

E S C U E L A   P O L I T E C N I C A   N A C I O N A L

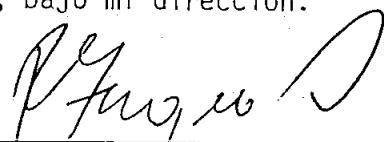
PROGRAMA DE COMPUTADORA PARA LA SELECCION DE LAS ALTERNATIVAS EN  
PROYECTOS DE DISEÑO DE LINEAS DE TRANSMISION DE 69 A 230 KV

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE INGENIERO ELECTRICO  
EN LA ESPECIALIZACION DE POTENCIA

PATRICIO GOMEZ MIRANDA

Quito, Marzo de 1983

Certifico que el presente trabajo  
fue en su totalidad realizado por  
el Señor Gustavo Patricio Gómez -  
Miranda, bajo mi dirección.

  
\_\_\_\_\_  
ING. PABLO ANGULO SANCHEZ  
Director de Tesis

## I N D I C E

### INTRODUCCION

### CAPITULO I

#### CALCULO DE LOS PARAMETROS ELECTRICOS DE UNA LINEA DE TRANSMISION

1.1.	Información General.....	1
1.2	Ecuación de equilibrio térmico .....	2
1.3	Gradiente de voltaje superficial máximo de los conductores	6
1.4	Determinación del aislamiento en la estructura .....	7
1.5	Cálculo de reactancias .....	19
1.6	Cálculo de regulación .....	23

### CAPITULO II

#### CALCULO DE LOS PARAMETROS MECANICOS DE UNA LINEA DE TRANSMISION

2.1	Información General .....	26
2.2	Ecuación de cambio de estado del conductor .....	27
2.3	Peso de las estructuras .....	30
2.4	Volumen de fundaciones .....	46

### CAPITULO III

#### CALCULO DE LOS COSTOS DE CONSTRUCCION Y OPERACION DE UNA LINEA DE TRANSMISION

3.	Información General.....	51
3.1	Costos de Diseño .....	52
3.2	Costos de materiales .....	53

3.3	Costos de construcción .....	58
3.4	Costos de operación .....	64
3.5	Costos totales .....	66

#### CAPITULO IV

4.1	Información General .....	69
4.2	Diagramas de bloque .....	73
4.3	Diagramas de flujo .....	77
4.4	Manual de uso del programa .....	113

#### CAPITULO V

#### EJEMPLOS Y APLICACIONES

5.1	Información General .....	128
5.2	Ejemplos de aplicación .....	128
5.3	Verificación de los resultados, comparación con líneas existentes .....	129
5.4	Incidencia en los costos al variar los parámetros de diseño de la línea .....	133
5.5	Conclusiones y Recomendaciones .....	134

## INTRODUCCION

Este trabajo tiene como objetivo servir en el diseño de líneas de Transmisión a nivel anteproyecto, entregando de una forma clara y sencilla los principales parámetros técnicos de diseño conjuntamente con un resumen condensado de costos de la línea de estudio.

Para cumplir este objetivo el trabajo comprende de dos partes: la una se encarga de realizar un análisis teórico completo el cual sirve para fundamentar la segunda parte la cual es un programa para computadora que ha sido realizado de tal manera de prestar el máximo de facilidades tanto en el suministro de datos como en la presentación de resultados, evitando de esta manera complicaciones a todos aquellos potenciales usuarios del programa; se ha optimizado entre otras cosas el uso de memoria y el tiempo de ejecución del estudio de tal manera de que el programa pueda ser utilizado en cualquier computador que posea un compilador WATFIV.

El estudio teórico comprende un análisis técnico y económico para de esta forma obtener el vano y conductor económicos de diseño y el costo por kilómetro de construcción y operación de la alternativa escogida. El análisis técnico sirve para determinar el aislamiento, la regulación de voltaje, el gradiente superficial de potencial, el dimensionamiento de la estructura, la estimación de su peso y de los volúmenes de fundaciones, excavación y relleno para cada caso.

El estudio económico se encarga de calcular los costos de materiales, construcción y operación de la línea de transmisión. El costo de materiales es directamente imputable al costo total de la línea y presta muchas facilidades su cálculo, el valor correspondiente a la construcción puede ser dividido en dos grandes rubros: los costos directos y los indirectos, los directos se imputan a mano de obra y a la utilización de equipos, los costos indirectos son calculados aproximadamente y cubre los campos de la dirección técnica

ca y la administración es decir todo el soporte que requiere la cons  
trucción de proyectos de esta naturaleza; los costos de operación se  
dividen en dos rubros claramente diferenciables, el primero corres -  
ponde a las pérdidas de potencia y energía, y el segundo al mantenimiento  
de la línea, este último es un valor estimado mediante la uti  
lización de un factor de ponderación apropiado.

La elaboración de este trabajo ha sido posible gracias a la  
ayuda suministrada por el departamento de Ingeniería Eléctrica del  
Instituto Ecuatoriano de Electrificación, cuyos funcionarios han  
prestado todas las facilidades tanto en el campo de la asesoría técnica  
como en el acceso a los archivos de los cuales se ha recopilado  
gran cantidad de información imprescindible para que el trabajo sea  
útil ante todo para esta institución.

## CAPITULO I

### CALCULO DE LOS PARAMETROS ELECTRICOS DE UNA LINEA DE TRANSMISION

#### 1.1 Información General

Este capítulo contiene el cálculo general de los parámetros eléctricos de una línea de transmisión según las normas de proyecto para líneas de transmisión existentes en el país, esto es, recogiendo las hipótesis de cálculo recomendadas por el INECEL.

Este capítulo se encuentra dividido en dos partes, la primera de ellas está destinada a plantear las exigencias mínimas que debe cumplir el conductor que se utilizará en la línea, para ello se estudia el estado térmico al cual se hallaría el conductor, a continuación se evalúan las características del campo eléctrico producido por el conductor (efecto corona) es decir se determina su gradiente superficial de potencial. La segunda parte estudia las solicitudes de la aislación, realiza el cálculo preliminar de las distancias que deberán ser observadas posteriormente tanto en el cálculo de reactancias como en el de las dimensiones de la estructura. Luego del estudio de reactancias se procederá al cálculo de la regulación de la línea, este dato es de gran importancia ya que no debe exceder de cierto valor normalizado para asegurar un diseño técnicamente bueno.

Todas las ecuaciones planteadas en este capítulo son de conocida aplicación para cualquier estudio de líneas de transmisión, razón por la cual se obviarán los desarrollos de las mismas, exceptuando el caso de aquellas cuya importancia ameriten un análisis teórico completo.

.../..

## 1.2 Ecuación de equilibrio térmico

Para hallar el diámetro mínimo por límite térmico se debe verificar que el conductor cumpla con la ecuación de equilibrio térmico, bajo las siguientes condiciones: la temperatura del conductor no podrá ser superior a 80°C en régimen permanente. La corriente máxima admisible se calculará para la cota máxima de la línea con un viento de 0.61 m/seg., efecto del sol, factor de emisividad de 0.5 y las siguientes temperaturas ambientes: costa 25°C; sierra 12°C. (Ref. 1).

La ecuación de equilibrio térmico es:

$$Q_j + Q_s = Q_c + Q_r.$$

donde:

$Q_j$  : Calentamiento por efecto Joule (Watts/cm).

$Q_s$  : Calentamiento por radiación solar (Watts/cm).

$Q_c$  : Pérdidas de calor por convección (natural y forzada) (Watts/cm).

$Q_r$  : Pérdidas de calor por radiación (Watts/cm).

Al cumplirse la ecuación de equilibrio térmico se asegura que la temperatura del conductor no sobrepase la temperatura de servicio recomendada.

### 1.2.1 Calentamiento por efecto Joule

Este calentamiento es producido por la resistencia que presenta el conductor al paso de la corriente y se halla definido por la siguiente expresión:

$$Q_j = I^2 R \quad \text{ec : 1.2.1}$$

donde:

$\gamma$  : Coeficiente de absorción solar

S : Intensidad de radiación solar ( $\text{Watts}/\text{cm}^2$ )

D : Diámetro del conductor ( cm )

### 1.2.3 Pérdidas de calor por radiación

Las pérdidas de calor por radiación se producen debido al intercambio de calor con el medio.

La ecuación que define el valor de las pérdidas de calor por radiación es: Ref.2.

$$Q_r = 4.523 \times 10^{-7} ED \left( \frac{k_c^4}{100} - \left( \frac{k_a}{100} \right)^4 \right) \quad \text{ec: 1.2.5}$$

donde:

E : Emisividad del conductor

$k_c$  : Temperatura del conductor ( °k )

$k_a$  : Temperatura ambiente ( °k )

### 1.2.4 Pérdidas de calor por convección

Según estudios recientes se han desarrollado un nuevo sistema para determinar las pérdidas de calor por convección tanto natural como forzada, tomando en cuenta la velocidad del viento, la dirección de éste, altura del conductor sobre el terreno, tipo de la superficie del conductor (cableado), las ecuaciones son desarrolladas de tal manera que la temperatura del conductor puede ser hallada directamente gracias a la formulación de ecuaciones biquadráticas sin tener que utilizar soluciones iterativas. Ref.2.

donde:

- I : Corriente máxima a ser transmitida (Amperios)  
R : Resistencia del conductor ( $\Omega/\text{km}$ )

Las ecuaciones que definen los valores de I y R son - las siguientes:

$$I = \frac{P_{\max} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot NCF \cdot KV \cdot NCIR} \quad \text{ec : 1.2.2}$$

donde:

- P<sub>max</sub> : Máxima potencia a ser transmitida (MVA)  
NCF : Número de conductores por fase  
KV : Voltaje nominal de transmisión fase-fase (kvolt)  
NCIR : Número de circuitos

El valor de la resistencia se la calcula de la siguiente forma:

$$R = R_0 (1 + \alpha (T_{\max} - T_{nor})) \quad \text{ec : 1.2.3}$$

donde:

- R<sub>0</sub> : Resistencia a condiciones de medición normalizadas ( $T = 25^\circ\text{C}; F = 60 \text{ Hz}$ ) ( $\Omega/\text{km}$ )  
 $\alpha$  : Coeficiente de variación de R ( $1/\text{ }^\circ\text{C}$ )  
T<sub>max</sub> : Temperatura máxima admisible del conductor ( $^\circ\text{C}$ )  
T<sub>nor</sub> : Temperatura a la que es medida R<sub>0</sub> ( $^\circ\text{C}$ )

#### 1.2.2 Calentamiento por radiación solar (Q<sub>s</sub>)

El calentamiento por radiación solar es producido por la incidencia de los rayos del sol sobre el conductor y la ecuación que lo define es: Ref. 2

$$Q_s = \gamma S D \quad \text{ec:1.2.4}$$

Las ecuaciones que definen las pérdidas de calor por convección son:

$$Q_c = 1.03 \times 10^{-6} \log^{-1} (d_0 + d_1 \log NRE + d_2 (\log NRE)^2 \\ (1.13637(Hc^2 - ta^2) + 738.727 (tc - ta))$$

ec : 1.2.5.b

$d_0, d_1, d_2$ : Son funciones de la altura (cota) por la que atraviesa la línea y siguiendo el mé todo de los mínimos cuadrados se han encontrado las ecuaciones que las definen  
ANEXO 1.1

$$d_0 : 0.499620 + 8.37765 \times 10^{-5} H \quad \text{ec: 1.2.6}$$
$$d_1 : 3.32215 \times 10^{-3} + 5.30628 \times 10^{-7} H \quad \text{ec: 1.2.7}$$
$$d_2 : 2.809837 \times 10^{-6} + 1.05867 \times 10^{-9} H \quad \text{ec: 1.2.8}$$

donde:

$H$  : Altura sobre el nivel del mar (mt)

NRE : Número de Reynolds, el cual está definido por la siguiente expresión:

$$NRE = \frac{DV}{\frac{\eta_f}{\rho_f}} \times 10^5 \quad \text{ec: 1.2.9}$$

donde:

$V$  : Velocidad del viento (Km/hora)

$\rho_f$  : Densidad del aire (kg/cc)

$\eta_f$  : Viscosidad absoluta del aire (Kg/hora cm)

### 1.3 Gradiente de voltaje superficial máximo de los conductores

El gradiente de voltaje superficial máximo de los conductores con voltaje máximo permanente no deberá ser superior a: 19.5 KV/cm, valor r.m.s., al nivel del mar, o sea para densidad relativa igual a 1 y el factor de superficie se deberá suponer igual o inferior a los siguientes valores: Costa: 0.85; Sierra: 0.80:

*De dónde?*

Para líneas ubicadas a distintas alturas sobre el nivel del mar el gradiente de voltaje admisible se calculará para la cota máxima de la línea de acuerdo a la siguiente expresión:

$$G = 19.5 d^{0.66} \quad (\text{KV/cm, valor, r.m.s.}) \quad \text{ec: 1.3.1}$$

donde:

d: Densidad relativa del aire para cierta altitud (ANEXO 1.2).

Las fórmulas que relacionan el gradiente superficial del conductor con su diámetro son:

Para un conductor por fase:

$$G_C = \frac{2.2 \text{ KV}}{\sqrt{3} m d^{2/3} D \ln \left( \frac{2000 \times \text{DMG}}{D} \right)} \quad \text{ec: 1.3.2.}$$

Para dos conductores por fase: la separación entre subconductores se toma como 10 veces el diámetro del subconductor entonces el gradiente superficial se calcula de la siguiente manera:

$$G_C = \frac{1.155 \text{ KV}}{\sqrt{3} m d^{2/3} D \ln \left( \frac{1000 \times \text{DMG}}{5 D} \right)} \quad \text{ec: 1.3.3}$$

donde:

- Gc : Gradiente de potencial del conductor (KV/mm) r.m.s.  
KV : Voltaje nominal entre fases  
m : factor de superficie del conductor  
d : Densidad relativa del aire  
DMG : Distancia media geométrica (m)

En las ecuaciones anteriores se ha considerado un voltaje máximo de servicio igual a 1.1 veces el voltaje nominal.

REF.3

#### 1.4 Determinación del aislamiento en la Estructura

##### 1.4.1 Solicitaciones de la aislación, hipótesis de cálculo

###### a) Contaminación atmosférica

Las clases de contaminación a considerar, y las distancias de fuga mínimas unitarias requeridas por las cadenas de aisladores y expresadas en mm/KV, valor efectivo fase a tierra correspondiente al voltaje máximo y permanente son las siguientes:

	COSTA	SIERRA
Clase de contaminación	C	B
Distancia de fuga mínima unitaria (mm/KV)	33.3	26.4

Se considerarán comprendidos en la ZONA: Costa todos los trazados de líneas que queden a menos de 30 Km de la costa, así como también aquellos que, quedando a una mayor distancia de la costa, pasen por terrenos secos, con polvo seco y sin

vegetación o por las cercanías de zonas industriales (ANEXO 1.3)

b) Sobrevoltaje de origen atmosférico

Se aceptará un total de 0.625 fallas anuales por circuito trifásico y por 100 Km de línea, inclusive las fallas de la protección mediante cables de guardia.

Se considerará que las líneas estarán provistas de sistemas de reconexión automática y se asegurará por lo menos un 75% de reconexiones exitosas.

Se asumirán los siguientes niveles isoceraúnicos

COSTA: 30 SIERRA: 50

c) Sobrevoltaje de maniobra

Se han normalizado como sobrevoltajes a ser resistidos por la aislación expresados en pu. del valor pico del voltaje nominal fase neutro los siguientes:

COSTA: 4.03 SIERRA: 3.54

La aislación se calculará tomando en cuenta los siguientes factores: lluvia, cota máxima por la que atraviesa la línea, disminución de la capacidad de resistir debido a los efectos del número total de elementos en paralelo, de esta manera las líneas deberán cumplir las siguientes probabilidades de resistir el sobrevoltaje.

<u>PROBABILIDAD DE RESISTIR</u>	<u>POSICION DE LA CADENA</u>
97.7 %	Sin viento
84 %	Con viento

El valor de la desviación normal se tomará igual al 5% del voltaje crítico y que la lluvia disminuye a este en un 5%. REF.1.

d) Sobrevoltaje a frecuencia industrial

El sobrevoltaje a ser resistido por la aislación se considerará a 1.43 veces el voltaje nominal, la aislación de la estructura se calculará de tal manera que la línea tenga un 97% de probabilidad de resistir este sobrevoltaje. REF.1.

#### 1.4.2 Calculo del Número de aisladores

a) Número de aisladores por contaminación

El número mínimo de aisladores requeridos por contaminación se determina mediante la siguiente expresión:

$$N_c = \frac{V_1 D_{f0}}{\sqrt{3} d df} \quad \text{éc.: 1.4.1}$$

Donde:

$N_c$ : Número de aisladores requeridos por contaminación.

$V_1$ : Voltaje nominal entre fases (KV)

d : Densidad relativa del aire (ANEXO 1.2)  
df : Distancia de fuga del tipo de aislador (cm)  
(APENDICE 1)  
Dfo : Distancia de fuga para un cierto grado de con  
taminación (cm/KV)

- b) Número de aisladores por sobretensión de origen atmosférico.

En la determinación del aislamiento requerido pa  
ra este tipo de sobrevoltajes, tiene gran impor  
tancia el valor de la resistencia de puesta a  
tierra pues mientras menor sea el valor de ella,  
la protección del cable de guardia contra la co  
rriente producida para las descargas es más con  
fiable.

Considerando que este fenómeno es de carácter a  
leatorio es necesario realizar un estudio proba  
bilístico para determinar el número de perturba  
ciones sobre la línea.

$$P = P_1 + P_2$$

donde:

P : Número de perturbaciones anuales por 100  
Km de línea.  
P<sub>1</sub> : Número de perturbaciones anuales por 100  
Km de línea, debidas a descargas atmosfér  
icas directas sobre los conductores.  
P<sub>2</sub> : Número de perturbaciones anuales por 100  
Km de línea, debidas a descargas atmosfér  
icas sobre las estructuras por cables -  
guardia.

Los valores de P y P1 se determinan de la siguiente forma:

$$P = NCIR \times FAC \times 0.625 = P1 + P2 \quad \text{ec. 1.4.2.a}$$

El valor P1 se halla mediante la ec:

$$P1 = PRO1 \times NL \quad \text{1.4.2.b}$$

Según el gráfico del ANEXO 1.4. PRO1 se calcula mediante las siguientes expresiones:

Si el ángulo de apantallamiento es  $20^\circ$

$$PRO1 = 3.8015807 \times 10^{-8} H^{3.3369498} \quad \text{ec: 1.4.2.c}$$

Si el ángulo de apantallamiento es  $30^\circ$

$$PRO1 = 1.019592 \times 10^{-3} C^{8.542476} \times 10^{-2} H \quad \text{ec: 1.4.2.d}$$

donde:

PRO1 : Probabilidades descarga directa sobre los conductores en función del ángulo de protección del cable de guardia (ANEXO 1.4)

NL : Número anual de descargas atmosféricas que caen sobre una longitud de 100 Km de línea.

Las expresiones que definen NL son las siguientes:

$$NL = \frac{T(4H + b)}{100} \quad \text{ec: 1.4.3}$$

y

$$H = HT - 2/3 (HT - HC)$$

donde:

- T : Nivel isocerdúnico  
b : Distancia entre cables de guardia (m)  
HC : Altura de los cables de guardia en el medio del vano (m)  
HT : Altura de los cables de guardia en la estructura (m)

La distancia entre cables de guardia se define por la expresión:

$$b = 0.65 \cdot F_{cg} \quad \text{ec: 1.4.4.a}$$

donde:

- $F_{cg}$  : Es la flecha de los cables de guardia.

Utilizando las ecuaciones 1-4-2-a, 1-4-2-b y 1-4-3 se puede determinar el valor  $P_2$  y posteriormente la probabilidad de descargas que exceden el nivel de impulso de la aislación PRO2.

$$PRO2 = \frac{2.9 P_2}{NL} \quad \text{ec: 1.4.4.b}$$

Posterior a este cálculo se determinará el valor de la corriente mínima de descarga para ello se ha puesto en forma de ecuaciones; a las curvas que definen las relaciones de estos parámetros y las ecuaciones son: (ANEXO 1.5)

$$\text{para } 0 < PRO2 \leq 6.5$$

$$IM = 269.27652 - 77.554437 \times PRO2 + (PRO2)^2$$

$$(12.09420 - 0.639687 PRO2)$$

$$\text{ec: 1.4.5.a}$$

para  $6.5 < PR02 \leq 30$

$$IM = 144.827243 - 9.232975 \times PR02 + (PR02)^2$$

$$(0.346065 - 0.00517146 PR02)$$

ec: 1.4.5.b

para  $30 < PR02 \leq 100$

$$IM = 85.0 - 2.1150793 \times PR02 + (PR02)^2$$

$$(1.380952 \times 10^{-2} - 5.171463 \times 10^{-3} PR02) \quad \text{ec: 1.4.5.c}$$

La corriente mínima de descarga IM está expresada en KAmp.

El valor del voltaje que debe ser resistido por la aislación para obtener P2 perturbaciones anuales se expresa por la siguiente expresión aproximada.

$$Vr = k (1-fc) \cdot RPT \cdot IM \quad \text{ec: 1.4.7}$$

donde:

$V_r$  : Voltaje resistido por la aislación (kv)

$k$  : Factor que tiene en cuenta la disminución del valor de resistencia de puesta a tierra al circular por este una corriente de impulso generalmente, -  
 $K = 0.9$

RPT : Resistencia de puesta a tierra de las estructuras  
( $5\Omega$ )

IM : Corriente de descarga (KA)

Este valor de voltaje deberá ser corregido posteriormente de acuerdo a las condiciones metereológicas del medio.

$$V_{rc} = V_r \frac{H_0}{K_1 d^a}$$

entonces:

$$V_{rc} = k_r (1 - f_c) RPT \times IM \frac{H_o}{K_l d^a} \quad ec: 1.4.8$$

donde:

- V<sub>rc</sub> : Voltaje crítico (K<sub>v</sub>)  
d : Densidad relativa del aire  
H<sub>o</sub> : Factor de corrección por humedad  
a : Factor que depende de la longitud de la cadena  
K<sub>l</sub> : Factor de corrección por efecto de la lluvia.

Una vez determinado el valor del voltaje crítico debe rá calcular el número de aisladores requeridos para soportar las sobretensiones de carácter atmosférico mediante la siguiente expresión (ANEXO 1.6)

$$NA \times ST = -0.931 + 1.17 \times 10^{-2} V_{rc} \quad ec: 1.4.9$$

c) **Calculo del aislamiento para sobretensiones de maniobra**

El valor del sobrevoltaje es una función del voltaje máximo fase tierra, lo cual se expresa en la siguiente ecuación:

$$V_m = K \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} V_l \quad ec: 1.4.10$$

donde:

- V<sub>m</sub> : Sobrevoltaje de maniobra  
K : factor para obtener el valor máximo de voltaje fase - tierra (REF.1) (K = 4.03).

El valor corregido para las condiciones metereológico-

cas de la zona viene dado por la ecuación:

$$V_{mc} = V_m \frac{H}{K_1 d^a}$$

donde:

$V_{mc}$  : Valor de sobrevoltaje de maniobra corregido para la zona

Los demás valores tienen el mismo significado - que los de la ecuación 1.4.8.

A partir de este valor se determina el voltaje crítico en función del grado de seguridad para el valor establecido de desviaciones normales, entonces:

$$V_{cc} = \frac{V_{mc}}{(1 - nd)} \quad \text{ec. 1.4.11}$$

donde:

$V_{cc}$  : Voltaje crítico (Kv)

d : Valor de la desviación normal para un elemento.

n : Factor que considera los elementos en paralelo.

El valor de n se calcula en posición de la probabilidad de resistir la sobretensión de la siguiente forma: (ANEXO 1.7)

para PRO = 97.7% sin viento

$$N = 2.3733 + 0.249217 \ln (\text{NEST}) \quad \text{ec: 1.4.12}$$

para PRO = 84 % = con viento

$$N = 1.4089218 + 0.32141891 \ln (\text{NEST})$$

ec: 1.4.13

donde:

NEST : Número de estructuras

Con este valor debemos trasladarnos a la tabla del (ANEXO 1.9) y escoger el número de aisladores. Estos valores han sido implementados en el programa digital en forma de ecuaciones por el método de los mínimos cuadrados, obteniendo la siguiente expresión:

Para determinar el número de aisladores para resistir los sobrevoltajes de maniobra:

$$\text{NASTM} = -4.8939399 + 0.02193 \text{ Vcc} \quad \text{ec: 1.4.14}$$

d) Cálculo del aislamiento para sobretensiones a frecuencia industrial

El valor del sobrevoltaje a frecuencia industrial esta dado por la fórmula:

$$\text{VFI} = \text{KI} \frac{\text{V}_L}{\sqrt{3}} \quad \text{ec: 1.4.15}$$

donde:

VFI : Sobrevoltaje a frecuencia industrial (Kv)

KI : Valor del sobrevoltaje a frecuencia industrial (Ver solicitudes de la aislación).

$\text{V}_L$  : Voltaje nominal de transmisión fase - fase (Kv)

Este valor debe ser corregido por la influen

cia de la densidad relativa del aire y la humedad, en  
tonces:

$$VFIC = VFI \frac{H}{d^a} \quad \text{ec: 1.4.16}$$

donde:

VFIC : Valor del sobre voltaje corregido para la zo-  
na (Kv)

Las demás variables tienen el mismo significado  
que en la ecuación 1.4.9.

El valor del voltaje crítico corregido, o sea el  
valor probable de que todas las torres de la línea re-  
sistán el sobrevoltaje que viene dado por:

$$Vc = \frac{VFIC}{(1-nd)} \quad \text{ec: 1.4.17}$$

donde:

Vc : Voltaje crítico de la aislación (Kv)

d : Valor de la desviación normal (6% REF.1)

n : Número de desviaciones

El valor n se define según las ecuaciones 1.4.12  
y 1.4.13.

Con este valor debemos trasladarnos a la tabla  
del (ANEXO 1.8) y el número de aisladores se lo halla  
mediante la ecuación:

$$NAFI = -0.34552 + 0.02529 Vc \quad \text{ec: 1.4.18}$$

donde:

NAFI: Número de aisladores para resistir sobre todo voltajes a frecuencia industrial.

Para determinar el número de aisladores a instalarse en la cadena, se tomará al mayor de los calculados para las diferentes solicitudes.

#### 1.4.3 Cálculo de las distancias mínimas en aire a la estructura

Para la determinación de las distancias mínimas a la estructura, de la longitud de las crucetas, se asumirán las siguientes hipótesis.

- Cuando la cadena gira en ángulo de  $15^\circ$ ; que es el correspondiente a una presión del viento del 20% de la presión máxima y para la cual se asume una presión efectiva diametral sobre los conductores de  $39 \text{ Kg/m}^2$ . (REF: 1) La distancia mínima en aire a la estructura deberá resistir el sobrevoltaje de maniobra con una probabilidad de 84%, y para sobrevoltajes atmosféricos esta distancia deberá tener un valor de voltaje crítico igual al del número de aisladores que cumplen con los requisitos impuestos al calcular los sobrevoltajes de este tipo.
- Cuando la cadena gira al ángulo máximo de diseño que es de  $55^\circ$ , la distancia mínima a la estructura será determinada en los sobrevoltajes a frecuencia industrial, siendo el valor mínimo de diseño 114 Kv. (REF. 1).

Según estas hipótesis el espaciamiento mínimo a la estructura se determina mediante las ecuaciones for

*Para qué están?*  
*finales*

muladas a continuación (ANEXO 1.10).

Para voltajes de frecuencia industrial.

$$D_{MIN} = 0.094 + 0.00181 V_c \quad ec: 1.4.19$$

donde:

$D_{MIN}$  : Distancia mínima en aire (m)

$V_c$  : Voltaje crítico de frecuencia industrial (Kv)

## 1.5 Cálculo de Reactancias

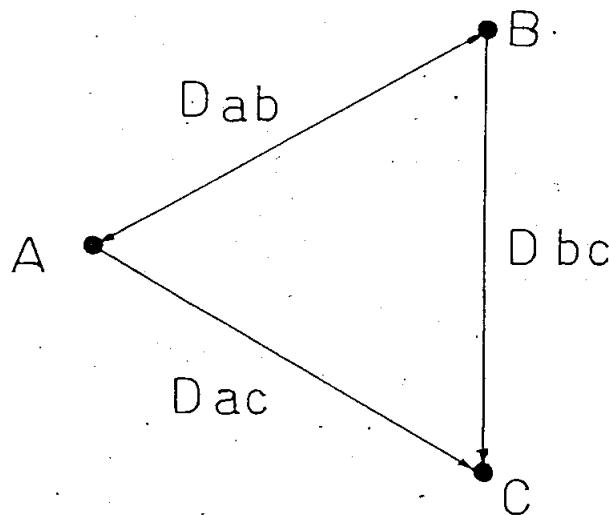
El cálculo de reactancias de una línea de transmisión es de gran utilidad para el posterior cálculo de la regulación y las pérdidas de potencia reactiva, pero debido a que su uso es generalizado, en el presente estudio no se presenta rán el desarrollo de las ecuaciones sino simplemente las expresiones finales para cada caso o posibilidad de diseño, esto es circuitos paralelos, circuito simple, generalizados en función del número de conductores por fase que se van a utilizar.

### 1.5.1 Líneas 3 Ø con disposición asimétrica y un solo circuito

Se analizará este caso ya que las estructuras normalizadas por el INECEL (ANEXO 2.2) lo preveen.

.... / ...

FIG. 1.5.1 Disposición de los conductores  
1 circuito 3 Ø



$$XL = 7.54 \times 10^{-2} \times \ln \frac{D_{eq}}{Ds} \quad ec: 1.5.1$$

donde:

XL : Reactancia inductiva ( $\Omega / \text{Km}$  / fase).

Ds : Radio medio geométrico del Ø de los conductores agrupados

D<sub>eq</sub> : Esta definida por la siguiente expresión:

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{ab} D_{bc} D_{ca}} \quad ec: 1.5.2$$

donde:

D<sub>ab</sub>, D<sub>bc</sub>, D<sub>ca</sub>: Son las distancias entre los ejes de los conductores por fase

El valor D<sub>s</sub> se lo calcula mediante las siguientes expresiones:

para 2 conductores por fase:

$$D_s = \sqrt[3]{RMG \times d} \quad \text{ec: 1.5.3}$$

para 3 conductores por fase

$$D_s = \sqrt[3]{RMG \times d^2} \quad \text{ec: 1.5.4}$$

para 4 conductores por fase

$$D_s = 1.09 \sqrt[3]{RMG \times d^3} \quad \text{ec: 1.5.5}$$

Se debe anotar que en el país no se han construido líneas con conductores en haz.

donde:

RMG : Es el radio medio geométrico del conductor (m)

d : Distancia entre los conductores adyacentes (m)

La reactancia capacitiva está dada por la siguiente expresión:

$$X_c = 4.77 \times 10^{-2} \angle n \frac{\text{Deq}}{D_s} \quad M \angle . km \quad 1.5.6$$

donde:

Deq y Ds: ya fueron definidas para la ec: 1.5.1

### 1.5.2 Líneas trifásicas con disposición asimétrica y dos circuitos

Las ecuaciones que definen  $X_L$  y  $X_c$  son las mismas que las anotadas en el numeral anterior. Las que varían son aquellas que calculan los parámetros Deq y Ds.

Como los conductores están dispuestos según el

gráfico 1.5.2.

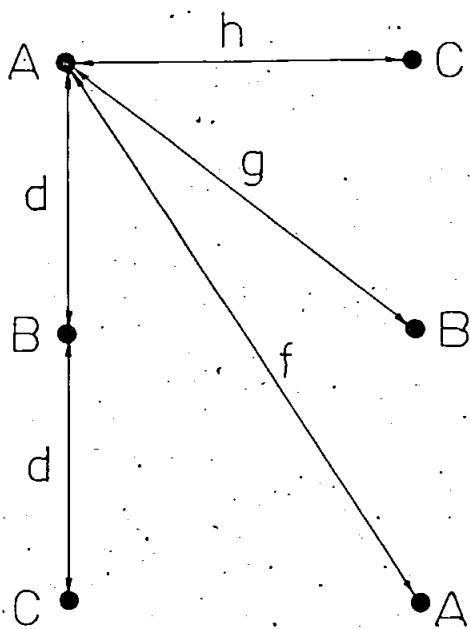


FIG. 1.5.2 Disposición de los conductores  
DOBLE CIRCUITO 3 Ø

$$D_{eq} = \sqrt{D_{ab} D_{bc} D_{ac}} \quad \text{éq: 1.5.7}$$

$$D_{ab} = D_{bc} = \sqrt{dg}$$

$$D_{ac} = \sqrt{2 \cdot dh}$$

mientras  $D_s$ :

$$D_s = \sqrt{D_{s1} D_{s2} D_{s3}} \quad \text{éq: 1.5.8}$$

$$D_{s1} = D_{s3} = \sqrt{RMG F}$$

$$D_{s2} = \sqrt{RMG} h$$

Donde:

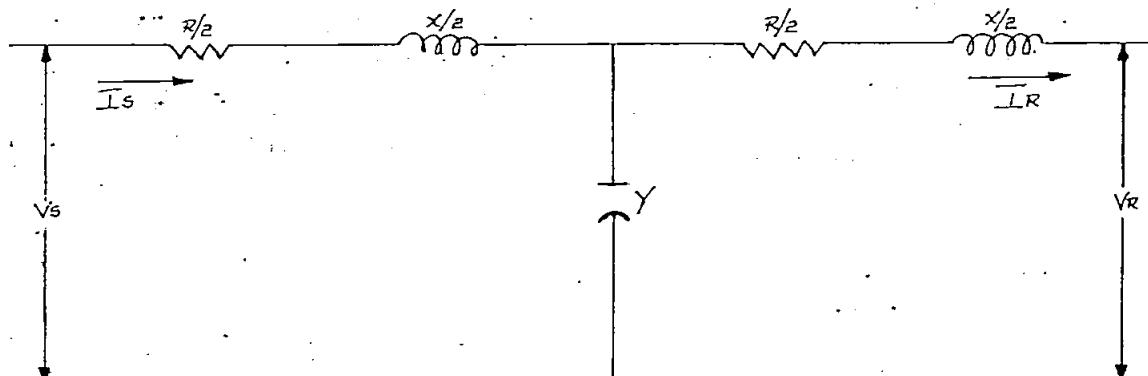
RMG: Radio medio geométrico del conductor (m)

D<sub>eq</sub>: Distancia media geométrica (m)

### 1.6 Cálculo de Regulación

Para el cálculo de regulación se va a utilizar un circuito equivalente en T ya que este es el usado cuando se trata de líneas de mediana longitud, considerando el caso de que la longitud de la línea sea menor que 80 kilómetros la admisión total es pequeña y cuando está disminuye, las ecuaciones de las líneas de longitud media se aproximan a las de las cortas; dando siempre resultados bastante exactos.

CIRCUITO NOMINAL T



deducción de Vs e Is en función de Vr e Ir.

$$Vs = Is \frac{Z}{2} + Ir \frac{Z}{2} \quad \text{ec: 1.6.1}$$

$$Vs = Is \frac{Z}{2} + \frac{(Is - Ir)}{Y} \quad \text{ec: 1.6.2}$$

Igualando la ec: 1.6.1 y 1.6.2 se tiene:

$$I_s = I_r \left( \frac{ZY}{2} + 1 \right) + V_y \quad \text{ec: 1.6.3}$$

Reemplazando en 1.6.1. la ec: 1.6.3:

$$V_s = I_{rz} \left( \frac{Z}{4} Y + 1 \right) + V_r \left( \frac{Z}{2} Y + 1 \right) \quad \text{ec: 1.6.4}$$

Expresando en forma general estas dos últimas ecuaciones se tiene:

$$V_s = A V_r + B I_r \quad \text{ec: 1.6.5}$$

$$I_s = C V_r + D I_r \quad \text{ec: 1.6.6}$$

donde:

$$A = D = 1 + \frac{Y-Z}{2}$$

$$B = Z \left( \frac{ZY}{4} + 1 \right)$$

$$C = Y$$

Resolviendo las ecuaciones para  $V_r$  e  $I_r$  se tiene:

$$V_r = D V_s = B I_s \quad 1.6.7$$

$$I_r = A I_s - C V_s \quad 1.6.8$$

Como la regulación está dada por la ecuación: REF.4

$$R = \frac{|V_{ro} - V_{rc}|}{V_{rc}} \times 100 \quad 1.6.9$$

donde:

R : Regulación expresada en %

/Vro/: Módulo de la tensión en el extremo de recepción en vacío.

/Vrc/: Módulo de la tensión en el extremo de recepción con carga.

La condición de vacío se simulará con  $I_r = 0$  que reemplazando con la ec: 1.6.6 se tiene:

$$V_s = A V_{ro}$$

entonces:

$$V_{ro} = \frac{V_s}{A} \quad y \quad V_{rs} = V_r \quad \text{se tiene}$$

$$R = \frac{V_s / A - V_r}{V_r} \quad \text{ec: 1.6.10}$$

Para el cálculo de regulación se analizará solamente para  $\cos \theta$  igual a 0.85 ya que a este valor de factor de potencia el INECEL generalmente transmite.

De igual manera tomando en cuenta las normas del INECEL el límite máximo de regulación que acepta es del 5% por lo que en el caso de cumplirse con esta exigencia se deberá cambiar de conductor a uno de mayor diámetro REF.1.

INDICE DE ANEXOS DEL CAPITULO I.

- 1.1. Determinación de los valores  $A_0$ ,  $A_1$ ,  $A_2$  como funciones de la altura sobre el nivel del mar por la que atraviesa la línea.
- 1.2. Densidad relativa del aire en función de altura sobre el nivel del mar por la que atraviesa la línea.
- 1.3. Diseño del aislamiento para líneas de alto voltaje para varias condiciones de contaminación.
- 1.4. Probabilidad de descarga directa sobre las condiciones en función del ángulo de protección del cable de guardia.
- 1.5. Intensidad de corriente en función de la probabilidad de concurrencia de descargas atmosféricas.
- 1.6. Número de aisladores para tensiones de impulso, onda negativa.
- 1.7. Factor que es función de la probabilidad de que varios elementos resistan dicha sobretensión.
- 1.8. Características de descarga para aisladores de suspensión para sobrevoltajes de maniobra.
- 1.9. Voltaje crítico de frecuencia industrial en función del espaciamiento en aire.

## ANEXO No. 1.1

DETERMINACION DE LOS VALORES  $A_0$ ,  $A_1$ , Y  $A_2$  COMO FUNCIONES DE LA ALTURA  
SOBRE EL NIVEL DEL MAR POR LA QUE ATRAVIESA LA LINEA.

HS (m)	$A_0$	$A_1 \times 10^{-3}$	$A_2 \times 10^{-6}$
0	0.5147	3.362	3.791
243.48	0.5299	3.480	3.779
609.60	0.5535	3.679	3.420
914.40	0.5738	3.784	4.022
1219.20	0.5956	3.944	3.900
1524.99	0.6179	4.108	3.725
1828.80	0.6413	4.265	4.025
2133.60	0.6657	4.490	3.538
2438.40	0.6917	4.593	4.436
2743.20	0.7202	4.709	5.316
3048.00	0.7497	4.849	6.007
3553.80	0.7784	5.033	6.407
3657.60	0.8104	5.241	6.438
3962.40	0.8422	5.486	6.477
4267.20	0.8772	5.632	7.711
4572.00	0.9135	5.839	8.279

Datos Obtenidos: PAS -96- NO. 3 May-Jun, 1977.

Siguiendo el método de los numeros cuadrados se han relacionado  $A_0$ ,  $A_1$ ,  $A_2$  con HS mediante las siguientes funciones:

$$A_0 = 0.499620 + 8.37765 \times 10^{-5} HS$$

$$A_1 = 3.32215 \times 10^{-3} + 5.30628 \times 10^{-7} HS$$

$$A_2 = 2.809837 \times 10^{-6} + 1.05867 \times 10^{-9} HS$$

## ANEXO N°. 1.2

DENSIDAD RELATIVA DEL AIRE EN FUNCION DE LA ALTURA

VALORES REALES		AJUSTE DE CURVA			
HS (m)	DRA	LIN	POT	LOG	EXP
0	1.0	0.99010			0.996
300	0.965	0.99010	1.018	1.0035	0.9996
600	0.930	0.93252	0.91816	0.9189	0.9318
1000	0.886	0.89413	0.8507	0.8566	0.8892
1500	0.835	0.84615	0.8009	0.8071	0.8387
2000	0.799	0.7981	0.7672	0.7720	0.7910
2500	0.751	0.75019	0.7421	0.7448	-0.7461
3000	0.705	0.70221	0.7221	0.7225	0.7037
2500	0.658	0.6542	0.7057	0.7037	0.6637
	a	0.99010	2.38474	1.6996	0.9996
	b	$-9.59 \times 10^{-5}$	-0.14921	-01220	$-1.1648 \times 10^{-4}$
	r	0.99704	0.89212	0.9220	0.9985

Datos Obtenidos: INECEL

(NORMAS DE PROYECTO PARA LINEAS DE TRANSMISION) Pág. 6.

La ecuación que relaciona la densidad relativa del aire con la altura es:

$$\text{DRA} = 0.99010 - 9.59 \times 10^{-5} * \text{HS}$$

## ANEXO No. 1.3

DISEÑO DEL AISLAMIENTO PARA LINEAS DE ALTO VOLTAJE PARA VARIASCONDICIONES DE CONTAMINACION

Tipo de aisladores: 5.75 x 10 plg.

C O N T A M I N A C I O N		DISTANCIA DE FUGA (KV / plg.).
CLASE	T I P O	
A	Atmósfera limpia libre de contaminación industrial	1.00
B	Ligera contaminación, grandes centros urbanos (industria)	1.04
C	Contaminación moderada, conteniendo sales solubles hasta un 5% Hornos, plantas metalúrgicas, ceniza	1.31
D	Fuerte contaminación, plantas químicas, plantas de cemento, polvo fertilizante	1.74
E	Precipitación salina, regiones costeras	2.11

## ANEXO No. 1.4

PROBABILIDAD DE DESCARGA DIRECTA SOBRE LOS CONDUCTORES EN FUNCION DEL  
ANGULO DE PROTECCION EN LOS CABLES DE GUARDIA

a. PARA UN ANGULO DE APANTALLAMIENTO DE 30°

VALORES REALES		AJUSTE DE CURVAS		
ALTO CG (M)	PROBABILIDAD	POTENCIAL	EXPONENCIAL	ECUACION CUBICA
18	0.005294118	0.004331099	0.004744797	0.022389
24	0.006470588	0.008604963	0.007421631	0.026196
30	0.014117647	0.014655913	0.013225485	0.031289
36	0.022941176	0.022644837	0.022080485	0.039726
42	0.03647058	0.032713696	0.036864286	0.053566
	a	$4.3757 \times 10^{-6}$	$1.019592 \times 10^3$	—
	b	2.3864	$8.5424 \times 10^{-2}$	—
	r	0.9497	0.9781	—

Datos Obtenidos: CURVAS (REF. 5)

ANTEPROYECTO DE LA LINEA DE TRANSMISION ESMERALDAS-SANTO DOMINGO

La ecuación que relaciona la probabilidad de ocurrencia de descarga con el alto del cable de guardia es:

$$PRO \ 1 = 1.019592 \times 10^{-3} e^{8.542476 \times 10^{-2} ALTO \ CG}$$

## ANEXO No. 1.4

b) PARA UN ANGULO DE APANTALLAMIENTO DE 20°

VALORES REALES		AJUSTE DE CURVAS		
ALTO CG (M)	PROBABILIDAD	POTENCIAL	EXPONENCIAL	ECUACION CUBICA
18	0.00058824	0.000587145	0.000687	0.00002189
24	0.00147059	0.001533416	0.001382	0.00126354
30	0.00338235	0.00322882	0.002780	0.00316268
36	0.00617647	0.005932909	0.005594	0.00596954
42	0.00947059	0.009923524	0.011258	0.00997811
	a	$3.80158 \times 10^{-8}$	$8.42603 \times 10^{-5}$	—
	b	3.336450	$1.16545 \times 10^{-1}$	—
	r	0.99845	0.980934	

Datos Obtenidos: CURVAS

ANTEPROYECTO DE LINEA DE TRANSMISION ESMERALDAS-SANTO DOMINGO  
(REF 5.)

La ecuación que relaciona la probabilidad de ocurrencia de descarga con el alto del cable de guardia es:

$$\text{PRO 1} = 3.8015807 \times 10^{-8} \cdot (\text{ALTO})^{3.3369498}$$

## ANEXO No. 1.5

INTENSIDAD DE CORRIENTE EN FUNCION DE LA PROBABILIDAD  
DE OCURRENCIA DE DESCARGAS ATMOSFERICAS

VALORES REALES		AJUSTE DE CURVAS		
PRO 2 (%)	IM (KA)	LOG	E X P	ECUACION CUBICA
1	200	185	133	205
6	100	110	111	102
9	80	93	99	87
22	50	56	61	54
30	40	42	45	43
40	30	30	31	30
60	20	13	14	21
99	3	-7	3	4
	a	185.16324	138.9767	-
	b	-41.92144	-0.03780	-
	r	0.97534	0.96586	-

Datos Obtenidos: CURVAS CIGRE

Curvas j por que no entra en la referencia

La ecuación que relaciona la Intensidad de corriente con la probabilidad de descarga es:

$$\text{SI } \text{PRO 2} \leq 6.5$$

$$\text{IM} = -0.63937 (\text{PRO 2})^3 + 12.09405 (\text{PRO 2})^2 - 77.54437 (\text{PRO 2}) + 269.2765$$

Si  $\text{PRO 2} \leq 30$

$$\text{IM} = -5.171 \times 10^{-3} (\text{PRO 2})^3 + 0.346064 (\text{PRO 2})^2 - 9.23247 (\text{PRO 2}) + 144.827242$$

Si  $\text{PRO 2} > 30$

$$\text{IM} = -1.102292 \times 10^{-4} (\text{PRO 2})^3 + 0.023899523 (\text{PRO 2})^2 - 2.11507934 (\text{PRO 2}) + 84.9999$$

## ANEXO No. 1.6

NUMERO DE AISLADORES PARA TENSIONES DE IMPULSO, ONDA NEGATIVAAisladores Tipo  $5.75 \times 10^6$ 

VALORES REALES		AJUSTE DE CURVAS				
VOLTAGE CRITICO (KV)	# DE AISLADORES	LOG	POT	EXP	LIN	ECUACION CUBICA
255	2	-2	2	4	2	2
415	4	4	4	4	4	4
585	6	7	6	5	6	5
760	8	10	8	6	8	9
930	10	12	10	8	10	10
1190	13	15	13	10	13	14
1440	16	17	16	14	16	17
1700	19	19	19	18	19	21
1455	22	20	23	24	22	23
2300	26	22	27	36	26	28
	a	-61.24587	0.003438	2.715828	-0.9318	-
	b	10.77712	1.14206	0.001124	0.011735	-
	r	0.91684	0.996687	0.882267	0.999973	-

Datos obtenidos: INECEL

La ecuación que relaciona el número de aisladores con el voltaje crítico es:

$$NA \times ST = -0.931 + 1.173 \times 10^{-2} * CRKV.$$

## ANEXO No. 1.7

FACTOR QUE ES FUNCION DE LA PROBABILIDAD DE QUE VARIOS  
ELEMENTOS RESISTAN DICHA SOBRETIENSIÓN

a) Para PM = 27.7%

VALORES REALES		AJUSTE DE CURVAS	
NUMERO DE ESTRUCTURAS	K.	LOG	CUBICA
20	3.1	3.119	3.47
50	3.34	3.34	3.49
100	3.56	3.521	3.54
200	3.72	3.693	3.62
500	3.88	3.422	3.87
1000	4.1	4.094	4.24
	a	2.3733	-
	b	0.249217	-
	r	0.9887	-

Datos obtenidos: PUBLICACIONES TECNICAS ENDESA

La ecuación que relaciona el factor K con el número de estructuras es:

$$K = 2.3733 + 0.249217 \ln (NEST)$$

b) Para PM = 84%

La ecuación hallada es:

$$K = 1.4089218 + 0.3214 \ln (NEST)$$

## ANEXO No.1.8

CARACTERISTICAS DE DESCARGA PARA AISLADORES DE SUSPENSION  
PARA SOBREVOLTAJES DE MANIOBRA.

VALORES REALES		AJUSTE DE CURVAS			ECUACION CUBICA
SMKV	# AISLA-DORES	LIN	LOG	POT	
258	3	3	-2	3	3
500	6	6	7	6	6
655	9	9	12	9	9
820	12	12	15	12	12
955	15	15	18	15	1.5
1075	18	18	20	18	.18
1120	21	21	22	21	21
1335	24	24	23	24	24
1450	27	27	24	27	27
1580	30	30	26	30	30
	a	-489344	-92.219	0.001310	-
	b	-02193	16.02557	1.36284	-
	r	0.992742	0.89613	0.999245	-

Datos Obtenidos: INECEL

Existen tres ecuaciones que cumplen exactamente pero en función de que el tiempo de ejecución sea el mínimo se ha escogido la siguiente:

$$- 4.84399 + 0.02193 \cdot (\text{SMKV})$$

VOLTAJE CRITICO DE FRECUENCIA INDUSTRIAL EN FUNCION DEL  
ESPACIAMIENTO EN AIRE

VALORES REALES		AJUSTE DE CURVAS		
FIKV	DMIN (M)	LIN	LOG	ECUACION CUBICA
501	1	1.00	0.99266	1.002
1054	2	2.00	2. 29	2.108
	a	0.094	-10.50839	-
	b	0.00181	1.83879	-
	r	0.9982	0.9763	-

Datos Obtenidos: REF 3

La ecuación que relaciona DMIN con FIKV es:

$$\underline{DMIN = 0.0940 + 0.00181 \cdot FIKV}$$

## CAPITULO II

### CALCULO DE LOS PARAMETROS MECANICOS DE UNA LINEA DE TRANSMISION

#### 2.1 Información general

El cálculo mecánico del conductor comprende el estudio del estado final de éste, luego de ser tendido en la línea, para esto es necesario verificar que él cumpla las solicitudes mecánicas de acuerdo con lo establecido por el INECEL en sus normas y guías de diseño.

La única forma para prever el estado final del conductor es utilizando la Ecuación de Cambio de estado cuya aplicación es generalizada en el diseño de líneas de transmisión.

Los resultados del cálculo mecánico del conductor son de gran utilidad para determinar las características de las estructuras y de las fundaciones.

Las estructuras en una línea de transmisión cumplen un papel muy importante, pues, a más de soportar la carga de los conductores con un alto grado de seguridad, deben ser confiables para el personal de mantenimiento y público en general, de ahí la importancia de coordinar adecuadamente las características de los conductores y de las estructuras, de tal manera de obtener el mayor grado de confiabilidad al menor costo posible.

Existen una gran variedad de tipos de estructuras, son diferentes en su forma y en su peso y su utilización está determinada básicamente por las características del suelo, para el presente estudio se tomará un tipo de suelo normal.

Son motivo de este trabajo, el análisis de dos tipos de soportes, esto es torres de acero autosoportantes (sin tensores) para voltajes de 69 a 230 Kv y postes de hormigón sólo para 69 KV.

Considerando que para ciertos tipos de terreno no se necesitarán fundaciones (caso de la utilización de postes de hormigón) se ha determinado un mínimo en concreto según lo establecido en los estudios que actualmente realiza el INECEL - en el diseño de la línea Guayaquil - Santa Elena. REF.8.

## 2.2 Ecuación de cambio de estado del conductor

Para este trabajo se analizarán únicamente conductores del tipo ACSR ya que su uso es generalizado en nuestro país. La ecuación de cambio de estado se la usa para determinar la tensión de los conductores en función de ciertas características de la zona por la que atraviesa la línea como: viento y temperatura, también es necesario conocer las condiciones iniciales del conductor para posteriormente determinar el estado mecánico final del mismo.

### 2.2.1 Hipótesis de cálculo

Se calcularán las tensiones finales en función del vano medio aceptado para cada nivel de voltaje en las siguientes condiciones:

Condición	Temperatura (°C)		Viento Km/h.	Tensión (%)
	Zona 1	Zona 2		
FINAL 1	45	60	-	-
FINAL 2	-5	5	-	-
FINAL 3	5	18	90	-
INICIAL	12	25	-	25

Durante todo el estudio la zona 1 corresponde a la sierra y la zona 2 a la costa.

La condición FINAL 1 permite calcular la flecha máxima y la plantilla que se utilizará en la localización de las torres sobre el perfil.

La condición FINAL 2 permite verificar el libramiento en caso de cruce con una línea existente - que pasa por debajo de ella.

La condición FINAL 3 permite tener la tensión máxima resultante, la cual se utiliza para el diseño de las estructuras y de sus fundaciones.

Para el cálculo de las flechas se utilizan las mismas hipótesis además de que se simula un estado de sobrecarga continua de la línea, las condiciones son: temperatura igual a 80 grados centígrados y no se considera carga debido al viento.

Los dos procesos se implementarán de igual forma para el cálculo de tensiones y flechas en el cable de guardia, aunque según las normas del INECEL = (REF.1) se puede obviar el cálculo exacto y hacerlo - aproximadamente.

#### 2.2.2 Cálculo de la tensión y flecha del conductor o cable de guardia.

Para el cálculo de la tensión final del conductor o cable de guardia se debe aplicar la "Ecuación de cambio de estado" la cual hace una aproximación entre la verdadera curva que forma el conductor (catenaria) y la parábola cuya ecuación es más sencilla, lo que simplifica el desarrollo de la fórmula y de los cálculos, obteniendo resultados muy aproximados que para nuestro estudio son válidos.

La ecuación de cambio de estado es (REF.6):

$$\frac{a_l(Q_2 - Q_1) + T_2 - T_1}{E} - \frac{a^2}{24} \left( \frac{w_2^2 - w_1^2}{T_2^2 - T_1^2} \right) = 0 \quad \text{ec: 2.2.1}$$

donde:

W: Peso del conductor o del cable de guardia (o el peso aparente en caso de sobrecarga por acción del viento) ( $\text{kg}/\text{m.mm}^2$ )

$Q_1$  y  $Q_2$ : temperaturas a las que puede estar sometido el conductor o cable de guardia sucesivamente ( $^{\circ}\text{C}$ )

E: Módulo de elasticidad del cable ( $\text{Kg/mm}^2$ )

$a_l$ : Coeficiente de dilatación lineal del conductor o cable de guardia ( $1/^{\circ}\text{C}$ )

$T_1$ : Tensión inicial correspondiente a  $Q_1$  (Kg)

$T_2$ : Tensión final correspondiente a  $Q_2$  (Kg)

Para el cálculo de la flecha del conductor o cable de guardia se utiliza la siguiente expresión.

REF.6:

$$f = \frac{a^2 w}{8T} \quad \text{ec. 2.2.2}$$

donde:

f: Flecha del conductor o del cable de guardia (m)

a: Vano para el que se realiza el cálculo (m)

w: Peso del conductor (Kg/m)

T: Tensión máxima final (Kg)

Considerando que también el tiempo de uso del computador debe ser objeto de optimización, es posible hacer una aproximación para el cálculo de la flecha del cable de guardia reduciendo el número de operaciones como en este caso mediante la siguiente expresión (REF. 1):

$$F_{cg} = 0.9 f_c$$

ec. 2.2.3

Donde:

$f_{cg}$ : Flecha del cable de guardia (m)

$f_c$ : Flecha del conductor (m)

### 2.3 Cálculo del peso de las estructuras (Torres de Acero)

Como es necesario para realizar este cálculo conocer ciertas dimensiones básicas de la estructura, primero se procederá a un dimensionamiento básico. Se debe anotar que este no es el procedimiento apropiado para determinar el peso exacto de la estructura, ya que este se lo debe hacer mediante el diseño del reticulado de la estructura, pero es una aproximación aceptable.

#### 2.3.1 Dimensionamiento de la estructura

El dimensionamiento de las estructuras será realizado de la forma más general de tal manera que pueda ser utilizado para todos los tipos de estructuras mostradas en el ANEXO 2.2 de este capítulo.

##### a) Cálculo del voladizo de las crucetas

Dato indispensable para conocer el vola-

dizo de las crucetas es el ángulo de desviación de la cadena de aisladores tanto máximo como normal. El ángulo máximo de desviación de la cadena se lo calculará a partir de la siguiente expresión (REF. 9):

$$\alpha = \operatorname{Tg}^{-1} \left( D_c Q_{vm} K_a / P_c \right) \quad \text{ec. 2.2.4}$$

Donde:

$\alpha$ : Ángulo máximo de desviación de la cadena de aisladores (grad)

$D_c$ : Diámetro exterior del conductor (m)

$P_c$ : Peso del conductor (Kg/m)

$Q_{vm}$ : Presión del viento sobre el conductor (Kg/m<sup>2</sup>)

$K_a$ : Relación del vano de viento al vano - dé peso

Los valores del vano de viento y vano de peso son función del tipo de terreno y de la longitud del vano a ser analizado (ANEXO 2.3)

El ángulo máximo de desviación de la cadena no podrá ser mayor que 60 grados de acuerdo con la normalización existente (REF.1)

Para determinar el ángulo de desviación de la cadena en condiciones normales se deberá cambiar en la ecuación 2.2.4 el valor de la presión máxima del viento por el de presión normal del viento sobre el conductor, se deberán mantener las unidades.

El valor del voladizo de las crucetas deberá ser calculado para el de desviación de la cadena máximo y normal, tomando como voladizo de diseño aquel que resulte mayor de los dos calculados mediante las siguientes ecuaciones:

$$\text{VOLAD } (\alpha \cdot m) = Lc \operatorname{Sen} \alpha m D_{\min} + DSC \quad \text{ec. 2.2.5}$$

$$\text{VOLAD } (\alpha \cdot n) = Lc \operatorname{Sen} \alpha n D_{\text{nor}} + DSC \quad \text{ec. 2.2.6}$$

El valor DSC toma en cuenta las irregularidades de la estructura además de la mitad de la separación entre subconductores, en el caso de utilizar conductores en haz y se lo determina mediante la siguiente expresión:

$$DSC = 5 \times 10^{-4} (NCF - 1) Dc + 0.05 \quad \text{ec. 2.2.7.}$$

donde:

Lc: Longitud de la cadena de aisladores (m)

m: Ángulo máximo de desviación de la cadena de aisladores (grad)

n: Ángulo normal de desviación de la cadena de aisladores (grad)

D<sub>min</sub>: Distancia mínima en aire a la estructura (m)

D<sub>nor</sub>: Distancia normal en aire a la estructura (m)

Dc: Diámetro del conductor (mm)

NCF: Número de conductores por fase

El significado físico de estas dimensiones anteriormente señaladas se halla en el gráfico de la figura 1.

