9.96	18.50	17.80	17.20
600'	9.38	10.74	10.64	19.00	18.50	18.40
800'						

d en piese en pies

	14	15	12	14	15	12
	200'	19.90	19.40	18.60	20.07	19.57
400'	21.50	20.70	19.60	22.66	21.36	20.56
600'	21.90	21.50	21.30	23.40	20.56	22.80
800'						

f en piesk en pies

200'	46	46	45	13.30	12.40	11.50
400'	50	49	49	13.30	12.50	11.60
600'	55	54	54	13.40	12.60	11.50
800'						

l en piesnúmero equivalente
de aisladores

Para 800' las cantidades resultantes no se las ha tomado en consideración por inconvenientes.



TABLA III-10

CONDICIONES EN EL VANO

N	200		400		600	
	I	P	I	P	I	P
14	200	.1	130	.1	143	.2
15	200	.1	175	.1	141	.2
12	200	.1	168	.2	140	.2

CONDICIONES EN LA TORRE

10 CERRIOS

N	200			400			600		
	I	P	Pt	I	P	Pt	I	P	Pt
14	180	.2	.15	143	.2	.15	145	.2	.20
13	164	.2	.15	140	.3	.20	140	.2	.20
12	148	.2	.15	124	.3	.25	125	.3	.25

20 CERRIOS

14	133	.2	.15	103	.9	.50	104	.6	.40
13	125	.3	.20	101	1.1	.60	100	.7	.45
12	118	.4	.25	92	1.4	.80	92	1.2	.70

50 CERRIOS

14	78	2.0	1.05	62	4.0	2.05	58	5.2	2.70
13	72	2.3	1.20	59	4.5	2.30	57	5.5	2.55
12	65	3.3	1.80	55	6.0	3.10	52	7.0	3.60

TABLA IV-1

Conductor	a	I	R	eo
400 NOM	.726	730	.148	180
550 NOM	.679	670	.169	170
250 NOM	.574	540	.235	148

TABLA IV-2

Vano en pies	Número de Aisladores				
	16	15	14	13	12
200	49 ⁰ 29	51 ⁰ 47	54 ⁰ 05	56 ⁰ 50	59 ⁰ 33
400	66 ⁰ 52	68 ⁰ 31	70 ⁰ 05	71 ⁰ 55	73 ⁰ 37
600	74 ⁰ 06	75 ⁰ 16	76 ⁰ 26	77 ⁰ 43	78 ⁰ 55
800	77 ⁰ 57	78 ⁰ 52	79 ⁰ 44	80 ⁰ 44	81 ⁰ 38
	Angulo θ en grados				
200	4.05	3.54	3.07	2.61	2.17
400	2.44	2.10	1.73	1.48	1.21
600	1.70	1.45	1.24	1.01	
800	1.29	1.11			
	b en pies				
200	4.72	4.50	4.24	3.99	3.70
400	5.71	5.33	4.93	4.53	4.10
600	5.98	5.53	5.10	4.67	
800	6.07	5.62			
	a en pies				

a diámetro del conductor en pies.

I Máxima corriente permisible en amperios.

R resistencia en ohms por millas, a 25⁰⁰.

eo Kv al cual comienzan las pérdidas por corona.

TABLA IV-5

		Número de aisladores				
		12	11	10	9	8
d	200			7.24	6.99	6.70
	400			7.93	7.53	7.10
	600			8.10	7.67	
	800	9.07	8.62			
e	200			12.50	12.05	14.00
	400			13.70	13.00	13.20
	600			14.00	12.30	
	800	15.70	14.90			
f	200			14.43	13.98	13.41
	400			15.66	15.06	14.20
	600			16.20	15.34	
	800	18.14	17.24			
k	200			14.63	14.16	13.69
	400			16.63	15.83	14.99
	600			17.86	17.00	
	800	21.02	20.12			
H	200			37	37	37
	400			42	41	41
	600			47	46	
	800	55	54			
E ^o	200			10	9	8
	400			9.9	9	8
	600			10	9.1	
	800	12	11			

E^o Número equivalente de aisladores.

