

OPTIMIZACION DE CONDUCTORES EN REDES ELECTRICAS  
POR MEDIO DE UN PROGRAMA DE COMPUTADOR

ALBERTO MOY VARGAS

ALVARO ROJAS ARIAS

Trabajo de grado presentado como  
requisito parcial para optar al título  
de Ingeniero Electricista.

Director: HENRY MAYA, I. E.

Asesor: ALBERTO DELGADO, Econ.



C.U.A.O.  
BIBLIOTECA



\*0018250\*

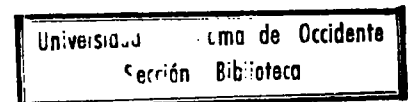
T0001132

CORPORACION UNIVERSITARIA AUTONOMA DE OCCIDENTE

DIVISION DE INGENIERIAS

PROGRAMA DE INGENIERIA ELECTRICA

CALI, 1987

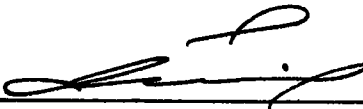


9778

Aprobado por el Comité de Trabajo de Grado en cumplimiento de los requisitos exigidos por la Universidad Autónoma de Occidente para optar al título de Ingeniero Electricista.

---

Director de Tesis



---

Jurado

---

Jurado

Cali, Noviembre de 1987

T  
621.31922  
M938σ

A todas aquellas personas que han contribuido espiritual y materialmente a la realización de este proyecto, especialmente a mis padres y hermanos.

Alvaro

A mi hijo y a mi esposa, quienes me apoyaron en todo el transcurso de mi carrera, especialmente en aquellos momentos que más necesité de su comprensión y apoyo.

Alberto

## TABLA DE CONTENIDO

Pág

### INTRODUCCION

1	OBJETIVOS	
2	METODOLOGIA	
2.1	CLASES DE PERDIDAS	
2.2	SELECCION DEL CONDUCTOR ECONOMICO	
2.3	SELECCION DEL TRANSFORMADOR ECO - NOMICO	
2.4	TIPO DE DISEÑO ECONOMICO A UTILIZAR	
2.5	COMPARACION ENTRE DISEÑO ECONOMICO Y DISEÑO POR REGULACION	
2.6	SISTEMA DE IMPLEMENTACION PARA COM PUTACION	
3	CONSIDERACIONES GENERALES	
3.1	REQUISITOS PARA UN BUEN SISTEMA DE DISTRIBUCION	

- 3.1.1 Flexibilidad
- 3.1.2 Posibilidad de ampliación
- 3.1.3 Economía .
- 3.1.4 Resistencia mecánica
- 3.1.5 Calentamiento
- 3.1.6 Regulación de tensión
  
- 3.2 CLASIFICACION DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LA CONSTRUCCION
  
- 3.2.1 Redes de distribución aéreas
- 3.2.2 Redes de distribución subterránea
  
- 3.3 CLASIFICACION DE LAS REDES DE DISTRIBUCION DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LA TENSION DE OPERACION
  
- 3.4 CLASIFICACION DE LAS REDES DE DISTRIBUCION DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LAS FASES
  
- 4 DEFINICIONES Y TERMINOS
  
- 4.1 CATEGORIA DE CONSUMO
  
- 4.2 CARGA INSTALADA
  
- 4.3 DEMANDA
  
- 4.4 CARGA MAXIMA

- 4.5 CARGA PROMEDIO
- 4.6 CURVAS DE CARGA DIARIA
- 4.7 NODO
- 4.8 TRAMO
- 4.9 RAMAL
- 4.10 CIRCUITO RADIAL TELESCOPICO
- 4.11 CIRCUITO RADIAL NO TELESCOPICO
- 5 PARAMETROS DE DISEÑO
- 5.1 COSTO MARGINAL
  - 5.1.2 Costo anual del Kw de pérdidas pico
  - 5.1.3 Costo marginal del Kwh de pérdidas
- 5.2 INDICE DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA
- 5.3 TASA DE DESCUENTO
- 5.4 AÑOS DE SERVICIO
- 5.5 FACTOR DE DIVERSIDAD O DE GRUPO
- 5.6 DEMANDA INDIVIDUAL ACTUAL

- 5.7 FACTOR DE CARGA
- 5.8 FACTOR DE COINCIDENCIA
- 5.9 FACTOR DE UTILIDAD
- 5.10 TIPO DE DISTRIBUCION
- 5.11 VOLTAJE NOMINAL "KV"
- 5.12 CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR "KVA"
- 5.13 NUMERO DE USUARIOS POR TRANSFORMADOR
- 5.14 NUMERO DE TRANSFORMADORES
- 5.15 FACTOR DE POTENCIA " $f_p$ "
- 5.16 TABLAS
- 5.17 CARGA DEL TRAMO
- 5.18 LONGITUD DEL TRAMO
- 6 FORMULAS
  - 6.1 SELECCION DEL CONDUCTOR ECONOMICO
    - 6.1.1 Costo en valor presente de las pérdidas de potencia y energía
    - 6.1.2 Pérdidas de energía Kwh

- 6.1.3 Energía total Kwh suministrada a la red
- 6.1.4 Porcentaje de pérdidas Kwh en secundario
- 6.1.5 Porcentaje de regulación
  
- 6.2 SELECCION DE TRANSFORMADOR ECONOMICO
  
- 6.2.1 Pérdidas de potencia Kw
- 6.2.2 Costo en valor presente de las pérdidas de potencia y energía del transformador
- 6.2.3 Costo de inversión más pérdidas en valor presente del transformador
- 6.2.4 Porcentaje de pérdidas Kwh del transformador
  
- 7 DISEÑO
  
- 8 METODOLOGIA PARA EL PROGRAMA DE COMPUTADOR
  
- 8.1 INTRODUCCION
  
- 8.2 DIAGRAMA DE FLUJO
  
- 8.2.1 Entrada de datos
- 8.2.1.1 Variables
- 8.2.1.2 Tablas
- 8.2.2 Cálculos de los factores económicos FVP
- 8.2.3 Gráficas para conductores Acsr "GRAACSR" y cobre "GRACOBRE"



- 8.2.4 Gráfica de transformadores "CARGAPERD"
- 8.2.5 Gráficas para transformadores "CARGATOT"
- 8.2.6 Tabulación de conductores y transformadores económicos
- 8.2.7 Cálculo del número de usuarios "USUARIOS"
- 8.2.8 Selección del transformador
- 8.2.9 Entrada de tramos con su longitud y número de usuarios
- 8.2.10 Cálculo de la corriente y calibre de conductor por tramo "CARGASEC"
- 8.2.11 Entrada manual de calibres de conductores (diseño sin telescopía)
- 8.2.12 Obtención de resultados para conductor económico "SECUNDARIO"
- 8.2.13 Obtención de resultados para conductor económico "SECUNDARIO" (diseño telescópico)
- 8.2.14 Costos por cambio de calibre (Diseño telescópico)
- 8.2.15 Comparación de costos
- 8.2.16 Obtención de resultados en el circuito "TOTAL"

## 9 COMPARACIONES

### 9.1 CIRCUITO TIPIFICADO

- 9.1.1 Diseño telescópico vs diseño no telescópico
- 9.1.2 Diseño trifásico vs diseño monofásico
- 9.1.3 Diseño con conductor Acsr vs diseño con conductor de cobre

9.2 CIRCUITO DE EMCALI

9 2.1 Diseño por regulación vs diseño por optimización

10 CONCLUSIONES

BIBLIOGRAFIA

ANEXOS

## LISTA DE FIGURAS

- FIGURA 1 Diagrama unifilar equivalente de un transformador
- FIGURA 2 Curvas de carga diaria
- FIGURA 3 Curvas de carga para cuatro consumidores
- FIGURA 4 Diagrama unifilar típico de una red de distribución aérea
- FIGURA 5 Diagrama unifilar del circuito T1. Barrio El Vergel ( Emcali )
- FIGURA 6 Diagrama unifilar del circuito T1 optimizado. Barrio El Vergel ( Emcali )
- FIGURA 7 Diagrama unifilar típico Acsr trifásico no telescópico
- FIGURA 8 Diagrama unifilar típico Acsr trifásico telescópico

## LISTA DE TABLAS

TABLA 1	Factores de diversidad ( FD ) para "K" consumidores
TABLA 2	Transformadores de distribución monofásicos
TABLA 3	Transformadores de distribución trifásicos
TABLA 4	Conductores ACSR desnudo
TABLA 5	Conductores de cobre desnudo
TABLA 6	Costos marginales para baja tensión
TABLA 7	Tramos secundarios tipo
TABLA 8	Totales para diseño optimizado no telescópico
TABLA 9	Totales para diseño optimizado telescópico
TABLA 10	Totales para diseño optimizado trifásico
TABLA 11	Totales para diseño optimizado monofásico
TABLA 12	Totales para diseño optimizado con ACSR
TABLA 13	Totales para diseño optimizado con cobre
TABLA 14	Totales para red trifásica por regulación de Emcali

TABLA 15 Totales para red trifásica optimizada de  
Emcali

TABLA 16 Totales para red monofásica optimizada  
de Emcali

## LISTA DE ANEXOS

Pág.

ANEXO 1	Programa para diseño con Acsr trifásico sin telescopía .....
ANEXO 2	Programa para diseño con Acsr trifásico telescópico .....
ANEXO 3	Programa para diseño con Acsr monofási co sin telescopía .....
ANEXO 4	Programa para diseño con cobre trifásico sin telescopía .....
ANEXO 5	Programa para diseño de red Emcali por regulación .....
ANEXO 6	Programa para diseño de red Emcali por optimización .....
ANEXO 7	Listas de precios de materiales y mano de obra .....
ANEXO 8	Gráficas monofásicas con sus tablas ...
ANEXO 9	Gráficas trifásicas con sus tablas .....
ANEXO 10	Macros utilizados en el programa .....
ANEXO 11	Manejo del diskette .....

## RESUMEN

El presente proyecto obtiene mediante el manejo de un programa de computador digital, el diseño óptimo para una red de distribución aérea secundaria tipo radial desde el punto de vista técnico económico, que corresponde a la solución del mínimo costo total, o sea el costo de la inversión inicial más las pérdidas en valor presente acumulado durante el tiempo de servicio del circuito, que involucra a transformadores y conductores. Estas pérdidas comprenden:

- Pérdidas  $I^2R$  en conductores de las redes secundarias.
- Pérdidas  $I^2R$  en los devanados y pérdidas en el hierro de los transformadores de distribución.

Se obtendrá para cada nivel de carga inicial su correspondiente número de usuarios y el calibre de conductor y la capacidad del transformador desde el punto de vista del menor costo de inversión inicial más pérdidas en valor presente; dicha carga inicial al ser afectada por la tasa de crecimiento no debe sobrepasar la capacidad de diseño del

conductor ni la capacidad nominal del transformador al final del período de servicio .

Conocidas las cargas con su correspondiente número de usuarios en que cada calibre de conductor y cada capacidad de transformador es económico, se podrá escoger el calibre de conductor y el transformador económico de acuerdo al número de usuarios, para cualquier red aérea secundaria tipo radial.

Utilizando conductores y transformador económico, se harán diseños comparativos desde el punto de vista de costos y pérdidas Kwh, para establecer la mejor alternativa en cuanto a tipo de sistema, tipo de conductor y tipo de circuito radial ( telescópico - no telescópico ) .

