

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

ANALISIS Y CALCULO DIGITAL DE  
PERDIDAS POR EFECTO CORONA EN  
SISTEMAS DE TRANSMISION

Tesis previa a la obtención del Título de  
Ingeniero Eléctrico en la Especialización  
de Potencia

SANTIAGO ROBERTO CARRILLO CALDERON

Quito, Febrero de 1977

CERTIFICADO

Certifico que el presente trabajo ha sido realizado en su totalidad por el señor Santiago Roberto Carrillo C.



ING. ALFREDO MENA  
Director de Tests

## AGRADECIMIENTO:

Presento mis sentimientos de gratitud al señor Ingeniero Alfredo Mena, quien con su guía hizo posible el desarrollo del presente trabajo.

A todo el personal que constituye el Departamento de Computación de la Escuela Politécnica Nacional. Al Ingeniero Víctor Orejuela por su valiosa colaboración, así como también a la señorita María Cisneros.

DEDICATORIA:

A MI MADRE

## INDICE

Pág.

### CAPITULO I .- EFECTO CORONA-GENERALIDADES

1.	INTRODUCCION	1
2.	PROCESOS ELEMENTALES EN LA DESCAR <u>G</u> A DE LOS GASES	2
2.1	Procesos Favorables a la Descarga	3
2.1.1	Fotoionización	3
2.1.2	Ionización por choque	3
2.2	Procesos Desfavorables a la Descarga	5
2.2.1	Recombinación	5
2.2.2	Unión ion negativo	6
3.	FORMACION DE AVALANCHAS DE ELECTRO <u>N</u> ES - DESCARGA CORONA	8
3.1	Proceso de avalancha	8
3.2	Proceso de Descarga	10
3.2.1	Polaridad Negativa	10
3.2.2	Polaridad Positiva	12

### CAPITULO II .- PERDIDAS POR EFECTO CORONA

1.	IMPORTANCIA DE ESTE FENOMENO	15
2.	VARIABLES QUE INFLUYEN EN LAS PERDI <u>D</u> AS POR EFECTO CORONA	17
2.1	Gradiente de Potencial	17
2.2	Efecto de Punta	19
2.2.1	Influencia de la Lluvia	19

2.2.2	Rugosidad y deterioro de la Superficie	20
2.2.3	Influencia del Diámetro del Conductor	21
2.3	Influencia de la Densidad del Aire y Humedad	21
2.4	Influencia del Número de Conductores	23

CAPITULO III .- CALCULO DE LAS PERDIDAS POR EFECTO CORONA

1.	EVOLUCION DE METODOS DE CALCULO	24
2.	ESTUDIO DEL GRADIENTE SOBRE UN CONDUCTOR - CONCEPTO FUNDAMENTAL	28
3.	APLICACION DEL CONCEPTO FUNDAMENTAL PARA N CONDUCTORES	31
3.1	Coefficientes de Maxwell	33
3.2	Determinación del Gradiente de Potencial	36
4.	PREDETERMINACION DE LAS PERDIDAS POR EFECTO CORONA	40
4.1	Pérdidas Corona en Buen tiempo	40
4.2	Pérdidas Corona en Mal Tiempo	40

CAPITULO IV .- CALCULO DIGITAL

1.	DISPOSICIONES GEOMETRICAS A UTILIZAR SE	46
2.	DATOS DE ENTRADA AL PROGRAMA DIGITAL	52
3.	PROGRAMA DIGITAL	54
3.1	Diagrama de Flujo	54
3.2	Listado del Programa	58

<u>CAPITULO V</u> .- <u>EJEMPLOS DE APLICACION</u>	73
<u>CAPITULO VI</u> .- <u>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</u>	80
APENDICE-1 .- Curvas que relacionan las Pérdidas Normalizadas con los Gradientes Crítico y Máximo de operación de los Conductores.	
APENDICE 2 .- Relación entre el Coeficiente Superficial de los conductores y el Índice de Lluvia Horario.	
APENDICE 3.- Inversión de una Matriz por el Método de Shypley.	

## CAPITULO I

### EFFECTO CORONA - GENERALIDADES

#### 1. INTRODUCCION

Corona es una descarga de gas localizada en una zona limitada del espacio solicitada eléctricamente, y no lleva a la pérdida completa de las propiedades aislantes del gas.

Esto se presenta en campos no uniformes donde se producen grandes intensidades de campo, cuando las dimensiones de los electrodos son muy pequeñas con respecto a las distancias entre ellos.

Desde el punto de vista físico, la descarga es un fenómeno muy complicado y está ligado a la multiplicación de cargas libres dentro del gas, hasta constituirse en una zona completa o parcialmente conductora. A este fenómeno se le ha dado el nombre de CORONA en vista de la forma de los efectos luminosos que aparecen en líneas aéreas, al sobrepasar la tensión de cierto valor.

Estas descargas se producen cuando la intensidad del campo eléctrico en la superficie de los conductores de una línea de transmisión excede a la rigidez dieléctrica del ai-

re, o sea a la resistencia a la descarga. Como consecuencia se producen pérdidas de energía, desarrollándose también oscilaciones electromagnéticas de alta frecuencia que se transmiten a lo largo de la línea hasta cierta distancia y originan la radio interferencia.

La rigidez dieléctrica del aire depende de varias condiciones como son: presión del aire, presencia de vapor de agua, foto-ionización, tipo de voltaje aplicado, etc.

Una partícula contaminante de algún tipo es usualmente el punto de origen de la descarga. Las descargas eléctricas son usualmente iniciadas por un campo eléctrico que acelera los electrones libres a través de un gas, los cuales, al adquirir suficiente energía, pueden formar iones, desprendiendo electrones de los átomos al chocar con ellos. Los electrones se multiplican hasta que los efectos secundarios desde los electrodos hacen que la descarga se autodetenga. Los electrones que inician el proceso de descarga son producidos por fotoionización generalmente.

## 2. PROCESOS ELEMENTALES EN LA DESCARGA EN LOS GASES

En un gas tal como el aire se pueden producir procesos que contribuyen a que se produzca una descarga y procesos que la detienen o retardan (Ref. 3, 4 y 9).

## 2.1 PROCESOS FAVORABLES A LA DESCARGA

### 2.1.1 Fotoionización

La luz ultravioleta o las radiaciones producidas en una descarga son capaces de introducir energía en los átomos del gas en forma de fotones. Si la energía de un fotón es suficiente, se desprende un electrón del átomo transformándose este en un ión positivo, queda así un electrón libre (Fig. 1). Este proceso ocurre en forma natural en la atmósfera y contribuye a crear electrones libres que existen siempre en el aire y son iniciadores de otros procesos.

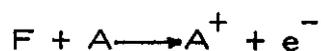


Figura 1

### 2.1.2 Ionización por Choque

Los electrones libres se desplazan y aceleran por la acción de un campo eléctrico. En su movimiento el electrón encuentra átomos y moléculas de los gases, chocando con ellos.

La probabilidad de ionizar por choque de iones es bajísi

ma, a causa de que, por su gran masa y dimensiones, tienen tan baja movilidad que pueden ser considerados inmóviles con respecto a los electrones.

El choque puede ser de dos clases:

a. Elástico

No ocurren cambios en la energía interna ni en la estructura de los átomos. Sólo sucede que el electrón pierde algo de su energía cinética.

b. Inelástico

Ocurren cambios de energía interna y de estructura del átomo. Este es más importante y pueden ocurrir, como consecuencia, dos fenómenos en el átomo neutro chocado:

- Excitación

Cambio del átomo a un estado de mayor energía interna por desplazamiento orbital de sus electrones. Generalmente este estado es inestable y el átomo vuelve a su estado normal desprendiéndose de la energía en exceso mediante la emisión de un fotón.



- Ionización

Si la energía del electrón es alta, el choque tiene como consecuencia el desprendimiento de un electrón del átomo chocado. El átomo primitivamente neutro, al quedar con un electrón menos, se convierte en ión positivo, quedando finalmente libres de desplazarse por efecto del campo dos electrones y un ión positivo (Fig. 2)

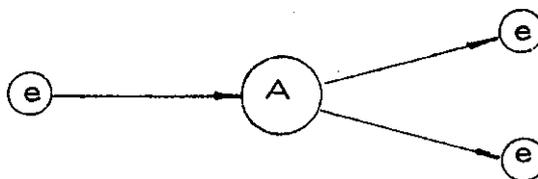


Figura 2.

## 2.2 PROCESOS DESFAVORABLES A LA DESCARGA

### 2.2.1 Recombinación

Es un proceso de neutralización. Un electrón puede chocar con un ión positivo sin energía capaz de causar alguno de los efectos descritos anteriormente; se produce una neutralización de cargas entre ambas partículas quedando libre una cierta cantidad de energía en forma de

fotón (Fig. 3). Finalmente queda un átomo neutro en estado normal.

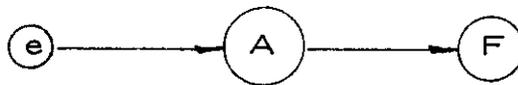
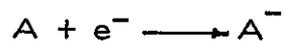


Figura 3

### 2.2.2 Unión Ión Negativo

Un electrón libre con escasa energía puede chocar con un átomo neutro ligándose a él, formando así un ión negativo.



Ciertas moléculas tienen una gran habilidad de capturar electrones, por ejemplo los halógenos y el vapor de agua. Esta es una razón por la que, aumentando la humedad del aire, mejora la rigidez del espacio entre electrodos. El vapor de agua captura los electrones ionizantes e inhibe el proceso de avalancha.

Todos estos procesos se caracterizan por ser fenómenos probabilísticos, cada uno tiene una probabilidad de ocurrir y depende principalmente de la densidad del gas y

de la energía que poseen las partículas que lo forman. A mayor densidad, mayor probabilidad de choque, pero menor posibilidad de adquirir energía cinética, para un electrón libre.

Como consecuencia de esta compensación de efectos se tiene que, la tensión necesaria para producir la descarga disminuye al disminuir la presión del aire hasta un valor mínimo, bajo el cual la tensión de descarga comienza a aumentar nuevamente porque los electrones chocan con dificultad, dada la baja concentración de átomos (Fig. 4).

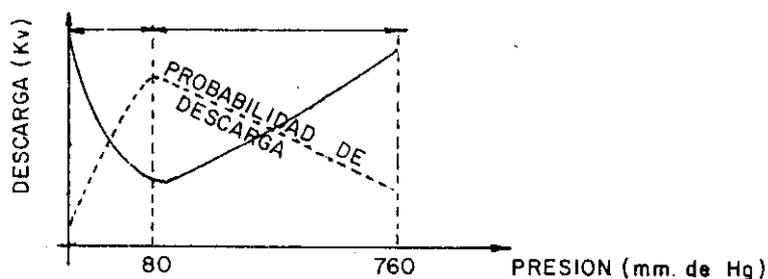
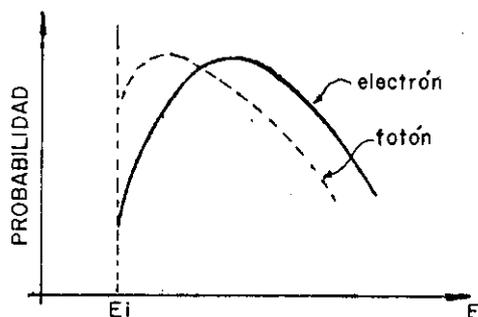


Figura 4

La dependencia de probabilidad del choque de la partícula incidente es variable con la energía. En caso de ionización, si la energía es menor que la necesaria para producirla (llamada de ionización), la probabilidad es nula. Esta probabilidad crece con el aumento de energía

y después disminuye. En el caso de fotones, la probabilidad es máxima más cerca del nivel de ionización (Fig. 5)



$E_i$  = Energía de ionización.

Figura 5

### 3. FORMACION DE AVALANCHA DE ELECTRONES - DESCARGA CORONA

#### 3.1 PROCESO DE AVALANCHA

Al producirse el fenómeno de ionización quedan electrones libres que, si la intensidad de campo es suficiente para acelerarlos, desprenden de otros átomos más electrones, creándose una reacción en cadena que forma una avalancha al aumentar la cantidad de iones y electrones rápidamente (Fig. 6). Esto ocurre siempre que el número de electrones liberados por ionización sea mayor a las pérdidas por ligazón.

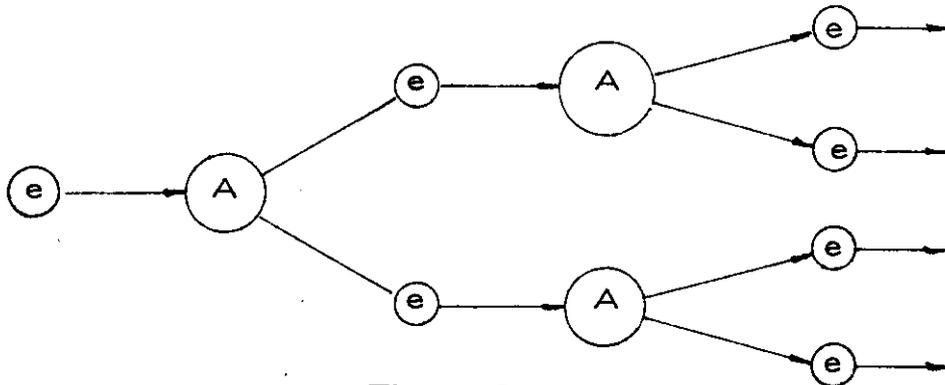


Figura 6

La cantidad de cargas producidas en una avalancha es función de la intensidad de campo y de la distancia recorrida.

Para dos electrodos planos tenemos: (Ref. 3, 4)

$$I = I_0 e^{\alpha d} / \gamma (1 - (e^{\alpha d} - 1)) \quad (1.1)$$

- d = Distancia entre electrones.
- $I_0$  = Corriente inicial en el gas.
- $\alpha$  =  $f(P.E)$ , coeficiente de ionización primaria.
- $\gamma$  = Coeficiente de ionización secundaria.
- E = Intensidad de campo.
- P = Presión.

Se llama ionización primaria la causada por las cargas espaciales y los electrones libres.

Ionización secundaria es la causada por los electrones, que por ionización, se desprenden de los electrodos.

## 3.2 PROCESO DE DESCARGA

En una línea de transmisión, los conductores tienen aplicado un voltaje alterno. Si en una parte de cada semiciclo este voltaje supera el valor crítico, se produce el efecto corona.

El fenómeno es diferente en cada semiciclo.

Las descargas comienzan en las irregularidades de la superficie del conductor, porque es allí donde hay mayor intensidad de campo.

### 3.2.1 Polaridad negativa

Como el campo tiene su mayor intensidad en torno al conductor y decrece rápidamente conforme se aleja de éste (Fig. 7), un electrón libre es acelerado alejándose del conductor y creando una avalancha cuyas condiciones de desarrollo disminuyen a medida que se aleja del conductor.

Algunos de los fotones producidos en esta avalancha golpean el conductor, liberando electrones que crean otras avalanchas, y la cantidad de electrones libres crece rápidamente. Los electrones, al alejarse del conductor, dejan atrás los iones positivos producidos (Fig. 8) y finalmente se ligan, por lo general, a moléculas neutras como el oxígeno, formando iones negativos.

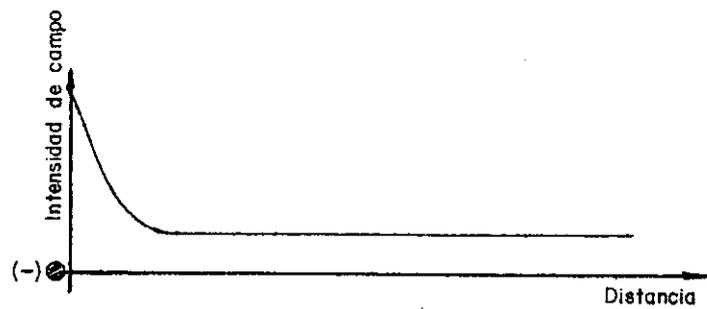


Figura 7.