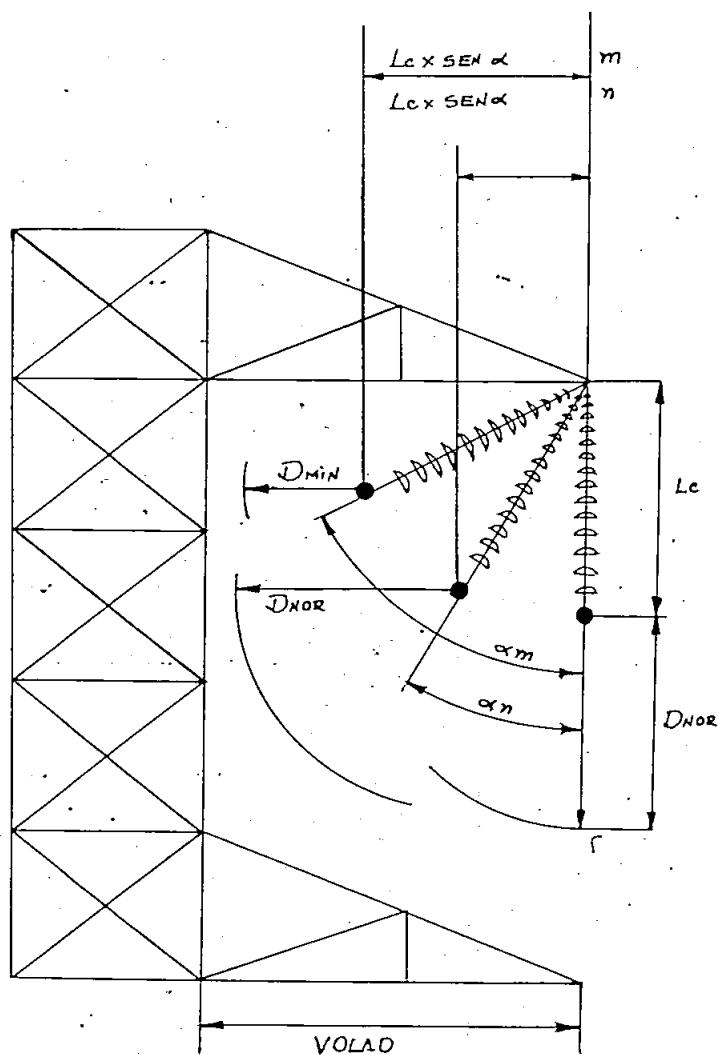


FIG. 1 Distancias del conductor a la estructura

- b) Cálculo de la distancia vertical y horizontal entre fases

Las distancias entre fases deberán ser las mínimas admisibles sin riesgo de fa  
lla debido a acercamiento por la oscilación de los conductores, y se las calcula mediante la siguiente expresión:

$$DISFA = (0.75 \text{ ó } 0.65) \sqrt{F_c + L_c}$$

$$KV \times K_d / 150$$

ec. 2.2.8

donde:

DISFA: Distancia mínima entre fases (m)

Fc: Flecha del conductor (m)

Lc: Longitud de la cadena de aisladores (m)

KV: Voltaje nominal de transmisión (KV)

Kd: Factor de corrección el cual es función de la densidad relativa del aire.

Se deberá utilizar 0.75 cuando sea separación vertical y 0.65 para separación horizontal.

Cuando se analice la separación vertical entre fases se deberá calcular también para la expresión:

$$DISFA = L_c + D_{nor} + T_{ol} \quad \text{ec. 2.2.9}$$

donde:

Tol: toma en cuenta la dimensión de la cruceta inferior y generalmente se asume un valor de 0.1.

Lc, Dnor, y DISFA: Tienen el mismo significado que en la ecuación 2.2.8.

Se deberá tomar como distancia vertical entre fases de diseño aquella que resultare mayor de las calculadas anteriormente.

Cuando se utilizan dos cables de guardia se deberá calcular la separación entre ellos a partir de la siguiente expresión:

$$Dcg = 0.65 \cdot Fcg \quad \text{ec. 2.2.10}$$

donde:

Dcg: Distancia entre cables de guardia (m)

Fcg: Flecha final de los cables de guardia (m)

c) Altura de la cruceta más baja al suelo

La altura de la cruceta más baja al suelo debe ser tal que en el punto más bajo del vano cumpla al menos con las distancias mínimas de seguridad recomendadas, ANEXO 2.5, su valor viene dado por la siguiente expresión:

$$H = Lc + Fc + Ho \quad \text{ec. 2.2.11}$$

donde:

H: Altura de la cruceta más baja al suelo (m)

Lc: Longitud de la cadena de aisladores (m)

Ho: Distancia mínima del conductor al suelo (m).

d) Cálculo de la altura del cable de guardia

La altura del cable de guardia se calcula mediante la siguiente expresión:

$$A_{cg} = \frac{A + \frac{Act + (Ncg - 1) Dca - (Ncf - 1) Dsc}{2}}{\tan B} - Lc$$

ec. 2.2.12

donde:

A<sub>cg</sub>: Altura del cable de guardia (m)

A: Voladizo de la cruceta (m)

Act: Ancho del cuerpo de la torre a la altura de la cruceta superior (m)

Ncg: Número de cables de guardia

Dcg: Separación entre cables de guardia

Dsc: Distancia entre subconductores de fase (m)

B: Ángulo de apantallamiento (grad)

Lc: Longitud de la cadena de aisladores (m)

e) Altura total de la estructura y ancho de la torre

$$Ht = H + Ncir * Df + A_{cg} \quad \text{ec. 2.2.13}$$

La altura de la torre se calcula mediante

la ecuación anterior, se debe tener en cuenta que las dimensiones en el sentido vertical también son validas para el uso de postes de cemento.

El ancho de la torre se calcula mediante la siguiente expresión:

$$At = 2 A + Act$$

ec. 2.2.14

donde:

Ht: Altura total de la estructura (m).

At: Ancho de la torre (m).

A, Act, H y NCIR tienen el mismo significado que en la ecuación 2.2.12.

La justificación gráfica de las ecuaciones 2.2.11, 12, 13, 14 se encuentra en el ANEXO 2.4 de este capítulo.

### 2.3.2 Determinación del peso aproximado de la estructura

El cálculo del peso es válido solamente para torres de acero autosostentadas construidas con perfiles L.

La ecuación que se utiliza para el cálculo del peso de la torre es la siguiente (REF. 9)

$$We = c.k.A_{lcg.}(1.64154(T^{2/3} + L^{2/3}) + 1.4832 V^{1/2})$$

ec. 2.2.16

donde:

N<sub>e</sub>: Peso aproximado de la torre acero (kg)

C: Constante cuyo valor es 0.036636 para torres de suspensión y 0.09091 para torres de anclaje o retención.

A<sub>lcg</sub>: Altura sobre el suelo del centro de gravedad de las cargas de los conductores (pie)

T: Carga transversal total de los conductores y cables de guardia (Kg)

L: Carga longitudinal total de los conductores y cables de guardia (Kg)

V: Carga vertical total de los conductores y cables de guardia (Kg)

k: Variable que debe ser calculada mediante la expresión que relaciona factores que dependen si la torre es de suspensión o anclaje con el brazo de torque máximo.

$$k = \sqrt{x + \frac{B^2}{Y}} \quad \text{ec. 2.2.17}$$

donde:

x: De tomarse 1.44 para torres de suspensión y 2.88 para torres de anclaje.

y: Debe tomarse igual a 122 para torres de suspensión y 384 para torres de anclaje.

B: Brazo de torque máximo (m)

Los valores de T, L, V que resuelven la ecuación 2.2.16 se determinan mediante las siguientes ecuaciones y bajo consideraciones especiales de cálculo.

a) Cálculo de la carga transversal total (T)

Las cargas transversales sobre la estructura

tura son producidas por la incidencia del viento sobre los conductores, la torre y la cadena de aisladores y sobre todo por los cambios de dirección de la línea. Las presiones de viento normalizadas por el INECEL para todas las estructuras son:

Elemento	<u>Q</u>
Conductor	39 Kg/m <sup>2</sup>
Estructura	80 "
Aisladores	50 "

La presión efectiva sobre cada uno de los elementos depende del ángulo de incidencia del viento y se la calcula mediante la siguiente expresión:

$$Q_e = Q \cos (\gamma) \quad \text{ec. 2.2.18}$$

considerando que la línea tiene ángulos de desviación comprendidos entre 0 y 15 grados y que las tensiones iniciales de servicio son iguales para vanos adyacentes se puede calcular la tensión transversal debido al ángulo de desviación de la línea mediante la expresión:

$$T = 2 T_0 \operatorname{SEN} (\theta/2) \quad \text{ec. 2.2.19}$$

Donde:

T: Tensión transversal debida al ángulo de desviación (kg)

T<sub>0</sub>: Tensión inicial de servicio de los conductores o cables de guardia (Kg)

$\theta$ : Ángulo de desviación de la línea en grados.

La carga transversal total de diseño es la suma de todas las cargas transversales, y se la calcula mediante la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} TT = & (a_v \cdot D_c \cdot Q_c \cdot x \cdot 10^{-3} \times T_{ac}) N_c + \\ & (a_v \cdot D_{cg} \cdot Q_{cg} \cdot x \cdot 10^{-3} + T_{acg}) N_{cg} + \\ & + K_{te} + K_{ta} \end{aligned} \quad \text{ec. 2.2.20}$$

donde:

TT: Tensión transversal total (kg)

$a_v$ : Vano de viento (m)

$Q_c$  y  $Q_{cg}$ : Presión efectiva del viento sobre los conductores y cables de guardia respectivamente ( $\text{Kg/m}^2$ )

$D_c$  y  $D_{cg}$ : Diámetro exterior del conductor y cable de guardia respectivamente (mm)

$T_{ac}$  y  $T_{acg}$ : Tensión transversal resultante debida al efecto del ángulo de desviación de la Línea sobre los conductores y cables de guardia respectivamente ( $\text{kg/m}^2$ )

$K_{ta}$  y  $K_{te}$ : Carga transversal total debida a la acción del viento sobre los aisladores y estructura respectivamente y se hallan definidas por las siguientes expresiones:

$$Kta = Qa \cdot Dca \cdot Lc \quad \text{ec. 2.2.21}$$

$$Kte = Qe \cdot Se \quad \text{ec. 2.2.22}$$

donde:

Dca: Diámetro de cada aislador (APENDICE 1)

Lc: Longitud de la cadena de aisladores -  
(m)

Qe y Qa: Presión efectiva del viento sobre la  
estructura y la cadena de aisladores  
respectivamente (kg/m<sup>2</sup>).

Se: Área transversal de la estructura someti-  
tida a la acción del viento (m<sup>2</sup>).

b) Cálculo de la carga longitudinal total

Para el cálculo de la carga longitudinal  
total se considerará únicamente aquella pro-  
ducida cuando se rompen conductores o cables  
de guardia en un vano adyacente, esta carga  
se considerará aplicada en los puntos de su-  
jeción de los cables de guardia y en los pun-  
tos de conexión del conductor, ambos en forma  
horizontal.

Se analizarán las siguientes contingencias:

.../...

Contingencia		L (kg)	
Nº		1 circuito	2 circuito
1	Corte de un cable de guardia o dos si existen	Tfcg	Ncg Tcfg
2	Corte de los conductores de una o dos fases	2 Tfc	Tfc
3	Corte de un conductor de fase y un C de G a la vez	-----	Tfcg + Tfc

REF. INECEL Sistema Nacional de Transmisión fase B.

donde:

L: Carga longitudinal total (kg)

Tfc: Tensión mecánica final del conductor (kg)

Tfcg: Tensión mecánica final del cable de guardia (kg)

Ncg: Número de cables de guardia

El valor de L que deberá ser reemplazado en la ec. - 2.2.16 será aquel que resultare mayor al aplicar las contingencias anteriormente citadas.

c) Cálculo de la carga vertical total (V)

La carga vertical total se calculará considerando los efectos producidos por: el peso de los conductores, cables de guardia, aisladores, accesorios de conexión aplicados en los puntos de sujeción de cada uno de los elementos. Adicionalmente se considerará el peso de un operario con todo su equipo en cualquier lugar de la estructura. También se considerarán sobrecargas verticales iguales al peso del conductor y cable de guardia aplicados en los puntos de conexión sea de suspensión o de anclaje y los puntos de sujeción respectivamente.

Se considerarán las sobrecargas en los siguientes casos:

Sobrecarga		V (kg)	
Nº		2 circuitos	1 circuito
1	Sobre dos conductores cualesquiera	$a_p ((Ncf+2)Pcg + Ncg Pcg) + Vo$	---
2	Sobre 1 conducto y un C de G	$a_p ((Ncf+1)Pct + (Ncg+1)Pcg) + Vo$	$a_p ((Ncf+1)Pct + Pcg Ncg) + Vo$
3	Sobre dos C de Guardia	$a_p (Ncf.Pct + (Ncg + 2)PCg + Vo$	---

REF. INECEL Sistema Nacional de Transmisión fase B.

Donde:

V : carga vertical total (kg)

$a_p$  : vano de peso máximo (m)

Pct y Pcg: Peso unitario de los conductores y de los cables de guardia respectivamente (Kg/m)

Ncf y Ncg: Número de conductores de fase o cables de guardia respectivamente.

Si el peso total de los aisladores, accesorios de conexión, accesorios de sujeción del cable de guardia y el peso de un operario (Vo) se lo calcula mediante la siguiente expresión:

$$Vo = 3.Naisl.PU.Ncir + 3.Ncf.Ncir.Pacc+Ncg.Paccg+100$$

ec. 2.2.23

Donde:

Naisl: Número de aisladores

PU : Peso unitario de los aisladores (kg)

Ncir : Número de circuitos

Ncf y Ncg: Número de conductores por fase y cables de guardia

respectivamente.

Pacc y Paccg: Peso de los accesorios de: conexión del conductor y sujeción del cable de guardia (kg).

- d) Cálculo de la altura del centro de gravedad de las cargas

El centro de gravedad se lo puede calcular aproximadamente en función de la carga transversal total y del momento total en la base de la torre debido a la acción de las cargas transversales. La precisión de este cálculo es lo suficiente mente buena para los fines que persigue este estudio. La ecuación que relaciona los parámetros anteriormente señalados es la siguiente REF. 9:

$$Hcg = Mt/T$$

ec: 2.2.24

donde:

T : Carga transversal total (kg)

Mt : Momento total en la base de la torre (Kg - m)

Hcg : Altura del centro de gravedad (m)

El momento en la base de la torre se calculará sumando los momentos producidos por cada uno de los elementos, y se lo hace mediante la siguiente expresión:

$$Mt = 3.Ncir (h1 (Tc + Tais) + \frac{Ncir}{2} (h2 (Tc + Tais) + Lc Tais)) + (h1 + Ncir. h2 + Lc + h3) Ncg Tcg + h4 Te$$

ec: 2.2.25

donde:

Ncir: Número de circuitos

h1: Altura de la cruceta más baja al suelo (m)

h2: Distancia vertical entre fases (m)

h3: Altura del cable de guardia (m)

h4: Altura del centro de gravedad de la estructura (m)

Todas estas distancias se hallan gráficamente explicadas en el ANEXO 2.4.

Tc y Tcg: Tensión transversal total sobre uno de los conductores y cables de guardia respectivamente (kg)

Tais y Te: Tensión transversal debida a la acción del viento sobre los aisladores y la estructura respectivamente (Kg)

Ncg: Número de cables de guardia

Una vez calculados los valores de L, V, T, h y K se los reemplazará en la ecuación 2.2.16 obteniendo de esta manera el peso total aproximado de la torre de acero.

### 2.3.3 Peso de los postes de hormigón

Para determinar el poste a usar en la línea de transmisión debemos conocer el esfuerzo transmitido al apoyo por los conductores y demás accesorios para ello se seguirá el método que actualmente utiliza el INECEL en su etapa de prediseño de las líneas de 138 KV con postes de hormigón.

La ecuación que se utiliza para determinar el esfuerzo transmitido es la siguiente (ANEXO 2.6).

$$Ea = 0.13158 (\theta \cdot d)$$

ec. 2.2.26

Una vez determinado este valor se deberá escoger un poste de la tabla del ANEXO 2.1 que cumpla los requerimientos de altura y esfuerzo útil requerido.

Para implementar este cálculo se ha creado una subrutina dentro del programa la cual busca este poste dentro del banco de datos suministrado al programa.

Cuando se trata de apoyos en ángulo podemos utilizar varias alternativas: si el esfuerzo es muy grande se pueden utilizar torres de acero, existe la segunda posibilidad que es la de usar postes agujerados, siendo esta la que mayores facilidades de cálculo da es la escogida.

Para encontrar el esfuerzo en apoyos en ángulo se utilizan las expresiones que han sido obtenidas en los ANEXOS 2.6 y 2.7, las cuales se detallan a continuación (REF. 7).

$$E_{\text{a}} = E_a + 3 \cdot \frac{(26.5296 + 0.5949 T x)}{40} \quad \text{ec: 2.2.27}$$

Donde:

Ea: Esfuerzos en apoyos en alineación (kg)

E $\text{a}_\text{f}$ : Esfuerzos en apoyos en ángulo (kg).

$\emptyset$ : Diámetro del conductor (mm)

a: Vano a estudiarse

Tx: Tensión mecánica producida por los conductores (kg)

Una vez determinado el esfuerzo útil de los postes de hormigón se tomará para el estudio aquel poste de hormigón cuyo esfuerzo de trabajo sea mayor que el calculado, para esto se cuenta con un registro de características de postes de hormigón (ANEXO 2.1) en el que se incluyen: peso, altura, dimensiones de la fundación y excavación, costo aproximado.

#### 2.4 Cálculo del Volumen de fundaciones

El cálculo de fundaciones comprende el cálculo del vo

lúmen dē excavación, hormigón y relleno para todos los casos, se han tomado dos metodologías diferentes para este análisis la una se la utiliza cuando se trata de torres de acero y la otra cuando son postes de cemento lo que se utilizan en la línea.

#### 2.4.1 Volumen de las fundaciones en torres de acero

Para determinar el volumen de las fundacio - nes se asumirá un solo tipo de suelo cuyas caracterís ticas podrían señalarlo como un terreno normal, ha ciendo las correcciones necesarias si se trata de te rreno inundado o de malas características mecánicas posteriormente.

El cálculo del volumen de excavación y de hormigón se lo puede hacer en función de dos paráme - tros: el esfuerzo de arrancamiento y el esfuerzo de compresión parámetros que son función del tipo de suelo y del momento total en la base de la torre.

Para este estudio se ha optado por utilizar el esfuerzo de arrancamiento ya que de esta manera se obvia profundizar en la acción de la tierra en el caso de condiciones mecánicas críticas en la líne a.

La ecuación Básica a utilizarse es la si guiente (REF. 13).

$$Ea = \frac{M_{tot}}{F_s A_b} \quad \text{ec. 2.2.28}$$

donde:

Ea: Esfuerzo de arrancamiento (kg)

$F_s$ : Factor de seguridad

Ab: Ancho en la base de la torre (m)

Mtot: Momento total en la base de la torre (kg-m)

El momento total en la base se lo calcula de la siguiente forma:

$$M_{tot} = M_t + M_L \quad \text{ec. 2.2.29}$$

donde:

M<sub>t</sub>: Momento transversal total (Kg-m) Definido en el literal d) del numeral 2.3 mediante la ec. 2.2.25

El momento longitudinal total ( $M_L$ ) se lo calcula mediante la siguiente expresión:

$$M_L = (h_1 + N_{cir}.h_2 - L_c) T_{mnfc}.N_{cir} + (h_1 + N_{cir}.h_2 + h_3) N_{cg} T_{mnfcg} \quad \text{ec. 2.2.30}$$

en la cual:

h<sub>1</sub>: Altura de la cruceta más baja al suelo (m)

h<sub>2</sub>: Altura vertical entre fases (m)

h<sub>3</sub>: Alto del cable de guardia (m)

L<sub>c</sub>: Longitud de la cadena de aisladores

T<sub>mnfc</sub> y T<sub>mnfcg</sub>: Tensión máxima normal final del conductor y del cable de guardia respectivamente (kg)

Todas estas variables están descritas gráficamente en el ANEXO 2.4.

Hallado el valor M<sub>t</sub> se reemplaza en la ecuación 2.2.28 y una vez obtenido el esfuerzo de arran-

camiento en una de las patas de la torre se puede determinar el volumen de hormigón mediante la siguiente expresión (ANEXO 2.8): REF.9.

$$VOLHOR = 1.22919 \cdot 0.29653 \cdot Ea \quad \text{ec.2.2.31}$$

El volumen de excavación también se lo calcula mediante una ecuación empírica la cual también puede ser función del esfuerzo de arrancamiento o del esfuerzo de compresión siguiendo igual razonamiento - que en el caso anterior se lo calcula de la siguiente forma: REF.9.

$$VOLEXC = 4.60728 \cdot (Ea)^{0.75468} \quad \text{ec.2.2.32}$$

El volumen de relleno se lo calcula restando del volumen de excavación el volumen de hormigón

#### 2.4.2 Volumen de fundaciones para postes de hormigón

Los volúmenes de fundación se los ha diseñado considerando que para ciertos tipos de suelo se deberá tener un mínimo en concreto para que la torre pueda soportar todos los esfuerzos a los que deberá estar sometido, el diseño de la fundación se lo puede ver claramente en el ANEXO 2.2. pag. 1. cabe anotarse que los volúmenes de fundación y excavación se los ha determinado para una profundidad de empotramiento calculada mediante la siguiente ecuación:

$$he = Ap/10+0.5 \quad \text{ec. 2.2.36}$$

donde:

he: Profundidad de empotramiento (m)

Ap: Altura del poste (m)

De igual manera que en la determinación del peso de los postes de cemento existe en el registro de características de postes los volúmenes - mínimos que la fundación debe tener.

## INDICE DE ANEXOS DEL CAPITULO II

ANEXO 2.1	TABLA DE CARACTERISTICAS DE LOS POSTES DE HORMIGON	
ANEXO 2.2	POSTE DE HORMIGON PARA 1 CIRCUITO y 1 CABLE DE GUAR DIA. DISEÑO DE LA FUNDACION	P. 1.
	ESTRUCTURA DE ACERO PARA 1 Y 2 CIRCUITOS CON UN CA BLE DE GUARDIA	P 2
	ESTRUCTURA DE ACERO SIMPLE Y DOBLE CIRCUITO CON DOS CABLES DE GUARDIA	P 3
ANEXO 2.3	FACTORES QUE SE UTILIZAN PARA DETERMINAR EL VANO DE VIENTO, DE PESO y MAXIMO PARA ESTRUCTURAS DE SUSPEN SION	P. 1
ANEXO 2.4	DIMENSIONES VERTICALES EN LA ESTRUCTURA 1 CIRCUITO	P 1
ANEXO 2.4.a	DIMENSIONES VERTICALES EN LA ESTRUCTURA DE DOS CIR CUITOS	P. 2
ANEXO 2.5	DISTANCIAS MINIMAS RECOMENDADAS	
ANEXO 2.6	EMPLEO DE POSTES EN ALINEACION	
ANEXO 2.7	EMPLEO DE POSTES EN ANGULO	
ANEXO 2.8	OBTENCION DE LAS ECUACIONES QUE DEFINEN VOLEXC Y VOLHOR	

## ANEXO No. 2.1

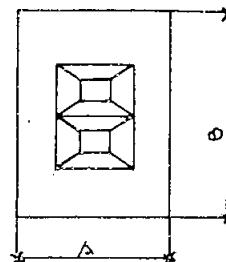
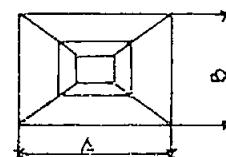
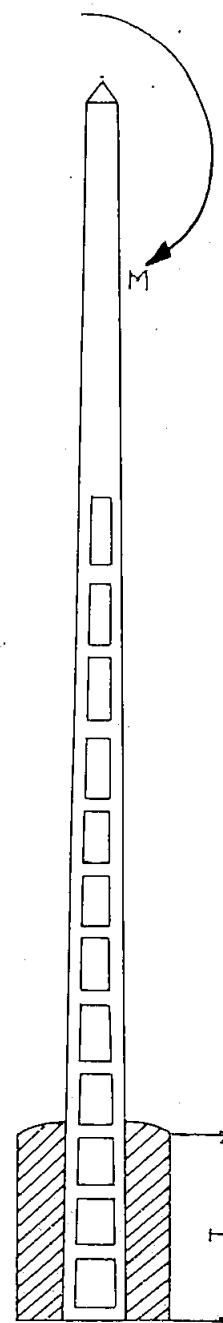
No.	ESFUERZO UTIL	PESO	ALTURA	ANCHO	VOLUMEN HORMIGON	VOLUMEN EXCAVACION	COSTO
	(Kg)	(Kg)	(m)	(n)	M <sup>3</sup>	M <sup>3</sup>	US \$
1	250	600	12	0.25	0.38	0.40	396.0
2	250	650	13	0.30	0.40	0.43	429
3	400	624	12	0.25	0.74	0.78	420
4	400	676	13	0.30	0.78	0.85	455
5	400	730	14	0.30	0.78	0.83	490
6	400	782	15	0.35	0.85	0.89	525
7	500	636	12	0.30	0.96	1.02	444
8	500	689	13	0.35	1.02	1.09	481
9	500	742	14	0.35	1.02	1.09	518
10	500	795	15	0.40	1.09	1.15	555
11	500	848	16	0.40	1.09	1.15	592
12	500	901	17	0.45	1.15	1.22	629
13	630	715	13	0.35	1.30	1.38	507
14	630	770	14	0.40	1.38	1.46	546
15	630	825	15	0.40	1.38	1.46	585
16	630	880	16	0.45	1.46	1.54	624
17	630	935	17	0.45	1.46	1.54	663
18	800	741	13	0.40	1.28	1.35	533
19	800	798	14	0.45	1.36	1.44	574
20	800	855	15	0.45	1.36	1.44	615
21	800	912	16	0.50	1.45	1.54	656
22	800	969	17	0.50	1.45	1.54	697
23	1000	780	13	0.45	1.76	1.82	559
24	1000	840	14	0.50	1.76	1.82	602
25	1000	900	15	0.50	1.86	1.96	645
26	1000	960	16	0.55	1.86	1.96	688
27	1000	1020	17	0.55	1.97	2.07	731

Datos obtenidos: (REF 7) y (REF 13)

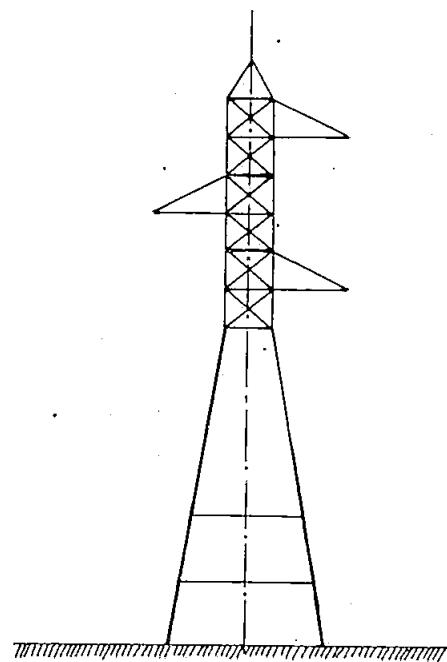
Tabla de características de postes de hormigón

## POSTE DE HORMIGON TIPO

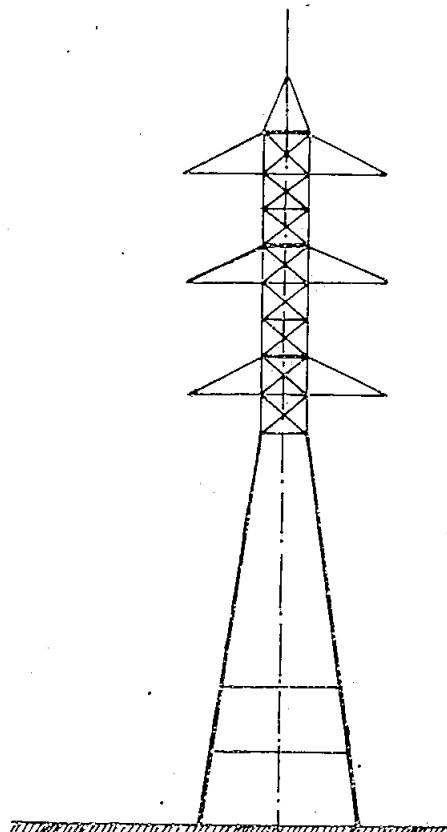
Pág. 1



Volumen de fundaciones poste simple  
Volumen de fundaciones postes agerelados.

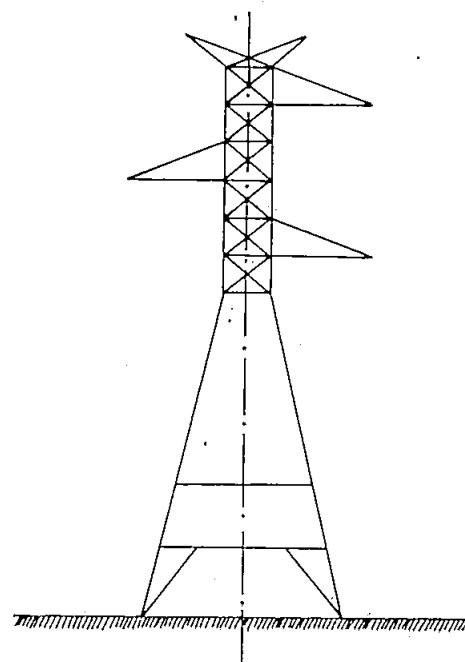


a) Simple circuito

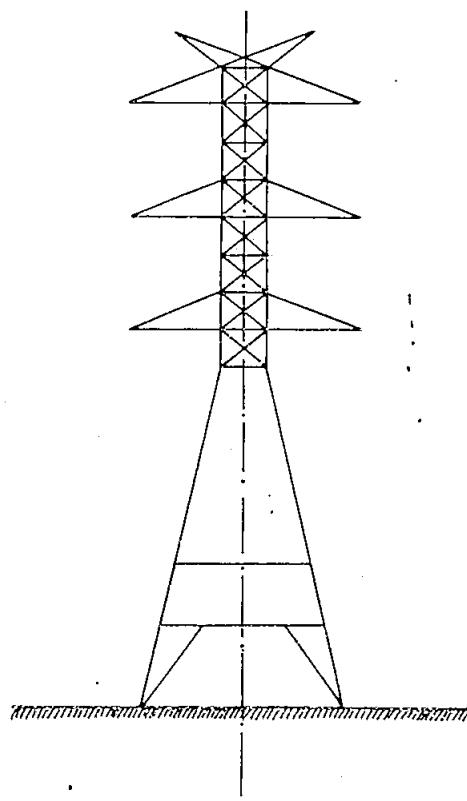


b) Doble circuito

Estructuras normalizadas (1 cable de guardia)



a) Simple circuito



b) Doble circuito

Estructuras normalizadas (2 cables de guardia)

## ANEXO No. 2.3

VANO DE VIENTO, VANO DE PESO Y VANO MAXIMO EN VECES EL VANO  
A SER ANALIZADO

VANO DE	V A N O	V A N O
	< 300	> 300
VIENTO	1.25 - 1.8	1.5 - 1.6
PESO	1.5 - 2	1.6 - 2.5
MAXIMO	1.25 - 1.75	1.3 - 2.5

Estos factores dependen directamente del tipo de suelo  
siendo los valores más altos mientras más accidentado  
es el terreno.

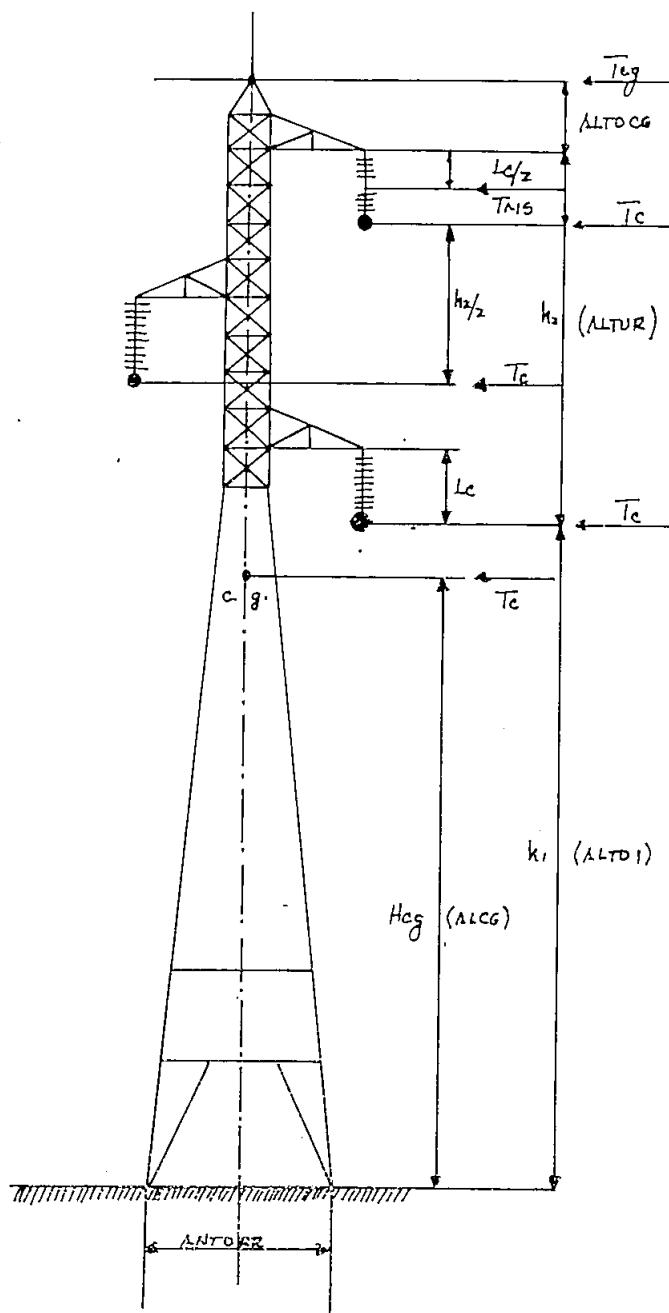


Gráfico de dimensionamiento de la estructura de simple circuito (las longitudes verticales tienen validez para el caso de los postes de hormigón).

ANEXO No. 2.4

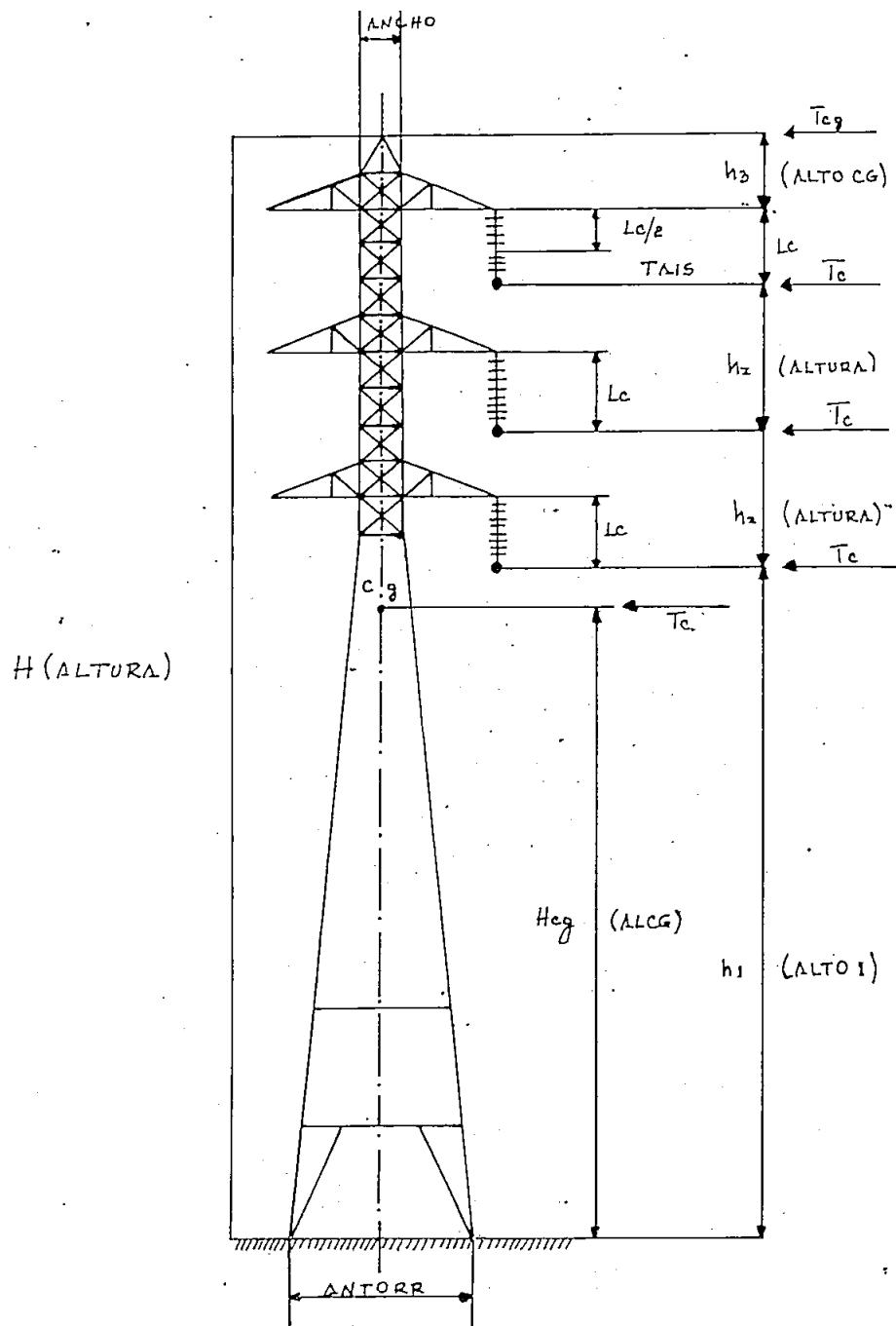


Gráfico del dimensionamiento de la estructura de doble circuito.

Los valores entre paréntesis son los nombres utilizados en el Programa.

## ANEXO No. 2.5

DISTANCIAS MINIMAS DEL CONDUCTOR AL SUELO

	VOLTAJE (KV)	Z O N A 1		Z O N A 2	
		COND 1	COND 2	COND 1	COND 2
Terreno normal	69	6.00	5.00	6.00	5.00
	138	6.80	5.50	6.80	5.50
	230	7.50	6.00	7.50	6.00
Terreno transitado y caminos de sección de importancia	69	7.00	6.00	7.50	6.20
	138	7.80	6.50	8.30	7.00
	230	8.50	7.20	9.00	7.70
Caminos de primera importancia	69	8.30	7.00	8.70	7.50
	138	9.00	7.70	9.50	8.20
	230	9.80	8.50	10.20	9.00
Ferrocarriles distan- cias al riel.	69	8.30	7.00	8.70	7.50
	138	9.00	7.70	9.50	8.20
	230	9.80	8.50	10.20	9.00

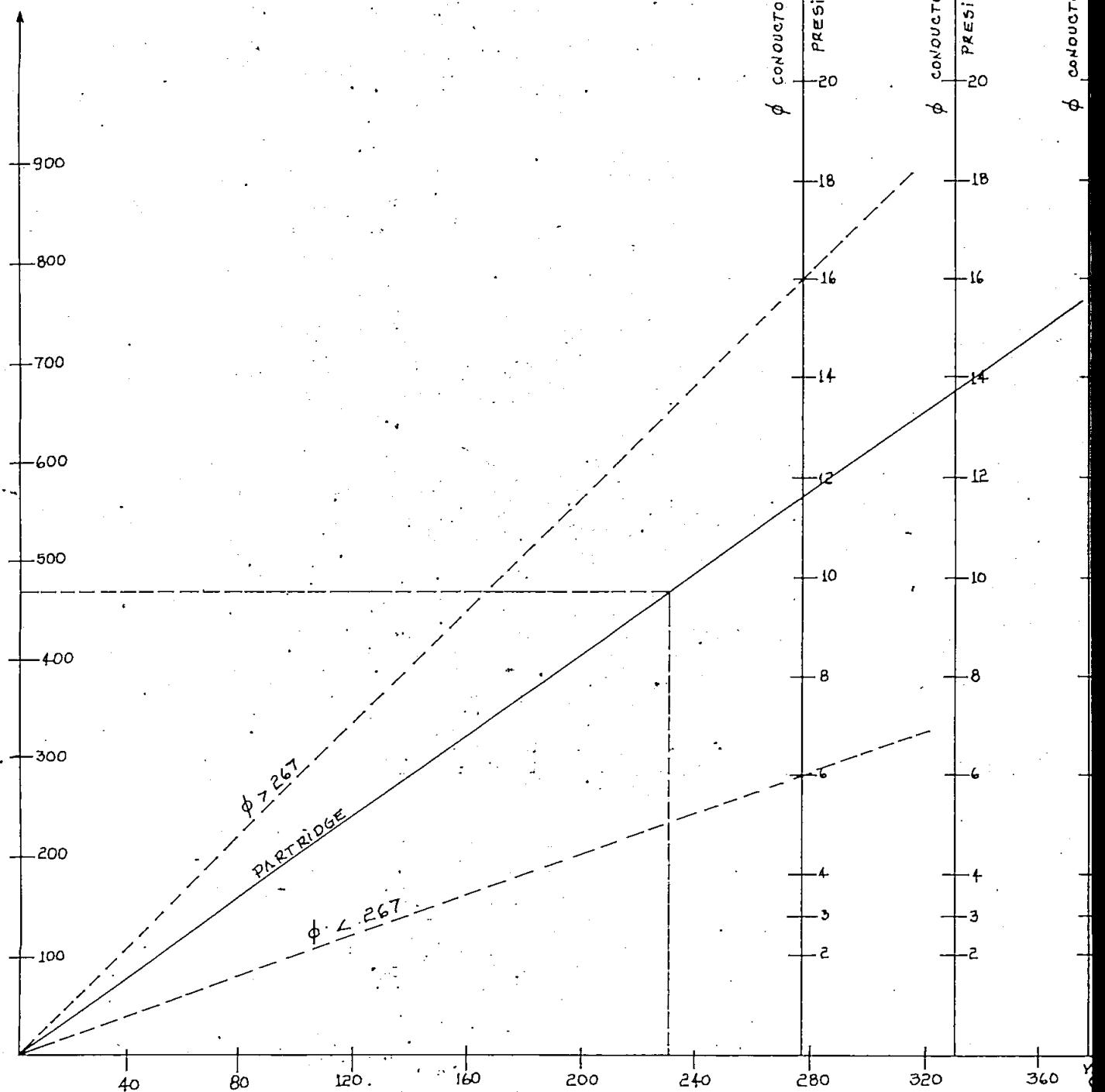
Datos Obtenidos: INECEL: Normas de Proyecto para Líneas de T.

En la condición 1 las distancias mínimas se deberán verificar considerando la flecha máxima final correspondiente a la condición de transmisión de la potencia nominal máxima de la línea.

En la condición 2 estas distancias mínimas se deberán verificar considerando la flecha máxima final correspondiente a la conducción de transmisión de potencia de emergencia.

ANEXO No. 2.6

PERZO  
LTANTE  
E EL  
OYO  
(g).

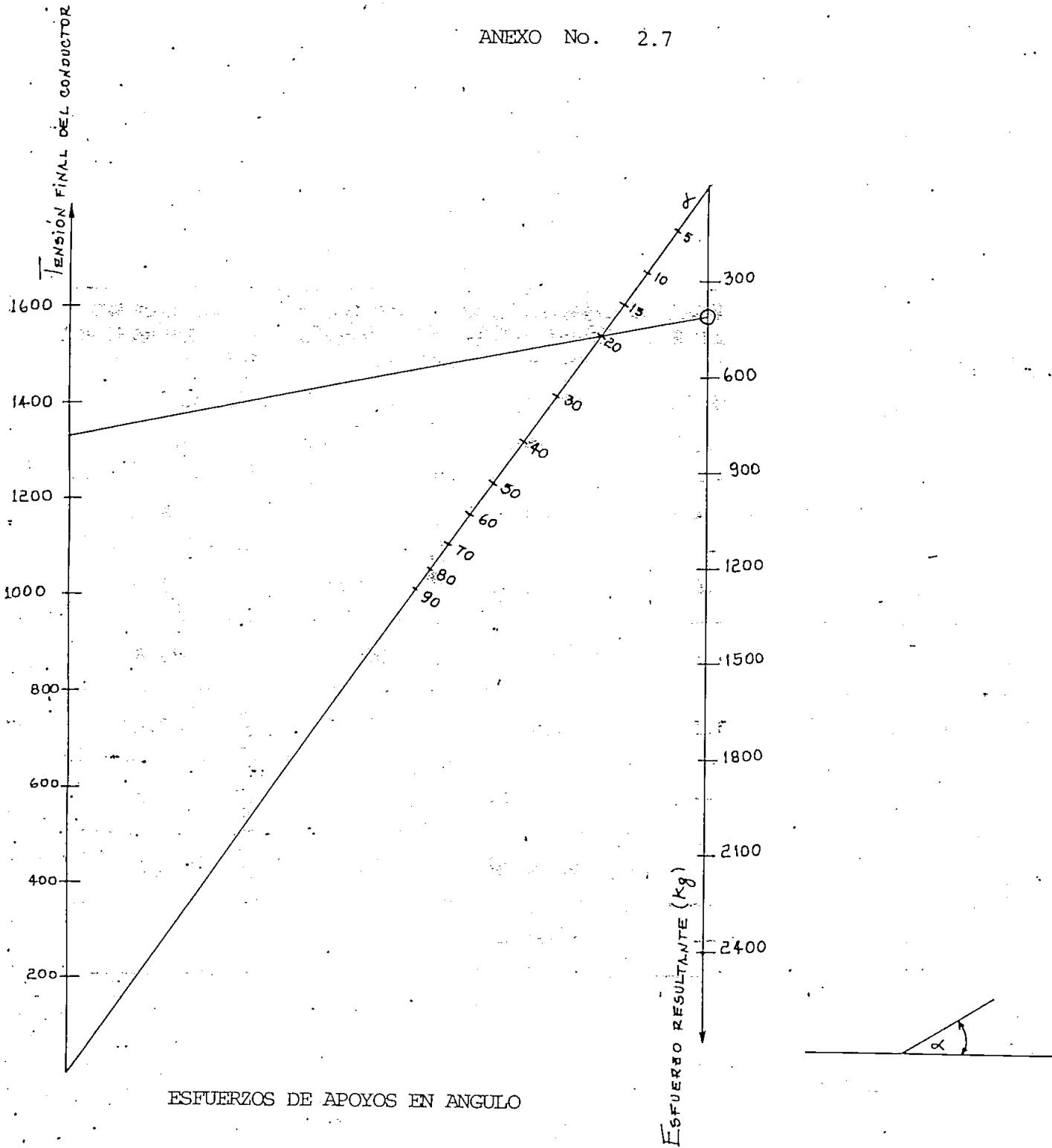


Datos Obtenidos: UNESA

La ecuación para determinar  $Ea = \frac{DIAM * VANO}{380} * .50$

$$Ea = 0.13'158 DIAM * VANO$$

Empleo de postes en alineación.



La ecuación mediante la cual se obtiene el esfuerzo resultante:

$$E = E_0 + 3 * (0.594 \cdot T_x + 26.5296) * \frac{d}{40}$$

donde:

$E_0$ : Es el esfuerzo producido por el conductor Anexo No. 2.6

$T_x$ : Tensión final del conductos

$\alpha$ : Angulo de desviación de la linea.

## ANEXO No. 2.8

ESFUERZO DE ARRANCAMIENTO TON	VOLUMEN REAL EXCAVACION ( M 3)	*VOLUMEN APROX DE EXCAVACION ( M 3)	VOLUMEN REAL DE HORMIGON (M 3)	VOLUMEN APROX. DE HORMIGON (M 3)
28.52	18.954	18.4837	3.075	3.14
53.6	25.34	24.8565	4.536	4.11
43.6	21.88	22.770	3.379	3.709
8.898	6.656	6.7153	1.440	1.36552
11.56	9.45	9.3623	1.805	1.7663
a	--	-15.3592	--	-1.98207
b	--	10.10056	--	1.53150
r	--	0.99364	--	0.9255

Las ecuaciones que permiten calcular el volumen de excavación y el volumen de hormigón son:

$$\text{VOLHOR} = -1.98207 + 1.53150 \ln (\text{Eu})$$

$$\text{VOLEXC} = -15.3592 + 10.10056 \ln (\text{Eu})$$

## CAPITULO III

### CALCULO DE LOS COSTOS DE CONSTRUCCION Y OPERACION DE UNA LINEA DE TRANSMISION

#### 3. Información general

El Cálculo de los costos de una línea de transmisión comprende dos grandes rubros, el primero incluye los costos de diseño, materiales y construcción de la línea y el segundo los costos de operación de la línea. Muchas veces la alternativa escogida es aquella que incluye los dos rubros, pero cuando existen problemas de capital o de algún otro carácter se analizan únicamente los costos de inversión de una línea de transmisión.

Los costos de diseño comprenden todos los gastos que podrían imputarse desde los estudios preliminares hasta todo el soporte técnico de ingeniería que se requiera en el proceso de diseño final de una línea de transmisión.

La ingeniería del proyecto proporciona los datos relacionados con la clase y cantidad de materiales que serán utilizados en la construcción al igual que las especificaciones de calidad necesarias para cumplir con los requerimientos técnicos.

Los recursos humanos son necesarios para la ejecución de las diferentes tareas en la construcción las cuales deben ser cuantificados conjuntamente con los costos del equipo utilizado para cada uno de los ítems de construcción.

Se debe tomar en cuenta que en este rubro se incluyen los profesionales que cubren los campos de la técnica, - administración y servicios del proyecto.

Los costos de operación en una línea de transmisión están representados por las pérdidas de potencia y energía que se producen en los conductores; estos serían los gastos directos; por la dificultad que representan determinar los costos indirectos de operación de la línea simplemente se utilizará un factor de ponderación que aproxime al valor real de éste rubro.

En líneas de transmisión se utiliza como índice de evaluación económica el costo total actualizado al año en que entraría en servicio la línea.

Por lo que los costos de operación anuales deberán ser trasladados a valor presente.

### 3.1 Costos de Diseño

El diseño de una línea de transmisión no solo comprende el trazado de una ruta, el escogitamiento de un conductor y la determinación del número de aisladores; durante toda la etapa anterior a la construcción se requiere de un significativo soporte técnico administrativo el cual en nuestro país comprende la participación de ingeniería nacional y extranjera en los campos de la ingeniería civil, eléctrica y mecánica.

La ingeniería mecánica es importante durante el proceso de pruebas de materiales a ser utilizados.

El aporte de la ingeniería civil en un proyecto de diseño comprende el estudio de suelos, la topografía, el diseño de las fundaciones, etc.

Los costos de estudios y topografías se han estimado en función de las horas empleadas que se re-

quieren para realizar estos trabajos.

El valor de los gastos de diseño se los calcula a partir de la siguiente expresión:

$$\text{COSING} = (\text{COSTOP} + \text{COSDIS} + \text{COSES}) \text{ CI} \quad \text{ec: 3.1:1}$$

donde:

COSING: Costos totales de diseño ( US\$./Km).

COSTOP: Costos por topografía (US\$./Km).

COSES: Costos por estudio de suelos (US\$./Km).

COSDIS: Costos por el diseño eléctrico de la línea  
(US\$./Km).

CI: Factor de costos indirectos

*Valores indeterminados*

Los valores de COSTOP, COSES y COSDIS deberán ser suministrados por el usuario del programa. La suma de los cuales deberá multiplicarse por un factor de ponderación que represente el exceso debido a los costos indirectos como servicios y administración que también deben ser incluídos en este rubro.

### 3.2 Costos de materiales

Los materiales forman el rubro más significativo en la construcción de un proyecto, y si consideramos el valor imputable a la obra el gasto efectuado en materiales es mayor que los demás egresos, especialmente en casos como el que nos ocupa de obras de infraestructura, para su imputación contable debemos considerar la utilización y la función que estos desempeñan en las diferentes medidas del conjunto que forman la construcción total.

Por su función los materiales se dividen en directos e indirectos.

### 3.2.1 Materiales directos

Son aquellos cuyo valor es directamente imputable a la unidad física terminada y su participación cuantitativa es mayor. En el caso de una línea de transmisión estos estarían determinados por:

a) Conductor

$$CC = 3 \times FROD \times NCIR \times NCF \times CUC$$

ec: 3.2.1

b) Cable de Guardia

$$CCG = FROD \times NCG \times CUCG$$

c) Aisladores

$$CAIS = 3 \times FROD \times NCIR \times CUA$$

$$(NAIS \times (1 - FEA) + 2 \times FEA \times (NAIS + 1)) \times JEXKM$$

Se debe anotar que en las estructuras de anclaje se utilizan dos cadenas de aisladores en cada una de las cuales se aumenta una unidad más.

d) Accesorios de conexión del conductor y sujeción del cable de guardia (APENDICE 2)

$$CACC = FROD \times NCIR \times ((1 - FEA) + CACCA)$$

x FEA ) x JEXKM x CUACC) éc: 3.2.2

e) Puesta a Tierra (APENDICE 3)

CACPT = JEXKM x CUAPT      éc: 3.2.3

donde:

CC: Costos de conductor (US\$/Km).

FROD: Factor por rotura o daño del material por lo que debe ser comprado en exceso.

NCIR: Número de circuito

NCF: Número de conductores por fase

NCG: Número de cables de guardia

NAIS: Número de aisladores en la cadena

FEA: Factor de estructuras de anclaje

CUC: Costo unitario del conductor  
(US\$/Km).

CUCG: Costo unitario del cable de guardia (US\$/Km).

CUA: Costo unitario del aislador (US\$/Km).

CUACC: Costo unitario de los accesorios de conexión (US\$/Km).

CUAPT: Costo unitario de los elementos de puesta a tierra (US\$/Km).

JEXKM: Número de estructuras por kilómetro de línea.

CACCA: Factor de costo adicional de una estructura de anclaje respecto a una de suspensión.

Dentro de este rubro también se toma en cuenta los siguientes costos:

Solo para estructuras de hierro que se utilizan en cualquier nivel de voltaje.

El precio del hierro se lo calcula en función del peso total de la estructura de suspensión, aceptando que una estructura de anclaje es 2.5 veces más pesada que la de suspensión.

$$f) \text{CEST} = JEXKM \times \text{PESO} \times \text{CUEST} \times (1 + 1.5 \times \text{FEA}) \quad \text{ec. 3.2.4}$$

donde:

CEST: Costo total del hierro de las es-  
tructuras (US\$/Km).

JEXKM: Número de estructuras por kilóme-  
tro.

CUEST: Costo unitario de las estructuras  
(US\$/Kgr).

FEA: % de estructuras de anclaje en un  
kilómetro de línea.

El costo del hormigón para las fundacio-  
nes se lo calcula a partir de la siguien-  
te ecuación:

$$g) \text{CHOR} = VOTOHO \times \text{CUHOR} \quad \text{ec. 3.2.5}$$

donde:

CHOR: Costo del hormigón (US\$/Km)

VOTOHO: Volumen total del hormigón por -  
kilómetro de línea ( $\text{m}^3/\text{Km}$ ).

CUHOR: Costo unitario del hormigón ( $\text{US}/\text{m}^3$ ).

La alternativa en 69 Kv es la de utilizar postes de hormigón por lo cual los costos en este caso serían:

f.1)  $CEST = PRECIO \times (1 + FEA \times JEXKM)$

éq: 3.2.6

donde:

PRECIO: Es el valor del poste que cumple las especificaciones técnicas (US\$)

CEST: Costo de las estructuras (US\$/Km)

- g.1) Costo de los herrajes necesarios para la sujeción de los conductores

$CHERR = JEXKM \times CUHERR (1 + FEA)$

3.2.7

donde:

CHERR: Costo de los herrajes de una línea (US\$/Km)

CUHERR: Costo de los herrajes que se ubican en una estructura.

Se debe anotar que con los dos rubros anteriormente descritos se considera el doble de precio en el caso de estructuras de anclaje que de suspensión.

### 3.2.2 Costos de materiales indirectos

Son materiales indirectos aquellos que por su naturaleza no es posible imputar su valor a la unidad física terminada y lo que es más, su utilización no termina con el primer uso que se les da, en el caso de una línea este rubro es pequeño ya que solo para las fundaciones se pueden cargar materiales a este rubro.

### 3.3 Costos de Construcción

El éxito de un proyecto depende, en gran parte de una buena organización de todo el potencial humano que se va a utilizar en el desarrollo de la construcción del proyecto, se pueden diferenciar los costos directos de construcción y los costos indirectos, entre los dos cubren los campos de: la técnica, la administración, la construcción y los servicios.

La construcción en sí del proyecto reúne la mayoría de las personas de la empresa pues se trata del personal que ejecute la parte física de la construcción y serán necesarios entre otros: jornaleros, linieros, operadores de equipos, choferes, ayudantes de linieros, capataces, etc.

#### 3.3.1 Costos directos de construcción

Los rubros que se han considerado como directamente imputables a los costos de construcción son los siguientes para cualquiera de las alternativas de voltaje o tipos de estructuras.

- a) Reconocimiento de la ruta ANEXO 3.1 pag. 1
- b) Replanteo en el terreno ANEXO 3.1 pag. 2
- c) Desbroce A - 1 P - 3

d) Transporte de materiales ANEXO 3.1  
P - 4 y 5

e) Instalaciones de puesta a tierra.  
ANEXO 3.1 P 5 y 6

f) Caminos de acceso. ANEXO 3.1 P 7

g) Pruebas A - 1 P 8

Los rubros que se han considerado como directamente imputables a los costos de construcción dependientes de que se utilicen estructuras de acero.

a.1) Excavación para la ubicación de pilotes.  
ANEXO 3.2 P 1

b.1) Corte y doblado del hierro estructural.  
ANEXO 3.2 P 2

c.1) Colocación del hormigón. ANEXO 3.2 P 3 y 4

d.1) Armado y vestido de las estructuras.  
ANEXO 3.2 P 5

e.1) Tendido y templado del conductor:  
ANEXO 3.2 P 6

Los rubros que se han considerado directamente imputables a los costos de construcción si se utilizan postes de cemento. REF: 13.

a.2) Excavación de huecos para postes y tensores  
ANEXO 3.3 P 1

b.2) Distribución y clayado de postes.