Finalmente se hará la comparación de costos y pérdidas Kwh entre un diseño en base a % de regulación y un diseño en base a conductores y transformador económicos, para establecer qué beneficios aporta el diseño económico.



## INTRODUCCION

Las pérdidas de un sistema eléctrico son tanto de energía como de potencia, y se define como la diferencia entre la energía generada y la consumida. Ambos tipos de pérdidas tienen un costo para las empresas electrificadoras; el de las pérdidas de energía se evalúa con el costo marginal de producir y transportar esa energía adicional desde las plantas generadoras hasta el punto donde se disipa, a través de los sistemas de transmisión, subtransmisión y distribución. El de las pérdidas de potencia se calcula utilizando el costo marginal de inversión de capital requerido para generar y transmitir esa potencia adicional a través del sistema.

En Colombia en los últimos años las pérdidas de energía se han incrementado hasta el 25% de la energía total generada. De estas pérdidas el 66% corresponde a las pérdidas físicas y el 34% a las pérdidas via-  
jeras, las cuales corresponden a la energía no facturada ya sea por fraude, descalibración de contadores, errores en los procesos de facturación, etc

El 12% de la energía total generada corresponde a pérdidas en las redes de distribución y transformadores. Las pérdidas físicas en las redes de distribución se producen en los conductores de los circuitos primarios y secundarios y en los devanados y núcleos de los transformadores de distribución. En el curso de los últimos años, los costos de los materiales y equipos han evolucionado en forma diferente a los costos de la energía, habiendo estos últimos tenido un incremento proporcionalmente mayor. En esta forma, se hace necesario que las empresas distribuidoras de energía y las firmas de ingeniería que las asesoren, revisen y actualicen los criterios de planeamiento y diseño de las redes de distribución y, en particular, la selección económica de conductores y de niveles de pérdidas y cargabilidad económica de transformadores de distribución que son factibles de acometer fácilmente con las técnicas de análisis y herramientas de computación de que se dispone actualmente en el país.

## 1. OBJETIVOS

Las metas del proyecto son las siguientes:

- Minimizar el costo de una red de distribución aérea secundaria tipo radial mediante la selección de conductores y transformadores en cuanto al mínimo costo de inversión inicial más pérdidas en valor presente acumulado
- Establecer qué beneficios aporta el diseño con un conductor y transformador económico (menor costo de inversión inicial más pérdidas en valor presente) frente al diseño por regulación de tensión
- Suministrar a las electrificadoras y a la "CUAO" un programa de computador que permita de una manera rápida y precisa la selección de transformador y conductor económico. También suministrará datos que servirán para estudios y proyectos de carácter eléctrico tales como niveles de carga y pérdidas de potencia en conductores

## 2. METODOLOGIA

El presente proyecto está orientado a la optimización de conductores en redes secundarias y de los transformadores de distribución desde el punto de vista del mínimo costo de inversión inicial más pérdidas en valor presente.

### 2.1 CLASES DE PERDIDAS

Las pérdidas de un sistema eléctrico son tanto de energía como de potencia y se definen como la diferencia entre la energía generada y la consumida. Ambos tipos de pérdidas tienen un costo económico para las empresas electrificadoras; el de las pérdidas de energía se evalúa con el costo marginal de producir y transportar esa energía adicional desde las plantas generadoras hasta el punto donde se disipa, a través de los sistemas de transmisión, subtransmisión y distribución. El de las pérdidas de potencia se calcula utilizando el costo de inversión de capital requerido para generar y transmitir esa potencia adicional a través del sistema.

Como la capacidad de las instalaciones de generación, transformación y transmisión se dimensionan para las condiciones de demanda pico del sistema, el valor económico de las pérdidas de potencia depende de la coincidencia entre el pico de la carga considerada y el pico de la demanda total del sistema ( Factor de coincidencia de la demanda ), o sea que por lo general la carga que se debe utilizar para calcular el costo de las pérdidas de potencia no es la carga pico del transformador sino la carga que fluya a través de ellos a la hora pico del sistema ( 1 )

## 2.2 SELECCION DEL CONDUCTOR ECONOMICO

Las pérdidas en los conductores está dada por la expresión  $I^2R$  donde  $I$  es la carga y  $R$  es la resistencia del conductor, siendo dichas pérdidas proporcionales al cuadrado de la carga.

La selección del conductor económico se obtiene de un balance entre costos de inversión en el suministro y montaje de conductores y valor presente acumulado del costo de pérdidas de potencia y energía a través de los años. En razón de que para un mayor calibre se disminuyen las

---

( 1 ) ISA - SISTECOM. Estudio de pérdidas de energía en el sector eléctrico colombiano. Informe final: julio 1981.

pérdidas pero se aumenta el costo de inversión y en caso contrario al disminuir el calibre se aumentan las pérdidas pero se baja el costo de inversión. Se obtendrán rangos de corriente inicial en los cuales cada conductor es económico y así, para una carga dada se sabrá cuál es el conductor óptimo.

### 2.3 SELECCION DEL TRANSFORMADOR ECONOMICO

Para los transformadores hay dos clases de pérdidas: pérdidas en el hierro debidas a la magnetización del núcleo y pérdidas en el cobre producidas en el devanado debido a la resistencia de los conductores.

A continuación se muestra el modelo unifilar equivalente a un transformador para el cálculo de las pérdidas:

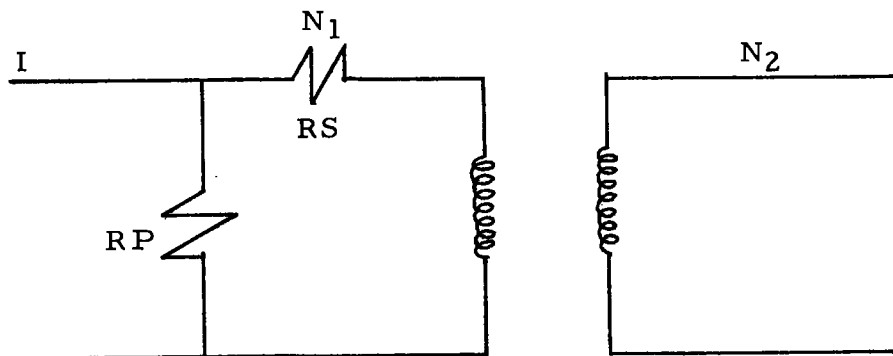


FIGURA 1. Diagrama unifilar equivalente de un transformador

Donde:

I = corriente de carga del transformador

R<sub>s</sub> = resistencia en serie ( pérdidas en el cobre )

R<sub>p</sub> = Resistencia en paralelo ( pérdidas en el núcleo )

Las resistencias R<sub>s</sub> y R<sub>p</sub> se calculan por medio de las pruebas de cortocircuito y circuito abierto. Si despreciamos la corriente que pasa por la resistencia R<sub>p</sub>, tendremos:

$$\text{Pérdidas en el cobre} = I^2R$$

$$\text{Perdidas en el núcleo} = \frac{V^2}{R_p}$$

Las pérdidas en el núcleo dependen del voltaje de operación del transformador, cuyas variaciones son pequeñas; pudiéndose considerar entonces que las pérdidas en el núcleo son iguales a las pérdidas a tensión nominal, lo que hace que estas pérdidas sean constantes e independientes de la carga del transformador ( 2 )

Para propósitos de análisis, las pérdidas en el hierro se suponen cons-

---

( 2 ) Ibid., pp. 3 - 27.

tantes durante el tiempo en que el transformador esté energizado e iguales a las pérdidas garantizadas a voltaje nominal. Un transformador de mayor capacidad tiene conductores de mayor calibre, produciendo menos pérdidas en el cobre que uno de menor capacidad, pero a su vez tiene un núcleo más grande que aumenta las pérdidas a medida que aumenta la capacidad del transformador. Por lo tanto, desde el punto de vista de las pérdidas, para cada nivel de carga habrá una capacidad óptima de transformador, o sea, cada transformador tendrá su propio rango inicial de cargabilidad óptima.

De esta manera el transformador económico será aquel cuyo porcentaje de cargabilidad sea mayor, siendo dicho porcentaje la relación entre la carga inicial máxima y la capacidad del transformador, multiplicando por cien. Esta carga inicial al ser afectada por el crecimiento de la demanda, será menor o igual a la capacidad nominal del transformador al final de su tiempo de servicio.

Se obtendrán rangos de carga inicial en el cual cada transformador es económico (costo de inversión inicial más pérdidas en valor presente) y así, para una carga dada se sabrá cuál es el transformador óptimo.

En un análisis hecho para transformadores de distribución los de mayor capacidad obtuvieron el mayor porcentaje de cargabilidad. Si



comparamos un transformador grande con el equivalente de transformadores menores, encontramos que estos tienen mayor costo, además del costo de ampliar la red primaria.

Por lo expuesto anteriormente, en el proyecto se utilizaron transformadores de gran capacidad, disponibles para redes de distribución urbana.

#### 2.4 TIPO DE DISEÑO ECONOMICO A UTILIZAR

Se obtendrá el número de usuarios para rangos de corriente en el cual cada conductor es económico y el número de usuarios para cada transformador óptimo, con el cual se podrá hallar la capacidad máxima del transformador a utilizar, de tal forma que su carga óptima no sobrepase la capacidad de diseño del máximo calibre a utilizar, según el criterio de la empresa electrificadora. Con la información anterior y para una red típica con su transformador, se escogerá el transformador económico correspondiente al número de usuarios a alimentar y el calibre del conductor económico de acuerdo al número de usuarios por tramo ( segmento entre un par de postes ); y con los cuales se hallarán para conductores y transformador ( incluyendo reposición ) los valores de pérdidas de energía, costo de pérdidas de potencia y energía en valor presente, costo de inversión inicial más pérdidas de potencia y energía en valor presente y

el porcentaje de regulación por tramo del circuito.

Se harán comparaciones en la red típica entre tipo de circuito radial ( telescópico o no telescópico ), tipo de sistema ( monofásico o trifásico ) y tipo de conductor ( cobre o Acsr ) para escoger el mejor diseño en base a los resultados de pérdidas de energía, costo de pérdidas en valor presente y costo de inversión más pérdidas en valor presente en conductores y transformador.

Se define un circuito telescópico cuando en cada tramo se tiene diferente calibre, variando de mayor a menor a medida que disminuyen las cargas por tramo y un circuito es no telescópico cuando se utiliza un mismo calibre en tramos consecutivos.

## 2.5 COMPARACION ENTRE DISEÑO ECONOMICO Y DISEÑO POR REGULACION

Se hará la comparación en un circuito de Emcali entre el diseño en base a transformador y conductor económico y el diseño por regulación, en cuanto a resultados de pérdidas de energía, costo de pérdidas de potencia y energía en valor presente, costo de inversión inicial más pérdidas en valor presente y porcentaje de regulación que involucra a conductores y transformador. Mediante esta comparación se establecen los beneficios y ventajas del diseño con conductor

y transformador económico.

## 2.6 SISTEMA DE IMPLEMENTACION PARA COMPUTACION

Para la obtención de los resultados del presente proyecto, y poder reevaluar permanentemente los criterios de diseño mediante análisis detallados y específicos para cada sistema de acuerdo a las variaciones en sus parámetros de diseño, se hará uso del microcomputador implementado con el programa "1 - 2 - 3" llamado también "Hoja electrónica".