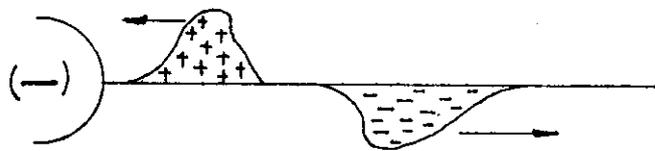


Figura 8

El campo se deforma por efecto de las concentraciones de carga en el espacio, aumenta cerca del conductor por efecto de la carga espacial positiva, pero los electrones libres se recombinan con las cargas positivas antes de multiplicarse. Con el movimiento de la carga positiva hacia el conductor, la ionización en la superficie cesa cuando, por neutralización de esta carga, y la presencia de la carga negativa más lejos, el campo en esa zona disminuye bajo el valor inicial, retornando las condiciones iniciales y el proceso se repite.

Cada vez que se produce un pequeño pulso de corriente de frente muy escarpado por la velocidad de formación de la avalancha y del valor del orden de 1 mA. La radiación de energía producida aparece en forma de luminosidad continua por la alta frecuencia de los pulsos que alcanza desde 1 KHz. hasta algunos MHz., produciéndose la interferencia de radio.

Por otro lado, la movilidad iónica es suficientemente lenta, tal que, velocidades moderadas de viento contribuyen al movimiento iónico, ayudando a despejar el espacio cargado, y aumentando el índice de repetición de pulsos ligeramente. Estudios en proyectos de muy alta tensión, muestran un considerable aumento de la radio-interferencia con el aumento de la velocidad del viento (Ref. 3).

Puede ocurrir corona negativa en líneas con sobrevoltajes severos por varias razones. La corona puede aparecer durante sobrevoltajes de maniobra o propagación de rayos o durante condiciones de mal tiempo. Puede aparecer momentáneamente cuando el voltaje cambia de negativo a positivo.

### 3.2.2 Polaridad Positiva

En el ciclo anterior quedó una carga espacial negativa cerca del conductor. Cuando el campo cambia de dirección al hacerse el conductor positivo, esos iones se desplazan

hacia el conductor y allí se neutralizan. Dado que este desplazamiento es lento no ocurren cambios rápidos de corriente y no se produce interferencia; en la recombinación se emite una luminosidad continua.

Luego el campo toma su distribución normal y comienza otro proceso que es repetitivo produciendo pulsos luminosos con radio-interferencia. En este caso los electrones libres son acelerados hacia el conductor y se mueven con intensidad de campo creciente ocurriendo ionizaciones que forman avalanchas que alcanzan un valor máximo al llegar al conductor.

Los electrones se recombinan en el conductor produciendo fotones que crean avalanchas secundarias sobre la nube de iones que actúa como prolongación del conductor (Fig. 9).

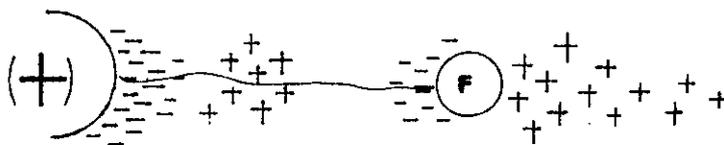


Figura 9

Se producen nuevas ionizaciones, principalmente en el extremo de la nube; cuando ésta llega a una zona de campo de baja intensidad, la ionización se detiene. Las cargas espaciales formadas por iones se desplazan por efec

to del campo (Fig. 10) y se restablecen las condiciones iniciales, pudiendo repetirse el proceso.

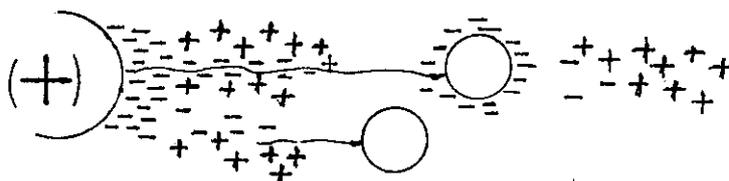


Figura 10

En este último proceso se producen amplitudes varias veces mayores que en el semiciclo negativo, lo que ocasiona pérdidas por corona de un valor considerable.

En la corona positiva no hay radio-interferencia notable, porque no se producen pulsos de corriente de elevada frecuencia.

## CAPITULO II

### PERDIDAS POR EFECTO CORONA

#### 1. IMPORTANCIA DE ESTE FENOMENO

El proyecto y diseño de líneas de transmisión de muy alto voltaje, como también el estudio económico de ellas, exige actualmente un análisis completo sobre las pérdidas de energía. Estas pérdidas tienen su origen principalmente en dos fenómenos: efecto Joule y efecto corona.

De acuerdo a los análisis anteriores, las pérdidas surgen como consecuencia del movimiento de cargas eléctricas por un medio viscoso, en el cual hay procesos de recombinación y choque de cargas, trayendo también como consecuencia la emisión de ondas electromagnéticas que producen radio-interferencia.

Si la tensión aplicada a un conductor alcanza un valor suficiente, o si la lluvia multiplica las irregularidades del conductor al depositarse gotas en la superficie, el gradiente superficial tiende a crecer porque las cargas espaciales ejercen acción sobre las cargas del conductor.

Las pérdidas por corona en líneas de transmisión ocurren

cuando el gradiente de potencial junto a los conductores excede a la resistencia a la ruptura del aire. Como se produce calor, luz y radio-interferencia, es necesario que esta pérdida de energía sea suplida por la Central Eléctrica.

Los fenómenos de corona resultan influyentes a tensiones de servicio elevadas, donde los campos eléctricos en la superficie de los conductores es considerable. Es necesario entonces, conservar las pérdidas dentro de límites económicos tolerables y reducir las perturbaciones en la zona afectada por esos campos. Ambas condiciones requieren que el diámetro de los conductores y la separación entre ellos no baje de ciertos mínimos; que se estudie la posibilidad de construcción de líneas de conductores cableados huecos, que se estudie la influencia de estas consideraciones sobre la altura y resistencia de los postes y, por consiguiente, sobre el costo de la línea.

Las pérdidas por corona deben incluirse en el estudio del conductor económico. Por desconocimiento del fenómeno, estas pérdidas pueden no ser consideradas, o bien se va al extremo de suponer valores máximos constantes en toda la longitud de la línea, lo cual conduce a inversiones mayores que las necesarias.

Por esto, con el avance de la construcción de líneas de extra alto voltaje, ha sido necesario tener algún grado

de confiabilidad de las características de la línea con respecto a las pérdidas por corona.

Los resultados de estudios realizados nos ofrecen una gran cantidad de datos de pérdidas por corona en función de la geometría de los conductores, gradientes eléctricos de ellos, voltajes y condiciones meteorológicas a las cuales están sometidas las líneas. Se ha encontrado, por ejemplo, que las pérdidas por corona en líneas de extra alto voltaje pueden fluctuar desde unos pocos Kw por Km. en buen tiempo hasta algunos cientos de Kw por Km. en lluvias o nieve (Ref. 3 y 4).

## 2. VARIABLES QUE INFLUYEN EN LAS PERDIDAS POR EFECTO CORONA

Este fenómeno depende de muchos factores que pueden ser clasificados en dos tipos básicos: externos o internos. Como factores externos se tiene, por ejemplo, las condiciones atmosféricas de presión, temperatura, velocidad de viento, intensidad de precipitación; como factores internos se tiene el gradiente de operación, el efecto de punta, entre otros (Ref. 3, 4, 8 y 9).

### 2.1 GRADIENTE DE POTENCIAL

La intensidad de campo es la variable más importante.

Para poder analizar este fenómeno, es necesario suponer un modelo: el conductor está colocado en un cilindro coaxial exterior de potencial nulo cuyo radio está definido por la capacidad propia que tiene el conductor, lo que permite encontrar la relación entre la capacidad del conductor y las pérdidas corona (Ref. 5 y 9).

El valor crítico de gradiente,  $E_0$ , hallado experimentalmente tiene un valor aproximado de 29.8 Kv./cm.

Para que se produzca especialmente el fenómeno de avlancha es necesario que, en un espacio que rodea al conductor, de espesor  $0.3 \sqrt{r}$ , según lo demostró Peek, el gradiente sea mayor que  $E_0$ , corrigiéndose así el valor de gradiente crítico.

Por esto, el gradiente a distancia  $(r + 0.3 \sqrt{r})$  debe ser igual a  $E_0$  y el gradiente crítico  $E_c$  a distancia  $r$  debe ser igual a:

$$E_c = E_0 (1 + 0.3 / \sqrt{r}) \quad (2.1)$$

$r$  = radio del conductor

El campo no puede pasar este valor crítico porque se crean nuevas cargas que tienden a limitarlo. Los iones (+) y (-) se recombinan para evitar el aumento del gradiente superficial. Las cargas espaciales formadas en

las vecindades del conductor son iones positivos o negativos que obedecen a las leyes del movimiento viscoso.

## 2.2 EFECTO DE PUNTA

Las mayores gradientes se producen en aristas existentes en conductores cargados, de allí que en líneas de transmisión el efecto corona se inicia siempre en estas irregularidades. Es importante, por esto, que los conductores no sufran daños durante la construcción de la línea.

### 2.2.1 Influencia de la Lluvia

El efecto más importante es el producido por gotas de agua en el conductor bajo lluvia; por el campo la gota se deforma y aparece como una punta.

En general, las pérdidas corona promedio en una línea son un pequeño porcentaje de las pérdidas Joule, en cambio, los valores máximos de pérdidas corona para períodos cortos de tiempo pasan a ser determinantes bajo la presencia de lluvia, condición en la cual las pérdidas aumentan notablemente.

Por esto, para líneas de E.A.V., donde la intensidad de campo es muy grande, para conocer las máximas pérdidas de potencia a lo largo de la vida útil de la línea, es preciso obtener la distribución más desfavorable que la a

fecta, la cual no corresponde necesariamente a aquella que signifique la mayor cantidad de agua caída sobre el conductor. Se ha observado que, al crecer la intensidad de lluvia desde el valor 0, las pérdidas crecen primero rápidamente pero luego se produce una saturación, siendo los aumentos cada vez menores (Ref. 2). Entonces puede resultar que, una precipitación menor pero uniforme sobre la línea puede producir mayores pérdidas que una lluvia de mayor intensidad en tramos parciales de ella.

El punto conductor creado por la gota deformada es fuente de pérdidas por corona y de radio-interferencia. Estas gotas se coleccionan en la parte inferior del conductor y corren a través de él. El límite existente es la cantidad que pueda depositarse en la parte inferior del conductor. Esta es la razón por la que, sobre cierta intensidad de lluvia, las pérdidas y la radio-interferencia aumentan muy poco en relación con la lluvia.

### 2.2.2 Rugosidad y deterioro de la Superficie

La rugosidad superficial ejerce gran influencia sobre las pérdidas y es capaz de multiplicarlas por el efecto de puntas.

Con el envejecimiento del conductor, en cambio, se disminuyen las pérdidas por corona porque, al oxidarse las aris

tas metálicas, la grasa y el polvo, se recubre el conductor de una capa negruzca de partículas orgánicas carbonizadas que rellena espacios huecos y reparte la humedad actuando como masa porosa. El polvo y la grasa, antes de producir oxidación, actúan como aceleradores del proceso corona (Ref. 2 y 8).

Quando los conductores son cableados se tiene una superficie rugosa que, cuanto más gruesa son los alambres que lo forman, más baja es la tensión crítica y mayores son las pérdidas. Sin embargo, para alambres muy delgados se originan fuertes intensidades de campo apareciendo penachos luminosos. Se debe considerar estas dos limitaciones para determinar el diámetro óptimo de los conductores componentes del cable. Experimentalmente se ha demostrado que el diámetro es de 3 a 4 mm. (Ref. 8).

### 2.2.3 Influencia del Diámetro del Conductor

A mayor diámetro hay menos concentración de cargas y, por ello, menos intensidad de campo. Por esta razón es muy importante el estudio de pérdidas por efecto corona en líneas de transmisión para determinar el conductor económico.

## 2.3 INFLUENCIA DE LA DENSIDAD DEL AIRE .Y HUMEDAD

Al variar la densidad del aire respecto a la presión y tem

peratura, varía también su rigidez dieléctrica conforme las siguientes ecuaciones (Ref. 4 y 12).

$$\delta = 0.386 P / (273 + t) \quad (2.2)$$

P = Presión barométrica (mm.Hg.)

t = Temperatura ambiente (°C)

$\delta$  = Densidad relativa del aire

A la presión barométrica se la puede describir en función de la altura sobre el nivel del mar:

$$\text{PRES} = 760 e^{(-0.118 \text{ ASNM} \cdot 10^{-8})} \quad (2.3)$$

PRES = Presión barométrica. (mm.Hg.)

ASNM = Altura sobre el nivel del mar. (cm.)

La ecuación del gradiente crítico se corrige:

$$E_c = E_0 \delta (1 + 0.3/\sqrt{\delta r}) \quad (2.4)$$

$$E_c = 30 \delta (1 + 0.3/\sqrt{\delta r}) \quad (2.5)$$

El vapor de agua actúa como un gas electronegativo con gran facilidad de capturar electrones, efecto favorable que resulta mayor para frecuencias bajas de impulsos. Pero este efecto es contrarrestado cuando se forma una película de agua sobre el conductor, creándose nuevos

puntos de corona. Por esto, en el cálculo del gradiente crítico no se hace ninguna corrección respecto a la influencia de la humedad del aire.

#### 2.4 INFLUENCIA DEL NUMERO DE CONDUCTORES POR FASE

Este factor ejerce singular importancia. A igualdad de intensidad media de campo en los conductores, las pérdidas por corona resultan menores cuanto mayor es aquel número.

Al comparar una línea de dos cables con otra de cable único, hueco y de sección equivalente (por fase), se obtuvo en la primera un 40 % menos de pérdidas y un 20 % más de tensión perturbadora inicial (Ref. 8).

## CAPITULO III

### CALCULO DE LAS PERDIDAS POR EFECTO CORONA

#### 1. EVOLUCION DE LOS METODOS DE CALCULO (Ref.3 y 9)

En 1911 Peek encontró que las pérdidas por efecto corona para conductores limpios y secos en estado permanente pueden determinarse por la relación:

$$P_c = \frac{241}{\delta} (f+25) \frac{r}{D} (V - V_c)^2 10^{-5} \quad (3.1)$$

$$V_c = E_c \cdot r \cdot \ln \frac{D}{r} \quad (3.2)$$

$$E_c = 29.8 \text{ m.}\delta \quad (3.3)$$

$P_c$  = Pérdidas por corona. (Kw./Km.)

$E_c$  = Gradiente crítico (Kv. pico/cm.)

$V_c$  = Tensión crítica (disruptiva) al neutro.

$m$  = Factor de superficie.

$\delta$  = Densidad relativa del aire.

$r$  = Radio del conductor en cm.

$D$  = Distancia media geométrica entre fases cm.

$f$  = Frecuencia Hz.

$V$  = Tensión aplicada al neutro Kv.

Peek, a través del factor de superficie  $m$ , toma en cuenta la influencia del mal tiempo (lluvia).

Sin embargo, esta ley cuadrática no fue válida en la región cercana al voltaje de iniciación de corona (Ref. 4).

En 1924 Ryen y Henline propusieron una ecuación para buen tiempo (Ref. 4).

$$P_c = 4fCV(V - V_c) \quad (3.4)$$

$P_c$  = Pérdidas por corona. (Kw.)

$f$  = Frecuencia del voltaje aplicado. (Hz.)

$C$  = Capacitancia línea-tierra del conductor.

En 1933, para tomar en cuenta el efecto de valores de gradiente cercanos al crítico, donde las pérdidas tienen significativa importancia, Peterson desarrolló la fórmula:

$$P_c = 0.111 \cdot 10^{-3} f \cdot r^2 \cdot E^2 \cdot F(E/E_c) \quad (3.5)$$

$E$  = Gradiente de operación del conductor (Kv./cm.)

$f$  = Frecuencia de la línea (Hz.)

$r$  = Radio del conductor (cm.)

El valor de  $F(E/E_c)$  está dado por la función experimental, grafizada en la Fig. 11 (Ref. 9).