ANEXO 3.3 P 2

c.2) Armada del poste. ANEXO 3.3 P 3

d.2) Armada y colocación de tensores.

ANEXO 3.3 P 4

e.2) Tendido y templado del conductor.

ANEXO 3.3 P 5

Para el cálculo de los costos de construcción se ha realizado el siguiente análisis, para determinar los sueldos diarios reales que recibe cada trabajador. Para ellos se deben determinar el factor de cargas sociales y el factor de mayoración, entendiéndose por factor de cargas sociales, el factor que se obtiene de dividir el valor anual del salario mensual más el valor de las cargas sociales, entre el valor anual del salario nominal, el valor anual indicado se refiere al año calendario de 365 días. ANEXO 3.4.

La ecuación que relaciona el salario mensual y el factor de cargas sociales es la siguiente:

$$FCS = 3.783 - 0.247 \ln (\text{MES}) \quad \text{ec. 3.1.9}$$

donde:

FCS: Factor de cargas sociales

MES: Sueldo mensual nominal

El factor de mayoración es el factor de incidencia en el costo de la mano de obra y equivale al factor de cargas sociales en función de los días labo

rables en cada año calendario y se lo calcula de la siguiente manera.

$$FAM = FCS / 0.6219$$

ec: 3.1.10

El valor 0.6219 se lo calcula dividiendo el número de días laborables para el número de días calendario.

El factor de mayoración multiplicado por el salario nominal diario, representa el dinero que se paga por día trabajado.

Las escalas de sueldo se las ha hecho para cada tipo de trabajador en función del salario mínimo y se los ha dividido en 5 grupos representativos que son: ANEXO 3.5

- a) Sueldo nominal menor que 5.000 sucres (mes - (1) )
- b) Sueldo nominal menor que 7.000 sucres (Mes - (2) )
- c) Sueldo nominal entre 7.000 y 7.600 sucres - (Mes (3) )
- d) Sueldo nominal entre 7.600 y 9.900 sucres . (Mes (4) )
- e) Sueldo nominal mayor que 10.000 sucres (Mes (5) ).

Los costos directos de construcción estarían determinados por la suma de los rúbricos.

$$CD \emptyset = a + b + c + d + e + f + g + h$$

$$CD1 = a.1 + b.1 + c.1 + d.1 + e.1$$

$$CD2 = a.2 + b.2 + c.2 + d.2 + e.2$$

Para el caso de estructuras de acero:

$$CD = CD \emptyset + CD1 \quad \text{éq: 3.1.11}$$

Para el caso de postes de cemento

$$CD = CD \emptyset + CD2 \quad \text{éq: 3.1.12}$$

donde:

CD: Costos directos de construcción (US\$/km)

### 3.3.2 Costos indirectos de construcción

Este rubro es bastante significativo, especialmente si se trata de grandes obras.

Generalmente se abre un registro considerando el mayor número de items de control que por su naturaleza no es posible imputar directamente a las unidades de obra.

El valor total de los gastos registrados como indirectos, al finalizar la construcción del proyecto se prorratará en proporción directa al valor de las unidades de obra; en nuestro caso el criterio para distribuir el valor de los gastos indirectos se lo ha hecho de acuerdo con la experiencia del INECEL, en la construcción (especialmente fiscalización) de este tipo de obra.

Los costos indirectos se computaran como el

30% de los costos directos totales de construcción, a manera de ilustración este 30% se lo ha distribuido - de la siguiente forma:

- a) Soporte Técnico: 10%
- b) Personal Administrativo: 5%
- c) Rentas de vivienda y bodega: 3%
- d) Papelería de oficina y planos: 1%
- e) Vehículos: 2%
- f) Seguros: 6%
- g) Imprevistos: 3%

TOTAL : 30%

Por lo tanto los costos totales de construcción se los computará así:

$$CTC = 1.3 \text{ CD}$$

En lo que respecta al valor correspondiente a las utilidades existe una gran diferencia entre cada una de las empresas oferentes cuando se llama a licitación. Por ejemplo el UNEPER reconoce como constructores nacionales un 12% de utilidades, se da este valor referencial por que los constructores nacionales no han realizado obras de gran envergadura en el campo de las líneas de transmisión.

Mientras que en las ofertas de la línea Pante - Milagro, algunas empresas alcanzan hasta un valor de 26% de utilidades, entonces se ha establecido que el costo total de construcción incluído utilidades será:

$$CTC = 1.3 \times FAUT \times CD$$

ec. 3.1.13

Donde:

CTC: Costos totales de construcción (US\$/Km)

FAUT: Factor de utilidades (P.U.)

CD: Costos directos de construcción (US\$/Km)

### 3.4 Costos de operación

Los costos de operación de una línea de transmisión tienen dos grandes rubros, el más importante es el que corresponde a las pérdidas de potencia y energía, y el otro es debido a los gastos de mantenimiento de la línea.

El segundo rubro es de muy difícil determinación ya que no existen en el país programas rigurosos de mantenimiento por lo cual en el valor total del costo de operación no se incluirá este valor.

El valor total de los costos de operación se lo calcula mediante la siguiente expresión.

$$\text{COSPER} = \text{COSP} + \text{COSQ} + \text{COSW}$$

ec. 3.1.14

donde:

COSPER: El costo total de operación de la línea (US\$/Km)

COSP, COSQ, COSW: Son los costos totales de pérdidas de potencia activa, reactiva y de energía respectivamente y están dadas en dólares por kilómetro y se los determina de la siguiente forma:

$$\text{COSQ} = \text{PERQ} * \text{TARIFQ}$$

ec. 3.1.15

$$\text{COSP} = \text{PERP} * \text{TARIF}$$

ec. 3.1.16

$$\text{COSW} = \text{PERW} * \text{TARIFW}$$

ec. 3.1.16.a

donde:

TARIF, TARIFQ Y TARIFW: Son los costos unitarios de Potencia activa, reactiva y de energía respectivamente, estos precios serán los precios a los que INECEL vende el servicio eléctrico a los usuarios. (Empresas Eléctricas)

PERP: Pérdidas de potencia activa ( $\frac{\text{KW}}{\text{Km}}$ )

PERQ: Pérdidas de potencia reactiva ( $\frac{\text{KVAR}}{\text{Km}}$ )

PERW: Pérdidas de energía ( $\frac{\text{KWH}}{\text{Km}}$ )

Los valores de PERP, PERQ y PERW se calculan mediante las ecuaciones mostradas a continuación:

$$\text{PERP} = 3 I^2 R \times 10^{-3} \quad \text{éc. 3.1.17.}$$

$$\text{PERQ} = 3 \times 10^{-3} \text{NCIR} (I^2 XL - V^2/Xc) \quad \text{éc. 3.1.18.}$$

$$\text{PERW} = 8760 \times \text{PERP} \quad \text{éc. 3.1.19.}$$

donde:

R: Resistencia del conductor ( $\Omega/\text{Km}$ )

XL: Reactancia inductiva del conductor ( $\Omega/\text{Km}$ )

Xc: Reactancia capacitiva del conductor ( $M\Omega/\text{Km}$ )

V: Voltaje nominal de transmisión (Kv)

I: Corriente que se transmite a ese nivel de voltaje (Amp)

Se debe anotar que para dar mayor precisión de cálculo de las pérdidas se toma en cuenta que la línea no va a transmitir la potencia máxima de diseño, sino que a lo largo de la vida útil irá satisfaciendo una demanda mayor para lo cual se toma en cuenta los factores de proyección de demanda ya sea este si la zona a servirse va a ser rural o urbana.

De igual manera se considera en el cálculo, el factor de carga de la potencial zona a servirse para de esta manera lograr resultados más reales ya que no a toda hora del día se transmite la potencia máxima.

Los valores del factor de proyección de demanda y el factor de carga se los muestra en el ANEXO 3.6 los cuales se lo recomienda utilizar al usuario del programa.

### 3.5 Costos totales

El momento que se decide emprender la construcción de un proyecto para producir un buen servicio para el consumo, se encuentra con la tarea de reunir todos los elementos necesarios que harán factible la ejecución del mismo, con el fin de tener una idea de la composición del costo, debemos diferenciar claramente las etapas en las que intervienen los recursos productivos.

Existen dos etapas bien definidas y son: La de construcción y la de producción.

Para la etapa de construcción ya han sido analizados los siguientes rubros:

- a) Materiales
- b) Equipos, maquinaria, mano de obra
- c) Gastos indirectos de construcción

Un aspecto muy importante en este rubro corresponde al capital, considerando que este se lo puede clasificar por su origen en propio y ajeno. Para ambos casos el análisis del capital se concentrará en las necesidades del capital fijo y del capital de operación, por otra parte se deberá considerar la rentabilidad del capital propio y el valor del interés que se paga en el mercado de capitales.

Una vez que se tienen los resultados se deberá programar la utilización de este.

Este rubro de intereses se lo cargará solamente al costo de construcción y únicamente durante este período.

Para la etapa de operación y con el objetivo de obtener el máximo de veracidad de los resultados los costos anuales de operación deberán ser ubicados en valor presente al primer año en que entre en operación la línea, esto se lo hace mediante la ecuación:

$$VP = \frac{A}{(1 + i)^h} \quad \text{ec. 3.1.20}$$

donde:

VP: Valor presente de una cantidad

A: Valor al año h

i: Interés o rentabilidad

Económicamente existen muchos índices para evaluar la conveniencia o no para emprender la construcción de un proyecto en vista de que en el caso de las líneas de transmisión se pueden aplicar conceptos de evaluación mucho más sencillos.

En este caso se evaluará solamente en función de los costos de inversión y de los costos totales, es decir aquellos que incluyen los gastos de operación de la línea, limitándonos a tomar como alternativa óptima aquella que cumpla con todas las normas técnicas de diseño al menor costo por kilómetro.

INDICE DE ANEXOS DEL CAPITULO III.

- 3.1. Tablas de rendimientos para los items de construcción generales para los dos casos torres de acero y postes de cemento.
- 3.2. Tablas de rendimientos para los items de construcción cuando se utilizan torres de acero.
- 3.3. Tablas de rendimientos para los items de construcción cuando se utilizan postes de cemento.
- 3.4. Determinación del factor de cargas sociales.
- 3.5. Escalas de sueldos para el personal de construcción de la línea.
- 3.6. Tablas del factor de carga para cada año y zona.

ANEXO    3.1

CONSTRUCCION

POSTES O ESTRUCTURAS

ITEM:

- 01      Reconocimiento de la ruta
- 02      Replanteo en el terreno
- 03      Desbroce
- 04a     Transporte de materiales
- 04b     Clasificación de materiales
- 06      Instalación de puesta a tierra
- 07      Caminos de acceso
- 08      Pruebas

ANALISIS DE COSTOS			
ITEM:	Ø 1	UNIDAD:	KM.
ACTIVIDAD:	Reconocimiento de la Ruta (CRR)	REND/DIA:	25
			No. HOMBRES: 2
COSTOS DE CONSTRUCCION POR DIA			
MANO DE OBRA		EQUIPOS	
REFERENCIA	CANT.	OCCUPACION	DIARIO REFERENCIA CANT. DESCRIPCION
Ø 5 Ø 2	1 1	Topografo Cadenero	(Ø 5) (Ø 2) 1. Ø 1 1. Ø 12 1 1 Camioneta (4x4) Teodolito
COSTOS DIRECTOS			
MANO DE OBRA:	1	UNIT. DIRECTO:	1
EQUIPO:	0.1	% INDIRECTO:	28%
		SUB TOTAL:	1.28%
		UTILIDAD :	12 %
COSTOS TOTALES			
TOTAL DIR:	1.1 M.O.	TOTAL DIR.	

ANALISIS			COSTOS			
ITEM:	DE	COSTOS	UNIDAD:	REND/DIA:	No. HOMBRES:	
ACTIVIDAD: Replanteo de las estructuras (CRP)			KM.	1.20	8	
MANO DE OBRA	COSTOS DE CONSTRUCCION	POR DIA			EQUIVALENTES	
REFERENCIA	CANT.	Ocupacion	DIAARIO	REFERENCIA	CANT.	DESCRIPCION
Φ 5	1	Topografo	(Φ 5)	1 Φ 1	1	Camioneta (4 x 4)
Φ 2	2	Cadenero	(Φ 2)	1 Φ 11	1	Distanciametro
Φ 3	1	Chofer	(Φ 3)	1 Φ 12	1	Teodolito
Φ 1	4	Jornalero	(Φ 1)	- - -	1	Herramientas
		;			1	Walkie-Talkie
COSTOS DIRECTOS			COSTOS TOTALES			
MANO DE OBRA:	1		UNIT. DIRECTO:	1		
EQUIPO:	0.20		% INDIRECTO:	28%		
			SUB TOTAL:	1.28%		
			UTILIDAD :	12%		
			TOTAL. 1.43 TOTAL DIR			

A N A L I S I S			C O S T O S		
ITEM:	Ø 3		UNIDAD:	KM.	
ACTIVIDAD:	Desbroce (CDB)		REND/DIA:	3.0	No. HOMBRES:
			COSTOS DE CONSTRUCCION	POR DIA	
<b>M A N O D E O B R A</b>					
REFERENCIA	CANT.	O C U P A C I O N	DIARIO	REFERENCIA	CANT.
Ø 5	1	Capataz	(Ø 5)	3 Ø 1	0.5
Ø 2	2	Ayudante de liminero	(Ø 2)	342	1
Ø 1	8	Jornalero	(Ø 1)		
Ø 3	1	Operador	(Ø 3)		
Ø 3	0.5	Chofer	(Ø 3)		
C O S T O S D I R E C T O S			C O S T O S T O T A L E S		
MANO DE OBRA:	1		UNIT. DIRECTO:	1	
EQUIPO:	0.20		% INDIRECTO:	28	
TOTAL DIR:	1.20 M.O.		SUB TOTAL:	1.28%	
			UTILIDAD :	12	
			TOTAL: 1.43 TOTAL DER		

A N A L I S I S			C O S T O S		
ITEM:	φ 4		UNIDAD:KG.		
ACTIVIDAD:	a) Clasificación del material en el patio.		REND/DIA:	16356	No. HOMBRES: 4
	COSTOS	DE CONSTRUCCION	POR DIA		
M A N O DE OBRA	O C U P A C I O N	DIARIO	REFERENCIA	CANT.	E Q U I P O S
REFERENCIA	CANT.				DE S C R I P C I O N
φ 1	4	(φ 1)			
φ 2	2	(φ 2)			
C O S T O S D I R E C T O S			C O S T O S T O T A L E S		
MANO DE OBRA:	1		UNIT. DIRECTO:	1	
EQUIPO:	0.0		% INDIRECTO:	28	
			SUB TOTAL:	1.28	
			UTILIDAD :	12 %	
					TOTAL: 1.43

ANALISIS DE COSTOS		
ITEM:	DE	COSTOS
ACTIVIDAD: b) Transporte al sitio de implantación	UNIDAD: KG. REND/DIA: 1.2200 NO. HOMBRES: 8	
COSTOS DE CONSTRUCCION POR DIA		
MANO DE OBRA		
REFERENCIA	CANT.	O C U P A C I O N
Ø 2	1	Oficial.
Ø 3	1	Chofer
Ø 1	6	Jornaleros
COSTOS DIRECTOS		
MANO DE OBRA:	1	UNIT. DIRECTO: 1
EQUIPO:	1.00	% INDIRECTO: 28%
		SUB TOTAL: 1.28
		UTILIDAD : 12%
COSTOS TOTALES		
TOTAL DIR:	2.00	TOTAL: 1.43 TOTAL DIR

A N A L I S T S			D E C O S T O S			
ITEM:	φ 6		UNIDAD:	Puesta a tierra		
ACTIVIDAD:	Instalación puesta a tierra (CIPT)		REND/DIA:	10	No. HOMBRES: 3	
C O S T O S D E C O N S T R U C C I O N P O R D I A						
M A N O D E O B R A					E Q U I P O S	
REFERENCIA	CANT.	O C U P A C I O N	DIARIO	REFERENCIA	CANT.	D E S C R I P C I O N
φ 4 φ 2	1 2	Liniero Ayudante de liniero	(φ 4) (φ 2)	1 φ 14	1	Medidor de resistividad Herramienta
C O S T O S D I R E C T O S			C O S T O S T O T A L E S			
MANO DE OBRA:	1		UNIT. DIRECTO:	1		
EQUIPO:	0.2		% INDIRECTO:	28%		
			SUB TOTAL:	1.28		
			UTILLIDAD :	12%		
			TOTAL: 1.43 TOTAL DIR.			

A N A L I S I S      D E      C O S T O S					
ITEM:	07	UNIDAD: KM.			
ACTIVIDAD:	Construcción de caminos del acceso	REND/DIA: 0.8 No. HOMBRES: 8.5			
COSTOS      DE      CONSTRUCCION      POR      DIA					
MANO      DE      OBRA	DIARIO	EQUIPOS			
REFERENCIA	CANT.	O C U P A C I O N	REFERENCIA	CANT.	D E S C R I P C I O N
Ø 2	1	Oficial	(Ø 2)	1	Ø 1
Ø 3	1	Operador	(Ø 3)	1	Ø 2
Ø 3	0.5	Chofer	(Ø 3)		
Ø 1	6	Jornaleros	(Ø 3)		
C O S T O S      D I R E C T O S					
MANO DE OBRA: 1	UNIT. DIRECTO: 1.0				
EQUIPO: 2	% INDIRECTO: 28%				
	SUB TOTAL: 1.28				
	UTILIDAD : 12%				
C O S T O S      T O T A L E S					
TOTAL DIR: 3 M.Ö.	TOTAL: 1.43 TOTAL DIR				

ANALISIS DE COSTOS				COSTOS DE OBRAS				COSTOS TOTALES			
ACTIVIDAD: Pruebas de materiales usados				UNIDAD: KM.				REND/DIA: 5.5. NO. HOMBRES: 9			
COSTOS DE CONSTRUCCION POR DIA											
MANO DE OBRA											
REFERENCIA	CANT.	O C U P A C I O N	D I A R I O	REFERENCIA	REFERENCIA	CANT.	D E S C R I P C I O N	UNIT. DIRECTO:	% INDIRECTO:	SUB TOTAL:	TOTAL DIR:
Ø 5	1	Capataz	(Ø 5)					1	28%	1.28	43
Ø 4	2	Linieros	(Ø 4)					0	12%	0	
Ø 2	2	Ayudantes de liniero	(Ø 2)								
Ø 1	2	Peones	(Ø 1)								
COSTOS DIRECTOS				COSTOS				COSTOS			
MANO DE OBRA: 1	EQUIPO: 0.										
TOTAL DIR: 1				TOTAL DIR: 1				TOTAL DIR: 1			

ANEXO 3.2

CONSTRUCCION SOLO ESTRUCTURAS DE ACERO

ITEM:

- 09 Excavación para la ubicación de pilotes
- 10 Corte y doblado del hierro estructural
- 11 Colocación del hormigón
- 12 Armado y vestido de las estructuras
- 13 Tendido del conductor

A N A L I S I S			D E C O S T O S		
ITEM:	Ø 9		UNIDAD:	Metro cúbico	
ACTIVIDAD:	Excavación de bases para estructuras			REND/DIA:	50
			COSTOS	DE CONSTRUCCION	POR DIA
REFERENCIA	CANT.	M A N O DE O B R A	DIARIO	REFERENCIA	CANT.
Ø 5	1	Capataz	(Ø 5)	1 Ø 5	1
Ø 2	2	Cargintero	(Ø 2)	1 Ø 15	1
Ø 2	2	Oficial	(Ø 2)	--	1
Ø 1	8	Jornalero	(Ø 1)	1 Ø 1	0.25
Ø 3	0.25	Chofer	(Ø 3)		
Ø 3	1	Operador	(Ø 3)		
C O S T O S			D I R E C T O S		
MANO DE OBRA:	1.0		UNIT. DIRECTO:	1.	
EQUIPO:	1.0		% INDIRECTO:	28%	
TOTAL DIR:	2.0	M.O.	SUB TOTAL:	1.28	
			UTILIDAD :		
C O S T O S			T O T A L E S		
			UNIT. DIRECTO:	1.	
			% INDIRECTO:	28%	
			SUB TOTAL:	1.28	
			UTILIDAD :		
			TOTAL:	1.43	TOTAL DIR

A N A L I S I S			C O S T O S		
ITEM:	1 Ø		UNIDAD:	KG.	
ACTIVIDAD:	Corte y doblado del hierro estructural		REND/DIA:	1760	No. HOMBRES: 11
			COSTOS	DE CONSTRUCCION	POR DIA
M A N O D E O B R A			E Q U I P O S		
REFERENCIA	CANT.	O C U P A C I O N	DIARIO	REFERENCIA	CANT.
Ø 5	1	Capataz	(Ø 5)	1 Ø 16	1
Ø 1	4	Fierberos	(Ø 1)	---	-
Ø 1	6	Jornalero	(Ø 1)	---	-
C O S T O S D I R E C T O S			C O S T O S T O T A L E S		
MANO DE OBRA:	1		UNIT. DIRECTO:	1	
EQUIPO:	0.05		% INDIRECTO:	28%	
TOTAL DIR:	1.05		SUB TOTAL:	1.28	
			UTILIDAD :	12%	
			TOTAL: 1.43 TOTAL DIR.		

A N A L I S I S				D E	C O S T O S
ITEM: 11				UNIDAD: Metro cúbico	
ACTIVIDAD: Colocación de hormigón				No. HOMBRES:	14.25
				REND/DIA:	
COSTOS		DE CONSTRUCCION	POR DIA	E Q U I P O S	
M A N O D E O B R A				E Q U I P O S	
REFERENCIA	CANT.	O C U P A C I O N	DIARIO	REFERENCIA	CANT.
Ø 5	1	Capataz	(Ø 5)	1 Ø 16	1
Ø 2	2	Albañil	(Ø 2)	1 Ø 17	2
Ø 1	10	Jornalero	(Ø 1)	1 Ø 15	1
Ø 3	1.25	Chofer	(Ø 3)	1 Ø 3	1
				1 Ø 3	0.25
					Tanquero
C O S T O S D I R E C T O S				C O S T O S T O T A L E S	
MANO DE OBRA: 1 EQUIPO: 0.5				UNIT. DIRECTO:	1.
				% INDIRECTO:	28%
				SUB TOTAL:	1.28
				UTILIDAD :	12%
TOTAL DIR: 1.5 M.O.				TOTAL: 1.43 TOTAL DIR.	

A N A L I S I S      D E      C O S T O S						
ITEM: 12		UNIDAD: Metro cúbico				
ACTIVIDAD: Relleno		REND/DIA: 8.0      NO. HOMBRES: 4				
COSTOS      DE      CONSTRUCCION      POR      DIA						
M A N O      D E      O B R A			E Q U I P O S			
REFERENCIA	CANT.	O C U P A C I O N	D I A R I O	R E F E R E N C I A	CANT.	D E S C R I P C I O N
Ø 1	2	Jornaleros	(Ø 1)	--	-	Herramienta
Ø 2	2	Oficial	(Ø 2)	1 Ø 17	1	Apisonadora
C O S T O S      D I R E C T O S				C O S T O S      T O T A L E S		
MANO DE OBRA:	1	UNIT. DIRECTO:	1.	UNIT. DIRECTO:	1.	
EQUIPO:	0.13	% INDIRECTO:	28%	% INDIRECTO:	28%	
		SUB TOTAL:	1.28	SUB TOTAL:	1.28	
		UTILIDAD :	12%	UTILIDAD :	12%	
TOTAL DIR: 1.13 M.O.				TOTAL: 1.43 TOTAL DIR		

A N A L I S I S			D E C O S T O S			
ITEM:	13		UNIDAD:	KG.		
ACTIVIDAD:	Ensamblaje y armado de la estructura		REND/DIA:	2500	No. HOMBRES: 14	
	COSTOS	DE CONSTRUCCION	POR DIA			
	M A N O D E O B R A	O C U P A C I O N	D I A R I O	R E F E R E N C I A	E Q U I P O S	
REFERENCIA	CANT.			REFERENCIA	CANT.	D E S C R I P C I O N
Ø 5	1	Capataz Liniero	(Ø 5)	1 Ø 3	1	Camión
Ø 4	2	Liniero	(Ø 4)	1 Ø 6	1	Malacate
Ø 2	3	Ayudante de liniero	(Ø 2)	1 Ø 4	1	Pluma
Ø 2	3	Official	(Ø 2)	-	-	Herramienta
Ø 1	4	Jornaleros	(Ø 1)			
Ø 3	1	Chofer	(Ø 3)			
C O S T O S D I R E C T O S			C O S T O S T O T A L E S			
MANO DE OBRA:	1.		UNIT. DIRECTO:	1		
EQUIPO:	0.3		% INDIRECTO:	28%		
TOTAL DIR:	1.3 M.O.		SUB TOTAL:	1.28		
			UTILIDAD :	12%		
			TOTAL: 1.43 TOTAL DIR.			

A N A L I S I S			C O S T O S		
ITEM:	14	UNIDAD: KM.	REND/DIA:	3.5	No. HOMBRES:
ACTIVIDAD: Tendido y templado del conductor *					
	COSTOS	DE CONSTRUCCION	POR DIA		EQUIPOS
M A N O D E O B R A					
REFERENCIA	CANT.	O C U P A C I O N	DIARIO	REFERENCIA	CANT.
Ø 5	2	Capataz	(Ø 5)	- -	-
Ø 4	4	Liniero	(Ø 4)	- -	Equipo principal de tendido
Ø 2	6	Ayudante de Liniero	(Ø 2)	1 Ø 4	Poleas
Ø 3	2	Operador	(Ø 3)	1 Ø 3	Pluma (Grua)
Ø 2	4	Oficial	(Ø 2)	1 Ø 1	Camión plataforma
Ø 1	12	Jornalero	(Ø 1)	- -	Camionetas
Ø 3	4	Chofer	(Ø 3)	- -	Tirpo ( 3ton)
				10	Walkie-Talkie
				- -	Herramienta
C O S T O S D I R E C T O S			C O S T O S T O T A L E S		
MANO DE OBRA:	1.	UNIT. DIRECTO:	1.	% INDIRECTO:	28%
EQUIPO:	0.7	SUB TOTAL:	1.28	UTILIDAD :	12%
TOTAL DIR:	1.7 M.O.	TOTAL: 1.43 TOTAL DIR.			

\* Se toma en cuenta una conexión por Ø del conductor.

ANEXO 3.3

CONSTRUCCION

SOLO POSTES DE CEMENTO

ITEM:

- 15 Excavación de huecos para postes
- 16 Erección del poste
- 17 Distribución y clavado de postes
- 18 Armado y colocación de tensores
- 19 Tendido y templado del conductor

A N A L I S I S			D E C O S T O S		
ITEM:	15 Sólo para postes de cemento		UNIDAD:	Poste	
ACTIVIDAD:	Excavación de huecos		REND/DIA:	12.0	No. HOMBRES: 12
	COSTOS DE CONSTRUCCION	POR DIA			
M A N O D E O B R A			E Q U I P O S		
REFERENCIA	CANT.	O C U P A C I O N	D I A R I O	R E F E R E N C I A	CANT.
Ø 5	1	Capataz	(Ø 5)	—	—
Ø 4	1	Liniero	(Ø 4)	—	—
Ø 1	10	Jornaleros	(Ø 1)	—	Herramienta
C O S T O S D I R E C T O S			C O S T O S T O T A L E S		
MANO DE OBRA:	1.		UNIT. DIRECTO:	1.0	
EQUIPO:	0.		% INDIRECTO:	28%	
TOTAL DIR:	1.0	M.O.	SUB TOTAL:	1.28	
			UTILIDAD :	12%	
TOTAL: 1.43 TOTAL DIR.					

A N A L I S I S			D E	C O S T O S
ITEM:	16		UNIDAD:	Poste
ACTIVIDAD:	Distribución de postería y clavado		REND/DIA:	18
			No. HOMBRES:	9
C O S T O S D E C O N S T R U C C I O N P O R D I A				
M A N O D E O B R A				
REFERENCIA	CANT.	O C U P A C I O N	DIARIO	E Q U I P O S
Ø 5	1	Capataz	(Ø 5)	1 Ø 3
Ø 2	2	Ayudante de limiero	(Ø 2)	1 Ø 4
Ø 1	6	Jornaleros	(Ø 1)	1
Ø 3	1	Chofer	(Ø 3)	1
C O S T O S D I R E C T O S				
MANO DE OBRA:	1.	UNIT. DIRECCIO:	1.	
EQUIPO:	0.5	% INDIRECCIO:	28%	
		SUB TOTAL:	1.28	
		UTILIDAD :	12%	
C O S T O S T O T A L E S				
TOTAL DIR:	1.5 M.O.			
				TOTAL: 1.43 TOTAL DIR.

ANALISIS			DE COSTOS		
ITEM:	17	ACTIVIDAD:	Colocacion de anclas	UNIDAD:	Tensor
			REND/DIA:	8	No. HOMBRES: 4
<b>M A N O D E O B R A</b>					
REFERENCIA	CANT.	O C U P A C I O N	DIAARIO	REFERENCIA	CANT.
Ø 5	1	Liniero	(Ø 5)	1 Ø 1	1
Ø 2	2	Ayudante de liniero	(Ø 2)		
Ø 3	1	Chofer	(Ø 3)		
<b>COSTOS DIRECCIONES</b>					
MANO DE OBRA:	1	EQUIPO:	0.1	UNIT. DIRECTO:	1.0
				% INDIRECTO:	28%
				SUB TOTAL:	1.28
				UTILIDAD :	12%
<b>TOTAL:</b> 1.43					

A N A L I S I S      D E      C O S T O S				C O S T O S			
ITEM: 18 ACTIVIDAD: Armado del poste *				UNIDAD: Poste REND/DIA: 2      No. HOMBRES: 5			
				COSTOS      DE      CONSTRUCCION      POR      DIA			
M A N O      D E      O B R A				E Q U I P O S			
REFERENCIA	CANT.	O C U P A C I O N	DIARIO	REFERENCIA	CANT.	D E S C R I P C I O N	
Ø 5	1	Capataz	(Ø 5)	-	-	Herramienta	
Ø 4	2	Liniero	(Ø 4)	1 Ø 4	-	Pluma	
Ø 2	2	Ayudante de liniero -	(Ø 2)				
C O S T O S      D I R E C T O S				C O S T O S      T O T A L E S			
MANO DE OBRA:	1	UNIT. DIRECTO:	1	% INDIRECTO:	28%		
EQUIPO:	0.3	SUB TOTAL:	1.28	UTILIDAD :	12%		
TOTAL DIR:	1.3	M.O.		TOTAL:	43	TOTAL:	DTR.

A N A L I S I S			D E C O S T O S		
ITEM:	φ 19		UNIDAD:	km.	
ACTIVIDAD:	Tendido y templado del conductor entre Postes *			REND/DIA:	1.5      NO. HOMBRES: 9
	COSTOS	DE CONSTRUCCION	POR DIA		
M A N O    D E    O B R A			E Q U I P O S		
REFERENCIA	CANT.	O C U P A C I O N	DIARIO	REFERENCIA	CANT.
φ 5	1	Capataz	(φ 5)	-	-
φ 4	3	Liniero	(φ 4)	-	-
φ 2	3	Ayudante de liniero	(φ 2)	1 φ 4	-
φ 1	2	Jornalero	(φ 1)	-	-
C O S T O S    D I R E C T O S			C O S T O S    T O T A L E S		
MANO DE OBRA:	1.0		UNIT. DIRECTO:	1.0	
EQUIPO:	0.7		% INDIRECTO:	28%	
TOTAL DIR:	1.7 M.O.		SUB TOTAL:	1.28	
			UTILIDAD :	12%	
			TOTAL: 1.43 TOTAL DIR.		

\* Existe corrección por el φ del conductor.

ANEXO      3.4

Los cargos sociales de ley que han sido considerados son los siguientes: REF.14.

1. Aportes patronales al IESS, SECAP y IECE: 10.5% del salario mensual
  2. Fondo de reseva 1 sueldo mensual completo
  3. Décimo Tercer sueldo 1 sueldo completo mensual
  4. Décimo cuarto sueldo

Es el que se obtiene de la siguiente fórmula:

$$D4 = 4.600 + (\text{sueldo mensual} - 4.600) \times 0.4$$

no más de 6.000 sucres

5. Décimo quinto sueldo

  - 1) Para sueldos hasta 6.000 sucre s mensuales, el pago de 6.000 sucre s.
  - 2) Para sueldos mayores a 6.000 sucre s mensuales, de acuerdo con la siguiente fórmula:

D5 = 6.000 + (sueldo mensual - 6.000) 0.4

no más de 10.000 sucre

- #### 6. Bonificación complementaria

Pago del 10% del sueldo mensual a excepción de los meses de Septiembre y Diciembre con un límite de pago de 6.000 sucre.

7. Compensación por el costo de la vida 750 sucrens mensuales para sueldos de hasta 5.000 sucrens.

Con estos datos se ha elaborado la siguiente tabla - que relaciona el sueldo nominal con el FCS.

DETERMINACION DEL FACTOR DE CARGAS SOCIALES

SUELDO MENSUAL (S/ sucre)	4.600	6.600	8.600	10.600	12.000	14.600	16.600	18.600	20.600
FCS P.U.	1.696	1.616	1.549	1.428	1.408	1.394	1.383	1.373	1.368

A partir de estos valores se ha obtenido la siguiente ecuación por el método de los mínimos cuadrados:

$$FCS = 3.783 - 0.247 LN \text{ (Sueldo Mensual)}$$

ANEXO    3.5

Las escalas de sueldos considerados para el presente estudio son las siguientes:

GRUPO 1:    Sueldo nominal mensual = salario mínimo

- a) Jornalero
- b) Escribano

GRUPO 2:    Sueldo nominal de hasta 1.4 veces el salario mínimo

- a) Ayudante de Liniero
- b) Oficial
- c) Cadenero
- d) Albañil
- e) carpintero

GRUPO 3:    Sueldo nominal entre 1.4 x 1.5 veces el salario mínimo

- a) Chofer
- b) Operador

GRUPO 4:    Sueldo nominal entre 1.5 y 1.6 veces el salario mínimo

- a) Liniero

GRUPO 5:    Sueldo nominal entre 2 y 4 veces el salario mínimo y menor que 4

- a) Capataz
- b) Topógrafo
- c) Personal administrativo inferior

GRUPO 6: Sueldo nominal mayor que 4 veces el salario mínimo

- a) Personal administrativo
- b) Personal técnico

## ANEXO No. 3.6

TABLAS DEL FACTOR DE CARGA PARA CADA AÑO Y ZONA

Z O N A	R U R A L	U R B A N O
AÑO	FC	FC
1.983	36.0	47.
1.984	36.1	47.1
1.985	36.1	47.1
1.986	36.2	47.2
1.987	36.2	47.3
1.988	36.3	47.3
1.989	36.3	47.4
1.990	36.4	47.5
1.991	36.4	48.
1.992	36.6	49.
1.993	36.5	50.
1.994	36.6	50.
1.995	36.6	51.
1.996	36.7	51.
1.997	36.7	52.
1.998	36.8	52.
1.999	36.8	53.5
2.000	36.9	54.
2.001	36.9	54.
2.002	37.0	54.1
2.003	37.0	54.1

Se considera un valor de proyección de la demanda igual al factor estimado de crecimiento de la población del Ecuador  
REF:12

$$FPD = 1.04$$

## CAPITULO IV

### 4.1 Información General

El presente capítulo tiene por objeto dar una información completa de las características del programa digital para lo cual en forma gráfica se muestra la secuencia que cada uno de los pasos va realizando.

Los diagramas de bloque sirven para mostrar la estructura del estudio en forma general, así como de las partes identificadas claramente dentro del estudio los cuales son: el cálculo de los parámetros eléctricos, cálculo de los parámetros mecánicos y cálculo de costos. La importancia de mos trar en diagramas de bloque el estudio radica en que para el usuario del programa es útil conocer de una manera rápida la base técnica sobre la cual fue desarrollado el programa.

Los diagramas de flujo son la herramienta mediante la cual se logra vincular la lógica del programador con la del usuario explicando detalladamente y paso a paso, como se ha constituido el programa digital. En este capítulo se incluirán los diagramas de flujo de cada una de las subrutinas que forman el programa.

El manual de uso del programa da toda la información necesaria para que el usuario del programa tenga las facilidades para el ingreso de los datos que son utilizados en el cálculo de los costos de la línea de transmisión, y sobre todo indicar de una forma clara el uso de las claves en las subrutinas de entrada y salida.

Uno de los objetivos de esta tesis es que el programa sea sencillo para el suministro de datos además de claro y versátil en la presentación de los resultados, para cumplir -

con este objetivo se han preparado los siguientes casos para el ingreso de datos:

- Cuando el usuario tenga muchas dificultades para la consecución de todos los datos se recomienda utilizar la mayor cantidad de los valores que se han almacenando en el banco de datos interno del programa, todos estos valores se hallan en el ANEXO 4.5.
- Puede cambiar todos aquellos valores del banco de datos que crea conveniente. Las variables que controlan el cambio de los valores del banco de datos son: IC1, IC2, IC3, IC4, IC5.
- El usuario en el banco de datos tiene las características de 15 tipos de conductores, en condiciones normales analiza los 5 primeros para 69KV, los 5 siguientes para 138 KV y los 5 últimos para 230 KV, este es el caso básico y no requiere de variables de control adicionales.

Las variaciones que se pueden hacer a este caso son las siguientes:

- a) En caso de que uno o más conductores no cumplan las restricciones: térmicas, mecánicas y eléctricas (regulación y gradiente de potencial), el programa cambia a este conductor tomando uno más del banco de datos hasta completar los cinco conductores analizados.
- b) Se puede realizar el estudio para cualquiera de los conductores en el banco de datos dentro de un rango continuo, por ejemplo se puede analizar entre los conductores de código 1 y 8, 0 6 y 13 etc., con las mismas ventajas anotadas en el li-

teral a) su control se lo hace mediante las variables: LD, I3, J3.

- c) Se pueden analizar otros conductores para lo cual el usuario deberá ingresar todas las características en igual orden en el que se hallan tabulados en el ANEXO 4.1. Se deberá suministrar una tarjeta por conductor, su comando es función de las variables LD y LDN. Igualmente tiene las mismas posibilidades señaladas en el literal a). La forma de ingresar las tarjetas de control y datos para cada uno de estos casos se lo describe posteriormente en el manual de uso del programa (entrada - de datos).

En cuanto a la presentación de resultados, existen una gran cantidad de posibilidades de impresión, siendo las más importantes las descritas a continuación:

- Se pueden imprimir los resultados del estudio económico ordenados en función del costo total con pérdidas o del costo sin pérdidas. El control se lo hace mediante la variable IORDEN.

- Se puede imprimir todas las alternativas de conductor y vano que han sido analizadas, o las cinco mejores alternativas o solamente la mejor alternativa. El control se lo hace mediante la variable IEBC.

- Se puede imprimir las tablas de resultados a criterio del usuario de la siguiente forma:

- a) Parámetros generales de la línea de transmisión, características de los conductores y del cable de guardia. El control se lo hace

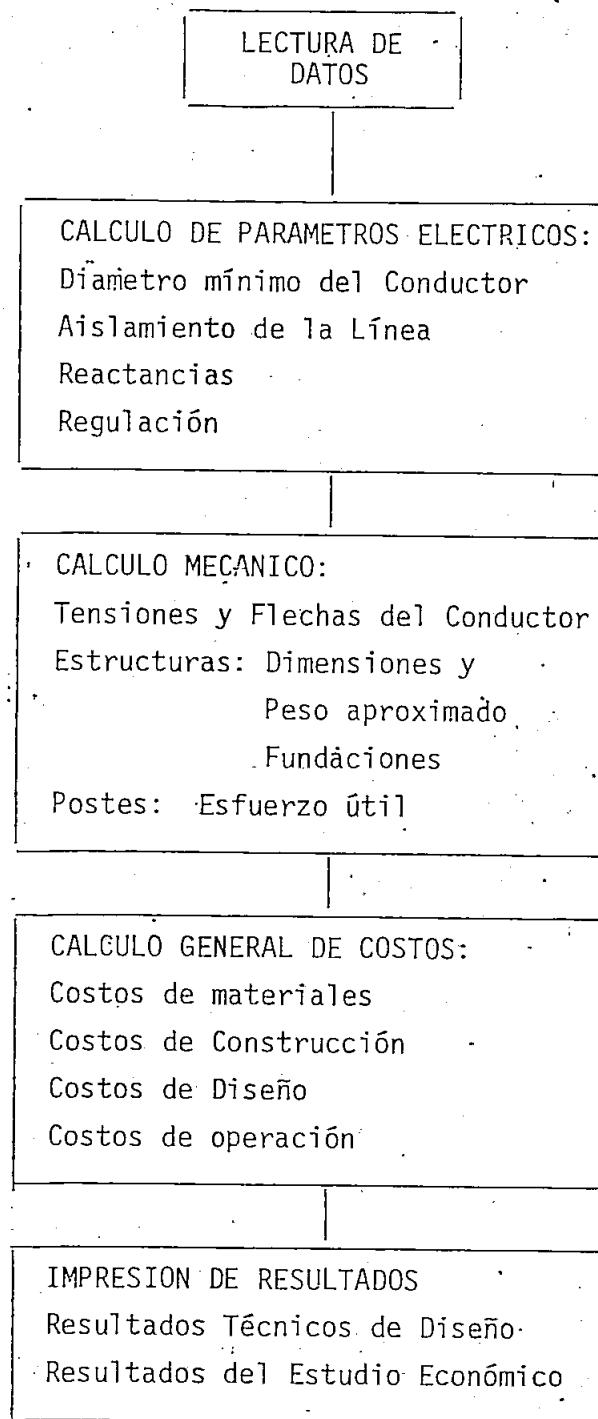
mediante la variable IT1.

- b) Parámetros generales de la línea de transmisión independientes del vano. El control se lo hace mediante la variable IT2.
- c) Resultados del estudio técnico de la línea, dimensiones de la estructura. El control se lo hace mediante la variable IT3.
- d) Características de montaje del conductor y cable de guardia (tensión final y flecha), el control se lo hace mediante la variable IT4.
- e) Costos de la línea, desglose del costo total de materiales, resumen de costos de la línea. El control se lo hace mediante la variable IT5.

De acuerdo a esto se pueden hacer imprimir las tablas que el usuario deseé de la misma forma como se hace un análisis combinatorio, ya que se pueden imprimir 1, 2, 3, 4, 5 tablas, según las variables que hacen de control que hayan sido ingresadas.

4.2 Diagramas de bloque

a) Diagrama de bloque general



- b) Diagrama de bloque del cálculo de parámetros eléctricos de la línea de transmisión

ECUACION DE EQUILIBRIO TERMICO

Sirve para limitar la temperatura a la que estará el conductor bajo condiciones normales de operación

GRADIENTE DE POTENCIAL DEL CONDUCTOR

Se limita a un valor dado para evitar pérdidas excesivas y efectos negativos por radio interferencia.

AISLAMIENTO

Cálculo del número de aisladores, la longitud de la cadena, las distancias mínimas y normal en aire a la estructura.

REACTANCIAS

Comprende el cálculo de ciertas dimensiones básicas de la estructura, la distancia y el radio medio geométrico y el valor de las reactancias capacitive e inductiva.

REGULACION

Comprueba que el diámetro del conductor que se ha escogido permite a la línea operar dentro de las condiciones eléctricas normalizadas

- c) Diagrama de bloque del cálculo de Parámetros mecánicos de la línea de transmisión

TENSIONES Y FLECHAS DEL CONDUCTOR

Mediante la ecuación de cambio de estado se determinan las tensiones para luego determinar las flechas máximas finales del conductor

ESTRUCTURAS

Cálculo de dimensiones de postes y estructuras

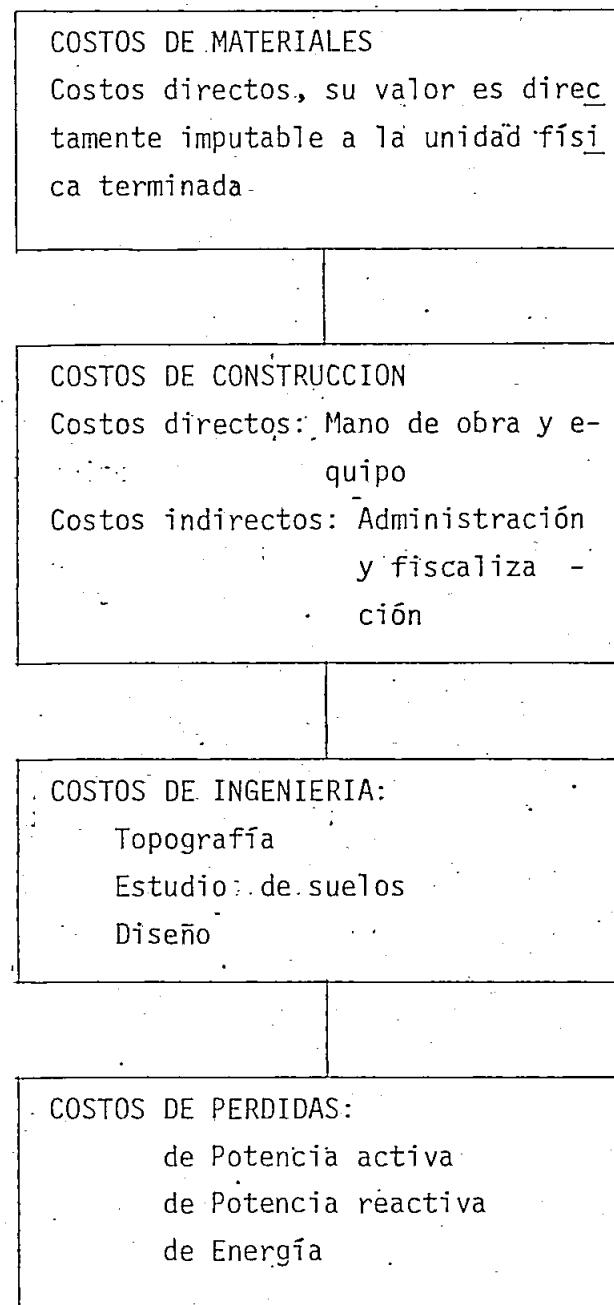
Cálculo aproximado del peso en hierro de las estructuras

Fundaciones de hormigón de las estructuras

POSTES

A partir del esfuerzo útil de los postes se determina altura, peso aproximado, dimensiones de la fundación del poste de hormigón

- d) Diagrama de bloque del cálculo de costos de la línea de transmisión.



## 4.3 Diagramas de Flujo

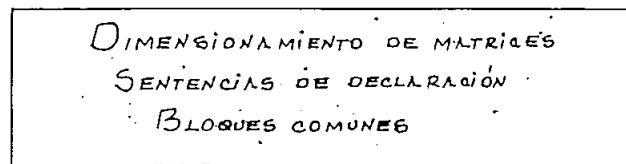
### 4.3.1.a Subrutina AISLA

#### Variables de entrada

ALL: Factor debido a la lluvia  
CONS: Factor para sobrevoltaje de tipo atmosférico  
DFA: Distancia de fuga unitaria del aislador  
EXEM: Exponente empírico al que debe elevarse la DRA  
FACSM: Factor para sobrevoltaje de maniobra  
  
FIK: Factor para sobrevoltajes de frecuencia industrial  
F<sub>00</sub>: Número de fallas anuales por 100 Km de línea  
HS: Cota promedio por la que atraviesa la línea  
IZONE: Clave para clasificar tipo de zona.  
KV: Voltaje nominal fase - fase  
LONL: Longitud de la línea  
MP: Clave para escoger máxima probabilidad de falla  
NCF: Número de conductores  
NCIR: Número de circuitos  
NGAP: Clave para escoger un ángulo de apantallamiento  
VANO Ø: Vano promedio para ése nivel de voltaje

#### Variables de Salida

AISL: Número de aisladores de la cadena  
CRKV: Sobrevoltaje crítico debido a descargas atmosféricas  
DMIN: Distancia mínima en aire a la estructura  
DNOR: Distancia normal en aire a la estructura  
DRA: Densidad relativa del aire  
FIKV: Sobretenión de frecuencia industrial  
LC: Longitud de la cadena  
SMKV: Sobretenión de maniobra



$ORA = f(HS)$

EL PROGRAMA DEFINE:  
 $RG = 5$   
 $ANI = 30 \text{ o } ANI < 50$

$NXC = f(KV, ORA, DFA)$

EQUACIÓN 1.4.1

EL PROGRAMA DEFINE  
 $ALTO = 35$   
 $F PROM = 5$   
 $OH = 3$

138.

KV = ?

69

EL PROGRAMA DEFINE  
 $ALTO = 20$   
 $F PROM = 3$   
 $OH = 1.5$

230

EL PROGRAMA DEFINE  
 $ALTO = 45$   
 $F PROM = 9$   
 $OH = 6$

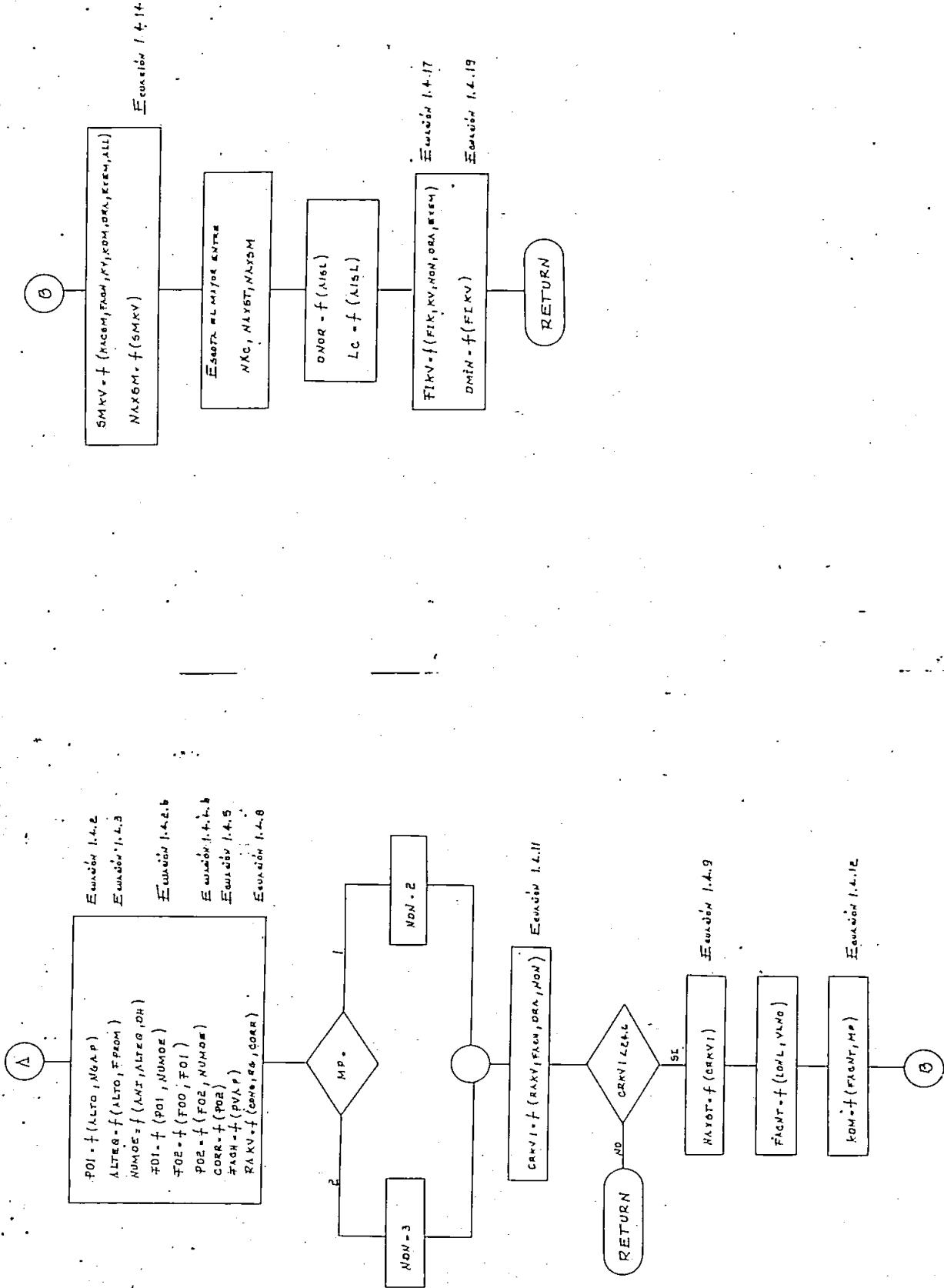
1

I ZONE = 2

$OH = 0$

SI

A



#### 4.3.1.b Subrutina CALOR

##### Variabes de Entrada

COND: Caracteristicas de los conductores  
HS: Cota promedio por la que atravesiza la linea  
I: Conductor que se està analizando  
KV: Voltaje nominal fase - fase  
NCF: Número de conductores por fase  
PMAX: Potencia máxima a transmitirse  
TAMB: Temperatura ambiente promedio de la zona por la que atraviesa la linea

##### Variabes de Salida

QG: Calor ganado  
QP: Calor perdido

DIMENSIONAMIENTO DE MATRICES

SENTENCIAS DE DECLARACIÓN

BLOQUES COMUNES

EXPLIN = COND (IPIN, B)

CORR = f (PMLX, NC, KV)

QG = f (COND, EXPLIN, CORR)

QR = f (COND, TAMB)

Λ0 = f (HS)

Λ1 = f (HS)

Λ2 = f (HS)

T = f (COND)

SUM1 = f (Λ0, Λ1, Λ2, T)

SUM = f (SUM1)

QE = f (QR, TAMB, SUM)

QP = f (QE)

Ecuación 1.2.2

Ecuación 1.2.1

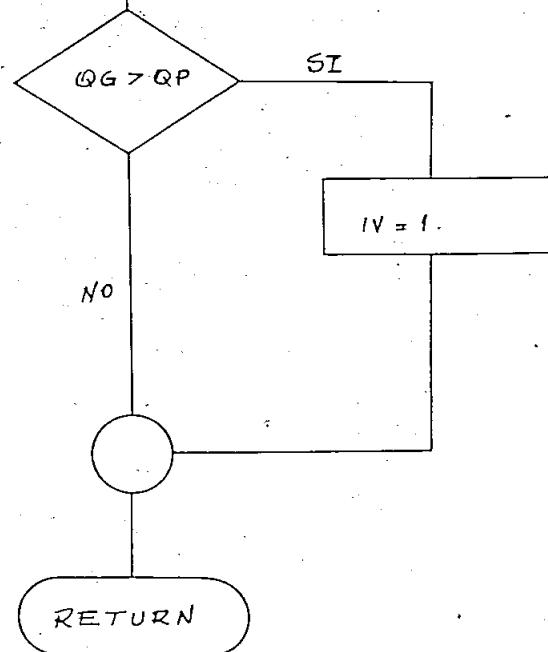
Ecuación 1.2.5

Ecuación 1.2.6

Ecuación 1.2.7

Ecuación 1.2.8

Ecuación 1.2.5.6



#### 4.3.1.c Subrutina DISMED

##### Variables de Entrada

ANCHO: Ancho de la estructura a la altura de la cruceta

ANGAP: Angulo de apantallamiento

ANGMN: Angulo mínimo de desviación de la cadena

ANGMX: Angulo máximo de desviación de la cadena

CVMAX: Carga máxima debida al viento

CVNOR: Carga normal debida al viento

DMIN: Distancia mínima en aire a la estructura

DMIX: Distancias mínimas de los conductores al suelo a ser observados

DNOR: Distancia normal en aire a la estructura

FLECON: Flecha máxima de operación del conductor y del cable de guardia

I: Conductor que se está analizando

IZONE: Clave para indicar tipo de zona por la que atraviesa la línea

KV: Voltaje nominal fase-fase

LC: Longitud de la cadena

NCIR: Número de circuitos

NCF: Número de conductores por fase

NCG: Número de cables de guardia

TENMX: Tensión máxima de operación del conductor y del cable de guardia

VANO: Vaho que se está analizando

.../...

