



T  
621.31920333  
A283  
c-2

**Escuela Superior**

**Politécnica del Litoral**

**Facultad de Ingeniería Eléctrica**

**“Selección del Conductor Económico  
en Líneas de Distribución Primarias”**

**TESIS DE GRADO**

**Previa a la Obtención del Título de:**

INGENIERO EN ELECTRICIDAD  
(ESPECIALIZACION POTENCIA)



**Presentada por:**

**Felix Ulises Aguilar Hidalgo**

GUAYAQUIL

ECUADOR

1987

## AGRADECIMIENTO

AL ING. ALBERTO HANZE BELLO  
Director de Tesis, por su -  
colaboración y ayuda para  
la realización de este tra-  
bajo.

DEDICATORIA

A MIS PADRES

A MIS HERMANOS

DECLARACION EXPRESA

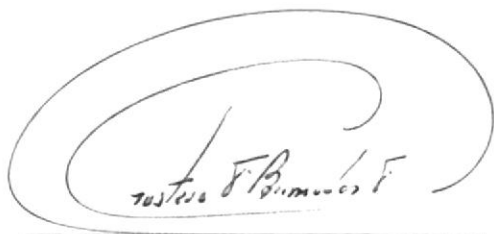
"La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuesto en esta Tesis, me corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL".

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

A handwritten signature in cursive script, appearing to read 'Felix Ulises Aguilar Hidalgo', written over a horizontal line. Below the signature is a dotted line.

FELIX ULISES AGUILAR HIDALGO

MIEMBROS DEL TRIBUNAL DE GRADO

A handwritten signature in black ink, enclosed within a large, hand-drawn oval. The signature appears to read "Gustavo Bermudez F.".

ING. GUSTAVO BERMUDEZ F.  
PDTE. TRIBUNAL DE GRADO

A handwritten signature in black ink, consisting of several sharp, overlapping strokes.

ING. ALBERTO HANZE B.  
DIRECTOR DE TESIS

A handwritten signature in black ink, enclosed within a large, hand-drawn oval. The signature appears to read "Jorge Chiriboga V.".

ING. JORGE CHIRIBOGA V.  
MIEMBRO PRINCIPAL

A handwritten signature in black ink, consisting of several overlapping strokes.

ING. JOSE LAYANA CH.  
MIEMBRO PRINCIPAL

## RESUMEN

El tema de la presente Tesis está dirigido a las Líneas de Distribución Primaria (13.8 KV.), ya que en toda planificación o diseño de la misma conviene determinar el conductor que resulte más económico.

La selección del conductor se la hace para un determinado período de años considerando una carga futura, una carga presente y la caída de voltaje que se produce según el tamaño y tipo de conductor que se esté analizando.

Es necesario también tomar en cuenta la parte económica de tal forma que se puedan determinar los Costos de Operación y los Costos de Pérdidas de Energía, ya que éstos afectan directamente en la elección del conductor a utilizar en el diseño y construcción de una línea de Distribución.

Este trabajo ha sido realizado para líneas de un solo circuito de una, dos y tres fases; considerando construcción o conversión de línea según los requerimientos de la zona, y para la elección de las estructuras de acuerdo al conductor que se analiza se han utilizado las Normas de INECEL.

Una vez analizado el sistema y ordenando los parámetros que intervienen en los cálculos, se procedió a elaborar un programa de computación en Fortran, el mismo que se detalla en el anexo 3 y permite determinar el conductor que representa la menor inversión, utilizando para el efecto un método comparativo de costos en las siguientes condiciones:

- .- Zona Rural
- .- Zona Urbana
- .- Líneas Nuevas
- .- Líneas Existentes
- .- Conductores ACSR
- .- Conductores de Aluminio

Como parte final del presente trabajo, se realizó un ejemplo de aplicación considerando un estudio desarrollado en 1973 por la Empresa Eléctrica de Milagro con el fin de seleccionar la Líneas más Económica cuyos resultados se muestran en el anexo 4.

## INDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN .....	II
INDICE GENERAL .....	IV
INDICE DE FIGURAS .....	VI
INDICE DE TABLAS .....	VII
INTRODUCCION .....	1
I. ANALISIS DEL SISTEMA .....	3
1.1 Descripción de la línea con datos de carga y crecimiento.	3
1.2 Determinación y cálculo de los parámetros que intervienen en el análisis .....	4
1.2.1 Período de Amortización .....	5
1.2.2 Tasa de Interés .....	6
1.2.3 Costo de la Energía .....	6
1.2.4 Costo de la Demanda .....	6
1.2.5 Demanda Máxima Actual .....	7
1.2.6 Demanda Máxima Futura .....	7
1.2.7 Factor de Potencia de la Línea .....	7
1.2.8 Factor de Carga de la Línea .....	8
1.2.9 Longitud de la Línea .....	8
1.2.10 Factor de Amortización .....	8
1.2.11 Factor de Ajuste de Demanda .....	9
1.2.12 Factor de Pérdida .....	9
1.2.13 Factor Maestro de Pérdida de Energía .....	10
1.2.14 Carga Equivalente para calcular caída de voltaje .	10
1.2.15 Impedancia de la Línea .....	11
1.2.16 Costo de Energía Perdida .....	12
1.2.17 Costo por Instalación de Línea .....	13
1.2.18 Costo Anual de Amortización .....	13
1.2.19 Costo Anual de Mantenimiento .....	15
1.2.20 Costo Anual de Operación .....	16
1.2.21 Caída de Voltaje .....	16



	Pág.
II. CARGA EQUIVALENTE .....	17
2.1 Factor de crecimiento .....	17
2.2 Factor de distribución .....	18
2.3 Demanda Máxima Anual .....	21
III. PROCEDIMIENTO Y DESARROLLO .....	30
3.1 Análisis de los conductores que normalmente se usan en líneas de distribución primaria (13.8 KV). .....	30
3.2 Criterios en el dimensionamiento de estructuras .....	34
3.2.1 Criterios generales para la utilización de estruc <u>turas</u> .....	35
3.2.2 Elementos que intervienen en las estructuras ...	37
3.2.3 Dimensionamiento de Estructuras .....	40
3.3 Limitaciones de vano .....	41
3.4 Análisis de los costos de materiales .....	42
3.5 Análisis de los costos de construcción .....	44
3.6 Curvas de Costo de Operación .....	46
3.7 Ordenamiento de los parámetros del Sistema .....	49
IV. ELABORACION DE UN PROGRAMA DE COMPUTACION .....	51
4.1 Diagrama de flujo .....	51
4.1.1. Variables .....	52
4.1.2. Diagrama de Flujo .....	54
4.2 Programa que determina el conductor más económico .....	60
4.3 Ejemplo de aplicación .....	62
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	67
ANEXOS .....	70
BIBLIOGRAFIA .....	115

## INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Descripción de la Línea .....	4
Carga concentrada .....	10
Carga uniformemente distribuida .....	10
Cargas concentradas y distribuidas .....	11
Factor de crecimiento .....	27
Factor de Distribución .....	28
Gráfica del crecimiento de carga .....	29
Formato de archivo de datos Data01 Ros .....	63
Formato de archivo de datos Data03 Ros .....	64
Formato de archivo de datos Data05 Ros .....	66

INDICE DE TABLAS



BIBLIOTECA

Costos por instalación de línea .....	14
Conductores de aluminio que se usan en distribución .....	31
Conductores ACSR que se usan en distribución .....	31
Características eléctricas de los conductores ACSR .....	33
Características eléctricas de los conductores de aluminio .....	34
Aisladores utilizados en distribución .....	38
Costos de materiales utilizados en un kilómetro de línea y vanos de 100 metros .....	42
Costos de materiales utilizados en un kilómetro de línea y vanos de 40 metros .....	43
Costos de los conductores ACSR .....	44
Costos de construcción de una línea de distribución a 13.8 KV., - considerando conductor ACSR .....	46
Costos de Operación para los conductores ACSR considerando rangos de carga .....	46
Gráfico de Curvas del Computador .....	



BIBLIOTECA

## INTRODUCCION

Todo diseño y construcción de Líneas y Redes para el transporte de la Energía Eléctrica a cualquier nivel de voltaje dependen en forma directa del factor económico, el mismo que en los tiempos actuales constituye un problema mundial de difícil solución, razón por la que debe ser tratado y analizado por las Empresas que se dedican a la comercialización de la Energía.

Ante esta situación se han desarrollado estudios con el fin de determinar la menor inversión posible tanto a nivel de Transmisión como a nivel de Subtransmisión y Distribución, pero considerando los diversos fenómenos que de alguna manera afectan a la calidad del servicio, como pérdidas en la línea, caída de voltaje, etc.

Si bien es cierto que existen variados criterios para seleccionar la línea más económica, en los cuales el elemento principal de estudio es el tipo y tamaño de conductor a utilizar, es necesario indicar que casi todos los procedimientos, por no decir todos, se basan en una serie de cálculos y un sinnúmero de fórmulas que los tornan tedioso y poco preciso si se lo realiza manualmente, por esta razón es recomendable la implementación de un programa de computación que se encargue, de realizar dicho trabajo, esto es; seleccionar el conductor que represente la menor inversión posible sin descuidar las pérdidas de energía y la caída de voltaje que originaría su utilización.

Es así como el presente trabajo ha escogido solo una parte de los sistemas existentes, el de Distribución, de tal forma que seleccione el conductor más económico para este nivel de voltaje y sirva como herramienta para determinar técnica y económicamente, mediante un método comparativo de costos, el conductor a utilizar en la construcción o conversión de una Línea de Distribución Primaria a 13.8 KV., tomando en cuenta el crecimiento de carga que en forma estimativa, se calcula tendrá en un período de 15 años, tiempo considerado como vida útil para las líneas de este tipo.

## I. ANALISIS DEL SISTEMA

### 1.1 DESCRIPCION DE LA LINEA CON DATOS DE CARGA Y CRECIMIENTO.

Para comenzar a analizar el sistema es necesario hacer una descripción completa de la línea en estudio, de tal forma que se faciliten los cálculos necesarios para la selección del conductor más económico.

En la descripción de la línea se deberá indicar claramente el nombre de la misma, el año en el que se realiza el estudio, la cantidad de kilómetros que comprende y los datos de carga y crecimiento que han sido establecidos previamente, considerando las condiciones y requerimientos de la zona por la que pasará la línea.

Los datos de carga consistirán en: Máxima Demanda Actual y Máxima Demanda Futura estimada para un número determinado de años, las mismas que deberán estar acompañadas de su respectivo factor de carga.

Estos datos de carga y crecimiento deberán ser indicados tanto para el principio como para el final de la línea o tramo de línea que se estudia.

Un ejemplo de la forma como se realiza la descripción de la línea se -

muestra en la figura 1.1, el mismo que ha sido tomado de un trabajo realizado por la Empresa Eléctrica de Milagro para seleccionar la Línea más económica.

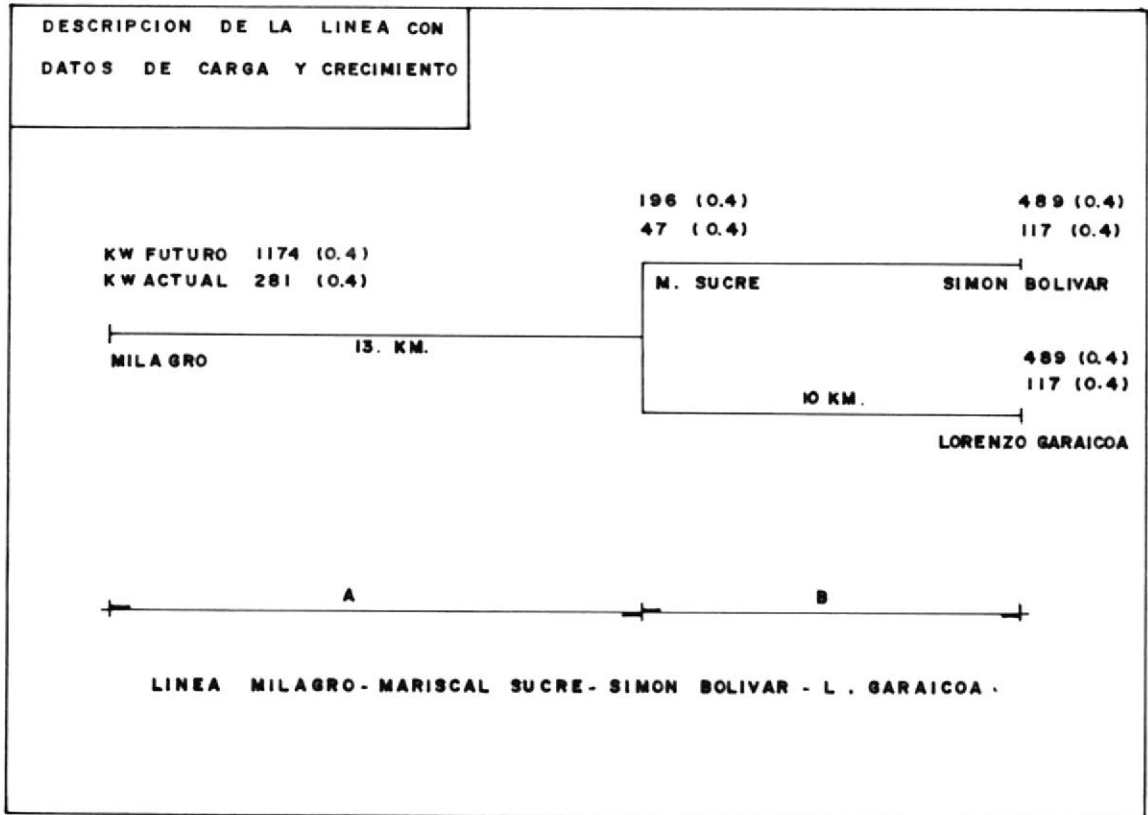


Fig. 1.1

#### DESCRIPCION DE LA LINEA

#### 1.2 DETERMINACION Y CALCULO DE LOS PARAMETROS QUE INTERVIENEN EN EL ANALISIS

Los parámetros que intervienen en el análisis del sistema son los siguientes:

- .- Período de Amortización.
- .- Tasa de Interés.

- .- Costo de la Energía.
- .- Costo de la Demanda.
- .- Demanda Máxima Actual.
- .- Demanda Máxima Futura.
- .- Factor de Potencia de la Línea.
- .- Factor de Carga de la Línea.
- .- Longitud de la Línea.
- .- Factor de Amortización.
- .- Factor de Ajuste de Demanda.
- .- Factor de Pérdida.
- .- Factor Maestro de Pérdida de Energía.
- .- Carga Equivalente para calcular Caída de Voltaje.
- .- Impedancia de la Línea.
- .- Costo de Energía Perdida.
- .- Costo por Instalación de la Línea.
- .- Costo Anual de Amortización.
- .- Costo Anual de Mantenimiento.
- .- Costo Anual de Operación.
- .- Caída de Voltaje.

La forma de establecer los parámetros que intervienen en el análisis se muestra a continuación.

#### 1.2.1 Período de Amortización.

Se considera al período en el que es necesario depreciar el capital o pagar el capital prestado con intereses.



### 1.2.2 Tasa de Interés.

Son los intereses que hay que pagar sobre el capital, más un porcentaje para cubrir los gastos de administración de ese capital.

### 1.2.3 Costo de la Energía.

Este es el costo de producción o precio de compra de la Energía, que es establecido por INECEL.

### 1.2.4 Costo de la Demanda.

Viene expresado en sucres por kilovatio por mes, y para su determinación se considera el precio que tiene el KWH durante intervalos de cien horas de uso de la demanda.

Así por ejemplo: Si la tarifa es 37.00 sucres por KW de demanda, y -

0.50 sucres por KWH las primeras 100 horas

0.40 sucres por KWH las siguientes 100 horas

0.30 sucres por KWH sobre las 300 horas (exceso)

Entonces se pueden determinar los costos de potencia en función del precio de la Energía para más de 300 horas.

$$(100 \text{ horas uso}) (0.50 - 0.30) = 20.00 \text{ sucres / KW}$$

$$(100 \text{ horas uso}) (0.40 - 0.30) = 10.00 \text{ sucres / KW}$$

$$\underline{\text{Cobro Básico}} = 37.00 \text{ sucres / KW}$$

$$\text{TOTAL} = 67.00 \text{ sucres / KW}$$

Por lo que: El precio de la demanda será: 67.00 sucres/KW.

El precio de la Energía será: 0.30 sucres/KW.

A estos valores se les restará un porcentaje del excedente que se supone que existe; en nuestro ejemplo este porcentaje es 6%.

De tal forma que:

El precio por Demanda es: 63.00 sucres / KW / MES

El precio por Energía es: 0.282 sucres / KWH

NOTA: Estos valores corresponden al año 1973 y han sido utilizados en el ejemplo que se expone en el capítulo 4.

#### 1.2.5 Demanda Máxima Actual.

Constituye la potencia requerida durante el año para alimentar una zona determinada.

Esta demanda deberá ser establecida tanto para el principio como para el final de la línea y puede estar dada en KW ó en MW.

#### 1.2.6 Demanda Máxima Futura.

Es la demanda máxima estimada a partir de la proyección de la demanda tomando en cuenta las perspectivas de desarrollo y los requerimientos de la zona.

Su determinación no corresponde al presente análisis pero será considerada a partir de los resultados que se han obtenido en los respectivos estudios.

Los datos de demanda máxima futura deberán ser establecidos tanto para el principio como para el final de la línea y puede estar dada en KW ó en MW.

#### 1.2.7 Factor de Potencia de la Línea.

Como su nombre lo indica corresponde a la línea o tramo de línea que es-

tá siendo analizada; y nos permite determinar la carga equivalente y la impedancia total de la línea.

#### 1.2.8 Factor de Carga de la Línea.

Es el promedio anual de todos los factores de carga mensuales de la línea en estudio, con el que se calculan las pérdidas de energía durante el año.

Se lo define de la siguiente manera:

$$\text{Factor de Carga Mensual} = \frac{\text{KWH} / \text{horas por mes}}{\text{KW max. del mes}}$$

El mismo que para el presente estudio será considerado como dato.

#### 1.2.9 Longitud de la línea.

Son los kilómetros que se fijan en el proyecto de construcción de la línea; y que permiten determinar la impedancia total de la misma para calcular la caída de voltaje dependiendo del conductor que se analice.

#### 1.2.10 Factor de Amortización.

Constituye un parámetro constante que al ser multiplicado por la cantidad de capital que se invierte, nos permite determinar el valor anual necesario para amortizar dicho capital.

La expresión matemática que se utiliza para determinarlo es la siguiente:

$$A = \frac{I ( 1 + I )^n}{( 1 + I )^n - 1}$$

donde A; Factor de Amortización.

I; Representa los intereses a pagar sobre el capital más los gastos de administración del mismo.

n; Es el período de tiempo para el cual se está amortizando el capital.

#### 1.2.11 Factor de Ajuste de Demanda.

Como su nombre lo indica es un factor de ajuste de la demanda que permite compensar variaciones en la demanda máxima durante el año, ya que el total del precio de la demanda no es igual a doce veces el precio de la demanda para el pico mensual.

Su expresión matemática es la siguiente:

$$N = \frac{\sum (D_i)^2}{12 (D_a)^2}$$

donde: N; Factor de Ajuste de Demanda.

$D_i$ ; Demanda Máxima Mensual.

$D_a$ ; Demanda Máxima Anual.

En nuestro caso se establecerá un promedio de los tres factores de ajuste de la demanda, correspondientes a los tres años anteriores al estudio.

#### 1.2.12 Factor de Pérdida.

Puede ser calculado a partir de la siguiente expresión:

$$H = 0.84 (Ld.Fa)^2 + 0.16 (Ld.Fa)$$

donde: H; Factor de Pérdida.

Ld.Fa; Factor de Carga promedio anual de la Línea.

### 1.2.13 Factor Maestro de Pérdida de Energía.

Este factor debe ser calculado para cada sector de Línea, si las condiciones de carga son diferentes.

La expresión que nos permite determinarlo es la siguiente:

$$J = 0.012 M N + 8.76 L H$$

donde: M; Costo de la Demanda.

N; Factor de Ajuste de Demanda.

L; Costo de la Energía.

H; Factor de Pérdida.



BIBLIOTECA

### 1.2.14 Carga Equivalente para calcular Caída de Voltaje.

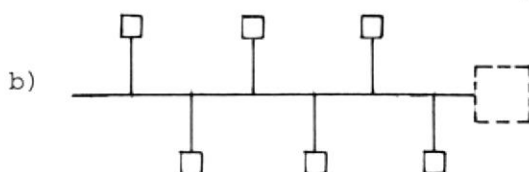
Constituyen los KVA que nos permiten determinar la caída de voltaje a producirse tanto en el año uno como en el año quince, y para determinarla se debe hacer suposiciones considerando cargas concentradas y uniformemente distribuidas.

Así:



Carga Concentrada

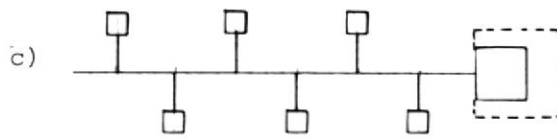
$$KVA_v = KVA_{\text{final}}$$



Carga Uniformemente distribuida

$$KVA_v = \frac{KVA_{\text{distribuida}}}{2}$$





$$KVA_V = KVA \text{ final} + \frac{KVA \text{ distribuida}}{2}$$

Cargas concentradas y distribuidas  
Combinación de a) + b)

Esta carga equivalente es hallada a partir de los datos de demanda máxima, tanto para el presente como para el futuro, razón por la que en la selección del conductor económico se tendrán dos valores de KVA.

$KVA_{V1}$  : Carga Equivalente para calcular Caída de Voltaje en el primer año.

$KVA_{V2}$  : Carga Equivalente para calcular Caída de Voltaje en el año quince.

#### 1.2.15 Impedancia de la Línea.

Es calculada en función de la longitud de la línea y del tamaño del conductor que se esté analizando.

Con la finalidad de facilitar la determinación de la Impedancia se utiliza la siguiente expresión:

$$Z = R \text{ Cos}\theta + X \text{ Sen}\theta$$

donde: R; representa la resistencia total del conductor, tomando en -cuenta la longitud de la línea.

X; representa la reactancia total del conductor, considerando la longitud de la línea.

$\text{Cos}\theta$ : Factor de Potencia de la línea.

$\text{Sen}\theta$ : Seno del ángulo del Factor de Potencia.

### 1.2.16 Costo de Energía Perdida.

Como su nombre lo indica, representan los costos o gastos por las pérdidas de energía que se tiene como resultado de utilizar un determinado conductor.

Se tiene que el Costo Anual de Energía Perdida se lo calcula con la siguiente expresión:

$$T = D + E$$

donde: D; Costo Anual por Demanda.

E; Costo Anual por Energía.

El costo anual por demanda y el costo anual por energía deben ser establecidos previamente, de tal forma que al final se pueda realizar la suma entre dichos costos.

Para determinar D y E se tiene que:

$$D = I^2 R ( 0.012 ) M N P$$

$$E = I^2 R ( 8.76 ) L H P$$

Por lo que:

$$T = I^2 R P ( 0.012 M N + 8.76 L H ) = I^2 R P J$$

Si se tiene que:

$$I^2 = \frac{(KVA)^2}{(KV)^2 P^2}$$

Entonces el Costo Anual de Energía Pérdida es:

$$T = \frac{(KVA)^2 J R}{(KV)^2 P}$$

donde: KVA; Carga equivalente considerando la demanda máxima anual, fac-

tor de crecimiento y factor de distribución.

P; Número de fases.

KV: Kilovoltios Fase-Neutro

#### 1.2.17 Costo por Instalación de Línea.

Estos costos varían de acuerdo al trabajo que se realiza, ya sea de construcción de una línea nueva o solamente conversión de la misma.

Para construcción de una línea nueva donde no hay línea existente, el costo por instalación es el costo total estimado en sures considerando los kilómetros de uso de materiales, labor de Ingeniería, mano de obra, etc.

Para conversión de línea se considera el costo de materiales que se adicionan, labor de remoción, labor de Ingeniería menos los valores salvados por algunos materiales removidos de la Línea.

Estos costos serán estimados considerando los registros de costos para la localidad, condiciones de construcción o conversión y algún otro factor que afecta a los costos de construcción.

Para determinar que una línea debe ser convertida o no, se deberá comparar el costo anual para los varios diseños posibles considerando construcción o conversión.