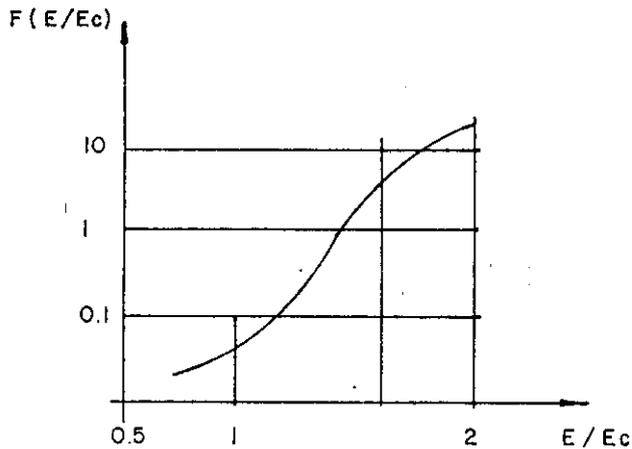


Figura 11

El gradiente crítico de Peterson es:

$$E_c = K m \delta^{2/3} \quad (3.6)$$

$K = 29.8$  para un conductor ideal liso. Toma diversos valores según el diámetro y número de hebras del conductor real, diámetro y distancia entre fases (Ref. 6).

En esta fórmula también solo se puede determinar a través del factor  $m$ , la influencia de la lluvia, pero de una manera muy imprecisa, especialmente para muy altos voltajes.

Por esto, estas fórmulas experimentales tienen mayor validez para buen tiempo.

La Hydro Electric Power Commission of Ontario, realizó pruebas en dos líneas de 5.000 metros de longitud y 500 Kv., con disposición trifásica horizontal y estructuras compuestas de madera. A base de estas pruebas se ha desarrollado una ecuación para pérdidas por corona para conductores:

$$P = K.f.r.^2.\Delta\rho/2Ee^2 \ln(Ee/Ec) \quad (3.7)$$

- P = Pérdidas de corona por conductor, en Kw/milla  
 K = Constante condicional para un tiempo dado y un estado de superficie del conductor.  
 f = Frecuencia de Hz.  
 r = Radio del conductor, en cm.  
 Ee = Gradiente efectiva en la superficie, en Kv./cm.  
 $\Delta\rho$  = Parte angular de la superficie del conductor que influencia en la gradiente corona (radianes).

En los Estados Unidos se han hecho estudios extensivos en líneas experimentales de E.A.V. Es así como se ha desarrollado una ecuación para pérdidas por corona:

$$\Sigma P = P_{FW} + \left(\frac{V}{\sqrt{3}}\right) Jr.^2 \ln(1+KR) \Sigma^n (E^m) \quad (3.8)$$

- P = Pérdida total trifásica en Kw/milla.  
 $P_{FW}$  = Pérdida total por corona para buen tiempo, en Kw. trifásicos /milla.

- V = Voltaje fase-fase, en (Kv.)
- J = Una constante de pérdidas por corriente. Se ha encontrado aproximadamente que tiene un valor de  $5.35 \times 10^{-10}$  para 500 y 700 Kv. Se tiene pocos valores de J para determinados modelos de líneas, por lo cual este método es limitado.
- r = Radio del conductor, en cm.
- n = Número total de conductores.
- E = Gradiente de la parte inferior de cada conductor, en Kv /cm.
- m = Una constante, aproximadamente vale 5.
- R = Cantidad de lluvia, en mm/hora.
- K = Coeficiente de humedad, igual a 10.

El símbolo  $\sum_{i=1}^n (E^m)$  significa que se debe tratar a cada uno de los n conductores en forma individual: determinar el gradiente en cada conductor, elevarlo a la quinta potencia y sumar los resultados.

## 2. ESTUDIO DEL GRADIENTE SOBRE UN CONDUCTOR (Concepto Fundamental)

Dada la dificultad de hacer cálculos para este objetivo, ha sido necesario buscar modelos matemáticos de aplicación al computador.

Con el fin de obtener los valores de gradiente por fór -

mulas más precisas, se han utilizado los coeficientes de Maxwell, distribución de cargas en conductores y teoría del campo eléctrico.

Para una línea de transmisión, la aproximación al plano de tierra provoca una distorsión en las líneas equipotenciales y, por lo tanto, de la distribución del campo eléctrico.

Esta alteración se puede visualizar en la Fig. 12, utilizando el método de las imágenes.

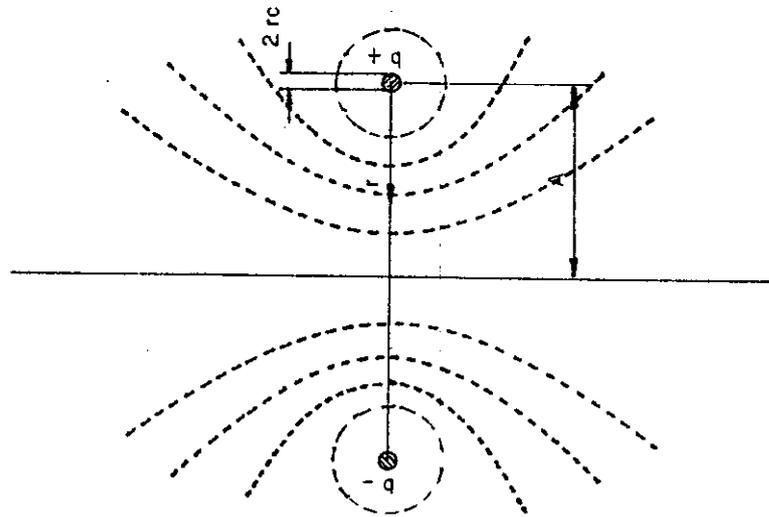


Figura 12

Para el caso real, la altura es mucho mayor que el dímetro del conductor, por tanto, se puede suponer simetría cilíndrica.

$$A \gg r$$

$$V(+)-V(-)=\int_{r_0}^{2A-r_0} \vec{E} \cdot d\vec{r} \hat{r} \quad (3.9)$$

$$\vec{E} \hat{r} = Q/2\pi\epsilon_0 r + Q/2\pi\epsilon_0(2A-r) \quad (3.10)$$

$$\vec{E} \hat{r} \cong Q/2\pi\epsilon_0 r \quad (3.11)$$

$$\Delta V = (Q/2\pi\epsilon_0) \int_{r_0}^{2A-r_0} (1/r + 1/(A-r)) dr \quad (3.12)$$

$$\Delta V = (Q/2\pi\epsilon_0) \ln((2A-r_0)/r_0) \quad (3.13)$$

$$\Delta V \cong (Q/2\pi\epsilon_0) \ln(2A/r_0) \quad (3.14)$$

$$C = Q/\Delta V \quad (3.15)$$

$$C = 2\pi\epsilon_0/\ln(2A/r_0) \quad (3.16)$$

$$E = \Delta V/r \cdot \ln(2A/r_0) \quad (3.17)$$

- A = Altura de la línea.  
 V = Tensión del conductor.  
 E = Intensidad de campo eléctrico.  
 C = Capacitancia.  
 Q = Carga del conductor.  
 $\epsilon_0$  = Permisividad del aire.

La intensidad de campo máxima está dada por la ecuación:

$$E_{\text{máx}} = \Delta V / r_c \ln(2A / r_c) \quad (3.18)$$

- $E_{\text{máx}}$  = Intensidad máxima de campo eléctrico.  
 $r_c$  = Radio del conductor

### 3. APLICACION DEL CONCEPTO FUNDAMENTAL PARA N CONDUCTORES

Supongamos el circuito de la Fig. 13, de cuatro conductores por fase.

Se considerará un sistema cartesiano de modo que el eje X coincida con el plano a tierra y el eje Y con un eje de simetría al circuito.

Se utilizará como recurso el método de las imágenes, que consiste en reemplazar el plano de tierra con un circuito imagen de conductores ficticios.

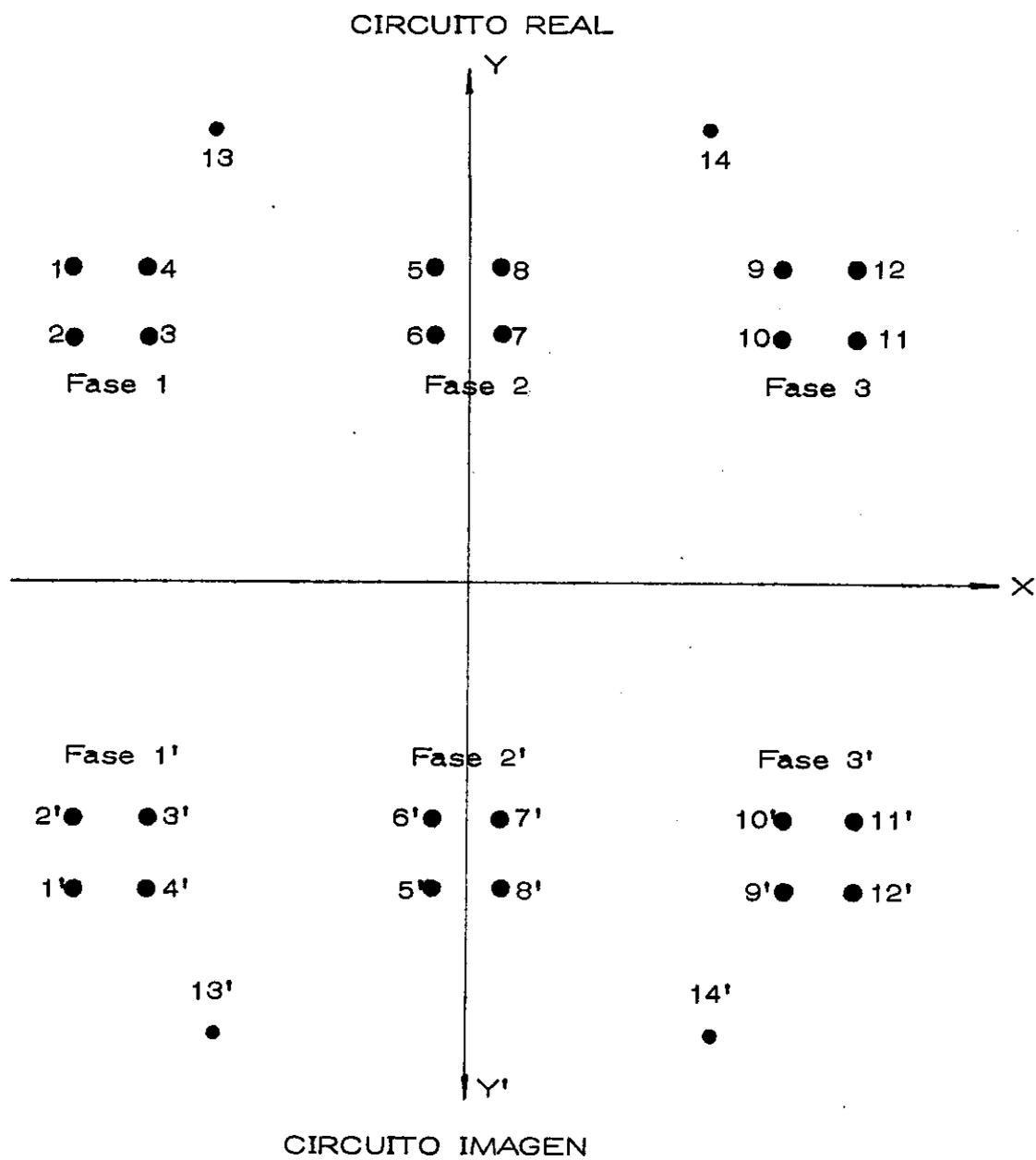


Figura 13

### 3.1 COEFICIENTES DE MAXWELL

De acuerdo a las consideraciones anteriormente establecidas, podemos calcular los coeficientes de Maxwell con las siguientes relaciones (Ref. 4 y 5)

Para el cálculo de la influencia propia de la carga  $q$  del conductor:

$$P_{ii} = K \cdot \ln(D_{ii}'/r) \quad (3.19)$$

$$K = 1/2\pi\epsilon_0 \quad (3.20)$$

$P_{ii}$  = Coeficiente de Maxwell.

$D_{ii}'$  = Distancia del conductor real  $i$  a su conductor imagen  $i'$ .

$r$  = Radio del conductor.

Para el cálculo de la influencia mutua de la carga  $q_i$  sobre el conductor  $j$ :

$$P_{ij} = K \cdot \ln(D_{ij}'/D_{ij}) \quad (3.21)$$

$P_{ij}$  = Coeficiente de Maxwell.

$D_{ij}$  = Distancia del conductor  $i$  al conductor  $j$ .

$D_{ij}'$  = Distancia entre el conductor real  $i$  y el conductor imagen  $j$ .

Si aplicamos estos coeficientes al circuito del ejemplo y hacemos variar tanto  $i$  como  $j$  de 1 a 14, podemos obtener una matriz de coeficientes de Maxwell  $[P]$  (Fig. 14) donde los elementos de la diagonal son dados por  $P_{ii}$ , y los restantes por  $P_{ij}$ .

Dado que:

$$D_{ij} = D_{ji}$$

$$D'_{ij} = D'_{ji}$$

podemos deducir que:

$$P_{ij} = P_{ji}$$

de esto podemos deducir que la matriz  $[P]$  es simétrica.

Esta matriz puede ser fraccionada según los circuitos o según las fases. La matriz resultante del ejemplo puede ser considerada como un caso particular de los coeficientes de Maxwell para  $n$  circuitos.



A las submatrices resultantes se las puede clasificar de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} P_{1,1} \end{bmatrix}, \begin{bmatrix} P_{2,2} \end{bmatrix}, \begin{bmatrix} P_{3,3} \end{bmatrix}$$

Representan la influencia entre sí de los conductores propios de cada fase.

$$\begin{bmatrix} P_{G,G} \end{bmatrix}$$

Representa la influencia propia de los cables de guardia.

$$\begin{bmatrix} P_{1,2} \end{bmatrix}, \begin{bmatrix} P_{1,3} \end{bmatrix}, \begin{bmatrix} P_{2,3} \end{bmatrix}$$

Representan la influencia de los conductores de una fase respecto a otra.

$$\begin{bmatrix} P_{1,G} \end{bmatrix}, \begin{bmatrix} P_{2,G} \end{bmatrix}, \begin{bmatrix} P_{3,G} \end{bmatrix}$$

Representan la influencia de cada fase respecto a los hilos de guardia.

De esta manera se puede representar la influencia de circuitos paralelos entre sí.

### 3.2 DETERMINACION DEL GRADIENTE DE POTENCIAL

Si un conductor  $i$  está a un potencial  $V_i$ , su carga  $q$  será proporcional a  $V_i$ . Matricialmente se puede escribir:

$$[Q] = [P]^{-1} [V] \quad (3.22)$$

$[Q]$  = Vector de distribución de cargas en los conductores.

$[P]^{-1}$  = Matriz inversa de los coeficientes de Maxwell.

$[V]$  = Vector de voltajes en los conductores.

Tanto  $[Q]$  como  $[V]$  pueden ser fraccionados de acuerdo al fraccionamiento de  $[P]$

$$[Q] = \begin{bmatrix} Q_1 \\ Q_2 \\ Q_3 \\ Q_g \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

$$[V] = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_g \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

Las matrices resultantes se refieren a las cargas y tensiones de los conductores de las tres fases y del cable de guardia.

Debido a que se desea el máximo gradiente en cada fase, éste se debe calcular cuando el voltaje es máximo en cada fase:

$$[V] = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V.\text{m}\acute{a}\text{x. sen } \phi \\ V.\text{m}\acute{a}\text{x. sen}(\phi + 120) \\ V.\text{m}\acute{a}\text{x. sen}(\phi - 120) \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

Por ejemplo, para el c\`alculo de la fase 1:

Si  $\phi = 90^\circ$

$$[V] = \begin{bmatrix} V \text{ m}\acute{a}\text{x.} \\ - 1/2 V \text{ m}\acute{a}\text{x.} \\ 1/2 V \text{ m}\acute{a}\text{x.} \end{bmatrix}$$

Se debe obtener el vector de voltajes por conductor sabiendo que cada conductor de una misma fase tiene el mismo voltaje de la fase.