VariabIes de Salida

ALTOGG: Alto del cable de guardia

ALTUR: Altura de la cruceta más baja al suelo

ALTURA: Altura de la torre

ANTORR: Ancho de la torre en la base

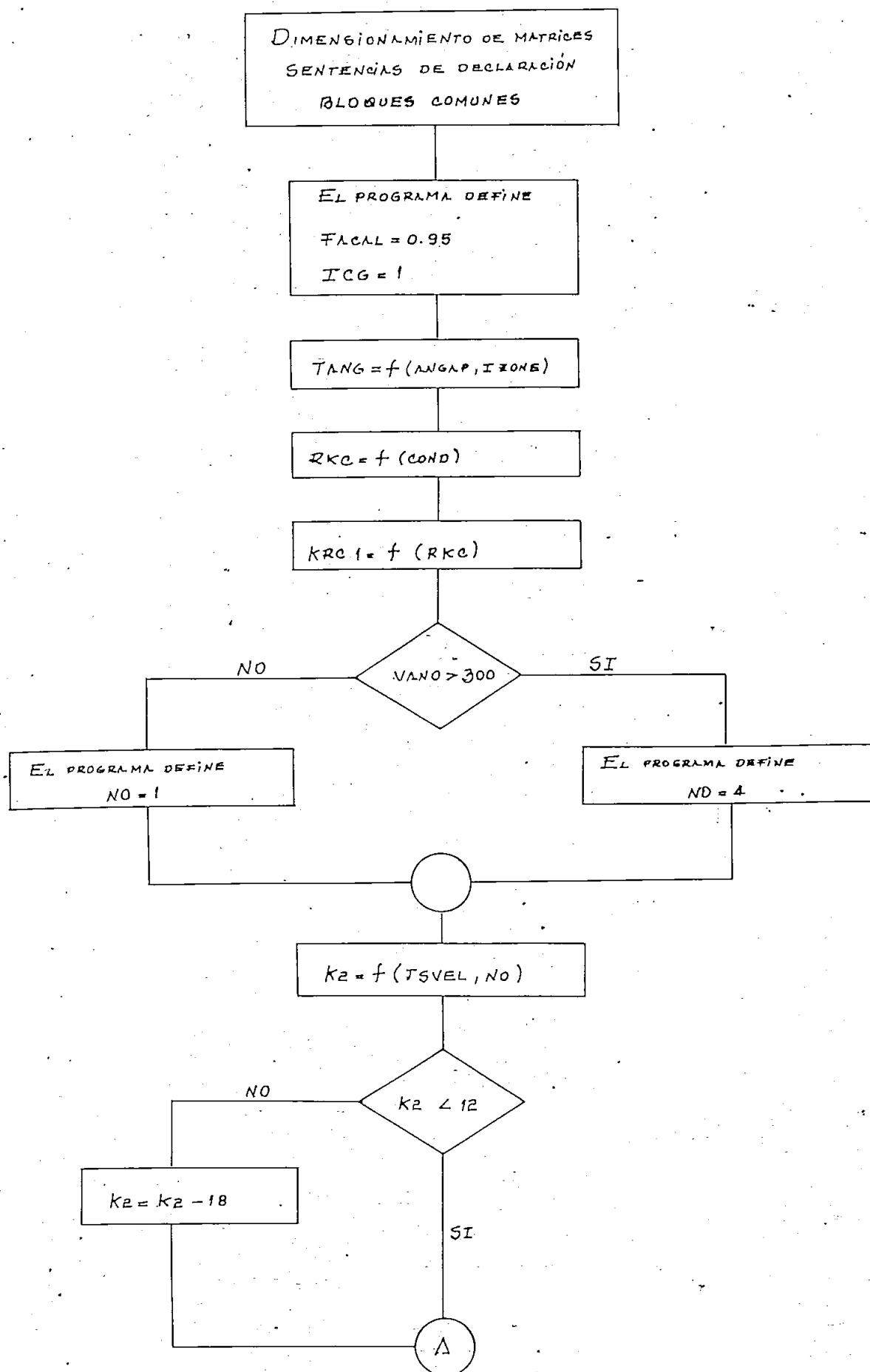
DISFAH: Distancia horizontal entre fases

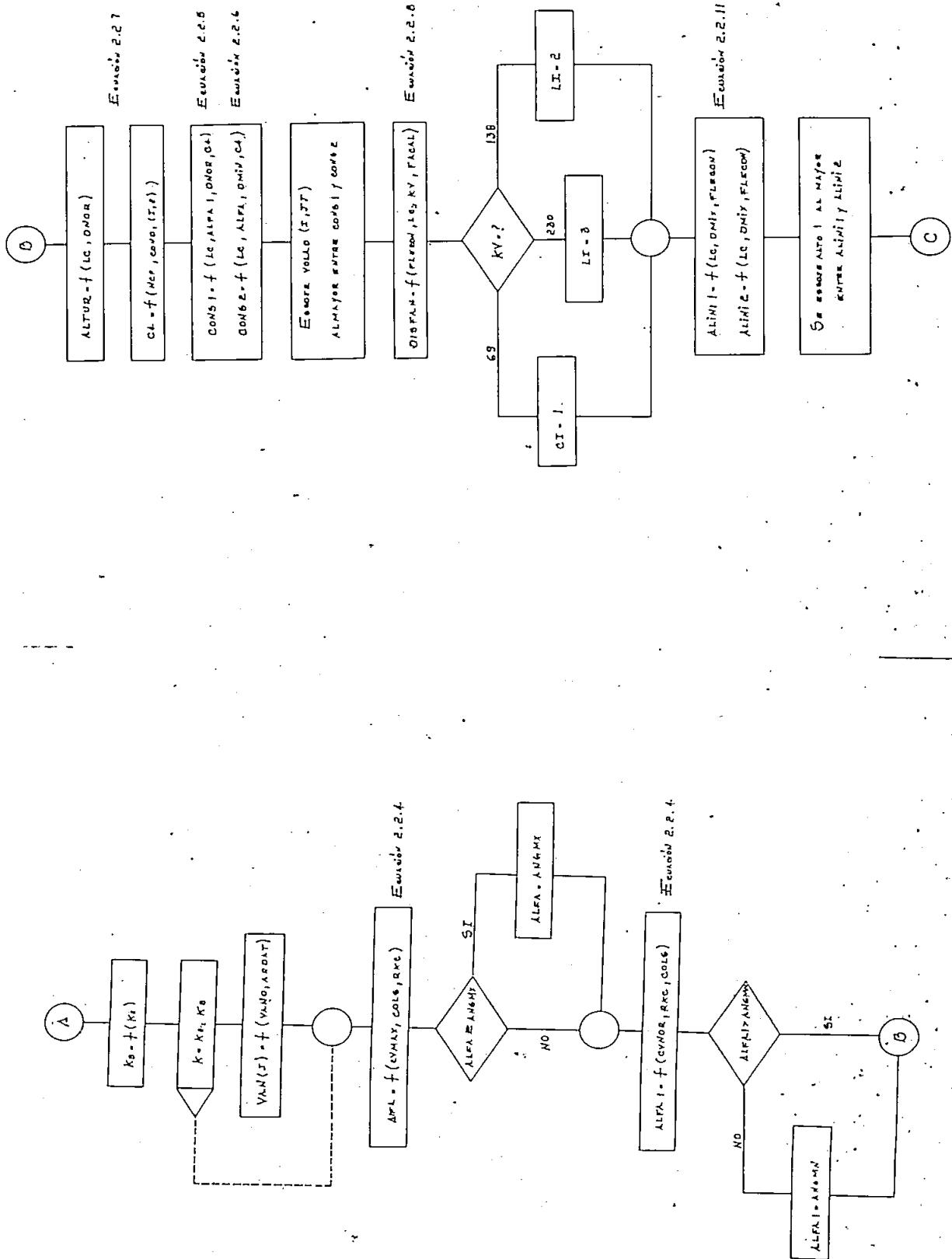
DMG: Distancia media geométrica

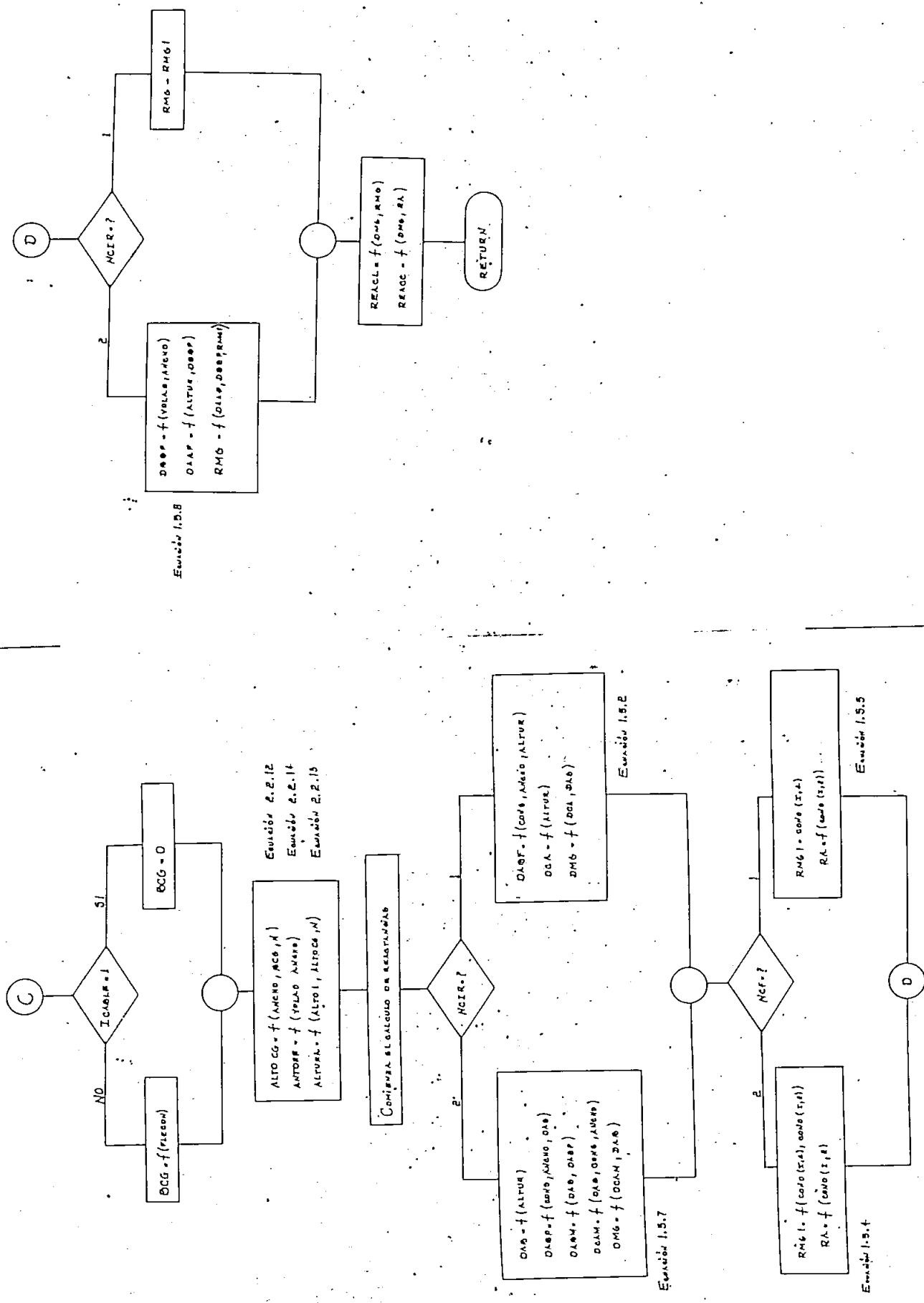
REACC: Reactancia capacitiva por kilómetro de línea

REACL: Reactancia inductiva por kilómetro de línea

VOLAD: Voladizo de la cruceta







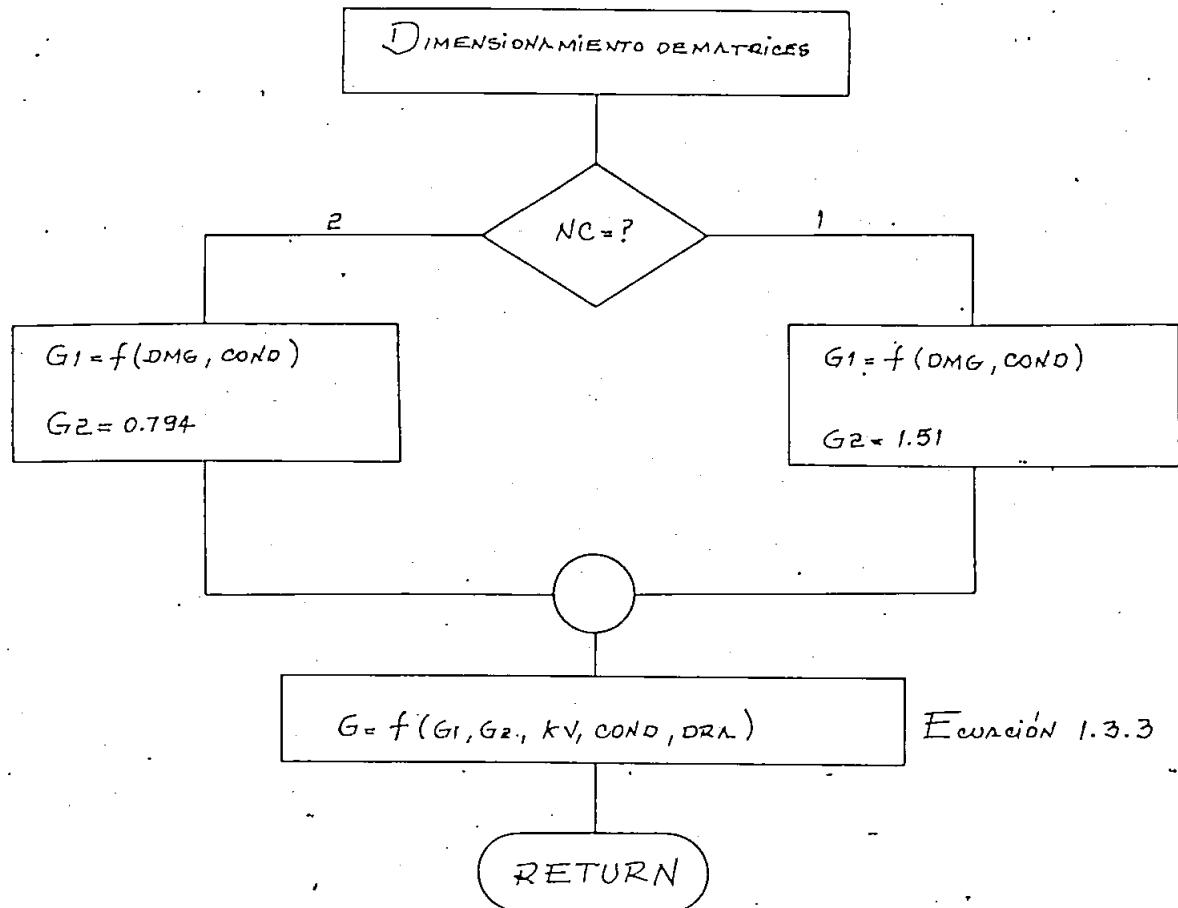
#### 4.3.1.d Subrutina CORONA

##### VariabIes de Entrada

COND: Características de los conductores  
DMG: Distancia media geométrica  
DRA: Densidad relativa del aire  
I: Conductor que se está analizando  
KV: Voltaje nominal fase-fase  
NCIR: Número de circuitos  
NCF: Número de conductores por fase

##### VariabIes de Salida

G: Gradiente superficial de potencial



#### 4.3.1.e Subrutina REGUL

##### VARIABLES DE ENTRADA

COND: Características de los conductores  
FP: Factor de potencia  
I: Conductor que se está analizando  
KV: Voltaje nominal fase - fase  
LONL: Longitud de la línea  
NCF: Número de conductores por fase  
NCIR: Número de circuitos  
PMAX: Potencia máxima a transmitirse  
REACC: Reactancia capacitiva  
REACL: Reactancia inductiva

##### VARIABLE DE SALIDA

RTX: Regulación de voltaje de la línea

DIMENSIONAMIENTO DE MATRICES  
SENTENCIAS DE DECLARACIÓN  
BLOQUES COMUNES

$FP = 0.8$

$G = 0.$

$R = f(COKO, LONL, NCF, NCIR)$   
 $XL = f(REALL, LONL)$   
 $XC = f(LONL, REACC)$   
 $Z = f(R, XL)$   
 $Y = f(G, XC)$   
 $T = f(Z, Y)$   
 $A = f(T)$   
 $B = f(Z, T)$   
 $CORR = f(PMAX, KV)$   
 $TETA = f(FP)$   
 $PRI = f(CORR, FP)$   
 $PII = f(CORR, TETA)$   
 $VS = f(KV, A, B, CI)$   
 $CI = f(PRI, PII)$   
 $RTX = f(VS, A, KV)$

Ecuación 1.6.4

Ecuación 1.6.9

RETURN

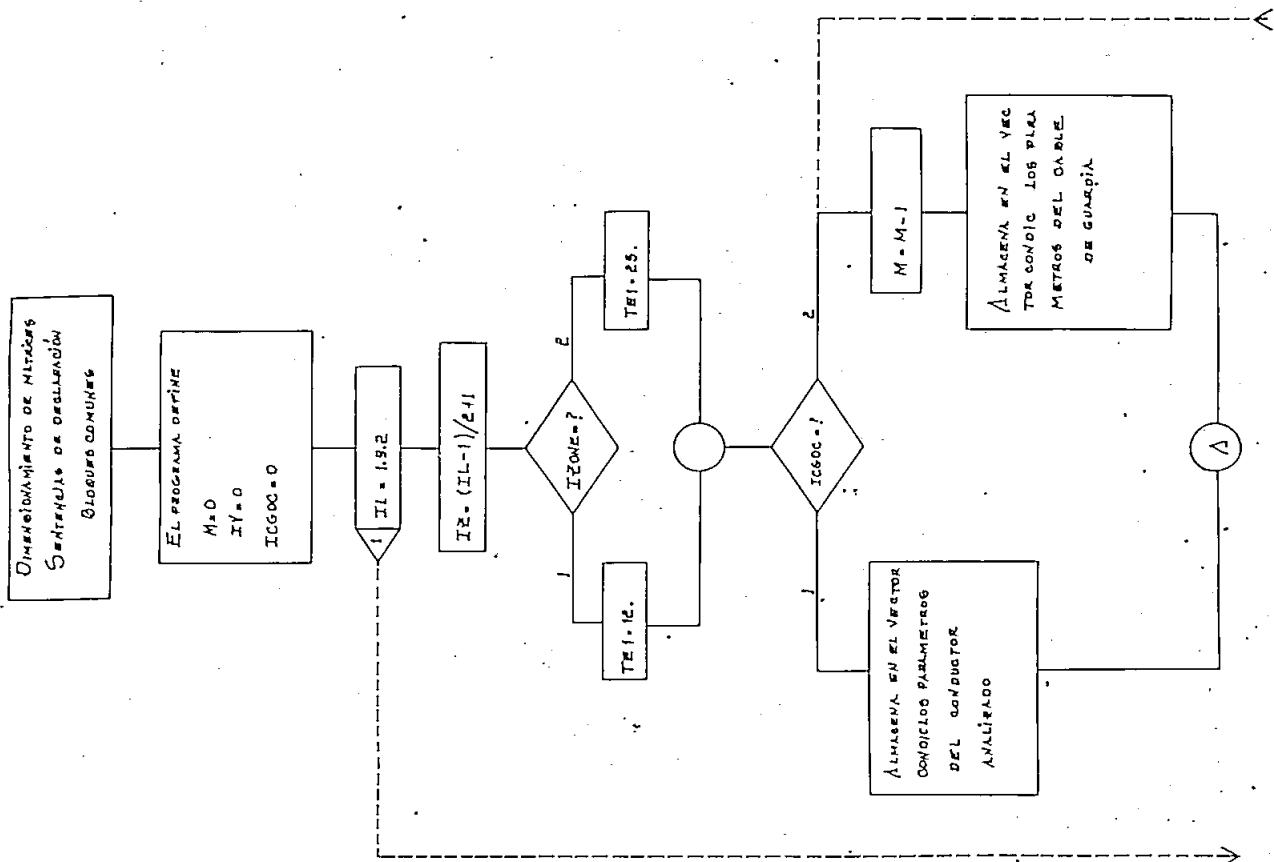
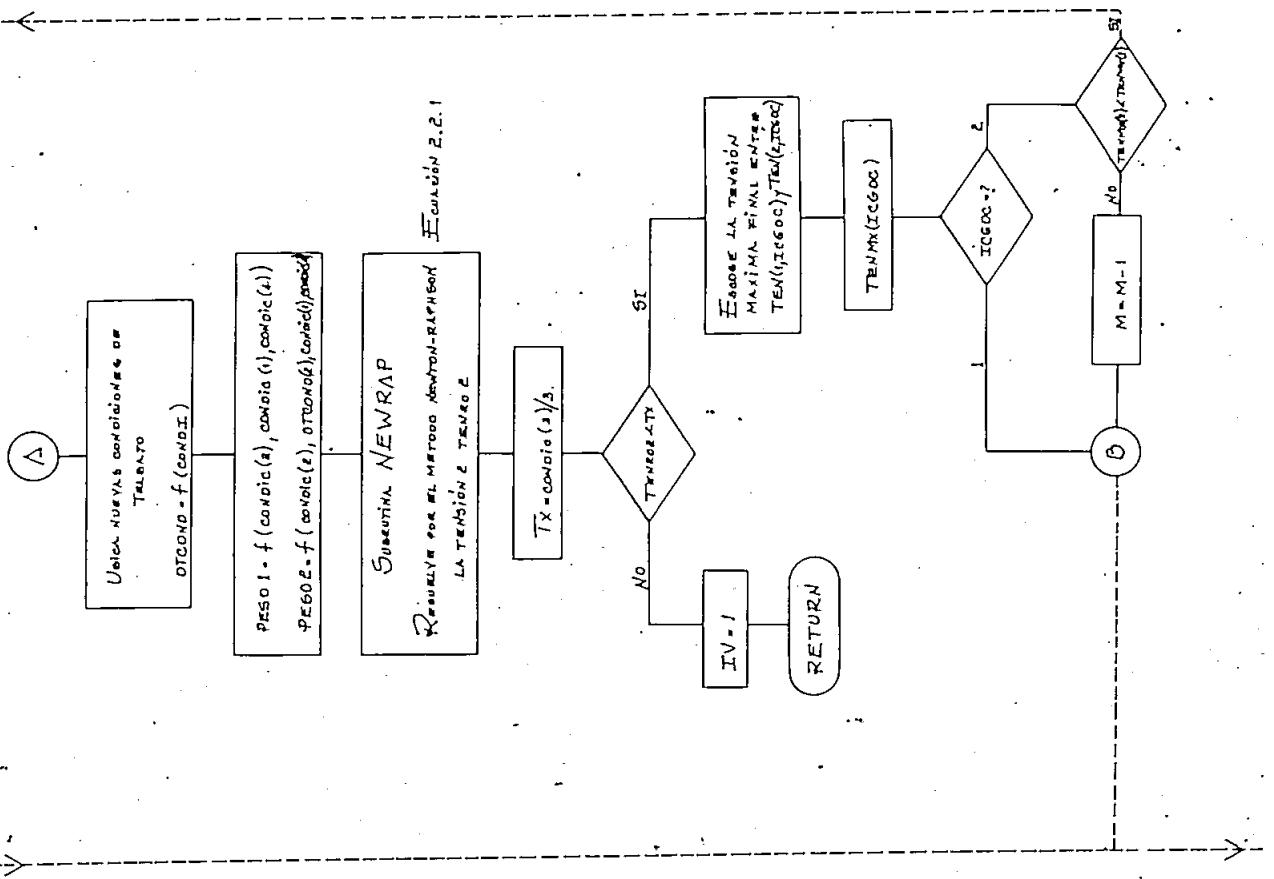
#### 4.3.2.a Subrutina CALMEC

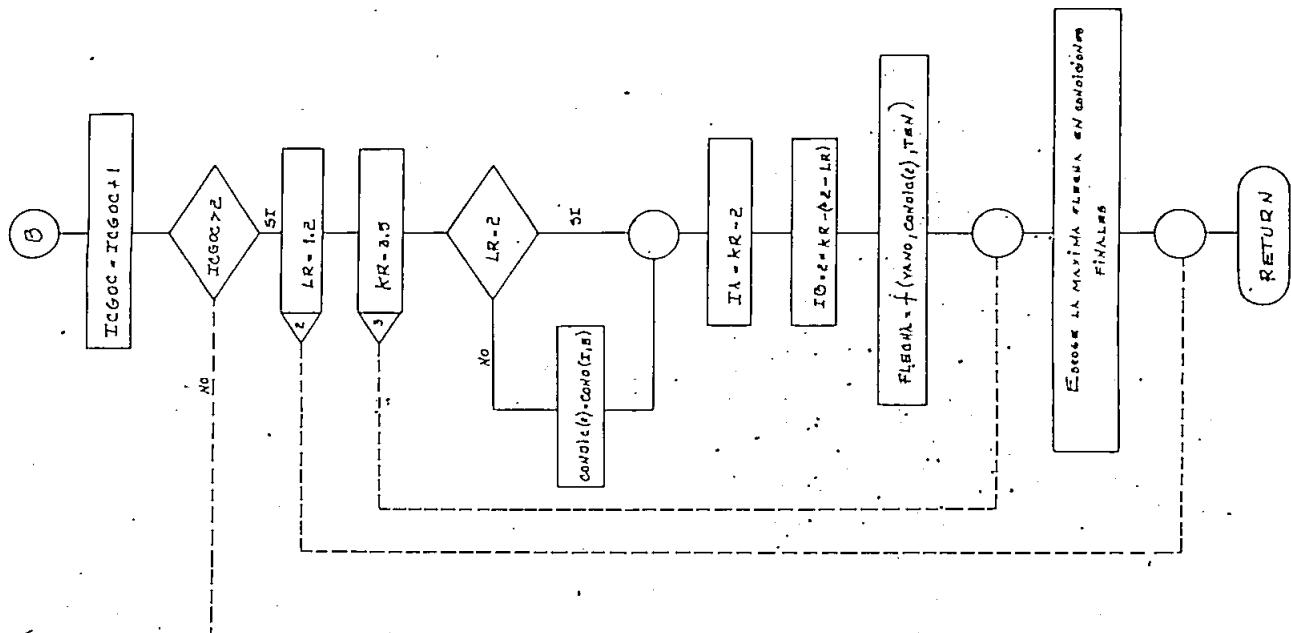
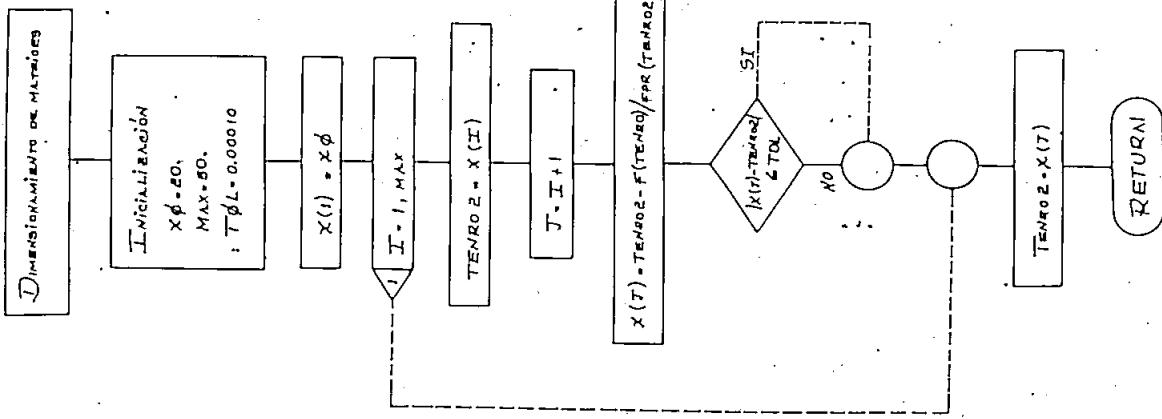
##### Variabiles de Entrada

- CABLE: Características de los cables de - guardia
- COND: Características de los conductores
- CONDI: Condiciones para las que se calcula tensiones y flechas
- CVNOR (QVN): Carga debida al viento normal
- I: Conductor que se está analizando
- IZONE: Clave para clasificar el tipo de - zona por la que atraviesa la linea
- VANO: Vano que se está analizando

##### Variabiles de Salida

- IV: Clave que indica que no pudo completar el proceso
- FLECHA: Flecha de operación del conductor y cable de guardia
- FLECON: Flecha máxima de operación del conductor y cable de guardia
- TEN: Tensión de operación del conductor y cable de guardia
- TENMX: Tensión máxima de operación del conductor y cable de guardia





#### 4.3.2.b Subrutina CALPES

##### Variables de Entrada

ALTOCG: Alto del cable de guardia

ALTUR: Altura de la cruceta más baja al suelo

ANCHO: Ancho de la estructura de la altura de las crucetas

I: Conductor que se está analizando

IZONE: Clave para clasificar el tipo de zona

LC: Longitud de la cadena de aisladores

NCIR: Número de circuitos

NCF: Número de conductores por fase

NCG: Número de cables de guardia

PAVC: Peso de los amortiguadores de vibración

PV: Peso unitario del aislador

TEN: Tensión de operación del conductor y cable de guardia

VAN: Vano de viento, peso y máximo

##### Variables de Salida

PESTOT: Peso total de la estructura

TOTMON: Momento transversal total al que está sometida la estructura.

DIMENSIONAMIENTO DE MATRICES  
SENTENCIAS DE DECLARACIÓN  
BLOQUES COMUNES

$IFAC = 3 \times N \times NCIR$

$J = 3$

$A0 = f(LC)$   
 $A1 = f(ALT0)$   
 $A2 = f(ALTUR)$   
 $A3 = f(ALT0 CG)$   
 $A4 = 12.$

$k = 1.3$

$CY(k) = f(CVO, PSI)$

1

$PESOL = f(NGL, \rho_0, NCIR, IFAC, PAVC)$

Ecuación 2.2.23

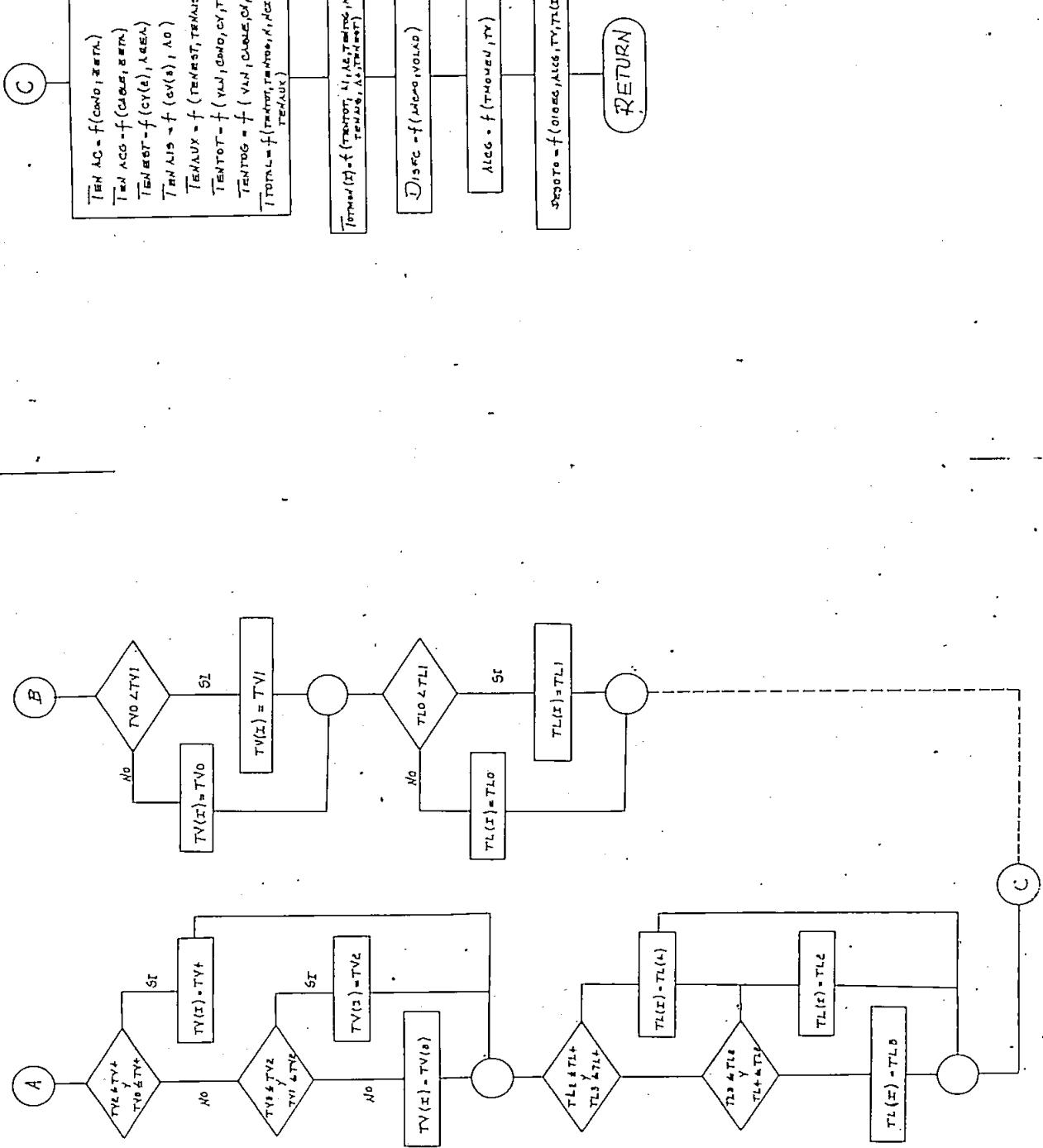
$NCIR = ?$

SE DETERMINA LA CARGA  
VERTICAL Y LA CARGA  
LONGITUDINAL PARA  
CADA UNA DE LAS CON-  
TINGENCIAS

SE DETERMINA LA CARGA  
VERTICAL Y LA CARGA  
LONGITUDINAL PARA  
CADA UNA DE LAS CON-  
TINGENCIAS

A

B



4.3.2.c Subrutina VOLUME

VARIABLES DE ENTRADA

ALTOCG: Altura del cable de guardia

ALTUR: Altura de la cruceta más baja al suelo

DELTA: Factor para ajustar los cálculos de volumen

FACSEG: Factor de seguridad en el diseño de la fundación

FEA: Proporción de estructuras de anclaje de la línea

I: Conductor que se está analizando

LC: Longitud de la cadena de aisladores

NCIR: Número de circuitos

NCG: Número de cables de guardia

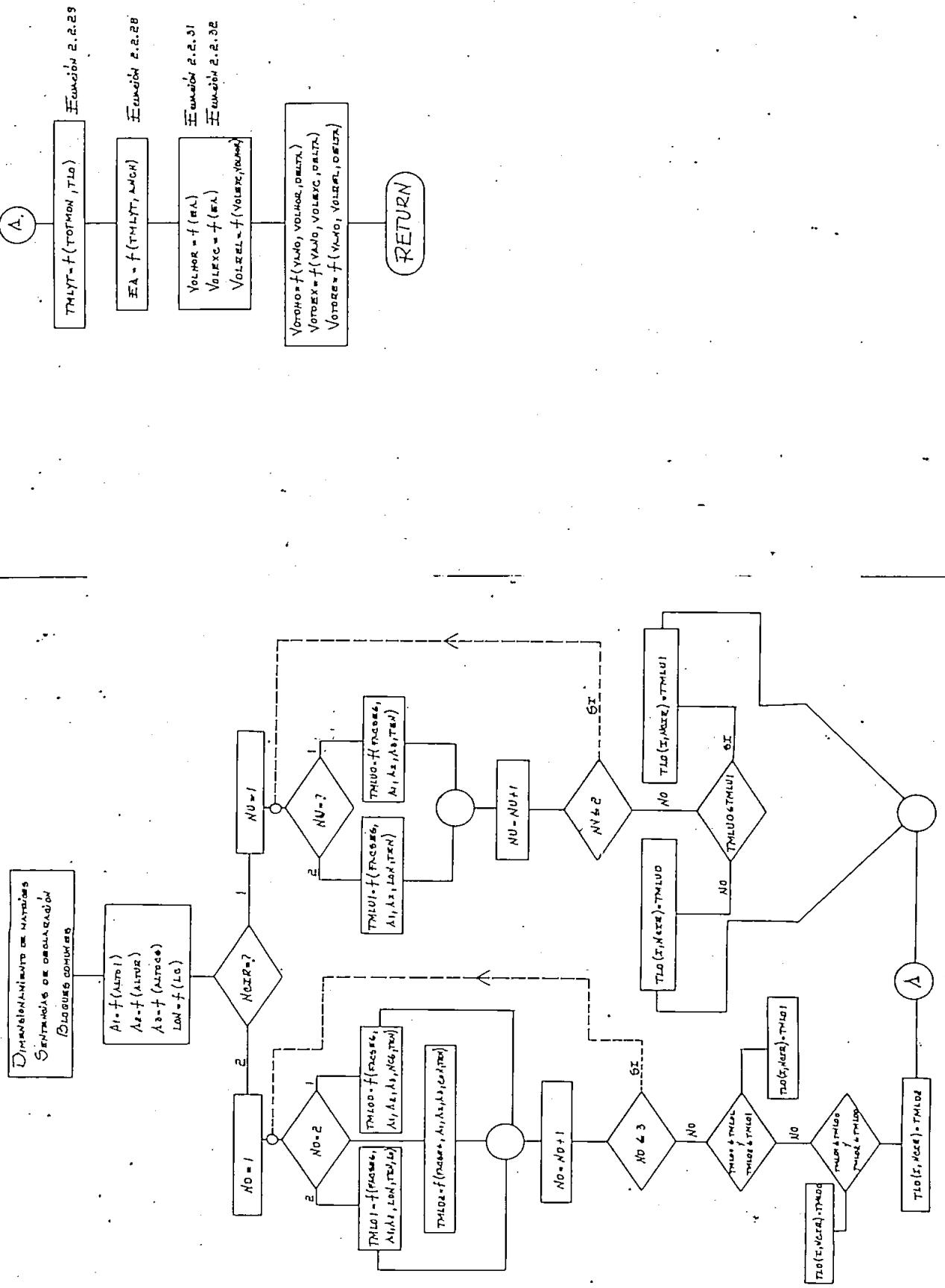
VANO: Vano que se está analizando

VARIABLES DE SALIDA

VOTOEX: Volumen total de excavación

VOTOHO: Volumen total de hormigón

VOTORE: Volumen total de relleno



#### 4.3.3.a Subrutina PERDI

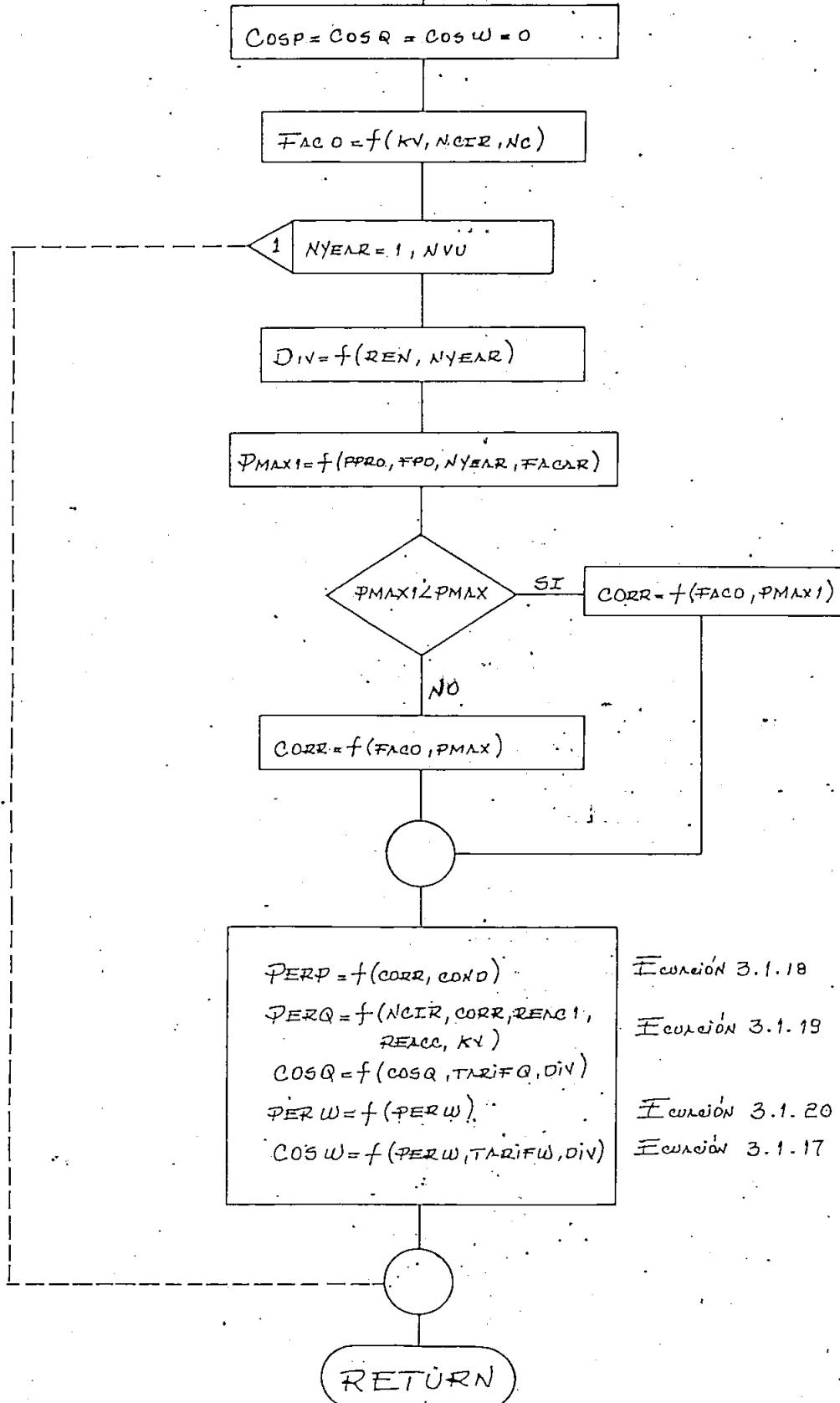
##### Variábles de Entrada

FACAR: Factor de carga  
I: Conductor que se analiza  
KV: Voltaje nominal fase - fase  
NCF: Número de conductores por fase  
NCIR: Número de circuitos  
NVU: Años de vida útil  
PMAX: Potencia máxima  
REACC: Reactancia capacitiva  
REACL: Reactancia inductiva  
TARIF: Costo del kilowattio  
TARIFQ: Costo del kilovoltamperio reactivo  
TARIFW: Costo del kilowattio - hora

##### Variábles de Salida

COSP: Costo de las pérdidas de potencia por kilómetro de línea  
COSQ: Costo de las pérdidas de potencia reactiva por kilómetro de línea  
COSW: Costo de las pérdidas de energía por kilómetro de línea  
PERP: Pérdidas de potencia activa  
PERQ: Pérdidas de potencia reactiva  
PERW: Pérdidas de energía

DIMENSIONAMIENTO DE MATRICES  
SENTENCIAS DE DECLARACIÓN  
BLOQUES COMUNES



#### 4.3.3.b Subrutina COSTOS

##### Variables de Entrada

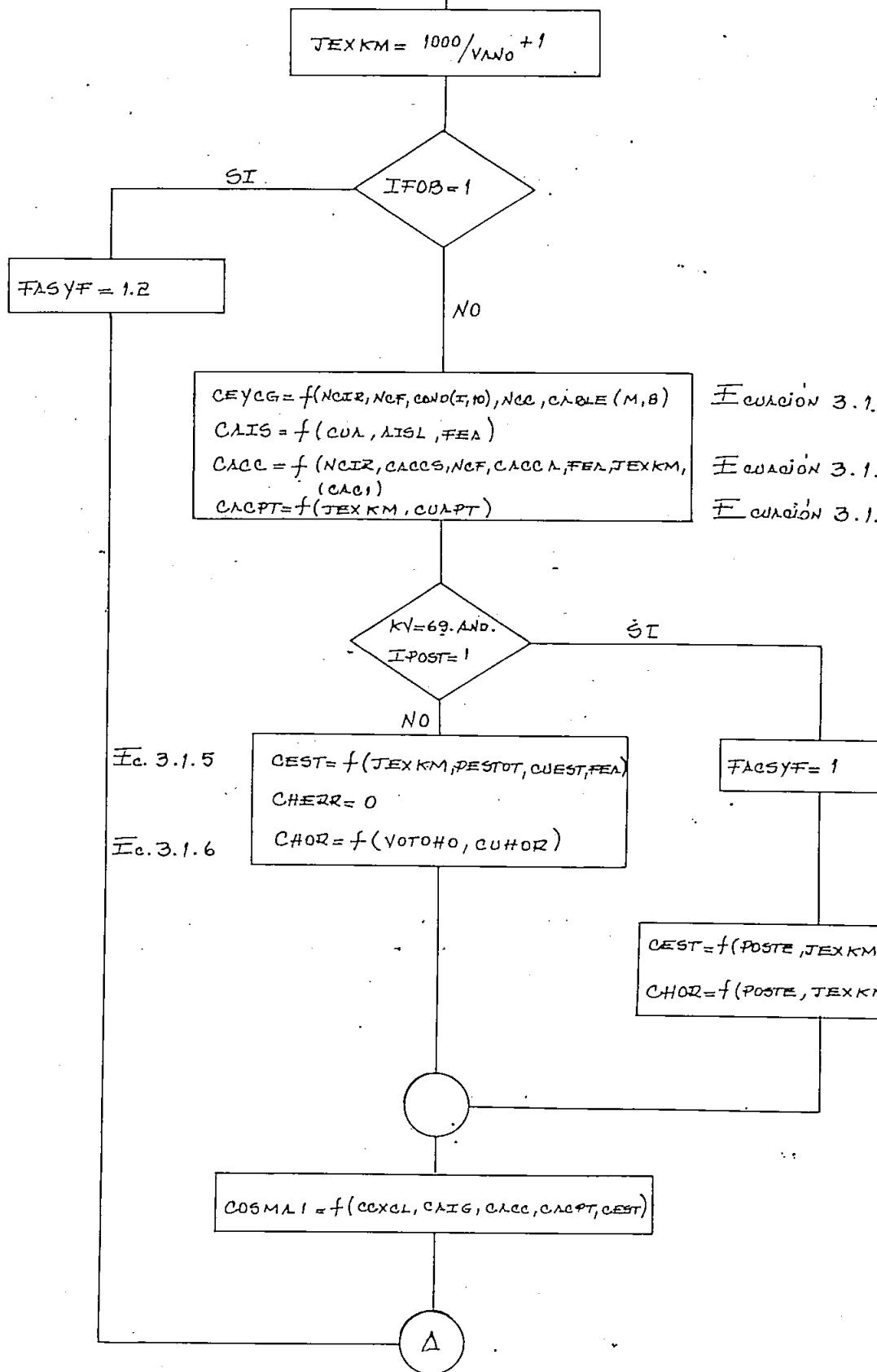
AF: Ancho de la faja de servicio  
AISL: Número de aisladores de la cadena  
ALTURA: Altura de la torre  
CAC1: Costo de los accesorios de conexión  
del conductor para estructuras tan-  
gentes (juego)  
CAMBIO: Paridad cambiaria  
COSDIS: Costo del diseño por kilómetro  
COSES: Costo de los estudios por kilómetro  
COSTOP: Costo de la topografía por kilómetro  
CUA: Costo unitario de los accesorios  
CUAPT: Costo de los accesorios de puesta a  
tierra  
CUEST: Costo de las estructuras por Kg de  
peso  
CUHERR: Costo de los herrajes para estructu-  
ras tangentes (juego)  
CUHOR: Costo del hormigón por metro cúbico  
FEA: Proporción de estructuras de anclaje  
FEEQ: Proporción de estructuras en las que  
se monta equipo especial  
I: Conductor que se está analizando  
IFOB: Indicador si todos los precios son -  
FOB o CIF  
IPOSTE: Indicador si se está analizando para  
postes de hormigón  
ISUC: Indicador si se desea los cálculos -  
en sures  
IVIAT: Clave que indica si los costos de -  
construcción en el rubro de mano de  
obra debe tomar en cuenta los viáti-  
cos

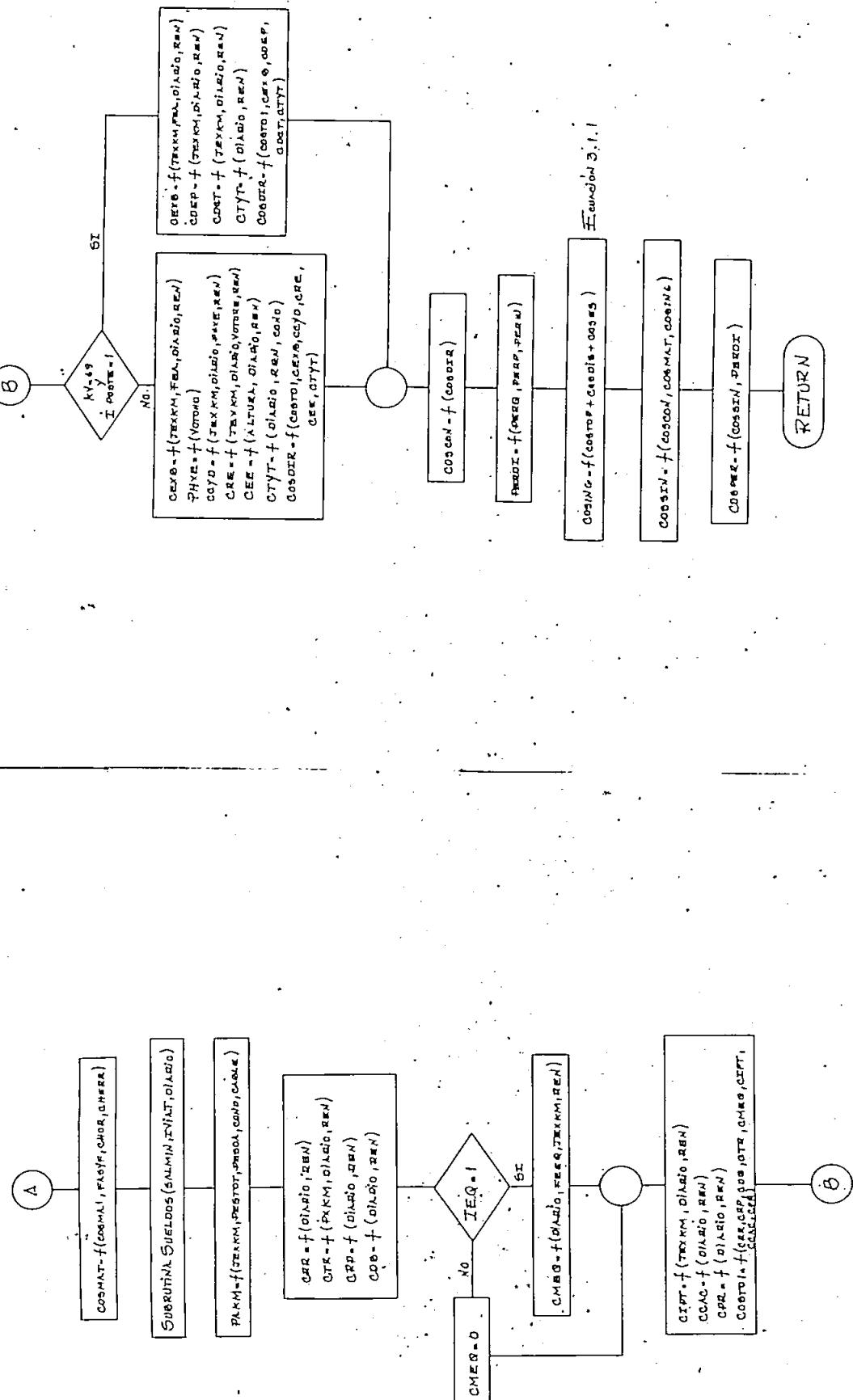
KU: Voltaje nominal fase - fase  
M: Cable de guardia que se utiliza  
NCF: Número de conductores por fase  
NCIR: Número de circuitos  
NCG: Número de cables de guardia  
PERP: Pérdidas de potencia activa  
PERQ: Pérdidas de potencia reactiva  
PERW: Pérdidas de energía  
SALMIN: Salario mínimo vigente  
VOTOEX: Volumen total de excavación  
VOTOHO: Volumen total de hormigón  
VOTORE: Volumen total de relleno

Variables de Salida

COSCON: Costo total de construcción por kilómetro de línea  
COSING: Costo total de ingeniería por kilómetro de línea  
COSMAT: Costo total de materiales por kilómetro de línea  
COSPER: Costo total por kilómetro incluido pérdidas  
COSSIN: Costo total por kilómetro sin pérdidas

DIMENSIONAMIENTO DE MATRICES  
SENTENCIAS DE DECLARACIÓN  
BLOQUES COMUNES





4.3.4.a Subrutina LEE

Variables de Entrada

NINGUNA

Variables de Salida

AF: (FA) Ancho de la faja de servidumbre a ser despejada

ANGMN: Angulo mínimo de desviación de la cadena

ANGMX: Angulo máximo de desviación de la cadena

CABLE: Características del cable de guardia

COND: Características del conductor

CVMAX: Carga debida al viento máxima

CVNOR: Carga debida al viento normal

HS: Cota promedio por la que atraviesa la línea.