TABLA IV-4
CONDICIONES EN EL VANO

N	200		400		600		800	
	I	P	I	P	I	P	I	P
12							104	.5
11							101	.6
10	183	.1	145	.2	119	.2		
9	180	.1	140	.2	117	.2		
8	174	.1	135	.2				

CONDICIONES EN LA CORRE

10 GRAMOS

N	200			400			600			800		
	I	P	Pt	I	P	Pt	I	P	Pt	I	P	Pt
12										125	.5	.40
11										118	.4	.50
10	130	.3	.20	103	.5	.40	110	.4	.30			
9	120	.3	.20	100	.8	.50	100	.8	.50			
8	105	.5	.30	90	1.2	.70						

20 GRAMOS

12										95	1.3	.90
11										84	1.6	1.10
10	112	.7	.40	80	2.0	1.10	80	2.0	1.10			
9	96	1.3	.70	75	2.4	1.30	75	2.4	1.30			
8	84	1.8	.95	64	3.3	2.00						

50 GRAMOS

12										50	7.7	4.10
11										44	9.0	4.80
10	59	4.8	2.45	45	8.2	4.20	44	9.6	4.90			
9	52	6.1	3.10	42	10.	5.10	40	11	5.60			
8	49	7.9	4.00	38	12	6.20						

TABLA IV-6

		Número de aisladores				
		12	11	10	9	8
d	200			7.42	7.11	6.80
	400			8.00	7.57	7.13
	600		8.57	8.12		
	800	9.12				
e	200			12.85	12.50	11.75
	400			13.80	13.40	12.50
	600		14.80	14.05		
	800	15.80				
f	200			14.85	14.22	13.50
	400			15.00	15.14	14.26
	600		17.14	16.24		
	800	18.24				
g	200			15.03	14.41	13.79
	400			16.75	15.89	15.01
	600		18.60	17.90		
	800	20.94				
h	200			38	38	37
	400			42	41	41
	600		47	47		
	800	54				
i	200			10	9	8
	400			10	9	8
	600		11	10		
	800	12				



TABLA IV-7

CONDICIONES EN EL VANO

N	200		400		600		800	
	I	P	I	P	I	P	I	P
12							102	.5
11					122	.3		
10	188	.1	152	.2	120	.5		
9	181	.1	140	.2				
8	175	.1	158	.2				

CONDICIONES EN LA CORREA

10 GRAMOS

N	200			400			600			800		
	I	P	P ₀	I	P	P ₀	I	P	P ₀	I	P	P ₀
12										125	.3	.50
11							120	.3	.30			
10	130	.1	.20	112	.4	.50	110	.4	.50			
9	120	.3	.20	100	.8	.50						
8	105	.5	.30	90	1.2	.70						

20 GRAMOS

12										95	1.3	.90
11							89	1.5	.90			
10	112	.7	.40	81	2.0	1.10	80	2.0	1.10			
9	96	1.3	.70	75	2.4	1.50						
8	84	1.8	.95	65	3.8	2.00						

50 GRAMOS

12										47	7.7	4.10
11							48	7.9	4.10			
10	59	4.8	2.45	46	8.2	4.20	44	9.6	4.90			
9	52	6.1	3.10	42	10	5.20						
8	49	7.9	4.00	38	12	6.20						



TABLA IV-8

Vano en pies	Número de Aislaciones				
	16	15	14	13	12
200	54 ^o 51	57 ^o 01	59 ^o 15	61 ^o 37	64 ^o 06
400	70 ^o 36	72 ^o 01	73 ^o 25	74 ^o 55	76 ^o 12
600	76 ^o 48	77 ^o 48	78 ^o 26	79 ^o 48	80 ^o 00
800	80 ^o 01	80 ^o 47	81 ^o 52	81 ^o 44	81 ^o 58

Angulo θ en grados

200	3.82	3.12	2.68	2.26	1.87
400	2.06	1.76	1.49	1.24	1.01
600	1.42	1.21	1.02		
800	1.08				

 \bar{b} en pies

200	5.08	4.80	4.50	4.19	3.85
400	5.37	5.45	5.02	4.60	4.18
600	6.06	5.60	5.14		
800	6.12				

 \bar{a} en pies

TABLA V-2
(continuación)

Vano en pies	Número de Aisladores					
	7	6	5	7	6	5
200	10.55	9.88	9.18	10.76	10.08	9.38
400	11.35	10.44	9.72	12.14	11.22	10.50
600	11.50	10.55		13.19	12.25	
800	11.55			14.54		
	\bar{x} en pies			\bar{x} en pies		
200	37	56	55	7.70	6.70	5.50
400	42	50	40	7.70	6.70	5.70
600	47	46		7.70	6.70	
800	54			8.10		
	\bar{x} en pies			Número de aisladores equivalentes.		