Una forma de determinar los costos que representan la Instalación de una línea primaria de Distribución (13.8KV.) se muestra en la tabla 1.1 la misma que ha sido tomada del trabajo realizado en 1973 por la Empre-



LINEAS PRIMARIAS DE DISTRIBUCION 13.8 / 7.97 KV									
COSTO APROXIMADO POR KILOMETRO VANO 100 METROS									
AÑO 1973									
TAMAÑO	2	1 / 0	2 / 0	3 / 0	4 / 0	266.8	336.4	477.0	556.5
CONDUCTOR	14 000	22 150	26 650	36 400	42 400	53 650	65 500	92 900	105 950
ESTRUCTURA	21 221	21 221	21 221	21 221	21 221	23 221	23 221	23 221	23 221
AISLADOR A15 KV	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400
MANO DE OBRA	10 000	10 500	11 000	11 500	12 000	12 500	13 000	13 500	14 000
TOTAL (Suces)	47 621	56 271	61 271	71 521	78 021	91 771	104 121	132 021	145 571

Tabla 1.1

sa Eléctrica de Milagro en la selección de la Línea más Económica.

El Programa de Computación se encargará de establecer estos valores, -  
partiendo de los datos de costos que han sido tomados para el efecto.

#### 1.2.18 Costo Anual de Amortización.

Se lo establece a partir del valor total de la línea instalada y el fac  
tor de amortización, como se indica en la siguiente expresión.

$$Ca = C A$$

donde: Ca; Costo Anual de Amortización

A; Factor de Amortización

C; Costo de Línea Instalada.

#### 1.2.19 Costo Anual de Mantenimiento.

Constituye el valor anual que se gasta en el mantenimiento de la línea.

Estos costos son estimados de acuerdo a los datos que se obtienen en la  
práctica, por lo que para efectos de cálculo se ha considerado en nues-  
tro caso (13.8 KV.) un valor de: 1800,00 sucres por kilómetro al año, -  
de acuerdo al trabajo de la Empresa Eléctrica de Milagro de 1973.

Para establecer el Costo total por mantenimiento se multiplicará el va-  
lor considerado por la cantidad de kilómetros que tiene la línea en es-  
tudio.

#### 1.2.20 Costo Anual de Operación.

Se lo determina sumando los siguientes costos:

1.- Costo Anual por Pérdidas de Energía.

2.- Costos fijos anuales; que están dados por la suma de: Amortización, Mantenimiento e Impuestos.

### 1.2.21 Caída de Voltaje.

A continuación se muestra el desarrollo de la expresión que nos permite determinar la caída de voltaje en la línea.

$$\text{Voltios Caída} = I (R \cos\theta + X \text{ Sen}\theta)$$

$$\text{Kilovoltios Caída} = I (R \cos\theta + X \text{ Sen}\theta) / 1000$$

$$\% \text{ Caída ( fase - fase )} = \frac{I (R \cos\theta + X \text{ Sen}\theta)}{10 \text{ KV}}$$

$$\% \text{ Caída ( fase - fase )} = \frac{\text{KVA}_V (R \cos\theta + X \text{ Sen}\theta)}{10 \text{ KV}^2 \phi - \phi}$$

$$\% \text{ Caída ( fase - fase )} = \frac{\text{KVA}_V (R \cos\theta + X \text{ Sen}\theta)}{30 (\text{KV})^2 \phi - N}$$

## II. CARGA EQUIVALENTE

### 2.1 FACTOR DE CRECIMIENTO.

Se lo define por la relación entre la carga que causaría pérdidas, iguales a las pérdidas promedio que se producen en el número de años que transcurren hasta alcanzar la carga de diseño (carga estimada), y la carga máxima presente.

Sí:

KWp: Demanda Máxima Presente

KWf: Demanda Máxima después de n años

KWt: Demanda Máxima en algún punto intermedio de la línea t años después.

G : Razón de crecimiento

n : Número de años para alcanzar KWf

a : KWf / KWp

Entonces:

$$KWt = KWp ( 1 + G )^t \quad (2.1)$$

$$KWf = KWp ( 1 + G )^n \quad (2.2)$$

Sí las pérdidas son proporcionales al cuadrado de la carga, entonces:

$$KW_t^2 = KW_p^2 (1 + G)^{2t} \quad (2.3)$$

Estableciendo un valor promedio:

$$(KW_t \text{ prom})^2 = \frac{\int_0^n (KW_t)^2 dt}{n} \quad (2.4)$$

$$(KW_t \text{ prom})^2 = \frac{\int_0^n (KW_p)^2 (1 + G)^{2t} dt}{n} \quad (2.5)$$

$$= \frac{(KW_p)^2}{n} \int_0^n (1 + G)^{2t} dt \quad (2.6)$$

$$= \frac{(KW_p)^2}{n} \left[ \frac{(1 + G)^{2t}}{\ln (1 + G)^2} \right]_0^n \quad (2.7)$$

$$= \frac{(KW_p)^2}{n} \left[ \frac{(1 + G)^{2n} - 1}{\ln (1 + G)^2} \right] \quad (2.8)$$

$$(KW_t \text{ prom})^2 = (KW_p)^2 \left[ \frac{(1 + G)^{2n} - 1}{\ln (1 + G)^2} \right] \quad (2.9)$$

$$\text{Si } \frac{KW_f}{KW_p} = (1 + G)^n \quad (2.10)$$

$$\text{Entonces: } a^2 = (1 + G)^{2n} \quad (2.11)$$

$$(KW_t \text{ prom})^2 = (KW_p)^2 \left[ \frac{a^2 - 1}{\ln a^2} \right] \quad (2.12)$$

$$\frac{(KW_t \text{ prom})^2}{(KW_p)^2} = \frac{a^2 - 1}{\ln a^2} = g^2 \quad (2.13)$$

Por lo tanto:

$$g = \left[ \frac{a^2 - 1}{\ln a^2} \right]^{1/2} \quad (2.14)$$

donde: g; Es el Factor de Crecimiento.

## 2.2 FACTOR DE DISTRIBUCION.

Ya que la carga del circuito en el principio y en el fin de una sección -

de línea son raramente las mismas, la selección del circuito económico - no puede ser basado sobre los KW o MW del fin de la fuente o del fin de la carga.

Un tamaño de conductor que es económico en el fin de la fuente puede no serlo en el fin de la carga.

El método que suele usarse para estos casos consiste en calcular un Factor de Distribución de Carga dentro de la sección de Línea.

Al Factor de Distribución se lo define como aquel factor que al multiplicarlo por la carga en el fin de la fuente da como resultado una carga - que si es conectada en el fin de la carga causaría pérdidas totales - iguales a las pérdidas causadas por la carga distribuida dentro de la - sección de línea en estudio.

Para hacer el cálculo de este factor, se asume que la línea de Distribución va a servir una carga de área rectangular desde el punto medio de - un lado, al punto medio de el lado opuesto.

También se asumió distribución uniforme de la carga dentro del área y un número infinito de taps en la línea.

Si se tiene que las pérdidas totales en la línea en un punto ( S ) a lo largo de la línea puede ser expresada de la siguiente forma:

$$W_{s1} = C h^2 \left( S^2 S_1 - S S_1^2 + \frac{S_1^2}{3} \right) \quad (2.15)$$

donde:

$W_{S_1}$ : Las pérdidas totales desde el fin de la fuente a un punto -  
(  $S_1$  ) a lo largo de la línea.

$S_1$  = La longitud de línea entre el fin de la fuente y un punto -  
(  $S_1$  ) a lo largo de la línea.

$S$  = La longitud total de la línea.

$C$  = Una constante, expresando las características de la línea.

$h$  = Una constante, expresando la proporción y densidad de carga  
del área.

Las pérdidas totales dentro de una sección de línea entre puntos (  $S_1$  )  
y (  $S_2$  ) puede ser expresada como sigue:

$$W_{S_2 - S_1} = Ch^2 \left[ S^2 (S_2 - S_1) - S(S_2^2 - S_1^2) + (S_2^3 - S_1^3)/3 \right] \quad (2.16)$$

Si (  $S_2$  ) igual (  $S$  ) y (  $S_1$  ) igual a cero, entonces:

$$W = \frac{C h^2 S^2}{3} \quad (2.17)$$

donde:  $W$  = Pérdidas totales en la Línea

La ecuación (2.16) puede ser reescrita como sigue:

$$W_{S_2 - S_1} = C h^2 (S_2 - S_1) \left[ S^2 - S(S_2 - S_1) + (S_2^2 + S_2 S_1 + S_1^2)/3 \right] \quad (2.18)$$

Entonces:  $S_2 - S_1$  = La longitud de la sección entre puntos (  $S_1$  ) y -  
(  $S_2$  ).

Circuito de carga para puntos (  $S_1$  ) y (  $S_2$  ) es expresada así:

$$KW_S = h ( S - S_1 ) \quad (2.19)$$

$$KW_1 = h ( S - S_2 ) \quad (2.20)$$

donde:

$KW_S$  = carga al otro lado del punto (  $S_1$  ) a lo largo de la línea,

carga al fin de la fuente.

$KW_1$  = Carga al otro lado del punto ( $S_2$ ) a lo largo de la línea,  
carga al fin de la carga.

Resolviendo para ( $S_1$ ) y ( $S_2$ ) de ecuación (2.19) y (2.20) se tiene:

$$S_1 = S - K W_S / h \quad (2.21)$$

$$S_2 = S - K W_1 / h \quad (2.22)$$

Sustituyendo esos valores de ( $S_1$ ) y ( $S_2$ ) en ecuación (2.18) resulta en la siguiente ecuación:

$$W_{S_2} - S_1 = C (S_2 - S_1) (K W_S^2 + K W_S K W_1 + K W_1^2) / 3 \quad (2.23)$$

$$b = \frac{K W_1}{K W_S} \quad (2.24)$$

$$\text{Entonces } W_{S_2} - S_1 = C (S_2 - S_1) K W^2 (b^2 + b + 1) / 3 \quad (2.25)$$

Por lo tanto:

$$d = \left[ \frac{(b^2 + b + 1)}{3} \right]^{1/2} \quad (2.26)$$

Siendo  $d$ ; el Factor de Distribución.

### 2.3 DEMANDA MAXIMA ANUAL.

Esta demanda máxima anual constituye la carga equivalente propiamente dicho, que nos permitirá realizar la selección del conductor más económico.

Los cálculos del costo anual se simplificarán si nosotros asumimos que la carga es constante, esto es que no se incrementa el pico de demanda de año a año, y que la carga entera es alimentada a través de una sección de línea bajo estudio. Ninguna asunción es correcta, ya que noso -



tros sabemos por experiencia que el consumo de la potencia eléctrica tiene incremento año tras año y que tenemos todas las razones para asumir - que esto continuará así.

El factor de crecimiento y el factor de distribución son usados como factores de compensación para cambios debidos al crecimiento de carga y para variaciones en la carga con la distancia. Esta corrección es hecha - multiplicando la presente carga al fin de la fuente de una sección de línea por los factores.

La carga equivalente es definida por la siguiente ecuación:

$$KW_e = ( KW_{ps} ) (g) (d)$$

donde  $KW_e$  = La carga equivalente para una sección de línea.

$KW_{ps}$  = La presente demanda máxima anual en KW para el fin de la fuente de una sección de línea.

$g$  = El factor de crecimiento.

$d$  = El factor de distribución.

La carga equivalente,  $KW_e$ , es la carga que, si es aplicada en el fin de una sección de línea año tras año, causaría en el circuito pérdidas iguales a las pérdidas causadas por las cargas actuales distribuidas sobre la sección de línea.

La razón de crecimiento de carga puede usualmente ser expresada como un porcentaje anual de incremento. La curva de crecimiento será entonces una curva exponencial.

Sobre esta asunción un nomograma en la fig. 2.1 ha sido preparado para -

mostrar la relación existente entre el factor de crecimiento  $g$ , y la razón entre carga futura y carga presente. Como un ejemplo asumamos que la carga futura será tres veces la carga presente.

Moviéndonos sobre el lado de la razón hasta tener tres, leemos su imagen que en este caso tiene un valor de 1.91 para el factor de crecimiento.

Alguna potencia será distribuida para consumidores a lo largo de la sección de línea que está siendo estudiada, por lo tanto la corriente en el fin de la fuente es mayor que en el fin de la carga de la sección.

Si asumimos que la carga distribuida es expresada uniformemente a lo largo de la sección de línea el factor de distribución  $d$ , puede ser encontrado en términos de la relación entre carga en el fin de la carga y carga en el fin de la fuente.

Un nomograma en la fig. 2.2 muestra estas relaciones.

Por ejemplo, si la carga en el fin de la carga es 100KW y la carga en el fin de la fuente es 200 KW, la razón es  $100/200 = 0.5$ .

Leyendo directamente a través de la figura 2.2 sobre el lado de la razón del nomograma encontramos que el factor de distribución  $d$ , es 0.764.

Como un ejemplo de carga equivalente suponer que tenemos una línea con una presente carga en el fin de la fuente de 200 KW, y una presente carga en el fin de la carga de 100 KW.

Asumamos que la carga crecerá en una relación de tres veces la carga pre

sente.

Con la razón = 3, establecemos a partir de la fig. 2.1 que el factor de crecimiento es 1.91. De la razón = 0.5 entre carga en el fin de la carga y carga en el fin de la fuente, encontramos de la fig. 2.2 que el factor de distribución es 0.764.

Por lo tanto:

$$\begin{aligned} KW_{\text{equivalentes}} &= (200 \text{ KW}) (1.91) (0.764) \\ &= 292 \text{ KW.} \end{aligned}$$

Carga Equivalente con Modificaciones en el Circuito.

Las modificaciones en el circuito se pueden hacer si es necesario para combinar dos valores de ( $KW_e$ ).

Un alimentador que es reducido cuando una nueva fuente de suministro es adicionada es un ejemplo de modificación en el circuito necesaria para combinar dos valores de  $KW_e$ .

La carga del circuito al fin de la fuente como se muestra en la figura 2.3 es un ejemplo del decrecimiento de la carga del circuito resultante de la adición de una nueva fuente de suministro. La carga del circuito fue reducida de 600 KW a 300 KW.

La carga del circuito es mostrada para el siguiente incremento debido al crecimiento de carga desde 300 KW a 800 KW.

Dos valores de  $KW_e$  pueden ser combinados aplicando la siguiente expresión matemática:

$$KW_e = KW_{e1} \left[ \frac{a1 + a2( KW_{e2} / KW_{e1} )^2}{a1 + a2} \right]^{1/2}$$

El siguiente ejemplo es dado para ilustrar el cálculo de la carga equivalente con modificación.

Dado:  $KW_{ps} = 200$ : La presente demanda máxima anual en KW para el fin de la fuente de una sección de línea.

$KW_{p1} = 100$ : La presente demanda máxima anual en KW para el fin de la carga de una sección de línea.

$KW_{fs1} = 600$ : La futura demanda máxima anual en KW para el fin de la fuente de una sección de línea previa a una modificación del circuito.

$KW_{fs2} = 300$ : La máxima demanda anual futura en KW para el fin de la fuente de una sección de línea siguiendo una modificación del circuito.

$KW_{f12} = 0$ : La máxima demanda anual futura en KW para el fin de la carga de una sección de línea siguiendo una modificación del circuito.

$KW_{fs3} = 800$ : La máxima demanda anual futura en KW para el fin de la fuente de una sección de línea previa a una segunda modificación del circuito.

Cálculos:

$$a1 = (KW_{fs1}) / (KW_{ps}) = 600 / 200 = 3$$

$$a2 = (KW_{fs3}) / (KW_{fs2}) = 800 / 300 = 2.67$$

$$g1 = 1.91 \text{ ( de fig. 2.1 )}$$

$$g_2 = 1.76 \text{ ( de fig. 2.1 )}$$

$$b_1 = (KW_{p1})/(KW_{ps}) = 100/200 = 0.5$$

$$b_2 = (KW_{f12})/(KW_{fs2}) = 0/300 = 0.$$

$$d_1 = 0.764 \text{ ( de fig. 2.2 )}$$

$$d_2 = 0.577 \text{ ( de fig. 2.2 )}$$

$$KW_{e1} = (KW_{ps}) (g_1) (d_1) = (200) (1.91) (0.764) = 292$$

$$KW_{e2} = (KW_{fs2}) (g_2) (d_2) = (300) (1.76) (0.577) = 305$$

$$\begin{aligned} ((KW_{e2})/(KW_{e1}))^2 &= ((305)/(292))^2 \\ &= (1.044)^2 \\ &= 1.09 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} KW_e &= (KW_{e1}) \left[ \frac{a_1 + a_2 ((KW_{e2})/(KW_{e1}))^2}{a_1 + a_2} \right]^{1/2} \\ &= 292 \left[ \frac{3 + (2.67) (1.09)}{5.67} \right]^{1/2} \\ &= 292 \times 1.02 \\ &= 298 \end{aligned}$$

---

En nuestro estudio el factor de crecimiento y el factor de distribución serán calculados considerando las expresiones matemáticas citadas en las secciones 2.1 y 2.2 respectivamente, por lo que los nomogramas de las figuras 2.1 y 2.2 nos servirán para comprobar la veracidad de los resultados.



EJEMPLO

$KW_p = 200$

$KW_f = 600$

$a = \frac{KW_f}{KW_p}$

$a = \frac{600}{200}$

$a = 3$

DE

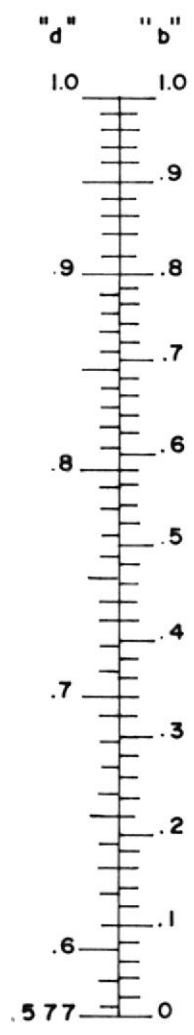
NOMOGRAMA

$g = 1.91$

FACTOR DE CRECIMIENTO VS RAZON DE CRECIMIENTO DE CARGA

Fig. 2.1

BIBLIOTECA



EJEMPLO:

$$KW_s = 200$$

$$KW_L = 100$$

$$b = \frac{KW_L}{KW_s}$$

$$b = \frac{100}{200}$$

$$b = .5$$

DE

NOMOGRAMA

$$d = .764$$



FACTOR DE DISTRIBUCION VS RAZON DE DISTRIBUCION DE CARGA

Fig. 2.2

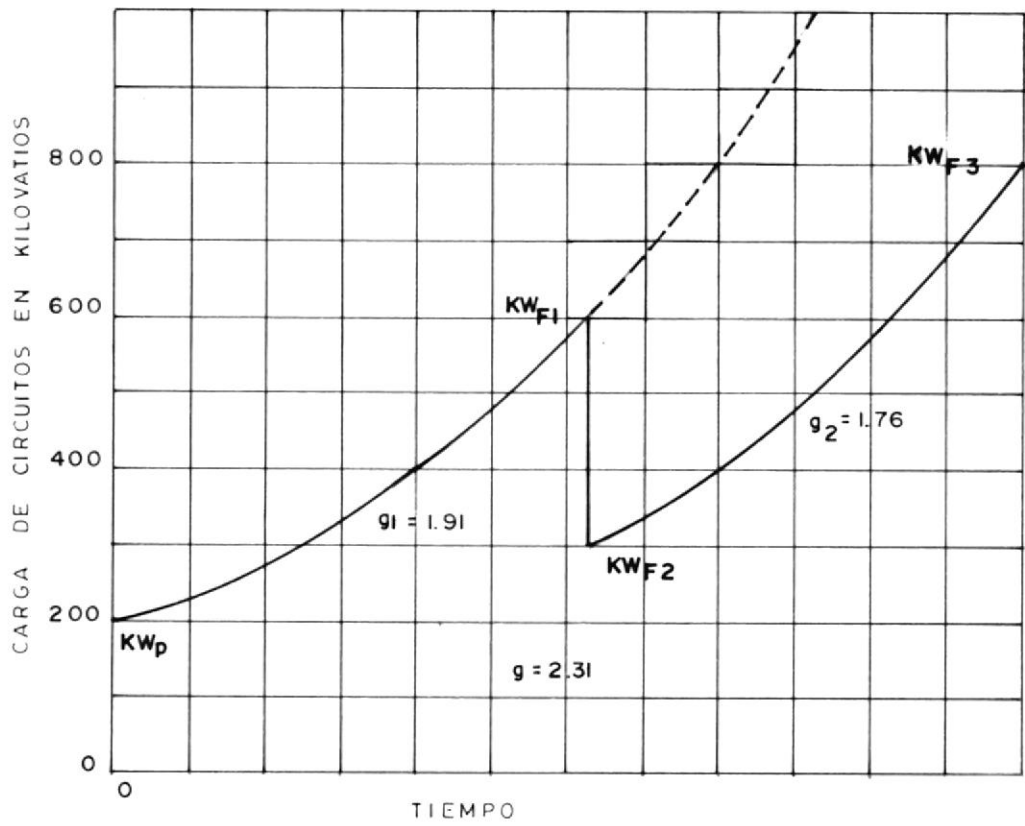


Fig. 2.3  
Crecimiento de Carga



### III. PROCEDIMIENTO Y DESARROLLO

#### 3.1 ANALISIS DE LOS CONDUCTORES QUE NORMALMENTE SE USAN EN LINEAS DE DISTRIBUCION PRIMARIA (13.8 KV).

La elección de un conductor es un paso muy importante en el diseño y construcción de una línea de distribución, y en esta parte analizaremos los tipos y tamaños de conductores que normalmente se usan para niveles de voltaje de 13.8KV.

El tipo y tamaño de los conductores es utilizado tomando en cuenta la capacidad de transmitir corriente por él, las características mecánicas como su resistencia a las tensiones producidas por el peso de la línea a lo largo de los diferentes vanos escogidos, y su conductibilidad eléctrica la cual varía con el material que ha sido fabricado el conductor.

El punto más importante para el presente estudio constituye el criterio económico, pero tomando en cuenta las características técnicas y el comportamiento del conductor bajo la influencia de los agentes atmosféricos y condiciones del terreno por el que tenga que pasar la línea de distribución.

Los conductores que citaremos para el análisis son los siguientes:

- .- Conductor de Aluminio
- .- Conductor ACSR

Los que se consideran verificando el nivel de voltaje para el que están diseñados, tal como lo muestran las tablas 3.1 y 3.2.

USO RECOMENDADO DE CONDUCTORES SEGUN EL NIVEL DE VOLTAJE

CONDUCTORES DE ALUMINIO

CALIBRE AWG/MCM	V O L T A J E				
	600V	6KV	13.2KV	23KV	34.5KV
4	*				
2	*		*		
1/0	*		*	*	*
3/0	*		*	*	*
266.8			*	*	*
336.4		*	*	*	*
556.0				*	

Tabla # 3.1

CONDUCTOR ACSR

CALIBRE AWG/MCM	V O L T A J E									
	B.T	6KV	13.2KV	23KV	34.5KV	69KV	85KV	115KV	230KV	400KV
2	*	*	*	*	*					
1/0	*	*	*	*	*					
2/0			*	*	*					
3/0			*	*	*	*				
4/0			*	*	*	*				
266			*	*	*	*		*		
336			*	*	*	*	*	*		
477						*		*		
556						*		*		
795.0						*	*	*	*	
900.0									*	*

Tabla # 3.2

## CONDUCTORES ACSR

Este tipo de conductor se lo usa tanto para Líneas de Distribución como para Líneas de Transmisión. Este conductor es construido sobre un núcleo de acero galvanizado de una o más capas de hilos, según su diámetro y de hilos externos de alambre de aluminio.

Las principales ventajas de estos conductores son:

- a.- Alta resistencia a las tensiones.
- b.- Bajo peso, comparado con el del Cobre.

<u>MATERIALES</u>	<u>PORCENTAJE</u>	
	<u>5005</u>	<u>6201</u>
Cobre	0.20	0.10
Hierro	0.70	0.50
Silicio	0.40	0.50 - 0.90
Manganeso	0.20	0.03
Magnesio	0.50 - 1.1	0.60 - 0.90
Zinc	0.25	0.10
Cromo	0.10	0.30
Boro		0.60
Aluminio	El Resto del Porcentaje	

Como resultado de estas aleaciones, la conductibilidad es similar a la del aluminio, pero sus características mecánicas y su resistencia a la tracción son mayores, comparándolas con la resistencia del Cobre. Por estas razones es posible incrementar la longitud de los vanos en un 25 % comparado con uno equivalente de cobre que utiliza la misma flecha.