I2:

J2: Claves de ejecución del proceso

M2:

JSUEL:

IZONE: Claves que especifican zona y tipo de suelo

KV: Voltaje nominal de la línea

LONL: Longitud de la línea

NCF: Número de conductores por fase

NCG: Número de cables de guardia

NCIR: Número de circuitos de la línea

PAVC: Peso de los amortiguadores de vibración de los conductores

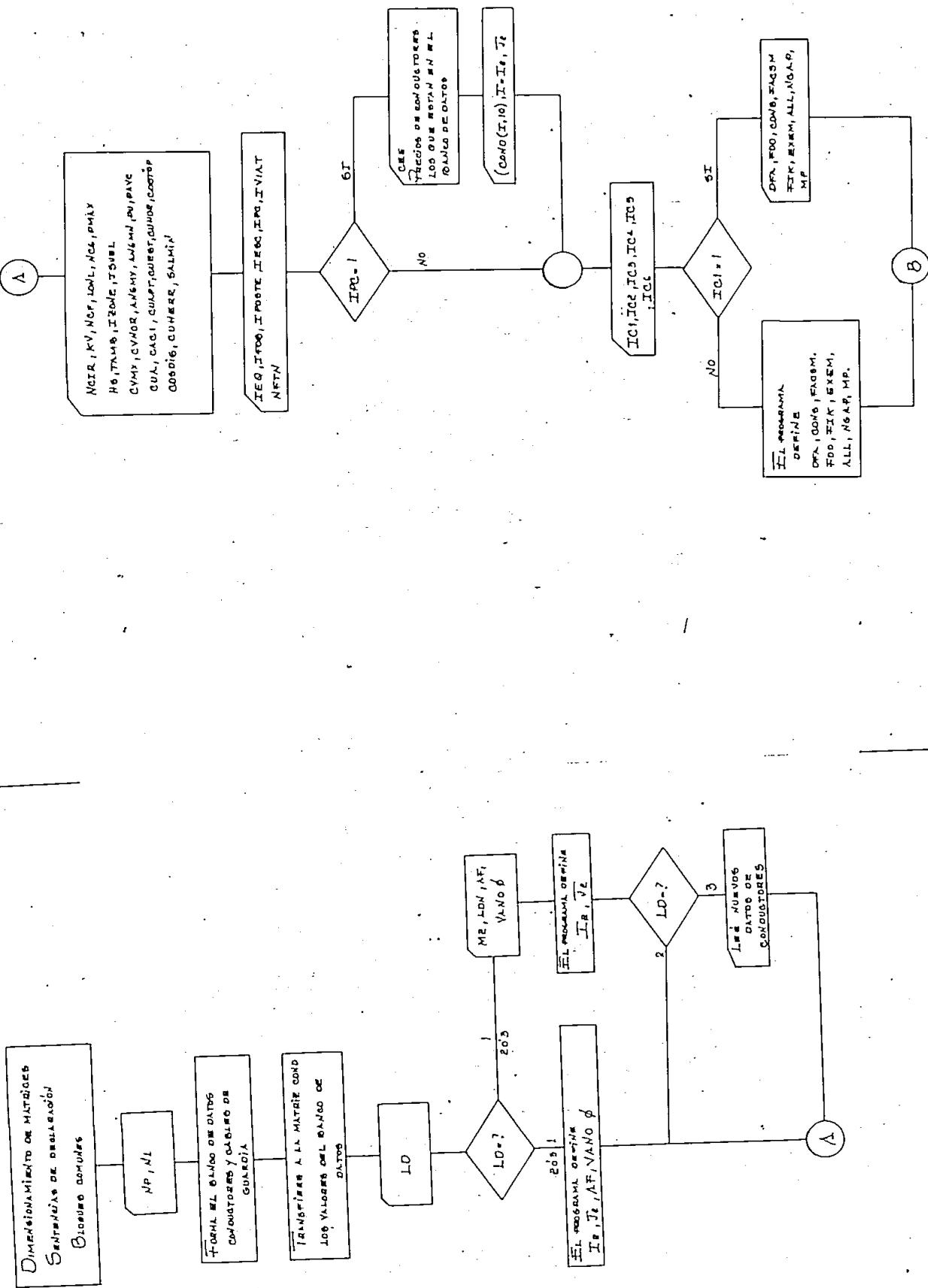
PMAX: Potencia máxima a transmitirse

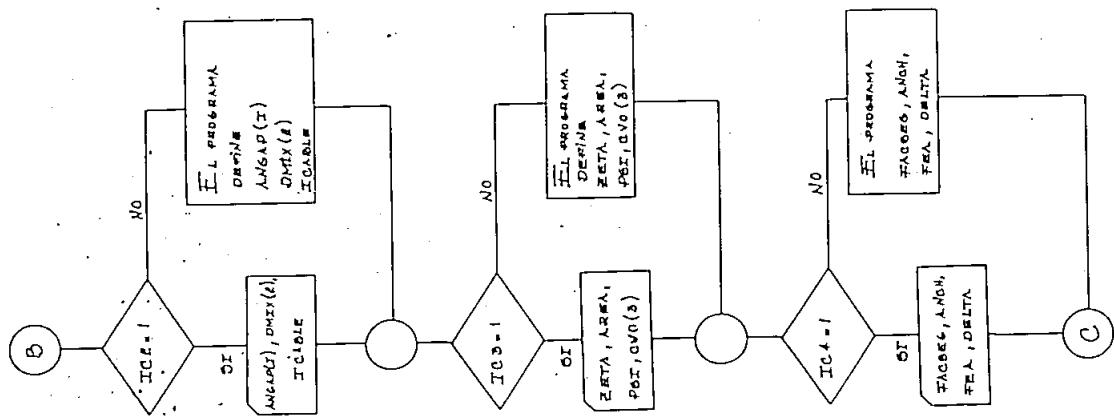
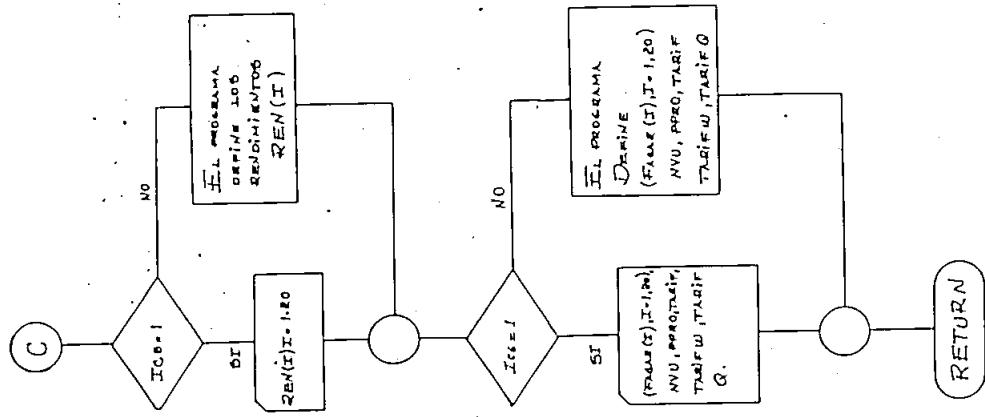
POSTE: Características de los postes de hormigón

PU: Peso unitario de los aisladores

TAMB: Temperatura ambiente promedio

VANO Ø: Vano generalmente usado para éste nivel de voltaje (vago)

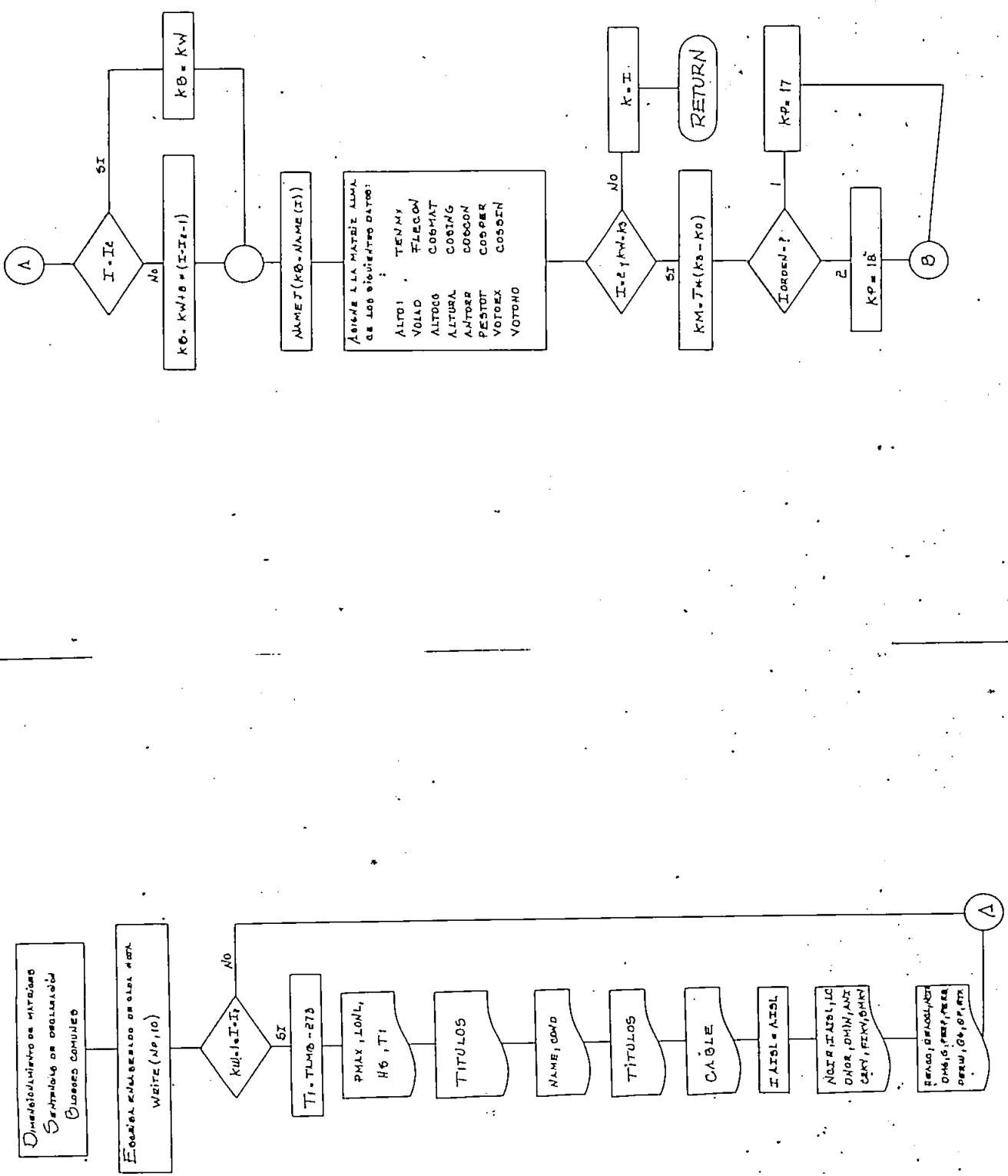


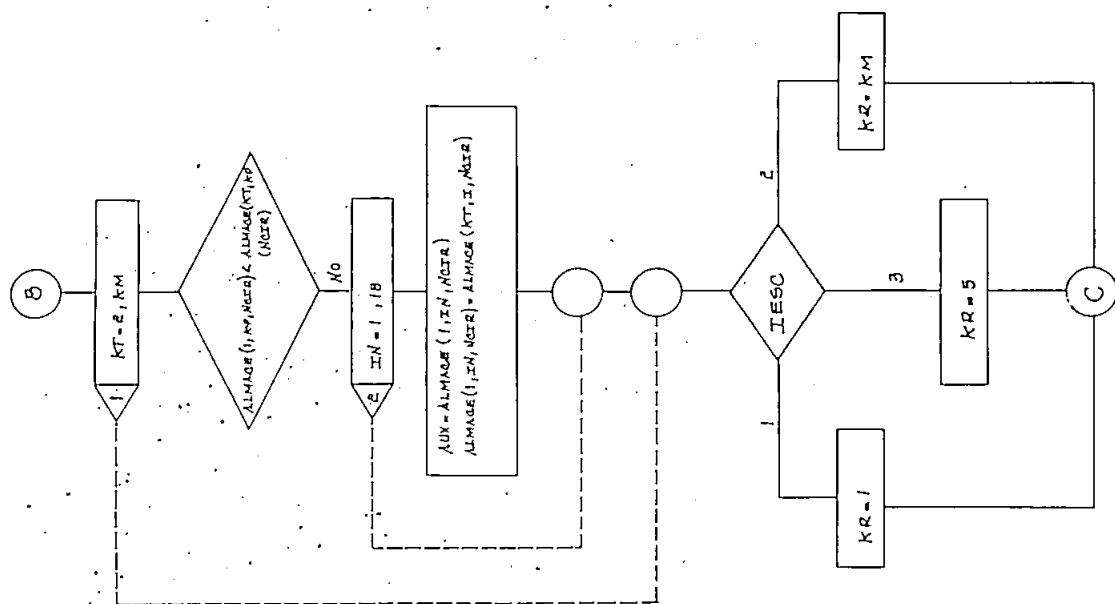
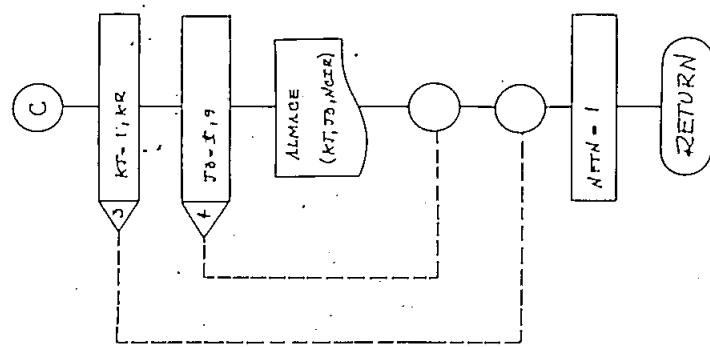


#### 4.3.4.b Subrutina PRINTO

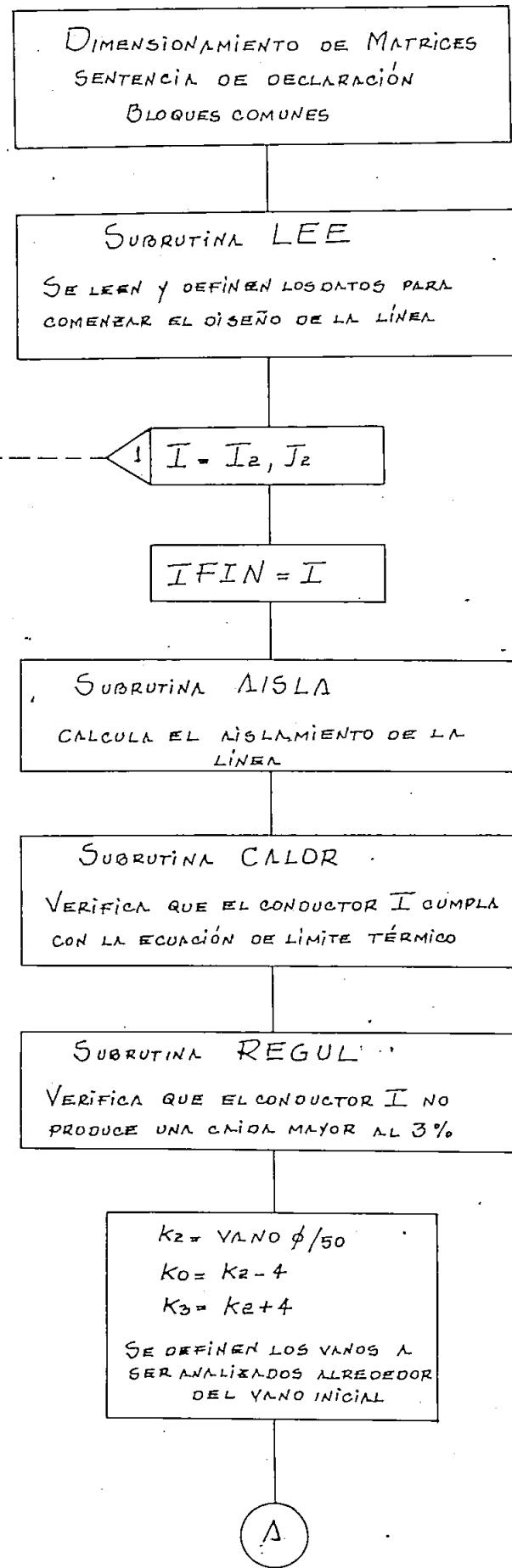
##### VARIABLES DE ENTRADA

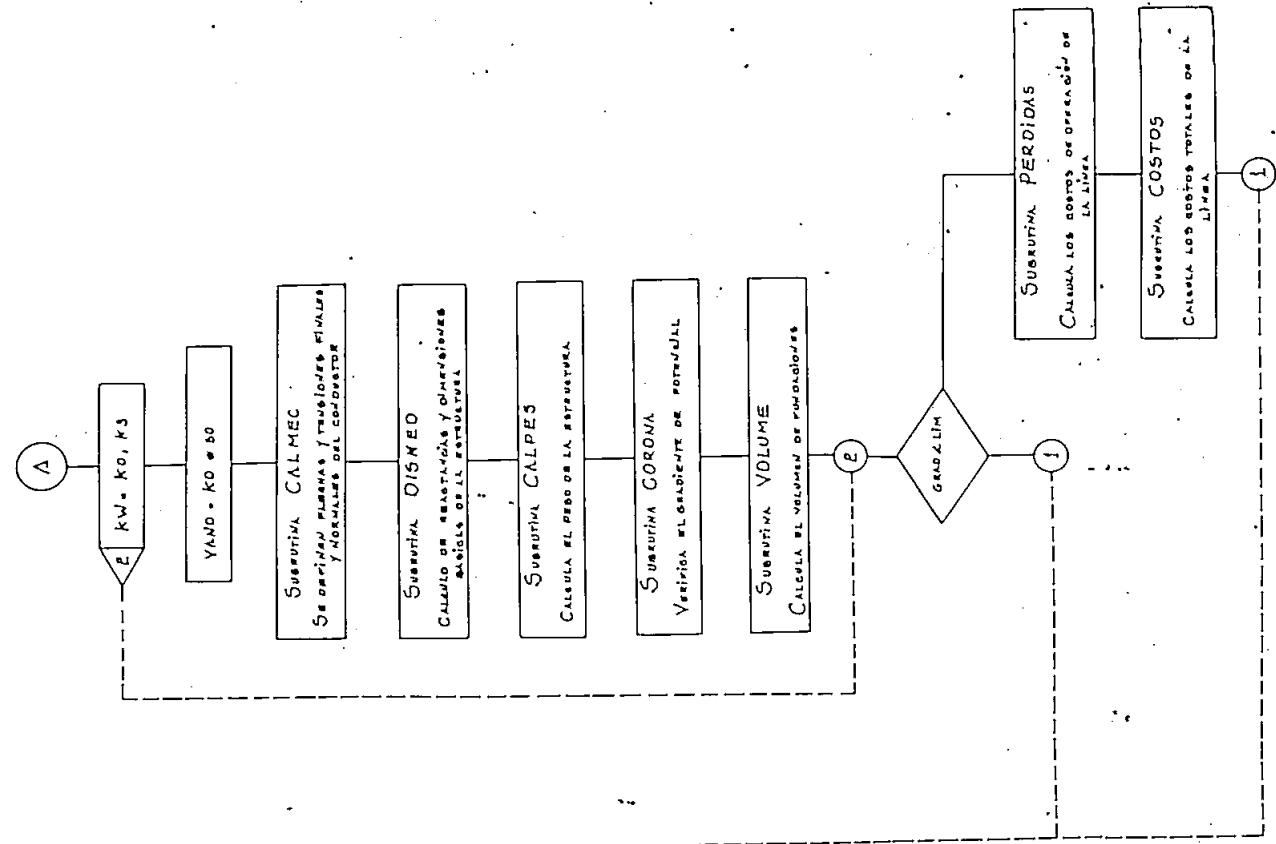
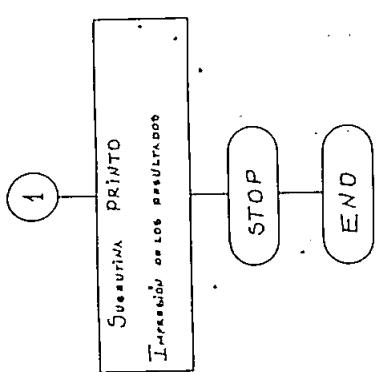
NCIR: Número de circuitos  
NCG: Número de cables de guardia  
NP: Clave para unidad de impresión  
I:  
IESC:  
I2: Claves para control de impresión  
J2:  
KW:  
HS:  
KV:  
LONL: Parámetros básicos de diseño de la línea  
PMAX  
TAMB  
AISL: Número de aisladores  
CABLE: Características de los cables de guardia  
COND: Características de los conductores analizados  
DNOR: Distancia normal en aire a la estructura  
DMIN: Distancia mínima en aire a la estructura  
LC: Longitud de la cadena de aisladores  
RTX: Regulación de la línea  
CRKV:  
FIKV: Sobrevoltajes de: carácter atmosférico, ma  
SMKV: niobra y frecuencia industrial  
REACC:  
REACL: Reactancias de la línea  
ALTOCG:  
ALTUR:  
ALTURA:  
ANTORR: Dimensiones de la estructura  
DISFAH  
DMG:





Programa Principal





COSCON:

COSING:

COSMAT: Resumen de costos de la línea

COSPER:

COSSIN:

4.4 Manual de uso del Programa para el Cálculo de Costos de Líneas de Transmisión

CINTA:

FECHA: Marzo - 1983

4.4.1 Objetivo:

Calcular los costos totales de construcción y operación de una línea de transmisión y realizar un diseño preliminar de la misma, el cual podría servir como un estudio a nivel de anteproyecto.

4.4.2 Método de Solución:

A partir de datos básicos de diseño se desarrolla un modelo de la línea de transmisión, modelo sobre el cual se calculan los costos totales por kilómetro divididos en los siguientes rubros: Diseño, materiales, construcción y operación. Debe anotarse que los costos indirectos que comprenden cada uno de estos rubros es aproximado a partir de un factor de operación.

El programa consta de doce subrutinas básicas cuya función específica se detalla continuación:

SUBRUTINA LEE:

Lee y verifica los datos que son suministrados - por el usuario, la verificación de datos se lo

hace mediante una subrutina auxiliar VERIFY.

- SUBRUTINA AISLA

Calcula el número de aisladores necesarios para coordinar adecuadamente el aislamiento de los conductores a la estructura y entre ellos.

- SUBRUTINA CALOR

Verifica mediante la ecuación de equilibrio térmico que la temperatura de operación del conductor no exceda los límites aceptados.

- SUBRUTINA CALMEC

Realiza el cálculo mecánico del conductor y del cable de guardia utilizando la subrutina NEWRAP para resolver la ecuación de la catenaria o su aproximación.

- SUBRUTINA DISMED

Calcula la distancia media geométrica y a partir de ella los valores de la reactancia capacitiva e inductiva de la línea.

- SUBRUTINA REGUL

Calcula la regulación de voltaje la cual debe estar dentro del rango normalizado por el INECEL.  
(5% 138, 3% 69%, 5% 230 KV)

- SUBRUTINA CORONA

Calcula el gradiente superficial de voltaje del

conductor y verifica que esta no tome valores que podrían producir disrupción.

- SUBRUTINA CALPES.

Calcula el peso aproximado de la estructura de acero o determina el peso del poste de hormigón a utilizarse, para el segundo caso "utiliza la subrutina auxiliar POS para determinarlo.

- SUBRUTINA VOLUME

Calcula el volumen de las fundaciones de la estructura de acero o determina el volumen mínimo de la fundación cuando se tratan de postes de hormigón.

- SUBRUTINA PERDI.

Calcula las perdidas de energía, potencia activa y reactiva durante los años de vida útil de la línea de transmisión.

- SUBRUTINA COSTOS

Calcula los costos totales de construcción y operación de la línea de transmisión proyectada.

- SUBRUTINA PRINTO.

Imprime los resultados técnicos y económicos obtenidos durante el estudio de la línea de transmisión.

#### 4.4.3 Nomenclatura

En el desarrollo del programa se utiliza la si -

guiente notación:

<u>SIMBOLO</u>	<u>DESCRIPCION</u>
ANGMN	Angulo mínimo admisible de desviación de la cadena de aisladores (rad)
ANGMX	Angulo máximo admisible de desviación de la cadena de aisladores (rad)
CABLE	Características del cable de guardia a ser analizados los cuales se hallan en el banco de datos del programa (ANEXO 4.2)
CAC1	Costo unitario de los accesorios de conexión del conductor y sujeción del cable de guardia, para estructuras de suspensión. El precio puede ser FOB o CIF (US\$/juego) (APENDICE 2)
CAMBIO	Cotización oficial del dolar (Sucres)
COND	Características del conductor analizado los cuales se hallan en el banco de datos del programa (ANEXO 4.1)
COSDIS	Costo aproximado del diseño preliminar de la línea (US\$/Km)
COSES	Costo de los estudios de suelos (US\$/Km)
COSTOP	Costo de los estudios de Topografía (US\$/km)
CUA	Costo unitario del aislador tipo ANSI 52-3

<u>SIMBOLO</u>	<u>DESCRIPCION</u>
	el precio puede ser FOB o CIF (US\$)
CUAPT	Costo unitario de los accesorios de puesta a tierra (APENDICE 3) el precio puede ser FOB o CIF (US\$)
CUEST	Costo unitario de los perfiles de acero para construcción de torres, el precio puede ser FOB o CIF (US\$/kg)
	Para los tres casos anteriores se debe dar siempre el dato o los tres en precio FOB o los tres en precio CIF coordinando esto con el valor que se le asigne a la variable IFOB.
CUHOR	Costo unitario del hormigón para fundaciones de torres (US\$/m <sup>3</sup> )
CUHERR	Costo unitario de los herrajes para postes de cemento (US\$/juego)
CVMAX	Presión máxima debida a la acción del viento (Kg/mm <sup>2</sup> )
CVNOR	Presión normal debida a la acción del viento (Kg/mm <sup>2</sup> )
HS	Altura premedio sobre el nivel del mar (Cota promedio por la que atraviesa la línea). (m)
IC1	VARIABLES que introduce valores diferentes de aquellos dentro del banco de datos 1. Afirmativo, 0 negativo.

<u>SIMBOLO</u>	<u>DESCRIPCION</u>
Las variables que este indicador puede cambiar son:	
ALL	Factor de corrección de sobrevoltajes por efecto de la lluvia
CONS	Factor para determinar el valor de la <u>sobretensión</u> de origen atmosférico
DFA	Distancia de fuga unitaria de los aisladores (plg/kv)
FACSM	Factor para determinar la sobretensión de maniobra
FIK	Factor para determinar el valor de los - sobrevoltajes de frecuencia industrial
FOO	Fallas anuales por kilómetro de línea
MP	Indicador de la probabilidad máxima de falla
NGAP	Indicador de que ángulo de apantallamiento del cable de guardia
En el banco de datos se utilizan los valores normalizados por el INECEL.	
IC2	Variáble que introduce valores diferentes de aquellos almacenados en el banco de datos del programa. <u>1</u> para afirmativo, <u>0</u> para negativo.

Las variables que cambia este indicador son:

<u>SIMBOLO</u>	<u>DESCRIPCION</u>
ANGAP	Angulo de apantallamiento del cable de guardia vector de dimensión 2.
DMIX	Distancia mínima del conductor al suelo para los diferentes voltajes y tipo de suelo. ANEXO 6 del capítulo 2.
IC3	Variáble que introduce valores diferentes de aquellos almacenados o en el banco de datos del programa <u>1</u> para afirmativo, <u>0</u> para negativo.

Los valores que cambia este indicador son:

AREA	Área transversal de la torre (mt <sup>2</sup> )
CVO	Vector que almacena los valores de la carga máxima por efecto del viento sobre conductores, aisladores y estructura
PSI	Angulo de incidencia del viento sobre los conductores, aisladores, y estructura.
ZETA	Angulo de desviación de la línea máximo
IC4	Variáble que introduce valores diferentes de aquellos almacenados en el banco de datos. <u>1</u> para afirmativo, <u>0</u> para negativo.

Las variables que este indicador cambia son:

DELTA	Factor para determinar el volumen de fun
-------	--

<u>SIMBOLO</u>	<u>DESCRIPCION</u>
	daciones y excavación total en una torre
FACSEG	Factor de seguridad para el diseño de las fundaciones de torres de acero
FEA	Porcentaje de estructuras de anclaje <u>pro</u> medio de una línea de transmisión
IC5	Variabile que introduce valores diferentes de aquellos almacenados en el banco de <u>da</u> tos. <u>1</u> para afirmativo, <u>0</u> para negativo.

Las variables que este indicador cambia son:

REN Rendimiento en el cálculo de los costos de construcción (Anexo 1, 2, 3, del capí tulo 3).

IC6 Variabile que introduce valores diferentes de aquellos almacenados en el banco de datos, 1 para afirmativo, 0 para negativo.

Las variables que este indicador cambió son:

FACAR Factor de carga de la zona a servirse, se toman valores determinados por el INECEL, en sus estudios de proyección de la demanda.

NVU Años de vida útil de la línea de transmisión.

PPRO Potencia a transmitirse el primer año de operación de la línea

<u>SIMBOLO</u>	<u>DESCRIPCION</u>
TARIF	Tarifa de potencia activa (US\$/Kw)
TARIFW	Tarifa de energía (US\$/KWH)
TARIFQ	Tarifa de potencia reactiva (US\$/KVAR)
NOTA:	Los valores IC1, IC2, IC3, IC4, IC5, IC6, deben ser perforados en una tarjeta.
IEQ	Variáble que indica si en los costos de construcción se toma en cuenta el <u>monta</u> je del equipo de protección de la línea. <u>1</u> , afirmativo. <u>0</u> negativo.
IESC	Variáble que indica la forma en que desea recibir los resultados <u>1</u> . La mejor alterna <u>tiva</u> . <u>2</u> Las cinco mejores. <u>3</u> . Todos los casos analizados.
IFOB	Indicador para determinar si los precios de material extranjero están en valores CIF o FOB. <u>1</u> . Precio FOB. <u>2</u> . Precio CIF.
IORDEN	Indicador para ordenar las alternativas - en función de los costos totales. <u>1</u> . Orde <u>na</u> en función del costo total con pérdi <u>didas</u> y <u>2</u> . Ordena en función del costo to <u>tal</u> sin pérdidas.
IPC	Variáble que indica si se desea cambiar el precio del conductor. <u>1</u> afirmativo, - <u>0</u> negativo.
IPOSTE	Variáble que indica si el estudio para -

<u>SIMBOLO</u>	<u>DESCRIPCION</u>
	69 KV debe ser hecho con postes de hormigón o con torres de acero. <u>1</u> postes de hormigón. <u>0</u> torres de acero.
ISUC	Indicador para calcular los costos de construcción en dólares o sures. <u>1</u> Para dólares. <u>0</u> para sures.
IVIAT	Variable que indica si en los costos de construcción se toma en cuenta viáticos para los trabajadores. <u>1</u> afirmativo, <u>0</u> negativo.
IZONE	Zona geográfica por la que atraviesa la línea. <u>1</u> para la sierra. <u>2</u> para la costa
JSUEL	Características del terreno por el que atraviesa la línea. <u>1</u> terreno plano. <u>2</u> terreno accidentado. El valor de JSUEL sirve como clave para escoger los factores que determinan el vano del viento, vano de peso y vano máximo en función del vano normal y del conductor que está siendo analizado, según el tipo de terreno
KV	Voltaje nominal de transmisión fase - fase (KV)
LD	Indicador para determinar los conductores que va a analizar en el estudio. <u>1</u> Analiza los conductores del banco de datos para ese nivel de voltaje. <u>2</u> Toma cualquiera de los conductores del banco de datos, debe acompañarse la información de los conductores que se deseen analizar. <u>3</u> Analiza otros conductores, para ello es necesario que el usuario incluya los datos de estos nuevos conductores.

<u>SIMBOLO</u>	<u>DESCRIPCION</u>
J3	Número de conductores nuevos que va a incluir el usuario, J3 = 15 + número de conductores incluídos.
LONL	Longitud de la línea de transmisión proyectada (Km)
NCF	Número de conductores por fase
NCG	Número de cables de guardia
NCIR	Número de circuitos de la línea de transmisión
NL	Indicador de dispositivo de lectura
NP	Indicador de dispositivo de impresión
PAVC	Peso de los accesorios de suspensión de la cadena, varillas de extensión y amortiguadores de vibración (Kg).
PMAX	Potencia máxima a transmitirse (MVA)
PU	Peso unitario de los aisladores tipo B clase 52-3 (según normas ANSI) (Kg) (APENDICE 1).
SALMIN	Salario mínimo vigente (sucres)
TAMB	Temperatura ambiente promedio (°K)
b)	VARIABLES DE SALIDA

El programa proporciona los siguientes resultados:

- a) Datos generales de la línea de transmisión proyectada:
  - Voltaje nominal de transmisión fase - fase
  - Potencia máxima a transmitirse
  - Cota promedio por la que atraviesa la línea
  - Temperatura ambiente promedio de la zona por la que atraviesa la línea
  - Nivel isoceraúnico de la zona por la que atraviesa la línea
  - Número de circuitos de la línea
- b). Tabla de resultados generales independientes del vano y del conductor su impresión depende del valor de la clave IT1: si es 0 imprime, si es 1 no la imprime
  - Número de aisladores por fase
  - Longitud de la cadena de aisladores
  - Distancias normal y mínima en aire a la estructura
  - Valor de las sobretensiones de: origen atmosférico, frecuencia industrial y de maniobra.
  - Características de los conductores y cables de guardia analizados en el estudio
- c) Tabla de resultados independiente del vano, su impresión depende del valor de la clave IT2: si es 0 imprime, si es 1 no la imprime
  - Gradiente superficial de potencia del conductor

- Pérdidas de potencia activa y reactiva
  - Pérdidas de energía
  - Calor ganado y perdido por el conductor
  - Regulación de voltaje
  - Reactancia capacitiva e inductiva
  - Distancia media geométrica
- d) Tabla de dimensiones básicas de la estructura su impresión depende del valor de la clave IT3: si es 0 - imprime, si es 1 no la imprime
- Altura de la cruceta más baja al suelo
  - Voladizo de la cruceta
  - Altura total de la torre
  - Altura del cable de guardia a la última cruceta
  - Ancho de la torre
  - Peso de la torre
  - Volumen total de excavación
  - Volumen total de hormigón de la fundación
- e) Tabla de resultados del cálculo mecánico del conductor su impresión depende del valor de la clave IT4: si es 0 imprime, si es 1 no la imprime.
- Tensión máxima final del conductor y cable de guardia analizados
  - Flecha máxima final del conductor y cable de -

- guardia analizados
- Nombre del conductor analizado
  - Vano para el cual se ha realizado el cálculo
- f) Tabla de resultados del estudio económico su impresión depende del valor de la clave IT5: si es 0 imprime, si es 1 no la imprime.
- Costo de materiales de la línea
  - Costo total de ingeniería
  - Costo total de construcción de la línea
  - Costo total de la línea incluyendo pérdidas
  - Costo total de la línea sin pérdidas
- c) Restricciones
- Años de vida útil de la línea máximo 20
  - Realiza un ejercicio por corrida
  - Se analizan postes de hormigón sólo para 69 KV
  - Número de circuitos máximo dos
  - Número de conductores por fase máximo tres
  - Número de cables de guardia máximo dos
- d) Forma de utilizar el programa grabado en cinta la secuencia de tarjetas se adjuntan en el ANEXO 4.3 de este capítulo.
- e) Forma de proporcionar los datos al programa

Los tipos de formatos para los datos de entrada se  
muestran en el ANEXO 4.4 de este capítulo.

INDICE DE ANEXOS DEL CAPITULO IV.

- 4.1. Características de los conductores del banco de datos.
- 4.2. Características de los cables de guardia del banco de datos.
- 4.3. Secuencia de tarjetas para la entrada de datos.
- 4.4. Secuencia de tarjetas cuando se utiliza el programa grabado en cinta.
- 4.5. Valores de las variables incluidos en el banco de datos.
- 4.6. Listado del programa.

LAS CARACTERISTICAS DE LOS CONDUCTORES ANALIZADOS SON

NOMBRE	AREA (MM <sup>2</sup> )	DIAMETRO (MM)	RESISTENCIA ELECTRICA (OHM/KM)	RADIO MEDIO GEOMETRICO (KG/MM <sup>2</sup> )	PESO (KG)	TENSION DE ROTURA (MM 2)	AREA (MM <sup>2</sup> )	COEFIC. DE EXP. LINEAR (GC)	MODULO DE ELASTICIDAD (KG/MM <sup>2</sup> )	COSTO (U.S. \$)
Partridge	266.800	16.30	0.2143	0.0060	0.5470	5100.00	157.23	0.0000190	8360.00	2166.00
Ostrich	300.000	17.27	0.1906	0.0070	0.6140	5730.00	176.63	0.0000190	8360.00	2431.00
Oriole	336.400	18.83	0.1703	0.0078	0.7840	7730.00	210.78	0.0000180	9080.00	3105.00
Brent	397.500	19.60	0.1438	0.0079	0.7620	6660.00	227.51	0.0000200	7990.00	3017.00
Pelican	477.000	21.82	0.1193	0.0080	0.7710	5390.00	255.23	0.0000210	7070.00	3055.00
Hawk	477.000	21.80	0.1197	0.0088	0.978	8810.00	281.31	0.000019	8360.00	3872.00
Eagle	556.500	24.20	0.1030	0.0100	1.297	12360.00	347.81	0.000018	9080.00	5136.00
Squab	605.000	24.53	0.0945	0.0099	1.239	10960.00	356.40	0.000019	8360.00	4906.00
Gros Beak	636.000	25.16	0.0898	0.0102	1.302	11340.00	374.73	0.000019	8360.00	5155.00
Flamingo	666.600	25.87	0.0857	0.0108	1.278	10780.00	381.78	0.000020	7990.00	5060.00
Drake	795.000	28.10	0.0718	0.0114	1.628	14180.00	468.71	0.000019	8360.00	6447.00
Cardinal	954.000	30.38	0.0599	0.0123	1.828	15540.00	545.84	0.000020	7990.00	7240.00
Bluejay	11113.00	31.98	0.0513	0.0127	1.866	14030.00	603.05	0.000021	7320.00	8450.00
Bittern	1212.00	34.16	0.0450	0.0135	2.134	16040.00	688.87	0.000021	7320.00	8450.00
Dipper	1351.50	35.20	0.0423	0.0142	2.267	17050.00	732.53	0.000021	7320.00	8977.00

LAS CARACTERISTICAS DE LOS CABLES DE GUARDIA A ESTUDIARSE SON:

NUMERO	DIAMETRO (MM)	PESO (KG /MT)	TENSION (KG)	AREA (MM <sup>2</sup> )	COEFICIENTE DE EXP. LINEAR (GC)	MODULO DE ELASTICIDAD (KG/MM <sup>2</sup> )	COSTO (US \$)
1.0	4.762	0.11	1813.60	13.632	0.0000110	16545.00	225.00
2.0	6.350	0.18	3022.70	22.703	0.0000110	16545.00	373.00
3.0	7.938	0.31	5090.90	38.361	0.0000110	16545.00	632.00
4.0	9.525	0.41	7000.00	51.078	0.0000110	16545.00	842.00
5.0	11.113	0.60	9454.50	74.581	0.0000110	16545.00	1238.0
6.0	12.700	0.77	12227.3	96.581	0.0000110	16545.00	1594.0





CODIFICADOR	FECHA	PAGINA
-------------	-------	--------

CONTINUACION	IDENTIFICACION
6-4 PARA COMUNICATOS SENTENCIA NUERO 1 5 6 7	72 73 80

SENTENCIA FORTRAN

SI. INC 6 = L	FACAR(1) FACAR(2) . . . . .	FACAR(3) . . . . .	FACAR(4) . . . . .	FACAR(5) . . . . .	FACAR(6) . . . . .	FACAR(7) . . . . .	FACAR(8) . . . . .	FACAR(9) . . . . .	FACAR(10) . . . . .	FACAR(11) . . . . .	FACAR(12) . . . . .	FACAR(13) . . . . .	FACAR(14) . . . . .	FACAR(15) . . . . .	FACAR(16) . . . . .
F 5.2	F 5.2	F 5.2	F 5.2	F 5.2	F 5.2	F 5.2	F 5.2	F 5.2	F 5.2	F 5.2	F 5.2	F 5.2	F 5.2	F 5.2	F 5.2
F 5.2	F 5.2	F 5.2	F 5.2	F 5.2	F 5.2	F 5.2	F 5.2	F 5.2	F 5.2	F 5.2	F 5.2	F 5.2	F 5.2	F 5.2	F 5.2

FACAR(17) . . . . .

FACAR(18) . . . . .

NV.

TRIF.

ANEXO 4.6

LISTADO DEL PROGRAMA

13  
 //> JOR-TRAPU - - - - - TN009-STE - - - - - TN009 - - - - - DATE- 18/03/83, CLUCK 10/50/55  
 //> EXEC SNOBREP TN009 TN009 TN009 TN009 TN009 TN009 TN009 TN009

10 . ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL \*\* INSTITUTO DE INFORMÁTICA Y COMPUTACIÓN  
 11 . GOMEZ MIRANDA PATRICIO GOMEZ MIRANDA PATRICIO GOMEZ MIRANDA PATRICIO GOMEZ MIRANDA PATRICIO  
 12 . / EXEC WATFIV  
 13 .  
 14 . 1-JOB  
 15 . \*OPTIONS T=100, P=20  
 16 . C  
 17 . C  
 18 . C ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL  
 19 . C FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA  
 20 . C TESIS DE GRADO  
 21 . C PROGRAMA PARA CALCULAR LOS COSTOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN  
 22 . C  
 23 . C PROGRAMA PRINCIPAL  
 24 . 1 COMMON /COND1(25,1) /CABEE(6,8)  
 25 . COMMON /ROT1/DHUR(25,2), DMIN(25,2), LC(25,2), ALSL(25,2), ROT2/CRV, SH  
 26 . \*KV\_FIKV  
 27 . 3 COMMON /ROT\*/REACC(25,2), DIFAH(25,2), REACL(25,2), DMG(25,2), ALTO(25,2)  
 28 . \*S(25,2), VANTGR(25,2), VETOOG(25,2), ALTURA(25,2), VOLAD(25,2), ALTUR(25,2)  
 29 .  
 30 . 4 COMMON /ROT5/PERP(25,2), PERO(25,2), PER(25,2)  
 31 . COMMON /ROT6/TECHX(2), FLECON(25,2)  
 32 . COMMON /ROT7/VOTEX(25,2), VOTORE(25,2), VOTODO(25,2)  
 33 . COMMON /ROT8/ESTOT(25), CEST(25), CACPT(25), CAIS(25), CACC(25), CCYC  
 34 . \*125)  
 35 . COMMON /ROT9/COSMAT(25,2), COSCUN(25,2), CUSING(25,2), COSPER(25,2), CO  
 36 . \*SSH(25,2)  
 37 . 9 COMMON /ROT10/OG(25), OP(25)  
 38 . COMMON /ROT14/PESOA  
 39 . COMMON /ROT20/DFA, NGAP, FDD, MP, CONS, FACS4, EXEM, ALL, FIK  
 40 . COMMON /ROT21/ANGAP(2), U4IX(6), ICABLE, ARDAT(12,2)/ROT22/COND12, Z  
 41 . COMMON /ROT23/FACREG, ANCH, FEA, DELTA/ROT24/ZETA, AREA, PSI, CV0(3)  
 42 . COMMON /ROT25/QUA, CACI, CQAPT, CUEST, CUHOR, CUSTOP, COSDIS, CUHERR, IFOB,  
 43 . \*IPOSTE, IEO, SAL, IN, REN(2), COSES, ISUC, CA4B10  
 44 . COMMON /ROT26/IESC, IDORDEN  
 45 . COMMON /ROT27/FACAR(2), NVU, PPRO, TARIF, TARIFN, TARIFG, FPD  
 46 . COMMON /ROT28/NAME(25)  
 47 . COMMON /ROT33/IPOSTE(27,7)  
 48 . COMMON /ROT34/NAME(25)  
 49 .  
 50 . COMMON /ROT99/IT1, IT2, IT3, IT4, IT5  
 51 . DIMENSION CUG9(5,10), C138(5,10), C230(5,10), ALMAGE(60/23,21)  
 52 . COMMON /ROT50/COSP(25,2), COSQ(25,2), COSW(25,2)  
 53 . DIMENS(3,25)(25,2), RTX(25,2)  
 54 . DIMENS(10)(25,2), T4LT(25,2), CV(3), TV(25), TL(25), TTOTAL(25,3), T  
 55 . \*OTOTAL(25), K1(17), CUND(10), OTCUND(21, X(50), TEN(5,2), FLECHA(3,2), LFI  
 56 . \*LASF(15), BLS(25,2), DIARI(16), MEST(6), VAN(3)  
 57 . COMMON /ROT15/NAME(5), AUXN, NAME  
 58 . CHARACTER 8 NAME1(5), AUXN, NAME  
 59 . CALL\_LER(12,32, M2, NCIR, KV, NCF, LUNL, NCG, PHAX, HS, TAAB, IZONE, JSUEL, AF  
 60 . \*, VAN(3), CYMAX, CYMIN, ANCH, ANGMX, ANGNY, PU, PAVC, NP, LFILAS, LVIAT, ISTOP  
 61 . \*  
 62 . 30 IF(ISTOP, NE, JSTOP  
 63 . 133 DO 10 I=12,72  
 64 . 10 I=12,72, M2, 100  
 65 . 100 IF(I2, NE, M2) GOTO 180  
 66 . 180 IF(I2, NE, M2) FILAS(1)  
 67 . GO TO 137  
 68 . 137 IF(I1, NE, M2) FIL1  
 69 . 187 IF(IN, NE, M2) FIL1  
 70 . CALL AISLA(KV, IZONE, ED, L, VAN(3), IFIN, NCF, HS, DRA, NCIR, ANI)  
 71 . CALL CALCRIC(UNI, PHAX, NCF, KV, TAAB, HS, IFIN, IV)  
 72 . K22=VAN(3), LDU  
 73 . K22=X22+1  
 74 . K1=X22+1  
 75 . 188 IF(I2, NE, M2) GOTO 139  
 76 . 139 K9=1  
 77 . 139 DO 50 K9=K9+1  
 78 .



936

\*40.0.17J50.0.468.71.543.81.603.05.688.87.732.51.0.0J0C19.0.000323  
 \*3.0.5.0.91.0.1.830.7.94.1.1.732U.0.447.7.7240.7.7389.8450.8477./  
 -DATA P.5.5761.24.2500.\*\*430.600..600.0.624.676.7.782.1.12.13.1.12  
 \*.13.1.14  
 \*.15.0.1.20.0.3.0.25.2+3.3.0.35.0.38.3.43.0.74.2+0.78.0.85.0.43.0.4  
 \*3.0.7.71.0.24.83.0.8.1.9.1.429.4.423.1.453.4.490.0.525.  
 -DATA P.15.1.2+2.6+500.5.5030.636.685.742.745.884.901.715.770.  
 825.889.933.12.13.14.15.16.17.13.14.15.15.16.17.0.30.  
 2+0.35.2+3.4.0.450.0.35.2+4.2+0.15.3.95.2+1.32.2+1.69.1.15.1.30.  
 \*\*1.38.2+1.46.1.02.2+1.34.2+1.15.1.22.1.38.2+1.40.2+1.84.444.481

\*513.559.592.629.507.540.585.624.663.  
 -DATA P.051E375+500.5\*1035.7741.793.855.912.969.760.840.900.  
 \*900.1.120.13.14.15.16.17.18.1+5.15.16.17.0.45.2+0.45.2+  
 \*0.55.0.45.24.50.2+0.55.1.28.2+1.36.2+1.45.2+1.76.2+1.86.1.97.1.35  
 \*2.1.44.2.1.54.2+1.82.2+1.96.2.07.533.574.615.656.0.97.1.559.60  
 \*2.645.685.731.  
 DO 284 K=1,7  
 DO 281 KN=1,0  
 POSTE(KN,KM)=POSTE1(KN,KM)  
 DO 282 <KM>,17  
 KO=KN-5  
 POSTE(KN,KM)=POSTE2(KO,KM)  
 DO 293 KN=18,27  
 KO=KN-17  
 POSTE(KN,KM)=POSTE3(KO,KM)  
 CONTINUE  
 FPD=1.04;ANCH0=0.6U  
 #2=0  
 READ47.NP,NL  
 FORMAT(1B1)  
 DO 13 I=1,5  
 DO 13-J=1,10  
 COND(I,J)=C069(I,J)  
 CONTINUE  
 DO 17 I=6,10  
 DO 17-J=1,10  
 IL=I-5  
 COND(I,J)=C13B(IL,J)  
 CONTINUE  
 DO 19 I=11,15  
 DO 19 J=1,10  
 IJ=I-10  
 COND(I,J)=C230(I,J)  
 CONTINUE  
 READ(NL,311)LD,NCR,NCF,NCG,ZONE,JSUEL,KV,LONL,PMAX,HS,TAMB,PPRO  
 FORCAT(512,214,4F8.2)  
 GC TJ (105,110,110),LD  
 IF(KV,GT,138)GOTO 120  
 IF(KV,GT,.69)GOTO 135  
 I2-1;J2=5;AF=8.;VAN0=200.  
 GOTO 175  
 I2-1;J2=15;AF=24.;VAN0=400.  
 GOTO 175  
 I2-1;J2= 5;AF=16.;VAN0=300.  
 GOTO 175  
 FORCAT(212,2F8.3)  
 READ(NL,123)13,J3,FA,VAGO  
 I2-1;J2=13;AF=FA;VAN0=VAGO  
 GOTO 175  
 -READ(I,-130)-(COND(I,J),J=1-10),I=16,LDN  
 FORCAT(1CF8.3)  
 I2=16  
 J2=LDN  
 -READ(NL,217)CVMAX,CVNOR,ANGMX,ANGAN,PU,PAVC  
 FORMAT(1FB.3)  
 READ(NL,218)CUA,CAC1,CUAPT,CUEST,CUHJR,COSTOP,COSDIS,CUHERR,SALMIN  
 \*,C505,C401D  
 FORCAT(1FB.3)  
 READ(NL,219)IEU,IFUB,IPDSTE,IESC,(PC,IVIAT,IORDEN,ISUC  
 PC,IVIAT(12)  
 IF(IPC,NE,1)GOTO 560  
 READ(NL,51) (CONJ(1,10),I=12,J2)  
 FORCAT(1FB.4)  
 READ(NL,201)IC1,IC2,IC3,IC4,IC5,IC6,IT1,IT2,IT3,IT4,IT5  
 FORCAT(1112)  
 -IF((IC1,0.1)GOTO 262  
 -DATA DPA,1.GAP,FU0,KD,CJ1S,FACSM,ELEM,ALL,FIK/1.31.1.0.625.1.2.0.2,  
 \*3.1.3.5.2.5/  
 GOTO 221  
 READ(NL,204)JFA,FU1,CONS,FACSM,FIK,ELEM,ALL,NCAP,MP  
 FORCAT(1FB.2,212)  
 IF(IC2,EC,1)GOTO 205  
 DATA ANCA,1.CABLE,FACAL,UMIX/0.5215,0.3497,1.0.8,6.1.6.8,7.5,5.5.  
 5.6.//  
 GOTO 220

```

182 205 READ(INL,207)(ANGAP(I),I=1,2),(DMIX(J),J=1,6),ICAHLE
183 207 FORMA(4#0,2,12)
184 206 CONTINUE
185 DATA ANDAT/1.25,1.5,1.25,1.15,1.6,1.3,1.8,1.7,1.5,1.6,2.0,1.75,1.4
*1.7,1.5,1.3,2.0,1.75,2.1,5.1,1.25,1.3,1.6,1.5/
186 DATA CONDI/-3.,0.5,5.,31.,30.,0.5,15.,0.5,80.,0.5,5.,0.5,18.,39.,4
*5.,0.5,80.,0.5,80.,0.5,5/
187 IF(IC3.EQ.1)GOTO 208
188 DATA ZETA,AREA/15.,8./-
189 DATA PSI,LV0/30.,39.,80.,50./
190 GOTO 204
191 208 READ(INL,210)ZETA,AREA,PSI,(CV(I),I=1,3)
192 210 FORMAT(4F1.3)
193 209 IF(IC4.EQ.1)GOTO 211
194 FEA=0.25*(ELTA+4.4)*FACSEG*1.5
195 GOTO 212
196 211-READ(INL,213)FACSEG,ANCH,FEA,DELTA
197 213 FORMAT(4F6.3)
198 200 .212 IF(ICS.EQ.1)GO TO 214
199 201 DATA RE4/25.,1.20,3.0,16256.,1..10..0.9,5.50,50.,1760.,2*8.,2500.-
*3.5,12..18..8..2..1..5..12200,7/
202 GO TO 215
203 214 READ(INL,216)(REN(I),I=1,20)
204 216 FORMAT(10F5.3/10F8.3)
205 215 IF(IC6.EC.1)GO TO 230
206 DATA FACAR,NVU,- TARIF,TARIW,TARIWO/0.47,2*0.475,2*0.48,2*0.48
*5.2*0.49,2*0.49,2*0.50,2*0.52,2*0.52,2*0.53,0.54,20,1.4,0.03,1.2/
207 CALL VERIFY(LD,NCIR,KV,NCF,NCG,JSUEL,PU,PAVCHIEC,IPOB,IPOSTE
*FESC,IPRCN,IC1,IC2+IC3,IC4,ICS,IC6,NP,ISUC,IPC,IVIAT,PPRC,FACAR,
*PMAX,ISTCP)
208 GO TO 231
209 230 READ(INL,232)(FACAR(I),I=1,20),NVU,TARIF,TARIW,TARIWO
210 232 FORMAT(11F6.2/4F5.2/13,3F8.4)
211 231 IF(LD.EQ.3)GOTO 200
212 RETURN
213 END
C SUBRUTINA AISLA DETERMINA EL AISLAMIENTO DE LOS CONDUCTORES Y DISTANCIAS
C MINIMA Y NORMAL EN AIRE A LA ESTRUCTURA
C
214 SUBROUTINE AISLA(KV,IZONE,LCM1,VAND0,I,NC,HS,DRA,NCIR,AN1)
215 REAL LC
216 COMMON/R011/DNDR(25,2),DNIN(25,2),LC(25,2),AISL(25,2)/RT2/CRKV,
*5#KV,F1KV
217 COMMON/RT2/L DFA,NGAP,FOO,MP,CCNS,FACSM,EXEM,ALL,FIK
218 FACH=0.95
219 DRA=0.9*010-9.59621E-5*HS
220 RG=5.
221 IF(IZONE.EQ.2)GOTO 219
222 AN1=30.
223 GOTO 229
224 219 AN1=50.
225 229 A2=NCIR
226 NXC=(0.0522*KV)/DRA
227 IF(KV.EQ.69)GOTO 210
228 IF(KV.EQ.138)GOTO 211
229 ALTO=35.
230 FPRO4=4.
231 DH=6.
232 GOTO 220
233 211 ALTO=28.
234 FPRO4=5.
235 DH=3.
236 GOTO 220
237 210 ALTO=20.
238 FPRO4=3.
239 DH=1.5
240 220 IF(IZONE.EQ.2)GOTO 215
241 DH=DMH0
242 215 GOTO(225,230),NGAP
243 230 P01=1,11.9542E-3*(2.71823*(8.542476E-2*ALTO))
244 GOTO 235
245 225 P01=3,10.158E-7*ALTO+3.336949
246 235 ALTE0=ALTO-FPRO4*2./3.
247 NUMDE=AN1*(1.4*ALTE0+DH)/100.
248 P01=P01+NUMDE
249 F02=2*FOC-FV1
250 P02=2*FV1+FJ2/NUMDE
251 IF(P02.LT.0.5)GOTO 240
252 IF(P02.LT.1.5)GOTO 245
253 GOTO 249
254 240 CORR=269.2765205-77.55443739*P02+(12.094052-0.639874125*P02)*P02-
*2
255 GOTO 255
256 END

```

```

12
257 GOTO 255
258 249 CIRRH4,999968-2.1150793+5+PG2+(0,02389952343-P02*1,102292746D-4)+1
1*P02**0
259 255 RAKV*(CONS+RG+CURR
260 GOTO((260,265)+MP
261 260 NDN=2
262 GOTO 270
263 255 NDN=3
264 270 CRKV=RAKV+FACH/(DRA*(1.-2.E-2*NDN))
C DETERMINA EL NUMERO DE AISLADORES POR SOBRETENSION ATMOSFERICA
265 MAXSH=0.931+1.173E-2*CRKV
266 GOTO 285
267 K1=1
268 VANO=VANGO
269 FACT=LUNL/(VANO*1000)
270 GOTO(270,275)+MP
271 293 KDM=1.40892+0.32148*ALUG(FACT)
272 295 K04=2.3733+0.24921*ALUG(FACT)
273 GOTO300
274 300 SMKV=0.85d*FACT5H*FACH*KV/(1.-0.05*KOH)*DRA**EXEM**ALL
C DETERMINA EL NUMERO DE AISLADORES POR SOBRETENSION DE MANIOBRA
275 MAXSM=4.89394+0.02193434KV
276 IF(NXC.GE.NAKST)GOTO 303
277 NA=NAKST
278 GOTO J10
279 305 NA=NXC
280 310 IF(NA.GE.NAXSM)GOTO 315
281 NA=NAXSM
282 315 AISL(1,2)=NA+2
283 DNJR(K1,K2)=0.146*AISL(K1,K2)
284 LC(K1,K2)=DNJR(K1,K2)+0.35+0.2*(NC-1)
C DETERMINA EL NUMERO DE AISLADORES POR SOBRETENSION DE FRECUENCIA INDUSTRIAL
285 FIKV=0.898*FIK*KV/((1.-0.02*NDN)*DRA**EXEM)
286 DHIN(K1,K2)=0.094+0.00181*FIKVA
287 RETURN
288 END
C SUBRUTINA CALOR VERIFICA QUE LA TEMPERATURA DE OPERACION DEL CONDUCTOR
C NO EXEDA LOS LIMITES PERMITIDOS: 100 GRADOS
289 SUBROUTINE CALOR(COND,PMAX,TMAX,KV,TAMB,HS,LFIN,IV)
290 COMMON /ROT10/OG(25),OP(25)
291 DIMENSION COND(25,10)
292 IFIL=IFIN
293 EXPLIN=CCND(IFIN,B)
294 CORR=PMAX((1.73205)*NC*KV)
295 OG(IFIL)=10.30*COND(IFIL,3)*(1+342*EXPLIN)*CORR**2+46.64E-4*COND*1
296 *FIL,2)
297 OR=2.2637E-4*CUNO(IFIL,2)*(193.57-(TAMB/100.))**4
298 A0=0.4962+HS*6.37765E-5
299 A1=3.3221E-3*HS*5.3062d-7
300 A2=2.809837E-6+HS*1.053d7E-9
301 T=ALOG((COND(IFIL,2)+J0*1.0*1.0))
302 SUHL=A0+A1*T+A2*T**2
303 SUM=10***SUM1
304 OZ=OR+11.03E-6*(1.1316*(373**2-TAMB**2)+738.727*(373-TAMB)))**SUM
305 OP(IFIL)=OZ
306 IF(OZ>IFIN).GE.OP(IFIN))GOTO 16
307 RETURN
308 END
15 IV=1
309 RETURN
C SUBRUTINA CALMEC CALCULA LAS TENSIONES MAXIMA Y DE ESTADO NORMAL TANTO DE
C EL CONDUCTOR COMO DEL CABLE DE GUARDIA
310 SUBROUTINE CALMEC(DVN,1204E,T,VANO,IV,TEN)
311 COMMON CC04(25,10),CABLE(5,8)
312 COMMON /ROT5/ K
313 DIMENSION TEN(10,10),K(10),CONDIC(6),OTCOND(2),X(50),TEN(5,2),FLEC
314 PHA(3,2)
315 COMMON /ROT6/TENN(2),FLECON(25,2)/ROT22/COND(10,2)
316 DO 550 KK=1,2
317 DO 555 KKA=1,5
318 555 TEN(KA,KK)=0.
319 IVE=J
320 ICGGC=1
321 92 DN 120 IL =1.9.2
322 1Z=(IL-1)/2+1