El "1 - 2 - 3" convierte el computador en una gigantesca hoja de trabajo electrónica similar a una hoja de trabajo de contabilidad en cuyos cajones ( celdas ) se puede almacenar números, palabras, letras o instrucción para calcular un valor. Al cambiar algunos números la hoja de trabajo calcula todas las fórmulas en las celdas instantáneamente, de tal forma que puede probar alternativas mediante análisis de sensibilidad variando los parámetros de diseño y mostrándolos mediante gráficas. Esto hace del "1 - 2 - 3" una herramienta útil y adecuada que se utilizará para la obtención del presente proyecto.

### 3. CONSIDERACIONES GENERALES

Las siguientes consideraciones hacen referencia a aspectos relacionados con el diseño de redes de distribución en cuanto a la selección de conductores y transformadores.

La función básica de un sistema de potencia eléctrica es la de transportar energía eléctrica desde los centros de generación hasta los centros de consumo.

El sistema de distribución es una parte del sistema de potencia que enlaza las fuentes de potencia a los dispositivos de los consumidores.

#### 3.1 REQUISITOS PARA UN BUEN SISTEMA DE DISTRIBUCION

##### 3.1.1 Flexibilidad

Es la facilidad de hacer cambios rápidos en la topología del sistema para atender emergencias temporales.

### 3.1.2 Posibilidad de ampliación

Para el diseño de una red de distribución hay que tener en cuenta el crecimiento de la población y por consiguiente el crecimiento de la de manda, para tomar medidas que nos permitan mantener la capacidad de las redes al ejecutar modificaciones o ampliaciones de carácter de finitivo.

### 3.1.3 Economía

Establecer un equilibrio técnico y económico, en cuanto a inversión inicial y diseño a fin de prestar un servicio con tarifas razonables pa ra los usuarios y rentables para la empresa electrificadora .

### 3.1.4 Resistencia mecánica

El conjunto estructural debe ser lo suficientemente sólido para que brinde mayor seguridad en el servicio.

### 3.1.5 Calentamiento

Dimensionar correctamente los conductores para evitar que sobrecar gas permanentes originen calentamientos excesivos que dañen los aig

lamiento de los conductores, cambien sus propiedades, disminuya la calidad del servicio y provoquen fallas y daños graves .

### 3.1.6 Regulación de tensión

En un mal diseño, la caída de tensión provocada por sobrecargas temporales o permanentes hace que el voltaje entregado al usuario sea muy inferior al exigido . Por tal motivo las empresas fijan límites de variación en porcentajes con respecto a la tensión nominal.

Se utilizará como regulación máxima para redes eléctricas de distribución aéreas en baja tensión el 4% ( 3 ) .

## 3.2 CLASIFICACION DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LA CONSTRUCCION

### 3.2.1 Redes de distribución aéreas

Las redes de distribución aéreas son más baratas que las subterrá-

---

( 3 ) EMCALI. Normas de diseño - Redes eléctricas distribución aérea y subterránea. Cali, 1982.

neas y son las más utilizadas en Colombia. Son susceptibles de fallas que pueden provocar muchas interrupciones en el servicio. Esto se debe a que están expuestas a contingencias físicas como descargas atmosféricas, lluvia, granizo, viento, polvos, temblores, gases contaminantes, brisa salina, contacto con cuerpos extraños, ramas de árboles, vandalismo y choques de vehículos.

### 3.2.2 Redes de distribución subterránea

Son más estéticas en las zonas urbanas, es la más confiable debido a que está libre de la mayoría de las contingencias anteriores, pero tiene la desventaja de su alto costo y mantenimiento complicado. Además, están muy expuestas a la humedad y roedores.

### 3.3 CLASIFICACION DE LAS REDES DE DISTRIBUCION DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LA TENSION DE OPERACION

- Redes de distribución primaria a 13,2 Kv y 34.5 Kv.
- Redes de distribución secundaria ( 240 - 120 ó 208 - 120 ).

### 3.4 CLASIFICACION DE LAS REDES DE DISTRIBUCION DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LAS FASES

- Redes de distribución trifásicas

- Redes de distribución bifásicas
- Redes de distribución monofásicas.



## 4. DEFINICIONES Y TERMINOS

### 4.1 CATEGORIA DE CONSUMO

De acuerdo al nivel de vida y costumbres de los consumidores, y teniendo en cuenta que en los centros urbanos las gentes se agrupan en sectores separados de acuerdo a su clase social, la demanda de los usuarios según las normas de Emcali se establece por categorías así:

- Categoría especial: Pertenecen a esta categoría los usuarios que tienen alto consumo de energía eléctrica. Esta categoría se subdivide en categoría especial alta y categoría especial baja.
  
- Categoría media: Pertenecen a esta categoría los usuarios que tienen moderado consumo de energía. Esta categoría se subdivide en categoría media alta, categoría media media y categoría media baja.
  
- Categoría baja: En esta categoría los usuarios pertenecen a barrios populares tipo obrero; áreas de auto construcción donde el con

sumo de energía es bajo.

Estas zonas son llamadas también áreas típicas de carga puesto que cada una de ellas presenta características más o menos uniformes, en cuanto a las construcciones, nivel de vida económico y tipo de acciones que desarrollan.

La determinación de las áreas típicas de carga permite hacer fácilmente levantamientos, estadísticas y determinar las cargas de diseño. Esta categoría se subdivide en categoría baja alta, categoría baja media y categoría baja baja.

#### 4.2 CARGA INSTALADA

Es la suma de todas las potencias nominales de los aparatos y equipos conectados al sistema o a parte de él; se expresa en Kva o en Mva.

#### 4.3 DEMANDA

Es la potencia consumida por la carga, medida a intervalos de tiempo determinados para formar así las llamadas curvas de carga.

#### 4.4 CARGA MAXIMA

Es la máxima condición de carga que se presenta en un sistema durante un período de tiempo determinado. Aquí es donde se presenta la máxima caída de tensión en el sistema.

#### 4.5 CARGA PROMEDIO

Es el consumo promedio del usuario durante un intervalo de tiempo dado. Se calcula mediante la expresión:

$$CP = \frac{\text{Energía consumida en un período}}{\text{Horas del período}}$$

#### 4.6 CURVAS DE CARGA DIARIA

Están formadas por las demandas máximas que se presentan durante cada hora del día ( Figura 2 ). Estas curvas indican las características de carga del sistema, sean estas residenciales, comerciales o industriales y de la forma como se combinan para producir el pico. Sirve para determinar las tendencias de la carga y seleccionar los equipos de transformación, límite de sobrecarga y tipo de enfriamiento.

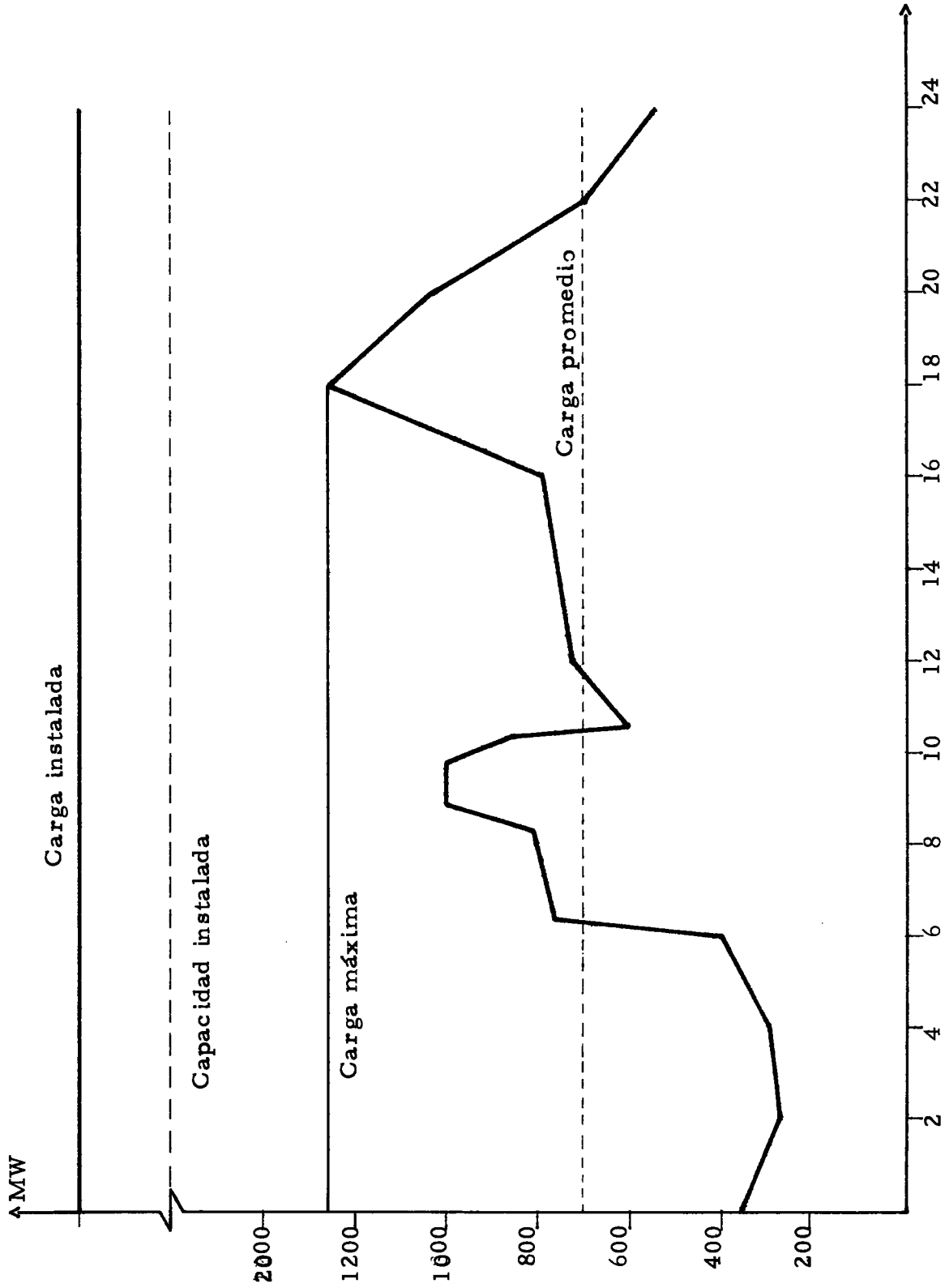


FIGURA 2. Curvas de carga diaria

#### 4.7 NODO

En redes aéreas corresponde a un poste o a un cruce secundario; y en redes subterráneas corresponde a una caja de derivación.

#### 4.8 TRAMO

Se denomina tramo al segmento existente entre un par de nodos.

#### 4.9 RAMAL

Se le denomina a cada una de las salidas que tiene un transformador.

#### 4.10 CIRCUITO RADIAL TELESCOPICO

Se define un circuito radial telescópico en un sistema de distribución cuando en cada tramo se tienen diferentes calibres, variando de mayor a menor a medida que disminuyen las cargas por tramo.

#### 4.11 CIRCUITO RADIAL NO TELESCOPICO

Circuito radial no telescópico en un sistema de distribución es el que utiliza un mismo calibre de conductor en tramos consecutivos.