## TABLA DE CARACTERISTICAS ELECTRICAS

## CONDUCTOR ACSR

TAMAÑO	R	X
	Ohmios/km. 50°C	Ohmios/Km. 50°C
2	1.050	0.413
1/0	0.696	0.408
2/0	0.556	0.398
3/0	0.449	0.386
4/0	0.368	0.361
266.8 MCM	0.239	0.289
336.4 MCM	0.190	0.280
477.0 MCM	0.134	0.267
556.5 MCM	0.116	0.261

Nota: 50°C corresponde a una carga del 75% de la capacidad máxima del conductor.

Tabla # 3.3

## CONDUCTORES DE ALUMINIO

Este tipo de conductor es mucho más liviano que el de Cobre, su influencia está en el bajo costo que representa cuando se realizan los gastos de instalación.

Son muy utilizables en vanos largos, tienen una pureza aproximada del 99.5% de aluminio, y su duración de vida es larga que podría decirse sin límites, pero en cambio tiene una mayor resistividad la cual es de un valor de  $2.83 \times 10^{-6}$  ohms/cm. 20°C comparándola con los conductores de Cobre para un mismo peso e igual longitud siendo la resistencia eléctrica del aluminio de un valor mayor más del doble que la del cobre.

Considerando que esto es debido a su reducida conductibilidad y densidad, esto obliga a que se debe adquirir conductores de sección más grandes.

Este tipo de conductores generalmente es utilizado en Líneas de Distribución.

Los conductores de Aluminio tienen la particularidad de que su superficie se cubre de una fina capa de óxido la cual es adherente e impermeable, - que funciona como un medio de protección adicional.

Estos conductores son formados de varios hilos y al estar suspendidos entre dos torres sometidos a tensiones mecánicas, estos hilos se apretan - más unos contra otros, de modo que cualquier influencia atmosférica ataca a la parte superficial de conductor el cual está de antemano protegido - por el óxido formado en su superficie.

TABLA DE CARACTERISTICAS ELECTRICAS  
CONDUCTOR DE ALUMINIO

TAMAÑO	R Ohmios/Km. 50°C	X Ohmios/Km. 50°C
2 AWG	0.962	0.477
1/0AWG	0.605	0.460
2/0AWG	0.480	0.451
3/0AWG	0.380	0.442
266.8MCM	0.240	0.421
336.4MCM	0.190	0.412

Nota: 50°C corresponde a una carga del 75% de la ca  
pacidad máxima del conductor.

Tabla # 3.4

### 3.2 CRITERIOS EN EL DIMENSIONAMIENTO DE ESTRUCTURAS.

Para determinar el ó los tipos de estructuras que se deben utilizar en la

construcción e instalación de una Línea de Distribución se debe establecer lo siguiente:

### 3.2.1 Criterios generales para la utilización de estructuras:

En esta parte se mencionarán algunos criterios generales que convienen ser tomados en cuenta para la utilización de las estructuras con su respectivo dimensionamiento.

a) En general se puede decir que la estructura es adecuada cuando ésta ofrece la resistencia mecánica apropiada, la separación entre conductores requerida y la distancia libre al suelo del conductor inferior exigida para el vano y conductor dados, y cuando los aisladores escogidos provean el aislamiento a tierra recomendable.

b) Carga Transversal del viento:

Según la resistencia mecánica de la estructura se tendrá un vano máximo de viento admisible para cada tamaño de conductor, para la referida estructura.

c) Esfuerzos Angulares:

En puntos de deflexión de la línea, las estructuras están sujetas a una carga transversal adicional debida al ángulo de deflexión. En esta situación se debe utilizar tensores que absorban el esfuerzo angular resultante en función de la magnitud y del ángulo del conductor.

d) Separación entre conductores:

La estructura escogida debe ofrecer la separación necesaria para el

vano en cuestión, en función de su flecha máxima y del voltaje de servicio, lo que origina una limitación del vano.

e) Distancia del conductor inferior al suelo:

La distancia mínima del conductor inferior al suelo es una exigencia de seguridad que hay que respetar, y para terreno llano ésta es otra limitación del vano.

En terreno ondulado o quebrado, o en el cruce de cauces profundos la limitación de distancia al suelo puede desaparecer y el máximo vano agrandarse por esta razón. Aumentando la altura del poste se puede lograr un mayor vano con la misma estructura en terreno plano.

f) Mayor seguridad mecánica:

Mientras en los casos de vanos cortos y medianos con conductores ligeros se utilizan estructuras de un solo poste, en el caso de vanos largos y conductores pesados será recomendable y necesario utilizar estructuras en "H", sobre todo en el cruce de vías importantes o de ríos, o en anclajes intermedios.

Utilizando estructuras en "H" con cadena de aisladores, se consiguen instalaciones más estables y robustas, pudiéndose mejorar al mismo tiempo el grado de aislamiento eléctrico de la línea.

g) La resistencia del perno espiga:

En estructuras con aisladores tipo espiga (PIN) y particularmente en el caso de ángulos, la resistencia del perno espiga debe ser tomada en cuenta para la determinación del ángulo máximo que puede soportar

la estructura.

h) Los pies - amigo:

El empleo de pies - amigo en crucetas sirve para reforzar a éstas y para mantenerlas en posición horizontal en el caso de estructuras de un solo poste. Cuando las cargas verticales sobre la crucetas excedan su resistencia de trabajo se deberá utilizar pies - amigo aún en el caso de estructuras en "H".

i) Vanos a desnivel o desiguales:

En el caso de vano adyacente a desnivel o de vanos adyacentes a nivel pero desiguales se crean tensiones resultantes longitudinales, - si las diferencias de nivel o de vanos fueran considerables se recomienda escoger estructuras de suspensión o retención en lugar de las de aislador de espiga.

### 3.2.2 Elementos que intervienen en las estructuras:

a) Aisladores:

Las estructuras tipo para Líneas de Distribución pueden utilizarse - en cualquier voltaje entre 13.8 Kv. y 34.5 Kv. debiendo solamente ponerse atención al tamaño del aislador tipo espiga o al número y tamaño de los aisladores para las cadenas de aisladores a utilizarse según el voltaje nominal de la línea.

De modo general se puede utilizar el siguiente aislamiento, con referencia a las designaciones ANSI.



Voltaje Nominal	Aislador Espiga (PIN)	Aisladores de Disco	
		52 - 1 (6")	52 - 4 (10")
13.2 Kv	55 - 4	2 c/u	-
22 Kv	56 - 1	3 c/u	2 c/u
34.5 Kv	56 - 3	4 c/u	3 c/u

Tabla # 3,5

Si la línea recorriera próxima al mar, por zonas tormentosas, a considerable altura sobre el nivel del mar o en condiciones de niebla - frecuente, será recomendable utilizar en aisladores tipo espiga el - de tamaño superior inmediato y en aisladores de suspensión un disco más, con respecto a los indicados en la tabla 3.5.

Para el conductor neutro se recomienda el aislador carrete ANSI 53 - 2.

Será recomendable emplear el aislador espiga ANSI 55 - 5 y tres discos ANSI 52 - 1, en el caso de redes en alguna de las condiciones especiales señaladas para las Líneas de Distribución.

b) Postes:

Las estructuras tipo para líneas de distribución han sido diseñadas para postes de hormigón de sección rectangular y con agujereamiento apropiado para fijación de los elementos mediante pernos pasantes a través del poste. También se puede utilizar postes de sección circular con agujereamiento, o postes de madera tratada.

Para uso urbano, en su mayor parte se ha previsto solamente el poste

de sección circular en hormigón o el de madera tratada.

La resistencia mecánica de los postes debe ser:

.- 600 Kg. a la rotura para Líneas de Distribución.

.- 350 Kg. a la rotura para Redes de Distribución.

Las longitudes de los postes para las estructuras normalizadas, considerando los vanos y según las distancias libres al suelo del conductor más bajo que se indican más adelante son:

.- En Líneas de Distribución 10 y 12 metros

.- En Redes de Distribución 8.5 y 10 metros.

c) Accesorios de poste y línea:

Los herrajes y accesorios de línea que se indican en las planillas de materiales son los que cumpliendo su función, aparecen a los precios actuales más económicos en el país. Esto no impide que se utilicen elementos equivalentes que estén en las condiciones más favorables de adquisición.

d) Crucetas:

Las crucetas que se recomiendan son de dos metros y 2.40 para las líneas y de dos metros cuarenta para las redes y todas en madera. Se emplea madera por cuanto ésta tiene buena calidad para el objeto y por su bajo precio.

e) Conductores:

Los elementos de las estructuras, de modo general, están previstos para conductores cuyas secciones no excedan de 3/0 AWG en ACSR y de

1/0 AWG en cobre.

Se puede considerar como secciones normalizadas las de 3/0, 1/0, 2 y 4 AWG en ACSR y sus equivalentes en aleación de Aluminio y cobre, para las fases y de 1/0, 2 y 4 AWG en su orden para el neutro.

### 3.2.3 Dimensionamiento de Estructuras:

En el dimensionamiento de las estructuras se determinan las limitaciones en el uso de los conductores tanto para líneas como para redes de distribución.

#### a) Secciones máximas de los conductores en redes y líneas:

	<u>Fases</u>	<u>Neutro</u>
Líneas en ACSR o aleación de aluminio equivalente.	3/0 AWG	1/0 AWG
Líneas en Cobre	1/0 AWG	2 AWG

#### b) Tensiones máximas de los conductores (Kg/mm<sup>2</sup>)

<u>Conductor</u>	<u>Líneas</u>	<u>Redes</u>
ACSR	11	5.5
Aleación Aluminio	9	4.5
Cobre	17	8.5

#### c) Presión máxima del viento normal a la línea (kg/m<sup>2</sup>)

	Superficies <u>planas</u>	Superficies <u>cilindricas</u>
Líneas	70	42
Redes	34	20

## d) Factores de seguridad mínimas

(Esfuerzo rotura/esfuerzo trabajo)

Postes de hormigón .....	2
Conductores .....	2.5
Herrajes .....	3
Crucetas de madera .....	4
Postes de madera .....	4

## e) Longitud de empotramiento de los postes

$$L = \frac{\text{Longitud poste ( m )}}{10} + 0.5 \text{ m.}$$

10

## f) Altura libre al suelo mínima del conductor inferior

En el punto de máxima flecha, a 50°C de temperatura del conductor. En líneas desde 13.2Kv. a 34.5 Kv.

Fase: 6.0 m.

Neutro: 5.5 m.

En Redes (Zona Urbana)

Alta tensión: 6.0 m.

Baja tensión: 5.5 m.

Neutro: 5.5 m. /

## 3.3 LIMITACIONES DE VANO.

El vano máximo que se recomienda en la utilización de las estructuras tipo de "Líneas de Distribución" queda determinado por una de las siguientes limitaciones que habrá de examinarse en cada caso, y son las que se muestran a continuación:

- a) Separación entre conductores.
- b) Resistencia mecánica del poste.
- c) Distancia del conductor inferior al suelo.

En el caso de las estructuras de las "Redes de Distribución", que se utilizan en zonas urbanas, con líneas cuyos vanos son del orden de los 40 - metros, y para los criterios de dimensionamiento adoptadas, no se consideran estas limitaciones.

Los vanos máximos posibles por separación de conductores, por carga de viento y por distancia al suelo en terreno plano, para postes de 600 Kg. y para postes de 350 Kg. se los determina en función de los calibres de los conductores.

#### 3.4 ANALISIS DE LOS COSTOS DE LOS MATERIALES.

El costo de los materiales que se utilizan en la construcción o conversión de una línea de distribución primaria de 13.8 Kv., ha sido establecido en sucres por kilómetro considerando zona rural y zona urbana.

Los materiales necesarios para 1 km. de línea a ser instalados en una zona rural se muestran en la tabla # 3.6 en la que se indican los costos por unidad y los costos totales.

<u>COSTO DE MATERIALES NECESARIOS PARA 1 KM. DE ESTRUCTURAS</u>		
<u>Cantidad</u>	<u>precio unitario (sucres)</u>	<u>precio total (sucres)</u>
Vano promedio = 100 mts.		
10 Postes de hormigón, 11 mt.	1410,00	14100,00
11 crucetas de madera, 2.5 mt.	60,00	660,00
22 pies - amigo, 28"	30,00	660,00

18 abrazaderas simples	55,00	990,00
2 Abrazaderas dobles	65,00	130,00
30 Pernos Pin	25,00	750,00
4 Pernos de rosca corrida 5/8" x 16"	28,00	112,00
9 Pernos "U"	30,00	270,00
6 Tuercas de ojo	18,00	108,00
2 Anclajes	130,00	260,00
30 mts. de Cable tensor 3/8"	7,13	214,00
2 Aisladores de retención	24,00	48,00
8 Grapas de tres pernos	40,00	320,00
40 Juegos de varillas de armar	45,00	1800,00
8 Grapas terminales	70,00	560,00
9 Aisladores tipo rollo	7,00	63,00
30 Aisladores de suspensión, 6"	68,00	2040,00

TOTAL

22037,00

Tabla # 3,6

Los costos de materiales necesarios para 1 Km. de línea a ser instalados en una zona urbana se muestran en la Tabla # 3.7 en la que se indican - los costos por unidad y los costos totales considerando un vano promedio de 40 mt.

COSTO DE MATERIALES NECESARIOS PARA 1 KM. DE ESTRUCTURAS

<u>Cantidad</u>	<u>precio unitario (sucres)</u>	<u>precio total (sucres)</u>
Vano promedio 40 mts		
25 Postes de hormigón, 11 mts.	1410,00	35250,00
26 Crucetas de madera, 2.5 mts.	60,00	1560,00
52 Pies - amigo, 28"	30,00	1560,00
52 Pernos tipo carriage 3/8" x 4 1/2"	8,00	416,00
48 Abrazaderas simples	55,00	2640,00
2 Abrazaderas dobles	65,00	130,00
15 Pernos PIN	25,00	1875,00
10 Pernos de rosca corrida 5/8" x 16"	28,00	280,00
24 Pernos "U"	30,00	720,00
15 Tuercas de ojo	18,00	270,00
2 Anclajes	130,00	260,00
30 mts. de cable tensor 3/8"	713,00	214,00
2 Aisladores de retención	24,00	48,00
20 Grapas de tres pernos	40,00	800,00
100 Juegos de varillas de armar	45,00	4500,00
20 Grapas terminales	70,00	1400,00

24 Aisladores tipo rollo	7,00	168,00
75 Aisladores de suspensión, 6"	68,00	5100,00
<hr/>		
TOTAL	Tabla # 3.7	57191,00

El costo que representa la utilización de los conductores en el tendido de la línea es muy importante en el análisis de los costos de materiales.

En la tabla # 3.8 se muestra los costos de los conductores ACSR que normalmente se usan en líneas de distribución.

CONDUCTORES ACSR

<u>Calibre</u>	<u>precio (S./mt.)</u>
4	2.45
2	3,85
1/0	6.10
2/0	7.60
3/0	10.10
4/0	12.10
266.8 MCM	15.35
336.4 MCM	19.30
477.0 MCM	27.60
556.5 MCM	31.95

Tabla # 3.8

Los datos de costos que aparecen en las tablas anteriores han sido tomados del trabajo realizado en 1973 por la Empresa ELéctrica de Milagro en la selección de la Línea más económica, los mismos que serán utilizados en el Ejercicio de Aplicación.

### 3.5 ANALISIS DE LOS COSTOS DE CONSTRUCCION.

Para construcciones nuevas donde no hay línea existente, el costo de construcción es el costo total estimado en sucres por kilómetro de materiales, labor de Ingeniería y mano de obra.

En conversiones de línea, se usa el costo de los materiales adicionados

menos el valor de algunos materiales removidos de la línea. Estos costos serán estimados sobre las bases de costos registrados en la actualidad, considerando condiciones de construcción o conversión y algunos otros factores que afectan los costos de construcción.

En la tabla # 3.9 se muestra una forma de determinar el costo de construcción de una línea de distribución primaria de 13.8 KV., en la que se considera conductor ACSR y valores correspondientes al año 1973 en el que la Empresa Eléctrica de Milagro realizó el trabajo de seleccionar la Línea de Distribución más económica para un vano promedio de 100 metros.

Si se quieren determinar los costos de construcción de una línea de Distribución Primaria para un vano diferente de 100 metros, esto es para un sector urbano, se puede hacer una tabla semejante a la número 3.9.

Para ver la conveniencia económica de que una línea sea convertida o no, es necesario determinar el costo de operación de la línea existente, en cuyo caso el costo de construcción debe ser considerado cero; y el costo de operación de las conversiones posibles en la línea utilizando diferentes tipos y tamaños de conductor con los costos de construcción correspondiente a cada diseño de conversión que se analice.

Una vez finalizado el análisis económico de todos los diseños posibles, dependiendo de los costos de operación y tomando en cuenta la caída de voltaje se puede decir si resulta o no favorable la conversión de dicha línea.



COSTOS DE CONSTRUCCION					
LINEAS DE DISTRIBUCION PRIMARIA A 13.8 KV 3 Ø					
Costo Aproximado Por KM.			Vano Promedio: 100 MTS		
COSTOS EN (S./KM)					
ACSR	CONDUCTOR	ESTRUCTURAS	MANO DE OBRA	AISLADORES	TOTAL
2	14000	21221	10000	2400	47621
1/0	22150	21221	10500	2400	56271
2/0	26650	21221	11000	2400	61271
3/0	36400	21221	11500	2400	71521
4/0	42400	21221	12000	2400	78021
266.8	53650	23221	12500	2400	91771
336.4	65500	23221	13000	2400	104121
477.0	92900	23221	13500	2400	132021
556.5	105950	23221	14000	2400	145571

Tabla # 3,9

### 3.6 CURVAS DE COSTOS DE OPERACION.

Estas curvas permiten determinar la inversión que representa cada conductor que se analiza considerando el rango de carga para el cual un conductor es más económico que otro, de tal forma que se pueda establecer la carga más económica para cada calibre de conductor en estudio.

La ecuación básica para obtener estas curvas puede ser escrita de la siguiente forma:

$$T = F + D + E$$

donde:

T: Costo total anual en S/Km.

F: Precio anual fijo en S/Km.

D: Precio de demanda anual en S/Km.

E: Precio de energía anual en S/Km.



BIB CA

Las ecuaciones para precio fijo, precio por demanda y precio por energía pueden ser escritas así:

$$F = C A \text{ expresada en S/Km. de línea} \quad (3.2)$$

$$D = I^2 \cdot R(0.12)M.N.P \text{ expresada en S/Km. de línea} \quad (3.3)$$

$$E = I^2 \cdot R(8.76)L.H.P \text{ expresada en S/Km. de línea} \quad (3.4)$$

donde:

C: Costo por kilómetro de línea en S/Km.

Es el costo total de todos los costos que varían como una función de el diseño de la línea de distribución.

A: Razón de precio anual fijo expresado como un decimal.

Esta razón es el total de todos los recargos siguientes: Interés, Depreciación, Seguros, Tasa, Operación y Mantenimiento.

I: Demanda máxima anual expresada en amperios por fase.

R: Resistencia expresada en Ohmios por fase por kilómetro.

P: Número de fases.

M: Precio de demanda expresado en S/KW/Mes.

L: Precio de la energía expresado en S/KWH.

H: Factor de pérdida expresado como un decimal.

N: Factor de ajuste de demanda expresado como un decimal.

Sustituyendo (3.2), (3.3) y (3.4) en la ecuación (3.1) resulta:

$$T = C.A + \frac{I^2 R.P(0.12 M.N + 8.76 L.H)}{B} \quad (3.5)$$

La expresión B puede ser llevada a la constante de pérdida del sistema - designada por la letra "J". La constante de pérdida es asumida igual para todo tamaño de conductor usado en el sistema.

Simplificando la ecuación (3.5) se escribe así:

$$T = C.A + I^2 R.P.J \quad (3.6)$$

Mientras que la carga es normalmente expresada en KW, la corriente es expresada en Amperios, utilizando la siguiente expresión:

$$I^2 = \frac{(KW)^2}{(KV)^2 (\text{Cos}\theta)^2 P} \quad (3.7)$$

donde:

KV: Voltaje fase a neutro expresado en kilovoltios.

Cos $\theta$ : Factor de potencia de la demanda máxima anual de carga expresada como un decimal.

Sustituyendo la ecuación (3.7) en ecuación (3.6) resulta lo siguiente:

$$T = \frac{(KW)^2 R.J}{(KV)^2 (\text{Cos}\theta)^2 P} + CA \quad (3.8)$$

De la ecuación (3.8) es posible derivar una ecuación para que la carga a la que resulta el mínimo costo anual pueda ser calculada. Dividiendo cada término en ecuación (3.8) para KW se tiene:

$$\frac{T}{KW} = \frac{C.A}{(KW)} + \frac{(KW)R.J}{(KV)^2 (\text{Cos}\theta)^2 P} \quad (3.9)$$

QUE ES LA RELACION PARA CALCULAR LOS COSTOS/KW DE OPERACION.

Tomando la derivada de la ecuación (3.9) con respecto a KW.

$$\frac{d(T/KW)}{d(KW)} = \frac{-C.A}{(KW)} + \frac{J.R}{(KV)^2 (\text{Cos}\theta)^2 P} \quad (3.10)$$

Cuando  $d(T/KW)/d(KW) = 0$ , T/KW es un mínimo, por lo tanto:

$$(KW)^2 = \frac{C.A (\text{Cos}\theta)^2 (KV)^2 P}{J.R} \quad (3.11)$$

QUE ES LA RELACION QUE PERMITE CALCULAR LA CARGA MAS ECONOMICA DE LOS CONDUCTORES EN ESTUDIO.

---

Las variables utilizadas en este capítulo ya han sido descritas en el Capítulo I.

### 3.7 ORDENAMIENTO DE LOS PARAMETROS DEL SISTEMA.

Una vez que se ha determinado la ruta a seguir, así como el o los tipos de estructura a ser utilizados, es necesario clasificar ordenadamente to dos los parámetros que intervienen en el análisis del Sistema, de tal forma que puedan ser ingresados al programa de computación para establecer la lógica a seguir en el trabajo de seleccionar el conductor más eco nómico.

Dicha clasificación debe hacer una diferencia entre los parámetros pro pios del Sistema que permanecen constantes durante el estudio y los pará metros que varían de acuerdo a la línea o tramo de línea que está siendo analizado.

#### .- Parámetros que permanecen constantes.

Como su nombre lo indica, son aquellos que tienen un solo valor duran te el estudio y dependen únicamente del Sistema, tales como:

- .- Nivel de Voltaje (13.8 KV).
- .- Período de amortización.
- .- Porcentaje de Interés y Administración del Capital.
- .- Costos de Materiales que se utilizan en el diseño y construcción.
- .- Costos de Mantenimiento anual por kilómetro de línea.
- .- Costos de Construcción por kilómetro de línea.
- .- Resistencia y Reactancia de los conductores a ser analizados.
- .- Datos de carga instalada para realizar las curvas de costo de Ope ración.

#### .- Parámetros que varían de acuerdo a la línea.

Estos parámetros corresponden exclusivamente al tramo de línea en estudio, por cuanto las características de desarrollo de la zona por donde debe pasar, así como la distribución y el crecimiento de carga proyectado, es diferente para cada línea; y son:

- .- Número de fases.
- .- Longitud de la Línea.
- .- Longitud del vano.
- .- Factor de carga de la línea.
- .- Razón de crecimiento de carga.
- .- Razón de distribución de carga.
- .- Demandas máximas mensuales para tres años consecutivos.
- .- Clave de línea para indicar si es nueva o existente.
- .- Factor de Potencia de la línea.
- .- Valores de Remoción de materiales en caso de conversión de línea.

Con todos estos parámetros; variables y constantes se puede implementar el Programa de Computación Tesis que se muestra en el capítulo IV, el mismo que por comparación de costos sin descuidar las caídas de voltaje y las pérdidas de Energía establece cual conductor representa la menor inversión.

#### IV. ELABORACION DE UN PROGRAMA DE COMPUTACION

Con el fin de determinar el conductor más económico, así como el valor de la inversión y la caída de voltaje que se produce en el final de una línea de distribución Primaria a 13.8 KV., se ha elaborado un programa de computación considerando un análisis de costos, de pérdidas en la línea y de caída de voltaje al final de la misma.

Cabe indicar que el método utilizado es el de comparación de costos de operación para cada conductor, procedimiento que al ser realizado para cada línea en estudio permite obtener el resultado más conveniente.

El programa en mención tiene como nombre TESIS, el mismo que es aplicable a zonas rurales y urbanas, así como a:

- .- Líneas trifásicas de un solo circuito.
- .- Líneas monofásicas, y de dos fases.
- .- Conductores de Aluminio.
- .- Conductores ACSR.