```

```

323 IF (IZONE.EQ.1) GOTO 10
324 TEL=29
325 GO TO 20
326 10 TE1=12
327 20 IF (ICGOC.LD.) GOTO 25
328 152 H=4
329 (IF (H.EQ.7) GOTO 250
330 DO HJ IM=2,7
331 IP=IM-1
332 80 CONDIC(1)=CABUE(H,IN)
333 GOTO 30
334 25 CONDIC(1)=CONDIC(1,2)
335 DO 45 IN=5,9
336 1T=(IN-1)
337 85 CONDIC(1T)=CONDIC(1,IN)
338 30 K=IL+1
339 OTCOND(1)=CONDIC(IL,IZONE)
340 OTCOND(2)=CONDIC(K,IZONE)
341 PESO1=SORT((CONDIC(2)**2+(1.001-CONDIC(1)**2)/CONDIC(4))
342 PESO2=SORT((CONDIC(2)**2+(C.001*OTCOND(2)*CONDIC(1)**2)/CONDIC(4))
343 *)
344 C LLAMADA A LA SUBRUTINA NEWRAP PARA RESOLVER LA ECUACION DE CAMBIO DE ESTADO
345 CALL NEWRAP(VANO,PESO1,PESO2,CONDIC,OTCOND,TE1,TENR02)
346 TEN(1,ICGJC)=TENR02
347 TX=CONDIC(3)*3
348 IF (TEIRC2.LE.TX) GOTO 153
349 WRITE(J,H2)
350 82 FORMAT(//20X,'NO CUMPLE CON LA EC. DE CAMBIO DE ESTADO')
351 RETURN
352 153 IF (TEN(1,ICGOC).GT.TEN(2,ICGOC)) GOTO 60
353 TEN(2,ICGJC)=TEN(2,ICGOC)
354 GOT0 165
355 60 TEN(2,ICGOC)=TEN(1,ICGOC)
356 185 IF (ICGOC.EQ.1) GO TO 100
357 IF (TEN(2).LT.TEN(1)) GO TO 152
358 M=-1
359 100 CONTINUE
360 ICGOC=ICGJC+1
361 IF (ICGOC.GT.2) GOTO 93
362 GOT0 12
363 93 DO 94 LR=1,2
364 DO 95 K=3,5
365 IF (LR.EQ.2) GJ TO 99
366 CONDIC(2)=CONDIC(1,5)
367 99 IAKR=2
368 1B=2*KR-(2-LR)
369 96 FLECHA(1,LH)=VANO**2*CONDIC(2)/(8.*TEN(KR,LR))
370 IF (FLECHA(1,LH).LT.FLECHA(2,LR)) GOTO 97
371 AUX=FLECHA(2,LR)
372 FLECHA(2,LR)=AUX
373 FLECHA(1,LH)=FLECHA(2,LR)
374 97 IF (FLECHA(1,LH).LT.FLECHA(3,LR)) GOTO 98
375 AUX=FLECHA(3,LR)
376 FLECHA(3,LR)=AUX
377 98 FLECHA(1,LH)=FLECHA(3,LR)
378 94 CONTINUE
379 RETURN
380 250 FLECON(1,1)=VANO**2*CONDIC(2)/(8.*TEN(4,1))
381 FLECON(1,2)=VANO**2*CONDIC(1,1)
382 RETURN
383 END
384 C SUBRUTINA NEWRAP RESUELVE LA ECUACION DE CAMBIO DE ESTADO
385 SUBROUTINE NEWRAP(VANO,PESO1,PESO2,CONDIC,OTCOND,TE1,TENR02)
386 DIMENSION X(50),CONDIC(5),OTCOND(2)
387 DATA X1,X2,X3,X4,X5,X6,X7,X8,X9,X10,X11,X12,X13,X14,X15,X16,X17,X18,X19,X20,X21,X22,X23,X24,X25,X26,X27,X28,X29,X30,X31,X32,X33,X34,X35,X36,X37,X38,X39,X40,X41,X42,X43,X44,X45,X46,X47,X48,X49,X50,X51,X52,X53,X54,X55,X56,X57,X58,X59,X60,X61,X62,X63,X64,X65,X66,X67,X68,X69,X70,X71,X72,X73,X74,X75,X76,X77,X78,X79,X80,X81,X82,X83,X84,X85,X86,X87,X88,X89,X90,X91,X92,X93,X94,X95,X96,X97,X98,X99,X100,X101,X102,X103,X104,X105,X106,X107,X108,X109,X110,X111,X112,X113,X114,X115,X116,X117,X118,X119,X120,X121,X122,X123,X124,X125,X126,X127,X128,X129,X130,X131,X132,X133,X134,X135,X136,X137,X138,X139,X140,X141,X142,X143,X144,X145,X146,X147,X148,X149,X150,X151,X152,X153,X154,X155,X156,X157,X158,X159,X160,X161,X162,X163,X164,X165,X166,X167,X168,X169,X170,X171,X172,X173,X174,X175,X176,X177,X178,X179,X180,X181,X182,X183,X184,X185,X186,X187,X188,X189,X190,X191,X192,X193,X194,X195,X196,X197,X198,X199,X199,X200,X201,X202,X203,X204,X205,X206,X207,X208,X209,X210,X211,X212,X213,X214,X215,X216,X217,X218,X219,X220,X221,X222,X223,X224,X225,X226,X227,X228,X229,X229,X230,X231,X232,X233,X234,X235,X236,X237,X238,X239,X239,X240,X241,X242,X243,X244,X245,X246,X247,X248,X249,X249,X250,X251,X252,X253,X254,X255,X256,X257,X258,X259,X259,X260,X261,X262,X263,X264,X265,X266,X267,X268,X269,X269,X270,X271,X272,X273,X274,X275,X276,X277,X278,X279,X279,X280,X281,X282,X283,X284,X285,X286,X287,X288,X289,X290,X291,X292,X293,X294,X295,X296,X297,X298,X299,X299,X300,X301,X302,X303,X304,X305,X306,X307,X308,X309,X309,X310,X311,X312,X313,X314,X315,X316,X317,X318,X319,X319,X320,X321,X322,X323,X324,X325,X326,X327,X328,X329,X329,X330,X331,X332,X333,X334,X335,X336,X337,X338,X339,X340,X341,X342,X343,X344,X345,X346,X347,X348,X349,X350,X351,X352,X353,X354,X355,X356,X357,X358,X359,X360,X361,X362,X363,X364,X365,X366,X367,X368,X369,X370,X371,X372,X373,X374,X375,X376,X377,X378,X379,X380,X381,X382,X383,X384,X385,X386,X387,X388,X389,X390,X391,X392,X393,X394,X395,X396,X397,X398,X399,X399,X400,X401,X402,X403,X404,X405,X406,X407,X408,X409,X409,X410,X411,X412,X413,X414,X415,X416,X417,X418,X419,X419,X420,X421,X422,X423,X424,X425,X426,X427,X428,X429,X429,X430,X431,X432,X433,X434,X435,X436,X437,X438,X439,X439,X440,X441,X442,X443,X444,X445,X446,X447,X448,X449,X449,X450,X451,X452,X453,X454,X455,X456,X457,X458,X459,X459,X460,X461,X462,X463,X464,X465,X466,X467,X468,X469,X469,X470,X471,X472,X473,X474,X475,X476,X477,X478,X479,X479,X480,X481,X482,X483,X484,X485,X486,X487,X488,X489,X489,X490,X491,X492,X493,X494,X495,X496,X497,X498,X499,X499,X500,X501,X502,X503,X504,X505,X506,X507,X508,X509,X509,X510,X511,X512,X513,X514,X515,X516,X517,X518,X519,X519,X520,X521,X522,X523,X524,X525,X526,X527,X528,X529,X529,X530,X531,X532,X533,X534,X535,X536,X537,X538,X539,X539,X540,X541,X542,X543,X544,X545,X546,X547,X548,X549,X549,X550,X551,X552,X553,X554,X555,X556,X557,X558,X559,X559,X560,X561,X562,X563,X564,X565,X566,X567,X568,X569,X569,X570,X571,X572,X573,X574,X575,X576,X577,X578,X579,X579,X580,X581,X582,X583,X584,X585,X586,X587,X588,X589,X589,X590,X591,X592,X593,X594,X595,X596,X597,X598,X599,X599,X600,X601,X602,X603,X604,X605,X606,X607,X608,X609,X609,X610,X611,X612,X613,X614,X615,X616,X617,X618,X619,X619,X620,X621,X622,X623,X624,X625,X626,X627,X628,X629,X629,X630,X631,X632,X633,X634,X635,X636,X637,X638,X639,X639,X640,X641,X642,X643,X644,X645,X646,X647,X648,X649,X649,X650,X651,X652,X653,X654,X655,X656,X657,X658,X659,X659,X660,X661,X662,X663,X664,X665,X666,X667,X668,X669,X669,X670,X671,X672,X673,X674,X675,X676,X677,X678,X679,X679,X680,X681,X682,X683,X684,X685,X686,X687,X688,X689,X689,X690,X691,X692,X693,X694,X695,X696,X697,X698,X699,X699,X700,X701,X702,X703,X704,X705,X706,X707,X708,X709,X709,X710,X711,X712,X713,X714,X715,X716,X717,X718,X719,X719,X720,X721,X722,X723,X724,X725,X726,X727,X728,X729,X729,X730,X731,X732,X733,X734,X735,X736,X737,X738,X739,X739,X740,X741,X742,X743,X744,X745,X746,X747,X748,X749,X749,X750,X751,X752,X753,X754,X755,X756,X757,X758,X759,X759,X760,X761,X762,X763,X764,X765,X766,X767,X768,X769,X769,X770,X771,X772,X773,X774,X775,X776,X777,X778,X779,X779,X780,X781,X782,X783,X784,X785,X786,X787,X788,X789,X789,X790,X791,X792,X793,X794,X795,X796,X797,X798,X799,X799,X800,X801,X802,X803,X804,X805,X806,X807,X808,X809,X809,X810,X811,X812,X813,X814,X815,X816,X817,X818,X819,X819,X820,X821,X822,X823,X824,X825,X826,X827,X828,X829,X829,X830,X831,X832,X833,X834,X835,X836,X837,X838,X839,X839,X840,X841,X842,X843,X844,X845,X846,X847,X848,X849,X849,X850,X851,X852,X853,X854,X855,X856,X857,X858,X859,X859,X860,X861,X862,X863,X864,X865,X866,X867,X868,X869,X869,X870,X871,X872,X873,X874,X875,X876,X877,X878,X879,X879,X880,X881,X882,X883,X884,X885,X886,X887,X888,X889,X889,X890,X891,X892,X893,X894,X895,X896,X897,X898,X899,X899,X900,X901,X902,X903,X904,X905,X906,X907,X908,X909,X909,X910,X911,X912,X913,X914,X915,X916,X917,X918,X919,X919,X920,X921,X922,X923,X924,X925,X926,X927,X928,X929,X929,X930,X931,X932,X933,X934,X935,X936,X937,X938,X939,X939,X940,X941,X942,X943,X944,X945,X946,X947,X948,X949,X949,X950,X951,X952,X953,X954,X955,X956,X957,X958,X959,X959,X960,X961,X962,X963,X964,X965,X966,X967,X968,X969,X969,X970,X971,X972,X973,X974,X975,X976,X977,X978,X979,X979,X980,X981,X982,X983,X984,X985,X986,X987,X988,X989,X989,X990,X991,X992,X993,X994,X995,X996,X997,X998,X999,X999,X1000

```

```

397 FUNCTION F(TENR02,VAN),PES01,PES02,CONDIC, UTCOND,TG11
398 DIMENSION CONDIC(6), UTCOND(2)
399 ALFA=CONDIC(1)
400 F=ALFA*(DRCM01(1)-TENR02+CJNDIC(3)*0.2)/CONDIC(6)-(VANO**2/
401 *(PES02**2/TENR02**2-PES01**2/CJNDIC(3)*0.2)**2)
402 RETURN
403 END
404 C EVALUA LA DERIVADA DE LA ECUACION DE CAMBIO DE ESTADO
405 FUNCTION-FPR(TENR02,CONDIC,VANO,PES02)
406 DIMENSION CONDIC(6), UTCOND(2)
407 FPR=1./CCHD(6)+(VANO**2/12.)*(PES02**2/TENR02**3)
408 RETURN
409 C SUBRUTINA DISHED LA CUAL CALCULA:
410 C LA DISTANCIA MECIA GEOMETRICA
411 C LA REACTANCIA INDUCTIVA
412 C LA REACTANCIA CAPACITIVA
413 C DIMENSION DE LAS ESTRUCTURAS
414
415 COMMON /FJTB/TENMX(2),FLECON(25,2),LC(25,2),AISL(25,2),
416 COMMON /ROT21/ANGAP(2),D4IX(6),ICABLE,ARDAT(12,2),ROT22,COND1(10,2),
417 *1(25,2),ANTDRH(25,2),ALTIG(25,2),ALTURA(25,2),VOLAD(25,2),ALTUR(25,2)
418
419 REAL LC
420 ICG1;IFACAL=0.95
421 TANG=TAN(LANGAP(1ZONE))
422 JJ=NCIR
423 IF(KKC.GE.24.5) GO TO 10
424 KRC1=1
425 GO TO 15
426 10 KRC1=2
427 15 IF(VANO.GT.300.)GO TO 20
428 20 NO=1
429 25 K2=JSUEI,NO
430 IF(K2.LT.12) GO TO 30
431 K2=K2+18
432 30 KS=K2+2
433 DD=131.-K2,K5
434 L=K-(K2-1)
435 131-VANO=ARDAT(K,KRC1)
436 COLS=VAN(1,1)/VAN(1,2)
437 ALFA=ATAN(1.E-3*CVNMAX*COLS*RKC)
438 IF(ALFA.LT.ANGMX)GO TO 35
439 ALFA=ANGX
440 35 ALFA1=ATAN(1.E-3*CVNOR+RKC*COLS)
441 IF(ALFA1.GT.ANGMN)GO TO 40
442 ALFA1=ANGMN
443 40 ALTUR(1,JJ)=LC(1,JJ)+DNR(1,JJ)+0.1
444 C4=S.E-1*COND(1,2)*(N-1)+0.5
445 CD=S1*LC(1,JJ)+SIN(ALFA1)*DNR(1,JJ)+C4
446 CONS2=LC(1,JJ)+SIN(ALFA1)+DMX(1,JJ)+C4
447 IF((CONS1.LE.CONS2)GO TO 65
448 CONS=CONS1
449 GO TO 70
450 65 CONS=CONS2
451 70 VOLAD(1,JJ)=CONS
452 DISPA(1,JJ)=0.65*SORT(FLECON(1,ICG)+LC(1,JJ))+KV*FACAL/150.
453 IF(KV.GT.69)GOTO501
454 LI=1
455 GOTO 502
456 501 IF(KV.GT.138)GOTO 500
457 LI=2
458 GOTO 502
459 502 LI=3
460 ALIN1=LC(1,JJ)+FLLCON(1,ICG)+DMX(LI)
461 LI=LI+2
462 ALIN2=LC(1,JJ)+FLECON(1,ICG)+DMX(LI)
463 IF(ALIN1.LE.ALIN2)GOT9 503
464 ALTO1(1,JJ)=ALIN1
465 GOTO 504
466 503 ALTO1(1,JJ)=ALIN1
467 504 IF(NC6..E0.1)GOTO 505

```

```

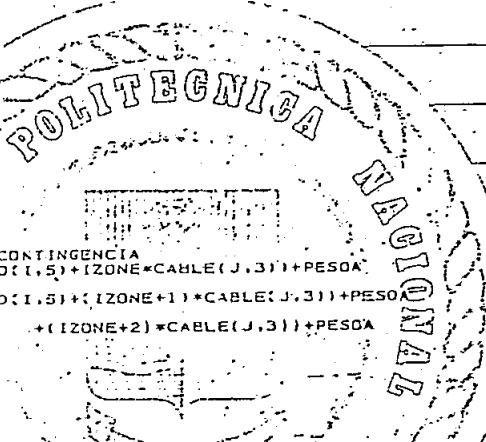
1 469 BCG(1, JJ)=0.65*SORTFL(CONT1, LCG))
2 470 GU10 TO 125
3 471 SOS BCG(1, JJ)=0.
4 472 S12 ALTOCG(1, JJ)=(VOLAD(1, JJ)+0.5*((ANCH0-BCG1, JJ))+(N-1)*COND1, 2)/1
5 *0.03))/2*ANL-LC(1, JJ)
6 *ANTURH(1, JJ)=2.*VOLAD(1, JJ)+ANCH0
7 *ALTURA(1, JJ)=ALTJ1(1, JJ)+ALTUR(1, JJ)*NCIR+ALTOCG(1, JJ)
8 GO TO 75-BU1, NCIR
9 474 DAB=((2*CONS+ANCH0)**2+0.25*ALTUR(1, JJ)**2)**0.5
10 475 75 DAB=((2*CONS+ANCH0)**2+0.25*ALTUR(1, JJ)**2)**0.5
11 476 DCA=ALTUR(1, JJ)
12 477 DVG(1, JJ)=(DCA*DAB**2)**0.333
13 478 GU TO 130
14 479 80 DA3=ALTUR(1, JJ)
15 480 DAHP=(2*CONS+ANCH0)**2+DAB**2)**0.5
16 481 DAHP=(DAE*DAB)**0.5
17 482 DCA=((2*DAB*(2*CONS+ANCH0))**0.5
18 483 DMG(1, JJ)=DCA*DAB**2)**0.333
19 484 100 GU TO 110-154-N
20 485 110 RMG1=COND1, 4
21 486 GO TO 125
22 487 115 RMG1=1, E-3*COND1, 4)*COND1, 2)**0.5
23 488 125-1F(NCIR, N, 2)GO TO 130
24 489 DB4P=2.*VOLAD(1, JJ)+ANCH0
25 490 DAAP=(2*ALTUR(1, JJ)**2+DB4P**2)**0.5
26 491 RMG=(RMG1**1.5*DAAP*DB3P**0.5)**0.333
27 492 GO TO -335
28 493 130 RMG=RMG1
29 494 335 REACL(1, JJ)=0.1736*ALDG 10(DMG1, JJ)/RNG1
30 495 REACCI(1, JJ)=0.1099*ALDG 10(DMG1, JJ)/RNG1
31 496 RETURN
32 497 END
33 C SUBRUTINA REGUL CALCULA LA REGULACION DE VOLTAJE DE LA LINEA
34
35 498 SUBROUTINE REGUL(I, NCIR, COND, REACC, REACL, LONL, RTX, NCF, PMAX, KV, FPJ)
36 DIMENSION REACC(25,2), REACL(25,2), RTX(25,2), COND(25,10)
37 CUXPLEX A,B,Z,Y,T,C1,V5
38 501 FP=0.9
39 502 C=0
40 503 R=COND(I, 3)*LONL/(NCF*NCIR*2)
41 504 XL=REACL(I, NCIR)*LONL/2.
42 505 YC1=E-6*LONL/REACC(I, NCIR)
43 506 Z=CMPXL(R, XL)
44 507 Y=CMPXL(G, YC1)
45 508 T=Z*Y
46 509 A=1:T
47 510 B=Z*(T+2)
48 511 CORR=PMAX/(1.7321*KV)
49 512 TETA=ARCOS(FP)
50 513 PRI=CORR*FP
51 514 PLI=CORR*SIN(TETA)
52 515 CL=CMPXL(PRI, PLI)
53 516 VS=KV*A+B*C1
54 517 RTXI, NCIR)=(CABS(VS)/CABS(A)-KV)*100/KV
55 518 RETURN
56 519 END
57 C VERIFICA EL GRADIENTE SUPERFICIAL DE VOLTAJE DEL CONDUCTOR
58
59 520 SUBROUTINE CORONA(NG, DNG, IFIN, COND, G, NCIR, DRA, KV)
60 DIMENSION COND(25,10), DNG(25,2), G(25,2)
61 K=NCIR
62 IFIL=IFIN
63 524 GOTO(160-165)-NC
64 525 165 G1=ALUG(2,E03*DNG(IFIN,K)/COND(IFIL,2)):G2=1.51
65 G2=G1*DNG(IFIN,K)/COND(IFIL,2)
66 527 GOTO 28
67 528 160 G1=ALDG(44.7-2*DNG(IFIN,K)/COND(IFIL,2)):G2=0.794
68 530 28 G1*IFIL,K)=G2-.4KV/((COND(IFIL,2)*G1)+DRA**0.666)
69 531 RETURN
70 532 END
71 C SURRUTINA CALPES CALCULA EL PESO APROXIMADO DE LA ESTRUCTURA O DETERMINA
72 C EL PESO DE LOS POSTES DE CEMENTO
73
74 533 SUBROUTINE CALPES(VAN, NCIR, N, NCG, I, PU, PAVG, IZONE, TEN, ANCH0, TOTMOM)
75
76 534 DIMENSION CV(3), VAN(3), TEN(5,2), TV(25), JL(25), TTOTAL(25,3), TOTMOM(25,3)
77 *251
78 535 COMMON/ROTI/DRUP(25,2), DRIN(25,2), LC(25,2), AISL(25,2)
79 COMMON/R014/R014,RLACC(25,2), DISFAH(25,2), REACL(25,2), DNG(25,2), ALTO1(2
80 *5,2), ANTOHR(25,2)+ALTOCG(25,2), ALTURA(25,2), VOLAD(25,2), ALTUR(25,2)
81 *
82 537 COMMON/HOT24/ZETA, AREA, PSI, CVU(3)/ROTI4/PESOA
83 538 COMMON /HOT8/PESTUT(25), CEST(25), CACGT(25), CAIS(25), CACC(25), CCYCG
84 *125

```

```

539 COMMON COND(25,10),CABLE(6,8)
540 COMMON /RUT517/ 4-
541 REAL LC
542 IFAC=3*N*NCIR
543 JEM
544 J1=T
545 K1=R=NCIR
546 PESIA=J,*ISL(J1,K1)*PU*NCIR+IFAC*PAVC+150.
547 AU=LCL(J1,K1)
548 A1=ALTOL(J1,K1)
549 A2=ALTUR(J1,K1)
550 AJ=LTUCG(J1,K1)
551 A4=IZ2
552 DD=2,K=1,3
553 C CV(1)=CV0(K)+CUS(PSI)
554 GOT0(6,7),NCIR
555 NU=1
556 C CALCULA LAS TENSIONES PARA CADA CONTINGENCIA
557 13 GOTO(8,9,13,11),NU
558 8 TV0= VAN(2)*(IFAC +1)*COND(1,5)*CABLE(J,3)*NCG+PESOA
559 9 GOTO 12
560 10 TV1= VAN(2)*(COND(1,5)+IFAC +(IZONE+1)*CABLE(J,3))+PESOA
561 11 TL0= TEN(3,1)
562 GOTC 12
563 11-TL1=TEN(3,2)
564 12 NU=NU1
565 1 IF(NU,LE,4)GOTO 13
566 1 IF(TV0,LE,TV1)GOTO 14
567 TV1=TV0
568 GOTC 15
569 14 TV1=TV1
570 15 IF(TL0,LE,TL1)GOTO 16
571 TL1=TL0
572 GOT0 32
573 16 TL1=TL1
574 GO TO 32
575 7 ND=
576 26 GOTO(18,19,20,21,22,23) ND
577 C CALCULA LAS TENSIONES PARA CADA CONTINGENCIA
578 18,TV2= VAN(2)*(IFAC +2)*COND(1,5)+(ZONE*CABLE(J,3))+PESOA
579 19 TV3= VAN(2)*(IFAC +1)*COND(1,5)+(IZONE+1)*CABLE(J,3)+PESOA
580 20 GOT0 20
581 21 TV4= VAN(2)*(COND(1,3)*IFAC +(IZONE+2)*CABLE(J,3))+PESOA
582 20 GOT0 29
583 21 TL2= NCIR*TEN(3,2)
584 GOT0 29
585 22 TL3=2.*TEN(3,1)
586 GOT0 20
587 23 TL4= (TEN(3,1)+TEN(3,2))
588 20 ND = ND1
589 1 IF(ND,EO,7)GOTO 25
590 GOT0 25
591 25 IF(TV2,LE,TV4,AND,TV3,LE,TV4)GOTO 27
592 1 IF(TV3,LE,TV2,AND,TV4,LE,TV2)GOTO 28
593 TV1=TV2
594 GOT0 24-
595 27 TV1=TV4
596 GOT0 27
597 28 TV1=TV2
598 29 IF(TL2,LE,TL4,AND,TL3,LE,TL4)GOTO 30
599 1 IF(TL3,LE,TL2,AND,TL4,LE,TL2)GOTO 31
600 TL1=TL3
601 GOT0 32
602 33 TL1=TL4
603 GOTC 32
604 31 TL1=TL2
605 32 TEHAC=J,5*CUNDI,6)*SIN(ZETA/2.)
606 - TENAUX=J,CABLE(J,4)*SIN(ZETA/2.)
607 TENEST=CV(2)*A4*A4
608 TENAIS=J,2*CV(3)*AJ
609 TENAUZ= TEHENST+TENAVIS
610 - TENJDF=VAN(1)*COND(1,2)*CV(1,1)/1000,1*TEHAC
611 - TENTOG=VAN(1)*CAJLL(J,2)*CV(1,1)/1000,1*TEHAC
612 TTOTAL(1,1,R)=3,3*(3*TENTOT+4*NCIR+(ZONE*TENTUG)+TENAUZ
613 - TOTWHT(1,1)= (3*NCIR+TENTOT+(AJA2)/2)*TTOTAL*NCG+(AJ1*NCIR*A2+
614 - A3*A4))+(3*NCIR*TENAUZ*(AJ1+(NCIR*A2+AO)/2.+A4*TEHENST
615 - DI3PC=OUI(1,44+((U,5*A4*HCN+VOLA(U,J1,K1))/21400+1
616 TX=TTOTAL(1,1,R)
617 ALCO=3,2*TTOTALDM(1)/TX
618 C CALCULA EL PESO DE LA ESTRUCTURA

```



QUITO

```

617 PESUHO=DISFC+ALCG+(1.692*(ABS(TX)+0.066+ABS(TL(1))+0.066)+1.483*
618 *TV(1)=0.5)/12.5
619 PESOT(1)=PESUHO/2.2
620 NCTURN
621 END
622 C-----SUBRUTINA VOLUMEN CALCULA LOS VOLUMENES DE FUNDACIONES
623 SUBROUTINE VOLUME(TEN,I,NCIR,NCG,VAND,FACI,TOTHOM)
624 COMMON/RCT1/DUNJRI(25,2),DMIN(25,2),LC(25,2),ALSL(25,2)
625 /ROT77/VTOUEA(25,2),VOTORS(25,2),VOTOHU(25,2)
626 COMMON/ROT23/FACSEG,ANCH,FEA,DELTA,ROT24/ZETA,AREA,PSI,CV0(3)
627 DIMENSION TEN(5,2),TL0(25,2),TMLY(25,2),TOTM(25,2)
628 COMMON/RDT4/REACC(25,2),DISFAH(25,2),REACL(25,2),VNG(25,2),ALTOI(2
629 *5,2),ANTURR(25,2),ALTUCG(25,2),ALTURA(25,2),VOLAD(25,2),AEUR(25,2)
630 *)
631 REAL LC
632 A1=ALTOI(I,NCIR)
633 A2=ALTUR(I,NCIR)
634 A3=ALTOCG(I,NCIR)
635 LDN=L(I,NCIR);FACI=FEA
636 GOTO 10,11,NCIR
637 10 NU=1
638 11 TMLUO=FACSEG*2.2*(A1+A2+A3)*TEN(3,2)
639 12 GOTO 14
640 13 TMLUO=FACSEG*2.2*(A1+A2-LDN)*TEN(3,1)
641 14 NU=NU+1
642 15 IF(NU.LE.2) GOTO 15
643 16 TLO(I,NCIR)=TMLUO
644 17 TLO(I,NCIR)=TMLUO
645 18 GOTO 18
646 19 ND=1
647 20 GOTO 19,20,21,ND
648 21 TMLD0=FACSEG*2.2*(A1+A2+A3)*NCG*TEN(3,2)
649 22 GOTO 22
650 23 TMLD1=FACSEG*2.2*(A1+A2+A3)*TEN(3,2)
651 24 GOTO 22
652 25 TMLD2=FACSEG*2.2*((A1+A2+A3)*TEN(3,2)+(A1+A2-LDN)*TEN(3,1))
653 26 ND=ND+1
654 27 IF(ND.LE.2) GOTO 27
655 28 IF(TMLD0.LE.TMLD1.AND.TMLD2.LE.TMLD1) GOTO 52
656 29 IF(TMLD1.LE.TMLD2.AND.TMLD2.LE.TMLD0) GOTO 23
657 30 TLO(I,NCIR)=TMLD2
658 31 GOTO 19
659 32 TLO(I,NCIR)=TMLD1
660 33 GOTO 18
661 34 TLO(I,NCIR)=TMLD0
662 35 TMLY(I,NCIR)=TOTHOM(I)+TLO(I,NCIR)
663 C-----CALCULA EL ESFUERZO DE ARRANQUE
664 EA=2.272E-4*TMLY(I,NCIR)/ANTURR(I,NCIR)
665 VOLHOR=-1.982071.5315*ALOG(EA)
666 VOLEXC=-15.359210.10059*ALOG(EA)
667 C-----CALCULA EL VOLUMEN DE HORMIGON, EXCAVACION Y RELLENO
668 VOTOEI(I,NCIR)=(1000./VAND)*VOLEXC*DELTA
669 VOTOH(I,NCIR)=(1000./VAND)*VOLHOR*DELTA
670 VOTORE(I,NCIR)=VOTOEI(I,NCIR)-VOTOH(I,NCIR)
671 RETURN
672 ENDO
673 C-----LA SUBRUTINA PERDI CALCULA LAS PERDIDAS DE POTENCIA ACTIVA, REACTIVA Y DE
674 ENERGIA PRODUCIDOS EN LA LINEA DE TRANSMISION
675 SUBROUTINE PERDI(REACC,REACL,NCIR,PMAX,I,NC,KV)
676 DIMENSION REACC(5,2),REACL(25,2)
677 COMMON/RUT59/CDSM(25,2),CGS0(25,2),COS(25,2)
678 COMMON/RGT27/FACAH(25,2),INVJ,PHQ,TARIF,TARIFQ,FPD
679 COMMON/CCM(25,2),C43,E(6,5)
680 COMMON/LV15/PERD(25,2),PERD(25,2)
681 COS(I,NCIR)=C53(I,NCIR)-CUS0(I,NCIR)=0.
682 FACD=577.13326/(KV+NCIR+NC)
683 REN=0.15
684 DO 5 NYEAR=1,KV
685 PONE LOS COSTOS DE PERDIDAS DE POTENCIA EN VALOR PRESENTE
686 DIV=11.+REN+ $\sqrt{KV}$ 
687 PMAX1=PMHU*PMV*PMAR
688 IF(PMAX1.LL.PMAX) GO TO 10
689 CURR=FACTC*PMAX*FACAH*YEAR
690

```

```

685      GO TO 20
686      10 CDRH=FACD* PHMX=FACAR(4YEAR)
687      20 PERP(I,NCIR)=CUDR+2*CDID(I,3)*0.303
688      COSP(I,NCIR)=CUSP(I,NCIR)+TARI*PERP(I,NCIR)/DIV
689      PE4=(I,NCIR)=d7/80.*PERP(I,NCIR)
690      COS(I,NCIR)=CUSP(I,NCIR)+TARI*PERP(I,NCIR)/DIV
691      PERU(I,NCIR)=U.003*NCIR*(CUDR+2*REACL(I,NCIR)-KV+*2/13.*REACCL.N
692      *CIR)+1.E6)
693      5 COSNL(I,NCIR)=CUSO(I,NCIR)+TARI*PERO(I,NCIR)/DIV
694      RETURN
695      END
696      SUBROUTINE COSTOSL(I,NCIR,NCG,NCF,AISL,FEA,KV,AF,FEO,B,JK,IVIAT,AL
697      TURA,V,A(C)
698      COMMON/CCHD(25,10),CABLE(6,8)
699      COMMON/RUTS/PERP(25,2),PERU(25,2),PERV(25,2)
700      COMMON/RUTU/VUTJEX(25,2),VOTORE(25,2),VOTOH0(25,2)
701      COMMON/RUTB/PESTOT(25),CEST(25),CACPT(25),CAIS(25),CACC(25),CCYCG
702      *25)
703      COMMON/RCT1/PESDA
704      COMMON/RGT25/CUA,CAC1,CIAPT,CUEST,CUHOR,COSTOP,COSD(S,CUHRR,IFOB,
705      *1POSTE,IEU,SALMIN,REN(24),COSES,ISUC,CAMB10
706      COMMON/RUTJ/J/PUSTE:27,7)
707      COMMON/RUTDU/COSP(25,2),COSO(25,2),COSY(25,2)
708      DIMENSION AISL(25,2),DIARIO(6),ALTURA(25,2),MES(6)
709      REAL MES
710      CACCS=1, CACCA=2, IFACSYF=1.5
711      JEXKH=1.03/1.03*(3*NCIR*NCF*COND(1,10)+NCG*CABLE(4,6))
712      CCYCG(1)=1.03*(3*NCIR*NCF*COND(1,10)+NCG*CABLE(4,6))
713      CAIS(1)=3.09*NCIR*CUA+(AISL(I,NCIR)*(1-FEA)+2*FEA*(AISL(I,NCIR)+1)
714      *JEXKH
715      CACCS=1.03*(CACCS+NCIR*(1-FEA)+CACCA*NCIR*FEA)*JEXKH=CAC
716      CACPT(I)=JEXKH*CUAPT
717      1F(KV,EQ,6),AND(1,1)POSTE,EQ,1)GOTO 10
718      CEST(I)=JEXKH*PESTOT(I)*CUEST*(1+1.5*FEA);CHERR=0.
719      CHGR=VOTCH(I,NCIR)*CUHRR
720      GOTO 15
721      10 CEST(1)=JEXKH*POSTE(JK,7)*(1+FEAT
722      VOTOH(I,NCIR)=POSTE(JK,5)
723      PESTOT(1)=POSTE(JK,2);VUTJEX(I,NCIR)=POSTE(JK,6)
724      CHGR=POSTE(JK,4)*CUHRR*(1+FEA)
725      CHERR=JE_XAH*CUHRR;
726      CEST(1)=CCYCG(1)+CACCS(I)+CACPT(I)+CEST(I)
727      IF(IFOB,EQ,1)GOTO 15
728      COSMAT(I,NCIR)=COSMA1+CHOR+CHERR
729      GOTO 20
730      5 COSMAT(I,NCIR)=COSAYF+CHUR+CHERR
731      20 CALL SUELDO(SALMIN,DIARIO,IVIAT,ISUC,CAMB10
732      PXK=JEXKH*(PESDA+PESTOT(I))+CCHD(1,5)+CABLE(4,3)
733      CRR=2,2*DIARIO(5)/REN(1)
734      CT=2,0*PKH*(2*DIARIO(2)+2*DIARIO(1))/REN(4)+1,2*(DIARIO(2)+DIAR
735      *ID(3)+6*DIARIO(1))/REN(2)
736      CRP=1,2*(2*DIARIO(5)+4*(DIARIO(1)+DIARIO(4)+DIARIO(3))/REN(2)
737      CDB=2,4*(DIARIO(5)+4*DIARIO(1)+DIARIO(2))*AF/REN(3)
738      IF(10).NE.1)GOTO 20
739      CMEDS(DIARIO(5)+4*DIARIO(4)+DIARIO(2)+2*DIARIO(1))+1.33*FEO*JEXKH
740      *KM/REN(5)
741      GOTO 25
742      25 CH50*0
743      25 CIP=1,2*JEXKH*(2*DIARIO(2)+DIARIO(4))/REN(6)
744      CCAC2=2*(DIARIO(5)+2,5*(DIARIO(3)+DIARIO(2)+8*DIARIO(1))/REN(7)
745      CPR=1,2*(DIARIO(5)+2*(DIARIO(4)+DIARIO(2)+DIARIO(1)))/REN(8)
746      CUSTO1=CHR+CRH+CDH+CTR+CHM0+CIP+CCAC+CPR
747      IF(KV,EQ,0),AND(1,1)GOTO 30
748      CEX3=1,2*(DIARIO(5)+4*DIARIO(2)+8*DIARIO(1)+1.25*DIARIO(3))*VOTORE
749      *(1,NCIR)/REN(9)
750      PHX=VOTOH(I,NCIR)*0.35
751      CCYD=1,1.3*JEXKH*(DIARIO(5)+10*DIARIO(1))*PHX/REN(10)
752      CHS=1,20*(DIARIO(5)+12*(DIARIO(1)+1.25*DIARIO(3))*VOTOH(I,NCIR)/RE
753      *N(11)
754      CHF=2,2*(DIARIO(2)+DIARIO(1))*VOTORE(I,NCIR)/REN(12)
755      CEE=1,2*(DIARIO(5)+4*(DIARIO(5)+4*(DIARIO(4)+DIARIO(2))+6*DIARI
756      *O(11))/125*REN(13)
757      CTYT=4,0*(DIARIO(5)+2*(DIARIO(4)+5*DIARIO(2)+3*DIARIO(3)+6*DIARIO(1)
758      *1)*CND(1,2)/(REN(14)+21,0)
759      CDSUR=CCFC1+CCX0+CCYD+CHD+CEE+CTYT
760      GOTO 30
761      30 CEXH=JEXKH*(2*FEA+1)*5*DIARIO(1)/REN(15)
762      COEP=1,5*(DIARIO(5)+2*DIARIO(2)+6*DIARIO(1))*JEXKH/REN(16)

```

```

758      CDCT=1.2*(DIARIO(5)+2*DIARIO(2)+6*DIARIO(1))+JEFK/HEN(17)
759      CTY=1.9*(DIARIO(5)+5*DIARIO(2)+3*DIARIO(3)+6*DIARIO(1)+2*DIARIO(4)
760      *11/HEN(14)
761      COSDTR=COS(0)+CFX8*CDEP+CCT+CITY
762      35 COSCUN(L,NCIR)=1.4*COSDTR
763      PERDI=COS2(1,NCIR)+COS4(1,NCIR)*COSP(1,NCIR)
764      COSSIN(L,NCIR)=COSHAT(1,NCIR)*COSCON(L,NCIR)+COSING(1,NCIR)
765      COSPER(1,NCIR)=COSSIN(L,NCIR)+PERDI
766      RETURN
767      END
768      C SUBRUTINA SUELDO DETERMINA EL COSTO POR DIA REALMENTE TRABAJADO
769      C
770      SUBROUTINE SUELDO(SALMIN,DIARIO,VIAT,ISUC,CAMBIO)
771      DIMENSION DIARIO(6),MES(6)
772      REAL MES
773      MES(1)=SALMIN;MES(2)=1.3*SALMIN;MES(3)=1.5*SALMIN
774      MES(4)=1.5*SALMIN;MES(5)=1.9*SALMIN;MES(6)=1.9*SALMIN
775      D05 I=1,6
776      FCS=3.793-0.247*ALUG(MES(1))
777      DIA=MES(1)/31.;FAH=FCS/J.619
778      30 DIARIO(I)=DIA*FAH+I*(1.9+0.1*VIAT)
779      IF(ISUC.EQ.1)RETURN
780      D0 I=1,6
781      10 DIARIO(I)=DIARIO(I)/CAMBIO
782      RETURN
783      10 DIARIO(I)=DIARIO(I)/CAMBIO
784      RETURN
785      END
786      C SUBRUTINA POS DETERMINA EL POSTE A SER UTILIZADO
787      C
788      SUBROUTINE POS(JK,DIAM,VANO,H)
789      Y=DIAM*VA1030J;EU=Y*50;JK=12
790      IF(EU.LE.-250.)GO TO 616
791      IF(EU.LE.-400.)GO TO 617
792      IF(EU.LE.-550.)GO TO 618
793      K2=13
794      IF(EU.LE.-650.)GO TO 619
795      IF(EU.LE.-900.)GO TO 620
796      K=23
797      GO TO 615
798      616 K=1;GO TO 615
799      617 K=3;GO TO 615
800      618 K=7;GO TO 615
801      619 K=13;GO TO 615
802      620 K=18;GO TO 615
803      621 K=K+K-H-K2
804      IF(JK.GT.27)JK=27
805      RETURN
806      END
807      C SUBRUTINA PRINTO SE ENCARGA DE DAR LOS RESULTADOS DEL CALCULO
808      C
809      SUBROUTINE PRINTO(INCIR,NCG,ANI,[2,J2,G,IESCKW,[+PMAX,KV,LONL,HS,T
810      *AMB,NETH,HP,NAME,KV,RTX,K3,IGRDEN,VANO0,M,NCF)
811      DIMENSION G(25,2),RTX(25,2),ALKACE(50,23,2)
812      CHARACTER*8 NAME1(50),AJXN,NAME12(25)
813      COMMON/CNUC(25,10),CABLE(6,8)
814      COMMON/RUH/NURH(25,2),RNIN(25,2),LC(25,2),AISL(25,2)/ROT2/CRAY,
815      *SMKV,F(XY/ROT4/PEACC(25,2),DISFAH(25,2),REACL(25,2),DMG(25,2),ALTO
816      *1(25,2),ANTORR(25,2),ALTOCG(25,2),ALTURA(25,2),VOLAD(25,2),ALTUR(2
817      *5,2),
818      COMMON/RUT5/PERP(25,2),PER(25,2),
819      COMMON/RUT6/RTEN4X(2),FLECCN(25,2),
820      COMMON/RUT7/VDTJCK(25,2),VDTOK(25,2),VOTDHU(25,2),
821      COMMON/ROTB/PESTOT(25),CEST(25),CACPT(25),CAIS(25),CCYCG
822      *25),
822      COMMON/RUT8/COSHAT(25,2),COSCON(25,2),COSING(25,2),COSPER(25,2),C
823      *OSS(25,2),
824      COMMON/RUT9/OG(25),CP(25),
825      COMMON/RUT10/IT1,IT2,IT3,IT4,IT5
826      REAL LC
827      VAND=K+50
828      IF(K0.EQ.54.AND.I2)GO TO 5
829      IF(KW.EQ.KU)GOTO 215
830      GO TO 5
831      5 TJ=TAM4-273,
832      *#TJ=TPM,10,
833      C IMPRESION DE TITULOS
834      10 FURNAT//11//1IX,'ESCUELA POLITECNICA NACIONAL',
835      //1IX,'INSTITUTO DE GRADUACIONES DE INGENIERIA ELECTRICA'//11
836      'PATRICIO GOMEZ M. 1993//1IX,'CALCULO DE COSTOS DE L DE L DE 1//1IX,
837      'LINEAS TULLAN-IBARRA'//11

```

C - IMPRESION DE LOS PARAMETROS DE DISEÑO  
 1 832 WRITE(NP,1) MAX,KV,NCIR,LUNG,HS,TI  
 1 833 11 FURMAT(/30X,'DATOS GENERALES DE LA LINEA DE TRANSMISION PROYE  
 1 CTADA',/30X,D11=1//30X,'INTENSIDAD NOMINAL DE TRANSMISION',2011,  
 1 \*F7.2,1X,'MVA'//30X,'VOLTAGE NOMINAL DE TRANSMISION',23(1,1),13,2  
 1 \*K1//30X,'NUMERO DE CIRCUITOS',J21(1,1),12//30X,'NUMERO DE COND  
 1 UCTORES POR FASE',L21(1,1),12//  
 1 \*K1//30X,'LONGITUD DE LA LINEA',J1(1,1),13,3X,'KMT'//30X,'ALTO  
 1 ALTURA ANGULARE PRONEJO',J1(1,1),F7.2,1X,'HT'//30X,'TEM  
 1 834 11 IF(I1,EO,1IGU TO 215  
 1 835 1ASL=1SL(1,NCIR)  
 1 836 WRITE(NP,150)=1ASL(1,NCIR),DNOR(1,NCIR),DMIN(1,NCIR),ANI,CR  
 1 \*KV,FKV,SKV  
 1 C - IMPRESION DE LOS PARAMETROS DE LA LINEA QUE NO DEPENDEN DEL CONDUCTOR  
 1 837 50 FURMAT(/17X,'PARAMETROS GENERALES DE LA LINEA LOS CUALES SON INDEP  
 1 ENTIENTES DEL VANO Y DEL CONDUCTOR',/17X,8711,A1//20X,'NUMERO DE AI  
 1 \*SLADORES PUR FASE',41(1,1),13//20X,'LONGITUD DE LA CADENA DE AISLA  
 1 \*DRES',35(1,1),F6.2,1X,'4T'//20X,'DISTANCIA NORMAL EN AIRE A LA E  
 1 \*STRUCTURA',33(1,1),F6.2,1X,'4T'//20X,'DISTANCIA MINIMA EN AIRE A LA  
 1 \*ESTRUCTURA',33(1,1),F6.2,1X,'4T'//20X,'NIVEL ISOCAPACUNICO',511,  
 1 \*F6.2//20X,'VALOR DE LA SOBREPENSION',T46,'DE ORIGEN ATMOSFERICO  
 1 \*F6.2(1,1),F8.3,1X,'KV'//T46,'DE FRECUENCIA INDUSTRIAL',211,1,F8.  
 1 \*3,1X,'KV'//T46,'PUR MANOBRAS',32(1,1),F8.3,1X,'KV'  
 1 838 WRITE(NP,10)  
 1 839 WRITE(NP,30)  
 1 840 30 FORMAT(/30X,'LAS CARACTERISTICAS DE LOS CONDUCTORES ANALIZADOS SON  
 1 \*1//30X, '55(1,1)=30X,'RESISTENCIA',T44,'RADIO-MEDIO',T66,'TENS  
 1 \*ON-DE',T66,'COEFICIENTE DE MOLULO DE',/1X,'NOMBRE',A1,P E-S/0,4X  
 1 \*A',2X,'DIAMETRO',3X,'ELECTRICA',3X,'GEOMETRICO',3X,P E-S/0,4X  
 1 \*ROTORA',4X,'A R E A',3X,'EXP LINEAR',4X,'ELASTICIDAD',4X,'COSTO'  
 1 \*1//30X, '4-(KG/M)-4-SX,-,(MM)-4-SX, '(JOHN/KM)',4X,'WTF',7X,'(KG)',5X,'(KG)',  
 1 \*4X,'(KG2)',7X,'(KG1)',8X,'(KG/KM2)',6X,'(US\$/KM)'//  
 1 841 DO 20 IT=12,J2  
 1 842 20 WRITE(NP,25)=NAME(1IT),'(CONDIT)',J=1,10  
 1 843 25 FORMAT(/1X,AB,4X,F7.2,2X,FS,2-3(4X,F8.4),2X,F8.2,3X,F6.2,5X,F10  
 1 \*4X,F7.2,2X,F8.2)  
 1 844 WRITE(NP,10)  
 1 845 WRITE(NP,35)  
 1 846 35 FORMAT(/30X,'LAS CARACTERISTICAS DE LOS CABLES DE GUARDIA A ESTUDI  
 1 \*ARSE SON',/30X,62(1,1)=T66,'COEFICIENTE DE MOLULO DE',/20X,'NUMER  
 1 \*DIAmetro P E S O TENSIO N AREA',6X,'EXP LINEAR',3X,'ELASTIC  
 1 \*DAD COSTO',/T31,'(MM)',4X,'(KG/MT)',3X,'(KG)',5X,'(MM2)',9X,'(G  
 1 \*1//30X, '4-(KG/M)-4-SX,-,(MM)'//  
 1 847 DO 40 IT=1,6  
 1 848 40 WRITE(NP,45)=(CABLE(1T,J),J=1,8)  
 1 849 45 FORMAT(/20X,F4.1,4X,F7.3,2X,F6.2,3X,F7.1,3X,FT,3,5X,F10.7,4X,F8  
 1 \*2,4X,F6.1)  
 1 850 215 CONTINUE  
 1 851 IF(I1,EO,12)1GJ TO 102  
 1 852 6 KB=K+B1(1-12)  
 1 853 GO TO 103  
 1 854 102 KB=K  
 1 855 103 NAME(KB)=NAME(1)=AL4ACE(KE,1,NCIR)=VANO  
 1 AL4ACE(KE,2,NCIR)=ALTOT(1,NCIR)=ALMACE(KB,3,NCIR)=VOLAD(1,NCIR)  
 1 AL4ACE(KE,4,NCIR)=ALTOD(1,NCIR)=ALMACE(KB,5,NCIR)=ALTURA(1,NCIR)  
 1 AL4ACE(KE,6,NCIR)=ANTOSH(1,NCIR)=ALMACE(KB,7,NCIR)=PESTOT(1)  
 1 AL4ACE(KE,8,NCIR)=EVOTDE(1,NCIR)=ALMACE(KB,9,NCIR)=VOTUHO(1,NCIR)  
 1 AL4ACE(KE,10,NCIR)=TEN4K(1,1)=ALMACE(KB,11,NCIR)=TEN4K(2)  
 1 AL4ACE(KE,12,NCIR)=FLECON(1,1)=ALMACE(KB,13,NCIR)=FLECON(1,2)  
 1 AL4ACE(KE,14,NCIR)=COSI4G(1,NCIR)=ALMACE(KB,15,NCIR)=CEST(1)  
 1 AL4ACE(KE,16,NCIR)=CISCON(1,NCIR)=ALMACE(KB,20,NCIR)=CACPT(1)  
 1 AL4ACE(KE,17,NCIR)=CGSPH(1,NCIR)=ALMACE(KB,21,NCIR)=CAIS(1)  
 1 AL4ACE(KE,18,NCIR)=CUGSIN(1,NCIR)=ALMACE(KB,22,NCIR)=CCYCG(1)  
 1 856 IF(I1,EO,12)=AND,K1=EO,K2)=GC TO 104  
 1 857 NFTN=0  
 1 858 RETURN  
 1 859 104 KM35=(K3-K0)  
 1 860 IF(IT2,EO,1IGU TO 905  
 1 C - IMPRESION DE LOS PARAMETROS DE LA LINEA QUE SON INDEPENDIENTES DEL VANO  
 1 \*WHITE(NP,60)=(NAME(1),L=12,J2),(DISPAHIL,NCIR),L=12,J2),(DKG(L,NCIR  
 1 \*),L=12,J2),(RLACC(L,NCIR),L=12,J2),(REACL(L,NCIR),L=12,J2),(GL,NC  
 1 \*IR),L=12,J2),(PLRP(L,NCIR),L=12,J2),(PERO(L,NCIR),L=12,J2),(PERA(L  
 1 \*),NCIR),L=12,J2),(OP(L),L=12,J2),(DG(L),L=12,J2),(KTX(L,NCIR),L=12  
 1 \*J2)  
 1 861 60 FORMAT(/20X,'PARAMETROS GENERALES DE LA LINEA LOS CUALES SON INDE  
 1 \*PENDIENTES DEL VANO',/20X,71(1,1)=1//10X,'NUMERO DEL CONDUCTOR',T62,  
 1 \*SIAB,SK1,'/IGX,'DISTANCIA ENTRE FASES',MT1',1,150.5(F10.4,3X)/10X,'/REACT  
 1 \*1//10X,'DISTANCIA MEDIA GEOMETRICA',MT1',1,150.5(F10.4,3X)/10X,'/REACT

\*ANCIA CAPACITIVA (HCHV+KH)'.T50.S(F10.4.3X)//10X, 'REACTANCIA INDUC  
\*TIVA (UMR/KM)',T50.S(F10.4.3X)//10X, 'GRADIENTE DE POTENCIA ACTIVA KV/KM  
\*T10.4.3X)//10X, 'PERDIDAS DE POTENCIA ACTIVA (KVAP)',T50.S(F10.4.3  
\*X)//10X, 'PERDIDAS DE ENERGIA (KWH)',T50.S(F10.4.3X)//10X, 'CALOR GANADO (WATTS/CMH)',  
\*T50.S(F10.4.3X)//10X, 'REGULACION DE VOLTAJE (%)',T50.S(F10.4.3X)  
\*/')

826 GO TO 105,106,107

827 KPI=17

828 WRITE(NP,602)

829 602 FORMAT(//15,' NOTA: LOS SIGUIENTES RESULTADOS ESTAN ORDENADOS EN  
\* FUNCION DEL COSTO TOTAL SIN PERDIDAS')

830 GOTO-198

831 KP=18

832 WRITE(NP,601)

833 601 FORMAT(//15,' NOTA: LOS SIGUIENTES RESULTADOS ESTAN ORDENADOS EN  
\* FUNCION DEL COSTO TOTAL CON PERDIDAS')

834 GOTO-198

835 K0=KK=2

836 DO 107 KX=K0,K0

837 KU=KK+1

838 DO 107 KX=KU,KN

C ORDENA EN FUNCION DEL COSTO TOTAL CON O SIN PERDIDAS DE LA MAS BARATA A LA

MAS CARA

IF1 ALMAZE(KX,KP,NCIR),LE,ALMAZE(KT,KP,NCIR)GO TO 107

839 DO 108 KX=1,23

AUX1 ALMAZE(KX,IN,NCIR);ALMAZE(KX,IN,NCIR)=ALMAZE(KT,IN,NCIR)

840 ALMAZE(KT,IN,NCIR)=AUX

841 CONTINUE

842 AUX4=NAMEI(KX);NAMEI(KX)=NAMEI(KT);NAMEI(KT)=AUXN

843 107 CONTINUE

844 905 IF((T3.EU.1))GO TO 906

845 WRITE(NP,101)

846 WRITE(NP,109)

C IMPRESION DE LAS PRINCIPALES CARACTERISTICAS DE LA TORRE

911 109 FORMAT(/20X,'RESULTADOS DEL ESTUDIO TECNICO DE LA LINEA DE TRANSMISI  
\*ON PROYECTADA'/20X,6B(' ')//129,'ALTURA DE',T51,'ALTO DEL',T93//

\*VOLUMEN',/4X,'VOLUMEN',/4X,T29,'LA CRUCETA VOLADIZO CABLE DE ALTURA

'DE ANCHO DE PESO DE TOTAL DE /12X,'NOMBRE',4X,'VAN',/4X

'0.,3X,'MAS BAJA',4X,'CRUCETA',3X,'GUARDIA',/4X,'LA TORRE',/4X

'.,2X,'LA TORRE',/4X,'EXCAVAC',/4X,'HORMIGON',/22X,'(MT)',/4X,'(MT)',/4X,'(MT)

'.,2X,'(MT)',/4X,'(MT)',/4X,'(MT)',/4X,'(KG)',/4X,'(MT)',/4X,'(KG)',/4X,'(KG)',/4X

\*/')

912 GOTO110;W11;112),1ESC

913 111 KR=5+KJ

914 GOTO-115

915 110 KR=1+K0

916 GO TO 115

917 112 KK=KM

918 DO 116 KJ=K0,KR

919 116 WRITE(NP,113)NAMEI(KJ),(ALMAZE(KJ,J3,NCIR),J3=1,9)

920 113 FORMAT(/15X,A8-1X,F5.1,2X,F8.3,4X,F7.2,2X,2(F8.3,2X),F7

\*,3,2X,F7.3)

921 906 IF((T4.EU.1))GO TO 907

922 WRITE(NP,101)

923 WRITE(NP,117)

C IMPRESION DE LAS CARACTERISTICAS MECANICAS DE LA LINEA

924 117 FORMAT(/20X,'CARACTERISTICAS MECANICAS DE LA LINEA DE TRANSMISION

\*PROYECTADA',/20X,6B(' ')//25X,'TENSION MAXIMA FINAL',T87,'FLECHA',/4X

'\*AXIALE FINAL',/4X,'NUMERO',/4X,'VANO',/4X,'CONDUCTOR',/7X,'CABLE DE GU

'RDIA1',20X,'CONDUCTOR',6X,'CABLE DE GUARDIA',/19X,'(XT)',/4X,'(KG)',/4X

'\*,4X,'(KG)',/4X,'(MT)',/4X,'(KG)',/4X,'(MT)',/4X,'(KG)',/4X

925 DU 114 KJ=KU,KR

926 119 WRITE(NP,120)NAMEI(KJ),ALMAZE(KJ,1,NCIR),(ALMAZE(KJ,J3,NCIR),J3=10

\*,17,M

927 120 FORMAT(/9X,A8-3X,F5.1,6X,F9.3,9X,F4.3,24X,F9.3,9X,F9.3,2X,' ',12,1

\*,X,11)

928 WRITE(NP,120)

929 135 FORMAT(10(1),10X,'EL NUMERO DE LA DERECHA CORRESPONDE AL CABLE DE

'GUARDIA ESCUDO')

930 907 IF((T5.EU.1))GO TO 903

931 WRITE(NP,101)

C IMPRESION DE LOS RESULTADOS ECONOMICOS

C IMPRESION DEL DESGLOSE DEL COSTO DE MATERIALES

932 WRITE(NP,101)

933 871 FORMAT(/142,'DESGLOCHE DE LOS COSTOS DE MATERIALES',/T42,36X,'=')

\*,/T-2,'COSTO DE',/T2,'COSTO DE',/T2,'COSTO DE',/T42,'ACCESORIOS',/T

\*,/T2,'CONDUCTOR',/T2,'ACCESORIOS',/T103,'COSTO',/T2,'COSTO DE',/T42,10

'\*EQUIPSTA',/T2,'COSTO DE',/T2,'CABLE',/T2,'DE CONEXION',T103,'TOT

'AL DE',/T2,'NUMERO',/T2,'VANO',/T2,'ESTRUCTURAS',/T42,'A TIERRA'

'\*,/T5,'ALSCALONES',/T2,'DE GUARDIA',/T2,'SUBACION',/T103,'MATERIAL

'ES',/T2,'T20,(MT)',/T2,'(MT)',/T2,'(KG)',/T2,'(KG)',/T2,'(KG)',/T2,'(KG)',/T2

```

      • *(US$/KN)*,T88,*(US$/KN)*,T104,*(US$/KN)*)
  934      DO 870 KJK0,KH
  935      870 *RITE(NP,872)NAME1(KJ),ALMACE(KJ,1,NCIR),(ALMACE(KJ,J3,NCIR),J3=19,
      * ,23),ALMACE(KJ,19,NCIR)
  936      872 FORM1(/T9,AB,24,F8,1,T29,F8,1,T43,F8,1,T58,F8,1,T73,F8,1,T88,F8,1
      * ,T104,F8,1)
  937      * RITE(NP,121)
  C       RESUMEN DE COSTOS DE LA LINEA DE TRANSMISION SON IMPRESOS EN ORDEN ASCEN-
  C       DENTE
  938      121 FORMAT(//4X,'RESUMEN CONDENSADO DE COSTOS',/4X,28(*''))/T76,'COS
      * 10 TOTAL CUN',JX,'COSTO TOTAL SIN',/12X,'NOMBRE',4X,'VANC',JX,'COST
      * 0 DE MATERIALES',CUSTO DE CONSTRUCCION',0X,'PERIODAS',10X,'PERIOD
      * AS1/T24,'(MT)',T35,'(US$/KN)',T58,'(US$/KN)',T79,'(US$/KN)',T97,'(
      * US$/KN)',JX
  939      DU 122 <JJK0,KR
  940      122 WRITE(NP,123)NAME1(KJ),ALMACE(KJ,1,NCIR),(ALMACE(KJ,J3,NCIR),J3=15
      * ,18)
  941      123 FORMAT(12X,A8,I-X,F5,1,T35,F9,1,T58,F9,1,T79,F9,1,T97,F9,1)
  942      908 NFTN=1
  943      IXW=IT1+IT2+IT3+IT4+ITS
  944      IF(IXW>EC,0)RETURN
  945      WRITE(NP,968)
  946      608 FORMAT(//146,'LAS TABLAS NO PRESENTADAS SON /T46,28(*''))
  947      IF(IT1>EC,1)RITE(NP,603)
  948      IF(IT2>EC,1)RITE(NP,604)
  949      IF(IT3>EC,1)RITE(NP,605)
  950      IF(IT4>EC,1)RITE(NP,606)
  951      IF(ITS>EC,1)RITE(NP,571)
  952      603 FORMAT(//T36,'CARACTERISTICAS DE LOS CONDUCTORES Y CABLES DE GUA
  C       ARIA')
  953      604 FORMAT(//T36,'PARAMETROS GENERALES DE LA LINEA DE TRANSMISION')
  954      605 FORMAT(//T36,'DIMENSIONES DE LA ESTRUCTURA')
  955      606 FORMAT(//T36,'CARACTERISTICAS DE MONTAJE DE LA LINEA')
  956      607 FORMAT(//T36,'RESULTADOS DEL ESTUDIO ECONOMICO DE LA LINEA')
  957      1 RETURN
  958      END
  C       SUBRUTINA VERIFY SE ENCARGA DE VERIFICAR QUE LOS DATOS SUMINISTRADOS POR
  C       USUARIO DEL PROGRAMA SEAN CORRECTOS
  C
  959      SUBROUTINE VERIFY(LD,NCIR,KV,NCF,NCG,JSUEL,PU,PAVC,IEQ,IFCB,IPOSTE
  960      * ,IESC,IOUEN,IC1,IC2,IC3,IC4,IC5,IC6,NP,ISUC,IPC,IVIAT,PPRC,FACAR
  961      * ,PMAX,ISTCP)
  962      DIMENSION(IFACAR(20))
  963      ISTOP=0
  964      IF(LD>0,1,OR,ED>EU,2,DR,LD>ED,3) GO TO 5
  965      WRITE(NP,1)LD
  966      6 FORMAT(//10X,'***ERROR*** LD TIENE EL VALOR:',I3)
  967      ISTOP=ISTOP+1
  968      5 IF(NCIR>EU,1,DR,NCIR,EO,2) GO TO 10
  969      WRITE(NP,1)NCIR
  970      11 FORMAT(//10X,'***ERROR*** NCIR TIENE EL VALOR:',I3)
  971      ISTOP=ISTOP+1
  972      19 IF(KV>65,1,DR,KV-LE,230) GO TO 15
  973      WRITE(NP,1)KV
  974      16 FORMAT(//10X,'***ERROR*** KV TIENE EL VALOR:',I3)
  975      ISTOP=ISTOP+1
  976      15 IF(NCF>EO,1,DR,NCF,EO,2)-GG TO 20
  977      WRITE(NP,1)NCF
  978      21 FORMAT(//10X,'***ERROR*** NCF TIENE EL VALOR:',I3)
  979      ISTOP=ISTOP+1
  980      20 IF(NCG>EC,1,DR,NCG,EO,2)-GG TO 25
  981      WRITE(NP,1)NCG
  982      26 FORMAT(//10X,'***ERROR*** NCG TIENE EL VALOR:',I3)
  983      ISTOP=ISTOP+1
  984      25 IF(JSUEL>EU,1,DR,JSUEL,EO,2)-GG TO 30
  985      WRITE(NP,1)JSUEL
  986      31 FORMAT(//10X,'***ERROR*** JSUEL TIENE EL VALOR:',I3)
  987      ISTOP=ISTOP+1
  988      30 IF(PU,LT,60,1,DR,PAVC,LT,60,1)-GU TO 25
  989      36 FORMAT(//10X,'***ERROR*** PU TIENE EL VALOR:',F6,1)//10X,'***ERR
  990      OR*** PAVC TIENE EL VALOR:',F6,1)
  991      ISTOP=ISTOP+1
  992      35 IF(IEQ,LT,60,1,DR,IEQ,EO,0) GO TO 40
  993      WRITE(NP,1)IEQ
  994      41 FORMAT(//10X,'***ERROR*** IEQ TIENE EL VALOR:',I3)
  995      ISTOP=ISTOP+1
  996      40 IF(IFCB,LT,60,1,DR,IFCB,EO,0)-GG TO 45
  997      WRITE(NP,1)IFCB
  998      46 FORMAT(//10X,'***ERROR*** IFCB TIENE EL VALOR:',I3)
  999      ISTOP=ISTOP+1