Los hilos de guardia se consideran con voltaje 0.

Haciendo el producto matricial  $[P]^{-1} [V]$  obtenemos el c\`alculo del gradiente promedio del conductor, a partir de que:

$$[E] = (\sqrt{2/3} / r) [Q] \quad (3.26)$$

$[E]$  = Vector de gradientes en cada conductor, en Kv. pico/cm.

El factor  $\sqrt{2/3}$  nos indica que el voltaje debe estar dado en Kv. eficaces fase-fase.

Para obtener el gradiente promedio por fase, se calcula la media aritmética de los gradientes de cada conductor que conforman el Haz.

$$[E_p] = \begin{bmatrix} E_p(1) \\ E_p(2) \\ E_p(3) \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

$$E_p(1) = (E_1 + E_2 + \dots + E_n) / n \quad (3.28)$$

$n$  = Número de conductores por fase.

El gradiente máximo en cada conductor se lo puede hallar a partir de que (Ref. 3):

$$[E_{m\acute{o}x}] = [E_p](1 + (r(n-1)\cos\theta) / R) \quad (3.29)$$

$R$  = Radio del haz de conductores

cuando  $\theta = 0^\circ$

Para un mismo número de conductores por fase, el tipo de configuración geométrica tiene una pequeña influencia comparada con la producida por las variaciones de radio del conductor o espaciamentos entre fases.

4. PREDETERMINACION DE LAS PERDIDAS POR EFECTO  
CORONA

4.1 PERDIDAS POR CORONA EN BUEN TIEMPO (Ausencia  
de Lluvia)

Las pérdidas por efecto corona para buen tiempo compara  
das con las pérdidas bajo lluvia son pequeñas.

Cuando la línea de transmisión opera en ausencia de lluvia un gran porcentaje del tiempo, se debe considerar las pérdidas por corona por la incidencia económica que puedan tener.

Se ha observado que, para este caso, la mayoría de las pérdidas por corona ocurre en los aisladores antes que en el conductor y la densidad relativa del aire tiene apenas una pequeña influencia en el valor total de ellas (Ref. 3 y 8).

4.2 PERDIDAS POR CORONA EN MAL TIEMPO (Presencia  
de lluvia)

De acuerdo a los análisis realizados anteriormente y en base a estudios y experimentos (Ref. 1, 2, 3, 4, 10 y 11) se puede determinar las pérdidas por corona para mal tiempo en líneas de transmisión de altos voltajes.

Para una línea de tensión antenna, estas pérdidas resultan de multiplicar un factor que toma en cuenta la disposición geométrica de la línea (K) y las llamadas pérdidas normalizadas (Pn)

$$P = K \cdot P_n \quad (3.30)$$

A las pérdidas normalizadas se las puede encontrar en función de un coeficiente de estado de la superficie de los conductores (m) y el gradiente máximo superficial de los mismos con respecto al gradiente crítico ( $E_{\text{máx}}/E_c$ ), como se especifica en el Apéndice N° 1 (Ref. 1)

Existe una relación directa entre el coeficiente de estado superficial del conductor y la intensidad de lluvia (Apéndice N° 2). Esta relación ha sido hallada experimentalmente (Ref. 1).

De igual forma se ha visto que hay relación entre el coeficiente de estado superficial y el envejecimiento de los conductores, ya que, al ser nuevos presentan más rugosidades y, conforme son atacadas por agentes externos se alisan, reduciéndose las pérdidas para una misma intensidad de lluvia.

Para el cálculo de las pérdidas por efecto corona en líneas de transmisión de altos voltajes, consecuentemente, son indispensables los siguientes elementos:

- a. Gradiente máximo en la superficie de los conductores.
- b. Intensidad de precipitación.
- c. Familia de curvas de pérdidas normalizadas.
- d. Curvas que relacionen el coeficiente de estado superficial y la intensidad de lluvia.

Para el cálculo de las pérdidas, el primer paso es la de terminación del gradiente máximo en la superficie de los conductores, el cual es función de la tensión aplicada y de la geometría misma de la línea (Numerales 2 y 3). Luego se calcula el gradiente **crítico** de los conductores de acuerdo a la ecuación 2.5 .

Con el gradiente máximo de operación de cada fase y el gradiente crítico se puede calcular la relación  $E_{\text{máx}}/E_c$  que es una variable de entrada a la familia de curvas normalizadas.

El siguiente paso es el cálculo del coeficiente K, el cual se lo obtiene mediante la ecuación:

$$K = (f/50)(n\beta r)^2 \log(R/Re) \cdot \log(\rho/Re) / \log(R/\rho) \quad (3.31)$$

n = Número de conductores por fase.

r = Radio de cada conductor que compone el haz de conductores de cada fase (cm.).

- Re = Radio del conductor simple que tiene la misma capacitancia del haz de conductores, con relación al mismo ambiente (radio efectivo, en cm.)
- R = Radio del cilindro del potencial cero del conductor coaxial de la misma capacitancia (cm.).
- f = Frecuencia a la que opera la línea (Hz.).
- $\beta$  =  $1 + 0.3/\sqrt{\epsilon_r}$  (coeficiente de Peek).
- $\rho$  =  $18\sqrt{r}$  para un conductor por fase.
- $\rho$  =  $18\sqrt{n \cdot r + 4}$  para haces de conductores.

Para el cálculo del radio efectivo del haz de conductores se puede aplicar la siguiente ecuación: (Ref. 10)

$$Re = (n \cdot r \cdot (S/2 \cdot \text{sen}(\pi/n))^{n-1})^{1/n} \quad (3.32)$$

- s = Espaciamiento entre los conductores del haz.

### - Estudio de la Capacitancia

Para poder encontrar R es necesario calcular la capacitancia efectiva de las fases. Para esto se debe calcular previamente la matriz de coeficientes de potencial de Maxwell. Invirtiendo esta matriz se tiene la matriz de capacitancias. Se pueden tomar simplemente los elementos de la diagonal principal y usarlos como si fuesen las capacitancias efectivas de las fases, o para mayor exactitud se puede tomar en cuenta la influencia de las otras fases, corrigién

dose los elementos de la diagonal.

Reemplazando la ecuación 3.19 en las ecuaciones 3.14 y 3.15, se tiene:

$$C = 1 / P(i,i) \quad (3.33)$$

Para un haz de conductores, dado que el voltaje es el mismo para cada conductor al igual que las cargas, se tiene:

$$[Q_{total}] = n.V / [P_{11} + P_{12} + \dots + P_{1n}] \quad (3.34)$$

$$C = [P_{11} + P_{12} + \dots + P_{1n}]^{-1} \quad (3.35)$$

Una vez conocida la capacitancia y el radio efectivo se puede hallar R utilizando la siguiente ecuación (Ref.11)

$$R = \ln (R_e / C) \quad (3.36)$$

Una vez conocidos todos estos parámetros podemos entrar al cálculo del coeficiente K.

El próximo paso es encontrar las pérdidas normalizadas. Para esto es necesario encontrar un sistema que facilite

la entrada al computador de la familia de curvas de pérdidas normalizadas y de coeficientes superficiales en función de la intensidad de lluvia (Apéndices Nos. 1 y 2).

Es importante notar que un conductor cambia su condición de nuevo a envejecido en menos de dos años. En vista de que la vida útil de la línea de transmisión es mucho mayor que dos años se puede considerar para el cálculo de pérdidas por corona al conductor ya envejecido.

Una vez conocidos los factores  $K$  y  $P_n$  se puede, por último calcular las pérdidas reales de potencia por efecto corona de acuerdo a la ecuación 3.30 .

## CAPITULO IV

### CALCULO DIGITAL

A continuación se presenta un programa digital que permite calcular las pérdidas por efecto corona trifásicas en líneas de transmisión de altos voltajes, para mal tiempo, en siete tipos de líneas de un solo circuito con disposición horizontal, y en dos tipos de líneas de doble circuito.

#### 1. DISPOSICIONES GEOMETRICAS A UTILIZARSE

Para el presente trabajo se han considerado las configuraciones geométricas más comunes para líneas de transmisión de muy alto voltaje.

La disposición de las fases para los siete primeros casos es horizontal (circuito simple) y para los dos casos siguientes es vertical (doble circuito).

Como protección de la línea, para todos los casos, se utilizarán dos cables de guardia.

##### 1.1 VARIABLES DE LA LINEA

LCG = Configuración geométrica de la línea.

RC = Radio de cada conductor.

RG = Radio del cable de guardia.  
 s = Separación entre conductores de una misma fase.

- Si se tiene circuito simple, disposición horizontal

DFG = Distancia entre la fase exterior y el cable de guardia.

DFF = Distancia entre fases.

A = Altura entre fase y tierra.

$\varphi$  = Angulo entre DFG y la vertical (ángulo de apantallamiento).

- Si se tiene doble circuito, disposición vertical

A1 = Altura entre fase 1 y tierra.

A2 = Altura entre fase 2 y tierra.

A3 = Altura entre fase 3 y tierra.

AG = Altura entre el cable de guardia y tierra.

La altura entre los conductores y tierra debe ser mucho mayor que la separación entre los conductores (s).

D1 = Distancia fase 1 - eje de simetría Y.

D2 = Distancia fase 2 - eje de simetría Y.

D3 = Distancia fase 3 - eje de simetría Y.

DG = Distancia cable de guardia - eje de simetría Y.

## 1.2 TIPOS DE CONFIGURACIONES

a. LCG = 1 (Fig. 15)

Un conductor por fase, circuito simple.

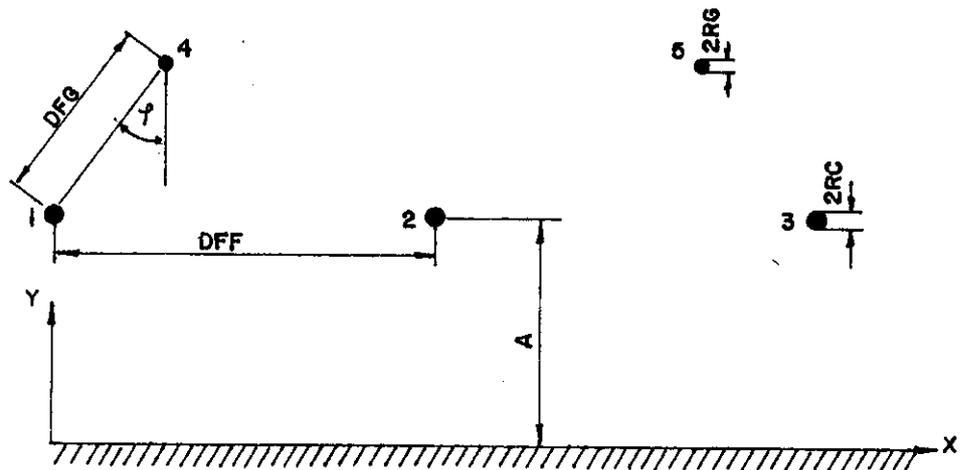


Figura 15

b. LCG = 2 (Fig. 16)

Dos conductores por fase colocados horizontalmente, circuito simple.

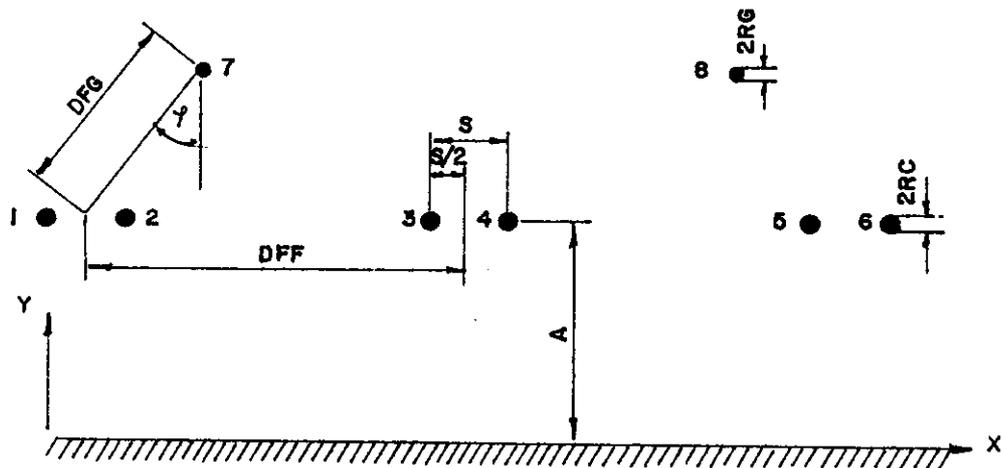


Figura 16

c. LCG = 3 (Fig. 17)

Dos conductores por fase colocados verticalmente, circuito simple.

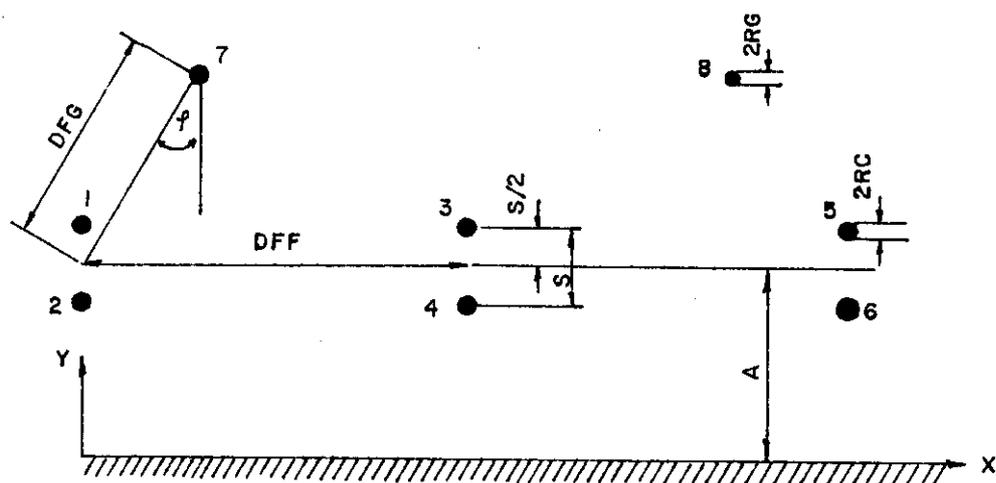


Figura 17

d. LCG = 4 (Fig. 18)

Tres conductores por fase colocados en triángulo equilátero, vértice hacia abajo, circuito simple.

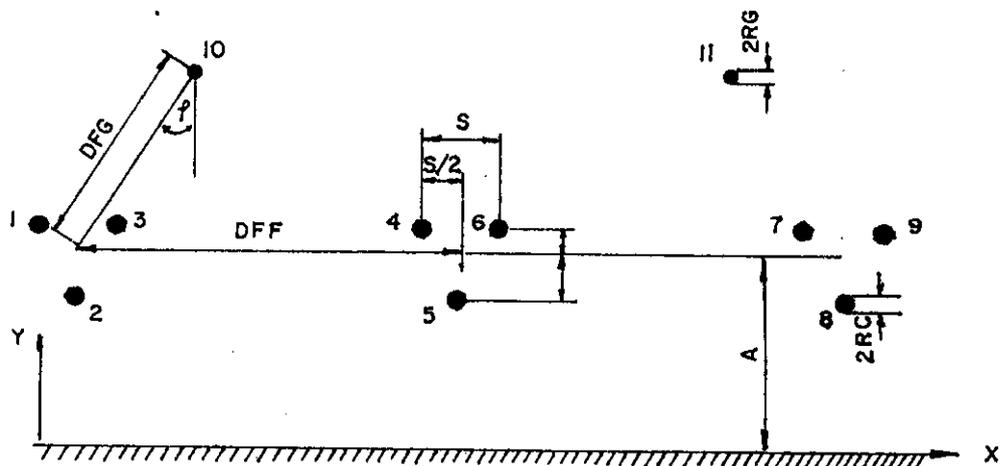


Figura 18



g.  $LCG = 7$  (Fig. 21)

Cuatro conductores por fase colocados en cuadrado girado  $45^\circ$ , circuito simple.