## 5. PARAMETROS DE DISEÑO

Son parámetros económicos y eléctricos que se introducen como variables para el programa de computador del proyecto. Dicho programa está hecho en 1 - 2 - 3 ( Hoja electrónica )

### 5.1 COSTO MARGINAL

El costo marginal es el costo incremental promedio a largo plazo ( CIP ) y es igual a la relación entre los costos de inversión que se hará en un período futuro y la demanda adicional que debe ser atendida en ese mismo período. Estos valores de inversión y demanda adicional se obtienen a valor presente, con una tasa de interés que refleje el "costo de oportunidad" a precios constantes de capital ( 4 ).

---

( 4 ) DELGADO BARCO, José Alberto. Costos marginales a largo plazo de transmisión y distribución de energía en la ciudad de Cali. Cali, octubre de 1980.

El costo de oportunidad es una tasa de retorno "razonable" para determinar la rentabilidad de una inversión propuesta y debe ser mayor o igual a una tasa de retorno establecida ( 5 ).

Este costo de oportunidad en Colombia es del 12% y según estudio del Banco Mundial se estima en 11% ( 6 ).

Hay dos costos marginales:

#### 5.1.2 Costo anual del Kw de pérdidas pico

Es el costo marginal de inversión de capital, requerido para generar y transmitir una potencia adicional a causa de las pérdidas a través del sistema.

#### 5.1.3 Costo marginal del Kwh de pérdidas

Es el costo marginal de producir y transportar la energía adicional a causa de las pérdidas desde las plantas generadoras hasta el punto

---

( 5 ) TARQUIN, Anthony J. Ingeniería económica.

( 6 ) DELGADO BARCO, Op. cit.

donde se disipa, a través de los sistemas de transmisión, subtransmisión y distribución.

## 5.2 INDICE DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA

Está definido como la tasa anual de crecimiento de la carga. El índice de crecimiento de la demanda debe ser característico en la zona de influencia de la línea de subtransmisión o de distribución y depende de los siguientes factores:

- Crecimiento demográfico.
- Aumento del consumo por mejoramiento del nivel de vida.
- Los desarrollos industriales, comerciales, turísticos, agropecuarios, etc; previsibles.
- Las posibles restricciones o racionamientos de energía eléctrica habidos en la zona.

## 5.3 TASA DE DESCUENTO

Se utiliza para traer a valor presente un costo de cualquier año en



el futuro. Esta tasa de descuento es igual al costo de oportunidad y como se dijo anteriormente, es de 12% ó 11%.

#### 5.4 AÑOS DE SERVICIO

Se escoge bajo el criterio de máxima cargabilidad al final del tiempo de servicio o vida útil de la red y disminución de sus características eléctricas y físicas debidas al uso prolongado, intemperie, etc

Con estas consideraciones, se utilizará una vida útil de 16 años ( 7 ) para conductores aéreos, tiempo en el cual llega a su máxima cargabilidad y empiezan a disminuir sus cualidades físicas y eléctricas.

Para transformadores se establece un tiempo de servicio de ocho años ( 8 ), tiempo en el cual estará cargado aproximadamente al 100% de acuerdo al crecimiento de la demanda y la cargabilidad inicial, ya que sería antieconómico instalar transformadores seleccionados para la carga que ha de presentarse al final de los 16 años. Esta consideración permite reubicar y reemplazar transformadores dentro del plan normal de mantenimiento y ensanche del sistema.

---

( 7 ) ICEL. SD-1.60. Normas para sistemas de subtransmisión y distribución. 1978.

( 8 ) Ibid.

## 5.5 FACTOR DE DIVERSIDAD O DE GRUPO

Consideremos por ejemplo cuatro consumidores que tienen aproximadamente igual demanda máxima y una carga consistente en iluminación y equipo doméstico, cada consumidor tiene hábitos diferentes de manera que sus curvas de carga son diferentes y sus demandas máximas no coinciden en el tiempo, presentándose de esta manera una diversidad de carga.

Se define este nuevo término para un período de tiempo dado como:

$$\text{FDIV} = \frac{\text{Suma de las demandas máximas individuales}}{\text{Demanda máxima simultánea de grupo}}$$

En el esquema de la Figura 3 se muestran las curvas de carga de los cuatro consumidores del ejemplo y la curva resultante del grupo, donde puede deducirse que:

$$\text{FDIV} = \frac{D_{\max 1} + D_{\max 2} + D_{\max 3} + D_{\max 4} + \dots + D_{\max n}}{D_{\max (\text{grupo})}}$$

El factor de diversidad es criterio fundamental en el diseño económico de los sistemas de distribución. Mientras que el factor de demanda indica la simultaneidad en el uso de los equipos instalados por el

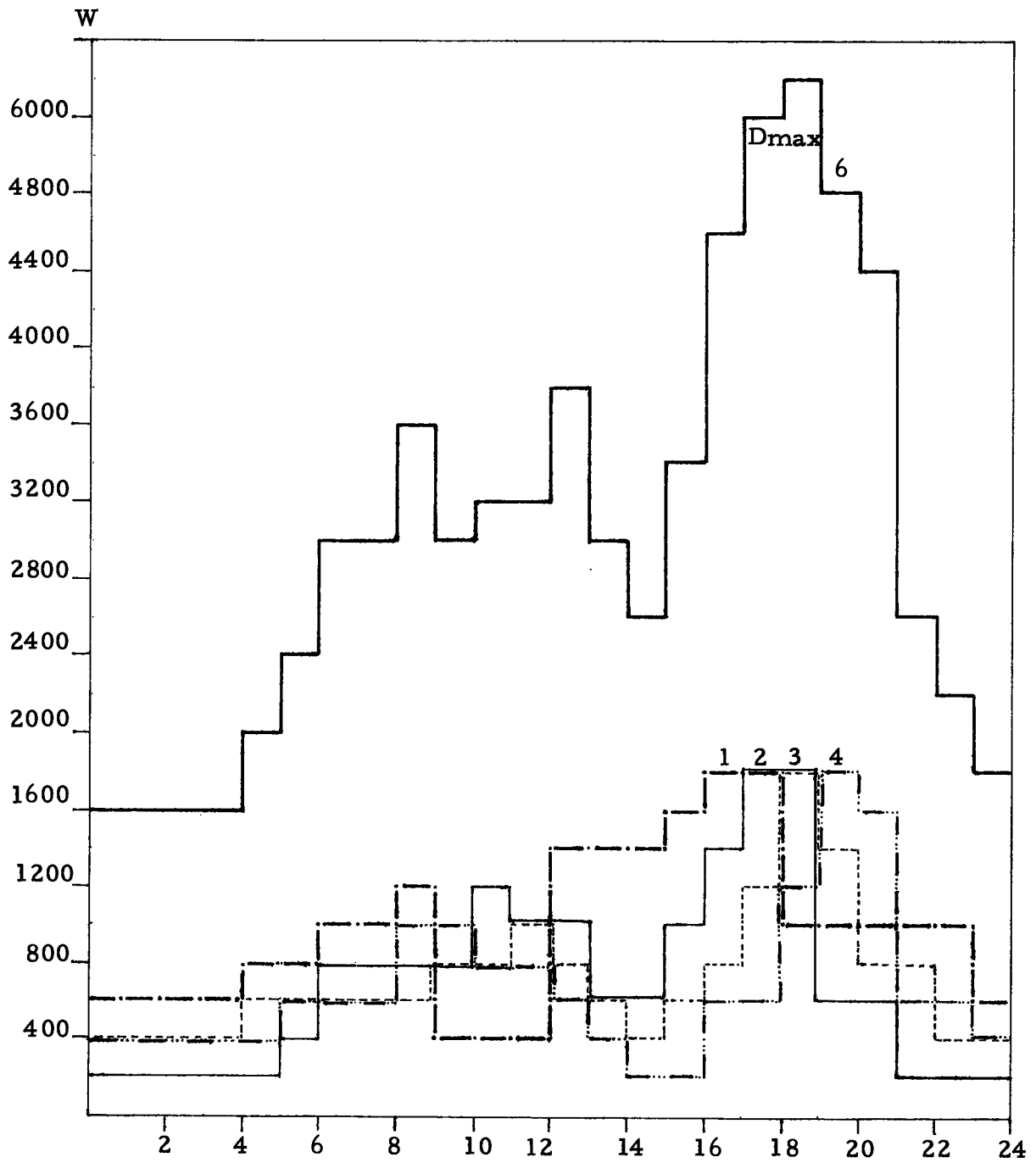


FIGURA 3. Curvas de carga para cuatro consumidores

usuario, el factor de diversidad permite utilizar además el hecho que las demandas máximas individuales no son coincidentes en el tiempo, sino que hay una diversidad que debe aprovecharse para hacer más económicos los diseños y construcciones de los sistemas de distribución, puesto que se atienen a la realidad.

Los factores de diversidad son diferentes para las distintas regiones del país, pues dependen del clima, de las costumbres, del grado de industrialización de la zona y de las diferentes clases de consumo.

En el presente proyecto se utilizó la tabla de factores de diversidad para distribución urbana de Emcali ( Tabla 1 ).

## 5.6 DEMANDA INDIVIDUAL ACTUAL

Está expresada en Kva para cada categoría de consumo y corresponde a la demanda actual por consumidor. "DLA" también se expresa:

$$DLA = \text{carga conectada} \times \text{factor de demanda}$$

Donde el factor de demanda nos indica la simultaneidad en el uso de la carga total conectada por cada consumidor. La determinación de los factores de demanda por consumidor para las diferentes clases

TABLA 1. Factores de diversidad ( FD ) para "K" consumidores

K	FD	K	FD/	K	FD	K	FD	K	FD	K	FD	K	FD	K	FD
1	1.00	26	2.51	51	2.70	76	2.76	101	2.82	126	2.85				
2	1.20	27	2.52	52	2.70	77	2.77	102	2.82	127	2.85				
3	1.38	28	2.53	53	2.70	78	2.77	103	2.82	128	2.85				
4	1.52	29	2.54	54	2.70	79	2.77	104	2.82	129	2.86				
5	1.70	30	2.55	55	2.70	80	2.78	105	2.82	130	2.86				
6	1.80	31	2.56	56	2.71	81	2.78	106	2.82	131	2.86				
7	1.92	32	2.57	57	2.71	82	2.78	107	2.82	132	2.86				
8	2.00	33	2.58	58	2.71	83	2.78	108	2.83	133	2.86				
9	2.10	34	2.59	59	2.71	84	2.79	108	2.83	134	2.86				
10	2.15	35	2.60	60	2.72	85	2.79	110	2.83	135	2.86				
11	2.19	36	2.60	61	2.72	86	2.79	111	2.83	136	2.87				
12	2.20	37	2.60	62	2.72	87	2.79	112	2.83	137	2.87				
13	2.25	38	2.61	63	2.72	88	2.80	113	2.83	138	2.87				
14	2.28	39	2.62	64	2.73	89	2.80	114	2.83	139	2.87				
15	2.30	40	2.63	65	2.73	90	2.80	115	2.83	140	2.87				
16	2.33	41	2.63	66	2.73	91	2.80	116	2.83	141	2.88				
17	2.35	42	2.64	67	2.73	92	2.80	117	2.83	142	2.88				
18	2.40	43	2.65	68	2.74	93	2.81	118	2.84	143	2.88				
19	2.41	44	2.66	69	2.74	94	2.81	119	2.84	144	2.88				
20	2.42	45	2.67	70	2.74	95	2.81	120	2.84	145	2.88				
21	2.43	46	2.68	71	2.75	96	2.81	121	2.84	146	2.88				
22	2.45	47	2.69	72	2.75	97	2.81	122	2.84	147	2.88				
23	2.47	48	2.69	73	2.75	98	2.81	123	2.85	148	2.88				
24	2.49	49	2.69	74	2.76	99	2.81	124	2.85	149	2.88				
25	2.50	50	2.70	75	2.76	100	2.82	125	2.85	150	2.88				

FUENTE: EMCALI

de consumo, debe ser el resultado de un cuidadoso estudio estadístico.