TABLA V-3

CONDICIONES EN EL VANO

H	200		400		600		800	
	I	P	I	P	I	P	I	P
7	146	.2	120	.3	98	.8	81	1.3
6	142	.2	112	.4	82	1.1		
5	138	.2	105	.5				

CONDICIONES EN LA TORRE

10 GRAMOS

H	200			400			600			800		
	I	P	P ₀	I	P	P ₀	I	P	P ₀	I	P	P ₀
7	100	.8	.5	85	1.5	.9	64	1.4	1.1	36	1.4	1.1
6	93	1.0	.6	79	2.0	1.2	78	1.1	1.1			
5	77	2.0	1.1	62	3.7	2.1						

20 GRAMOS

7	30	2.0	1.1	61	4.1	2.2	50	4.1	2.5	63	4.0	2.9
6	74	2.5	1.4	56	5.0	2.7	56	5.9	3.5			
5	50	4.2	2.2	46	8.1	4.3						

50 GRAMOS

7	46	8.8	4.5	38	14.1	7.2	34	14.4	7.6	35	15.2	8.5
6	40	10	5.1	34	16.0	8.2	30	16.0	9.6			
5	35	14	7.1	25	+	+						

+ Para estos casos ya no hay valores en las tablas consultadas.

TABLA V-5

CONDICIONES EN EL VANO

H	200		400		600		800	
	I	P	I	P	I	P	I	P
7	148	.2	119	.3	98	.6	80	2.0
6	142	.2	110	.4	93	1.0		
5	138	.2	103	.5				

CONDICIONES EN LA TORRE

10 CENTOS

H	200			400			600			800		
	I	P	P ₀	I	P	P ₀	I	P	P ₀	I	P	P ₀
7	99	.8	.5	85	1.7	1.0	85	1.4	1.1	85	1.5	1.8
6	91	1.1	.7	75	2.0	1.2	78	1.1	1.1			
5	75	2.1	1.2	64	3.3	1.9						

20 CENTOS

7	78	2.1	1.2	59	4.3	2.3	83	4.0	2.4	62	4.0	3.0
6	74	2.5	1.4	55	5.4	2.9	56	5.9	3.5			
5	57	4.4	2.3	47	7.9	4.2						

50 CENTOS

7	44	8.8	4.5	35	14.5	7.9	35	14.2	7.5	35	16.6	9.3
6	38	11	5.6	32	16.2	8.5	30	18.0	9.5			
5	33	14.8	7.5	26	+	+						

* Para estos casos ya no hay valores en las tablas consultadas.

TABLA V-7

CONDICIONES EN EL VANO

H	200		400		600	
	I	P	I	P	I	P
7	155	.2	119	.3	98	.9
6	145	.2	110	.4		
5	159	.2				

CONDICIONES EN LA BORSA

10 CINTOS

H	I	200		400			600		
		P	P ₆	I	P	P ₆	I	P	P ₆
7	100	.8	.5	84	1.7	1.0	84	1.4	1.1
6	91	1.1	.7	75	2.0	1.2			
5	75	2.1	1.2						

20 CINTOS

7	80	2.0	1.1	59	4.3	2.3	63	4.0	2.9
6	74	2.5	1.4	55	5.4	2.9			
5	57	4.4	2.5						

50 CINTOS

7	45	8.8	4.5	65	14.5	7.9	35	15.2	8.5
6	38	11.0	5.5	52	16.2	8.3			
5	33	14.5	7.5						



TABLA VI-4

Vano en pies	Número de Aisladores					
	5	4	3	5	4	3
200	65 ⁰ 37	69 ⁰ 41	73 ⁰ 40	1.15	.83	.53
400	77 ⁰ 26	73 ⁰ 31	81 ⁰ 40	.61		
500	81 ⁰ 32	82 ⁰ 38	84 ⁰ 25			
600	83 ⁰ 34	84 ⁰ 43	85 ⁰ 45			
	Angulo θ en grados			\bar{H} en pies		
200	4.09	3.70	3.31	3.99	3.54	3.21
400	4.36			4.96		
	\bar{H} en pies			Mínima distancia permisible entre conductores.		
200	2.59	2.20	1.81	7.09	6.40	5.75
400	2.56			7.55		
	\bar{H} en pies			\bar{H} en pies		
200	8.18	7.40	6.62	8.38	7.60	6.81
400	8.72			9.50		
	\bar{H} en pies			\bar{H} en pies		
200	52	51	50	5.75	4.80	3.75
400	37			5.75		
	\bar{H} en pies			Número de aisladores equivalentes.		