##### 4.1 DIAGRAMA DE FLUJO.

#### 4.1.1 Variables.

A continuación se muestra el significado que tienen las variables utilizadas en el diagrama de flujo del programa TESIS.

COSCON (J): Arreglo que almacena los costos de cada conductor en estudio.

COSMOB (J): Arreglo que almacena los costos de mano de obra, el mismo que puede o no considerar alimentación.

A: Costos de instalación para conductores ACSR, desde el # 2 al 4/0 AWG.

B: Costos de instalación para conductores ACSR, desde el 266.8 MCM al 556.5 MCM.

C: Costos de instalación para conductores de aluminio, desde el # 2 al 3/0 AWG.

D: Costos de instalación para conductores de aluminio, desde el 266.8 MCM al 336.4 MCM.

AKV: Nivel de voltaje = 13.8 KV.

B1 (J): Arreglo que almacena la resistencia de cada conductor en OHM/KM.

VAN (I): Arreglo que almacena la longitud del vano de la línea.

C24 (I): Arreglo que almacena los dígitos 3 o 4 para cada línea y que sirve para indicar con que conductor se está trabajando.

C23 (I): Arreglo que almacena los dígitos 1 o 2 para cada línea y que sirve para indicar si la línea es nueva o existente.

CKVAV1 (I): Arreglo que almacena los KVA en la línea en el primer año.

CKVAV2 (I): Arreglo que almacena los KVA en la línea después de quince años.

ICOREM (J): Arreglo que almacena los valores salvados en la remoción de

materiales para líneas que ya existen.

- REMO (I): Arreglo que almacena el valor total de la remoción de materiales.
- NJ (I) : Arreglo que actúa como contador para determinar el costo de la línea existente y los valores salvados en la remoción de materiales.
- C14 (IN) : Arreglo que almacena los costos de construcción para cada conductor en S./KM/AÑO.
- CONS(IN) : Arreglo que almacena los costos de construcción para cada conductor en S./AÑO.
- CMAN (IN): Arreglo que almacena los costos de mantenimiento para cada conductor en S./AÑO.
- LPH (IN) : Arreglo que almacena el número de fases de la línea que se está analizando.
- AVOL<sub>1</sub> (IN): Arreglo que almacena los valores de caída de voltaje al primer año.
- AVOL<sub>2</sub> (IN): Arreglo que almacena los valores de caída de voltaje después de quince años.
- AMEN<sub>1</sub> (I): Arreglo que almacena la menor caída de voltaje para cada conductor.
- AMEN<sub>2</sub> (I): Arreglo que almacena el menor costo de operación para cada conductor.
- AMAY<sub>6</sub> : Variable que almacena el mayor factor de amortización de las líneas analizadas.
- AMAY<sub>7</sub> : Variable que almacena el mayor factor maestro de pérdida de

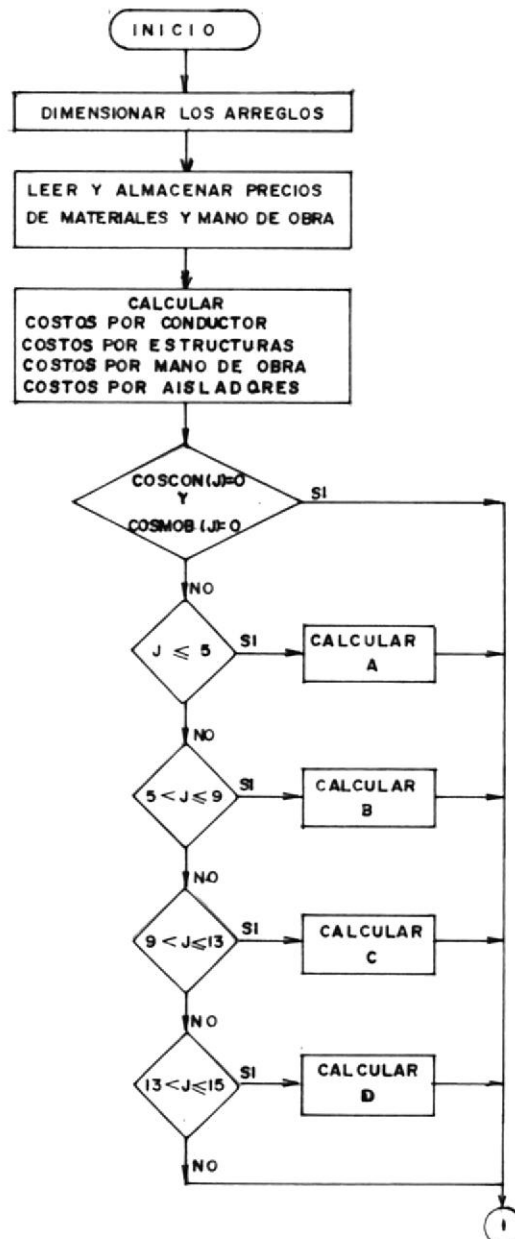


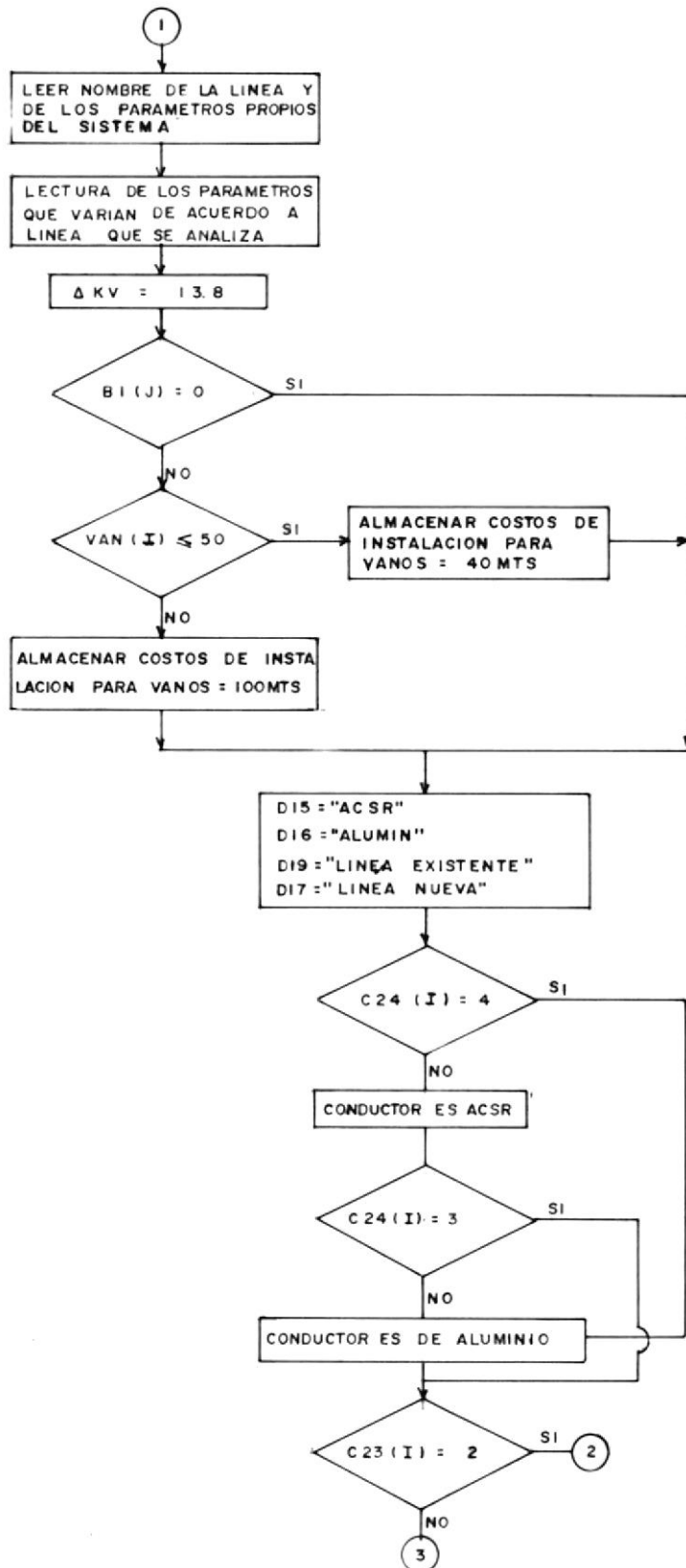
Energía de las líneas analizadas.

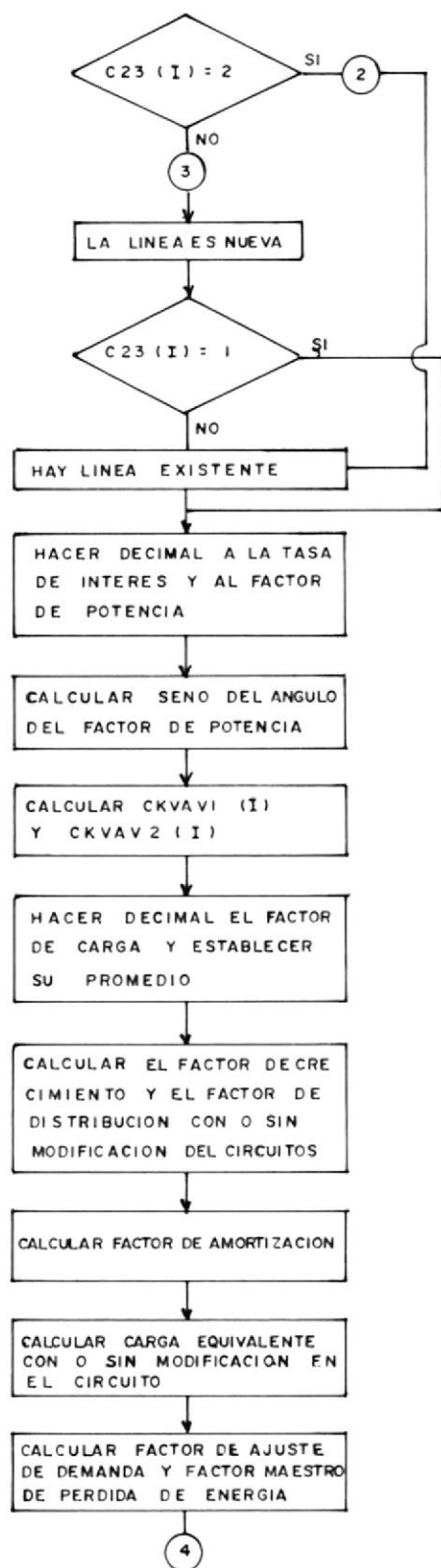
AMAY8 : Variable que almacena el mayor factor de potencia de las líneas analizadas.

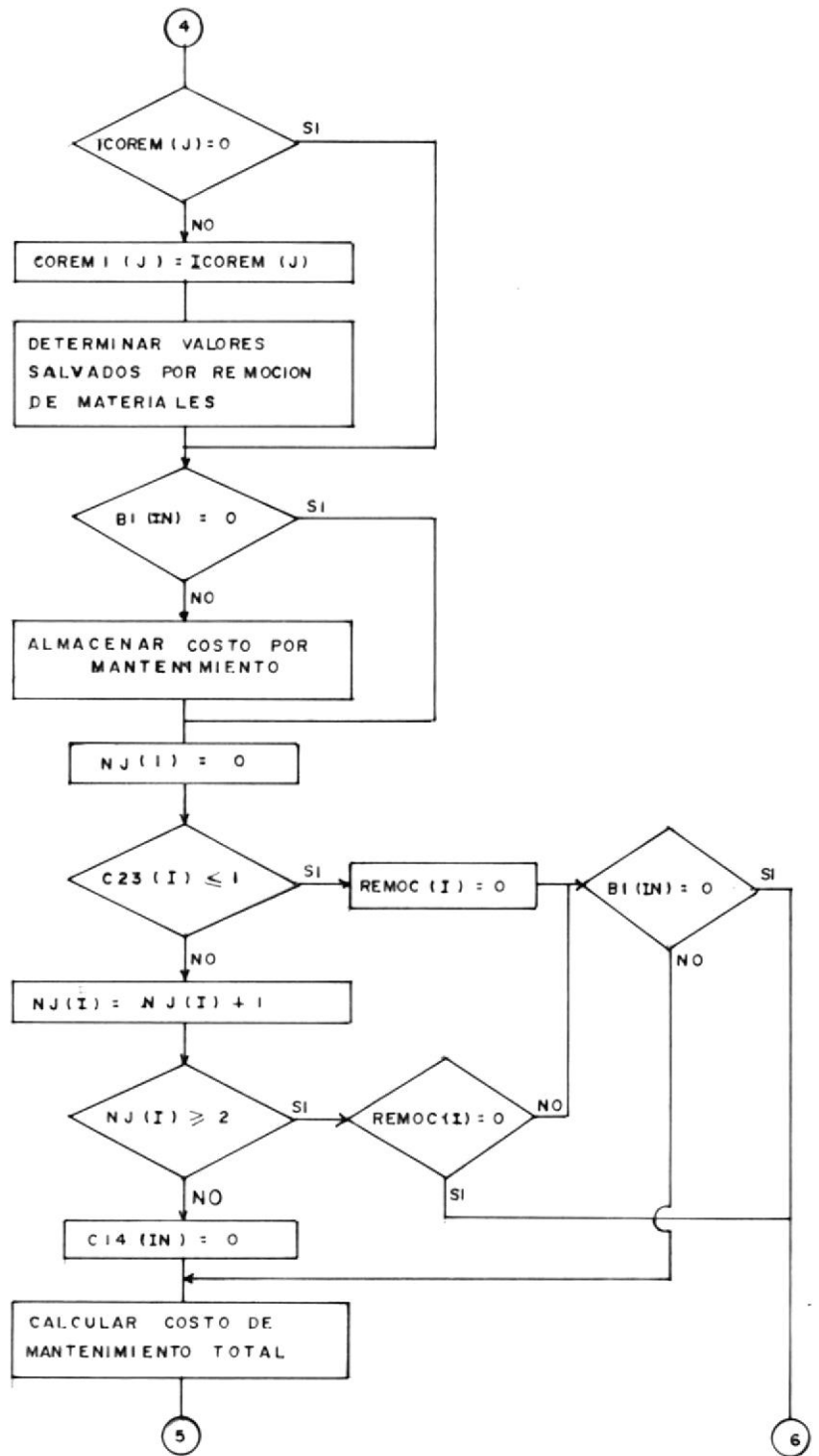
IFASES : Variable que almacena el número de fases de la línea en estudio.

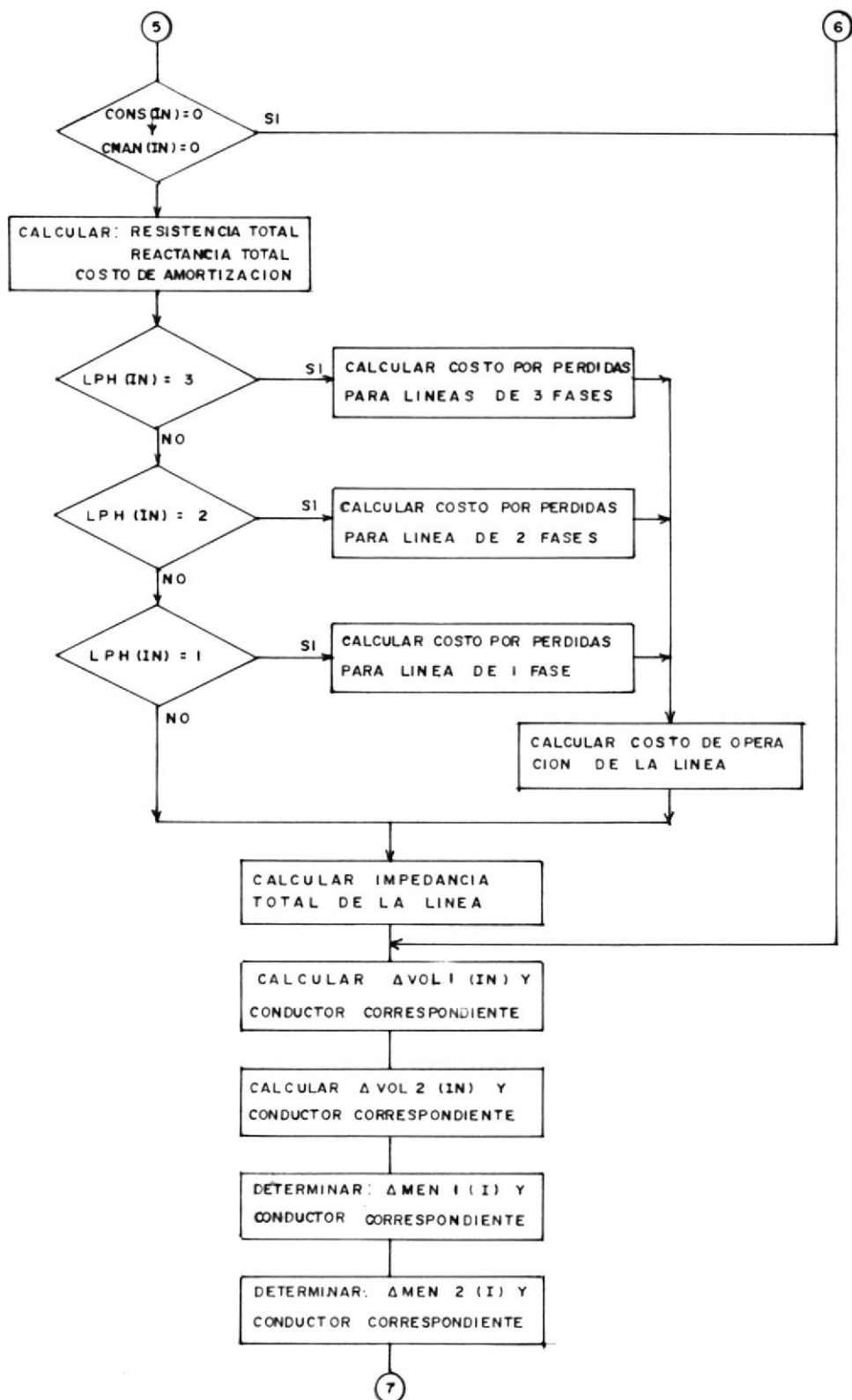
#### 4.1.2 Diagrama de Flujo.

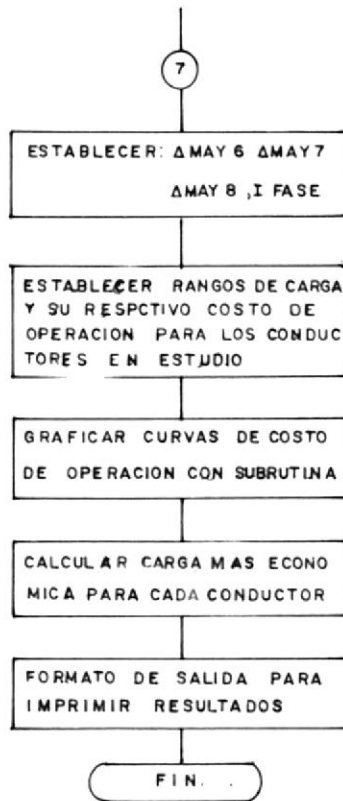












#### 4.2 PROGRAMA QUE SELECCIONA EL CONDUCTOR MAS ECONOMICO

En base a los criterios expresados en capítulos anteriores se ha elaborado un programa de computación en Fortran, el mismo que se encuentra detallado en el anexo 3 y que permite determinar el conductor que representa la menor inversión así como también el de menor caída de voltaje al final de la línea.

Dicho programa ha sido implementado para trabajar con tres archivos de datos cuyo formato de entrada se muestra en las figuras 4.1, 4.2, 4.3 y 4.4, en los que se puede realizar variaciones dependiendo de las circunstancias en que se está llevando a cabo el estudio de la línea a construir o convertir, como son:

- .- Líneas de tres fases
- .- Líneas de dos fases
- .- Líneas de una fase
- .- Líneas Nuevas
- .- Líneas Existentes
- .- Conductor ACSR
- .- Conductor de Aluminio

En la parte correspondiente a la salida del programa, se han incluido resultados intermedios de tal forma que se pueda tener un criterio de los valores que de alguna manera intervienen en el cálculos, tales como:

- .- Costo del Conductor en sucres por Kilómetro
- .- Costo de Mano de Obra en sucres por Kilómetro

.- Costo Unitario de las Estructuras

.- Costo de Aisladores

A continuación se obtienen los resultados finales entre los que se detalla por separado y para cada línea lo siguiente:

.- Parámetros Propios del Sistema

.- Inversión Resultante

.- Carga Más Económica, y

.- Conclusión

Las dos mejores alternativas se encontrarán en la conclusión, tanto para el Costo de Operación como para la caída de voltaje, las mismas que permitirán elegir el conductor a utilizar en la construcción o conversión de la línea conociendo el valor aproximado de la inversión así como el porcentaje de la caída de voltaje que produciría el mismo en el final de la línea después de quince años.

Adicionalmente se han elaborado dos subrutinas con el fin de graficar los costos de Operación para cada conductor en función de la carga en KW y de determinar así los rangos de carga para los cuales un conductor es económico.

Es necesario indicar que las curvas obtenidas no son del todo satisfactorias ya que no se contó con un programa graficador adecuado; pero de alguna manera queda abierta la posibilidad de mejorar el gráfico de dichas curvas que son de gran importancia en la determinación del conductor a utilizar considerando rangos de carga.



#### 4.3 EJEMPLO DE APLICACION

Selección del Conductor más económico en las líneas:

1. El Triunfo - Bucay
2. El Triunfo - M. J. Calle - Aztra

Para lo cual se utilizó conductores ACSR y vano de 100 mts.

#### DESARROLLO

1. La Línea El Triunfo - Bucay ha sido analizada para las siguientes condiciones:

- 1.1 Considerando Factor de Potencia del 80%
- 1.2 Considerando Factor de Potencia del 95%
- 1.3 Considerando Modificación en el Circuito Equivalente

2. La línea El Triunfo - M. J. Calle - Aztra ha sido analizada conside - rando Factor de Potencia del 80%.

Es de indicar que las dos líneas en estudio son trifásicas, para dar servicio a zonas rurales.

#### RESULTADOS

Una vez corrido el Programa TESIS, para lo cual se utilizaron los archi - vos de datos que se muestran en las figuras 4.1, 4.2, 4.3 y 4.4, se obtu - vieron los resultados que se muestran en el anexo 4.

NOTA: El conductor más económico ha sido seleccionado tomando en cuenta datos de costos que estaban en vigencia en 1973, año de realiza - ción del Estudio por parte de la Empresa Eléctrica de Milagro.