```

```

995    45 IF(IPOSTE.EQ.1.OR.IPOSTE.EQ.6) GO TO 250
1  494    WRITE(NU,251)IPOSTE
1 1000   251 FORMAT(//10X,***ERROR*** IPOSTE TIENE EL VALOR:!,13)
1 1001   1 STOP;ISTOP+1
1 1002   250 IF(IDESC.EU.1.OR.IDESC.EU.2.OR.IDESC.EU.3) GO TO 55
1 1003   WRITE(NU,100)IDESC
1 1004   56 FORMAT(//10X,***ERROR*** IDESC TIENE EL VALOR:!,13)
1 1005   1 STOP;ISTOP+1
1 1006   55 IF(IORDEN.EC.1.OR.IORDEN.EQ.2) GOTO 60
1 1007   WRITE(NU,101)IORDEN
1 1008   61 FORMAT(//10X,***ERROR*** IORDEN TIENE EL VALOR:!,13)
1 1009   1 STOP;ISTOP+1
1 1010   60 IF(IC1.EC.1.OR.IC1.EQ.1) GO TO 65
1 1011   WRITE(NU,102)IC1
1 1012   66 FORMAT(//10X,***ERROR*** IC1 TIENE EL VALOR:!,13)
1 1013   1 STOP;ISTOP+1
1 1014   65 IF(IC2.EC.1.OR.IC2.EQ.1) GO TO 70
1 1015   WRITE(NU,103)IC2
1 1016   71 FORMAT(//10X,***ERROR*** IC2 TIENE EL VALOR:!,13)
1 1017   1 STOP;ISTOP+1
1 1018   70 IF(IC3.EC.1.OR.IC3.EQ.1) GO TO 75
1 1019   WRITE(NU,104)IC3
1 1020   76 FORMAT(//10X,***ERROR*** IC3 TIENE EL VALOR:!,13)
1 1021   1 STOP;ISTOP+1
1 1022   75 IF(IC4.EC.1.OR.IC4.EQ.1) GO TO 80
1 1023   WRITE(NU,105)IC4
1 1024   81 FORMAT(//10X,***ERROR*** IC4 TIENE EL VALOR:!,13)
1 1025   1 STOP;ISTOP+1
1 1026   80 IF(IC5.EC.1.OR.IC5.EC.0) GO TO 85
1 1027   WRITE(NU,106)IC5
1 1028   86 FORMAT(//10X,***ERROR*** IC5 TIENE EL VALOR:!,13)
1 1029   1 STOP;ISTOP+1
1 1030   85 IF(IC6.EC.1.OR.IC6.EQ.0) GO TO 90
1 1031   WRITE(NU,107)IC6
1 1032   91 FORMAT(//10X,***ERROR*** IC6 TIENE EL VALOR:!,13)
1 1033   1 STOP;ISTOP+1
1 1034   90 IF(ISUC.EU.1.OR.ISUC.EQ.0) GO TO 95
1 1035   WRITE(NU,97)ISUC
1 1036   97 FORMAT(//10X,***ERROR*** ISUC TIENE EL VALOR:!,13)
1 1037   1 STOP;ISTOP+1
1 1038   95 IF(IPC.EC.0.OR.IPC.EC.1) GO TO 100
1 1039   WRITE(NU,108)IPC
1 1040   101 FORMAT(//10X,***ERROR*** IPC TIENE EL VALOR:!,13)
1 1041   1 STOP;ISTOP+1
1 1042   100 IF(IVAT.EQ.0.OR.IVAT.EQ.1) GO TO 105
1 1043   WRITE(NU,109)IVAT
1 1044   106 FORMAT(//10X,***ERROR*** IVAT TIENE EL VALOR:!,13)
1 1045   1 STOP;ISTOP+1
1 1046   105 IF(PPRO.LE.PMAX)GOTO 93
1 1047   WRITE(NU,110)PPRO,PMAX
1 1048   111 FORMAT(//10X,***ERROR*** PPRO=!,FS,L,PMAX=!,FS,1)
1 1049   1 STOP;ISTOP+1
1 1050   93 DO 115 I=1,20
1 1051   IF(FACAR(I)-LT.1.)GOTO 115
1 1052   WRITE(NU,116)I,FACAR(I)
1 1053   116 FORMAT(//10X,***ERROR*** FACAR(!,I2,!) TIENE EL VALOR:!,FS,2)
1 1054   1 STOP;ISTOP+1
1 1055   115 CONTINUE
1 1056   WRITE(NU,117)I
1 1057   195 FORMAT(//10X,*** EL NUMERO DE ERRORES EN DATOS ES:!,13)
1 1058   RETURN
1 1059   END
44
SENTRY -
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64
65
66
67
68
69
70
71
72
73
74
75
76
77
78
79
80
81
82
83
84
85
86
87
88
89
90
91
92
93
94
95
96
97
98
99
100
101
102
103
104
105
106
107
108
109
110
111
112
113
114
115
116
117
118
119
120
121
122
123
124
125
126
127
128
129
130
131
132
133
134
135
136
137
138
139
140
141
142
143
144
145
146
147
148
149
150
151
152
153
154
155
156
157
158
159
160
161
162
163
164
165
166
167
168
169
170
171
172
173
174
175
176
177
178
179
180
181
182
183
184
185
186
187
188
189
190
191
192
193
194
195
196
197
198
199
200
201
202
203
204
205
206
207
208
209
210
211
212
213
214
215
216
217
218
219
220
221
222
223
224
225
226
227
228
229
230
231
232
233
234
235
236
237
238
239
240
241
242
243
244
245
246
247
248
249
250
251
252
253
254
255
256
257
258
259
260
261
262
263
264
265
266
267
268
269
270
271
272
273
274
275
276
277
278
279
280
281
282
283
284
285
286
287
288
289
290
291
292
293
294
295
296
297
298
299
300
301
302
303
304
305
306
307
308
309
310
311
312
313
314
315
316
317
318
319
320
321
322
323
324
325
326
327
328
329
330
331
332
333
334
335
336
337
338
339
340
341
342
343
344
345
346
347
348
349
350
351
352
353
354
355
356
357
358
359
360
361
362
363
364
365
366
367
368
369
370
371
372
373
374
375
376
377
378
379
380
381
382
383
384
385
386
387
388
389
390
391
392
393
394
395
396
397
398
399
400
401
402
403
404
405
406
407
408
409
410
411
412
413
414
415
416
417
418
419
420
421
422
423
424
425
426
427
428
429
430
431
432
433
434
435
436
437
438
439
440
441
442
443
444
445
446
447
448
449
450
451
452
453
454
455
456
457
458
459
460
461
462
463
464
465
466
467
468
469
470
471
472
473
474
475
476
477
478
479
480
481
482
483
484
485
486
487
488
489
490
491
492
493
494
495
496
497
498
499
500
501
502
503
504
505
506
507
508
509
510
511
512
513
514
515
516
517
518
519
520
521
522
523
524
525
526
527
528
529
530
531
532
533
534
535
536
537
538
539
540
541
542
543
544
545
546
547
548
549
550
551
552
553
554
555
556
557
558
559
559
560
561
562
563
564
565
566
567
568
569
570
571
572
573
574
575
576
577
578
579
579
580
581
582
583
584
585
586
587
588
589
589
590
591
592
593
594
595
596
597
598
599
599
600
601
602
603
604
605
606
607
608
609
609
610
611
612
613
614
615
616
617
618
619
619
620
621
622
623
624
625
626
627
628
629
629
630
631
632
633
634
635
636
637
638
639
639
640
641
642
643
644
645
646
647
648
649
649
650
651
652
653
654
655
656
657
658
659
659
660
661
662
663
664
665
666
667
668
669
669
670
671
672
673
674
675
676
677
678
679
679
680
681
682
683
684
685
686
687
687
688
689
689
690
691
692
693
694
695
696
697
697
698
699
699
700
701
702
703
704
705
706
707
708
709
709
710
711
712
713
714
715
716
717
718
719
719
720
721
722
723
724
725
726
727
728
729
729
730
731
732
733
734
735
736
737
738
739
739
740
741
742
743
744
745
746
747
748
749
749
750
751
752
753
754
755
756
757
758
759
759
760
761
762
763
764
765
766
767
768
769
769
770
771
772
773
774
775
776
777
778
779
779
780
781
782
783
784
785
786
787
787
788
789
789
790
791
792
793
794
795
796
797
797
798
799
799
800
801
802
803
804
805
806
807
808
809
809
810
811
812
813
814
815
816
817
818
819
819
820
821
822
823
824
825
826
827
828
829
829
830
831
832
833
834
835
836
837
838
839
839
840
841
842
843
844
845
846
847
848
849
849
850
851
852
853
854
855
856
857
858
859
859
860
861
862
863
864
865
866
867
868
869
869
870
871
872
873
874
875
876
877
878
879
879
880
881
882
883
884
885
886
887
888
888
889
889
890
891
892
893
894
895
896
897
897
898
899
900
901
902
903
904
905
906
907
908
909
909
910
911
912
913
914
915
916
917
918
919
919
920
921
922
923
924
925
926
927
928
929
929
930
931
932
933
934
935
936
937
938
939
939
940
941
942
943
944
945
946
947
948
949
949
950
951
952
953
954
955
956
957
958
959
959
960
961
962
963
964
965
966
967
968
969
969
970
971
972
973
974
975
976
977
978
979
979
980
981
982
983
984
985
986
987
987
988
989
989
990
991
992
993
994
995
996
997
998
999
1000
1001
1002
1003
1004
1005
1006
1007
1008
1009
1010
1011
1012
1013
1014
1015
1016
1017
1018
1019
1020
1021
1022
1023
1024
1025
1026
1027
1028
1029
1030
1031
1032
1033
1034
1035
1036
1037
1038
1039
1040
1041
1042
1043
1044
1045
1046
1047
1048
1049
1050
1051
1052
1053
1054
1055
1056
1057
1058
1059
1060
1061
1062
1063
1064
1065
1066
1067
1068
1069
1070
1071
1072
1073
1074
1075
1076
1077
1078
1079
1080
1081
1082
1083
1084
1085
1086
1087
1088
1089
1090
1091
1092
1093
1094
1095
1096
1097
1098
1099
1100
1101
1102
1103
1104
1105
1106
1107
1108
1109
1109
1110
1111
1112
1113
1114
1115
1116
1117
1118
1119
1119
1120
1121
1122
1123
1124
1125
1126
1127
1128
1129
1129
1130
1131
1132
1133
1134
1135
1136
1137
1138
1139
1139
1140
1141
1142
1143
1144
1145
1146
1147
1148
1149
1149
1150
1151
1152
1153
1154
1155
1156
1157
1158
1159
1159
1160
1161
1162
1163
1164
1165
1166
1167
1168
1169
1169
1170
1171
1172
1173
1174
1175
1176
1177
1178
1178
1179
1180
1181
1182
1183
1184
1185
1186
1187
1188
1189
1189
1190
1191
1192
1193
1194
1195
1196
1197
1197
1198
1199
1200
1201
1202
1203
1204
1205
1206
1207
1208
1209
1209
1210
1211
1212
1213
1214
1215
1216
1217
1218
1219
1219
1220
1221
1222
1223
1224
1225
1226
1227
1228
1229
1229
1230
1231
1232
1233
1234
1235
1236
1237
1238
1239
1239
1240
1241
1242
1243
1244
1245
1246
1247
1248
1249
1249
1250
1251
1252
1253
1254
1255
1256
1257
1258
1259
1259
1260
1261
1262
1263
1264
1265
1266
1267
1268
1269
1269
1270
1271
1272
1273
1274
1275
1276
1277
1278
1278
1279
1280
1281
1282
1283
1284
1285
1286
1287
1288
1289
1289
1290
1291
1292
1293
1294
1295
1296
1297
1297
1298
1299
1300
1301
1302
1303
1304
1305
1306
1307
1308
1309
1309
1310
1311
1312
1313
1314
1315
1316
1317
1318
1319
1319
1320
1321
1322
1323
1324
1325
1326
1327
1328
1329
1329
1330
1331
1332
1333
1334
1335
1336
1337
1338
1339
1339
1340
1341
1342
1343
1344
1345
1346
1347
1348
1349
1349
1350
1351
1352
1353
1354
1355
1356
1357
1358
1359
1359
1360
1361
1362
1363
1364
1365
1366
1367
1368
1369
1369
1370
1371
1372
1373
1374
1375
1376
1377
1378
1378
1379
1380
1381
1382
1383
1384
1385
1386
1387
1388
1389
1389
1390
1391
1392
1393
1394
1395
1396
1397
1397
1398
1399
1400
1401
1402
1403
1404
1405
1406
1407
1408
1409
1409
1410
1411
1412
1413
1414
1415
1416
1417
1418
1419
1419
1420
1421
1422
1423
1424
1425
1426
1427
1428
1429
1429
1430
1431
1432
1433
1434
1435
1436
1437
1438
1439
1439
1440
1441
1442
1443
1444
1445
1446
1447
1448
1449
1449
1450
1451
1452
1453
1454
1455
1456
1457
1458
1459
1459
1460
1461
1462
1463
1464
1465
1466
1467
1468
1469
1469
1470
1471
1472
1473
1474
1475
1476
1477
1478
1478
1479
1480
1481
1482
1483
1484
1485
1486
1487
1488
1489
1489
1490
1491
1492
1493
1494
1495
1496
1497
1497
1498
1499
1500
1501
1502
1503
1504
1505
1506
1507
1508
1509
1509
1510
1511
1512
1513
1514
1515
1516
1517
1518
1519
1519
1520
1521
1522
1523
1524
1525
1526
1527
1528
1529
1529
1530
1531
1532
1533
1534
1535
1536
1537
1538
1539
1539
1540
1541
1542
1543
1544
1545
1546
1547
1548
1549
1549
1550
1551
1552
1553
1554
1555
1556
1557
1558
1559
1559
1560
1561
1562
1563
1564
1565
1566
1567
1568
1569
1569
1570
1571
1572
1573
1574
1575
1576
1577
1578
1578
1579
1580
1581
1582
1583
1584
1585
1586
1587
1588
1589
1589
1590
1591
1592
1593
1594
1595
1596
1597
1597
1598
1599
1600
1601
1602
1603
1604
1605
1606
1607
1608
1609
1609
1610
1611
1612
1613
1614
1615
1616
1617
1618
1619
1619
1620
1621
1622
1623
1624
1625
1626
1627
1628
1629
1629
1630
1631
1632
1633
1634
1635
1636
1637
1638
1639
1639
1640
1641
1642
1643
1644
1645
1646
1647
1648
1649
1649
1650
1651
1652
1653
1654
1655
1656
1657
1658
1659
1659
1660
1661
1662
1663
1664
1665
1666
1667
1668
1669
1669
1670
1671
1672
1673
1674
1675
1676
1677
1678
1678
1679
1680
1681
1682
1683
1684
1685
1686
1687
1688
1689
1689
1690
1691
1692
1693
1694
1695
1696
1697
1697
1698
1699
1700
1701
1702
1703
1704
1705
1706
1707
1708
1709
1709
1710
1711
1712
1713
1714
1715
1716
1717
1718
1719
1719
1720
1721
1722
1723
1724
1725
1726
1727
1728
1729
1729
1730
1731
1732
1733
1734
1735
1736
1737
1738
1739
1739
1740
1741
1742
1743
1744
1745
1746
1747
1748
1749
1749
1750
1751
1752
1753
1754
1755
1756
1757
1758
1759
1759
1760
1761
1762
1763
1764
1765
1766
1767
1768
1769
1769
1770
1771
1772
1773
1774
1775
1776
1777
1778
1778
1779
1780
1781
1782
1783
1784
1785
1786
1787
1788
1789
1789
1790
1791
1792
1793
1794
1795
1796
1797
1797
1798
1799
1800
1801
1802
1803
1804
1805
1806
1807
1808
1809
1809
1810
1811
1812
1813
1814
1815
1816
1817
1818
1819
1819
1820
1821
1822
1823
1824
1825
1826
1827
1828
1829
1829
1830
1831
1832
1833
1834
1835
1836
1837
1838
1839
1839
1840
1841
1842
1843
1844
1845
1846
1847
1848
1849
1849
1850
1851
1852
1853
1854
1855
1856
1857
1858
1859
1859
1860
1861
1862
1863
1864
1865
1866
1867
1868
1869
1869
1870
1871
1872
1873
1874
1875
1876
1877
1878
1878
1879
1880
1881
1882
1883
1884
1885
1886
1887
1888
1889
1889
1890
1891
1892
1893
1894
1895
1896
1897
1897
1898
1899
1900
1901
1902
1903
1904
1905
1906
1907
1908
1909
1909
1910
1911
1912
1913
1914
1915
1916
1917
1918
1919
1919
1920
1921
1922
1923
1924
1925
1926
1927
1928
1929
1929
1930
1931
1932
1933
1934
1935
1936
1937
1938
1939
1939
1940
1941
1942
1943
1944
1945
1946
1947
1948
1949
1949
1950
1951
1952
1953
1954
1955
1956
1957
1958
1959
1959
1960
1961
1962
1963
1964
1965
1966
1967
1968
1969
1969
1970
1971
1972
1973
1974
1975
1976
1977
1978
1978
1979
1980
1981
1982
1983
1984
1985
1986
1987
1988
1989
1989
1990
1991
1992
1993
1994
1995
1996
1997
1997
1998
1999
2000
2001
2002
2003
2004
2005
2006
2007
2008
2009
2009
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
2019
2020
2021
2022
2023
2024
2025
2026
2027
2028
2029
2029
2030
2031
2032
2033
2034
2035
2036
2037
2038
2039
2039
2040
2041
2042
2043
2044
2045
2046
2047
2048
2049
2049
2050
2051
2052
2053
2054
2055
2056
2057
2058
2059
2059
2060
2061
2062
2063
2064
2065
2066
2067
2068
2069
2069
2070
2071
2072
2073
2074
2075
2076
2077
2078
2078
2079
2080
2081
2082
2083
2084
2085
2086
2087
2088
2089
2089
2090
2091
2092
2093
2094
2095
2096
2097
2097
2098
2099
2100
2101
2102
2103
2104
2105
2106
2107
2108
2109
2109
2110
2111
2112
2113
2114
2115
2116
2117
2118
2119
2119
2120
2121
2122
2123
2124
2125
2126
2127
2128
2129
2129
2130
2131
2132
2133
2134
2135
2136
2137
2138
2139
2139
2140
2141
2142
2143
2144
2145
2146
2147
2148
2149
2149
2150
2151
2152
2153
2154
2155
2156
2157
2158
2159
2159
2160
2161
2162
2163
2164
2165
2166
2167
2168
2169
2169
2170
2171
2172
2173
2174
2175
2176
2177
2178
2178
2179
2180
2181
2182
2183
2184
2185
2186
2187
2188
2189
2189
2190
2191
2192
2193
2194
2195
2196
2197
2197
2198
2199
2200
2201
2202
2203
2204
2205
2206
2207
2208
2209
2209
2210
2211
2212
2213
2214
2215
2216
2217
2218
2219
2219
2220
2221
2222
2223
2224
2225
2226
2227
2228
2229
2229
2230
2231
2232
2233
2234
2235
2236
2237
2238
2239
2239
2240
2241
2242
2243
2244
2245
2246
2247
2248
2249
2249
2250
2251
2252
2253
2254
2255
2256
2257
2258
2259
2259
2260
2261
2262
2263
226
```

SENTRY -

\*\*\* EL NUMERO DE ERRORES EN DATOS ES: \*\*\* 0

NOTA: EL CONDUCTOR PARTRIDGE DA UNA REGULACION 5.2 X  
PCR LO QUE HA SIDO CAMBIADO

VARIABLES ALMACENADAS EN EL BANCO DE DATOS

NOMBRE	DESCRIPCION	VALOR
COND	Características de los conductores	Anexo 4.1
CABLE	Características del cable de guardia	Anexo 4.2
POSTE	Dimensiones de postes	Anexo 2.1
DFA	Distancia de fuga del aislador	1.31 plg/KV
ANGAP	Angulo de apantallamiento del cable de guardia	20°
F00	Número de fallas por 100 Km. de línea por circuito	0.625
CONS	Factor de la sobretensión atmosférica	1.5
FACSM	Factor de la sobretensión de maniobra	4.03
ALL	Factor de dimensión de la protección por lluvia	0.95
FIK	Factor de la sobretensión de frecuencia industrial	2.5
FACAL	Factor debido a la altura	0.8
DMIX	Distancias mínimas al suelo 69 KV.	5.
	138 KV.	6.
	230 KV.	7.
ARDAT	Factor que relaciona el vano de peso (3)	1.5 (1) 1.7 (2)
	vano máximo (3)	1.25 1.5
	vano de viento (3)	1.25 1.8
	vano de peso (4)	1.6 2.00
	vano máximo (4)	1.3 1.75
	vano de viento (4)	1.15 1.6
CVD	Carga debido al viento sobre la estructura	80 Kg/m <sup>2</sup>
	los conductores	39 Kg/m <sup>2</sup>
	los aisladores	50 Kg/m <sup>2</sup>
REN	Rendimiento de los ítems de construcción	Anexo 3.1; 3.2 y 3.3
FACAR	Factor de carga	Anexo 3.6
NVV	Años de vida útil de la línea	20
TARIF	Tarifa de potencia activa.	1.4 US \$ KVY
TARIF Ø	Tarifa de potencia reactiva	1.2 US \$ KVAR
TARIF W	Tarifa de energía	0.03 US \$ KWH
FACSEG	Factor de seguridad de la fundación	1.5
AREA	Area transversal de la estructura de acero	8 m <sup>2</sup>
ZETA	Angulo de desviación de la línea	15°

(1) Conductor liviano

(2) Conductor pesado

(3) Terreno plano

(4) Terreno accidentado

## CAPITULO V

### 5.1 Información General

Este capítulo comprende dos partes en las cuales se realiza el análisis de los resultados de varios ejemplos.

La primera parte muestra el resultado del estudio de líneas que actualmente se hallan en su fase de construcción o diseño u operación en los tres niveles de voltaje, normalizados por el INECEL. Se ha tomado como ejemplos básicos de aplicación los siguientes: línea de Milagro - Cochancay a 230 kv, línea Ambato - Baños a 69 Kv, línea Tucán - Ibarra a 138 Kv, para éstos tres casos se hará la comparación con los valores de costos obtenidos por éste programa y aquellos obtenidos en el INECEL.

La segunda parte es un estudio preliminar de sensibilidad, para ello se ha tomado un caso base en el cual se realiza la variación de ciertos parámetros de diseño y se analiza la incidencia en el costo total de la línea de cada uno de los parámetros. La línea que se ha tomado como referencia para este estudio es la línea Tucán - Ibarra.

Finalmente se complementa esta parte del trabajo con un resumen de conclusiones, además de varias recomendaciones para hacer de este trabajo una herramienta realmente útil en el diseño de líneas de transmisión.

### 5.2 Ejemplos y aplicaciones

Para comprobar la confiabilidad de los resultados obtenidos a partir del programa se han desarrollado, analizado e implementado el estudio de las siguientes líneas de transmisión.

- a) Milagro - Cochancay: doble circuito, un conductor por fa

se, a 230 KV, potencia máxima a transmitirse 450 MVA todos los resultados se hallan en el ANEXO 5.1 pag. 1-8.

- b) Túcán - Ibarra: simple circuito, un conductor por fase, a 138 KV, Potencia máxima a transmitirse 15 MVA.
- c) Ambato - Baños: Simple circuito, un conductor por fase, a 69 KV, potencia máxima a transmitirse 15 MVA. Todos los resultados se hallan en el ANEXO 5.1 pag. 9-17.
- d) Túcán - Ibarra: doble circuito, un conductor por fase a 138 KV, potencia máxima a transmitirse 80 MVA.
- e) Túcán - Ibarra: doble circuito, dos conductores por fase, 138 KV, Potencia máxima a transmitirse: 80 MVA.
- f) Túcán - Ibarra: simple circuito, dos conductores por fase, 138 KV, potencia máxima a transmitirse 80 MVA.
- g) Túcán - Ipiales simple circuito, un conductor por fase, 138 KV, potencia a transmitirse 70 MVA.
- h) Las juntas - Posorja: Doble circuito, un conductor por fase, 138 KV, potencia máxima a transmitirse 112 MVA.
- i) Pascuales - Santa Elena: Un circuito, un conductor por fase, a 138 KV, potencia máxima a transmitirse 56 MVA, - todos los resultados se hallan en el ANEXO 5.1 pag. 19-25
- j) Túcán - Ibarra: simple circuito, un conductor por fase, a 138 KV, potencia a transmitirse 80 MVA.

Los casos g) y j) son analizados en el caso de una interconexión Ecuador - Colombia.

### 5.3 Verificación de los resultados, comparación con líneas exis -

CUADRO COMPARATIVO DE LOS RESULTADOS DEL PROGRAMA Y LOS DATOS REALES DEL DISEÑO

VOLTAJE		6 9		1 3 8		2 3 0	
LINEA		AMBATO - BAÑOS		TULCAN - IBARRA		MILAGRO - COCHANCAV	
PARAMETRO	UNIDAD	PROGRAMA POSTE	EASA (EST)	PROGRAMA	INCEL	PROGRAMA	INCEL
Número de aisladores	-	6	6	.11	10	15	15
Reactancia inductiva	S /Km.	0.4774	0.47	0.46	0.5153	0.52 (2)	0.2163
Reactancia capacitativa	M s -* Km.	0.3022	0.30	0.30	0.3262	0.33 (2)	0.1382
Vano promedio	m	150	150	250	350	318	450
Conductor económico	(Kcm)	266	266	266	266	266	266
Altura de la torre	m	15.96	16.5	18.7	25	26	34
Flecha promedio	m	1.524	-	4.23	8.30	-	6.89
Distancia entre fases	m.	2.6949	2.2	2.6	3.69	3.5	3.95
Pérdidas de potencia	KW/Km.	013938	-	0.39	0.3938	0.39	4.75
Costo de materiales	US \$ /Km.	16459	11752 (1)	20395	25250	30.000 (3)	100578
Costo de construcción	US \$ /Km	5462	5930.6 (1)	7872	7767	6000 (3)	15532
Costo de pérdidas	US \$ /Km.	203	-	203	204	204	2498
Costo total	US \$ /Km.	21922	16783 (1)	28267	33221	36204	118348
							118341

(1) Línea construida por etapas entre 1979 y 1982

(2) Calculados en función del conductor usado

(3) Costo estimado a 1981

tentes, cuadros comparativos 1, 2 y 3.

### 5.3.1 Análisis de los resultados técnicos

En el cuadro realizado a continuación se resumen las principales características de diseño de las líneas:  
TABLA 1.

De los resultados tabulados se pueden hacer las siguientes consideraciones:

El número de aisladores: para cada nivel de voltaje y dependiendo de las características por la que atraeza la línea existe un rango de valores: para 230 KV entre 16 y 20 aisladores, para 138 KV entre 9 y 12 aisladores y para 69 KV entre 5 y 7 aisladores; en vista de que los resultados para todas las líneas analizadas están dentro de estos rangos, se confirma que el cálculo del aislamiento es acertado.

Distancia entre fases: La distancia entre fases debe ser mayor que la permitida para cada nivel de voltaje, según las normas estas distancias tienen los siguientes valores: para 230 KV 2mts., para 138 KV 1.4 mts. y para 69 KV 0.8 mts. Mientras que el promedio para todos los ejemplos es: 4.58, 3.70 y 2.70 respectivamente, lo que indica el adecuado dimensionamiento para cada uno de los casos.

*Valores  
diferenciales  
altos?*

Reactancia capacitiva y reactancia inductiva: el valor de referencia sera el valor de la impedancia característica que generalmente se lo toma como de 400 ohm. Mientras que el promedio de todas las impedancias características de las líneas analizadas es 381.79.

Regulación de voltaje: Para todos los casos está den

RESUMEN DE LAS CARACTERISTICAS DE DISEÑO DE LAS LINEAS ANALIZADAS

L I N E A	Número de Aisladores	Distancia entre fases	D MG	Xc *(M-A/Km)	Xl *(A-Km)	PERP.	PERQ.	Regulación	Flecha C	Flecha CG	Vano	Conductores Económ.
	Fase	(M)	(M)	(M-A/Km)	(kW/Km)	(Kw/Km)	%	(M)	(M)	(M)	Económ.	Económicos
Milagro - Cochancay	18	4.32	5.45	0.1366	0.2158	4.75	28.55	3.068	10.297	9.26	550	Drake
Tulcán - Ibarra (b)	11	3.73	5.3391	0.3058	0.4831	0.28	0.888	1.023	8.55	7.972	350	Hawk
Tulcán - Ibarra (c)	6	2.6927	3.5904	0.2978	0.4705	1.404	3.4546	4.89	8.282	6.776	300	Dstrich
Tulcán - Ibarra (d)	11	3.73	4.48	0.1367	0.2160	0.055	0.1890	2.55	8.55	7.972	350	Hawk
Tulcán - Ibarra (J)	11	3.8223	5.8792	0.2955	0.4668	8.8983	45.7469	8.97	9.123	8.043	350	Flamingo
Las Juntas - Posorja	11	3.73	4.43	0.1373	0.2169	0.4950	1.7924	2.30	8.54	7.962	350	Hawk
Tulcán - Ipiales	12	3.95	5.6923	0.3272	0.5168	16.07	38.77	1.34	8.3	6.036	350	Partridge
Tulcán - Ibarra (e)	11	3.75	4.7037	0.1274	0.2013	0.0137	0.0459	1.99	8.552	7.972	350	Hawk
Pascuales - Sta. Elena	11	3.77	5.1169	0.2970	0.4691	1.4853	7.758	3.08	8.325	8.186	350	Grosbeak

tro de los rangos aceptados y normalizados por el INECEL.

Vano económico: El promedio para las líneas construidas en el país se halla entre 320 y 360 mts., considerando que en el programa se dan variaciones de 50 metros el valor calculado es aceptable ya que para la mayoría de los casos para 138 KV el vano económico resultante es de 350 metros.

Para 230 KV el vano promedio de las líneas construidas en el país es de 450 metros, para el caso de la línea Milagro - Cochancay el resultado es de 450 metros, lo cual se explica ya que la zona por la que atraviesa esta línea corresponde a un terreno casi plano.

Para 69 KV el vano promedio de las líneas de transmisión es de 280 metros y el calculado en este estudio es de 300 metros, valor que es aceptable bajo las mismas consideraciones que los pasos son de 50 mts.

Para verificar los valores de pérdidas de potencia activa y reactiva, y de energía se ha realizado un flujo de carga que comprende las líneas Túlcán - Ibarra y Túlcán - Ipiales que analizan una potencial interconexión Ecuador - Colombia, los valores de pérdidas entregados en este estudio son 1.15 veces los valores obtenidos por el programa. Lo cual se justifica si diferenciamos los métodos utilizados en cada caso.

#### 5.3.2 Análisis de los resultados económicos

La referencia que se ha tomado para comparar los resultados es el precio internacional de la línea de transmisión sin tomar en cuenta los costos de opera-

ción.

Los precios internacionales se hallan dentro de los siguientes rangos: para 230 KV entre 70000 y 90000 US\$/Km para líneas de un solo circuito y entre 135000 y 160000 US\$/Km para líneas de doble circuito. (ANEXO 5.2) REF. 12

Para 138 KV los rangos son: entre 55000 y 65000 US\$/Km para líneas de un circuito y entre 90000 y 100000 US\$/Km para doble circuito (ANEXO 5.12) REF.12.

Para 69 KV los valores son: Entre 35000 y 45000 US\$/Km para un circuito y entre 50000 y 60000 US\$/Km para doble circuito (ANEXO 5.2) REF.12.

Obteniendo los valores promedio para los casos analizados en el programa se obtienen los siguientes costos para cada nivel de voltaje:

Para 230 KV el costo promedio es 125169 US\$/Km para dos circuitos.

Para 138 KV el costo promedio es 59494.8 US\$/Km para un circuito.

Para 69 KV el costo promedio es 32456.5 US\$/Km para un circuito.

En los tres casos se ha tomado en cuenta solo aquellos en que se utilizan estructuras de acero. Los resultados obtenidos son muy cercanos a los costos internacionales.

5.4 Incidencia en los costos al variar los parámetros de diseño de la línea.

Considerando solamente los casos de líneas de 138 KV se han determinado los siguientes factores para cada uno de los rubros más significativos, estos factores se hallan anotados en la TABLA 2.

En esta tabla se determina un factor de ponderación el cual muestra la relación entre el costo para el caso base y el costo cuando se ha variado un parámetro de diseño de la línea proyectada.

Para complementar el estudio de sensibilidad se incluye un cuadro en el que se describe el costo total del Kilómetro de línea para cada uno de los casos analizados. TABLA 3.

Como se puede observar en las dos tablas anteriores los parámetros que más influyen en el costo son: nivel de voltaje y número de circuitos.

#### 5.5. Conclusiones y recomendaciones

Partiendo del concepto de que todo proyecto es técnicamente ejecutable, la decisión de escoger la alternativa óptima será función solamente del costo que significaría llevarlo a cabo. Por ejemplo una línea en que el valor de la regulación exceda los límites aceptados, no significaría mayor problema en el aspecto técnico si se utilizan bancos de capacitores para mejorar el nivel de voltaje en el extremo receptor, pero debería analizarse que resulta mejor económicamente, cambiar de conductor o realizar la inversión necesaria utilizando los capacitores.

Con este razonamiento se desea destacar la importancia del análisis económico para la ejecución de cualquier proyecto.

En el diseño de la línea existen muchos parámetros

T A B L A 2

INFLUENCIA DE LOS PARAMETROS DE DISEÑO EN LOS COSTOS DE LINEAS DE TRANSMISION (LINEA TULCAN SIERRA  
POTENCIA A TRANSMITIRSE 80 MVA).

a) VOLTAGE

KV.	OBRAS CIVILES (1)		SUMINISTRO DE TORRES (2)		MONTAJE DE TORRES (2)		SUMINISTRO DE CONDUCTORES (3)		MONTAJE DE CONDUCTORES		OBS.
	US. \$/Km.	%	US. \$/Km.	%	US. \$/Km.	%	US. \$/Km.	%	US. \$/Km.	%	
69	7695	85.5	11207	81	1880	50	22230	145	5196	69	
138	9000	100	13837	100	3760	100	15331	100	7500	100	(4)
230	19710	219	22139	160	7520	200	10573	69	11547	154	(4)

b) FACTOR DE ZONA AL MISMO NIVEL DE VOLTAJE (138 KV).

	OBRAS CIVILES (1)		
	Z O N A	US. \$/Km.	%
SIERRA	9000	100	
COSTA	6267	76	

c) NUMERO DE CONDUCTORES POR FASE AL MISMO NIVEL DEL VOLTAJE (138 KV).

NCF	SUMINISTRO DE CONDUCTORES (3)		MONTAJE DE CONDUCTORES		OBS
	US. \$/Km.	%	US. \$/Km.	%	
1	15331	100	750	100	
2	30662	200	10000	133	(4)

d) NUMERO DE CIRCUITOS AL MISMO NIVEL DE VOLTAJE (138 KV).

NCIR	SUMINISTRO DE CONDUCTORES (3)		MONTAJE DE CONDUCTORES (3)		OBRAS CIVILES (1)		SUMINISTRO DE TORRES (2)		OBS
	US. \$/Km.	%	US. \$/Km.	%	US. \$/Km.	%	US. \$/Km.	%	
1	15331	100	750	100	9000	100	13837	100	
2	30662	200	15000	200	11717	130	22524	162	(4)

- (1) Incluye: caminos de acceso, desbroce, excavaciones, fundaciones
- (2) Incluye: torres y materiales de puesta a tierra
- (3) Incluye: conductores, contrapesos y aisladores
- (4) La capacidad de transmisión justifica la inversión.

TABLA No. 3

LINEA	VOLTAJE (KV)	LONGITUD Km	# DE TORRES (-)	NÚMERO DE INTERNAZ.	(T) ZONA (-)	(Z) SECCION DE CONDUCTOR (mm <sup>2</sup> )	S NO. COND. POR FASES (-)	NCF	COSTO TOTAL U. S. \$ 1 Km.
Milagro-Cochancay	230	48	87	2	2	795	1	1	127251
Pascuales-Sta. Elena	138	61	170	1	2	267	1	1	59586
Las Juntas-Posorja	138	45	128	2	2	477	1	1	122492
Tulcán-Ipiales	138	15	50	1	1	300	1	1	43363
* Tulcán-Ibarra	138	70	200	1	1	477	1	1	59402
Tulcán-Ibarra	69	70	233	1	1	267	1	1	30582
Tulcán-Ibarra (1)	138	70	200	1	1	666	1	1	72863
Tulcán-Ibarra (1)	138	70	200	2	1	477	1	1	122261
Tulcán-Ibarra (1)	138	70	200	1	1	300	2	2	62340
Tulcán-Ibarra (1).	138	70	200	2	1	267	2	2	132265

## RESUMEN DE RESULTADOS PARA DETERMINAR LA INCIDENCIA EN LOS COSTOS

\* Potencia de diseño: 15 MVA

(1) Potencia de diseño: 80 MVA.

que restringen el concepto anterior, el más importante de estos corresponde a las características de los materiales como el conductor y el cable de guardia, por lo cual se debe prestar especial atención al momento de escogerlo, por lo tanto es indispensable determinar con precisión, el estado térmico y mecánico del conductor y cable de guardia verificando que sus valores en estado normal y de emergencia den el grado de seguridad recomendado para proyectos de gran magnitud e importancia como en el caso de las líneas de transmisión.

En lo referente a los cálculos de volumen de fundaciones y peso de las estructuras son aproximados, los resultados tienen valores bastante exactos tomando como valores de comparación los resultados de los diseños de las líneas ya construidas.

Las dimensiones de igual manera se aproximan a los valores del diseño aunque para algunos casos existe un sobredimensionamiento en el valor del ancho de la base de la torre, este exceso se explica si consideramos que en el diseño de las torres se sigue un proceso mucho más complicado y que en lugar de dar tolerancias sobre cierto valor, optimiza partiendo de un valor inferior para el cual verifica si este cumple con las exigencias del diseño, sino cumple aumenta en un valor pequeño y repite el proceso hasta que cumpla.

La implementación de este método podría ser objeto de futuros trabajos o tesis que complementen este estudio.

Los resultados de costos que entrega este programa son determinados mediante un análisis que cubre todos los rubros que son imputables a este tipo de proyectos, siendo el más importante y el de mayor incidencia en el costo total el correspondiente a los materiales usados en la línea, y dentro de este el costo que corresponde a materiales extranjeros, el cual cubre un alto porcentaje del valor total de es-

te rubro, por lo que se puede concluir que si se desarrollara en el país la industrialización necesaria para producir eficientemente materiales como: aisladores, conductores, materiales de puesta a tierra, accesorios y sobre todo hierro estructural (perfiles L) las inversiones del estado para estas obras serían considerablemente menores que los actuales.

Debido a esto en el país existe la tendencia para que las líneas de transmisión de 69 y 138 KV se utilicen postes de hormigón en aquellas zonas de fácil acceso y terreno plano, lo cual reduce el costo total de la línea por lo cual se ha implementado en el programa el esquema para estimar los costos de la línea utilizando postes de hormigón para 69 KV por ello se recomienda hacer las modificaciones pertinentes para que posteriormente el programa pueda calcular los costos totales para este caso en 138 KV. Como se puede observar en los resultados de la línea de transmisión Tucán - Ibarra con postes de hormigón el costo total es considerablemente menor que para la misma línea cuando se utilizan estructuras de acero.

En cuanto a los costos de construcción, la mano de obra es el rubro más significativo ya que alcanza hasta un 75% del costo total de construcción, el restante 25% se lo imputa al costo debido a la utilización de equipos. Entre los varios ejemplos corridos en uno de ellos se aumento el dato del salario mínimo vital en un 30% lo que incidió notoriamente en el costo de construcción haciendo que éste varíe en un 22% del costo anterior, de lo que se puede concluir la incidencia que sobre este tipo de proyectos tienen aspectos aparentemente independientes.

Además de las recomendaciones hechas anteriormente se pueden anotar las siguientes:

Periódicamente revisar los valores del banco de datos para actualizar los valores en él incluidos.

Desarrollar un análisis completo de todos los parámetros que inciden en los costos de una línea de transmisión.

En la subrutina sueldos deben tomarse en cuenta cualquier variación de las leyes laborales, de tal forma que los factores de cargas sociales y de mayoración se ajusten siempre a la realidad para no distorsionar los resultados finales.

Como se señaló en el desarrollo del estudio de las dimensiones de la estructura podría servir como un diseño a nivel preliminar, para mejorarlos se pueden implementar todos aquellos métodos de diseño definitivo para la línea de transmisión.

Determinar más técnicamente los factores para calcular los costos indirectos de construcción y de mantenimiento, de tal manera de darle más precisión al presente trabajo.

Debido a la complejidad que significa profundizar en cualquiera de estos temas se recomienda se los plantee como temas de proyectos o tesis de grado.

INDICE DE ANEXOS DEL CAPITULO V.

- 5.1. Estudio de flujos de carga del Sistema Norte  
(potencial interconexión de Ecuador y Colombia)  
Líneas Tulcán - Ibarra y Tulcán - Ipiales.
- 5.2. Cuadro de costos de líneas construidas por el  
INECEL.

RESULTADOS DE VOLTAJE					
NB	E(P)	F(P)	T(E(P))	D(E(P))	
1	1.03512	0.23367	1.06117	0.22202	
2	1.01359	0.19197	1.03161	0.18718	
3	1.03141	0.26987	1.06613	0.25591	
4	1.00299	0.18505	1.01992	0.18244	
5	1.00355	0.10063	1.00859	0.09994	
6	0.99766	0.02122	0.99789	0.02127	
7	0.98777	0.00069	0.98777	0.00070	
8	0.98137	-0.04571	0.95244	-0.04654	
9	0.94383	-0.11323	0.95059	-0.11939	
10	1.02624	-0.00771	1.02627	-0.00751	
11	1.03339	0.00759	1.03342	0.00734	
12	1.00604	0.05380	1.00747	0.05343	

FLUJO DE POTENCIA Y PERDIDAS

NP	NO	P(POI)	P(PER)	O(POI)	O(PER)
1	2	0.10237	0.00048	0.07160	0.00531
1	5	0.69787	-0.02693	0.07842	0.05654
2	1	-0.10188	0.00048	-0.06629	0.00531
2	3	-0.07981	-0.00024	-0.03156	0.00644
2	4	0.18160	0.00163	0.09789	0.00197
3	2	-0.08305	-0.00024	-0.03801	0.00644
4	2	-0.17997	0.00163	-0.09593	0.00197
5	1	-0.67394	-0.02693	-0.04935	0.05948
5	12	0.62991	0.0	0.02965	0.02936
6	7	0.28991	0.0	0.14739	0.00743
6	8	0.33339	0.00693	-0.01635	0.02078
6	12	-0.62332	-0.00630	-0.01908	0.01979
7	6	-0.28991	0.0	-0.13996	0.00743
8	6	-0.32646	-0.00693	-0.03597	0.02081
8	9	-0.67973	0.0	0.33761	0.05968
8	10	-0.24393	-0.00505	-0.13955	0.01485
8	13	-0.10942	-0.00340	-0.08399	0.00323
9	8	-0.67973	0.0	-0.27793	0.05968
10	8	0.24897	0.00505	0.15314	0.01475
10	11	-0.21000	-0.0077	-0.09618	0.00385
10	13	-0.03896	0.00048	-0.05688	-0.00316
11	10	-0.21000	-0.0	0.10003	0.00385
12	5	-0.62991	0.0	-0.00029	0.02936
12	6	0.62962	0.00630	0.00040	0.01978
13	8	0.11282	0.00340	0.08721	0.00323
13	10	0.03944	0.00048	0.05370	-0.00316

POTENCIA EN LA BARRA FLOTANTE

P= 0.15226 O= 0.14092

NUMERO DE ITERACIONES = 3

LINEA MILAGRO - COCHANAY

(230 KV)

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL  
TESIS DE GRADO  
INGENIERIA ELECTRICA  
PATRICIO GOMEZ M. 1983  
CALCULO DE COSTOS DE L DE T  
LINEA: MYLAGRC-COCHANCAY

DATOS GENERALES DE LA LINEA DE TRANSMISION PROYECTADA

POTENCIA MAXIMA A TRANSMITIRSE ..... 450.00 MVA  
VOLTAJE NOMINAL DE TRANSMISION ..... 230 KV  
NUMERO DE CIRCUITOS ..... 2  
NUMERO DE CONDUCTORES POR FASE ..... 4  
LONGITUD DE LA LINEA ..... 198 KMT  
ALTURA PROYECTO SOBRE EL NIVEL DEL MAR ..... 150.00 M  
TEMPERATURA AMBIENTE PROMEDIO ..... 30.00 °GC

PARAMETROS GENERALES DE LA LINEA LOS CUALES SON INDEPENDIENTES DEL VANDO Y DEL CONDUCTOR

NUMERO DE AISLADORES POR FASE ..... 15  
LONGITUD DE LA CADENA DE AISLADORES ..... 2.54 MT  
DISTANCIA NORMAL EN AIRE A LA ESTRUCTURA ..... 2.19 MT  
DISTANCIA MINIMA EN AIRE A LA ESTRUCTURA ..... 1.09 MT  
NIVEL ISOCERAUNICO ..... 50.00  
VALOR DE LA SOBRETENSION DE ORIGEN ATMOSFERICO ..... 1216.545 KV  
DE FRECUENCIA INDUSTRIAL ..... 551.257 KV  
POR MANIOBRA ..... 486.870 KV

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL  
TESIS DE GRADO  
INGENIERIA ELECTRICA  
PATRICIO GOMEZ M. 1983  
CALCULO DE COSTOS DE L DE T  
LINEA: MILAGRO-CUCHANCAY

LAS CARACTERISTICAS DE LOS CONDUCTORES ANALIZADOS SON:

NOMBRE	AREA (MM <sup>2</sup> )	DIAMETRO (MM)	RESISTENCIA ELECTRICA (OHM/KM)	RADIO MEDIO GEOMETRICO (MM)	PESO (KG/M)	TENSION DE ROTURA (KV)	COEFICIENTE DE EXP LINEAR (GC)	MODULO DE ELASTICIDAD (KG/MM <sup>2</sup> )	COSTO (US\$/KM)	
DRAKE	795.00	23.10	0.0718	250.0114	1.6280	14180.00	468.21	0.0000190	8360.00	6447.00
CARDINAL	954.00	30.38	0.0595	250.0123	1.8280	15540.00	545.84	0.0000200	7990.00	7240.00
BLUEJAY	1113.00	31.96	0.0513	250.0127	1.8660	14330.00	603.85	0.0000210	7320.00	7389.00
BITTERN	1272.00	34.16	0.0453	250.0135	2.1340	16030.00	688.87	0.0000210	7320.00	8450.00
ZIPPER	1351.50	35.20	0.0423	250.0142	2.2670	17050.00	732.53	0.0000210	7320.00	8977.00

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL  
TÉSIS DE GRADO  
INGENIERÍA ELÉCTRICA  
PATRICIO GÓMEZ Q.  
CÁLCULO DE COSTOS DE LÍNEAS  
LÍNEA: MILAGRO-CUCHANCAY

LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS CABLES DE GUARDIA A ESTUDIARSE SON:

NUMERO	DIAMETRO (MM)	PESO (KG/MT)	TENSION (KG)	AREA (MM <sup>2</sup> )	COEFICIENTE DE MÓDULO DE EXP. LINEAR (GC)	ELASTICIDAD (KG/MM <sup>2</sup> )	COSTO (US\$)
1.0	4.762	0.11	1812.6	13.632	0.0000110	16545.00	225.0
2.0	6.350	0.18	3022.7	22.703	0.0000110	16545.00	373.0
3.0	7.938	0.31	5093.9	38.361	0.0000110	16545.00	632.0
4.0	9.525	0.41	7030.0	51.078	0.0000110	16545.00	842.0
5.0	11.113	0.60	9454.5	74.581	0.0000110	16545.00	1238.0
6.0	12.700	0.77	12227.3	96.581	0.0000110	16545.00	1594.0

PARÁMETROS GENERALES DE LA LÍNEA LOS CUALES SON INDEPENDIENTES DEL VANO

NOMBRE DEL CONDUCTOR	DRAKE	CARDINAL	BLUEJAY	BITTERN	DIPPER
DISTANCIA ENTRE FASES (MT)	3.9568	3.8643	3.9678	3.8334	3.7756
DISTANCIA HACIA GEOMÉTRICA (MT)	5.7958	5.7958	5.7958	5.7958	5.7958
REACTANCIA CAPACITIVA (MOHM/KM)	0.1342	0.1364	0.1356	0.1341	0.1329
REACTANCIA INDUCTIVA (MOHM/KM)	0.2183	0.2154	0.2142	0.2119	0.2100
GRADIENTE DE POTENCIAL (KV/CM)	1.602	1.3743	1.3208	1.2553	1.2267
PERDIDAS DE POTÉNCIA ACTIVA (KVA)	4.7504	3.9631	3.3941	2.9773	2.7996
PERDIDAS DE POTÉNCIA REACTIVA (KVA)	28.8892	28.5015	29.3420	28.0376	27.7857
PERDIDAS DE ENERGÍA (KWH)	41613.3300	34716.4200	29732.0800	26080.7800	24515.9300
CALOR PÉRDIDO (WATTS/CM)	1.0702	1.1268	1.1666	1.2207	1.2465
CALOR GANADO (WATTS/CM)	1.0533	0.9113	0.8985	0.7377	0.7079
REGULACIÓN DE VOLTAJE (%)	3.9960	2.9403	2.8374	2.7462	2.6969

NOTA: LOS SIGUIENTES RESULTADOS ESTAN ORDENADOS EN FUNCIÓN DEL COSTO TÓTAL SIN PERDIDAS.