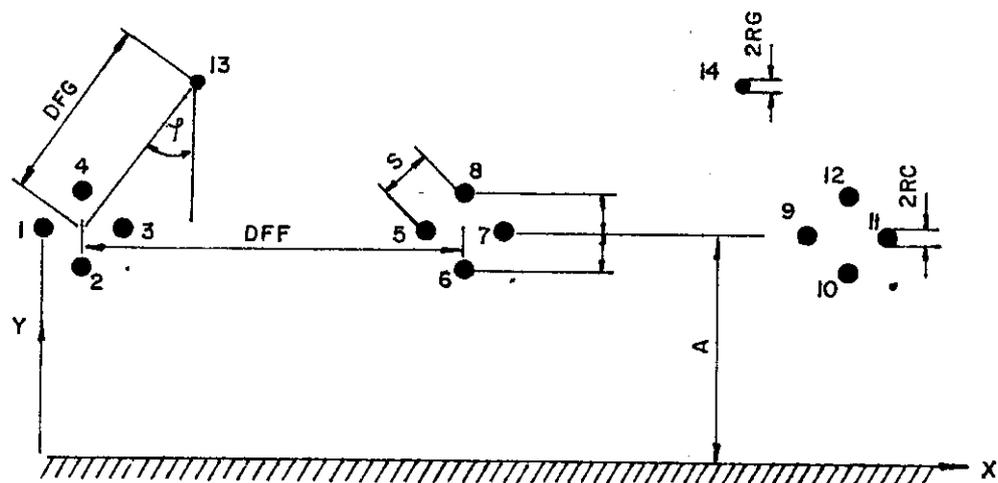


Figura 21

h.  $LCG = 8$  (Fig. 22)

Un conductor por fase (por circuito), doble circuito.

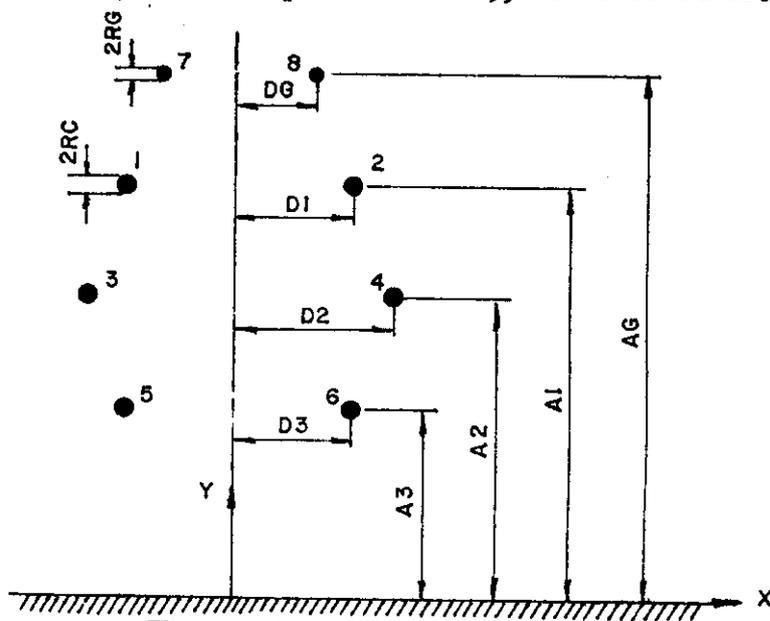


Figura 22

i. LCG = 9 (Fig. 23)

Dos conductores por fase (por circuito) colocados horizontalmente, doble circuito.

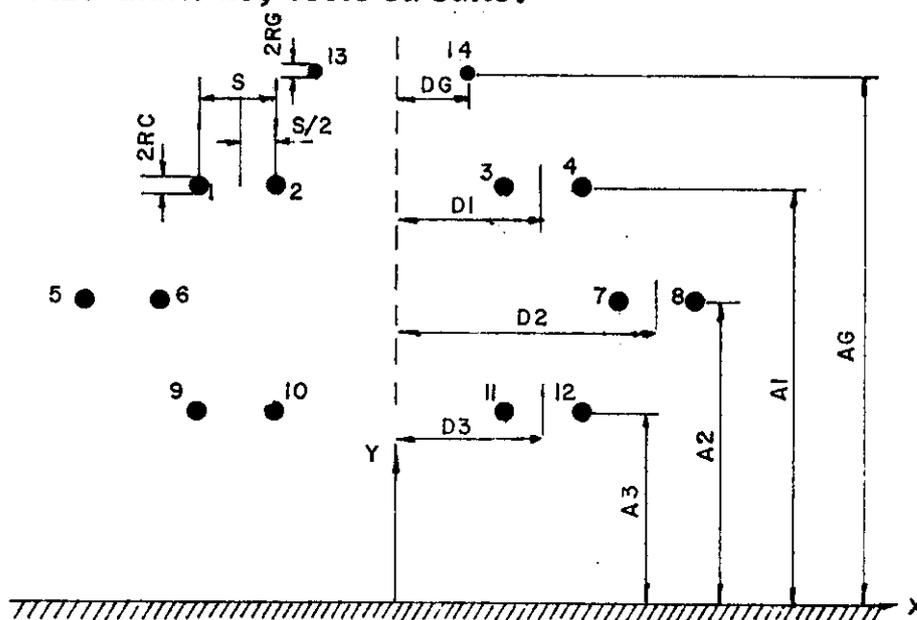


Figura 23

## 2. DATOS DE ENTRADA AL PROGRAMA

- S = Separación entre conductores que forman el haz en cada fase (cm.).
- RC = Radio de cada conductor (cm.).
- RG = Radio del cable de guardia (cm.).
- DRC = Variación del radio del conductor (cm.).
- RC2 = Radio máximo del conductor al cual se desea calcular (cm.).
- TE = Temperatura ambiente ( $^{\circ}\text{C}$ ).
- FR = Frecuencia de operación de la línea (Hz.).

ASNM	=	Altura sobre el nivel del mar (cm.).
VEFF	=	Tensión eficaz fase-fase de operación de la línea (Kv.).
PRECIP	=	Índice de precipitación (mm./hora).
DPRECI	=	Variación de la precipitación (mm./hora).
PRECI2	=	Precipitación máxima a la que se desea calcular (mm./hora).

Si se tiene circuito simple

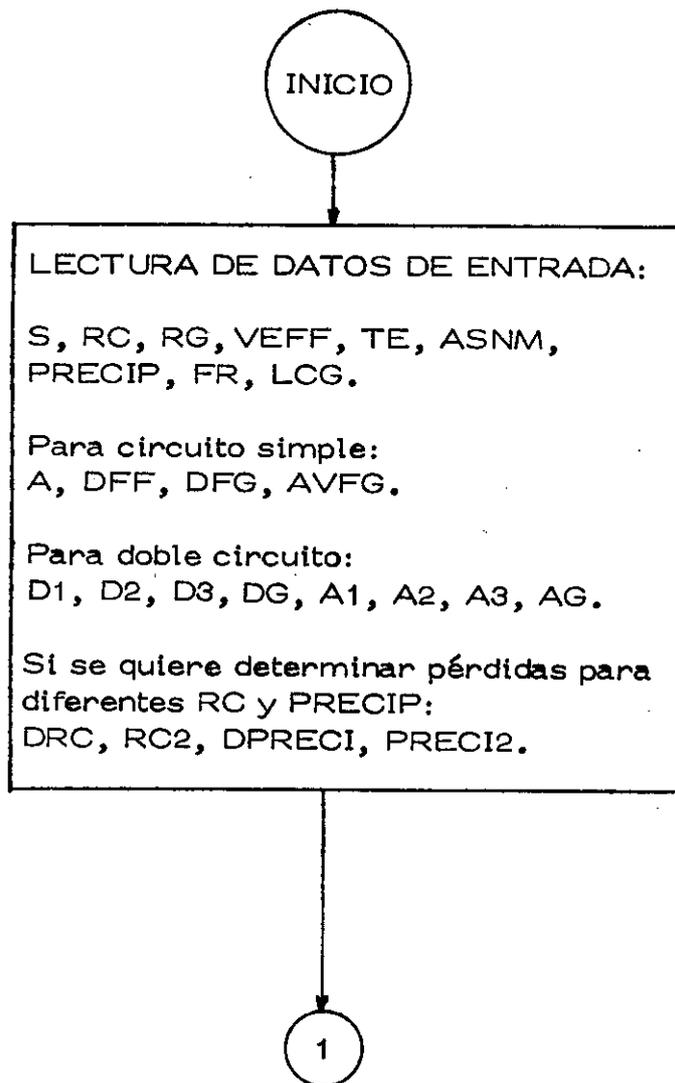
A	=	Distancia fase-tierra, en el punto de la línea donde se desee calcular las pérdidas (cm.).
DFF	=	Distancia entre fases (cm.).
DFG	=	Distancia fase-hilo de guardia (cm.).
AVFG	=	Angulo de apantallamiento (radianes).

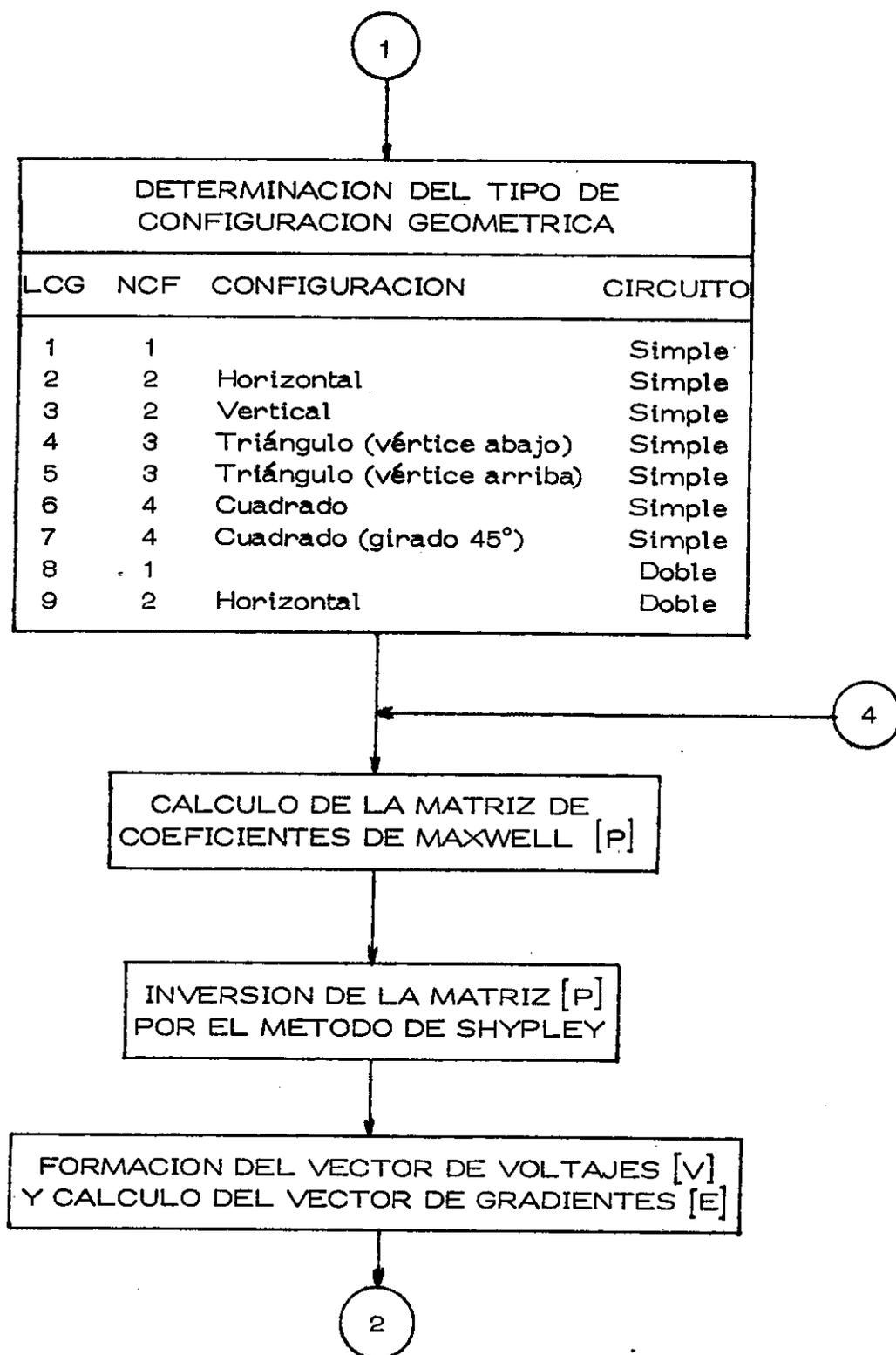
Si se tiene doble circuito

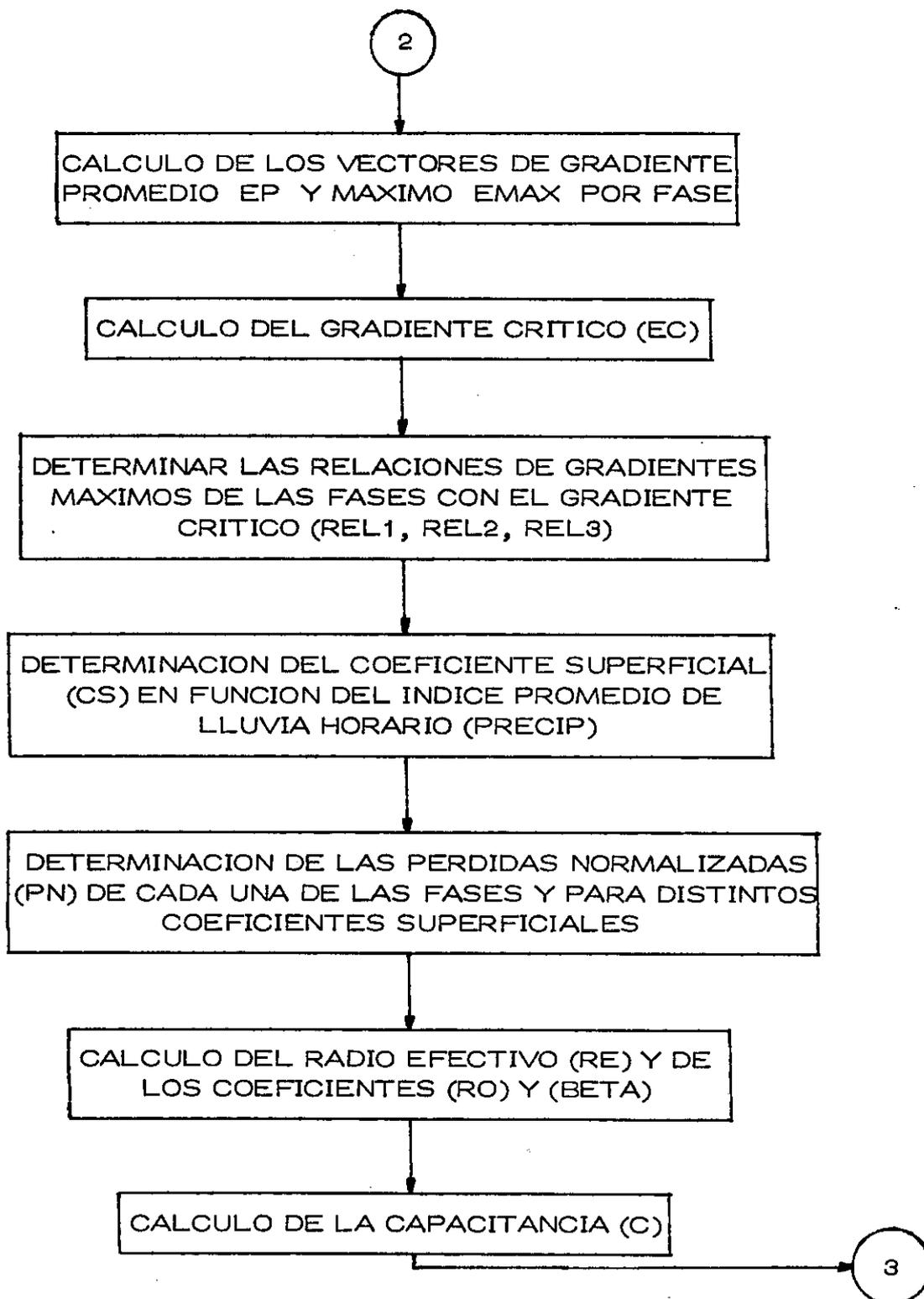
D1	=	Distancia horizontal eje de simetría - fase 1.
D2	=	Distancia horizontal eje de simetría - fase 2.
D3	=	Distancia horizontal eje de simetría - fase 3.
DG	=	Distancia horizontal eje de simetría - cable de guardia.
A1	=	Altura fase 1 - tierra.
A2	=	Altura fase 2 - tierra.
A3	=	Altura fase 3 - tierra.
AG	=	Altura cable de guardia - tierra.