La demanda individual actual "DIA" se utiliza para hallar la demanda diversificada de grupo mediante la siguiente expresión:

$$\text{Demanda diversificada} = \frac{\text{Día} \times \text{Número de usuarios}}{\text{FDIV}}$$

Donde:

FDIV = factor de diversidad para número de usuarios

## 5.7 FACTOR DE CARGA

Todas las cargas son variables y tendrán un pico máximo durante un período determinado de tiempo. El grado de variación de la carga sobre un pico determinado es medido a través del factor de carga, el cual es definido como:

$$\text{FC} = \frac{\text{Demanda promedio}}{\text{Demanda máxima}}$$

Como el área bajo la curva de carga de la Figura 1 representa el consumo de Kwh durante las 24 horas del día, el factor de carga puede también ser definido:

$$FC = \frac{\text{Energía consumida en el período}}{\text{Demanda máxima x Horas del período}}$$

El factor de carga se utilizará para hallar el factor de pérdidas.

#### 5.8 FACTOR DE COINCIDENCIA

Es la relación entre el pico de la carga considerada y el pico de la demanda total del sistema. O sea que por lo general la carga que se debe utilizar para calcular el costo de las pérdidas de potencia no es la carga pico del circuito o transformador considerado, sino la carga que fluya a través de ellos a la hora pico del sistema. Para el proyecto se tomó un factor de coincidencia igual a uno.

#### 5.9 FACTOR DE UTILIDAD

Se define como:

$$FU = \frac{\text{Demanda máxima}}{\text{Capacidad instalada}}$$

#### 5.10 TIPO DE DISTRIBUCION

Se utilizará para el proyecto: - Distribución trifásica tetrafililar con

neutro aterrizado. - Distribución monofásica trifilar con neutro aterrizado.

#### 5.11 VOLTAJE NOMINAL "KV"

En Colombia existen varios voltajes de diseño para circuitos secundarios. Las normas de Emcali establecen como voltajes nominales para el diseño de redes urbanas y rurales que permitan abastecer el servicio residencial, los siguientes:

- Para sistema monofásico en redes secundarias: 240/120 v.
- Para sistema trifásico en redes secundarias: 208/120 v.

La tensión eléctrica elegida como parámetro de diseño es el voltaje línea a línea dado en Kv.

#### 5.12 CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR "KVA"

Se escogerá con base en un análisis de sensibilidad hecho por el programa de computador en el que se obtendrán los rangos de carga, en el cual cada transformador es económico así como su máxima carga-bilidad.



El programa de computador hallará el rango del número de usuarios para cada transformador y para cada conductor económico, con lo cual se podrá saber para un transformador elegido, el número de usuarios máximo a utilizar por ramal sin que su carga sobrepase la capacidad límite del conductor económico de máximo calibre a utilizar entre postes de distribución aérea secundaria ( 4/0 según Emcali ).

Por lo anteriormente dicho, un transformador trifásico alimentará un mayor número de usuarios sin sobrepasar la capacidad límite del conductor económico, ya que la carga estaría repartida en tres fases y no en dos como en los sistemas monofásicos.

#### 5.13 NUMERO DE USUARIOS POR TRANSFORMADOR

Como se estableció en el punto anterior, está dado por el programa de computador para cada transformador económico.

#### 5.14 NUMERO DE TRANSFORMADORES

Corresponde al número de transformadores de igual capacidad con igual número de usuarios utilizados en la red.

### 5.15 FACTOR DE POTENCIA "fp" ( $\cos \varphi$ )

Es la relación entre la potencia activa Kw y la potencia aparente Kva. Tienen gran incidencia en el porcentaje de pérdidas y en la regulación de voltaje y por lo tanto en la calidad y economía del servicio de energía.

### 5.16 TABLAS

El objetivo de estas tablas es suministrar al computador los datos de las características eléctricas y costos de conductores y transformadores. Dichas tablas se encuentran en un archivo del programa de computador y se entran a la pantalla ( Hoja electrónica ) mediante el manejo de las teclas del computador. La actualización de los costos que figuran en las tablas se hace manualmente en base a los datos obtenidos de las listas de costos de materiales y de mano de obra suministrados por Emcali, contenidos en el mismo archivo del programa.

Las tablas a entrar son las siguientes:

- Tablas para transformadores monofásicos y trifásicos, donde figuran: los niveles permisibles de pérdidas en el hierro y en el cobre a plena carga ( Norma Icontec 818 ) y el costo que involucra adquisi-

ción, protecciones, herrajes y mano de obra ( Tablas 2 y 3 ).

- Tablas para conductores desnudos de ACSR desnudo y cobre donde figuran: el costo de suministro y montaje, la corriente de diseño ( Norma Emcali 1982 ) y la resistencia R y la reactancia inductiva X ( Tablas 4 y 5 ). Más adelante se describirá la obtención de R y X.

#### 5.17 CARGA DEL TRAMO

Es la carga concentrada por poste, o sea el número de usuarios cuya carga debe soportar cada uno de los tramos.

#### 5.18 LONGITUD DEL TRAMO

Es la distancia en kilómetros de cada uno de los tramos anteriores.

TABLA 2. Transformadores de distribución monofásicos\*

KVA	10	15	25	37.5	50	75	100
Hierro - Kw	0.07	0.095	0.14	0.19	0.225	0.29	0.35
Cobre - Kw	0.165	0.24	0.36	0.5	0.635	0.88	1.1
Costo Col \$	258.456	278.300	311.400	415.030	492.470	620.620	782.117
KVA Reposición	15	25	37.5	50	75	100	

\* Norma Icontec 818. Transformadores de distribución monofásicos: Perdidas en el hierro, en el cobre, costos: adquisición, instalación, estructura y protecciones y capacidad del transformador de reposición.

TABLA 3. Transformadores de distribución trifásicos\*

KVA	15	30	45	75	112.5	150	225
Hierro Kw	0.11	0.18	0.145	0.35	0.49	0.61	0.81
Cobre Kw	0.38	0.63	0.91	1.33	1.9	2.39	3.35
Costo Col \$	500.390	568.260	677.930	844.250	1094.390	1276.990	1706.870
KVA Reposición	30	45	75	112.5	150	225	

\* Norma Icontec 818. Transformadores de distribución trifásicos - Pérdidas en el hierro, en el cobre, costos: adquisición, instalación, estructura y protecciones y capacidad del transformador de reposición.

TABLA 4. Conductores ACSR desnudo\*

Sección	AWG	6	4	2	1/0	2/0	4/0	266.8
Hilos	Cobre	-	-	-	-	-	-	-
	Aluminio	-	6	6	6	6	6	6
	Acero	-	1	1	1	1	1	1
R	Ohm/milla	-	2.8011	1.842	1.2207	0.9755	0.6452	0.408965
I (80% Nominal)		-	112	144	184	216	272	368
Costo total Col \$/m		130	174	233	336	422	599	1020
X	Ohm/milla	-	0.5749	0.5809	0.5719	0.5569	0.4969	

\* ACSR desnudo Tcond. 75°C. Tamb 25°C. Conductiv 61% ( Costo adquisición más instalación en BT )

TABLA 5. Conductores de cobre desnudo\*

Sección	AWG	6	4	2	1/0	2/0	4/0	300
Hilos	Cobre	1	1	7	7	7	7	19
	Aluminio	-	-	-	-	-	-	-
	Acero	-	-	-	-	-	-	-
R	Ohm/milla	2.5953	1.6321	1.0468	0.6591	0.5223	0.329	0.27935
I ( 80% Nominal)		96	136	184	248	288	384	435
Costos	Cel \$	246	403	616	996	1241	1947	2901
X	Ohm/milla	-	0.5249	0.4899	0.4519	0.4479	0.4189	

\* Cobre desnudo Tcond 75° Tamb 25° Conductiv .97.4% ( Costo adquisición + instalación en BT )

## 6. FORMULAS

A continuación se describirán las fórmulas utilizadas en el programa de computador, basadas en los parámetros de diseño anteriormente descritos y que mediante una adecuada metodología, descrita posteriormente, se llegará a los resultados finales en cuanto a optimización de conductores y transformadores en una red de distribución secundaria urbana.

### 6.1 SELECCION DE CONDUCTOR ECONOMICO

En redes urbanas de distribución, la selección económica de conductores se limita a un balance entre costos de inversión en el suministro y montaje de conductores y valor presente acumulado del costo de pérdidas de potencia y energía a través de los años, en donde los postes son independientes del conductor que se utilice por estar construido para resistir la carga mecánica de distintos calibres; no así los herrajes y aisladores, ya que estos tendrán influencia al optarse por utilizar sistema radial con telescopía o sin telescopía.



Se define el sistema telescópico cuando en cada tramo se tiene diferente calibre, variando de mayor a menor a medida que disminuyen las cargas por tramo, como sería el caso si se utilizara el criterio de conductor económico. Este sistema tiene un incremento del costo de herrajes debido a los cambios de calibre por poste, además de la dificultad técnica de hacer dichos cambios en los cruces aéreos. Los costos incrementales en el sistema telescópico se pueden obviar con un sistema no telescópico en donde se utiliza un mismo calibre en tramos consecutivos, lo que hará que se incremente el costo del conductor, pero a la vez disminuirán los costos de herrajes y de pérdidas en valor presente.

Se hizo una comparación de los dos sistemas para un mismo circuito en cuanto a inversión más pérdidas en valor presente, teniendo en cuenta sólo el costo de instalación y suministro de conductores. Al resultado final del sistema telescópico se le sumó el costo incremental de herrajes por poste, cuyo valor total resultó ser mayor que el del sistema no telescópico.

#### 6.1.1 Costo en valor presente de las pérdidas de potencia y energía

Las pérdidas de potencia  $Kw$  en un año cualquiera,  $i$ , por kilómetro de circuito, con un conductor de resistencia  $R$  ohmios/km que transporte

una corriente pico por fase de  $I_0$  amperios en el momento actual, se-  
rfa:

$$VPP_i = 0,001 \times N \times \left[ I_0 \times KC \times (1+j)^i \right]^2 \times R \times KP \times \frac{1}{(1+t)^i}$$

Donde:

$N$  = número de fases ( 2 para sistemas monofásicos y 3 para sis-  
temas trifásicos ).

$KP$  = costo anual marginal de Kw de pérdidas de potencia pico

$KC$  = factor de coincidencia de la demanda ( carga a la hora pico  
del sistema dividida por la carga pico del circuito )

$j$  = tasa de crecimiento de la demanda

$t$  = tasa de descuento utilizado para cálculo del valor presente

$(1+j)^i$  = factor económico multiplicador, para hallar una cantidad  
futura ( 9 )

$\frac{1}{(1+t)^i}$  = factor económico multiplicador, para hallar el valor presen-  
te de una cantidad futura ( 10 )

0,001 = factor multiplicador para convertir las pérdidas a Kw

Reduciendo términos:

$$VPP_i = 0,001 \times N \times I_0^2 \times KC^2 \times R \times KP \times \frac{(1+j)^{2i}}{(1+t)^i} \quad ( 1 )$$

---

( 9 ) TARKIN, Op. cit.