QUITO

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL  
Tesis de Grado  
INGENIERIA ELÉCTRICA  
PATRICIO GÓMEZ M. 1983  
CÁLCULO DE COSTOS DE LA LINEA  
LINEA: MILAGRO-COCHANCA

RESULTADOS DEL ESTUDIO TECNICO DE LA LINEA DE TRANSMISIÓN PROYECTADA

NOMBRE	VANO (MT)	ALTURA DE LA CRUCETA MAS BAJA (MT)	VULADIZO CRUCETA MTS	ALTJ DEL CABLE DE ALTURA DE GUARDIA LA TORRE (MT)	ANCHO DE LA TORRE (MT)	PESO DE LA TORRE (KG)	TOTAL DE EXCAVAC (MT3/KM)	VOLUMEN FCRM (GON (MT3/KM)
DRAKE	450.0	16.933	3.34	7.449	34.042	7.286	5302.234	230.261
DRAKE	500.0	18.550	3.24	7.449	35.659	7.286	5682.527	213.189
DRAKE	550.0	20.337	3.34	7.449	37.447	7.286	6102.953	199.399
CARDINAL	450.0	16.329	3.34	7.449	33.438	7.286	5445.848	235.757
BLUEJAY	450.0	17.007	3.34	7.449	34.116	7.286	5301.125	225.749
CARDINAL	500.0	17.804	3.34	7.449	34.913	7.286	5814.359	217.790
BLUEJAY	500.0	18.641	3.34	7.449	35.753	7.286	5685.043	212.780
CARDINAL	550.0	19.435	3.34	7.449	36.544	7.286	6221.633	203.278
BLUEJAY	550.0	20.447	3.34	7.449	37.556	7.286	6109.523	199.073
DRAKE	350.0	14.210	3.34	7.449	31.119	7.286	4561.074	280.303
DRAKE	400.0	15.486	3.34	7.449	32.556	7.286	4961.340	251.938
DRAKE	300.0	13.104	3.34	7.449	33.213	7.286	4398.539	318.923
BITTERN	450.0	16.132	3.34	7.449	33.241	7.286	5510.000	237.779
BITTERN	500.0	17.561	3.34	7.449	34.670	7.286	5876.109	219.501
BITTERN	550.0	19.141	3.34	7.449	36.250	7.286	6280.719	204.736
BLUEJAY	350.0	14.254	3.34	7.449	31.364	7.286	4653.832	279.494
BLUEJAY	400.0	15.544	3.34	7.449	32.654	7.286	4957.484	251.295
CARDINAL	400.0	15.009	3.34	7.449	32.118	7.286	5115.910	258.556
CARDINAL	350.0	13.844	3.34	7.449	30.954	7.286	4824.254	288.364
BLUEJAY	300.0	13.136	3.24	7.446	30.246	7.286	4388.793	317.903
CARDINAL	300.0	12.835	3.34	7.449	29.944	7.286	4569.438	328.885
DRAKE	250.0	12.168	3.24	7.449	29.277	7.286	4176.160	373.943
BITTERN	400.0	14.854	3.34	7.449	31.963	7.286	5182.152	260.970
BITTERN	350.0	13.725	3.24	7.449	30.835	7.286	4892.281	291.278
BITTERN	300.0	12.748	3.24	7.449	29.857	7.286	4638.859	332.466
BLUEJAY	250.0	12.190	3.24	7.449	29.239	7.286	4164.156	372.610
CARDINAL	250.0	11.981	3.24	7.449	29.693	7.286	4353.512	386.524
DIPPER	400.0	14.568	3.24	7.449	31.677	7.286	5295.066	265.552
DIPPER	350.0	13.507	3.24	7.449	30.616	7.286	5011.184	296.830
DIPPER	300.0	12.587	3.24	7.449	29.496	7.286	4762.616	339.273
DRAKE	200.0	11.402	3.24	7.449	28.511	7.286	3932.440	458.021
BITTERN	250.0	11.920	3.24	7.449	29.010	7.286	4424.012	391.015
BLUEJAY	250.0	11.416	3.24	7.449	28.526	7.286	3778.454	456.253
CARDINAL	250.0	11.282	3.24	7.449	28.392	7.286	4174.910	474.417
DIPPER	250.0	11.809	3.24	7.449	29.414	7.286	4552.217	399.601
DIPPER	200.0	11.172	3.24	7.449	28.041	7.286	4377.701	471.441
BITTERN	200.0	11.243	3.24	7.449	28.313	7.286	4246.113	480.274

ENCUENTRO ELÉCTRICA NACIONAL  
TESTES DE GRADO  
ESTACIÓN ELÉCTRICA  
PATRICIO GUAZÚ N°. 1963  
CALCULO DE CÁSOS DE LÍNEAS  
LÍNEAS: MIRAGLI-CUCHANAY

QUITO

CARACTERISTICAS MECÁNICAS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PROYECTADA

NOMBRE	VANO (NT)	TENSÓN MAXIMA FINAL CONDUCTOR (KG)	CABLE DE GUARDIA (KG)	FLECHA MAXIMA FINAL CONDUCTOR (MT)	CABLE DE GUARDIA (MT)
		CONDUCTOR (KG)	CABLE DE GUARDIA (KG)		
DRAKE	450.0	2839.176	2449.099	6.893	0.204 ( 6 )
DRAKE	500.0	2839.176	2449.099	8.510	2.659 ( 6 )
DRAKE	550.0	2839.176	2449.099	10.297	9.268 ( 6 )
CARDINAL	450.0	3111.196	2449.099	6.289	5.660 ( 6 )
BLUEJAY	450.0	2809.074	2449.099	6.967	6.270 ( 6 )
CARDINAL	500.0	3111.196	2449.099	7.724	6.988 ( 6 )
BLUEJAY	500.0	2809.074	2449.099	8.631	7.741 ( 6 )
CARDINAL	550.0	3111.196	2449.099	9.395	8.455 ( 6 )
BLUEJAY	550.0	2809.074	2449.099	10.407	9.366 ( 6 )
DRAKE	250.0	2839.176	2449.099	4.170	3.753 ( 6 )
DRAKE	400.0	2839.176	2449.099	5.446	4.902 ( 6 )
DRAKE	300.0	2839.176	2449.100	3.034	2.757 ( 6 )
BITTERN	450.0	3211.074	2449.099	6.092	5.483 ( 6 )
BITTERN	500.0	3211.074	2449.099	7.521	6.760 ( 6 )
BITTERN	550.0	3211.074	2449.099	9.101	8.191 ( 6 )
BLUEJAY	350.0	2809.074	2449.099	4.214	3.793 ( 6 )
BLUEJAY	400.0	2809.074	2449.099	5.504	4.954 ( 6 )
CARDINAL	400.0	3111.196	2449.099	4.967	4.472 ( 6 )
CARDINAL	350.0	3111.196	2449.099	3.804	3.424 ( 6 )
BLUEJAY	300.0	2809.074	2449.100	3.096	2.767 ( 6 )
CARDINAL	300.0	3111.196	2449.100	2.795	2.516 ( 6 )
DRAKE	250.0	2839.177	2449.100	2.128	1.915 ( 6 )
BITTERN	400.0	3211.074	2449.099	4.814	4.332 ( 6 )
BITTERN	350.0	3211.074	2449.099	3.695	3.317 ( 6 )
BITTERN	450.0	3211.074	2449.100	2.708	2.437 ( 6 )
BLUEJAY	250.0	2809.074	2449.100	2.150	1.935 ( 6 )
CARDINAL	250.0	3111.196	2449.100	1.941	1.747 ( 6 )
DIPPER	400.0	3413.074	2449.099	4.528	4.075 ( 6 )
DIPPER	350.0	3413.074	2449.099	3.467	3.120 ( 6 )
DIPPER	300.0	3413.074	2449.100	2.547	2.292 ( 6 )
DRAKE	200.0	2839.177	2449.100	1.362	1.225 ( 6 )
BITTERN	250.0	3211.074	2449.100	1.880	1.692 ( 6 )
BLUEJAY	200.0	2809.074	2449.100	1.376	1.239 ( 6 )
CARDINAL	200.0	3111.196	2449.100	1.242	1.118 ( 6 )
DIPPER	250.0	3413.074	2449.100	1.769	1.592 ( 6 )
DIPPER	200.0	3413.074	2449.100	1.232	1.019 ( 6 )
BITTERN	200.0	3211.074	2449.100	1.203	1.083 ( 6 )

EL NÚMERO DE LA FLECHA CORRESPONDE AL CABLE DE GUARDIA ELEGIDO

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL  
TESIS DE GRADO  
INGENIERÍA ELÉCTRICA  
PATRICIO GÓMEZ H. I JUJ  
CALCULO DE COSTOS DE LÍNEAS DE T  
LÍNEAS: MIRAGUE-CUCHANCAY

DETALLE DE LOS COSTOS DE MATERIALES

NOMBRE	VAND (MT)	COSTO DE ESTRUCTURAS (US\$/KM)	COSTO DE ACCESORIOS DE PUESTA A TIERRA (US\$/KM)	COSTO DE AISLADORES (US\$/KM)	COSTO DE CONDUCTOS Y CABLES DE GUARDIA (US\$/KM)	COSTO DE ACCESORIOS DE CONEXIÓN Y SUJECCIÓN (US\$/KM)	COSTO TOTAL DE MATERIALES (US\$/KM)
DRAKE	450.0	16039.3	60.0	2331.7	41484.3	1927.8	100578.5
DRAKE	500.0	17189.6	60.0	2331.7	41484.3	1927.8	101706.9
DRAKE	550.0	18481.1	60.0	2331.7	41484.3	1927.8	103121.4
CARDINAL	450.0	16473.7	60.0	2331.7	46385.0	1927.8	108751.3
BLUEJAY	450.0	16035.9	60.0	2331.7	47305.8	1927.8	109289.9
CARDINAL	500.0	17538.4	60.0	2331.7	46385.0	1927.8	109786.4
BLUEJAY	500.0	17197.3	60.0	2331.7	47305.8	1927.8	110437.9
CARDINAL	550.0	18820.4	60.0	2331.7	46385.0	1927.8	111141.0
BLUEJAY	550.0	18481.3	60.0	2331.7	47305.8	1927.8	111883.5
DRAKE	350.0	21149.6	50.0	3497.6	41484.3	2891.7	113229.2
DRAKE	400.0	22514.4	50.0	3497.6	41484.3	2891.7	114287.8
DRAKE	300.0	19958.4	50.0	3497.6	41484.3	2891.7	112785.1
BITTERN	450.0	16667.8	60.0	2331.7	53862.8	1927.8	120321.6
BITTERN	500.0	17775.2	60.0	2331.7	53862.8	1927.8	121348.3
BITTERN	550.0	18999.2	60.0	2331.7	53862.8	1927.8	122670.8
BLUEJAY	350.0	21116.8	50.0	3497.6	47305.8	2891.7	121887.2
BLUEJAY	400.0	22494.6	50.0	3497.6	47305.8	2891.7	122970.5
CARDINAL	400.0	23213.4	50.0	3497.6	46385.0	2891.7	122392.2
CARDINAL	350.0	21890.1	50.0	3497.6	46385.0	2891.7	121940.3
BLUEJAY	300.0	19914.1	50.0	3497.6	47305.8	2891.7	121419.5
CARDINAL	300.0	20733.8	50.0	3497.6	46385.0	2891.7	121607.5
DRAKE	250.0	25265.8	120.0	4663.4	41484.3	3855.6	125895.3
BITTERN	400.0	23514.0	50.0	3497.6	53862.8	2891.7	134634.4
BITTERN	350.0	22198.7	90.0	3497.6	53862.8	2891.7	133710.1
BITTERN	300.0	21048.8	90.0	3497.6	53862.8	2891.7	133407.5
BLUEJAY	250.0	25193.2	120.0	4663.4	47305.8	3855.6	134477.9
CARDINAL	250.0	20338.8	120.0	4663.4	46385.0	3855.6	135244.9
DIPPER	400.0	24026.4	50.0	3497.6	57119.7	2891.7	140429.9
DIPPER	350.0	22738.3	90.0	3497.6	57119.7	2891.7	139576.4
DIPPER	300.0	21611.3	50.0	3497.6	57119.7	2891.7	139347.6
DRAKE	200.0	30192.8	150.0	5829.3	41484.3	4819.5	139427.4
BITTERN	250.0	26765.3	120.0	4663.4	53862.8	3855.6	147240.3
BLUEJAY	200.0	33047.1	120.0	5829.3	47305.8	4819.5	147956.3
CARDINAL	200.0	31572.8	150.0	5829.3	46385.0	4819.5	149366.4
DIPPER	250.0	27540.9	120.0	5829.3	57119.7	3855.6	153554.6
DIPPER	200.0	33136.4	150.0	5829.3	57119.7	4819.5	168294.5
BITTERN	200.0	32111.2	150.0	5829.3	53862.8	4819.5	161571.1

RESUMEN CONDENSADO DE COSTOS

NOMBRE	VANO (M)	COSTO DE MATERIALES (US\$/MM)	COSTO DE CONSTRUCCION (US\$/MM)	COSTO TOTAL CON PERDIDAS (US\$/MM)	COSTO TOTAL SIN PERDIDAS (US\$/MM)
DRAKE	450.0	10578.5	15332.1	118409.8	115910.6
DRAKE	500.0	101706.5	14766.4	118975.5	116476.3
DRAKE	550.0	103111.4	14326.3	119960.0	117460.8
CARDINAL	450.0	108751.3	15611.7	126458.3	124362.9
BLUEJAY	450.0	109289.9	15432.4	126525.9	124722.3
CARDINAL	500.0	109798.4	15016.4	126910.1	124814.8
BLUEJAY	500.0	110437.9	14873.8	127115.4	125311.6
CARDINAL	550.0	111141.0	14549.4	127785.6	125690.3
BLUEJAY	550.0	111833.5	14437.2	128124.3	126320.6
DRAKE	350.0	113222.2	17385.8	133114.2	130614.9
DRAKE	400.0	114287.8	16428.6	133215.6	130716.3
DRAKE	300.0	112785.1	15716.6	134001.0	131501.8
BITTERN	450.0	120321.6	15805.7	137716.8	136127.3
BITTERN	500.0	121348.3	15199.2	138136.9	136547.4
BITTERN	550.0	122670.8	14723.1	138983.4	137393.9
BLUEJAY	350.0	121287.2	17474.5	141165.3	139361.7
BLUEJAY	400.0	122970.5	16523.6	141297.8	139494.1
CARDINAL	400.0	122832.2	16758.6	141746.1	139550.1
CARDINAL	350.0	121940.3	17767.5	141803.4	139708.1
BLUEJAY	300.0	121419.5	18797.5	142020.6	140216.9
CARDINAL	300.0	121617.5	19166.5	142869.3	140773.0
DRAKE	250.0	125895.3	20954.9	149349.4	146850.1
BITTERN	400.0	134634.4	16970.8	153194.7	151605.2
BITTERN	350.0	133710.1	17997.9	153297.5	151708.0
BITTERN	300.0	133407.5	19420.1	154417.0	152827.5
BLUEJAY	250.0	134477.8	21024.0	157305.3	155501.7
CARDINAL	250.0	135244.0	21508.7	158848.9	156753.6
DIPPER	400.0	140429.9	17184.1	159111.4	157614.0
DIPPER	350.0	130576.4	18246.1	159319.0	157822.4
DIPPER	300.0	139347.6	19713.7	160558.6	159061.3
DRAKE	200.0	132437.4	24214.6	166151.4	163652.2
BITTERN	250.0	147240.3	21798.8	170628.6	169039.1
BLUEJAY	250.0	147356.3	24267.1	174027.0	172223.4
CARDINAL	200.0	149306.4	24315.5	176377.6	174282.3
DIPPER	250.0	153554.6	22162.6	177214.9	175717.4
DIPPER	200.0	168244.5	25729.7	195512.6	194015.2
BITTERN	200.0	161571.5	25257.3	188417.8	186828.3

POLICE

LINEA TULCAN - IBARRA

(138 KV)

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL  
TESIS DE GRADO  
INGENIERIA ELECTRICA  
PATRICIO GOMEZ M. 1983  
CALCULO DE COSTOS DE LA LINEA  
LINEA: TULCAN-IBARRA

DATOS GENERALES DE LA LINEA DE TRANSMISION PROYECTADA

POTENCIA MAXIMA A TRANSMITIRSE..... 15.00 MVA  
VOLTAJE NOMINAL DE TRANSMISION..... 138 KV  
NUMERO DE CIRCUITOS..... 1  
NUMERO DE CONDUCTORES POR FASE..... 3  
LONGITUD DE LA LINEA..... 250 KMT  
ALTURA PROMEDIO SOBRE EL NIVEL DEL MAR..... 2500.00 MT  
TEMPERATURA AMBIENTE PROMEDIO..... 14.90 °C

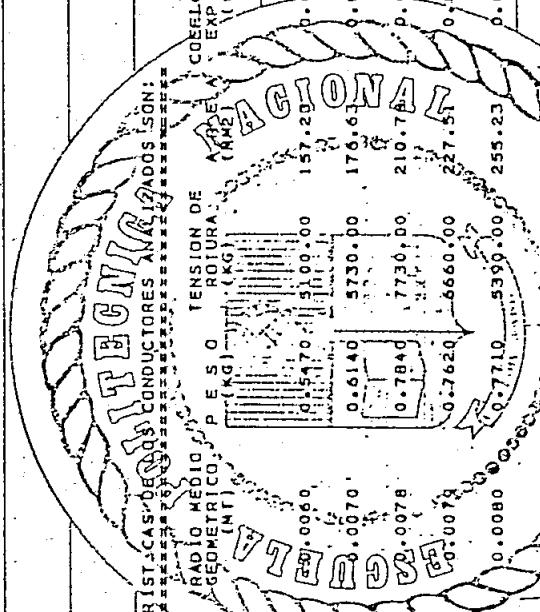
PARAMETROS GENERALES DE LA LINEA LOS CUALES SON INDEPENDIENTES DEL VANO Y DEL CONDUCTOR

NUMERO DE AISLADORES POR FASE..... 11  
LONGITUD DE LA CADENA DE AISLADORES..... 1.96 MT  
DISTANCIA NORMAL EN AIRE A LA ESTRUCTURA..... 1.61 MT  
DISTANCIA MINIMA EN AIRE A LA ESTRUCTURA..... 0.87 MT  
NIVEL ISUCERAUNICO..... 30.00  
VALOR DE LA SOBRETENSION  
DE ORIGEN ATMOSFERICO..... 328.327 KV  
DE FRECUENCIA INDUSTRIAL..... 430.179 KV  
POR MANIOBRA..... 379.935 KV

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL  
 TESIS DE GRADO  
 INGENIERIA ELÉCTRICA  
 PATRICIO GOMEZ M.  
 CALCULO DE COSTOS DE LA LINEA:  
 TULCAN-IBANRA

LAS CARACTERISTICAS DE LOS CONDUCTORES SON:

RESISTENCIA AL RÉGIMEN MEDIO	TENSIÓN DE ROTURA	COEFICIENTE DE EXPANSIÓN LINEAR	MÓDULO DE ELASTICIDAD	COSTO (US\$/MM <sup>2</sup> )
(OHM/KM)	(KV)	(MM <sup>2</sup> /K)	(KG/MM <sup>2</sup> )	
PARTRIDGE	266.80	16.30	0.243	0.000190
OSTRICH	300.00	17.27	0.1906	0.000190
ORIOLE	336.40	18.83	0.1703	0.000190
BRANT	197.50	19.60	0.1458	0.000200
PELICAN	477.00	21.82	0.1193	0.000210
				7070.00
				3055.00



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL  
TESIS DE GRADO  
INGENIERIA ELÉCTRICA  
PATRICIO GÓMEZ H. 1983  
CALCULO DE COSTOS DE L DL 1  
LINEA: TULCAN-IBARRA

LAS CARACTERISTICAS DE LOS CABLES DE GUARDIA A ESTUDIARSE SON:

NUMERO	DIAMETRO (MM)	P.E.S.O (KG/MT)	TENSION (KG)	AREA (MM <sup>2</sup> )	COEFICIENTE DE MODULO DE EXP. LINEAR — ELASTICIDAD— COSTO		
					(GC)	(KG/MM <sup>2</sup> )	(US\$)
1.0	4.762	0.11	1813.6	13.632	0.0000110	16545.00	225.0
2.0	6.350	0.18	3022.7	22.703	0.0000110	16545.00	373.0
3.0	7.938	0.31	5090.9	38.361	0.0000110	16545.00	632.0
4.0	9.525	0.41	7000.0	51.078	0.0000110	16545.00	842.0
5.0	11.113	0.60	9451.5	74.581	0.0000110	16545.00	1238.0
6.0	12.700	0.77	12227.3	96.581	0.0000110	16545.00	1594.0

PARAMETROS GENERALES DE LA LINEA LOS CUALES SON INDEPENDIENTES DEL VANO

NOMBRE DEL CONDUCTOR	PARTRIDG	GSTRICH	DRIDDLE	BRANT	PELICAN
DISTANCIA ENTRE FASES (MT)	3.6994	3.0967	3.6254	3.7795	4.0925
DISTANCIA MEDIA GEOMETRICA (MT)	5.5813	5.5386	5.4265	5.4743	5.5431
REACTANCIA CAPACITIVA (MOHM/KM)	0.3262	0.3185	0.3124	0.3122	0.3122
REACTANCIA INDUCTIVA (OHM/KM)	0.5153	0.5031	0.4934	0.4931	0.4931
GRADIENTE DE POTENCIAL (KV/CM)	1.6180	1.5472	1.4503	1.4023	1.2849
PERDIDAS DE POTENCIA ACTIVA (KW)	0.3938	0.3503	0.3130	0.2643	0.2193
PERDIDAS DE POTENCIA REACTIVA (KVAR)	0.9460	0.9236	0.8058	0.9052	0.9052
PERDIDAS DE ENERGIA (KWH)	3450.0680	3068.5160	2741.2020	2315.0720	1920.6400
CALOR PERDIDO (WATTS/CM)	1.1625	1.2205	1.2656	1.2879	1.3519
CALOR GANADO (WATTS/CM)	0.0845	0.0881	0.0946	0.0971	0.1065
REGULACION DE VOLTAJE (%)	1.3394	1.2543	1.1624	1.1063	1.0363

NOTA: LOS SIGUIENTES RESULTADOS ESTAN ORDENADOS EN FUNCION DEL COSTO TOTAL SIN PERDIDAS.

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL  
TÉCNICO DE GRADO  
INGENIERÍA ELÉCTRICA  
PARÍCULOS GUPL7 N°: 1903  
CALCULO DE COSTOS DE L DE T  
LINEAS: VULCAN-IIARNA

RESULTADOS DEL ESTUDIO TÉCNICO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PROYECTADA

NOMBRE	VANO (MT)	ALTURA DE LA CRUZETA (MT)	VOLADIZO (MT)	CRUZETA (MT)	ALTURA DEL CABLE DE ALTURA DE GUARDIA A LA TORRE (MT)	ANCHO DE LA TORRE (MT)	PESO DE LA TORRE (KG)	TOTAL DE EXCAVAC (MT3/KM)	VOLUMEN TOTAL DE HORMIGÓN (MT3/KM)	VOLUMEN TOTAL DE HORMIGÓN (MT3/KM)
PARTRIDG 350.0	17.056	2.03	3.813	24.530	6.661	1156.862	74.675	15.682		
PARTRIDG 400.0	19.596	2.03	3.813	27.071	6.661	1288.870	76.829	15.464		
OSTRICH 350.0	17.039	2.99	3.742	24.442	6.579	1191.948	80.705	16.596		
PARTRIDG 450.0	22.476	2.03	3.813	29.950	6.661	1438.736	78.729	15.328		
OSTRICH 400.0	19.573	2.99	3.742	26.977	6.579	1328.861	82.168	16.273		
PARTRIDG 300.0	14.854	2.99	3.742	22.258	6.580	1044.322	74.108	16.323		
OSTRICH 450.0	22.447	2.99	3.742	29.250	6.579	1484.292	83.526	16.055		
OSTRICH 300.0	14.841	2.95	3.673	22.176	6.580	1075.335	81.056	17.376		
PARTRIDG 250.0	12.990	2.99	3.742	20.395	6.580	946.973	72.471	17.092		
BRANT 350.0	17.588	2.93	3.635	24.885	6.456	1276.566	92.547	18.392		
PELICAN 350.0	19.811	2.99	3.749	27.222	6.598	1320.822	92.495	18.370		
BRANT 400.0	20.292	2.93	3.635	27.588	6.456	1430.806	93.096	17.930		
OSTRICH 250.0	12.982	2.95	3.673	20.316	6.500	974.369	80.701	18.340		
PELICAN 400.0	23.195	2.99	3.749	30.607	6.598	1500.779	94.428	18.141		
PARTRIDG 200.0	11.466	2.99	3.742	18.870	6.580	867.132	72.298	18.577		
BRANT 450.0	23.356	2.93	3.635	30.652	6.456	1505.829	93.701	17.598		
PELICAN 300.0	16.878	2.95	3.680	24.220	6.508	1167.939	91.767	19.000		
BRANT 300.0	15.245	2.89	3.569	22.475	6.379	1145.600	94.066	19.349		
ORIOLE 350.0	16.577	2.88	3.556	23.795	6.364	1420.057	120.907	22.555		
OSTRICH 200.0	11.460	2.95	3.673	18.795	6.500	891.562	82.356	20.118		
ORIOLE 400.0	18.972	2.88	3.556	26.189	6.364	1577.556	116.192	21.432		
PARTRIDG 150.0	10.280	2.99	3.742	17.685	6.580	804.606	75.669	21.645		
ORIOLE 450.0	21.685	2.88	3.556	28.903	6.364	1756.293	113.468	20.595		
PELICAN 250.0	14.396	2.95	3.680	21.739	6.508	1035.510	89.795	19.718		
BRANT 250.0	13.262	2.89	3.569	20.493	6.379	1031.989	95.323	20.557		
ORIOLE 300.0	14.502	2.85	3.492	21.656	6.291	1285.690	127.330	24.392		
OSTRICH 150.0	10.277	2.95	3.673	17.612	6.500	826.711	89.056	23.675		
PELICAN 200.0	12.366	2.95	3.680	19.708	6.508	927.089	89.064	21.133		
BRANT 200.0	11.640	2.89	3.569	18.870	6.379	938.847	99.431	22.705		
PELICAN 150.0	10.787	2.95	3.680	18.129	6.508	842.374	92.244	24.159		
ORIOLE 250.0	12.747	2.85	3.492	19.900	6.291	1169.520	136.863	26.855		
BRANT 150.0	10.378	2.89	3.569	17.609	6.379	865.941	110.340	26.902		
ORIOLE 200.0	11.310	2.85	3.492	18.464	6.291	1074.210	153.336	30.879		
PARTRIDG 100.0	9.434	2.99	3.742	16.838	6.580	759.171	89.908	24.890		
ORIOLE 150.0	10.193	2.85	3.492	17.347	6.291	993.545	184.612	38.164		
OSTRICH 100.0	9.432	2.95	3.673	16.767	6.500	779.582	109.797	31.906		
PELICAN 100.0	9.658	2.95	3.680	17.001	6.508	781.017	107.496	31.557		
ORIOLE 100.0	9.394	2.85	3.492	16.548	6.291	945.262	254.260	53.812		
BRANT 100.0	9.477	2.89	3.569	16.708	6.379	812.996	139.943	36.475		

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL  
1951 DE GUADALAJARA  
INGENIERIA EN ELECTRICIDAD  
PATRICIO GÓMEZ M. TASSI  
CALCULO DE COSTOS DE LA LINEA  
LINEAS TULCAN-HIBARDO

CARACTERISTICAS MECANICAS DE LA LINEA DE TRANSMISION PROYECTADA.

OMBRE	VANO	TENSION MAXIMA FINAL (HT)	CONDUCTOR (KG)	CABLE DE GUARDIA (KG)	FLECHA MAXIMA FINAL (HT)	CONDUCTOR (KG)	CABLE DE GUARDIA (KG)
ARTRIDG	350.0	1022.699	1403.093		8.300	6.036	( 3 )
ARTRIDG	400.0	1022.699	1403.093		10.840	7.884	( 3 )
STRICH	350.0	1148.699	1403.093		8.282	6.776	( 3 )
ARTRIDG	450.0	1022.699	1403.093		13.720	9.978	( 3 )
STRICH	400.0	1148.699	1403.093		10.817	8.850	( 3 )
ARTRIDG	400.0	1022.699	1403.093		6.098	4.435	( 3 )
STRICH	450.0	1148.699	1403.093		13.691	11.200	( 3 )
STRICH	300.0	1148.700	1403.093		6.085	4.978	( 3 )
ARTRIDG	250.0	1022.700	1403.093		4.234	3.080	( 3 )
RANT	350.0	1334.716	1403.093		8.832	8.409	( 3 )
ELICAN	350.0	1080.523	1403.093		11.055	8.508	( 3 )
RANT	400.0	1334.716	1403.093		11.536	10.983	( 3 )
STRICH	250.0	1148.700	1403.093		4.226	3.457	( 3 )
TCAN	400.0	1080.523	1403.093		14.439	11.112	( 3 )
ARTRIDG	200.0	1022.700	1403.093		2.710	1.971	( -3 )
RANT	450.0	1334.716	1403.093		14.600	13.900	( 3 )
ELICAN	300.0	1080.523	1403.093		8.122	6.251	( 3 )
RANT	300.0	1334.716	1403.093		6.489	6.178	( 3 )
TIROLE	350.0	1548.778	1893.993		7.821	6.391	( 3 )
STRICH	200.0	1148.700	1403.093		2.704	2.212	( 3 )
TIROLE	400.0	1548.778	1893.993		10.216	8.347	( 3 )
ARTRIDG	150.0	1022.700	1403.094		1.524	1.109	( 3 )
ILE	450.0	1548.778	1893.993		12.929	10.364	( -3 )
TCAN	250.0	1080.523	1403.093		5.640	4.341	( 3 )
RANT	250.0	1334.716	1403.093		4.566	4.290	( 3 )
TIROLE	300.0	1548.778	1893.993		5.746	4.695	( 3 )
STRICH	150.0	1148.700	1403.094		1.521	1.244	( 3 )
ELICAN	200.0	1080.523	1403.093		3.610	2.778	( 3 )
RANT	200.0	1334.716	1403.093		2.884	2.746	( 3 )
ELICAN	150.0	1080.523	1403.094		2.331	1.563	( 3 )
TIROLE	250.0	1548.778	1893.993		3.991	3.261	( 3 )
RANT	150.0	1334.716	1403.094		1.622	1.544	( 3 )
TIROLE	200.0	1548.778	1893.993		2.554	2.087	( 3 )
ARTRIDG	100.0	1022.700	1403.094		0.678	0.493	( 3 )
TIROLE	150.0	1548.778	1893.993		1.437	1.174	( 3 )
STRICH	100.0	1148.700	1403.094		0.676	0.353	( 3 )
TCAN	100.0	1080.524	1403.094		0.992	0.695	( 3 )
ILE	100.0	1548.771	1893.992		0.639	0.522	( 3 )
MAT	100.0	1334.716	1403.094		0.721	0.646	( 3 )

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL  
TÉSIS DE GRADO  
INGENIERÍA ELÉCTRICA  
PATRICIO GÓMEZ H.; 1983  
CÁLCULO DE COSTOS DE L DE T  
LINEAS TULCAN-TIBARIA

POLITÉCNICO

DETALLE DE LOS COSTOS DE MATERIALES

NOMBRE	VANU	COSTO DE ESTRUCTURAS (US\$/M <sup>2</sup> )	COSTO DE ACCESORIOS DE PUESTA A TIERRA (US\$/KM)	COSTO DE AISLADORES (US\$/KM)	COSTO DE CONDUCTOR Y CABLE (US\$/KM)	COSTO DE ACCESORIOS DE CONEXIÓN Y SUJECCIÓN (US\$/KM)	COSTO TOTAL DE MATERIALES (US\$/KM)
ARTRIDG	350.0	5249.3	90.0	1294.6	7343.9	722.9	25250.1
ARTRIDG.	400.0	5848.2	90.0	1294.6	7343.9	722.9	26104.0
STRICH	350.0	5408.5	90.0	1294.6	8162.7	722.9	26903.7
ARTRIDG	450.0	6528.3	90.0	1294.6	7343.9	722.9	27096.4
STRICH	400.0	6029.7	90.0	1294.6	8162.7	722.9	27769.6
ARTRIDG	300.0	6318.1	120.0	1726.1	7343.9	963.9	28037.8
STRICH	450.0	6735.0	90.0	1294.6	8162.7	722.9	28783.1
STRICH	300.0	6505.8	120.0	1726.1	8162.7	963.9	29762.5
ARTRIDG	250.0	7101.5	150.0	2157.6	7343.9	1204.9	30510.4
RANT	350.0	5792.9	90.0	1294.6	10251.6	722.9	30979.8
ELICAN	350.0	5993.2	90.0	1294.6	10090.9	722.9	31035.0
RANT	400.0	6492.3	90.0	1294.6	10251.6	722.9	31934.8
STRICH	250.0	7368.7	150.0	2157.6	8162.7	1204.9	32307.1
ELICAN	400.0	6809.8	90.0	1294.6	10090.9	722.9	32213.1
ARTRIDG	200.0	7869.2	180.0	2589.1	7343.9	1445.9	32931.9
RANT	450.0	7286.4	90.0	1294.6	10251.6	722.9	33058.3
ELICAN	300.0	7066.0	120.0	1726.1	10090.9	963.9	33826.4
RANT	300.0	6930.9	120.0	1726.1	10251.6	963.9	33935.8
ROLE	350.0	6443.5	90.0	1294.6	10461.7	722.9	33120.3
STRICH	200.0	8090.9	180.0	2589.1	8162.7	1445.9	34806.9
ROLE	400.0	7158.2	90.0	1294.6	10461.7	722.9	33963.2
RIDG	150.0	8518.8	210.0	3020.6	7343.9	1686.8	35585.8
ROLE	450.0	7969.2	90.0	1294.6	10461.7	722.9	35009.0
ELICAN	250.0	7831.0	150.0	2157.6	10090.9	1204.9	36174.2
RANT	250.0	7004.4	150.0	2157.6	10251.6	1204.9	26546.2
ROLE	300.0	7778.4	120.0	1726.1	10461.7	963.9	36551.2
STRICH	150.0	8752.8	210.0	3020.6	8162.7	1686.8	37579.2
ELICAN	200.0	8413.3	120.0	2589.1	10090.9	1445.9	38390.0
RANT	200.0	8520.0	120.0	2589.1	10251.6	1445.9	39111.7
ELICAN	150.0	8918.6	210.0	3020.6	10090.9	1686.8	40818.8
ROLE	250.0	8844.5	150.0	2157.6	10461.7	1204.9	39706.4
RANT	150.0	9168.1	210.0	3020.6	10251.6	1686.8	41993.9
ROLE	200.0	9748.5	120.0	2589.1	10461.7	1445.9	42936.4
ARTRIDG	100.0	12630.7	330.0	4746.7	7343.9	2650.7	47446.6
ICLE	150.0	10582.7	210.0	3020.6	10461.7	1686.8	46728.2
STRICH	100.0	12970.3	330.0	4746.7	8162.7	2650.7	49799.9
ELICAN	100.0	12994.2	330.0	4746.7	10090.9	2650.7	52656.4
ROLE	100.0	15720.8	330.0	4746.7	10461.7	2650.7	61801.5
RANT	100.0	13526.2	330.0	4746.7	10251.6	2650.7	54698.8

**RESUMEN CONDENSADO DE COSTOS**

NOMBRE	VANO (PT)	CUSTO DE MATERIALES (US\$/KMT)	COSTO DE CONSTRUCCION (US\$/KM)	COSTO TOTAL CON PERDIDAS (US\$/KM)	COSTO TOTAL SIN PERDIDAS (US\$/KM)
PARTRIDG 350.0		25250.1	7767.8	33221.7	33017.9
PARTRIDG 400.0		26104.0	7842.5	34150.4	33946.5
OSTRICH 350.0		26903.7	8014.5	35099.6	34918.1
PARTRIDG 450.0		27096.1	7917.6	35217.8	35013.9
OSTRICH 400.0		27769.6	8066.0	36017.1	35835.6
PARTRIDG 300.0		28037.8	7858.7	36100.4	35896.5
OSTRICH 450.0		28783.1	8138.5	37087.8	36906.3
OSTRICH 300.0		29762.5	8138.5	38082.5	37901.0
PARTRIDG 250.0		30513.4	7916.4	38633.7	38429.9
BRANT 350.0		30979.8	8514.8	39632.1	39494.7
PELICAN 350.0		31035.0	8586.1	39735.4	39621.1
BRANT 400.0		31934.8	8537.8	40610.0	40472.6
OSTRICH 250.0		32307.1	8241.9	40730.4	40549.0
PELICAN 400.0		32213.1	8667.6	40995.0	40880.7
PARTRIDG 200.0		32931.9	8040.5	41176.3	40972.4
BRANT 450.0		33058.7	8572.6	41768.3	41630.9
PELICAN 300.0		33826.4	8674.7	42615.4	42501.1
BRANT 300.0		33935.8	8681.4	42754.6	42617.2
ORIOLE 350.0		33129.3	9476.7	42759.3	42597.0
OSTRICH 200.0		34806.9	8433.8	43422.3	43240.8
ORIOLE 400.0		33963.2	9348.1	43473.6	43311.3
PARTRIDG 150.0		35585.8	8340.4	44130.0	43926.2
CRIOLE 450.0		35009.0	9267.4	44438.8	44276.4
PELICAN 250.0		36174.2	8717.5	45006.0	44891.6
BRANT 250.0		36546.2	8841.4	45525.1	45387.7
ORIOLE 300.0		36551.2	9854.1	46567.6	46405.3
OSTRICH 150.0		37572.2	8846.6	46607.6	46426.1
PELICAN 200.0		38390.0	8819.9	47324.3	47209.9
RANT 200.0		39144.7	9118.4	48367.5	48230.1
ELICANT 150.0		40818.8	9103.9	50037.0	49922.7
ORIOLE 250.0		39706.4	10311.0	50179.8	50017.4
BRANT 150.0		41923.5	10678.0	51839.3	51671.8
ORIOLE 200.0		42916.9	11027.3	54126.5	53964.2
PARTRIDG 100.0		47946.6	9376.8	57027.3	56823.5
ORIOLE 150.0		46728.2	12305.3	59195.9	59033.5
OSTRICH 100.0		49799.5	10114.7	60095.7	59914.3
PELICAN 100.0		52056.4	10174.2	62945.0	62830.6
ORIOLE 100.0		61851.5	15319.8	77333.6	77171.3
BRANT 100.0		54698.6	11260.8	66097.0	65959.6

**POLIGONICA**

LINEA AMBATO - BAÑOS

(69 KV)

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL  
TESIS DE GRADO  
INGENIERIA ELECTRICA  
PATRICIO GOMEZ M. 1983  
CALCULO DE COSTOS DE L DE T  
LINEA: AMBATO-BANOS

DATOS GENERALES DE LA LINEA DE TRANSMISION PROYECTADA

POTENCIA MAXIMA A TRANSMITIRSE..... 10.00 MVA  
VOLTAGE NOMINAL DE TRANSMISION..... 138 KV  
NUMERO DE CIRCUITOS..... 1  
NUMERO DE CONDUCTORES POR FASE..... 1  
LONGITUD DE LA LINEA..... 320 KM  
ALTURA PROMEDIO SOBRE EL NIVEL DEL MAR..... 2000.00 MT  
TEMPERATURA AMBIENTE PROMEDIO..... 18.00 GC

PARAMETROS GENERALES DE LA LINEA LOS CUALES SON INDEPENDIENTES DEL VANO Y DEL CONDUCTOR

NUMERO DE AISLADORES POR FASE..... 6  
LONGITUD DE LA CADENA DE AISLADORES..... 1.23 MT  
DISTANCIA NORMAL EN AIRE A LA ESTRUCTURA..... 0.88 MT  
DISTANCIA MINIMA EN AIRE A LA ESTRUCTURA..... 0.46 MT  
NIVEL ISOCERAUNICO..... 30.00  
VALOR DE LA SOBRETENSION  
DE ORIGEN ATMOSFERICO..... 263.061 KV  
DE FRECUENCIA INDUSTRIAL..... 202.160 KV  
POR MANIOBRA..... 178.548 KV

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL  
TESIS DE GRADO  
INGENIERIA ELECTRICA  
PATRICIO GOMEZ H. 1983  
CALCULO DE COSTOS DE L DE T  
LINEA: AMBATO-BANOS

LAS CARACTERISTICAS DE LOS CONDUCTORES ANALIZADOS SON:

NOMBRE	AREA (MM <sup>2</sup> )	DIAMETRO (MM)	RESISTENCIA ELECTRICA (OHM/KM)	RADIO MEDIO GEOMETRICO (MT)	PESO (KG)	TENSION DE ROTURA (KG)	AREA (MM <sup>2</sup> )	COEFICIENTE DE EXP LINEAR (GCI)	MODULO DE ELASTICIDAD (KG/MM <sup>2</sup> )	COSTO (USS/KM)
BARTRIDG	266.80	16.30	0.2143	0.0060	0.5470	5100.00	157.23	0.0000190	8360.00	2166.00
GSTRICH	300.00	17.27	0.1906	0.0070	0.6140	5730.00	176.63	0.0000190	8360.00	2431.00
DRIOLE	336.40	18.83	0.1703	0.0078	0.7840	7730.00	210.78	0.0000180	9080.00	3105.00
BRANT	397.50	19.60	0.1438	0.0079	0.7620	6660.00	227.51	0.0000200	7990.00	3107.00
PELICAN	477.00	21.82	0.1193	0.0080	0.7710	5390.00	255.23	0.0000210	7070.00	3055.00

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL  
TESIS DE GRADO  
INGENIERIA ELECTRICA  
PATRICIO GOMEZ M. 1983  
CALCULO DE COSTOS DE L DE T  
LINEA: AMBATO-BANOS

RESULTADOS DEL ESTUDIO TECNICO DE LA LINEA DE TRANSMISION PROYECTADA

NOMBRE	VANO (MT)	ALTURA DE LA CRUCETA (MT)	VOLADIZO (MT)	ALTO DEL CABLE DE GUARDIA (MT)	ALTURA DE LA TORRE (MT)	ANCHO DE LA TORRE (MT)	PESO DE LA TORRE (KG)	TOTAL DE EXCAVAC (MT3/KM)	TOTAL DE HORNIGON (MT3/KM)	VOLUMEN	VOLUMEN
										(MT3)	(MT3)
PARTRIDG 150.0	8.850	1.20	2.410	15.963	0.350	782.000	0.890	0.850			
PARTRIDG 250.0	11.560	1.80	2.410	16.673	0.400	741.000	1.350	1.280			
OSTRICH 150.0	8.847	1.78	2.374	15.923	0.350	782.000	0.890	0.850			
OSTRICH 250.0	11.552	1.78	2.374	16.627	0.400	741.000	1.350	1.280			
PARTRIDG 350.0	15.626	1.72	2.269	22.597	0.550	1020.000	2.070	1.970			
PARTRIDG 400.0	18.166	1.72	2.269	25.138	0.550	1020.000	2.070	1.970			
ORIOLE 200.0	9.880	1.72	2.281	16.863	0.400	848.000	1.150	1.090			
OSTRICH 400.0	18.143	1.70	2.239	25.084	0.550	1020.000	2.070	1.970			
OSTRICH 350.0	15.608	1.74	2.239	22.549	0.550	1020.000	2.070	1.970			
BRANT 150.0	8.948	1.75	2.320	15.970	0.350	782.000	0.890	0.850			
ORIOLE 150.0	8.763	1.72	2.281	15.745	0.350	782.000	0.890	0.850			
PELICAN 150.0	9.357	1.78	2.378	16.436	0.400	848.000	1.150	1.090			
BRANT 250.0	11.832	1.75	2.320	18.854	0.400	741.000	1.350	1.280			
PARTRIDG 300.0	13.424	1.20	2.410	20.536	0.450	855.000	1.440	1.360			
ORIOLE 250.0	11.317	1.72	2.281	18.299	0.400	741.000	1.350	1.280			
PARTRIDG 200.0	10.036	1.20	2.410	17.149	0.450	901.000	1.220	1.150			
OSTRICH 300.0	13.411	1.78	2.374	20.487	0.500	900.000	1.960	1.860			
PARTRIDG 100.0	8.004	1.20	2.410	15.116	0.300	676.000	0.830	0.780			
OSTRICH 200.0	10.030	1.78	2.374	17.106	0.450	901.000	1.220	1.150			
BRANT 400.0	18.862	1.69	2.223	25.786	0.550	1020.000	2.070	1.970			
BRANT 350.0	16.158	1.69	2.223	23.083	0.550	1020.000	2.070	1.970			
ORIOLE 400.0	17.542	1.69	2.223	24.467	0.550	1020.000	2.070	1.970			

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL  
 TESIS DE GRADO  
 INGENIERIA ELECTRICA  
 PATRICIO GOMEZ M. 1983  
 CALCULO DE COSTOS DE L DE T  
 LINEAS: AMBATO-BANOS

CARACTERISTICAS MECANICAS DE LA LINEA DE TRANSMISION PROYECTADA

NOMBRE	VANO (MT)	TENSION MAXIMA FINAL		FLECHA-MAXIMA FINAL	
		CONDUCTOR (KG)	CABLE DE GUARDIA (KG)	CONDUCTOR (MT)	CABLE DE GUARDIA (MT)
PARTRIDG	150.0	1022.700	1403.094	1.524	1.109 ( 3 )
PARTRIDG	250.0	1022.700	1403.093	4.234	3.080 (-3-)
OSTRICH	150.0	1148.700	1403.094	1.521	1.244 ( 3 )
OSTRICH	250.0	1148.700	1403.093	4.226	3.457 (-3-)
PARTRIDG	350.0	1022.699	1403.093	8.300	6.036 ( 3 )
PARTRIDG	400.0	1022.699	1403.093	10.840	7.884 (-3-)
ORIOLE	200.0	1548.778	1893.993	2.554	2.087 ( 3 )
OSTRICH	400.0	1148.699	1403.093	10.817	8.850 (-3-)
OSTRICH	350.0	1148.699	1403.093	8.282	6.776 ( 3 )
BRANT	150.0	1334.716	1403.094	1.622	1.544 (-3-)
ORIOLE	150.0	1548.778	1893.993	1.437	1.174 ( 3 )
PELICAN	150.0	1080.523	1403.094	2.031	1.563 (-3-)
BRANT	250.0	1334.716	1403.093	4.506	4.290 ( 3 )
PARTRIDG	300.0	1022.699	1403.093	6.098	4.435 (-3-)
ORIOLE	250.0	1548.778	1893.993	3.991	3.261 ( 3 )
PARTRIDG	200.0	1022.700	1403.093	2.710	1.971 ( 3 )
OSTRICH	300.0	1148.700	1403.093	6.065	4.978 ( 3 )
PARTRIDG	100.0	1022.700	1403.094	0.678	0.493 ( 3 )
OSTRICH	200.0	1148.700	1403.093	2.704	2.212 ( 3 )
BRANT	400.0	1334.716	1403.093	11.536	10.983 ( 3 )
BRANT	350.0	1334.716	1403.093	8.832	8.409 ( 3 )
ORIOLE	400.0	1548.778	1893.993	10.216	8.347 ( 3 )

0  
 1 ESCUELA POLITECNICA NACIONAL  
 2 TESIS DE GRADO  
 3 INGENIERIA ELECTRICA  
 4 PATRICIO GOMEZ M. 1983  
 5 CALCULO DE COSTOS DE L DE T  
 6 LINEAS: AMBATO-BANOS  
 7  
 8  
 9  
 10  
 11  
 12  
 13  
 14  
 15  
 16  
 17  
 18  
 19  
 20  
 21  
 22  
 23  
 24  
 25  
 26  
 27  
 28  
 29  
 30  
 31  
 32  
 33  
 34  
 35  
 36  
 37  
 38  
 39  
 40  
 41  
 42  
 43  
 44  
 45  
 46  
 47  
 48  
 49  
 50  
 51  
 52  
 53  
 54  
 55  
 56  
 57  
 58  
 59  
 60  
 61  
 62  
 63  
 64  
 65  
 66  
 67  
 68  
 69  
 70  
 71  
 72  
 73  
 74  
 75  
 76  
 77  
 78  
 79  
 80  
 81  
 82  
 83  
 84  
 85  
 86  
 87  
 88  
 89  
 90  
 91  
 92  
 93  
 94  
 95  
 96  
 97  
 98  
 99  
 100

LAS CARACTERISTICAS DE LOS CABLES DE GUARDIA A ESTUDIARSE SON:

NUMERO	DIAMETRO (MM)	PESO (KG/MT)	TENSION (KV)	AREA (MM <sup>2</sup> )	COEFICIENTE DE MODULO DE EXP LINEAR (GC)	ELASTICIDAD (KG/MM <sup>2</sup> )	COSTO (US\$)
1.0	4.762	0.11	1813.6	13.632	0.0000110	16545.00	225.0
2.0	6.350	0.18	3022.7	22.703	0.0000110	16545.00	373.0
3.0	7.938	0.31	5090.9	38.361	0.0000110	16545.00	632.0
4.0	9.525	0.41	7000.0	51.078	0.0000110	16545.00	842.0
5.0	11.113	0.60	9454.5	74.581	0.0000110	16545.00	1238.0
6.0	12.700	0.77	12227.3	96.581	0.0000110	16545.00	1594.0

PARAMETROS GENERALES DE LA LINEA LOS CUALES SON INDEPENDIENTES DEL VANO

NOMBRE DEL CONDUCTOR	PARTIDG	OSTRICH	DRIOLE	BRANT	PELICAN
DISTANCIA ENTRE FASES (MT)	2.6949	2.6927	2.6357	2.7590	3.0097
DISTANCIA MEDIA GEOMETRICA (MT)	3.3737	3.3552	3.3458	3.3458	3.3572
REACTANCIA CAPACITIVA (OHMM*KM)	0.3022	0.2946	0.2993	0.2887	0.2883
REACTANCIA INDUCTIVA (OHMM/KM)	0.4774	0.4654	0.4570	0.4560	0.4553
GRADIENTE DE POTENCIAL (KV/CM)	0.8626	0.8257	0.7727	0.7492	0.6895
PERDIDAS DE POTENCIA ACTIVA (KW)	0.3938	0.3503	0.3130	0.2643	0.2193
PERDIDAS DE POTENCIA REACTIVA (KVAR)	0.8807	0.8585	0.8413	0.8405	0.8401
PERDIDAS DE ENERGIA (KWH)	3450.0680	3068.5160	2741.7020	2315.0720	1920.6400
CALOR PERDIDO (WATTS/CM)	1.0795	1.1067	1.1503	1.1718	1.2337
CALOR GANADO (WATTS/CM)	0.0911	0.0940	0.0998	0.1016	0.1102
REGULACION DE VOLTAJE (%)	1.5651	1.4619	1.3769	1.2832	1.1969

NOTA: LOS SIGUIENTES RESULTADOS ESTAN ORDENADOS EN FUNCION DEL COSTO TOTAL SIN PERDIDAS

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL  
 TESIS DE GRADO  
 INGENIERIA ELECTRICA  
 PATRICIO GOMEZ M. 1983  
 CALCULO DE COSTOS DE L DE T  
 LINEA: AMBATO-BANOS

DESGLOSE DE LOS COSTOS DE MATERIALES

NOMBRE	VANO (MT)	COSTO DE ESTRUCTURAS (US\$/KK)	COSTO DE ACCESORIOS DE PUESTA A TIERRA (US\$/KM)	COSTO DE AISLADORES (US\$/KM)	COSTO DE CONDUCTOR Y CABLE DE GUARDIA (US\$/KM)	COSTO DE ACCESORIOS DE CONEXION Y SUJECCION (US\$/KM)	COSTO TOTAL DE MATERIALES (US\$/KM)
PARTRIDG	150.0	4593.8	210.0	1695.8	7343.9	1686.8	16459.5
PARTRIDG	250.0	6662.5	150.0	1211.3	7343.9	1204.9	17274.5
OSTRICH	150.0	4593.8	210.0	1695.8	8162.7	1686.8	17278.4
OSTRICH	250.0	6662.5	150.0	1211.3	8162.7	1204.9	18093.4
PARTRIDG	350.0	5482.5	90.0	726.8	7343.9	722.9	14866.3
PARTRIDG	400.0	5482.5	90.0	726.8	7343.9	722.9	14866.3
ORIOLE	200.0	4440.0	180.0	1453.5	10461.7	1445.9	18803.1
OSTRICH	400.0	5482.5	90.0	726.8	8162.7	722.9	15685.2
OSTRICH	350.0	5482.5	90.0	726.8	8162.7	722.9	15685.2
BRANT	150.0	4593.8	210.0	1695.8	10251.6	1686.8	19367.2
ORIOLE	150.0	4593.8	210.0	1695.8	10461.7	1686.8	19577.3
PELICAN	150.0	5180.0	210.0	1695.8	10090.9	1686.8	19805.5
BRANT	250.0	6662.5	150.0	1211.3	10251.6	1204.9	20182.2
PARTRIDG	300.0	6150.0	120.0	969.0	7343.9	963.9	16141.6
ORIOLE	250.0	6662.5	150.0	1211.3	10461.7	1204.9	20392.4
PARTRIDG	200.0	9435.0	180.0	1453.5	7343.9	1445.9	20693.0
OSTRICH	300.0	6450.0	120.0	969.0	8162.7	963.9	17273.2
PARTRIDG	100.0	6256.3	330.0	2664.8	7343.9	2650.7	20642.2
OSTRICH	200.0	9435.0	180.0	1453.5	8162.7	1445.9	21511.9
BRANT	400.0	5482.5	90.0	726.8	10251.6	722.9	17774.0
BRANT	350.0	5482.5	90.0	726.8	10251.6	722.9	17774.0

RESUMEN CONDENSADO DE COSTOS

NOMBRE	VALO (MT)	COSTO DE MATERIALES (US\$/KMH)	COSTO DE CONSTRUCCION (US\$/KMH)	COSTO TOTAL CON PERDIDAS (US\$/KMH)	COSTO TOTAL SIN PERDIDAS (US\$/KMH)
PARTRIDG 150.0	16459.3	5462.7	22125.9	21922.2	22399.4
PARTRIDG 250.0	17274.5	5124.9	22603.1	22741.0	23184.3
OSTRICH 150.0	17278.4	5462.7	22922.4	23691.2	23691.2
OSTRICH 250.0	18093.4	5124.9	23399.6	24128.9	24128.9
PARTRIDG 350.0	14866.3	4859.2	23894.9	23894.9	23894.9
PARTRIDG 400.0	14866.3	4859.2	23894.9	23894.9	23894.9
ORIOLE 200.0	18803.1	5325.8	24291.1	24291.1	24612.4
OSTRICH 400.0	15685.2	4859.2	24793.8	24793.8	24793.8
OSTRICH 350.0	15685.2	4859.2	24793.8	24793.8	24793.8
BRANT 150.0	19367.2	5462.7	24967.1	24967.1	24829.9
ORIOLE 150.0	19577.3	5462.7	25202.2	25202.2	25040.0
PELICAN 150.0	19805.5	54921.3	25412.1	25412.1	25297.9
BRANT 250.0	20182.2	5124.9	25444.4	25444.4	25307.1
PARTRIDG 300.0	16141.6	4994.5	25481.7	25481.7	25278.0
ORIOLE 250.0	20392.4	5124.9	25679.5	25679.5	25517.3
PARTRIDG 200.0	20693.0	5346.2	26242.9	26242.9	26039.2
OSTRICH 300.0	17273.2	5006.0	26745.4	26745.4	26564.1
PARTRIDG 100.0	20642.2	6037.1	26883.0	26883.0	26679.3
OSTRICH 200.0	21511.9	5346.2	27039.4	27039.4	26858.1
BRANT 400.0	17774.0	4859.2	27099.7	27099.7	26962.4
BRANT 350.0	17774.0	4859.2	27099.7	27099.7	26962.4
ORIOLE 400.0	17984.1	4859.2	27361.0	27361.0	27198.8
ORIOLE 350.0	17984.1	4859.2	27361.0	27361.0	27198.8
OSTRICH 100.0	21461.0	6037.1	27679.5	27679.5	27498.2
BRANT 300.0	19362.0	5006.0	29051.3	29051.3	28914.0
BRANT 200.0	23600.7	5346.2	29084.2	29084.2	28946.9
ORIOLE 300.0	19572.1	5006.0	29312.6	29312.6	29150.4
ORIOLE 100.0	23266.0	6000.4	29428.6	29428.6	29266.4
BRANT 100.0	23549.5	6037.1	29724.3	29724.3	29587.0
PELICAN 100.0	24364.4	6112.0	30590.6	30590.6	30476.4
PARTRIDG 50.0	31730.4	7522.2	39456.4	39456.4	39252.7
OSTRICH 50.0	32549.3	7522.2	40252.9	40252.9	40071.6
PELICAN 50.0	34477.5	7522.2	41113.9	41113.9	41999.7
ORIOLE 50.0	34848.3	7522.2	42532.7	42532.7	42370.5
BRANT 50.0	34638.2	7522.2	42297.7	42297.7	42160.4

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL  
TÉSIS DE GRADO  
INGENIERIA ELÉCTRICA  
PATRICIO GOMEZ M. 1983  
CÁLCULO DE COSTOS DE LÍNEA DE T  
LINEA: ARBATO-BANDOS

DETALLE DE LOS COSTOS DE MATERIALES

NOMBRE	VANO	COSTO DE ESTRUCTURAS (M\$)	COSTO DE ACCESORIOS DE PUESTA A TIERRA (M\$)	COSTO DE AISLADORES (M\$)	COSTO DE CONDUCTOR Y CABLE (M\$)	COSTO DE CONEXIONES Y SUJECCION (M\$)	COSTO TOTAL DE MATERIALES (M\$)
PARTIDOG	250.0	5755.2	150.0	1211.3	7343.9	1204.9	20395.6
OSTRICH	250.0	5933.5	150.0	1211.3	8162.7	1204.9	21645.2

RESUMEN CONDENSADO DE COSTOS

NOMBRE	VANO	COSTO DE MATERIALES (M\$)	COSTO DE CONSTRUCCION (M\$)	COSTO TOTAL CON PERDIDAS (M\$)	COSTO TOTAL SIN PERDIDAS (M\$)
PARTIDOG	250.0	20395.6	7872.0	28471.3	28267.6
OSTRICH	250.0	21645.2	8193.8	30020.4	29839.0

LAS TABLAS NO PRESENTADAS SON

-CARACTERISTICAS DE LOS CONDUCTORES Y CABLES DE GUARDIA

-PARAMETROS GENERALES DE LA LINEA DE TRANSMISION

-DIMENSIONES DE LA ESTRUCTURA

- CARACTERISTICAS DE MONTAJE DE LA LINEA

ESTAMENTE EXECUTEDO: 84242

DATOS PARA LA COMPARACION DE COSTOS DE LINEAS

ANEXO N° 5.2

(RESUMEN)

L I N E A	(U) VOLTAJE (Kv)	(L) LONGIT. km	(N) Número Torres (-)	(J) Número Terrazas (-)	(Z) ZONA Conduc. (mm <sup>2</sup> )	(S) Hilo de Guardia	(G) CERAS CIVILES (3)	COSTOS		US \$ (JUNIO/1981)	COSTO TOT. US \$/1 Km (5)
								SUMINIST. TORRES (4)	MONTAJE TORRES (4)		
Quito - Ibarra	138	80	181	2(*)	242	2 (1)	720	1107.99	263.2	1546.5	461.9
Pascuales - Salitral	138	17	57	2	242	2	686.8	345.2	44.0	393.6	118.9
Quevedo - Portoviejo	138	107	266	2 (*)	1	202	1	2960.6	948.4	498.5	1128.2
Vértice 5 - Cuenca	138	59	134	2	2	202	2	2178.3	820.1	475.3	840.3
Pauta - Vértice 5	138	11	27	2	2	202	2	1083.1	152.9	187.1	156.7
Pucara - Quito	138	107	256	1	2	242	1	1475.5	877.4	480.9	1310.6
Pascuales - Conchacay	230	95	193	2	1	564	1	7210.8	1600.7	1085.9	2384.4
Pauta - Conchacay	230	94	205	2	2	564	2	8416.3	1864.9	1683.3	2746.9
Santo Dom. - Pascuales	230	249	620	2	1	564	1	8208.7	5390.0	1147.3	9256.5
Quito - Sto. Domingo	230	78	200	2	2	564	2	2348.2	2552.5	750.6	3016.0
Ambato - Latacunga	69	34	119	1	2	152	1	385.9	243.5	168.0	340.4
Pucara - Ambato		138	30	71	1	242	1	315.0	239.0	137.5	276.1

Observación: El costo de suministro de materiales es precio FOB

NOTAS:

(\*) Montaje inicial de 1 circuito  
(1) Montaje inicial de 1 hilo de guardia  
(2) Costo del primer circuito

(3) Incluye: Caminos de acceso, desbroce, excavaciones, fundaciones.

(4) Incluye: Torres y materiales de puesta a tierra

(5) Incluye: Conductores, contrapesos, accesorios del conductor y aisladores

INDICE DE APENDICES

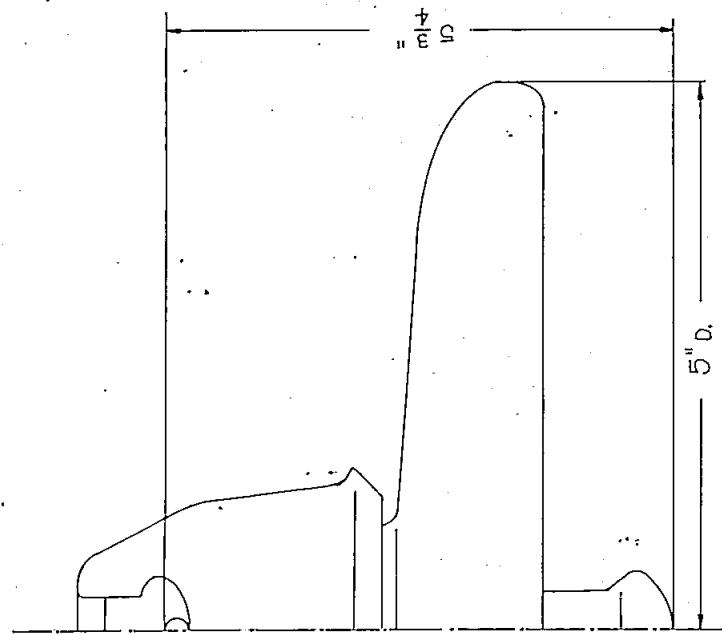
1. Características de los aisladores.
2. Accesorios de conexión del conductor y sujeción del cable de guardia.
3. Materiales de puesta a tierra.

CARACTERÍSTICAS DE LOS AISLADORES:

## Datos técnicos:

1. Dimensiones:
  - a. Tipo bola y rótula tipo ANSI B CLASE 52.3
  - b. Distancia de fuga 11.5 pul.
2. Valores mecánicos:
  - a. Esfuerzo mecánico permisible: 15000 lbs.
  - b. Esfuerzo mecánico de impacto: 55 lbs-pulg.
  - c. Tensión de prueba: 7500 lbs.
  - d. Carga normal: 10,000 lbs.
3. Valores eléctricos:
  - a. Voltaje de descripción en frecuencia industrial:
 

seco:	80 KV.
húmedo:	50 KV.
  - b. Voltaje de impulso: (1) 125 KV.  
(-) 130 KV.



APÉNDICE No. 2

ACCESORIOS DE CONEXION DEL CODUCTOR Y SUJECCION DEL CABLE DE GUARDIA

T. T. E M	CANTIDAD	D E N O M I N A C I O N	COSTO UNITARIO	C A T A L O G O
Ø Ø 1	3	Varilla de amar para conductor	45	Perfomed Código No. AR - 0127
Ø Ø 2	3	Amortiguadores de vibración	150	Alcan Código No. A 6086
Ø Ø 3	1	Accesorio para sujeción de cable de Guardia	30	
Ø Ø 4	1	Varilla de amar para el cable de guardia	10	Perfomed Código. No. GLS 1107 J
Ø Ø 5	3	Accesorios para cadena de suspensión normal	18	NGK Código No. 4H-2116 BU

PRECIO FOB EN \$ U.S./81.

## APENDICE No. 3

MATERIALES PUESTA A TIERRA

TÍP E M	CANTIDAD	D E N O M I N A C I O N	COSIJO UNITARIO	C A T A L O G O
Ø 1	1/CABLE G	Conector para conexión de cable a perfil plano	9	NGK Código No. CN 6160
Ø 2	3	Varillas de copperweld 1.5 m de longitud	30	Toshin Código No. GRC 5/8-6
Ø 3	3	Uniones por fusión (o soldadas)	6..5	
Ø 4	5 m	Cable de cobre No. 2 AWG	2.5	

PRECIO FOB EN \$ U.S./81

## BIBLIOGRAFIA

- REF: 1 SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION: Normas de proyecto para líneas de transmisión INECEL
- REF: 2 IEEE. A NEW THERMAL RATING APPROACH. Vol - Pas - 96  
Nº 3 May - Jun 1977
- REF. 3 BARRIGA JULIO, MELO MARCO: Programa de computadoras para la estimación de costos y de parámetros eléctricos y mecánicos de líneas de transmisión de 69 KV a 230 KV, 1976
- REF. 4 STEVENSON WILLIAM D.: Sistemas eléctricos de potencia, Ed. Mc.Graw-Hill
- REF. 5 LASLUISA CALLE, FRED: Anteproyecto de la Línea de transmisión Esmeraldas - Sto. Domingo, 1976
- REF. 6 CHECA L.M.: Líneas de Transmisión diseño aéreas de transporte de energía eléctrica e instalaciones auxiliares de Telecomunicaciones
- REF. 7 UNESA: Empleo de postes de Hormigón.
- REF. 8 EME: Normas para construcción de Líneas de Transmisión MEXICO
- REF. 9 NARVAEZ JAMES: Programa digital para el diseño de fundaciones - INECEL
- REF. 10 PETERSON W.S. A Formula For Estimating Tower Weights and its Application to the economies of Transmission Lines Design.

- REF. 11 Recopilación de datos en el departamento de Ingeniería Eléctrica del INECEL
- REF. 12 Manual de Costos de Sistemas de Transmisión a nivel Preliminar - INECEL  
PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION - INECEL
- REF. 13 ACTUALIZACION DE COSTOS PARA LINEAS DE TRANSMISION DE 69 KV,licitación para la construcción de la Central Térmica de Esmeraldas S/E 69 - 138 y (ELECDOR)
- REF. 14 CÓDIGO DE TRABAJO, Registro Oficial 1981.