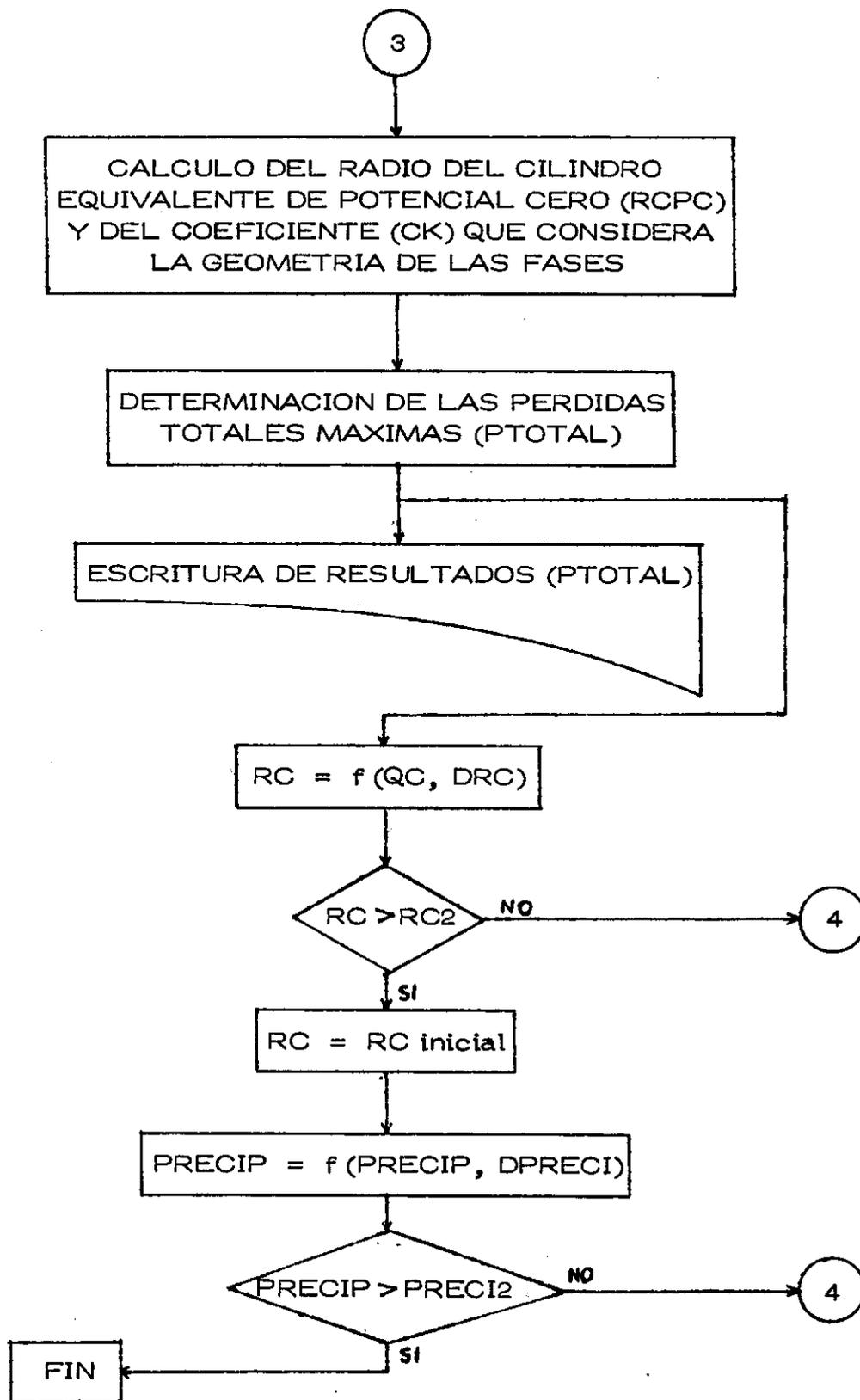
### 3. PROGRAMA DIGITAL

#### 3.1 DIAGRAMA DE FLUJO









### 3.2 LISTADO DEL PROGRAMA

A continuación se presenta la elaboración de un programa digital que es capaz de calcular las pérdidas máximas de potencia por efecto corona en líneas de transmisión de muy alto voltaje, para los casos analizados en el Capítulo III.

El mencionado programa está en el lenguaje Fortran IV.

Para invertir la matriz  $[P]$  se ha utilizado el método de Shipley, descrito en el Apéndice N° 3.

Para introducir al computador las curvas de pérdidas normalizadas, ha sido necesario ajustar cada una de ellas a dos funciones exponenciales de la forma  $Y = a e^{bx}$  (Ref. 7), de modo que el grado de exactitud sea aceptable. Las bases de este procedimiento están descritas en el Apéndice N° 1.

En el Apéndice N° 2 está especificado el procedimiento para introducir en el computador la curva que relaciona el coeficiente superficial con el índice de lluvia.

PROGRAMA DIGITAL QUE CALCULA LAS  
 PERDIDAS POR EFECTO CORONA EN  
 LINEAS DE TRANSMISION DE MUY ALTO  
 VOLTAJE

PARA CADA FASE SE HAN CONSIDERADO LAS CONFIGURACIONES MAS USUALES  
 EN LINEAS DE MUY ALTO VOLTAJE.

S = SEPARACION ENTRE CONDUCTORES QUE FORMAN EL HAZ DE CADA FASE  
 RC = RADIO DE CADA CONDUCTOR EN CADA FASE  
 PG = RADIO DEL HILO DE GUARDIA  
 VEFF = TENSION EFICAZ A LA QUE OPERA LA LINEA (FASE-FASE)  
 TF = TEMPERATURA AMBIENTE  
 ASNM = ALTURA SOBRE EL NIVEL DEL MAR  
 PRECIP = INDICE DE LLUVIA  
 FR = FRECUENCIA A LA QUE OPERA LA LINEA  
 LCG = TIPO DE CONFIGURACION GEOMETRICA DE LA LINEA  
 DRC = VARIACION DEL RADIO DEL CONDUCTOR  
 RC2 = RADIO MAXIMO DEL CONDUCTOR AL CUAL SE QUIERE CALCULAR  
 DPRECIE = VARIACION DE LA PRECIPITACION  
 PRECI2 = PRECIPITACION MAXIMA A LA QUE SE QUIERE CALCULAR

PARA CIRCUITO SIMPLE, DISPOSICION HORIZONTAL

A = DISTANCIA CONDUCTOR-TIERRA EN EL PUNTO DE LA LINEA DONDE SE  
 QUIERA CALCULAR LAS PERDIDAS  
 DEF = DISTANCIA ENTRE FASES  
 DEG = DISTANCIA FASE-HILO DE GUARDIA  
 AVFGE = ANGULO ENTRE LA VERTICAL Y LA DISTANCIA FASE EXTERIOR-HILO  
 DE GUARDIA ( ANGULO DE APANTALLAMIENTO )

PARA DOBLE CIRCUITO, DISPOSICION VERTICAL

D1 = DISTANCIA HORIZONTAL ENTRE EL EJE DE SIMETRIA Y LA FASE 1  
 D2 = DISTANCIA HORIZONTAL ENTRE EL EJE DE SIMETRIA Y LA FASE 2  
 D3 = DISTANCIA HORIZONTAL ENTRE EL EJE DE SIMETRIA Y LA FASE 3  
 DG = DISTANCIA HORIZONTAL ENTRE EL EJE DE SIMETRIA Y EL CABLE DE  
 GUARDIA  
 A1 = ALTURA CON RESPECTO A TIERRA DE LA FASE 1  
 A2 = ALTURA CON RESPECTO A TIERRA DE LA FASE 2  
 A3 = ALTURA CON RESPECTO A TIERRA DE LA FASE 3  
 AG = ALTURA CON RESPECTO A TIERRA DEL CABLE DE GUARDIA



SI SE TIENE DOS CONDUCTORES POR FASE, DISPOSICION HORIZONTAL

```

2 DC 9 I=1,3,1
  IN=1+(I-1)*2
  G(IN,X)=(I-1)*DFF
  G(IN,Y)=A
  IN=IN+1
  G(INN,X)=(I-1)*DFF+S
  G(INN,Y)=A
  G(7,X)=S/2.0+DFG*SIN(AVFG)
  G(7,Y)=A+DFG*COS(AVFG)
  G(8,X)=S/2.0+2*DFF-DFG*SIN(AVFG)
  G(8,Y)=C(7,Y)
  DO 59 I=1,6
93 AL(I)=A
  AL(7)=A+DFG*COS(AVFG)
  AL(8)=AL(7)
  NTC=8
  NCF=2
  GO TO 15

```

SI SE TIENE DOS CONDUCTORES POR FASE, DISPOSICION VERTICAL

```

3 DC 10 I=1,2,1
  IN=1+(I-1)*2
  G(IN,X)=(I-1)*DFF
  G(IN,Y)=A+S/2.0
  IN=IN+1
  G(INN,X)=(I-1)*DFF
  G(INN,Y)=A-S/2.0
  G(7,X)=DFG*SIN(AVFG)
  G(7,Y)=A+DFG*COS(AVFG)
  G(8,X)=2*DFF-DFG*SIN(AVFG)
  G(8,Y)=C(7,Y)
  DO 104 I=1,5,2
104 AL(I)=A+S/2.0
  DC 105 I=2,6,2
105 AL(I)=A-S/2.0
  AL(7)=A+DFG*COS(AVFG)
  AL(8)=AL(7)
  NTC=8
  NCF=2
  GO TO 15

```

C  
C  
C  
C  
C  
C



```

C
124 DO 124 I=1,9
    AL(I)=A-S/(2.0*SQRT(3.0))
125 DO 125 I=2,9,3
    AL(I)=A+S/SQRT(3.0)
    AL(10)=A+DFG*COS(AVFG)
    AL(11)=AL(10)
    NTC=11
    NCF=3
    GO TO 15

C
6 SI SE TIENE CUATRO CONDUCTORES POR FASE, DISPOSICION CUADRADO
  DC 13 I=1,3,1
  IN=1+(I-1)*4
  G(IN,X)=(I-1)*DFF
  G(IN,Y)=A+S/2.0
  IN=IN+1
  G(INN,X)=(I-1)*DFF
  G(INN,Y)=A-S/2.0
  INN=INN+1
  G(INNN,X)=(I-1)*DFF+S
  G(INNN,Y)=A-S/2.0
  INNN=INNN+1
  G(INNNN,X)=(I-1)*DFF+S
  G(INNNN,Y)=A+S/2.0
  G(13,X)=S/2.0+DFG*SIN(AVFG)
  G(13,Y)=A+DFG*COS(AVFG)
  G(14,X)=S/2.0+DFF-DFG*SIN(AVFG)
  G(14,Y)=C(13,Y)
  PC 134 I=1,9,4
134 AL(I)=A+S/2.0
135 DO 135 I=4,12,4
    AL(I)=A+S/2.0
136 DO 136 I=2,10,4
    AL(I)=A-S/2.0
137 DC 137 I=3,11,4
    AL(I)=A-S/2.0
    AL(13)=A+DFG*COS(AVFG)
    AL(14)=AL(13)
    NTC=14
    NCF=4
    GO TO 15

C
C
C
C
C
C

```



C 800 DOBLE CIRCUITO. SI SE TIENE UN CONDUCTOR POR FASE

- G(1,X)=-D1
- G(2,X)=-D1
- G(3,X)=-D2
- G(4,X)=-D2
- G(5,X)=-D3
- G(6,X)=-D3
- G(7,X)=-DG
- G(8,X)=-DG
- G(1,Y)=A1
- G(2,Y)=A1
- G(3,Y)=A2
- G(4,Y)=A2
- G(5,Y)=A3
- G(6,Y)=A3
- G(7,Y)=AG
- G(8,Y)=AG
- AL(1)=A1
- AL(2)=A1
- AL(3)=A2
- AL(4)=A2
- AL(5)=A3
- AL(6)=A3
- AL(7)=AG
- AL(8)=AG
- NTCEB
- NCFE2
- GO TO 15

C 900 DOBLE CIRCUITO. SI SE TIENE DOS CONDUCTORES POR FASE DISPUESTOS HORIZONTALMENTE.

- G(1,X)=- (D1+S/2.0)
- G(2,X)=- (D1-S/2.0)
- G(3,X)=-G(2,X)
- G(4,X)=-G(1,X)
- G(5,X)=- (D2+S/2.0)
- G(6,X)=- (D2-S/2.0)
- G(7,X)=-G(6,X)
- G(8,X)=-G(5,X)
- G(9,X)=-G(1,X)
- G(10,X)=-G(2,X)
- G(11,X)=-G(3,X)
- G(12,X)=-G(4,X)
- G(13,X)=-DG
- G(14,X)=-DG

C  
C  
C

C

```

904 DC 904 I=1,4
    G(I,Y)=A1
905 DC 905 I=5,8
    G(I,Y)=A2
906 DC 906 I=9,12
    G(I,Y)=A3
    G(13,Y)=AC
    G(14,Y)=AC
907 DC 907 I=1,4
    AL(I)=A1
908 DC 908 I=5,8
    AL(I)=A2
909 DC 909 I=9,12
    AL(I)=A3
    AL(13)=AG
    AL(14)=AG
    NTC=14
    NCF=4

```

C  
C  
C

CALCULO DE LA DIAGONAL PRINCIPAL DE LA MATRIZ DE COEF DE MAXWELL

```

15 NTCN=NTC-2
   DC 16 I=1,NTCN
16 P(I,I)=ALCG(2*AL(I)/RC)
   NTCN=NTC-1
   DC 17 I=NTCN,NTC
17 P(I,I)=ALCG(2*AL(I)/RG)

```

C  
C

CALCULO DE LOS OTROS ELEMENTOS DE LA MATRIZ DE COEF DE MAXWELL

```

DC 117 I=1,NTCN
  IN=I+1
  DC 117 J=IN,NTC
  HNUMER=SQRT((G(I,X)-G(J,X))**2+(G(I,Y)+G(J,Y))**2)
  DENOMI=SQRT((G(I,X)-G(J,X))**2+(G(I,Y)-G(J,Y))**2)
117 P(I,J)=ALCG(HNUMER/DENOMI)
   DC 18 I=2,NTC
   IN=I-1
   DC 18 J=1,IN
19 P(I,J)=P(J,I)