( 10 ) Ibid.

Siendo la corriente de fase  $I_0$ , calculada a partir de la expresión:

$$I_0 = \frac{1}{\sqrt{3}} \times \frac{\text{KVA diversificado por tramo}}{\text{KV}}$$

Para sistemas trifásicos trifilares o tetrafilares

$$I_0 = \frac{\text{KVA diversificado por tramo}}{\text{KV}}$$

Para sistemas monofásicos trifilares.

Donde:

$$\text{KVA Diversif por tramo ( Para carga homogénea )} = \frac{\text{DIA} \times \text{No. usuarios por tramo}}{\text{FDIV ( No. usuarios )}}$$

DIA = demanda individual actual

FDIV = el factor de diversidad correspondiente al número de usuarios

Para el programa, la fórmula se escribirá:

$$I_0 = \frac{\text{MULT} \times \text{KVA Diversif por tramo}}{\text{KV}} \quad ( 2 )$$

Donde:

MULT = "1/  $\sqrt{3}$ " para sistemas trifásicos o a "1" para sistemas monofásicos.

La resistencia está dada en Ohm/milla para corriente alterna y es el resultado de tomar la resistencia de suministrada por los fabricantes.

tes de conductores y convertirla a Rca ( Resistencia a la corriente alterna ) mediante los siguientes pasos: ( 11 )

- Dada la resistencia a la corriente directa ( dc ) de un conductor a una temperatura conocida, se encuentra la Rdc a otra temperatura con la siguiente expresión:

$$R_{t2} = R_{t1} \times \frac{M + t_2}{M + t_1}$$

Donde:

R<sub>t2</sub> = resistencia dc a una temperatura t<sub>2</sub><sup>o</sup>C desconocida

R<sub>t1</sub> = resistencia dc a una temperatura t<sub>1</sub><sup>o</sup>C conocida ( suministrada por el fabricante )

M = constante que depende del material; 234.5 para cobre recocido de 100% de conductividad; 241.5 para cobre estirado en frío de 97.5% de conductividad; 288.1 para aluminio con 61% de conductividad.

- Encontrada la Rdc a la temperatura elegida, se calcula luego la resistencia efectiva a la corriente alterna en ohm/milla mediante la si-

---

( 11 ) UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA - Seccional Manizales, Departamento de Ingeniería. Redes de distribución, diseño y construcción.

guiente ecuación:

$$R_{ef} = R_{dc} \times (1 + 7,5 \times f^2 \times d^4 \times 10^{-7}) \Omega$$

Donde:

$R_{dc}$  está dado en ohm/milla,  $f$  es la frecuencia del sistema en Hz y  $d$  es el diámetro del conductor en cms.

Los valores de resistencia a la corriente alterna de los conductores de cobre y acsr desnudos, fueron tomadas de las Normas de diseño para redes eléctricas de distribución aérea y subterránea de Emcali.

Para establecer la fórmula de pérdidas de energía definimos primeramente el factor de pérdidas (FP), así:

$$FP = \frac{\text{Kwh de pérdidas durante un período}}{\text{Horas del período} \times \text{Kw pico de pérdidas}} \quad (12)$$

Por lo general sin embargo no se tienen los datos de Kwh y Kw pico de pérdidas por período de los distintos circuitos primarios y secundarios, aunque usualmente se tiene un estimativo razonable del factor

---

(12) TORRES MACIAS, Alvaro. Modelos para estudio de pérdidas en sistemas de distribución. Universidad de los Andes. Bogotá.

de carga de la demanda correspondiente. En este caso, es posible estimar el factor de pérdidas a partir del factor de carga mediante fórmulas empíricas cuyos parámetros deben ser, en lo posible, derivados para el sistema en estudio a partir de curvas de carga obtenidas por muestreo. Dicha fórmula empírica es la siguiente:

$$FP = K \times (FC) + (1 - K) \times (FC)^2 \quad (13)$$

Donde:

FC = factor de carga

K = factor que oscila entre 0 y 1, siendo igual a 0.15 para distribución y 0.3 para transmisión.

Otras relaciones similares, con coeficientes ligeramente diferentes, se encuentran en otras publicaciones técnicas especializadas; esto debido a que la forma de la curva de carga varía de un sistema a otro, dependiendo del nivel de consumo y uso que den a la energía de un determinado sector residencial, comercial o industrial.

---

(13) IEEE - Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-103, No. 10, October 1984.

Para el proyecto se tomará un valor de K igual a 0,15.

Definido el factor de carga, se establece la fórmula para el costo en valor presente de las pérdidas de energía, cuyos cálculos parten de la corriente máxima ya que usualmente la demanda se proyecta para condiciones pico; por lo tanto es necesario multiplicar las pérdidas de potencia calculadas para la corriente pico del circuito o transformador por el número de horas del período y por el factor de pérdidas. Entonces, con un proceso similar a la obtención de la fórmula de pérdidas de potencia, tendríamos para el cálculo de las pérdidas de energía del año i, la siguiente fórmula:

$$VPE_i = 8760 \times 0.001 \times N \times I_0^2 \times R \times FP \times KE \times \frac{(1+j)^{2i}}{(1+t)^i} \quad (3)$$

Donde:

FP = factor de pérdidas

KE = costo marginal del Kwh de pérdidas de energía

8760 = horas que tiene el año

0,001 = factor multiplicador para convertir a Kwh

Al establecerse un período de n años, con una carga que crezca a una tasa anual j, a partir de un valor  $I_0$  en el primer año, el valor presente de las pérdidas de potencia y energía del período, año por año, a valor presente sería:

$$VP = 0.001 \times N \times I_0^2 \times R \cdot \left[ KP \times KC^2 + 8760 \times KE \times FP \right] \times \sum_{i=1}^n \frac{(1+j)^{2i}}{(1+t)^i} \quad (14) \quad (4)$$

Para obtener el costo total de inversión más pérdidas por kilómetro de circuito, al valor presente de las pérdidas se le suma el costo de inversión, que incluye el suministro y montaje, de los conductores de fase y neutro. Su fórmula es:

$$TVP = \text{Inversión inicial} + VP \quad (5)$$

Donde:

$$VP = \text{costo en valor presente de las pérdidas por Km ( Fórmula 4 )}$$

La fórmula ( 5 ) se utiliza para hacer un análisis de sensibilidad para la corriente pico por fase del primer año en un rango de 0 - 150 amps y evaluados para conductores de 4 a 4/0, con el cual se obtendrán gráficas que ilustran los rangos de carga en que cada conductor es económico.

---

( 14 ) CUERVO SALCEDO-SALGADO, Gabriel, MELENDEZ Y ASOCIADOS. Actualización de criterios para selección de conductor económico y cargabilidad de transformadores.



La expresión para el cálculo del costo de inversión más pérdidas en valor presente por tramo es la siguiente:

$$TVPT = \text{Inversión inicial} + 0,001 \times N \times I_0^2 \times R \times L \times \left[ KP \times KC^2 + 8760 \times KE \times FP \right] \times \sum_{i=1}^n \frac{(1+j)^{2i}}{(1+t)^i} \quad (6)$$

Donde:

- N = número de fases
- $I_0$  = corriente en el año 1
- R = resistencia en ohm/km
- L = longitud del tramo en km
- KP = costo marginal de potencia pico
- KC = factor de coincidencia
- KE = costo marginal de energía
- FP = factor de pérdidas

### 6.1.2 Pérdidas de energía KWH

Son las pérdidas de energía Kwh por tramo, producidas durante el período de vida útil del circuito. Su fórmula es:

$$PE = 0,001 \times N \times I_0^2 \times R \times L \times 8760 \times FP \times \sum_{i=1}^{n=16} (1+j)^{2i} \quad (7)$$

Donde:

- N = número de fases  
 I<sub>0</sub> = corriente inicial  
 R = resistencia del conductor en ohm/km  
 L = longitud del tramo en km  
 FP = factor de pérdidas

### 6.1.3 Energía total KWH suministrada a la red

Es la suma de la energía entregada año por año a la red durante su vida útil. Su fórmula es:

$$\text{KWH entregado a la red} = \frac{\text{DIA} \times \text{No. de usuarios por trans.} \times 8760 \times \text{FP}}{\text{FDIV} (\text{No. de usuarios})}$$

$$\text{No. de Transf} \times f \text{ de pot} \times \sum_{i=1}^n (1+j)^i \quad (8)$$

Donde:

DIA = demanda individual máxima inicial

FDIV = relación entre la suma de las demandas máximas individuales y la demanda simultánea del grupo

j = tasa de crecimiento de la demanda

FP = factor de pérdidas

$(1+j)^i$  = factor económico multiplicador, para hallar el valor presente de una cantidad futura (año 1)

La fórmula ( 8 ) se estableció bajo el supuesto de que el diseño se hizo con transformadores de una misma capacidad y su correspondiente número de usuarios iguales o aproximadamente iguales.

#### 6.1.4 Porcentaje de pérdidas KWH en secundario

Es la relación porcentual entre las pérdidas Kwh de todos los tramos del circuito ( fórmula 7 ) y la energía total Kwh suministrada a la red durante el período de vida útil ( fórmula 8 ). Su fórmula es:

$$\% \text{ Pérd Kwh} = \frac{\text{Pérdidas KWH total} \times 100}{\text{KWH entregada a la red}} \quad ( 9 )$$

#### 6.1.5 Porcentaje de regulación

La regulación de voltaje se obtiene a partir de la caída de tensión por tramo, en cuyo extremo se considera la carga concentrada, siendo por lo tanto la regulación máxima la suma de los porcentajes de regulación de los tramos que conforman un ramal.

El desarrollo de la fórmula en función de la corriente que ha de presentarse al final del tiempo de servicio es:

- Para sistemas trifásicos trifilares y tetrafilares

$$\% \text{ Reg} = \frac{\sqrt{3} \times I \times (R \cos \varphi + X \sin \varphi) \times L}{KV \times 10} \quad (10)$$

- Para sistemas monofásicos trifilares:

$$\% \text{ Reg} = \frac{2 \times I \times (R \cos \varphi + X \sin \varphi) \times L}{KV \times 10} \quad (11)$$

Donde:

$\sqrt{3} \times I \times (R \cos \varphi + X \sin \varphi)$ : caída de tensión en sistemas trifásicos trifilares y tetrafilares (15)

$2 \times I \times (R \cos \varphi + X \sin \varphi)$ : caída de tensión en sistemas monofásicos trifilares (16)

La expresión  $(R \cos \varphi + X \sin \varphi)$  es la impedancia equivalente ( $Z_{eq}$ ) con la resistencia R y la reactancia inductiva X en ohm/milla. La reactancia inductiva se calculó en base a la siguiente expresión:

$$X = 0,004657 \times f \times \log \frac{D}{GMR} \quad (17)$$

Donde:

f = frecuencia en Hz

---

(15) ICEL - Normas para sistemas de transmisión y distribución. Vol II- Diseño eléctrico.