PRECIO	COSTO UNITARIO	COSTO UNIFASICO	ESTRUCTURAS (SUCRES)	COSTO M. DE OBRA	PRECIO	COSTO
00014.00	000500.0	000400.0	000000.0	0001000	00000000	00000000
\$/MET.	2 - 266	336-556	2 - 266	CASO 1	CASO 2	ALSLAD MANTENIM
CONDUC.	LINEAS TRIFASICAS	LINEA DE UNA FASE				
22.15	400.0	300.0	40500	14000	11500	10500
26.65	400.0	500.0	11000	12000	11500	14000
36.40	700.0	800.0	11500	12000	12500	13000
42.40	122.1	100.0	12000	12500	13000	13500
53.65		222.1	12500	13000	13500	14000
65.50			13000	13500	14000	14500
92.90			13500	14000	14500	15000
105.95			14000	14500	15000	15500
32.76						
52.87						
65.89						
81.54						
126.51						
171.55						
						99999999

Fig. 4.1

KILOVATIOS DE LINEA	INICIO	FINAL	FACT. CARG. PORC.	F A SE	TIPO DE COND.	RESIS. DEL CONDUCTOR OHM/KM.	REACT. CONDUCTOR	DEMANDA PARA TRES ANIOS	MÁXIMA ANIOS	VALORES DE REMOCION	DATOS DE KW.
								1	2	3	
	1040.	250.0	45	3	L1/0	0.696	0.408	250.5	258.5	750.7	400
	2467.	1044.	45	3	L2/0	0.556	0.398	244.4	260.4	726.5	800
			45	3	L3/0	0.449	0.386	264.6	261.6	725.8	1000
			45	3	L4/0	0.368	0.361	254.4	258.4	729.5	1400
			45	3	L266.8	0.239	0.289	266.6	269.9	739.4	1800
				3	L336.4	0.190	0.280	252.4	268.4	735.7	2200
								256.5	271.5	700.9	2800
								258.5	271.5	688.1	3600
								264.4	271.3	670.8	4200
								244.1	282.7	690.7	5000
								244.2	280.1	690.1	6000
								284.5	296.4	675.5	
	1040.	250.0	45	3	L1/0	0.696	0.408	250.5	258.5	750.7	
	2467.	1044.	45	3	L2/0	0.556	0.398	244.4	260.4	726.5	
			45	3	L3/0	0.449	0.386	264.6	261.6	725.8	
			45	3	L4/0	0.368	0.361	254.4	258.4	729.5	
			45	3	L266.8	0.239	0.289	266.6	269.9	739.4	
			48	3	L336.4	0.190	0.280	252.4	268.4	735.7	
			42					256.5	271.5	700.9	
								258.5	271.5	688.1	
								264.4	271.3	670.8	
								244.1	282.7	690.7	
								244.2	280.1	690.1	
								284.5	296.4	675.5	
200.0		100.0	45	3	L4/0	0.620	0.408	250.5	258.5	750.7	

Fig. 4.2



NOMBRE DE LINEA O SECCION DE LINEA QUE SE ANALIZA												
CLAVES DE			TRAMO	TIEMPO	TASA	PRECIO (SUCRES)		FACTOR	LONG	YANOS		
LINEA	CONDUCTOR	M/OBRA		ANIOS.	INTE	ENERGIA	DEMANDA	POTENCIA	KM	METRO		
LINEA EL TRIUNFO - BUCAY												
1	3	1	A	20	08.00	00.282	0063.0	80	035	100		
LINEA EL TRIUNFO - BUCAY												
1	3	1	B	20	8.00	0.282	63.0	95	35	100		
LINEA EL TRIUNFO - BUCAY												
1	3	1	C	20	8.00	0.282	63.0	80	35	100		
LINEA EL TRIUNFO - M.J. CALLE - AZTRA												
1	3	1	A1	20	8.00	0.282	63.0	80	10	100		
XX												
0												

Fig. 4.4

#### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES:

Con el fin de obtener el mejor resultado en el trabajo de seleccionar el conductor más económico en Líneas Primarias de Distribución de 13.8 KV., es necesario tener en cuenta lo siguiente:

- 1.- Utilizar y aplicar en forma correcta los criterios que se exponen en capítulos anteriores, tales como elección de las estructuras, costos de construcción, carga al principio de la línea y al final de la misma, etc., tomando en cuenta las condiciones y circunstancias en que su aplicación es conveniente.
- 2.- Si se tiene una línea existente y se desea conocer la conveniencia o no de que sea convertida, deberá establecerse primero el costo anual que representa la utilización del conductor con la que está construida y su respectivo diseño; y luego establecer los costos anuales de las varias alternativas posibles y verificar por comparación (trabajo que realiza el programa de computación) cual es el diseño y conductor que se ajusta a los intereses de economía.
- 3.- Si se va a realizar una modificación en la línea, por ejemplo, al aumentar una fuente de poder disminuyendo uno o varios alimentadores, será necesario, en el archivo de datos, en el campo correspondiente a los datos de carga presente y futura en el principio y en el fin de la línea, incluir los valores que se requieren para dicho análisis considerando apropiadamente el criterio a seguir que se explica en el Capítulo que corresponde a Carga Equivalente.

4.- En lo que respecta a los números 1, 2, 3, 4 que deben ser ingresados en el archivo de datos, es necesario tener en cuenta que son claves para indicar si la línea es nueva o se la va a convertir, y el tipo de conductor que se está analizando.

Así:

- clave 1: para línea nueva.
- clave 2: para línea a convertir.
- clave 3: para conductores ACSR.
- clave 4: para conductores de aluminio.

5.- En el archivo de datos cumplir estrictamente con los formatos que se han asignado para cada variable de entrada, siendo cauteloso en escribir los valores que corresponden a las variables reales y a las variables enteras.

6.- Si al realizar la compilación se obtiene ERRORES, será necesario revisar el archivo de entrada, reconsiderando los datos y su respectivo formato porque es aquí donde se producen los errores ya que el programa ha sido previamente comprobado.

7.- En la parte correspondiente a los resultados, analizar detenidamente la conclusión de los mismos, en la que se pone de manifiesto la alternativa más económica y la de menor caída de voltaje para seleccionar cual es la más conveniente; y si sólo se persigue la alternativa MAS ECONOMICA se deberá considerar que aquella que se escoja como resultado tenga una caída de voltaje comprendida entre  $\pm 5\%$ , ya que el presente trabajo ha sido realizado tomando en cuenta este factor limitante del porcentaje de caída de voltaje, razón por la

que se calcula.

Una vez terminado el presente trabajo se puede notar que el mismo ha sido realizado en la forma más simple y práctica posible, sin exagerar en lo teórico, con el fin de que pueda ser fácilmente utilizado.

En vista de que la selección del conductor más económico se ve afectada por la caída de voltaje que se puede producir por la utilización de un determinado conductor, esto se ha tomado muy en cuenta de tal forma que se consigan los resultados más económicos pero sin dejar a un lado las condiciones normales del nivel de voltaje para la distribución de la energía eléctrica a 13,8 KV.

Puede verse que a más de determinar cual o cuales conductores representan la menor inversión, este trabajo nos permite conocer la inversión misma para llevar a cabo la construcción e instalación de la línea, y la caída de voltaje que se espera obtener tanto para el primer año como para los años posteriores, lo que demuestra la conveniencia de utilizar un método de selección del conductor más económico en el que con los resultados se elige el tipo y tamaño del conductor, así como también el costo total de la inversión.

Por último se establece curvas de costos de operación para los conductores que se analizan, con el fin de obtener los rangos de carga para los que un determinado conductor es más económico que otro.



ANEXOS:

ANEXO 1

DETERMINACION DE LA TASA DE INTERES DE AMORTIZACION:

El Interés de Amortización está dado por los siguientes parámetros:

Intereses

Operación y Mantenimiento

Depreciación

Tasas

Seguros

Las razones para Operación y Mantenimiento, tasas y seguros puede ser de terminada mediante la división de los costos anuales de los materiales - por las inversiones totales.

La razón de depreciación se la calcula en función del tiempo durante el cual estará operando la Línea de Distribución, lo que dará como resultado una disminución de la vida útil de los materiales que se encuentran - formando parte de la misma.

Los Intereses constituyen un porcentaje sobre el capital que se va a invertir, razón que está determinada mediante el acuerdo entre las partes integrantes en la transacción.

## ANEXO 2

## MANUAL DE OPERACION:

A continuación se muestra el procedimiento a seguir para trabajar con el programa que selecciona el conductor más económico en 13.8KV., de tal forma que se facilite la operación de quien lo necesitare.

Tendremos dos tipos de operaciones específicas:

Operación de Entrada; y,

Operación de Salida

Operación de Entrada.- En esta parte se deben cumplir apropiadamente con las siguientes especificaciones en el orden que se las menciona a continuación.

1.- Encendido del terminal.

2.- Definir los archivos de entrada: DATA01 ROS, DATA03 ROS y DATA05 ROS y una capacidad aproximada de 3M de memoria.

3.- Entrada de Datos.- Para ingresar los datos que se requieren ser procesados, es necesario cumplir estrictamente con los formatos asignados a ellos, para lo cual se ha construido las figuras 4.1, 4.2, 4.3 y 4.4 que se muestra la forma en que deben ser escritos.

Operación de Salida.- Una vez que se han ingresado los datos en el archivo respectivo, se debe hacer una revisión de los valores escritos con la finalidad de asegurarnos de no cometer errores.

Luego se procede a realizar la Compilación con la especificación:

Compfor TESIS, a partir de la cual se podrán tener dos situaciones:

1.- Sin Errores.- Si esta es la expresión que se tiene en la pantalla entonces se podrá ejecutar al programa mediante el Exec XX, especificación que nos permite obtener los resultados; de los cuales unos se obtienen sólo por pantalla y los que nos interesan se los encontrarán en el programa Slo Rha; por lo que se deberá llamar al mismo mediante una X que se debe ubicar a su derecha.

Para obtener el listado de los resultados se deberá escribir la palabra Print junto al Programa Slo Rha.

2.- Con Errores.- En esta situación es necesario revisar el formato de entrada en el archivo de datos puesto que solo allí se pueden cometer errores ya que el programa ha sido previamente comprobado.

Una vez que se detecta el error en los datos, realizando la corrección respectiva se procede nuevamente a compilar. Si persisten los errores será necesario hacer correcciones y si han desaparecido los errores estaremos en el caso anterior por lo que tendremos que trabajar en esa situación.



A N E X O    N o .    3



\*\*\*\*\* PROGRAMA RUSITA \*\*\*\*\*

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA  
TESIS DE POTENCIA  
SELECCION DEL CONDUCTOR ECONOMICO  
EN LINEAS DE DISTRIBUCION PRIMARIA A 13.8 KV.

REALIZADA POR  
FELIX AGUILAR HIDALGO

DIRECTOR DE TESIS  
ING. ALBERTO HANZE B.

\*\*\*\*\*

LAS VARIABLES X100, X101, X102, X103, X104, X105, X106, X107, X108 HAN SIDO UTILIZADAS PARA COMENTARIOS EN LOS TRES ARCHIVOS DE DATOS.

CHARACTER\*79 X100, X101, X102, X103, X104, X105, X106, X107, X108

CHARACTER\*40 D30(99), D31(99)

CHARACTER\*15 D17

CHARACTER\*16 D19

CHARACTER\*22 ACUND(15)

CHARACTER\*20 D20(99)

CHARACTER\*6 D18(99), D15, D16, CLND(999), CUND1(999)

CHARACTER\*4 TIPO1(99), TIPO2(99)

CHARACTER\*2 C1(99), D1(99)

DIMENSION A7(99), C2(99), C3(99), C4(99), C5(99), C6(99), C7(99), C8(99),  
C9(99), C10(99), TIM(99), B1(999), B2(999), B3(999), AA(99), BB(99), GF(99  
1), D1(99), A(99), PPE(99), SUM1(99), SUM2(99), SUM3(99), P(999), Q(999), S(  
1999), AMAY1(99), AMAY2(99), AMAY3(99), ST1(99), ST2(99), ST3(99), PRGM(99  
1), L(99), C(99), CKVAE(99), B4(999), B5(999), B6(999), B7(999), C12(999), C  
113(999), C14(999), C15(999), CONS(999), CMAN(999), CAMO(999), CKVAV1(99)  
1, RES(999), CGSPE(999), CUPER(999), RCGS(999), C17(999), FPOT(99), SUM4(9  
19), M12(999), C16(999), PROM2(99), B(99), AJ(99), A3(99), A5(99), REAC(999  
1), XSEN(999), ZETA(999), CKVAV2(99), C18(999), AVOL1(999), AVOL2(999), A8  
1(99), B8(999), D9(999), C11(99), C19(99), C20(99), C21(99), C22(99), A9(99  
1), A10(99), A11(99), A12(99), AMEN1(99), AMEN2(99), A13(99), A14(99), A16(  
199), C23(99), C24(99), C25(99), C26(99), C27(99), C28(99), AA1(99), BB1(99  
1), GF1(99), D11(99), PPE1(99), CONS2(999), A21(99), A22(99), PPE2(99), A50  
1(99), CKW(999), LPH(999), N2(99), A6C(999), A70(999), COSECU(999), BB3(99  
19), B84(999), M4(99), M5(99), M2(99), B3(99), B4(99), D5(99), M6(99), M7(99  
1), A80(999), A90(999), KW(999), CUSOPE(999), KWOPER(999), REA(10), CUSOP1  
1(999), REA1(10), A81(999), A91(999), CUSUP2(999), AMEN3(99), CCSTO1(99),  
COSTU2(99), PRE1(40), PPRE22(40), IPRE33(40), PRE2(40), PRE3(40), PRE5(4  
10), CUSCON(40), CUSMUB(40), CCINST(40), PPRE32(40), IPRE4(15)

DIMENSION PREA4(10), C3C(40), PRE11(40), LV(99), VAN(99), CCINS4(40), BB  
16(99), BB9(99), ICCRLM(999), CCREM1(999), REMUC(99), NJ(99), CUPER2(99),  
IPSU(40), PRU(40), IPRE34(40), SU(40), RU(40), PRE34(40), CCINSA(40), CCIN  
1S1(40), CCINSE(40), CCMUB(40), BB10(999), BB11(999), M10(99), CASL(99), C  
10S1(40), CUS2(40), CUS3(40), CUS4(40), MMM(99), NNN(99)

\*\*\*\*\*

LECTURA DEL NOMBRE DE LA LINEA QUE SE ANALIZA  
Y DE LOS PARAMETROS PROPIOS DEL SISTEMA

\*\*\*\*\*

```

N21=0
N22=0
N23=0
N24=0
N25=0
N26=C
N30=0
N31=0
N32=0
1001 READ(1,1001) X100
1001 FORMAT(A79)
1002 READ(1,1002) X101
1002 FORMAT(A79)
1003 READ(1,1003) X102
1003 FORMAT(A79)
C
C VARIABLES QUE SE LEEN EN DATA01 ROS.- PRE1(I)=PRECIO DEL CONDUCTOR
C POR METRO, PPRE22(I)= COSTOS PARA ESTRUCTURA QUE SE EMPLEA CON 2 O
C 3 FASES Y CONDUCTORES HASTA 266.8 MCM, PPRE32(I)= COSTOS PARA ES -
C TRUCTURA QUE SE EMPLEA CON 2 O 3 FASES Y CONDUCTORES HASTA 556.5 -
C MCM, PSU(I)= COSTOS PARA ESTRUCTURA QUE SE EMPLEA CON UNA FASE Y -
C CONDUCTORES HASTA 266.8 MCM, PRU(I)= COSTOS PARA ESTRUCTURA QUE SE
C EMPLEA CON UNA FASE Y CONDUCTORES HASTA 556.5 MCM, IPRE33(I)= COS-
C TOS POR MANO DE OBRA CON ALIMENTACION, IPRE34(I)= COSTOS POR MANG-
C DE OBRA CON ALIMENTACION Y VIVIENDA, IPRE4(I)= PRECIO POR AISLADOR
C IB4(I)= COSTOS POR MANTENIMIENTO.
C
DO 399 I=4,19
READ(1,400) PRE1(I),PPRE22(I),PPRE32(I),PSU(I),PRU(I),IPRE33(I),IP
1PRE34(I),IPRE4(I),IB4(I)
400 FORMAT(F8.2,4(1X,F8.1),2(1X,I8),1X,I6,1X,I8)
IF(PPRE22(I).EQ.0) GO TO 398
N21=N21+1
PRE2(N21)=PPRE22(I)
398 IF(IPRE33(I).EQ.0.) GO TO 397
N22=N22+1
PRE3(N22)=IPRE33(I)
397 IF(PPRE32(I).EQ.0.) GO TO 396
N23=N23+1
PRE5(N23)=PPRE32(I)
396 IF(IB4(I).EQ.0.) GO TO 395
N24=N24+1
C30(N24)=IB4(I)
395 IF(PRE1(I).EQ.0.) GO TO 399
N25=N25+1
PRE11(N25)=PRE1(I)
399 CONTINUE
DO 360 I=4,20
IF(IPRE4(I).EQ.0.) GO TO 605
N26=N26+1
PREA4(N26)=IPRE4(I)
605 IF(PSU(I).EQ.0.) GO TO 607
N30=N30+1
SU(N30)=PSU(I)
607 IF(PRU(I).EQ.0.) GO TO 608
N31=N31+1
RU(N31)=PRU(I)
608 IF(IPRE34(I).EQ.99999999) GO TO 888
N32=N32+1
PRE34(N32)=IPRE34(I)

```

```

360 CONTINUE
888 AXAX1=0
ACOND(1)= ' 2 AWG (ACSR) '
ACOND(2)= ' 1/0 AWG (ACSR) '
ACOND(3)= ' 2/0 AWG (ACSR) '
ACOND(4)= ' 3/0 AWG (ACSR) '
ACOND(5)= ' 4/0 AWG (ACSR) '
ACOND(6)= ' 266.8 MCM (ACSR) '
ACOND(7)= ' 336.4 MCM (ACSR) '
ACOND(8)= ' 477.0 MCM (ACSR) '
ACOND(9)= ' 556.5 MCM (ACSR) '
ACOND(10)= ' 2 AWG (ALUMINIO) '
ACOND(11)= ' 1/0 AWG (ALUMINIO) '
ACOND(12)= ' 2/0 AWG (ALUMINIO) '
ACOND(13)= ' 3/0 AWG (ALUMINIO) '
ACOND(14)= ' 266.8 MCM (ALUMINIO) '
ACOND(15)= ' 336.4 MCM (ALUMINIO) '
PRINT*, ' '
PRINT*, ' '
PRINT*, ' '
PRINT*, ' COSTO DEL CONDUCTOR '
PRINT*, ' '
DO 300 J=1,N25
IF(PRE11(J).EQ.0.) GO TO 300

```

C  
C  
C DETERMINACION DE LOS COSTOS POR CONDUCTOR

```

COSCON(J)=PRE11(J)*1000
IF(COSCON(J).EQ.0.) GO TO 300
PRINT*, 'COSTO DE CONDUCTOR',ACOND(J), '=',COSCON(J), ' (SUCRES/KM.) '
300 CONTINUE
PRINT*, ' '
PRINT*, ' COSTO DE LAS ESTRUCTURAS '
PRINT*, ' '
SUM5=0.
DO 301 J=1,N21
IF(PRE2(J).EQ.0.) GO TO 301
SUM5=SUM5+PRE2(J)

```

C  
C  
C DETERMINACION DEL COSTO DE LAS ESTRUCTURAS TRIFASICAS

```

301 CONTINUE
IF(SUM5.EQ.0.) GO TO 1188
PRINT*, 'COSTO ESTRUCTURA PARA DOS O TRES FASES = ',SUM5, ' SUCRES '
1188 SUM6=0.
DO 320 J=1,N23
IF(PRE5(J).EQ.0.) GO TO 320
SUM6=SUM6+PRE5(J)

```

C  
C  
C DETERMINACION DEL COSTO DE LAS ESTRUCTURAS TRIFASICAS

```

320 CONTINUE
IF(SUM6.EQ.0.) GO TO 1189
PRINT*, 'COSTO ESTRUCTURA PARA DOS O TRES FASES = ',SUM6, ' SUCRES '
1189 SUM7=0
DO 800 J=1,N30
IF(SU(J).EQ.0.) GO TO 800
SUM7=SUM7+SU(J)

```

C  
C DETERMINACION DEL COSTO DE LAS ESTRUCTURAS MONOFASICAS

```

C
800 CONTINUE
IF(SUM7.EQ.0.) GO TO 1190
PRINT*, 'COSTO ESTRUCTURA PARA UNA FASE = ', SUM7, ' SUCRES'
1190 SUM8=0
DO 801 J=1,N31
IF(RU(J).EQ.0.) GO TO 801
SUM8=SUM8+RU(J)
C
C DETERMINACION DEL COSTO DE LAS ESTRUCTURAS MONOFASICAS
C
801 CONTINUE
IF(SUM8.EQ.0.) GO TO 1191
PRINT*, 'COSTO ESTRUCTURA PARA UNA FASE = ', SUM8, ' SUCRES'
1191 XXXXSS=0
PRINT*, ' '
PRINT*, ' COSTO POR MANO DE OBRA'
PRINT*, ' '
DO 302 J=1,N22
IF(PRE3(J).EQ.0.) GO TO 302
COSMOB(J)=PRE3(J)
IF(COSMOB(J).EQ.0.) GO TO 302
C
C DETERMINACION DEL COSTO POR MANO DE OBRA CON ALIMENTACION
C
PRINT*, 'COSTO POR MANO DE OBRA CASO 1 (ALIMENTACION)= ', COSMOB(J)
302 CONTINUE
DO 802 J=1,N32
IF(PRE34(J).EQ.0.) GO TO 802
COMOB(J)=PRE34(J)
IF(COMOB(J).EQ.0.) GO TO 802
C
C DETERMINACION DEL COSTO POR MANO DE OBRA CON ALIMENTACION
C Y VIVIENDA
C
PRINT*, 'COSTO POR MANO DE OBRA CASO 2 (ALIMENTACION Y VIVIENDA)= '
1, COMOB(J)
802 CONTINUE
PRINT*, ' '
PRINT*, ' COSTO POR AISLADORES'
PRINT*, ' '
DO 330 J=1,N26
IF(PREA4(J).EQ.0.) GO TO 330
PREA5=PREA4(J)*10
C
C DETERMINACION DEL COSTO POR AISLADORES PARA VANO DE 100 METROS
C
PRINT*, 'COSTO AISLADORES POR KILOMETRO (VANO= 100 METROS) = ', PREA5
330 CONTINUE
DO 331 J=1,N26
IF(PREA4(J).EQ.0.) GO TO 331
PREA6=PREA4(J)*25
C
C DETERMINACION DEL COSTO POR AISLADORES PARA VANO DE 40 METROS
PRINT*, 'COSTO AISLADORES POR KILOMETRO (VANO= 40 METROS) = ', PREA6
331 CONTINUE
DO 321 J=1,16
C
C DETERMINACION DE LOS COSTOS DE INSTALACION DE LA LINEA
C CONSIDERANDO LOS TIPOS Y TAMAÑOS DE CONDUCTOR PARA LOS
C CUALES SE HA DESARROLLADO EL PRESENTE ESTUDIO

```



```

C
IF(COSCON(J).EQ.0..AND.COSMOB(J).EQ.0.) GO TO 321
IF(J.LE.5) GO TO 322
IF(J.GT.5.AND.J.LE.9) GO TO 323
IF(J.GT.9.AND.J.LE.13) GO TO 324
IF(J.GT.13.AND.J.LE.15) GO TO 325
GO TO 321

```

```

322 CCINST(J)=COSCON(J)+COSMOB(J)+(SUM5*10)+PREA5
CCINSA(J)=COSCON(J)+COMOB(J)+(SUM5*10)+PREA5
CCINS1(J)=COSCON(J)+CCSMOB(J)+(SUM7*10)+PREA5
CCINSE(J)=COSCON(J)+COMOB(J)+(SUM7*10)+PREA5
COS1(J)=COSCON(J)+COSMOB(J)+(SUM5*25)+PREA6
COS2(J)=COSCON(J)+COMOB(J)+(SUM5*25)+PREA6
COS3(J)=COSCON(J)+COSMOB(J)+(SUM7*25)+PREA6
COS4(J)=COSCON(J)+COMOB(J)+(SUM7*25)+PREA6
GO TO 321

```

```

323 CCINST(J)=COSCON(J)+CCSMOB(J)+(SUM6*10)+PREA5
CCINSA(J)=COSCON(J)+COMOB(J)+(SUM6*10)+PREA5
CCINS1(J)=COSCON(J)+CCSMOB(J)+(SUM8*10)+PREA5
CCINSE(J)=COSCON(J)+COMOB(J)+(SUM8*10)+PREA5
COS1(J)=COSCON(J)+COSMOB(J)+(SUM6*25)+PREA6
COS2(J)=COSCON(J)+COMOB(J)+(SUM6*25)+PREA6
COS3(J)=COSCON(J)+COSMOB(J)+(SUM8*25)+PREA6
COS4(J)=COSCON(J)+COMOB(J)+(SUM8*25)+PREA6
GO TO 321

```

```

324 CCINST(J)=COSCON(J)+COSMOB(J)+(SUM5*10)+PREA5
CCINSA(J)=COSCON(J)+COMOB(J)+(SUM5*10)+PREA5
CCINS1(J)=COSCON(J)+CCSMOB(J)+(SUM7*10)+PREA5
CCINSE(J)=COSCON(J)+COMOB(J)+(SUM7*10)+PREA5
COS1(J)=COSCON(J)+COSMOB(J)+(SUM5*25)+PREA6
COS2(J)=COSCON(J)+COMOB(J)+(SUM5*25)+PREA6
COS3(J)=COSCON(J)+COSMOB(J)+(SUM7*25)+PREA6
COS4(J)=COSCON(J)+COMOB(J)+(SUM7*25)+PREA6
GO TO 321

```

```

325 CCINST(J)=COSCON(J)+COSMOB(J)+(SUM6*10)+PREA5
CCINSA(J)=COSCON(J)+COMOB(J)+(SUM6*10)+PREA5
CCINS1(J)=COSCON(J)+CCSMOB(J)+(SUM8*10)+PREA5
CCINSE(J)=COSCON(J)+COMOB(J)+(SUM8*10)+PREA5
COS1(J)=COSCON(J)+COSMOB(J)+(SUM6*25)+PREA6
COS2(J)=COSCON(J)+COMOB(J)+(SUM6*25)+PREA6
COS3(J)=COSCON(J)+COSMOB(J)+(SUM8*25)+PREA6
COS4(J)=COSCON(J)+COMOB(J)+(SUM8*25)+PREA6

```

```

321 CONTINUE
K=0
READ(2,1004) X103
1004 FORMAT(A79)
READ(2,1005) X104
1005 FORMAT(A79)
READ(2,1006) X105
1006 FORMAT(A79)
DO 115 I=4,99
IF(D30(I).EQ.'XX') GO TO 116

```

```

C
C LECTURA DEL NUMBRE DE LA LINEA=D30(I), VARIABLE ALFANUMERICA CON
C UN MAXIMO DE 40 CARACTERES.