```

C  
C  
C  
C  
C  
C  
C  
C  
C  
C  
C







71 GO TO (71,72,73,74,75,76,77),MS  
 IF(REL1.LE.0.518) PN1=0.0086\*EXP(9.1910\*REL1)  
 IF(REL2.LE.0.518) PN2=0.0086\*EXP(9.1910\*REL2)  
 IF(REL3.LE.0.518) PN3=0.0086\*EXP(9.1910\*REL3)  
 IF(REL1.GT.0.518) PN1=0.0601\*EXP(5.6760\*REL1)  
 IF(REL2.GT.0.518) PN2=0.0601\*EXP(5.6760\*REL2)  
 IF(REL3.GT.0.518) PN3=0.0601\*EXP(5.6760\*REL3)  
 GO TO 94  
 72 IF(REL1.LE.0.560) PN1=0.0035\*EXP(10.181\*REL1)  
 IF(REL2.LE.0.560) PN2=0.0035\*EXP(10.181\*REL2)  
 IF(REL3.LE.0.560) PN3=0.0035\*EXP(10.181\*REL3)  
 IF(REL1.GT.0.560) PN1=0.0384\*EXP(6.0170\*REL1)  
 IF(REL2.GT.0.560) PN2=0.0384\*EXP(6.0170\*REL2)  
 IF(REL3.GT.0.560) PN3=0.0384\*EXP(6.0170\*REL3)  
 GO TO 94  
 73 IF(REL1.LE.0.594) PN1=0.0012\*EXP(11.615\*REL1)  
 IF(REL2.LE.0.594) PN2=0.0012\*EXP(11.615\*REL2)  
 IF(REL3.LE.0.594) PN3=0.0012\*EXP(11.615\*REL3)  
 IF(REL1.GT.0.594) PN1=0.0254\*EXP(6.3541\*REL1)  
 IF(REL2.GT.0.594) PN2=0.0254\*EXP(6.3541\*REL2)  
 IF(REL3.GT.0.594) PN3=0.0254\*EXP(6.3541\*REL3)  
 GO TO 94  
 74 IF(REL1.LE.0.630) PN1=0.0005\*EXP(12.266\*REL1)  
 IF(REL2.LE.0.630) PN2=0.0005\*EXP(12.266\*REL2)  
 IF(REL3.LE.0.630) PN3=0.0005\*EXP(12.266\*REL3)  
 IF(REL1.GT.0.630) PN1=0.0140\*EXP(6.9610\*REL1)  
 IF(REL2.GT.0.630) PN2=0.0140\*EXP(6.9610\*REL2)  
 IF(REL3.GT.0.630) PN3=0.0140\*EXP(6.9610\*REL3)  
 GO TO 94  
 75 IF(REL1.LE.0.660) PN1=0.0002\*EXP(13.316\*REL1)  
 IF(REL2.LE.0.660) PN2=0.0002\*EXP(13.316\*REL2)  
 IF(REL3.LE.0.660) PN3=0.0002\*EXP(13.316\*REL3)  
 IF(REL1.GT.0.660) PN1=0.0101\*EXP(7.1452\*REL1)  
 IF(REL2.GT.0.660) PN2=0.0101\*EXP(7.1452\*REL2)  
 IF(REL3.GT.0.660) PN3=0.0101\*EXP(7.1452\*REL3)  
 GO TO 94  
 76 IF(REL1.LE.0.696) PN1=0.0007\*EXP(14.15\*REL1)  
 IF(REL2.LE.0.696) PN2=0.0007\*EXP(14.15\*REL2)  
 IF(REL3.LE.0.696) PN3=0.0007\*EXP(14.15\*REL3)  
 IF(REL1.GT.0.696) PN1=0.06407\*EXP(7.436\*REL1)  
 IF(REL2.GT.0.696) PN2=0.06407\*EXP(7.436\*REL2)  
 IF(REL3.GT.0.696) PN3=0.06407\*EXP(7.436\*REL3)  
 GO TO 94  
 77 IF(REL1.LE.0.730) PN1=0.00003\*EXP(14.58\*REL1)  
 IF(REL2.LE.0.730) PN2=0.00003\*EXP(14.58\*REL2)  
 IF(REL3.LE.0.730) PN3=0.00003\*EXP(14.58\*REL3)  
 IF(REL1.GT.0.730) PN1=0.00453\*EXP(7.5710\*REL1)  
 IF(REL2.GT.0.730) PN2=0.00453\*EXP(7.5710\*REL2)  
 IF(REL3.GT.0.730) PN3=0.00453\*EXP(7.5710\*REL3)



```

C
C
FORMATOS DE ESCRITURA
IF((PNI.LF.10.0).AND.(PN2.LE.10.0).AND.(PN3.LE.10.0).AND.(PNI.GE.
*05).AND.(PN2.GE..05).AND.PN3.GF..05) WRITE(3,303)LCG,RC,PNI,PN2,PN
*3,PYOTAL
303 FORMAT(/26X,I1,12X,F5.2,10X,F5.2,03X,F5.2,3X,F5.2,9X,F6.2)
IF((PNI.GT.10.0).OR.(PN2.GT.10.0).OR.(PN3.GT.10.0).OR.(PNI.LT..05)
*.CR.(PN2.LT..05).OR.(PN3.LT..05))WRITE(3,403)LCG,RC,PNI,PN2,PN3,PT
*OTAL
403 FORMAT(/26X,I1,12X,F5.2,10X,F5.2, 3X,F5.2,3X,F5.2,9X,F6.2,2X, '*')
GC TO 1004
102 WRITE(3,603) CS
603 FORMAT(/79X,'PROGRAMA NO DISENADO PARA CS MENOR C IGUAL A 0.425.
*Y PARA CS MAYOR A 0.775.',/9X,'PARA ESTE CASO CS=',F8.3/)
C
GENERALIZACION DEL PROGRAMA PARA DIVERSAS CONDICIONES DE RADIO DEL
CONDUCTOR Y DE LA PRECIPITACION
1004 IF(RC.LE.RC2) GO TO 15
C
RC=2.0
LCG=LCG+1
IF(LCG.LT.6) GO TO 1002
WRITE(3,503)
503 FORMAT(/718X,'* SIGNIFICA QUE LAS PERDIDAS ORIENTADAS SON MUY GRAN
*DES PORQUE LOS VALORES DE LAS',/20X,'PERDIDAS NORMALIZADAS SON MA
*YORES A 10.0 O MENORES A 0.05. VALORES QUE NO CALZAN',/20X,'EN LA
*5 CURVAS EN LAS CUALES SE Pasa EL PRESENTF PROGRAMA DIGITAL (APEND
*ICE 1)',/7)
STOP
END

```

## CAPITULO V

### EJEMPLOS DE APLICACION

A este programa se lo ha hecho funcionar para poder compararlo con los resultados obtenidos en la Ref. 4, para una configuración típica a 550 Kv. (Fig. 24)

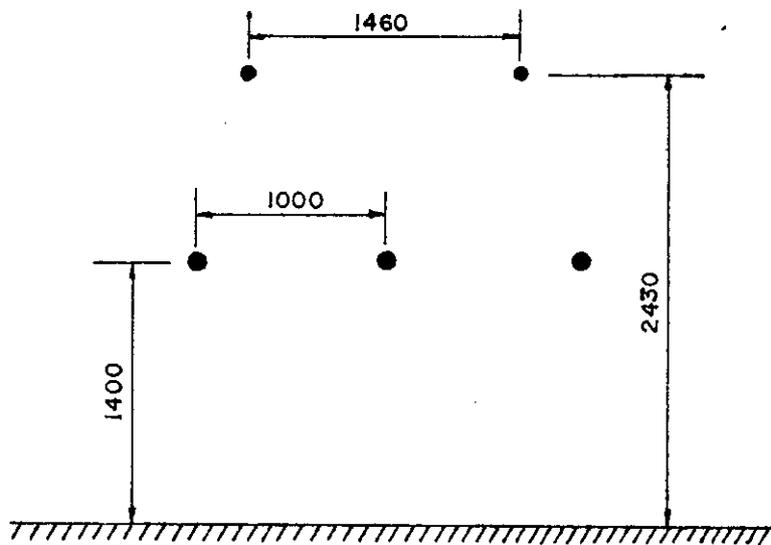


Figura 24

La Fig. 25 indica los datos que fueron utilizados para obtener los valores que se especifican en el Cuadro A.

En el Cuadro B, se establece la comparación entre el método utilizado y los resultados obtenidos de la Ref. 4.



ESTUDIO DE PERDIDAS POR EFECTO CORONA PARA UNA LINEA DE TRANSMISION TIPO DE 550 KV  
 PARA MAL TIEMPO (INDICE DE LLUVIA PROMEDIO DE 3.5 MM/HORA )

RESULTADOS OBTENIDOS UTILIZANDO LA CONFIGURACION ESTABLECIDA EN LA FIGURA N-24

CONFIGURACION GEOMETRICA (LCG)	RADIO DE CADA CONDUCTOR EN CMS	PERDIDAS NORMALIZADAS DE CADA FASE PN1 PN2 PN3	PERDIDAS TRIFASICAS POR EFECTO CORONA EN VATIOS/METRO
2	2.00	1.88 2.71 1.88	194.87
2	3.00	0.32 0.53 0.32	69.64
2	4.00	0.10 0.15 0.10	34.77
3	2.00	1.87 2.71 1.87	194.44
3	3.00	0.32 0.53 0.32	69.44
3	4.00	0.10 0.15 0.10	34.68
4	2.00	0.46 0.83 0.46	83.78
4	3.00	0.09 0.14 0.09	32.14
4	4.00	0.04 0.06 0.04	22.67 *
5	2.00	0.46 0.83 0.46	83.88
5	3.00	0.09 0.14 0.09	32.18
5	4.00	0.04 0.06 0.04	22.71 *

\* SIGNIFICA QUE LAS PERDIDAS OBTENIDAS SON MUY GRANDES PORQUE LOS VALORES DE LAS PERDIDAS NORMALIZADAS SON MAYORES A 10.0 O MENORES A 0.05, VALORES QUE NO CALZAN EN LAS CURVAS EN LAS CUALES SE HASA EL PRESENTE PROGRAMA DIGITAL (APENDICE I)

CUADRO A

CUADRO B

NCF	LCG	RC (cm.)	P. TOTAL (w/m)	P (U.H.V.) (w/m)
2	2	2	194.87	205
		3	69.64	80
		4	34.77	35
3	4	2	83.78	85
		3	32.14	35
		4	22.67 *	--

INDICE DE LLUVIA PROMEDIO = 12.5 mm/hora

\* Cuando existe error en las pérdidas ( $PN < 0.05$ )

Como segundo ejemplo de aplicación del presente trabajo, se han obtenido las pérdidas por efecto corona para la línea a 220 Kv. entre Paute y Guayaquil, en el tramo de la Sierra (esta línea de transmisión está próxima a ser construída). (Fig. 26)

Los datos utilizados (Fig. 27) fueron obtenidos del Departamento de Ingeniería Eléctrica del Instituto Ecuatoriano de Electrificación, INECEL, Los valores de la precipitación y de la temperatura tienen sólo un valor aproximado porque en las regiones por donde pasa la línea de transmisión no se tienen datos históricos precisos, sobre el índice de lluvia promedio en períodos cortos de tiempo, ni sobre la temperatura ambiente promedio.

De todos modos, los resultados obtenidos (Cuadro C) dan una clara idea de la importancia de considerar las pérdidas por efecto corona en el estudio del conductor económico para líneas de transmisión de esas características.

Para poder estructurar el Cuadro C, fue necesario hacer los arreglos convenientes en el listado original del programa.

### CUADRO C

ESTUDIO DE LAS PÉRDIDAS POR EFECTO CORONA PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PAUTE-GUAYACUIL DE 220 KV EN EL TRAMO QUE CORRESPONDE A LA REGIÓN DE LA SIERRA (DATOS OBTENIDOS EN EL DEPTO. ELÉCTRICO DE INECEL).

RESULTADOS OBTENIDOS UTILIZANDO LA CONFIGURACION ESTABLECIDA EN LA FIGURA N-26

CONFIGURACION GEOMETRICA (LCG)	INDICE DE LLUVIA EN MM/HORA	RADIO DE CADA CONDUCTOR EN CMS	PÉRDIDAS NORMALIZADAS DE CADA FASE			PÉRDIDAS TRIFASICAS POR EFECTO CORONA EN VATIOS/METRO
			PN1	PN2	PN3	
A	3.50	1.60	1.09	1.15	0.54	99.41

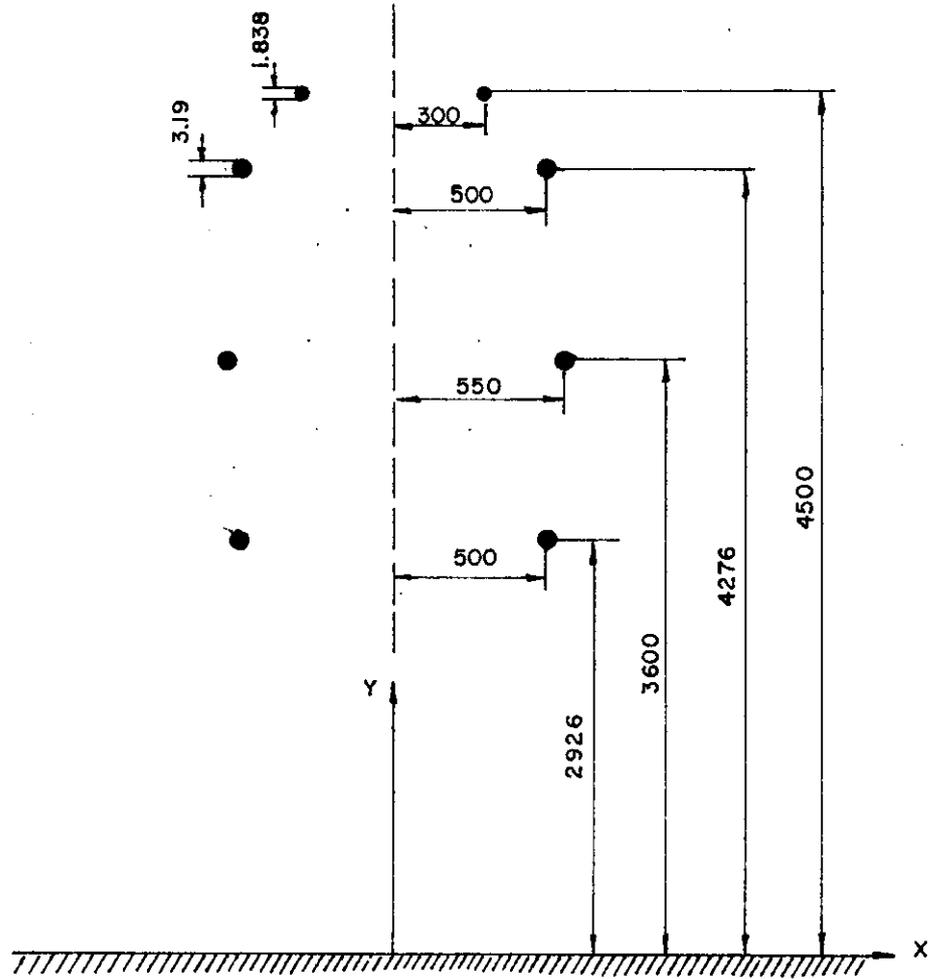


Figura 26



## CAPITULO VI

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Al hacer un diseño de una línea de transmisión es necesario realizar un estudio de las pérdidas por corona que se van a presentar en ella. Por esto es muy importante para un diseñador tener métodos confiables para poder calcularlas.

Datos experimentales proporcionados por recientes investigaciones sobre pérdidas por efecto corona (Ref. 1, 2, 3, 4 y 8) permiten un diseño más optimizado de líneas de transmisión, pudiendo estimarse en una forma cada vez más exacta las pérdidas ocasionadas por este efecto.

El estudio de las pérdidas por efecto corona se lo debe realizar una vez que se tenga idea del tipo de conductor que se va a emplear, ya sea por estudios de pérdidas por efecto Joule, por flujos de cargas, o por consideraciones mecánicas. También será necesario hacer un estudio paralelo de los efectos de radio-interferencia para así poder obtener la configuración geométrica más adecuada, el radio del conductor más económico, conservando las pérdidas y los niveles de perturbación dentro de rangos aceptables.

En la actualidad se hace indispensable para estos cálculos el uso de la computadora, dada la enorme dificultad que representa el

cálculo manual.

El presente trabajo desarrolla el método propuesto por J.J. Cladé y G.H. Gary en I.E.E.E. Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. Pas-89, Nº 5/6, May/June 1970, método que evalúa las pérdidas por efecto corona producidas en líneas de transmisión de altos voltajes.

Este programa digital se basa en datos experimentales, por lo cual tiene varias limitaciones.

En vista de que, para poder utilizar el presente programa es necesario saber el índice de lluvia promedio de la región por donde va a pasar la línea que se está diseñando, es fundamental tener un conocimiento histórico del índice de lluvia durante el período que se estime conveniente. Por esta razón, en el Ecuador es muy importante tener datos pluviométricos desde ahora, en períodos cortos de tiempo, en todas las zonas de proyección de demanda de energía y de generación y transmisión de la misma.