(16) Ibid.

(17) FINK, Donald G. Manual práctico de electricidad para ingenieros. Tomo II.

D = distancia entre conductores

GMR = radio medio geométrico en pies encontrado en tablas

La capacitancia puede despreciarse en los circuitos de distribución ya que su efecto sobre la caída de tensión es despreciable, debido a la pequeña longitud de los circuitos y a las tensiones usadas (18 )

Para el programa, las fórmulas ( 10 ) y ( 11 ) se reducen a una sola:

$$\% \text{ Reg} = \frac{\text{FS} \times \text{MULT} \times I \times (R \cos \varphi + X \sin \varphi) \times L}{\text{KV} \times 10} \quad (12)$$

Donde:

I = corriente al final del período de vida útil.

FS = factor multiplicador que depende del número de fases ( 3 para trifásico y 2 para monofásico ).

MULT = factor multiplicador (  $1/\sqrt{3}$  para trifásico y 1 para monofásico )

Haciendo I ( corriente al final del período de vida útil ) en función de

$I_0$ , se tiene:

---

( 18 ) Ibid.

$$I = I_0 \times (1 + j)^{i=16}$$

Donde:

$$I_0 = \text{corriente inicial (año 1)}$$

Reemplazando la expresión anterior en la fórmula ( 12 ), se obtendrá la siguiente fórmula a utilizar en el programa:

$$\% \text{ Reg} = \frac{FS \times MULT \times I_0 \times (1 + j)^{i=16} \times (R \cos \varphi + X \sin \varphi) \times L}{KV \times 10} \quad (13)$$

## 6.2 SELECCION DE TRANSFORMADOR ECONOMICO

Como anteriormente se dijo, las pérdidas en un transformador son de dos tipos: las denominadas pérdidas en el hierro, que son debidas a la magnetización del núcleo y las denominadas pérdidas de cobre, que se producen en los devanados debido a la resistencia de sus conductores.

Su tratamiento se hará teniendo en cuenta un tiempo de servicio de ocho años para el transformador inicial que luego se repondrá por otro de una capacidad a un nivel mayor, para un tiempo de servicio de 9 a 16 años.

Las fórmulas aplicadas a transformadores que se describirán a con-

tinuación serán usadas bajo las siguientes condiciones:

- Si la red involucra varios transformadores, estos serán de igual capacidad.
- El número de usuarios a alimentar por transformador debe ser igual o aproximadamente igual para todos.

Dichas condiciones son necesarias en el programa para hallar además de las pérdidas Kw y sus costos, los porcentajes de pérdidas en base a la potencia entregada a la red. Si los transformadores utilizados son de diferente capacidad, la información se obtendrá con un programa para cada transformador.

Sin embargo, para establecer comparaciones entre lo que puede ser el mejor diseño, ya sea entre trifásico y monofásico, entre telescópico y no telescópico o entre cobre y acsr, sólo será necesario un circuito para un solo transformador.

#### 6.2.1 Pérdidas de potencia KW

Las pérdidas totales de potencia de un transformador son la suma de las pérdidas en el hierro y las pérdidas en el cobre. Su fórmula es

la siguiente:

$$PP = P_h + P_{cu} \times \frac{(I_o)^2}{(I_n)^2} \quad (19)$$

Donde:

PP = pérdidas totales de potencia pico

P<sub>h</sub> = pérdidas en el hierro del transformador a voltaje nominal

P<sub>cu</sub> = pérdidas en el cobre del transformador a plena carga

I<sub>o</sub> = corriente pico inicial del transformador

I<sub>n</sub> = corriente nominal del transformador

Siendo las caídas de voltaje en la red despreciables, podemos tomar la tensión nominal de servicio constante quedando entonces la expresión anterior así:

$$PP = P_h + P_{cu} \times \frac{(KVA_o)^2}{(KVA_n)^2}$$

Donde:

KVA<sub>o</sub> = carga inicial del transformador que debe estar dentro del rango de cargabilidad máxima óptima

---

(19) ISA - Estudio de pérdidas de energía en el sector eléctrico colombiano. Informe final, 1981.



KVAn = capacidad nominal del transformador

La relación  $KVA_0/KVAn$  se le denomina también factor de utilidad anual del transformador para el primer año.

Las pérdidas de potencia para cualquier año  $i$  se determinan teniendo en cuenta que las pérdidas en el hierro son constantes y las pérdidas en el cobre son proporcionales al cuadrado de la carga; por lo tanto, para la carga que ha de presentarse en el año  $i$  hay que tomar la carga inicial y multiplicarla por un factor que involucre la tasa de crecimiento de la demanda, como se muestra a continuación:

$$PP = P_h + P_{cu} \times \left[ \frac{KVA_0 \times KC \times (1+j)^i}{KVAn} \right]^2$$

Donde:

KC = factor de coincidencia de la demanda (relación entre la carga del transformador a la hora pico del sistema y la carga pico del transformador)

$j$  = crecimiento de la demanda

$(1+j)^i$  = factor económico multiplicador para hallar la carga en el año  $i$

Si se analiza un período de servicio de 16 años (vida útil del circuito) se obtendrán las siguientes expresiones para las pérdidas de energía:

- Para el transformador inicial:

$$PE1 = \sum_{i=1}^{n=8} Ph1 \times 8760 \times FP \pm P_{cu1} \times \left[ \frac{KVA_0}{KVAn1} \right]^2 \times 8760 \times FP \times \sum_{i=1}^{n=8} (1+j)^{2i} \quad (14)$$

- Para el transformador de reposición:

$$PE2 = \sum_{i=9}^{n=16} Ph2 \times 8760 \times FP + P_{cu2} \times \left[ \frac{KVA_0}{KVAn2} \right]^2 \times 8760 \times FP \times \sum_{i=9}^{n=16} (1+j)^{2i} \quad (15)$$

Siendo las pérdidas en el hierro las pérdidas en el cobre y la capacidad nominal característicos de cada uno de los transformadores y el tiempo de servicio de 1 a 8 años para el primer transformador y de 9 a 16 años para el segundo transformador.

Para hallar las pérdidas de energía de todos los transformadores de la red se tienen las siguientes fórmulas:

- Para los transformadores iniciales:

$$TPE1 = \text{número de transformadores de la red} \times PE1 \quad (16)$$

- Para los transformadores de reposición:

$$TPE2 = \text{número de transformadores de la red} \times PE2 \quad (17)$$

Donde:

TPE1 = pérdidas de energía de los transformadores iniciales de la red ( 1 a 8 años ).

TPE2 = pérdidas de energía de los transformadores de reposición de la red ( 9 a 16 años )

PE1 = pérdidas de energía del transformador inicial ( fórmula 14 )

PE2 = pérdidas de energía del transformador de reposición ( fórmula 15 )

### 6.2.2 Costo en valor presente de las pérdidas de potencia y energía del transformador

Para un año  $i$  cualquiera, es la suma de los costos en valor presente de las pérdidas constantes de potencia y energía en el hierro más las pérdidas de potencia y energía en el cobre, dada por la siguiente expresión:

$$VP = (KP \times Ph + KE \times Ph \times 8760) \times \frac{1}{(1+t)^i} + \left[ KP \times KC^2 \times P_{cu} \times \left( \frac{KVA_o}{KVA_n} \right)^2 + KE \times P_{cu} \times \left( \frac{KVA_o}{KVA_n} \right)^2 \times FP \times 8760 \right] \times \frac{(1+j)^{2i}}{(1+t)^i}$$

Donde:

KP = costo anual del kilovatio de pérdidas en la hora pico del sistema

Ph = valor de las pérdidas constantes en el hierro a voltaje nominal, en Kw

KE = costo marginal del kilovatio hora de pérdidas

t = tasa de descuento anual

KC = factor de coincidencia de la carga del transformador ( relación entre la carga del transformador a la hora pico del sistema y la carga pico del transformador )

Pcu = pérdidas en el cobre del transformador a carga nominal, en Kw

FP = factor de pérdidas

KVA<sub>0</sub> = carga inicial en el transformador ( año 1 )

KVA<sub>n</sub> = capacidad nominal del transformador

Para un período de vida útil en el circuito de 16 años se tendrán finalmente las siguientes fórmulas : ( 20 )

---

(20 ) CUERVO SALCEDO-SALGADO, Op. cit.

- Para el transformador inicial con un tiempo de servicio de 1 a 8 años:

$$\begin{aligned}
 VP1 = & ( KP \times Ph1 + Ke \times Ph1 \times 8760 ) \times \sum_{i=1}^{n=8} \frac{1}{(1+t)^i} + \left[ KP \times \right. \\
 & KC^2 \times Pcul \times \left( \frac{KVAo}{KVAn1} \right)^2 + KE \times Pcul \times \left( \frac{KVAo}{KVAn1} \right)^2 \times FP \times \\
 & \left. 8760 \right] \times \sum_{i=1}^{n=8} \frac{(1+j)^{2i}}{(1+t)^i} \quad (18)
 \end{aligned}$$

- Para el transformador de reposición, con un tiempo de servicio de 9 a 16 años:

$$\begin{aligned}
 VP2 = & ( KP \times Ph2 + KE \times Ph2 \times 8760 ) \times \sum_{i=9}^{n=16} \frac{1}{(1+t)^i} + \left[ KP \times \right. \\
 & KC^2 \times Pcu2 \times \left( \frac{KVAo}{KVAn2} \right)^2 + KE \times Pcu2 \times \left( \frac{KVAo}{KVAn2} \right)^2 \times FP \times \\
 & \left. 8760 \right] \times \sum_{i=9}^{n=16} \frac{(1+j)^{2i}}{(1+t)^i} \quad (19)
 \end{aligned}$$

Siendo las pérdidas en el hierro las pérdidas en el cobre y la capacidad nominal características de cada uno de los transformadores.

El costo en valor presente de las pérdidas en los transformadores de la red será:

- Para el primer transformador:

$$VPT1 = \text{número de transformadores} \times VP1 \quad (20)$$

- Para el transformador de reposición:

$$VPT2 = \text{número de transformadores} \times VP2 \quad (21)$$

Donde:

VP1 = costo en valor presente de las pérdidas en el transformador inicial ( fórmula 18 )

VP2 = costo en valor presente de las pérdidas en el transformador de reposición ( fórmula 19 )

### 6.2.3 Costo de inversión más pérdidas en valor presente del transformador

Es la suma del costo en valor presente de las pérdidas de potencia y energía de los dos transformadores ( inicial y de reposición ) más la inversión inicial, o sea, el costo del primer transformador más su estructura, protecciones, mano de obra y el costo del transformador de reposición que lo reemplazará al cabo de ocho años. Su fórmula es:

$$VT = \text{inversión inicial} + VP1 + VP2 \quad ( 22 )$$

Donde:

VP1 = costo de las pérdidas en valor presente del transformador inicial ( fórmula 18 )

VP2 = costo de las pérdidas en valor presente del transformador de reposición ( fórmula 19 )

El costo de la inversión más pérdidas de todos los transformadores de la red será:

$$VTF = \text{Número de transformadores de la red} \times VT \quad ( 23 )$$

Siendo:

VT = costo en valor presente de inversión más pérdidas de potencia y energía ( fórmula 22 )

#### 6.2.4 Porcentaje de pérdidas KWH del transformador

Es la relación porcentual entre las pérdidas de energía de los transformadores de la red y la energía total suministrada a la red durante la vida útil del circuito ( 16 años ).