TABLA VI-6

Vano en pies	Número de Aisladores				
	3	4	5	5	4
200	67°53	71°23	75°20	1.00	.75
400	78°31	80°25	82°33	.56	
600	82°17	83°34	85°01		
800	84°12	85°10	86°15		
	ángulo θ en grados			b en pies	
200	4.12	3.74		5.35	3.50
400	4.24			4.96	
	a en pies			Mínima distancia permisible entre conductores	
200	3.53	3.24		7.14	6.43
400	2.74			7.55	
	a en pies			b en pies	
200	8.24	7.43		8.43	7.67
400	6.43			9.26	
	a en pies			b en pies	
200	32	31		5.50	4.80
400	37			5.75	
	a en pies			Número de aisladores equivalentes	

EFECTOS

Partiendo de una serie de datos también al azar, de acuellos que se ha considerado en este trabajo se dará en una forma púdica, una explicación del uso de las tablas y del método.

Distancia	
Voltaje	250 Kv
Conductor	500 MM
θ	208 Kv
Vano Horizontal	400 Mts
Número de aisladores	12
Longitud de la cadena	6.86 pies
Aislamiento de la cadena	1400 Kv (para 2 metros segundo)
Estructura	2500 T
Graveta	Hadera
BIL	900 Kv

Usando la fórmula 2-2 obtenemos el valor del ángulo θ , y mediante las relaciones trigonométricas $\cos \theta$ y $\tan \theta$ se obtendrá los valores a y b respectivamente. Según las tablas III-5, III-6 y III-7 tales valores son: $\theta = 72^{\circ}27'$, $a = 5.94'$ y $b = 1.87'$.

En este punto se debe establecer el valor de a , que es la distancia del conductor desplazado al vértice hasta el poste, este valor deberá ser tal, que, nos permita tener bajo esa circunstancia el nivel de aislamiento de la línea, superior o igual al BIL requerido para 250 Kv. El BIL requerido es de 900 Kv y según esta inmersión se necesita tres pies de aire para cubrir dicho aislamiento.