Una limitación importante de este programa es que, en vista de que funciona de acuerdo a curvas experimentales establecidas para coeficientes superficiales determinados (0.5, 0.55, 0.6 ....) se debe aproximar los valores calculados de estos coeficientes, de modo que calcen en las curvas utilizadas. Por esta razón es aconsejable obtener valores de pérdidas para un rango de precipitaciones, y luego hacer un promedio de ellas.

También se debe considerar que las pérdidas totales obtenidas son muy grandes cuando los valores de las pérdidas normalizadas se salen de ciertos límites, de acuerdo al método de ajuste de curvas utilizado (para valores menores de 0.05 o mayores a 10.0).

Se admite una tensión uniforme a lo largo de toda la línea.

Para haces de tres o más conductores, cuando se tiene voltajes menores a 300 Kv. no se puede obtener resultados confiables de pérdidas por efecto corona en vista de que el gradiente máximo de los conductores es relativamente pequeño y las pérdidas normalizadas no calzan en los límites establecidos anteriormente. En la práctica no son utilizables dichas configuraciones porque, a pesar de las pocas pérdidas por efecto corona que ello representa, resultan antieconómicas.

Dado que, en líneas de voltajes inferiores a 110 Kv. la relación entre el gradiente máximo de operación de cada conductor y el gradiente crítico tiene un valor muy pequeño, inclusive cuando se tiene un conductor por fase, este programa no se lo puede a plicar para estos voltajes. Ventajosamente las pérdidas por efecto corona presentan influencia significativa sólo para valores de voltajes iguales o superiores a los 110 Kv.

En caso de ser necesario este programa resulta fácilmente exten sible para otros tipos de configuraciones de haces de conductores. Por ejemplo se puede aumentar un LOG = 10 para una configura-

ción de tres conductores por fase, doble circuito, siguiendo idéntico método que para las otras configuraciones.

El presente cálculo digital ha resultado útil para establecer comparación entre diferentes disposiciones de haces de conductores, a igual número de estos por fase. Por ejemplo, se ha calculado las pérdidas por corona para la distribución triangular, primero con el vértice hacia arriba y luego con el vértice hacia abajo, a las mismas condiciones ambientales, y se ha visto que las pérdidas por corona son prácticamente las mismas (Cuadro A). Por ello podemos deducir que, la determinación del tipo de configuración geométrica para igual número de conductores por fase no depende de las pérdidas por efecto corona, sino de otras condiciones como el costo y comodidad en el uso de los herrajes para cada configuración.

Es muy importante darse cuenta de la influencia de la densidad relativa del aire en las pérdidas por efecto corona. La relación de gradientes prácticamente aumenta proporcionalmente a la disminución de la densidad relativa del aire, y por tanto, las pérdidas aumentan mucho. En el segundo ejemplo se puede observar que, a pesar de que el voltaje es de 220 Kvoltios, las pérdidas son muy considerables, cosa que no ocurriera si la misma línea de transmisión estuviera, por ejemplo, al nivel del mar.

Especialmente en líneas muy largas se debe considerar que las pérdidas por corona no son uniformes porque dependen mucho de las condiciones ambientales de los lugares por las que pasa la

misma. Por esto resulta erróneo calcular las máximas pérdidas por corona en base a un valor máximo de intensidad de lluvia registrado en algún punto de la línea, suponiendo que ella está afectada por esa intensidad en toda su longitud; así se obtendría valores exagerados de pérdidas. Al hacer un promedio de lluvia para toda la línea se debe tener especial cuidado porque la relación de lluvia y de pérdidas por efecto corona no es lineal. Lo más conveniente es hacer una evaluación de las pérdidas por tramos de línea de características ambientales similares.

El diseñador de la línea debe establecer si las peores condiciones ambientales (que dan máximas pérdidas por corona) ocurrirán cuando la demanda sea máxima. Esto servirá para que se pueda evaluar de una manera más eficaz los efectos producidos por cambios de voltajes, o por cambios de conductores, en las pérdidas por efecto corona.

Puede darse el caso de líneas que pasen por regiones de aire contaminado, de manera especial en zonas industriales. Para este efecto es recomendable que, al presente trabajo se añada un estudio de la influencia de este factor en la rigidez dieléctrica del aire y, por consiguiente, en el gradiente crítico del mismo.

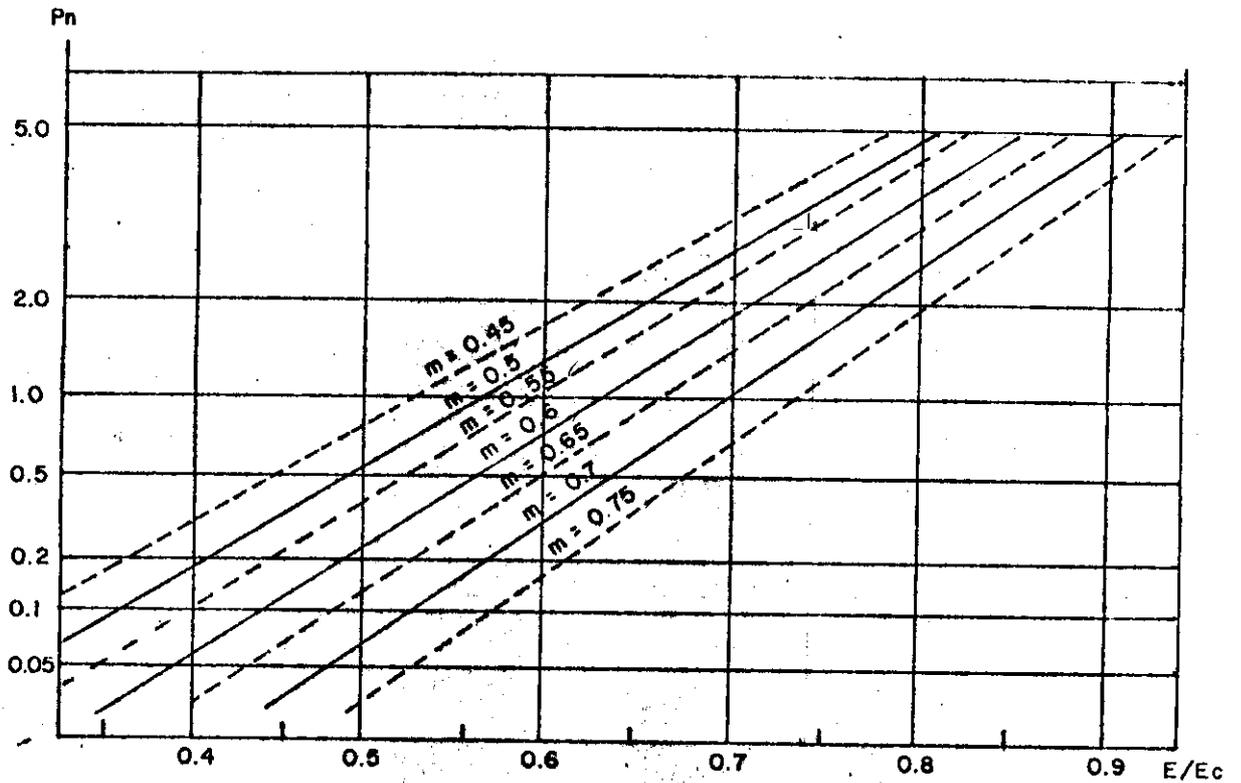
También resulta muy útil almacenar experiencias actualizadas sobre este tema, de tal manera de poder ampliar y optimizar el presente programa.

Finalmente, en vista de la alta demanda de energía actual en el

país, de la necesidad futura de transmitir altas potencias y de la poca experiencia que se tiene en este campo, considero que el estudio de pérdidas por efecto corona realizado puede ser útil en los futuros diseños de líneas de transmisión en el Ecuador.

APENDICE N° 1

CURVAS QUE RELACIONAN LAS PERDIDAS NORMALIZADAS  
CON LOS GRADIENTES CRITICO Y MAXIMO DE OPERACION  
DE LOS CONDUCTORES



Estas curvas experimentales pueden ser ajustadas a curvas exponenciales de la forma:

$$Y = a.e^{bx} \quad Y > 0$$

$$\ln Y = \ln a + bx \quad a > 0$$

Para calcular los mínimos cuadrados de  $n$  hay que poner de puntos de datos

$$a = \exp\left(\left(\sum \ln Y_i / n\right) - (b \sum X_i / n)\right)$$

$$b = \frac{\sum X_i \cdot \ln Y_i - (1/n) \sum X_i \cdot \sum \ln Y_i}{\sum X_i^2 - (1/n) (\sum X_i)^2}$$

$$r^2 = \frac{(\sum X_i \cdot \ln Y_i - (1/n) \sum X_i \cdot \sum \ln Y_i)^2}{(\sum X_i^2 - (\sum X_i)^2 / n) (\sum (\ln Y_i)^2 - (\sum \ln Y_i)^2 / n)}$$

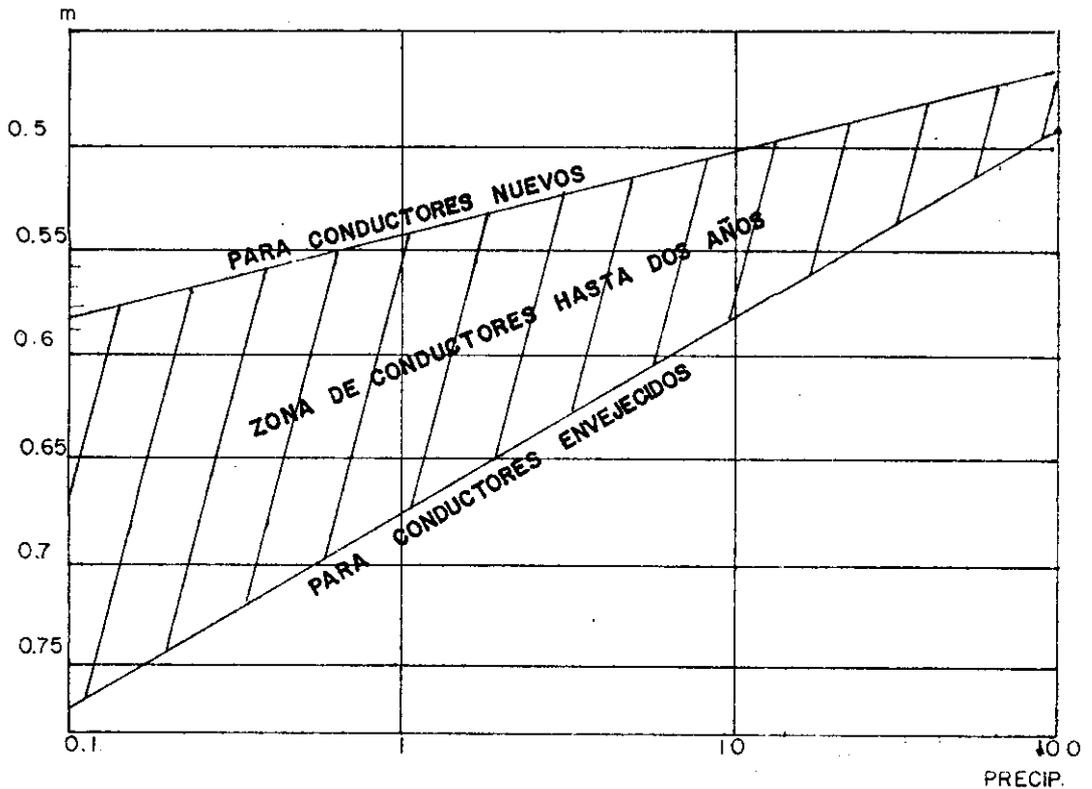
Para una  $X$  dada, el valor estimado de  $Y$  será:

$$Y = a.e^{bx}$$

El valor  $r^2$ , que queda entre 0 y 1 indica el grado de convergencia de la ecuación con los datos experimentales. Cuando más próximo sea a 1 el valor de  $r^2$ , tanto mejor será el ajuste o grado de convergencia.

APENDICE N° 2

RELACION ENTRE EL COEFICIENTE SUPERFICIAL DE  
LOS CONDUCTORES Y EL INDICE DE LLUVIA HORARIO



La ecuación de la curva para conductor envejecido:

$$\frac{m - m_1}{m_1 - m_2} = \frac{\log \text{PRECIP.} - \log \text{PRECIP.}_1}{\log \text{PRECIP.}_1 - \log \text{PRECIP.}_2}$$

$$(m - 0.585) / 0.09 = (\log \text{PRECIP.} - 1) / (-1)$$

$$m = 0.585 - 0.09(\log \text{PRECIP.} - 1)$$

### APENDICE N° 3

#### INVERSION DE UNA MATRIZ POR EL METODO DE SHYPLEY

Este método utiliza cada elemento de la diagonal principal como "pivot" para una secuencia de operaciones que se describe.

El elemento de la diagonal a ser utilizado como pivot no puede ser cero. Los elementos ceros en la diagonal principal no deben ser usados como pivot hasta que sean modificados en el proceso, adquiriendo valores diferentes a cero.

Para cada pivot, la secuencia de operación es:

- a. Al elemento pivot se lo reemplaza por:

$$A'_{kk} = -1/A_{kk}$$

- b. Los elementos en la columna K son reemplazados aplicando la ecuación:

$$A'_{ik} = -A_{ik}/A_{kk} \quad i \neq k$$

- c. Los elementos que están fuera de la columna y fila del elemento pivot  $A_{kk}$  son modificados con la ecuación:

$$A'_{ij} = A_{ij} - A_{ik}(1/A_{kk}) A_{kj} \quad \begin{array}{l} i \neq j \\ j \neq k \end{array}$$

- d. Los elementos de la fila K deben ser reemplazados aplicando la ecuación:

$$A'_{kj} = A_{kj} / A_{kk}$$

El proceso se repite para cada elemento de la diagonal en cualquier orden. Una vez completado dicho proceso se obtiene la matriz inversa, pero negativa, la cual reemplaza a la original.

Por último, es necesario cambiar el signo de la matriz.

## REFERENCIAS

1. J.J. CLADE AND C.H. GARY  
Predetermination of Corona Losses Under Rain: Experimental Interpreting and Checking of a Method to Calculate Corona Losses.  
I.E.E.E. Transactions on Power Apparatus and Systems  
Vol. Pas-89, Nº 5/6, May/June 1970.
  
2. J.J. CLADE AND C.H. GARY  
Predetermination of Corona Losses Under Rain: Influence of Rain Intensity and Utilization of a Universal Chart.  
I.E.E.E. Transaction on Power Apparatus and Systems,  
Vol. Pas-89, Nº 6, July/August 1970.
  
3. EDISON ELECTRIC INSTITUTE  
E.H.V. Transmission Line Reference Book.  
1968.
  
4. ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE  
Transmission Line Reference Book 345 KV. and Above.  
1975.
  
5. CECILIA HELENA DE MAGALHAES-CARLOS EDUARDO  
SEDEH  
Calculo de Gradiente de Tensao em Conductores.  
CIER/SG-65-T II-1971

6. CARLOS OCTAVIO PAVEL  
Modelo Computacional para a Determinacao das Perdas  
por Efeito Corona no Sistema de Alta Tensao de CHESF.  
CIER/SG-53-T VI-1970.
7. HEWLETT-PACKARD HP-25.  
Programación Aplicada  
Hewlett-Packard Company - 1975.
8. A. ROTH  
Técnica de la Alta Tensión  
1966.
9. JAIME GONZALEZ V.  
Efecto Corona  
Curso de Líneas de Transmisión para Profesionales  
ENDESA - Diciembre, 1972.
10. TIMOSCHEFF A.S.  
Field Patterns of Bundle Conductors and Their Electrostatic Properties.  
A.I.E.E. Trans. on PAS, Vol. 80, October 1961.
11. CLADE, GARY AND LEFEVRE  
Calculation of Corona Losses Beyond the Critical Gradient  
in Alternating Voltage.  
I.E.E.E. Trans. on PAS, Vol. 88, N<sup>o</sup> 5, May 1969.

12.

RESNICK-HALLIDAY

Física, Parte I

Editorial C.E.C.S.A., Décima Impresión

Mayo de 1976.