```

```

C
READ(2,110) D30(I)
110 FORMAT(A40)

```

```

C
C VARIABLES QUE SE LEEN EN DATA05 ROS.- M4(I)=CLAVE 1 O 2 PARA INC

```

C CAR SI LA LINEA ES NUEVA O EXISTENTE, M5(I)=CLAVE 3 O 4 PARA INDI-  
 C CAR EL TIPO DE CONDUCTOR QUE SE ESTA ANALIZANDO, M10(I)=CLAVE 1 O 2  
 C PARA INDICAR EL CASO EN QUE SE PAGA MANC DE CBRA, CON ALIMENTACION  
 C SOLAMENTE O CON ALIMENTACION INCLUYENDO VIVIENDA, D1(I)=VARIABLE AL-  
 C FANUMERICA PARA INDICAR LA SECCION DE LINEA QUE SE ESTA ANALIZANDO  
 C M2(I)=PERIODO DE AMURTIZACION, D3(I)=TASA DE INTERES EN PORCENTAJE-  
 C D4(I)=PRECIO DE LA ENERGIA, D5(I)=PRECIO POR DEMANDA, M6(I)=FACTOR -  
 C DE POTENCIA EN PORCENTAJE, M7(I)=LONGITUD DE LA LINEA EN ESTUDIO, -  
 C IV(I)=VANO DE LA LINEA QUE PUEDE SER 40 O 100 METROS.

READ(2,113)M4(I),M5(I),M10(I),D1(I),M2(I),D3(I),D4(I),D5(I),M6(I),  
 1M7(I),IV(I)

113 FORMAT(2X,11,7X,11,7X,11,7X,A2,4X,12,2X,F5.2,2X,F6.3,2X,F6.1,5X,12  
 1,4X,13,3X,13)

IF(D4(I).EQ.0..AND.D5(I).EQ.0.) GO TO 116

K=K+1

D31(K)=D3(I)

C23(K)=M4(I)

C24(K)=M5(I)

MMM(K)=C23(K)

NNN(K)=C24(K)

C1(K)=D1(I)

C2(K)=M2(I)

C3(K)=D3(I)

C4(K)=D4(I)

C5(K)=D5(I)

C6(K)=M6(I)

CASO(K)=M10(I)

C7(K)=M7(I)

VAN(K)=IV(I)

115 CONTINUE

116 ML=4

C \*\*\*\*\*  
 C \* LECTURA DE LOS PARAMETROS QUE VARIAN DE ACUERDO \*  
 C \* A LINEA O SECCION DE LINEA QUE SE ANALIZA \*  
 C \*\*\*\*\*

N20=C

READ(5,1007) X106

1007 FORMAT(A79)

READ(5,1008) X107

1008 FORMAT(A79)

READ(5,1009) X108

1009 FORMAT(A79)

C VARIABLES QUE SE LEEN EN DATA03 RUS.- D8(I)=Kw PRESENTES Y FUTUROS  
 C EN EL PRINCIPIO DE LA LINEA, D9(I)=Kw PRESENTES Y FUTUROS EN EL FIN  
 C DE LA LINEA, M12(I)=FACTOR DE CARGA EN PORCENTAJE, LPH(I)=NUMERO DE-  
 C FASES DE LA LINEA, COND(I)=VARIABLE ALFANUMERICA PARA INDICAR EL TA-  
 C BANO DEL CONDUCTOR ANALIZADO, B1(I)=RESISTENCIA DEL CONDUCTOR, B2(I)  
 C =REACTANCIA DEL CONDUCTOR, B5(I)=MAXIMAS DEMANDAS MENSUALES DEL PRI-  
 C MER ANO, B6(I)=MAXIMAS DEMANDAS MENSUALES DEL SEGUNDO ANO, B7(I)=  
 C MAXIMAS DEMANDAS MENSUALES DEL TERCER ANO, ICCREM(I)=VALORES QUE  
 C SE SALVAN POR REMOCION DE MATERIALES, Kw(I)=DATOS DE CARGA PARA-  
 C ESTABLECER LA CURVA DE COSTOS DE OPERACION DE LOS CONDUCTORES.

DO 2 I=ML,599

IF(B5(I).EQ.999.9) GO TO 2

READ(5,1)D8(I),D9(I),M12(I),LPH(I),COND(I),B1(I),B2(I),B5(I),B6(I)

```
1) ,B7(1), ICUREM(1), KW(1)
1  FORMAT(1X,F5.1,2X,F5.1,3X,12,2X,11,2X,A6,2X,F5.3,2X,F5.3,2X,F5.1,2
1X,F5.1,2X,F5.1,1X,18,2X,14)
IF(KK(1).EQ.0.) GO TO 125
N20=N20+1
KWUPER(N20)=KW(1)
125 IF(B1(1).EQ.0..AND.B6(1).EQ.0.) GO TO 14
2  CONTINUE
14  AKV=13.8
```

```
C
C      VALORES DE RESISTENCIA DE LOS CONDUCTORES ACSR EN OHM./KM
C
```

```
REA(1)=1.05
REA(2)=0.696
REA(3)=0.556
REA(4)=0.449
REA(5)=0.368
REA(6)=0.239
REA(7)=0.190
REA(8)=0.134
REA(9)=0.116
```

```
C
C      VALORES DE RESISTENCIA DE LOS CONDUCTORES DE ALUMINIO EN OHM./KM
C
```

```
REA1(1)=0.962
REA1(2)=0.605
REA1(3)=0.480
REA1(4)=0.380
REA1(5)=0.240
REA1(6)=0.190
```

```
C
C      DETERMINACION DE LOS COSTOS DE INSTALACION CONSIDERANDO
C      EL VANO DE LA LINEA
C
```

```
J90=4
J100=15
DO 303 I=1,K
DO 304 J=J90,J100
IF(B1(J).EQ.0.) GO TO 304
```

```
C
C      BB8(J)=COSTOS DE INSTALACION CONSIDERANDO VANO DE 100 METROS
C
```

```
BB3(J)=COSTOS DE INSTALACION CONSIDERANDO ESTRUCTURAS DE 3 FASES
MANO DE OBRA CON ALIMENTACION PARA VANOS DE 40 Y 100 METROS
```

```
BB9(J)=COSTOS DE INSTALACION CONSIDERANDO ESTRUCTURAS DE 3 FASES
MANO DE OBRA CON ALIMENTACION Y VIVIENDA
PARA VANOS DE 40 Y 100 METROS
```

```
BB10(J)=COSTOS DE INSTALACION CONSIDERANDO ESTRUCTURAS DE 1 FASE
MANO DE OBRA CON ALIMENTACION PARA VANOS DE 40 Y 100 METROS
```

```
BB11(J)=COSTOS DE INSTALACION CONSIDERANDO ESTRUCTURAS DE 1 FASE
MANO DE OBRA CON ALIMENTACION Y VIVIENDA
PARA VANOS DE 40 Y 100 METROS
```

```
C
C      NOTA LAS ESTRUCTURAS QUE SE UTILIZAN EN LINEAS DE DISTRIBUCION
C      TRIFASICAS PUEDEN SER UTILIZADAS EN LINEAS DE DOS FASES
C
```

```

IF(B1(J).EQ.REA(1)) GO TO 305
IF(B1(J).EQ.REA(2)) GO TO 306
IF(B1(J).EQ.REA(3)) GO TO 307
IF(B1(J).EQ.REA(4)) GO TO 308
IF(B1(J).EQ.REA(5)) GO TO 309
IF(B1(J).EQ.REA(6)) GO TO 310
IF(B1(J).EQ.REA(7)) GO TO 311
IF(B1(J).EQ.REA(8)) GO TO 312
IF(B1(J).EQ.REA(9)) GO TO 313
IF(B1(J).EQ.REA1(1)) GO TO 314
IF(B1(J).EQ.REA1(2)) GO TO 315
IF(B1(J).EQ.REA1(3)) GO TO 316
IF(B1(J).EQ.REA1(4)) GO TO 317
IF(B1(J).EQ.REA1(5)) GO TO 318
IF(B1(J).EQ.REA1(6)) GO TO 319
GO TO 304
305 IF(VAN(I).LE.50.) GO TO 380
BB3(J)=CCINST(1)
BB9(J)=CCINSA(1)
BB10(J)=CCINS1(1)
BB11(J)=CCINSE(1)
BB8(J)=CCINST(1)
GO TO 304
380 BB3(J)=COS1(1)
BB9(J)=COS2(1)
BB10(J)=COS3(1)
BB11(J)=COS4(1)
BB8(J)=CCINST(1)
GO TO 304
306 IF(VAN(I).LE.50.) GO TO 840
BB3(J)=CCINST(2)
BB9(J)=CCINSA(2)
BB10(J)=CCINS1(2)
BB11(J)=CCINSE(2)
BB8(J)=CCINST(2)
GO TO 304
840 BB3(J)=COS1(2)
BB9(J)=COS2(2)
BB10(J)=COS3(2)
BB11(J)=COS4(2)
BB8(J)=CCINST(2)
GO TO 304
307 IF(VAN(I).LE.50.) GO TO 841
BB3(J)=CCINST(3)
BB9(J)=CCINSA(3)
BB10(J)=CCINS1(3)-
BB11(J)=CCINSE(3)
BB8(J)=CCINST(3)
GO TO 304
841 BB3(J)=COS1(3)
BB9(J)=COS2(3)
BB10(J)=COS3(3)
BB11(J)=COS4(3)
BB8(J)=CCINST(3)
GO TO 304
308 IF(VAN(I).LE.50.) GO TO 842
BB3(J)=CCINST(4)
BB9(J)=CCINSA(4)
BB10(J)=CCINS1(4)
BB11(J)=CCINSE(4)

```

BB8(J)=CCINST(4)  
GO TO 304  
842 BB3(J)=CCS1(4)  
BB9(J)=CCS2(4)  
BB10(J)=CCS3(4)  
BB11(J)=CCS4(4)  
BB8(J)=CCINST(4)  
GO TO 304  
309 IF(VAN(I).LE.50.) GO TO 843  
BB3(J)=CCINST(5)  
BB9(J)=CCINSA(5)  
BB10(J)=CCINS1(5)  
BB11(J)=CCINSE(5)  
BB8(J)=CCINST(5)  
GO TO 304  
843 BB3(J)=CCS1(5)  
BB9(J)=CCS2(5)  
BB10(J)=CCS3(5)  
BB11(J)=CCS4(5)  
BB8(J)=CCINST(5)  
GO TO 304  
310 IF(VAN(I).LE.50.) GO TO 844  
BB3(J)=CCINST(6)  
BB9(J)=CCINSA(6)  
BB10(J)=CCINS1(6)  
BB11(J)=CCINSE(6)  
BB8(J)=CCINST(6)  
GO TO 304  
844 BB3(J)=CCS1(6)  
BB9(J)=CCS2(6)  
BB10(J)=CCS3(6)  
BB11(J)=CCS4(6)  
BB8(J)=CCINST(6)  
GO TO 304  
311 IF(VAN(I).LE.50.) GO TO 845  
BB3(J)=CCINST(7)  
BB9(J)=CCINSA(7)  
BB10(J)=CCINS1(7)  
BB11(J)=CCINSE(7)  
BB8(J)=CCINST(7)  
GO TO 304  
845 BB3(J)=CCS1(7)  
BB9(J)=CCS2(7)  
BB10(J)=CCS3(7)  
BB11(J)=CCS4(7)  
BB8(J)=CCINST(7)  
GO TO 304  
312 IF(VAN(I).LE.50.) GO TO 846  
BB3(J)=CCINST(8)  
BB9(J)=CCINSA(8)  
BB10(J)=CCINS1(8)  
BB11(J)=CCINSE(8)  
BB8(J)=CCINST(8)  
GO TO 304  
846 BB3(J)=CCS1(8)  
BB9(J)=CCS2(8)  
BB10(J)=CCS3(8)  
BB11(J)=CCS4(8)  
BB8(J)=CCINST(8)  
GO TO 304

313 IF (VAN(1).LE.50.) GO TO 847  
BB3(J)=COINST(9)  
BB9(J)=COINSA(9)  
BB10(J)=CCINS1(9)  
BB11(J)=CCINSE(9)  
BB8(J)=CCINST(9)  
GO TO 304

847 BB3(J)=COS1(9)  
BB9(J)=COS2(9)  
BB10(J)=CCS3(9)  
BB11(J)=COS4(9)  
BB8(J)=COINST(9)  
GO TO 304

314 IF (VAN(1).LE.50.) GO TO 848  
BB3(J)=COINST(10)  
BB9(J)=COINSA(10)  
BB10(J)=CCINS1(10)  
BB11(J)=CCINSE(10)  
BB8(J)=CCINST(10)  
GO TO 304

848 BB3(J)=COS1(10)  
BB9(J)=COS2(10)  
BB10(J)=COS3(10)  
BB11(J)=COS4(10)  
BB8(J)=COINST(10)  
GO TO 304

315 IF (VAN(1).LE.50.) GO TO 849  
BB3(J)=COINST(11)  
BB9(J)=COINSA(11)  
BB10(J)=CCINS1(11)  
BB11(J)=CCINSE(11)  
BB8(J)=COINST(11)  
GO TO 304

849 BB3(J)=COS1(11)  
BB9(J)=COS2(11)  
BB10(J)=COS3(11)  
BB11(J)=COS4(11)  
BB8(J)=COINST(11)  
GO TO 304

316 IF (VAN(1).LE.50.) GO TO 850  
BB3(J)=COINST(12)  
BB9(J)=COINSA(12)  
BB10(J)=CCINS1(12)  
BB11(J)=CCINSE(12)  
BB8(J)=COINST(12)  
GO TO 304

850 BB3(J)=COS1(12)  
BB9(J)=COS2(12)  
BB10(J)=COS3(12)  
BB11(J)=COS4(12)  
BB8(J)=COINST(12)  
GO TO 304

317 IF (VAN(1).LE.50.) GO TO 851  
BB3(J)=COINST(13)  
BB9(J)=COINSA(13)  
BB10(J)=CCINS1(13)  
BB11(J)=CCINSE(13)  
BB8(J)=COINST(13)  
GO TO 304

851 BB3(J)=COS1(13)



```

BB9(J)=C0S2(13)
BB10(J)=C0S3(13)
BB11(J)=C0S4(13)
BB8(J)=C0INST(13)
GO TO 304
318 IF(VAN(1).LE.50.) GO TO 852
BB3(J)=C0INST(14)
BB9(J)=C0INSA(14)
BB10(J)=C0INS1(14)
BB11(J)=C0INSE(14)
BB8(J)=C0INST(14)
GO TO 304
852 BB3(J)=C0S1(14)
BB9(J)=C0S2(14)
BB10(J)=C0S3(14)
BB11(J)=C0S4(14)
BB8(J)=C0INS1(14)
GO TO 304
319 IF(VAN(1).LE.50.) GO TO 853
BB3(J)=C0INST(15)
BB9(J)=C0INSA(15)
BB10(J)=C0INS1(15)
BB11(J)=C0INSE(15)
BB8(J)=C0INST(15)
GO TO 304
853 BB3(J)=C0S1(15)
BB9(J)=C0S2(15)
BB10(J)=C0S3(15)
BB11(J)=C0S4(15)
BB8(J)=C0INST(15)
304 CONTINUE
J90=J90+12
J100=J100+12
303 CONTINUE

```

```

C
C ASIGNACION DE VARIABLES ALFANUMERICAS PARA INDICAR QUE SE ESTA
C TRABAJANDO CON ACSR O ALUMINIO, Y SI LA LINEA QUE SE ANALIZA
C ES NUEVA O EXISTENTE
C

```

```

D15=' ACSR '
D16='ALUMIN'
D17=' LINEA NUEVA'
D19='LINEA EXISTENTE'

```

```

C
C CLAVE C24(I) QUE PUEDE SER 3 O 4
C SI ES 3 EL TIPO DE CONDUCTOR CON EL QUE SE REALIZA EL ESTUDIO
C ES ACSR, Y SI ES 4 EL CONDUCTOR ANALIZADO ES DE ALUMINIO
C

```

```

DO 80 I=1,K
IF(C24(I).EQ.4.) GO TO 82
D18(I)=D15
IF(C24(I).EQ.3.) GO TO 80
82 D18(I)=D16
80 CONTINUE

```

```

C
C CLAVE C23(I) QUE PUEDE SER 1 O 2
C SI ES 1 LA LINEA EN ESTUDIO ES NUEVA
C Y SI ES 2 LA LINEA QUE SE ESTUDIA YA EXISTE Y SE DESEA
C SABER SI DEBE O NO SER CONVERTIDA
C

```

```
DO 84 I=1,K
IF(C23(I).EQ.2.) GO TO 83
D20(I)=D17
IF(C23(I).EQ.1.) GO TO 84
83 D20(I)=D19
84 CONTINUE
```

```
C
C DETERMINACION DE LA TASA DE INTERES EN DECIMAL, FACTOR DE
C POTENCIA EN DECIMAL Y LA COMPONENTE SEN(B) PARA EL
C CALCULO DE LA IMPEDANCIA
C
```

```
DO 15 I=1,K
TIN(I)=C3(I)/100
FPOT(I)=C6(I)/100
A3(I)=ARCCOS(FPOT(I))
A5(I)=SIN(A3(I))
15 CONTINUE
NN=12*K
```

```
C
C ASIGNACION DE VARIABLES PARA ALMACENAR LOS Kw DE CARGA EN EL
C PRINCIPIO DE LA LINEA TANTO EN EL PRESENTE COMO EN EL FUTURO
C
```

```
J11=4
DO 51 I=1,K
DO 52 IN=J11,NN
C8(I)=D8(IN)
IF(C8(I).GT.0.) GO TO 53
```

```
52 CONTINUE
```

```
53 J11=J11+12
```

```
51 CONTINUE
```

```
J12=5
```

```
DO 54 I=1,K
```

```
DO 55 IN=J12,NN
```

```
C9(I)=D8(IN)
```

```
IF(C9(I).GT.0.) GO TO 56
```

```
55 CONTINUE
```

```
56 J12=J12+12
```

```
54 CONTINUE
```

```
C
C ASIGNACION DE VARIABLES PARA ALMACENAR LOS Kw DE CARGA EN EL
C FINAL DE LA LINEA TANTO EN EL PRESENTE COMO EN EL FUTURO
C
```

```
J13=4
```

```
DO 57 I=1,K
```

```
DO 58 IN=J13,NN
```

```
C10(I)=D9(IN)
```

```
IF(C10(I).GT.0.) GO TO 59
```

```
58 CONTINUE
```

```
59 J13=J13+12
```

```
57 CONTINUE
```

```
J14=5
```

```
DO 60 I=1,K
```

```
DO 61 IN=J14,NN
```

```
C11(I)=D9(IN)
```

```
IF(C11(I).GT.0.) GO TO 62
```

```
61 CONTINUE
```

```
62 J14=J14+12
```

```
60 CONTINUE
```

```
C
C *****
```



```

*          CALCULO DE LOS KVA QUE PERMITEN DETERMINAR
*          LA CAIDA DE VOLTAJE TANTO PARA EL PRIMER ANIO
*          COMO PARA DESPUES DE 15 ANIOS
*****

```

```

DETERMINACION DE LOS KVA QUE PERMITEN CALCULAR LA CAIDA DE VOLTAJE
AL FINAL DEL PRIMER ANIO Y DESPUES DE 15 ANIOS, CONSIDERANDO EL
CRITERIO DE CARGA DISTRIBUIDA QUE SE MUESTRA EN DISTRIBUCION DATA.

```

```

DO 63 I=1,K
C19(I)=C8(I)+C10(I)
C20(I)=C9(I)+C11(I)
C21(I)=C19(I)/2
C22(I)=C20(I)/2

```

```

CKVAV1(I) = KVA DESPUES DE 1 ANIO

```

```

CKVAV1(I)=C21(I)/FPOT(I)

```

```

CKVAV2(I) = KVA DESPUES DE 15 ANIOS

```

```

CKVAV2(I)=C22(I)/FPOT(I)

```

```

63 CONTINUE

```

```

ASIGNACION DE VARIABLES PARA ALMACENAR LOS KW DE CARGA EN EL
PRINCIPIO Y EN EL FINAL DE LA LINEA, EN CASO DE EXISTIR
MODIFICACIONES EN EL CIRCUITO.

```

```

J15=6
DO 85 I=1,K
C25(I)=D8(J15)
IF(C25(I).LE.0.) GO TO 86
C26(I)=D9(J15)

```

```

86 J15=J15+12
85 CONTINUE

```

```

J16=7
DO 87 I=1,K
C27(I)=D8(J16)
IF(C27(I).LE.0.) GO TO 88
C28(I)=D9(J16)

```

```

88 J16=J16+12
87 CONTINUE

```

```

J1=4
J2=15
DO 16 I=1,K
SUM4(I)=0
J3=0

```

```

CAMBIO DE LOS DATOS DEL FACTOR DE CARGA, DESDE LA FORMA DE
PORCENTAJE A LA FORMA DECIMAL.

```

```

DO 17 IN=J1,J2
C17(IN)=M12(IN)
C16(IN)=C17(IN)/100
IF(C16(IN).EQ.0.) GO TO 18
J3=J3+1

```

```

SUMATORIA DE LOS DATOS DEL FACTOR DE CARGA PARA ESTABLECER
UN PROMEDIO CON EL QUE SE HARA LOS CALCULOS.

```

SUM4(I)=SUM4(I)+C16(IN)

17 CONTINUE

18 PRUM2(I)=SUM4(I)/J3

C  
C FACTOR DE CARGA PROMEDIO

B(I)=PRUM2(I)

J1=J1+12

J2=J2+12

16 CONTINUE

C  
C \*\*\*\*\*  
C \* ((((((( CALCULO DE LOS SIGUIENTES PARAMETROS )))))) \*  
C \* FACTOR DE DISTRIBUCION \*  
C \* FACTOR DE CRECIMIENTO \*  
C \* FACTOR DE PERDIDA \*  
C \* CARGA EQUIVALENTE \*  
C \* FACTOR DE CARGA \*  
C \* FACTOR DE AMORTIZACION \*  
C \* FACTOR DE AJUSTE DE DEMANDA \*  
C \* KVA EQUIVALENTE PARA DETERMINAR COSTOS POR PERDIDAS \*  
C \*\*\*\*\*

DO 3 I=1,K

A13(I)=0.16\*B(I)

C  
C CALCULO DEL FACTOR DE PERDIDA, CONSIDERANDO EL FACTOR A = 0.14

G(I)=0.84\*B(I)\*\*2+A13(I)

C  
C RAZON DE CRECIMIENTO DE CARGA= CARGA FUTURA/CARGA PRESENTE.  
C LA CARGA FUTURA ES UN DATO TOMADO DE LA PROYECCION DE LA  
C DEMANDA PARA LA ZONA EN QUE DEBE CONSTRUIR LA LINEA.

AA(I)=C9(I)/C8(I)

C  
C RELACION DE CARGA DADA POR LA SIGUIENTE EXPRESION.  
C CARGA AL FINAL DE LA LINEA/CARGA AL PRINCIPIO DE LA LINEA.

BB(I)=C10(I)/C8(I)

IF(C25(I).LE.0.) GO TO 3

C  
C RAZON DE CRECIMIENTO DE CARGA Y RELACION DE CARGA EN CASO  
C DE EXISTIR MODIFICACION EN EL CIRCUITO EQUIVALENTE.