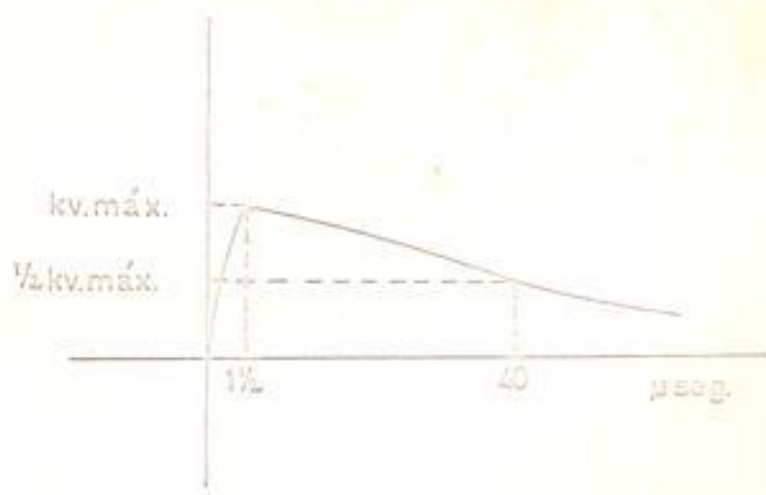


Fig:II-1

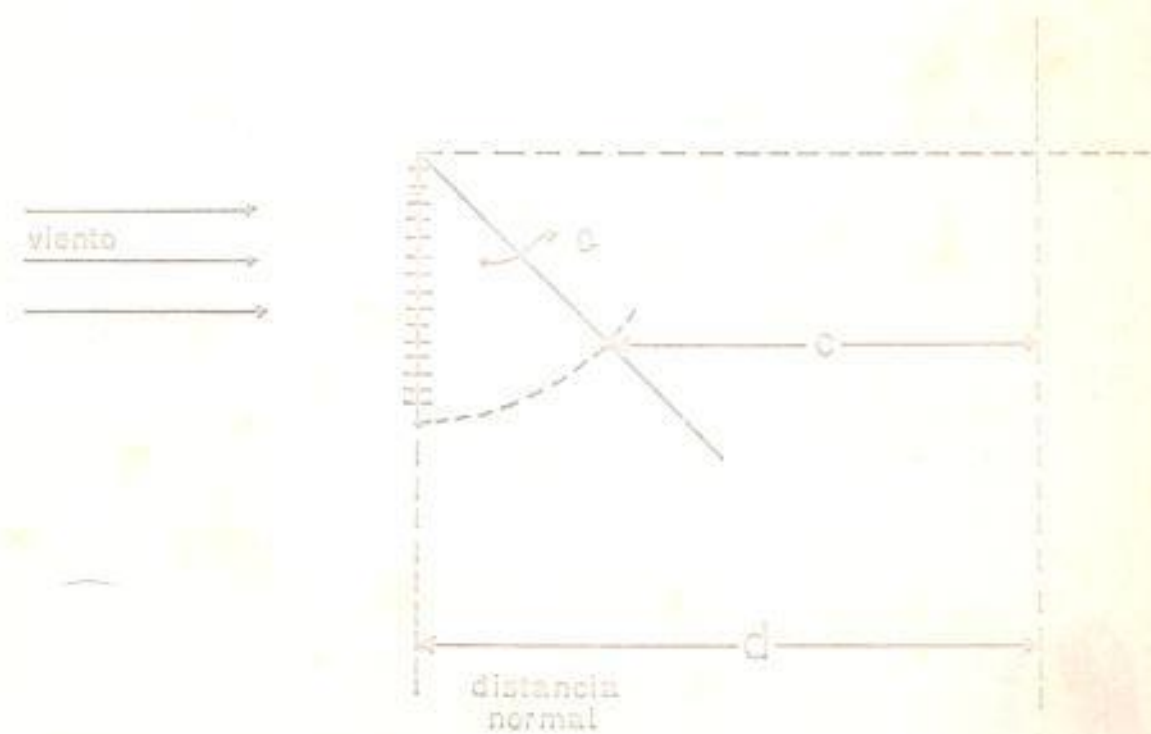


Fig:Z-2



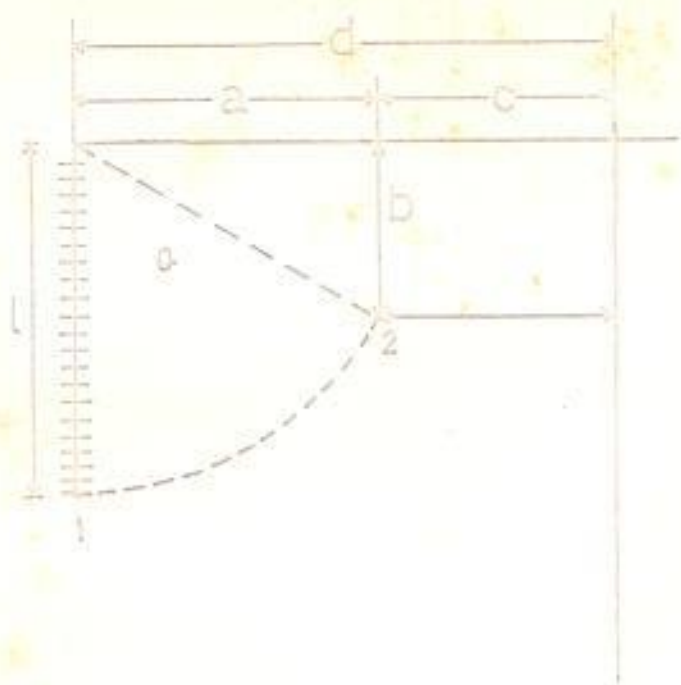


Fig:II-3

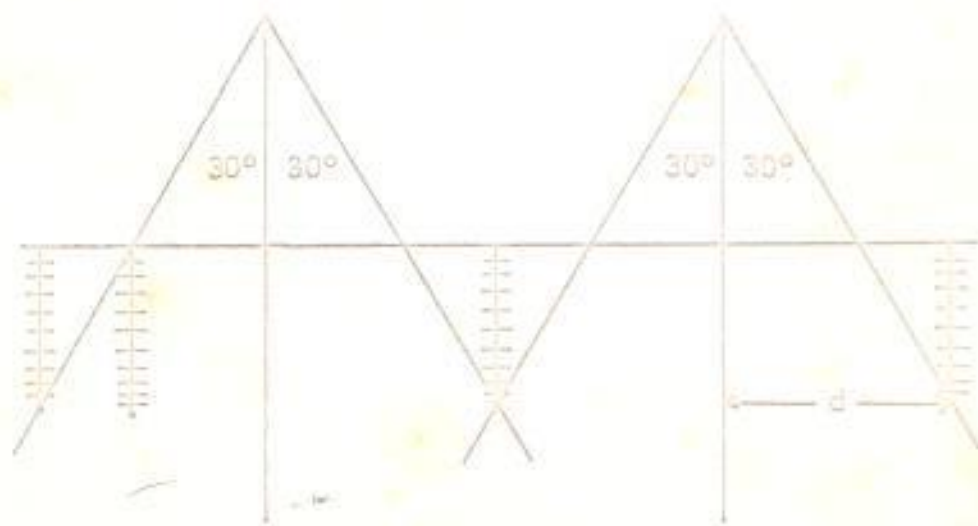


Fig:II-4

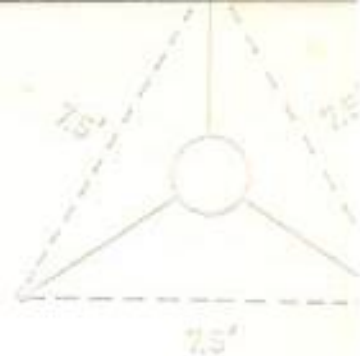
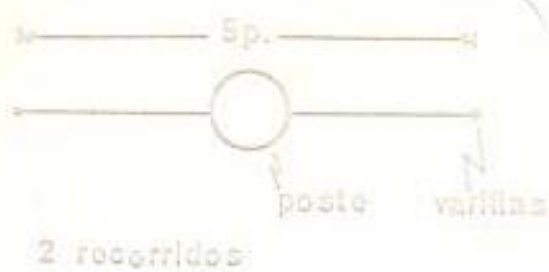


Figura 2

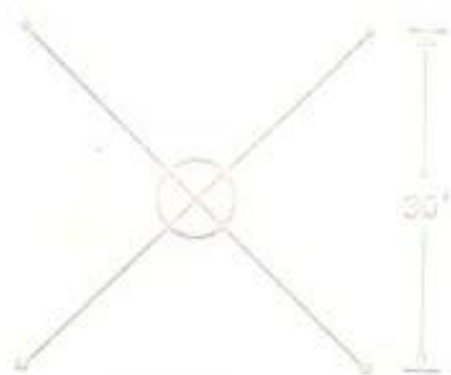


Figura 2

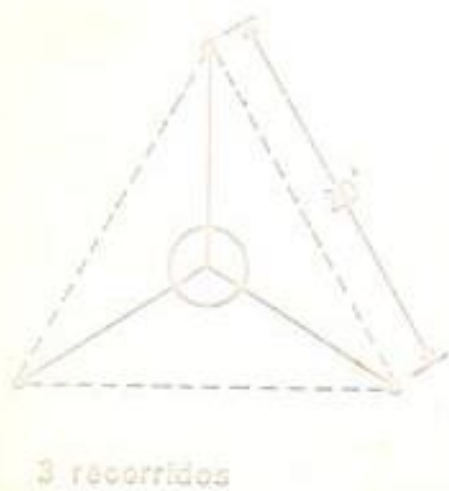


Figura 1

<u>Secciones</u>	<u>Páginas</u>
Introducción	1
Consideraciones Generales.	3
Líneas de 250 Kv	30
Líneas de 150 Kv	40
Líneas de 69 Kv	44
Líneas de 34.5 Kv.	49
Conclusión	52
Tablas Capítulo II	54
Tablas Capítulo III.	57
Tablas Capítulo IV	63
Tablas Capítulo V.	75
Tablas Capítulo VI	82
Ejemplo.	88
Índice de Tablas	91
Diagramas.	92
Bibliografía	97



BIBLIOTECA