AA1(I)=C27(I)/C25(I)

BB1(I)=C26(I)/C25(I)

3 CONTINUE

DO 4 I=1,K

A16(I)=AA(I)\*\*2

C  
C CALCULO DEL FACTOR DE CRECIMIENTO

GF(I)=((A16(I)-1)/(ALOG(A16(I))))\*\*0.5

IF(AA1(I).LE.0.) GO TO 90

C  
C SI HAY MODIFICACION EN EL CIRCUITO, EL FACTOR DE CRECIMIENTO ES

GF1(I)=((AA1(I)\*\*2-1)/(ALOG(AA1(I)\*\*2)))\*\*0.5

```

C      FACTOR DE DISTRIBUCION
C
90    DI(I)=((BB(I)+1+BB(I)**2)/(3.))**0.5
C
C      FACTOR DE DISTRIBUCION CUANDO HAY MODIFICACION EN EL CIRCUITO
C
C
C      DI1(I)=((1.+BB1(I)+BB1(I)**2)/(3.))**0.5
4    CONTINUE
    DO 5 I=1,K
    A14(I)=1+TIN(I)
C
C      FACTOR DE AMORTIZACION NECESARIO PARA DETERMINAR LOS COSTOS
C      DE AMORTIZACION ANUALES
C
C      A(I)=TIN(I)*((A14(I)**C2(I)))/(((A14(I)**C2(I))-1)
C
C      CARGA EQUIVALENTE O DEMANDA MAXIMA ANUAL = IP6(I)
C
C
C      PP6(I)=C8(I)*GF(I)*DI(I)
C      PPE1(I)=C25(I)*GF1(I)*DI1(I)
5    CONTINUE
    DO 89 I=1,K
    A21(I)=AA1(I)+AA(I)
    A22(I)=(PPE1(I)/PP6(I))*2
C
C      DETERMINACION DE LA CARGA EQUIVALENTE O DEMANDA MAXIMA ANUAL
C      CONSIDERANDO MODIFICACION EN EL CIRCUITO. SI NO EXISTE MODI-
C      FICACION EN EL CIRCUITO ESTA CARGA EQUIVALENTE SERA IGUAL A
C      LA CALCULADA EN LA LINEA 83C
C
C      PPE2(I)=PPA(I)*((AA(I)+AA1(I)+A22(I))/(A21(I)))**0.5
C
C      KVA CORRESPONDIENTES A LA CARGA EQUIVALENTE CALCULADOS EN
C      FUNCION DE PPE2(I), RESULTADO VALIDO CUANDO EXISTE O NO
C      MODIFICACION DEL CIRCUITO
C
C      CKVAE(I)=PPE2(I)/FPOT(I)
C      IF(CKVAE(I).EQ.0.) GO TO 109
C      IF(CKVAE(I).GT.0.) GO TO 89
109   CKVAE(I)=CKVAE(I) + PP6(I)/FPCT(I)
89   CONTINUE
C
C      CALCULO DEL FACTOR DE AJUSTE DE DEMANDA CONSIDERANDO LAS
C      DEMANDAS MAXIMAS MENSUALES CORRESPONDIENTE A LOS TRES -
C      ANOS ANTERIORES A LA FECHA EN QUE SE REALIZA EL ESTUDIO.
C
C
C      N=4
C      L=15
C      DO 6 I=1,K
C      SUM1(I)=0.
C      SUM2(I)=0.
C      SUM3(I)=0.
C      DO 7 IN=N,L
C
C      CADA DEMANDA MAXIMA DEL MES ES ELEVADA AL CUADRADO PARA
C      LUEGO REALIZAR LA SUMATORIA.
C
C
C      P(IN)=B5(IN)**2
C      SUM1(I)=SUM1(I)+P(IN)
7    CONTINUE

```

AMAY1(I)=B5(N)  
J=N+1

SE DETERMINA LA MAYOR DEMANDA MAXIMA MENSUAL EN EL ANIO,  
LA MISMA QUE TAMBIEN ES ELEVADA AL CUADRADO.

DO 8 IN=J,L  
IF(B5(IN).LE.AMAY1(I)) GO TO 8  
AMAY1(I)=B5(IN)  
CONTINUE  
A9(I)=AMAY1(I)\*\*2

CON LA SUMATORIA REALIZADA Y LA MAYOR DEMANDA MAXIMA MENSUAL  
EN EL ANIO Y DIVIDIENDO PARA 12 SE ESTABLECE EL FACTOR DE -  
AJUSTE DE DEMANDA PARA EL PRIMER ANIO = ST1(I)

ST1(I)=SUM1(I)/(12\*A9(I))

FACTOR DE AJUSTE DE DEMANDA PARA EL SEGUNDO ANIO SIGUIENDO  
EL MISMO PROCEDIMIENTO = ST2(I)

DO 9 IN=N,L  
Q(IN)=B6(IN)\*\*2  
SUM2(I)=SUM2(I)+Q(IN)  
CONTINUE  
AMAY2(I)=B6(N)  
DO 10 IN=J,L  
IF(B6(IN).LE.AMAY2(I)) GO TO 10  
AMAY2(I)=B6(IN)  
CONTINUE  
A10(I)=AMAY2(I)\*\*2  
ST2(I)=SUM2(I)/(12\*A10(I))

FACTOR DE AJUSTE DE DEMANDA PARA EL TERCER ANIO = ST3(I)

DO 11 IN=N,L  
S(IN)=B7(IN)\*\*2  
SUM3(I)=SUM3(I)+S(IN)  
CONTINUE  
AMAY3(I)=B7(N)  
DO 12 IN=J,L  
IF(B7(IN).LE.AMAY3(I)) GO TO 12  
AMAY3(I)=B7(IN)  
CONTINUE  
A11(I)=AMAY3(I)\*\*2  
ST3(I)=SUM3(I)/(12\*A11(I))

PROMEDIO DE LOS TRES FACTORES DE AJUSTE DE DEMANDA CON EL  
FIN DE CONSEGUIR UN VALOR MAS EXACTO, Y SIGUIENDO EL -  
CRITERIO UTILIZADO EN EL PROYECTO DE EXPANSION DE GUAYAQUIL  
REALIZADO EN LA FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA DE LA ESPOL.

PROM(I)=(ST1(I)+ST2(I)+ST3(I))/3  
E(I)=PROM(I)  
A12(I)=C4(I)\*E(I)

PARA EL CALCULO DE LOS COSTOS POR PERDIDA DE ENERGIA ES  
NECESARIO ESTABLECER UN FACTOR MAESTRO DE PERDIDA DE ENERGIA  
EN LA LINEA DURANTE LAS 8760 HORAS DEL ANIO, TAL COMO LO  
INDICA LA PUBLICACION 60 DE REA.

AJ(I)= FACTOR MAESTRO DE PERDIDA DE ENERGIA

AJ(I)=0.012\*C5(I)\*E(I)+8.76\*A12(I)

N=N+12

IF(N.EQ.NN) GO TO 13

L=L+12

CONTINUE

```
*****
*                               CALCULO DE LOS SIGUIENTES COSTOS                               *
*                               COSTOS DE CONSTRUCCION                                       *
*                               COSTOS DE AMORTIZACION                                       *
*                               COSTOS DE MANTENIMIENTO                                       *
*                               COSTOS POR PERDIDAS                                       *
*                               COSTO TOTAL DE OPERACION                                       *
*****
```

J51=4

J52=12

PRINT\*, ' '

DO 530 I=1,K

REMOC(I)=0

DO 531 J=J51,J52

IF(ICOREM(J).EQ.0) GO TO 531

COREM1(J)=ICOREM(J)

REMOC(I)= VALORES SALVADOS POR REMOVER MATERIALES DE LA LINEA

REMOC(I)=REMOC(I)+COREM1(J)

IF(REMOC(I).EQ.0.) GO TO 1210

PRINT\*, 'VALORES SALVADOS EN REMOCION DE MATERIALES =', COREM1(J)

531 CONTINUE

IF(REMOC(I).EQ.0.) GO TO 1210

PRINT\*, ' '

PRINT\*, 'VALOR TOTAL SALVADO DE REMOCION EN SUCRES =', REMOC(I)

PRINT\*, ' '

1210 J51=J51+12

J52=J52+12

530 CONTINUE

J71=4

J72=15

DO 342 I=1,K

DO 341 IN=J71,J72

IF(B1(IN).EQ.0.) GO TO 341

C15(IN)=C30(N24)

341 CONTINUE

J71=J71+12

J72=J72+12

342 CONTINUE

13 JJ=4

LL=15

DO 22 I=1,K

NJ(I)=0

C12(IN) = RESISTENCIA DEL CONDUCTOR QUE SE ANALIZA EN OHM./KM

C13(IN) = REACTANCIA DEL CONDUCTOR QUE SE ANALIZA EN GPM./KM

DO 21 IN=JJ,LL

C12(IN)=B1(IN)

C13(IN)=B2(IN)

C  
C C14(IN) = COSTOS DE CONSTRUCCION DE UNA LINEA EN \$/KM/ANIO.  
C ESTOS COSTOS DEPENDEN DEL TIPO DE CONDUCTOR Y ESTRUCTURA QUE SE  
C ESTA UTILIZANDO, Y SON ALMACENADOS DE TAL FORMA QUE SE CONSIDERE  
C EL PRECIO POR CONDUCTOR, AISLADOR, ESTRUCTURA, Y MANO DE OBRA.  
C

IF(C23(I).LE.1.) GO TO 1113  
NJ(I)=NJ(I)+1  
IF(NJ(I).GE.2.) GO TO 1111

C  
C SI SE TIENE LINEA EXISTENTE ENTONCES EL COSTO DE CONSTRUCCION  
C SERA CERO PARA EL CONDUCTOR CON EL QUE ESTA CONSTRUIDA.  
C EL COSTO DE CONSTRUCCION PARA LOS OTROS TIPOS DE CONDUCTORES  
C QUE SE ANALIZAN DEPENDERAN DE LOS MATERIALES A REMOVERSE.  
C

C14(IN)=00  
GO TO 1112  
1113 REMOC(I)=0  
IF(B1(IN).EQ.0.) GO TO 21  
GO TO 501  
1111 IF(REMOC(I).EQ.0.) GO TO 21  
IF(B1(IN).EQ.0.) GO TO 21

C  
C NOS PREGUNTAMOS EN QUE CASO ESTAMOS CONSIDERANDO MANO DE OBRA  
C CON ALIMENTACION SOLAMENTE, O CON ALIMENTACION Y VIVIENDA  
C

501 IF(CASO(I).EQ.2.) GO TO 660  
IF(LPH(IN).EQ.1.) GO TO 621  
C14(IN)=883(IN)  
GO TO 502  
660 IF(LPH(IN).EQ.1.) GO TO 622  
C14(IN)=889(IN)  
GO TO 502  
621 C14(IN)=8810(IN)  
GO TO 502  
622 C14(IN)=8811(IN)  
GO TO 502

C  
C C15(IN) = COSTOS DE MANTENIMIENTO DE LINEA A 13.8 KV EN \$/KM/ANIO  
C CON LOS DATOS DE LONGITUD DE LA LINEA SE ESTABLECEN LOS COSTOS  
C DE INSTALACION Y MANTENIMIENTO PERO EN \$/ANIO, LA RESISTENCIA Y  
C LA REACTANCIA TOTAL DE LA LINEA EN OHM.  
C

1112 CONS(IN)=C14(IN)\*C7(I)  
GO TO 503

C  
C COSTOS DE CONSTRUCCION= COSTOS DE INSTALACION - VALORES  
C SALVADOS POR REMOCION DE MATERIALES DE LA LINEA  
C

502 CONS(IN)=(C14(IN)\*C7(I))-REMOC(I)  
503 CMAN(IN)=C15(IN)\*C7(I)  
IF(CONS(IN).EQ.0..AND.CMAN(IN).EQ.0.) GO TO 21  
RES(IN)=C12(IN)\*C7(I)  
REAC(IN)=C13(IN)\*C7(I)

C  
C EL COSTO DE AMORTIZACION SE LE ESTABLECE MULTIPLICANDO EL  
C COSTO DE INSTALACION POR EL FACTOR DE AMORTIZACION AJ(I).  
C

CAMC(IN)=CONS(IN)\*A(I)  
AKV1=(AKV\*\*2)

```
IF(LPH(IN).EQ.3) GO TO 601
IF(LPH(IN).EQ.2) GO TO 602
IF(LPH(IN).EQ.1) GO TO 603
GO TO 611
```

```
C
C      COSTO POR PERDIDA DE ENERGIA EN FUNCION DE LOS KVA EQUIVALENTES,
C      FACTOR MAESTRO DE PERDIDAS, RESISTENCIA TOTAL Y NIVEL DEL VOL-
C      TAJE (EN NUESTRO CASO 13.8 KV.)
C
```

```
601 COSPE(IN)=((CKVAE(1))**2)*AJ(1)*RES(IN)/(AKV1)
GO TO 610
```

```
602 CUSPE(IN)=((CKVAE(1))**2)*AJ(1)*RES(IN)*3/(2*(AKV**2))
GO TO 610
```

```
603 CUSPE(IN)=((CKVAE(1))**2)*AJ(1)*RES(IN)*3/(AKV**2)
GO TO 610
```

```
C
C      COSTO DE OPERACION DE LA LINEA, DADO POR LA SUMATORIA DE LOS
C      COSTOS POR PERDIDAS, COSTOS DE AMORTIZACION Y DE MANTENIMIENTO
C      QUE ESTA DADO EN SUORES POR ANIO.
C
```

```
610 COPER(IN)=COSPE(IN)+CAMO(IN)+CMAN(IN)
```

```
C
C      COMPONENTES RCOS(B) Y XSEN(B) PARA EL CALCULO DE LA IMPEDANCIA
C      TOTAL DE LA LINEA EN OHM. ASUMIENDO QUE BETA ES EL ANGULO DEL -
C      FACTOR DE POTENCIA CON EL QUE SE ESTA TRABAJANDO.
C
```

```
611 RCOS(IN)=RES(IN)*FPOT(1)
XSEN(IN)=REAC(IN)*A5(1)
ZETA(IN)=RCOS(IN)+XSEN(IN)
```

```
IF(CONS(IN).EQ.0..AND.CMAN(IN).EQ.0..AND.CAMO(IN).EQ.0.) GO TO 20
```

```
21 CONTINUE
```

```
20 JJ=JJ+12
```

```
LL=LL+12
```

```
22 CONTINUE
```

```
J4=4
```

```
J5=15
```

```
A15=10*AKV1
```

```
DO 42 I=1,K
```

```
C
C      UNA VEZ CONOCIDOS LA IMPEDANCIA TOTAL Y LOS KVA EN EL PRIMER
C      ANIO SE DETERMINA LA CAIDA DE VOLTAJE A PRODUCIRSE EN EL FINAL
C      DE LA LINEA DESPUES DEL PRIMER ANIO.
C
```

```
DO 43 IN=J4,J5
```

```
C18(IN)=ZETA(IN)
```

```
A8(I)=CKVAV1(1)/(A15)
```

```
C
C      AVOL1(IN) = CAIDA DE VOLTAJE AL FINAL DEL PRIMER ANIO.
C
```

```
AVOL1(IN)=C18(IN)*A8(I)
```

```
IF(AVOL1(IN).EQ.0.) GO TO 44
```

```
43 CONTINUE
```

```
44 J4=J4+12
```

```
J5=J5+12
```

```
42 CONTINUE
```

```
J6=4
```

```
J7=15
```

```
DO 47 I=1,K
```

```
C
C      CON LOS KVA FUTUROS (TOMADOS DE LA PROYECCION DE LA DEMANDA)
```

SE CALCULA LA CAIDA DE VOLTAJE PARA DESPUES DE 15 ANIOS.

DO 46 IN=J6,J7  
A7(1)=CKVAV2(1)/(A15)

AVOL2(IN) = CAIDA DE VOLTAJE DESPUES DE 15 ANIOS.

AVOL2(IN)=C18(IN)\*A7(1)  
COND1(IN)=COND(IN)  
IF (AVOL2(IN).EQ.0.) GO TO 45  
CONTINUE  
46  
45 J6=J6+12  
J7=J7+12  
47 CONTINUE  
J8=4  
J9=15  
DO 71 I=1,K  
AMEN1(I)=AVOL2(J8)  
AMEN2(I)=CUPER(J8)  
J10=J8+1  
DO 50 IM=J10,J9  
IF(AVOL2(IM).EQ.0.) GO TO 50  
IF(CUPER(IM).EQ.0.) GO TO 50  
IF(AVOL2(IM).GT.AMEN1(I)) GO TO 97

MENOR CAIDA DE VOLTAJE Y CONDUCTOR CORRESPONDIENTE  
PARA DETERMINAR LA ALTERNATIVA CONVENIENTE.

AMEN1(I)=AVOL2(IM)  
TIPC1(I)=COND1(IM)  
CUPER2(I)=CUPER(IM)  
97 IF(CUPER(IM).GT.AMEN2(I)) GO TO 50

MENOR COSTO DE OPERACION DE TODAS LAS ALTERNATIVAS

AMEN2(I)=CUPER(IM)  
50 CONTINUE  
J8=J8+12  
J9=J9+12  
71 CONTINUE  
J21=4  
J22=15  
DO 107 I=1,K  
DO 105 IN=J21,J22  
IF(CUPER(IN).EQ.AMEN2(I)) GO TO 106

CONDUCTOR QUE CORRESPONDE A LA ALTERNATIVA DE MENOR COSTO  
DE OPERACION.

106 TIPC2(I)=COND1(IN)  
AMEN3(I)=AVOL2(IN)  
J21=J21+12  
J22=J22+12  
107 CONTINUE

\*\*\*\*\*  
\* CURVA DE COSTOS DE OPERACION PARA ACSK \*  
\* NECESARIA PARA ESTABLECER LOS RANGOS DE CARGA PARA \*  
\* LOS CUALES UN CONDUCTOR ES MAS CONVENIENTE ECONOMICAMENTE \*



\*\*\*\*\*

J70=4  
 J80=15  
 DO 200 I=1,K  
 DL 201 J=J70,J80  
 IF(B1(J).EQ.0.) GO TO 201  
 IF(B1(J).EQ.REA(1)) GO TO 190  
 IF(B1(J).EQ.REA(2)) GO TO 191  
 IF(B1(J).EQ.REA(3)) GO TO 192  
 IF(B1(J).EQ.REA(4)) GO TO 193  
 IF(B1(J).EQ.REA(5)) GO TO 194  
 IF(B1(J).EQ.REA(6)) GO TO 195  
 IF(B1(J).EQ.REA(7)) GO TO 196  
 IF(B1(J).EQ.REA(8)) GO TO 197  
 IF(B1(J).EQ.REA(9)) GO TO 198  
 IF(B1(J).EQ.REA1(1)) GO TO 184  
 IF(B1(J).EQ.REA1(2)) GO TO 185  
 IF(B1(J).EQ.REA1(3)) GO TO 186  
 IF(B1(J).EQ.REA1(4)) GO TO 187  
 IF(B1(J).EQ.REA1(5)) GO TO 188  
 IF(B1(J).EQ.REA1(6)) GO TO 189  
 GO TO 201

189 CCST02(6)=BB8(J)  
 GO TO 201  
 188 CCST02(5)=BB8(J)  
 GO TO 201  
 187 CCST02(4)=BB8(J)  
 GO TO 201  
 186 CCST02(3)=BB8(J)  
 GO TO 201  
 185 CCST02(2)=BB8(J)  
 GO TO 201  
 184 CCST02(1)=BB8(J)  
 GO TO 201  
 198 CCST01(9)=BB8(J)  
 GO TO 201  
 197 CCST01(8)=BB8(J)  
 GO TO 201  
 196 CCST01(7)=BB8(J)  
 GO TO 201  
 195 CCST01(6)=BB8(J)  
 GO TO 201  
 194 CCST01(5)=BB8(J)  
 GO TO 201  
 193 CCST01(4)=BB8(J)  
 GO TO 201  
 192 CCST01(3)=BB8(J)  
 GO TO 201  
 191 CCST01(2)=BB8(J)  
 GO TO 201  
 190 CCST01(1)=BB8(J)

201 CONTINUE

J70=J70+12

J80=J80+12

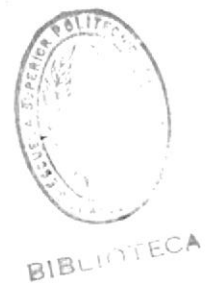
200 CONTINUE

AMAY7=AJ(1)

AMAY6=A(1)

DO 804 I=1,K

IF(A(I).EQ.AMAY6) GO TO 804



```

AMAY6=A(1)
804 CONTINUE
DO 805 I=1,K
IF(AJ(I).EQ.AMAY7) GO TO 805
AMAY7=AJ(I)
805 CONTINUE
AMAY8=FPOT(1)
DO 806 I=1,K
IF(FPOT(I).EQ.AMAY8) GO TO 806
AMAY8=FPOT(I)
806 CONTINUE
IFASES=3
FACPUT=0.80
IM1=1
J50=N20
PRINT*,' '
DO 138 IN=1,9
IF(COSTO1(IN).EQ.0.) GO TO 1365
PRINT*,'COSTOS DE INSTALACION CON',ACOND(IN),'=',COSTO1(IN),'SUCRE
1S'
1365 AXWY=0
DO 139 IM=IM1,J50
C
C KWOPER(IM-IM1+1) ES EL VALOR DE KW QUE SE ALMACENA EN DATA03
C ROS PARA PODER REALIZAR LA CURVA Y SON LOS MISMOS TANTO EN
C LA CURVA DE ACSR COMO EN LA DEL ALUMINIO.
C
A80(IM)=KWOPER(IM-IM1+1)*REA(IN)*AMAY7*3/((AKV**2)*(AMAY8**2)*IFAS
IES)
A90(IM)=COSTO1(IN)*AMAY6/KWOPER(IM-IM1+1)
IF(A80(IM).EQ.0.) GO TO 139
IF(A90(IM).EQ.0.) GO TO 139
C
C COSTOS DE OPERACION PARA LA CURVA DE LOS CONDUCTORES ACSR
C CONSIDERANDO FACTOR DE POTENCIA = AMAY8, NUMERO DE FASES = 3, Y
C FACTOR MAESTRO DE PERDIDA DE ENERGIA = AMAY7.
C
COSOP1(IM)=(A80(IM)+A90(IM))*1000
PRINT*,'COSTOS DE OPERACION',COSOP1(IM),' SUCRES'
139 CONTINUE
IM1=IM
J50=IM1+N20-1
138 CONTINUE
C NNN=9*N20
C DO 200 IM=1,NNN
C200 PRINT*,'COSOP1(',IM,')=',COSOP1(IM)
C
C *****
C * CURVA DE COSTOS DE OPERACION PARA ALUMINIO *
C * NECESARIA PARA DETERMINAR LOS RANGOS DE CARGA EN LCS *
C * QUE UN CONDUCTOR RESULTA MAS ECONOMICO QUE OTRO *
C *****
C
J60=N20
J40=1
PRINT*,' '
DO 150 IN=1,6
IK1K=9
IF(COSTO2(IN).EQ.0.) GO TO 1366
PRINT*,'COSTO DE INSTALACION CON',ACOND(IN+IK1K),'=',COSTO2(IN),'S

```

100RES'  
1366 AXWYZ=0  
DO 151 IM=J40,J60

C  
C KWOPER(IM-J40+1) ES EL VALOR DE KW QUE SE ALMACENA EN DATA03  
C ROS PARA PODER REALIZAR LA CURVA Y SON LOS MISMOS TAMBO EN  
C LA CURVA DE ACSR COMO EN LA DEL ALUMINIO.  
C  
A81(IM)=KWOPER(IM-J40+1)\*REAL(IN)\*AMAY7\*3/((AKV\*\*2)\*(AMAY8\*\*2)\*IFA  
1SES)  
A91(IM)=COSTU2(IN)\*AMAY6/KWOPER(IM-J40+1)  
IF(A81(IM).EQ.0.) GO TO 151  
IF(A91(IM).EQ.0.) GO TO 151

C  
C COSTOS DE OPERACION PARA LA CURVA DE LOS CONDUCTORES DE ALUMINIO  
C CONSIDERANDO FACTOR DE POTENCIA =AMAY8, NUMERO DE FASES = 3, Y  
C FACTOR MAESTRO DE PERDIDA DE ENERGIA = AMAY7.  
C

COSOP2(IM)=(A81(IM)+A91(IM))\*1000  
PRINT\*, 'COSTOS DE OPERACION', COSOP2(IM)  
151 CONTINUE  
J40=IM  
J60=J40+N20-1  
150 CONTINUE  
J19=4  
J20=15

C  
C DETERMINACION DE LA CARGA QUE RESULTA MAS ECONOMICA PARA EL  
C TIPO Y TAMAÑO DE CONDUCTOR QUE SE ESTA ANALIZANDO  
C

DO 99 I=1,K  
DO 100 IN=J19,J20  
A50(I)=(FPCT(I)\*\*2)\*A(I)\*(AKV\*\*2)/(AJ(I)\*3.)  
CONS2(IN)=BB3(IN)  
IF(CONS2(IN).EQ.0.) GO TO 101  
IF(B1(IN).EQ.0.) GO TO 101  
CKW(IN)=(A50(I)\*LPH(IN)\*CONS2(IN)/B1(IN))\*\*.5  
A60(IN)=(CKW(IN)\*B1(IN)\*AJ(I)\*3)/((AKV\*\*2)\*(FPCT(I)\*\*2)\*LPH(IN))  
A70(IN)=BB3(IN)\*A(I)/CKW(IN)

C  
C C0SECC(IN) = CARGA MAS ECONOMICA.  
C0SECC(IN)=(A60(IN)+A70(IN))\*1000

100 CONTINUE  
101 J19=J19+12  
J20=J20+12  
99 CONTINUE  
WRITE(6,26)

26 FORMAT(//'/25X,'\*\*\*\*\*'/25X,'\*\*\*',75X,  
1'\*\*\* RESULTADOS \*\*\*\*\*'/25X,'\*\*\*',75X,  
1'\*\*\*'/25X,'\*\*\*',75X,'\*\*\*'/25X,'\*\*\*',20X,'SELECCION DEL CONDUCTOR EC  
10NOMICO',19X,'\*\*\*'/25X,'\*\*\*',75X,'\*\*\*'/25X,'\*\*\*',12X,'EN LINEAS DE  
1DISTRIBUCION PRIMARIA A 13.8 KV.',11X,'\*\*\*'/25X,'\*\*\*',75X,'\*\*\*'/2  
15X,'\*\*\*',15X,'TRABAJO REALIZADO POR FELIX AGUILAR HIDALGO',15X,'\*\*  
1'/25X,'\*\*\*',75X,'\*\*\*'/25X,'\*\*\*',19X,'DIRIGIDO POR ING. ALBERTO HANZE  
1 BELLO',18X,'\*\*\*'/25X,'\*\*\*',75X,'\*\*\*'/25X,'\*\*\*',75X,'\*\*\*'/25X,79('\*\*')19  
1(//))

WRITE(6,36)  
36 FORMAT(//1X,129('=')/1X,129('=')//)  
LK=4  
L20=4  
JK=15





```
END
SUBROUTINE GRAFIC(KWOPER,REAL,AMAY7,AKV,AMAY8,IFASES,CUSGP2,N20)
REAL*8 MAY9
DIMENSION REAL(10),KWOPER(90),CUSGP2(900)
CHARACTER*1 LINEA(71),PUNTOS(6),LINEY(71),EJE
```

```
C
C      CURVA A CORRESPONDE AL CONDUCTOR 2 AWG ALUMINIO
C      CURVA B CORRESPONDE AL CONDUCTOR 1/0 AWG ALUMINIO
C      CURVA C CORRESPONDE AL CONDUCTOR 2/0 AWG ALUMINIO
C      CURVA D CORRESPONDE AL CONDUCTOR 3/0 AWG ALUMINIO
C      CURVA E CORRESPONDE AL CONDUCTOR 266.8 MCM ALUMINIO
C      CURVA F CORRESPONDE AL CONDUCTOR 336.4 MCM ALUMINIO
C
```

```
PUNTOS(1)='A'
PUNTOS(2)='B'
PUNTOS(3)='C'
PUNTOS(4)='D'
PUNTOS(5)='E'
PUNTOS(6)='F'
EJE='I'
```

```
ANCHO=70
```

```
MAY9=CUSGP2(1)
```

```
DC 900 I=2,6*N20
```

```
IF(CUSGP2(I).GT.MAY9) MAY9=CUSGP2(I)
```

```
900 CONTINUE
```

```
PRINT*,'      '
```

```
PRINT*,'      '
```

```
PRINT*,'
```

COSTOS DE OPERACI

```
IGN ANUALES= SUCCES / Kw'
```

```
DC 898 I=2,71
```

```
898 LINEY(1)=' '
```

```
LINEY(1)=EJE
```

```
WRITE(6,897)LINEY
```

```
897 FORMAT(30X,71A1)
```

```
WRITE(6,898)EJE
```

```
WRITE(6,898)EJE
```

```
896 FORMAT(30X,A1)
```

```
DC 899 I=2,71
```

```
899 LINEA(1)=' '
```

```
LINEA(1)=EJE
```

```
LK1=1
```

```
DC 1200 I=1,N20
```

```
K=0
```

```
DC 1201 J=LK1,6*N20,N20
```

```
K=K+1
```

```
IF(MAY9.EQ.0) GO TO 1201
```

```
POS=CUSGP2(J)*ANCHO/MAY9
```

```
IF(POS.EQ.0.) GO TO 1201
```

```
LINEA(POS)=PUNTOS(K)
```

```
1201 CONTINUE
```

```
WRITE(6,1202) KWOPER(1),LINEA
```

```
1202 FORMAT(19X,16,1X,'Kw',2X,71A1)
```

```
DC 1203 M=2,71
```

```
1203 LINEA(M)=' '
```

```
WRITE(6,2200) EJE
```

```
WRITE(6,2200) EJE
```

```
2200 FORMAT(30X,A1)
```

```
LK1=LK1+1
```

```
1200 CONTINUE
```

```
PRINT*
```

```

PRINT*
PRINT*
WRITE(6,1291)
1291 FORMAT(41X,'CURVA A CORRESPONDE AL CONDUCTOR 2 AWG ALUMINIO'//4
10X,'CURVA B CORRESPONDE AL CONDUCTOR 1/0 AWG ALUMINIO'//40X,'CUR
IVA C CORRESPONDE AL CONDUCTOR 2/0 AWG ALUMINIO'//40X,'CURVA D
ICORRESPONDE AL CONDUCTOR 3/0 AWG ALUMINIO'//39X,'CURVA E CORRESP
LONDE AL CONDUCTOR 266.8 MCM ALUMINIO'//39X,'CURVA F CORRESPONDE
IAL CONDUCTOR 336.4 MCM ALUMINIO')
PRINT*
PRINT*
RETURN
END
SUBROUTINE GRAFIA(KWCPER,REA,AMAY7,AKV,AMAY8,IFASES,COSUP1,N20)
REAL*8 MAY8
DIMENSION REA(10),KWCPER(90),COSCP1(900)
CHARACTER*1 LINEA(71),PUNTOS(9),LINEY(71),EJE
C
C CURVA A CORRESPONDE AL CONDUCTOR 2 AWG ACSR
C CURVA B CORRESPONDE AL CONDUCTOR 1/0 AWG ACSR
C CURVA C CORRESPONDE AL CONDUCTOR 2/0 AWG ACSR
C CURVA D CORRESPONDE AL CONDUCTOR 3/0 AWG ACSR
C CURVA E CORRESPONDE AL CONDUCTOR 4/0 AWG ACSR
C CURVA F CORRESPONDE AL CONDUCTOR 266.8 MCM ACSR
C CURVA G CORRESPONDE AL CONDUCTOR 336.4 MCM ACSR
C CURVA H CORRESPONDE AL CONDUCTOR 477.0 MCM ACSR
C CURVA J CORRESPONDE AL CONDUCTOR 556.5 MCM ACSR
C
PUNTOS(1)='A'
PUNTOS(2)='B'
PUNTOS(3)='C'
PUNTOS(4)='D'
PUNTOS(5)='E'
PUNTOS(6)='F'
PUNTOS(7)='G'
PUNTOS(8)='H'
PUNTOS(9)='J'
EJE='I'
ANCHO=70
MAY8=COSUP1(1)
DO 900 I=2,9*N20
IF (COSUP1(1).GT.MAY8) MAY8=COSUP1(1)
900 CONTINUE
PRINT*,' '
PRINT*,' '
PRINT*,' '
OPERACION ANUALES= SUCCES / Kw
DC 898 I=2,71
898 LINEY(1)='- '
LINEY(1)=EJE
WRITE(6,897)LINEY
897 FORMAT(32X,71A1)
WRITE(6,896)EJE
WRITE(6,896)EJE
896 FORMAT(32X,A1)
DO 899 I=2,71
899 LINEA(1)=' '
LINEA(1)=EJE
LK1=1
DO 1200 I=1,N20

```

COSTOS DE

```

K=0
DO 1201 J=LK1,9*N20,N20
K=K+1
IF(MAY8.EQ.0) GO TO 1201
PUS=COSQPI(J)*ANCHO/MAY8
IF(PUS.EQ.0.) GO TO 1201
LINEA(PUS)=PUNTOS(K)
1201 CONTINUE
WRITE(6,1202) KWOPER(I),LINEA
1202 FORMAT(21X,16,1X,'Kw',2X,71A1)
DO 1203 M=2,71
1203 LINEA(M)=' '
WRITE(6,2200) EJE
WRITE(6,2200) EJE
2200 FORMAT(32X,A1)
LK1=LK1+1
1200 CONTINUE
PRINT*
PRINT*
PRINT*
WRITE(6,1293)
1293 FORMAT(43X,'CURVA A CORRESPONDE AL CONDUCTOR 2 AWG ACSR'//42X,'C
CURVA B CORRESPONDE AL CONDUCTOR 1/0 AWG ACSR'//42X,'CURVA C CO
CORRESPONDE AL CONDUCTOR 2/0 AWG ACSR'//42X,'CURVA D CORRESPONDE A
AL CONDUCTOR 3/0 AWG ACSR'//42X,'CURVA E CORRESPONDE AL CONDUCTOR
1 4/0 AWG ACSR'//41X,'CURVA F CORRESPONDE AL CONDUCTOR 266.8 MCM
1ACSR'//41X,'CURVA G CORRESPONDE AL CONDUCTOR 336.4 MCM ACSR'//41
1X,'CURVA H CORRESPONDE AL CONDUCTOR 477.0 MCM ACSR'//41X,'CURVA
1 J CORRESPONDE AL CONDUCTOR 556.5 MCM ACSR')
PRINT*
PRINT*
RETURN
END

```



A N E X O No. 4



```
=====
(( ))
(( LINEA DE INYECTO - ECLAY ))
(( ))
(( LINEA NUEVA ))
(( ))
(( ))
=====
```

PARAMETROS IPIPIOS DEL SISTEMA  
\$

SECCION A

PERIODO DE AMORTIZACION= 20 ANIOS  
TASA DE INTERES= 0.080  
PRECIO DE LA ENERGIA= \$ 0.2002/KWH  
PRECIO DE LA DEMANDA= \$ 63.00/KK/MES  
FACTOR DE CARGA= 0.49  
FACTOR DE PENALIDAD= 0.442  
FACTOR DE POTENCIA= 0.83  
FACTOR DE CALCIENTO= 1.637  
FACTOR DE DISTRIBUCION= 0.058  
FACTOR DE AMORTIZACION= 0.10185  
FACTOR DE AJUSTE DE DEMANDA= 0.850  
FACTOR MAESTRO DE PENALIDAD DE ENERGIA= 1.241  
DEMANDA MAXIMA AVIBLE= 1119.61 KW  
KVA DE ENERGIA PENALIDA= 1339.51  
KVA PARA CALCULAR CAIDA DE VOLTAJE EN EL ANO 1 = 140.25  
KVA PARA CALCULAR CAIDA DE VOLTAJE EN EL ANO 15 = 1194.37

Nº DE FASES	CUNDO	TUR	TIPC	COSTO POR INSTALADA	COSTO POR INSTALADA	COSTO ANUAL DE ACCION	COSTO ANUAL DE OPERACION	RESISTENCIA TOTAL	PIEZA DE CARGA	POTENCIAL DE TENSION			
				\$/ANO	\$/ANO	\$/ANO	\$/ANO	OHM.	MM <sup>2</sup>	KV			
1	L1/O			210912.4	1969484.6	200596.3	61000.0	5179508.7	24.360	144.280	48.056	11.88	32.35
3	L2/O			246372.7	2144484.0	218420.4	63000.0	529793.1	19.460	13.930	23.926	10.13	27.57
3	L3/O			200574.4	2903232.0	294959.7	63000.0	318534.1	19.719	15.510	20.673	8.79	23.00
3	L4/O			164590.6	2730732.0	278131.1	63000.0	509521.7	12.880	12.635	17.889	7.57	20.61
3	L66.0			106764.9	3211983.0	327147.3	63000.0	496911.8	8.365	10.115	12.761	5.40	14.70
3	L326.4			84879.6	3644232.0	371173.1	63000.0	315048.7	6.600	9.300	11.200	1.74	...
					CARGA MAS ECONOMICA PARA CONDUCTOR L1/O	899.3	KM	COSTO=	12746.1	\$/A			
					CARGA MAS ECONOMICA PARA CONDUCTOR L2/O	1079.9	KM	COSTO=	11687.6	\$/A			
					CARGA MAS ECONOMICA PARA CONDUCTOR L3/O	1262.3	KM	COSTO=	11541.7	\$/A			
					CARGA MAS ECONOMICA PARA CONDUCTOR L4/O	1426.3	KM	COSTO=	10913.4	\$/A			
					CARGA MAS ECONOMICA PARA CONDUCTOR L66	1499.9	KM	COSTO=	9538.5	\$/A			
					CARGA MAS ECONOMICA PARA CONDUCTOR L326	2341.3	KM	COSTO=	9058.9	\$/A			

```
( ( LA LINEA DE MENOR COSTO LE OPERACION ES LA QUE TIENE ))  
( ( COSTO DE OPERACION= 45911 $/ANU ))  
( ( CAIDA DE VOLTAJE AL AN. 19= 14.70 POR CIENTO ))  
( ( CONDUCTOR CORRESPONDIENTE L266 ))  
( ( ***** ))  
( ( LA LINEA DE MENOR CAIDA DE VOLTAJE ES LA QUE TIENE ))  
( ( CAIDA DE VOLTAJE AL AN. 19= 12.91 POR CIENTO ))  
( ( COSTO DE OPERACION= 519048.7 $/ANU ))  
( ( CONDUCTOR CORRESPONDIENTE L336 ))  
( ( ))
```

```

=====
((
(( LINEA DE TRONFO - BUCAR ))
(( ))
(( LINEA NUEVA ))
(( ))
=====

```

PARAMETROS PROPIOS DEL SISTEMA  
 \*\*\*\*\*

SECCION B

```

PERIODO DE AMORTIZACION= 20 ANIOS
TASA DE INTERES= 0.080
PRECIO DE LA ENERGIA= $ 0.2227/KWH
PRECIO DE LA DEMANDA= $ 63.00/KW/MES
FACTOR DE CARGA= 0.45
FACTOR DE PERDIDA= 0.242
FACTOR DE PLIEGUA= 0.55
FACTOR DE CRECIMIENTO= 1.637
FACTOR DE DISTRIBUCION= 0.658
FACTOR DE AMORTIZACION= 0.10185
FACTOR DE AUMENTO DE DEMANDA= 0.850
FACTOR MEDIO DE FLEJIDA DE ENERGIA= 1.241
DEMANDA MAXIMA ANUAL= 1119.61 KW
COSTO DE ENERGIA PERDIDA= 1176.54
COSTO PARA CALCULAR CAIDA DE VOLTAJE EN EL ANCL 1 = 676.95
COSTO PARA CALCULAR CAIDA DE VOLTAJE EN EL ANCL 15 = 1047.89

```

INVESTIG. RESULTANTE  
400000000000000000000000

INVERSO DE FAZES	CUNDOU TIPO	COSTU POR ENERGIA PENALIZ	COSTU POR LINEA INSTALADA	COSTO ANUAL DE AMORTI ZACION	COSTO ANUAL DE MANTENI- MIENTO	COSTO ANUAL DE OPERACION	RESI- TENCIA TOTAL	REAC- TANCIA TOTAL	IMP- EDANCIA DE	PERCENTAJE DE CAIDA DE VOLTAJE		
\$/ANO	\$/ANO	\$/ANO	\$/ANO	\$/ANO	\$/ANO	\$/ANO	KVA	KVA	LINEA CMV	CMV	AVG L	AVG IS
1	L1/0	262480.7	1707484.0	200596.3	63300.0	484077.0	24.580	14.280	27.601	9.64	20.70	
2	L2/0	179131.1	2144484.0	218420.4	63300.0	497551.8	19.460	13.930	22.837	8.14	22.16	
3	L3/0	142235.4	2303232.0	254959.7	63300.0	460175.2	15.715	13.510	15.148	6.83	10.58	
4	L4/0	110570.0	2750324.0	278131.1	63300.0	457707.1	12.880	12.635	16.181	5.77	15.70	
5	L5/0	75711.1	3211900.0	327147.3	63300.0	420358.4	8.363	10.113	11.103	3.90	10.76	
6	L330.4	60188.7	3644232.0	371175.1	63300.0	494361.8	8.650	9.800	9.378	3.34	9.10	
							COSTO=	11733.5	\$/A			
							COSTO=	10010.6	\$/A			
							COSTO=	5719.3	\$/A			
							COSTO=	1190.2	\$/A			
							COSTO=	8032.4	\$/A			
							COSTO=	7646.5	\$/A			

CONCLUSION  
\$\$\$\$\$\$\$\$\$\$\$\$\$\$\$\$

```

))
)) LA LINEA DE MENOR COSTO DE OPERACION ES LA QUE TIENE ))
))
)) COSTO DE OPERACION= 457551.6 $/ANC ))
))
)) CAIDA DE VOLTAJE AL AN. 15= 22.16 POR CIENTO ))
))
)) CONDUCTOR CORRIENTE PENDIENTE L270 ))
))
)) ***** ))
))
)) LA LINEA DE MENOR CAIDA DE VOLTAJE ES LA QUE TIENE ))
))
)) CAIDA DE VOLTAJE AL AN. 15= 9.10 POR CIENTO ))
))
)) COSTO DE OPERACION= 454361.6 $/ANC ))
))
)) CONDUCTOR CORRIENTE PENDIENTE L336 ))
))
))
))
```





INVERSIÓN RESULTANTE  
 830886886.2838688888888888

NUMERO DE FASES.	CANTIDAD	COSTO POR LINEA INSTALADA	COSTO ANUAL DE MANTENIMIENTO	COSTO ANUAL DE OPERACION	RENTA TOTAL	RENTA DE LINEA	RENTA DE CABLE	RENTA DE VOLTAJE			
3	L170	22063.8	1969489.0	200566.3	6.000.0	285660.1	24.360	14.280	28.055	2.76	8.29
3	L270	17625.7	2194489.0	21820.4	6.000.0	299040.1	19.460	13.930	23.926	2.36	7.07
3	L370	14233.7	2535232.0	254959.7	6.000.0	352153.4	15.715	13.510	20.670	4.04	6.11
3	L470	11065.9	2750732.0	278131.1	6.000.0	352797.0	12.880	12.033	17.605	1.76	5.28
3	L600.0	7576.5	3211980.0	327147.3	6.000.0	397723.8	8.365	10.115	12.761	1.26	3.77
3	L336.4	6623.2	3594232.0	371173.1	6.000.0	540196.7	6.850	5.000	11.209	1.10	3.31

CARGA MAS ECONOMICA PARA CONDUCTOR L170	899.3 Kw	COSTO=	12746.1 \$/A
CARGA MAS ECONOMICA PARA CONDUCTOR L270	1073.9 Kw	COSTO=	11877.6 \$/A
CARGA MAS ECONOMICA PARA CONDUCTOR L370	1262.3 Kw	COSTO=	11541.7 \$/A
CARGA MAS ECONOMICA PARA CONDUCTOR L470	1426.3 Kw	COSTO=	10913.4 \$/A
CARGA MAS ECONOMICA PARA CONDUCTOR L600	1959.5 Kw	COSTO=	9500.5 \$/A
CARGA MAS ECONOMICA PARA CONDUCTOR L336	2341.3 Kw	COSTO=	9028.5 \$/A

EXISTE MODIFICACION EN EL CIRCUITO

((	RAZON DE CRECIMIENTO DE CARGA CON CIRCUITO MODIFICADO=	2.667
((	RELACION DE CARGA CON CIRCUITO MODIFICADO=	0.600
((	FACTOR DE CRECIMIENTO CON CIRCUITO MODIFICADO=	1.765
((	FACTOR DE DISTRIBUCION CON CIRCUITO MODIFICADO=	0.377
((	CARGA EQUIVALENTE CON CIRCUITO MODIFICADO=	298.26 Kw

CONCLUSION  
4433334.28666

(( LA LINEA DE MENOR COSTO DE OPERACION ES LA QUE TIENE ))  
(( COSTO DE OPERACION= 285560.1 \$/ANC ))  
(( CAIDA DE VOLTAJE AL ANO 15= 8.29 POR CIENTO ))  
(( CONDUCTOR CORRESPONDIENTE L170 ))  
(( \*\*\*\*\* ))  
(( LA LINEA DE MENOR CAIDA DE VOLTAJE ES LA QUE TIENE ))  
(( CAIDA DE VOLTAJE AL ANO 15= 3.31 POR CIENTO ))  
(( COSTO DE OPERACION= 440156.2 \$/ANC ))  
(( CONDUCTOR CORRESPONDIENTE L336 ))

```
=====
((
(( LINEA EL TOLUFO-M. JAVALLE-AZINA
((
(( A REA NUEVA
((
=====
```

SECCION A1

PARAMETROS PR-PIEDS DEL SISTEMA  
#####

PERIODO DE AMORTIZACION= 20 AÑOS

TASA DE INTERES= 0.080

PRECIO DE LA ENERGIA= \$ 0.282/KWH

PRECIO DE LA DEMANDA= \$ 63.00/KW/MES

FACTOR DE CARGA= 0.70

FACTOR DE PERDIDAS= 0.524

FACTOR DE POTENCIA= 0.80

FACTOR DE CRECIMIENTO= 1.064

FACTOR DE DISTRIBUCION= 0.500

FACTOR DE AMORTIZACION= 0.10185

FACTOR DE AJUSTE DE DEMANDA= 0.004

FACTOR MAESTRO DE PERDIDA DE ENERGIA= 1.674

DEMANDA MAXIMA ANUAL= 3255.02 KW

KVA DE ENERGIA PERDIDA= 4065.10

KVA PARA CALCULAR CAIDA DE VOLTAJE EN EL AÑO 1 = 3826.12

KVA PARA CALCULAR CAIDA DE VOLTAJE EN EL AÑO 15 = 4073.25

INVERSION RESULTANTE  
 00000000000000000000000000000000

NUMERO DE FASES.	CONDUCTOR TERC. TIPO	COSTO POR ENERGIA PERDIDA \$/ANO	COSTO POR LINEA INSTALADA \$/ANO	COSTO ANUAL DE AMORTIZACION \$/ANO	COSTO ANUAL DE MANTENIMIENTO \$/ANO	COSTO ANUAL DE OPERACION \$/ANO	RESISTENCIA TOTAL OHMS	REACTIVANCIA TOTAL OHMS	IMPEDANCIA DE LINEA OHMS	PORCENTAJE DE CAIDA DE VOLTAJE AL AÑO	AVG
3	L477.0	195060.5	1320208.0	134466.1	180000.0	347526.8	1.340	2.670	2.674	5.30	5.72
3	L556.5	162850.4	1455706.0	140267.1	160000.0	335125.4	1.160	2.610	2.454	5.01	5.34

CARGA MAS ECONOMICA PARA CONDUCTOR L477 2702.8 Kw COSTO= 9950.1 \$/A  
 CARGA MAS ECONOMICA PARA CONDUCTOR L5 305.14 " COSTO= 97212.12 "

CONCLUSION  
 00000000000000000000000000000000

```

-----
(( LA LINEA DE MENOR COSTO DE OPERACION ES LA QUE TIENE ))
(( COSTO DE OPERACION= 335125.4 $/ANO ))
(( CAIDA DE VOLTAJE AL AÑO 15= 5.34 POR CIENTO ))
(( CONDUCTOR CORRESPONDIENTE= L556 ))
(( ***** ))
(( LA LINEA DE MENOR CAIDA DE VOLTAJE ES LA QUE TIENE ))
(( CAIDA DE VOLTAJE AL AÑO 15= 5.34 POR CIENTO ))
(( COSTO DE OPERACION= 335125.4 $/ANO ))
(( CONDUCTOR CORRESPONDIENTE= L556 ))
-----
  
```

## BIBLIOGRAFIA

- 1.- Distribution Data Book GET - 1008 K, General Electric Co.
- 2.- Economical Design of Primary Lines, for Rural Distribution Systems - REA Bulletin 60 - 9.
- 3.- Electric Economic Utility Rate, Mc. Graw - Hill
- 4.- Electrical Transmission & Distribution Reference Book, 1964 Westinghouse Electric Company
- 5.- Estudio Comparativo Económico para Líneas Primarias de Distribución y Transmisión y para voltajes diferentes, por Empresa Eléctrica Milagro C.A.
- 6.- Normas de INECEL, 1973
- 7.- Principles of Engineering Economy, Grant & Ireson, 1970, Ronald Press Co., New York.
- 8.- Westinghouse Distribution Apparatus Digest - Catálogo 50 - 000



A.F. 141456