- Para el transformador inicial:

$$\% \text{ TPE1} = \frac{\text{TPE1} \times 100}{\text{KWH entregada a la red}} \quad ( 24 )$$

- Para el transformador de reposición:

$$\% \text{ TPE2} = \frac{\text{TPE2} \times 100}{\text{KWH entregada a la red}} \quad ( 25 )$$

Donde:

TPE1 = total de las pérdidas de energía de los transformadores iniciales en la red ( fórmula 16 ).

TPE2 = total de las pérdidas de energía de los transformadores de reposición en la red ( fórmula 17 ).



## 7. DISEÑO

El proyecto está hecho para redes de distribución aérea secundaria urbana del tipo radial, que es la más usada en Colombia por las siguientes ventajas:

- Fácil de diseñar, instalar y operar.
- Menor longitud de conductores.

Para facilitar el trabajo computacional hay que hacer las siguientes simplificaciones y supuestos:

- La carga es homogénea, o sea que hay una sola categoría de consumo y un factor de potencia igual.
- No se tiene en cuenta las cargas especiales ya que ellas no son asociables con ninguna categoría homogénea; además es una carga que no se diversifica ni está afectada por una tasa de crecimiento

urbana. Estas cargas especiales son: fábricas, hospitales, hoteles, etc.

El alumbrado público es una carga especial que no influye en la selección del conductor y transformador económico, por ser éste constante para cualquier alternativa de optimización.

- Se supone una situación de equilibrio entre las fases y un conductor de neutro inferior en un calibre al conductor de fase.

Como criterio de diseño para el programa, se tendrá lo siguiente:

- Los transformadores serán monofásicos o trifásicos en poste, con una capacidad máxima de 75 Kva para monofásicos y de 150 Kva para trifásicos. Estos transformadores permiten su montaje en uno o dos postes debido a sus características de tamaño, peso y capacidad.

- La tensión de servicio será trifásica a 208/120 o monofásica a 240/120, para red secundaria.

- El límite máximo de regulación será de 4% ( según normas de Em cali ).

- La selección de calibre se hará en base a ACSR o cobre desnudo, siendo Awg 4 el mínimo calibre y Awg 4/0 el máximo.

- De acuerdo a datos suministrados por Emcali, se tomará una tasa de crecimiento de la demanda de 4.76% ( año 76 - 86 ) para distribución urbana y una tasa de descuento de 12%.

- El factor de carga será 0.6 ( Emcali ).

La carga individual actual ( DIA ) se obtendrá de la demanda individual máxima al término de la vida útil de la red ( 16 años ), que es el criterio de diseño según las normas ICEL de 1978. Por lo tanto, asumiendo que la demanda individual máxima utilizada por Emcali es la proyectada a 16 años y conocida la tasa de crecimiento de la demanda, se obtiene entonces la demanda individual actual ( año 1 ) mediante la siguiente expresión:

$$D_n = D_0 \times (1 + r)^n \quad ( 21 )$$

Donde:

$D_n$  = demanda individual máxima en el año n

---

( 21 ) ICEL - Normas para sistemas de transmisión y distribución.  
Vol I- Manual de procedimientos.

$D_0$  = demanda individual actual ( año 1 ) obtenida por mediciones  
 $r$  = rata de crecimiento de la demanda  
 $n$  = año de proyección ( 16 años )

Tomando según Emcali una demanda individual máxima para la clase baja de 3.2 Kva al final de su período de servicio ( 16 años ) y una rata de crecimiento de la demanda de 4.76%, se obtiene con la fórmula anterior una demanda individual actual de 1.52 Kva a utilizar en el programa.

- Para los costos marginales se tomaron los datos a diciembre de 1984 y se actualizaron a marzo de 1987 que es la fecha de los costos de materiales y mano de obra. Para esto se tomó el índice de precios al consumidor ( Total ingresos medios y bajos ) suministrado por el DANE, que fué de 351.68 en diciembre de 1984 y de 546.09 en marzo de 1987; esto arrojó un incremento de 55.2804% que aplicado a los costos marginales de diciembre de 1984 se obtienen los valores para marzo de 1987. ( Ver Tabla 6 )

Los programas de computador se correrán con base a la información obtenida del diagrama unifilar de la Figura que muestra una red típica tipo radial con disposición en H para un transformador, donde aparece la longitud de cada tramo y el número de usuarios conecta-

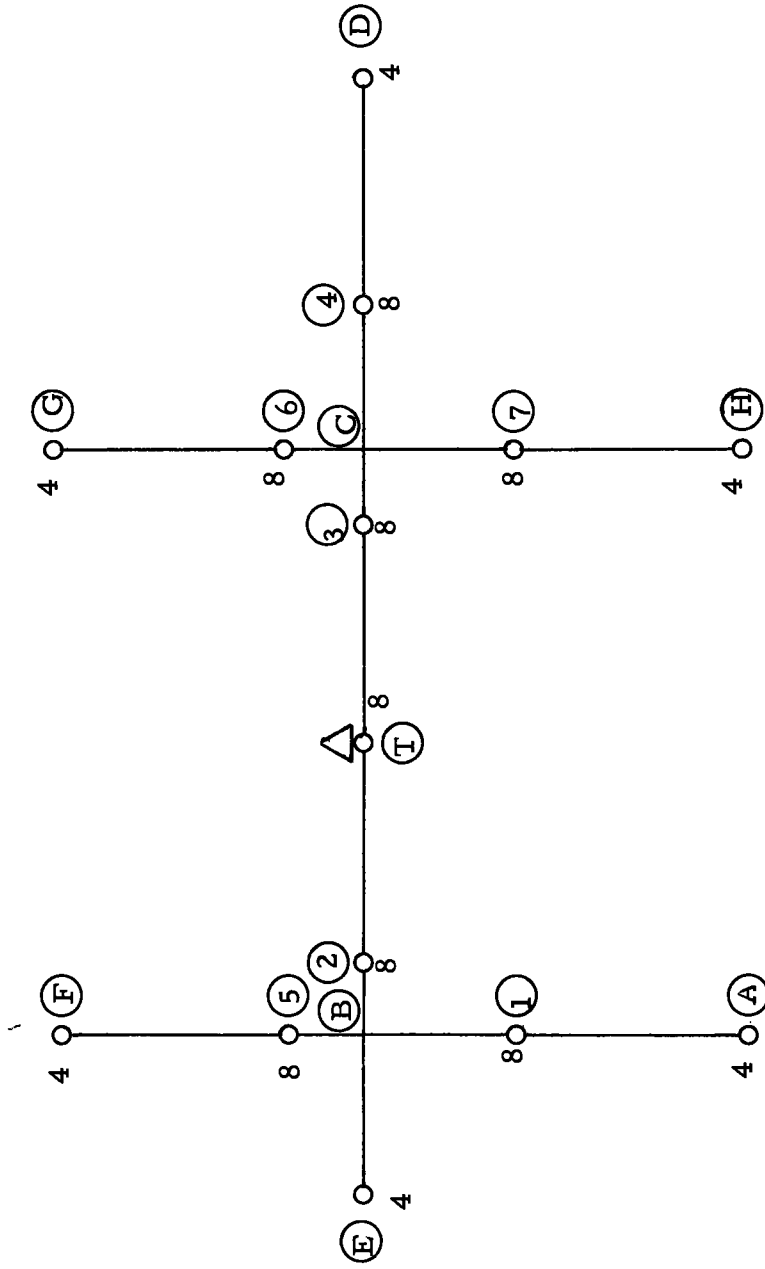


FIGURA 4. Diagrama unifilar típico de una red de distribución aérea

TABLA 6. Costos marginales para baja tensión

	Dic. 1984	Mar. 1987
Costo marginal de potencia pico	31822.00	49413.33
Costo marginal de energía	3.96	6.1491

dos a cada poste; con estos datos se encuentra el número de lotes correspondiente a la carga de cada tramo que junto con la longitud se escriben en el programa de computador así:

TABLA 7. Tramos secundarios tipo

Tramo	Longitud ( km )	Lotes
A - 1	0,030	4
1 - B	0,020	12
B - 2	0,010	28
2 - T	0,030	36
D - 4	0,030	4
4 - C	0,020	12
C - 3	0,010	36
3 - T	0,030	44
F - 5	0,030	4

TABLA 7. Continuación ...

Tramo	Longitud ( km )	Lotes
5 - B	0,010	12
E - B	0,020	4
H - 7	0,030	4
7 - C	0,020	12
G - 6	0,030	4
6 - C	0,010	12

También se correrán programas para una red de distribución urbana suministrada por Emcali para establecer comparaciones entre diseño optimizado y diseño por regulación.

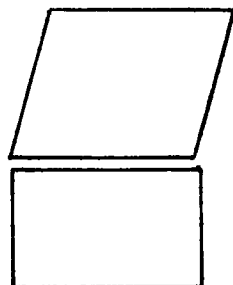
## 8. METODOLOGIA PARA EL PROGRAMA DE COMPUTADOR

### 8.1 INTRODUCCION

La metodología a seguir se describirá a continuación mediante un diagrama de flujo, correspondiente a los pasos globales a seguir en el programa de computador para hallar los resultados del diseño en base a conductor y transformador económico.

### 8.2 DIAGRAMA DE FLUJO

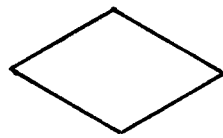
Este mostrará la metodología a seguir para la obtención de resultados por medio del computador y que se explicarán después en detalle. Se utilizarán las siguientes convenciones:



Entrada manual de datos

Macroinstrucción ( Macros ) o instrucción





Decisión

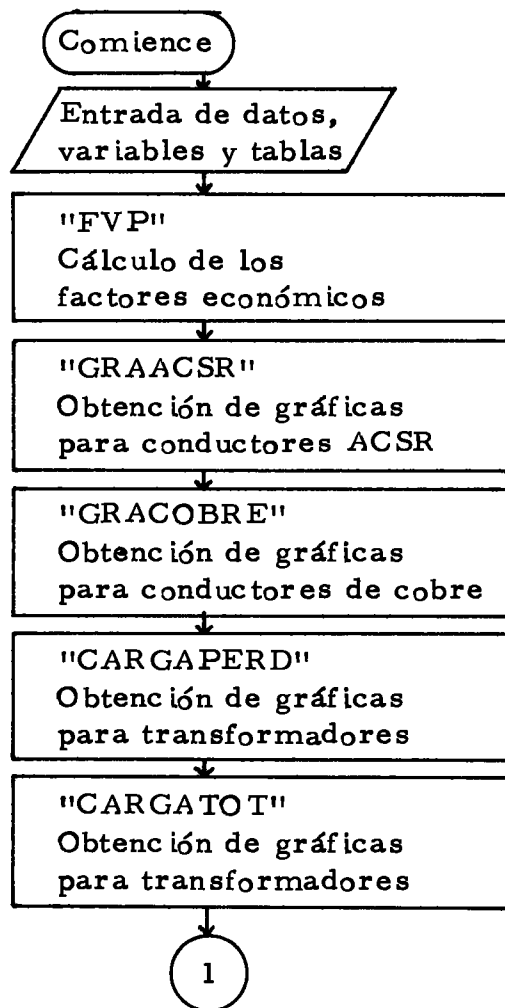


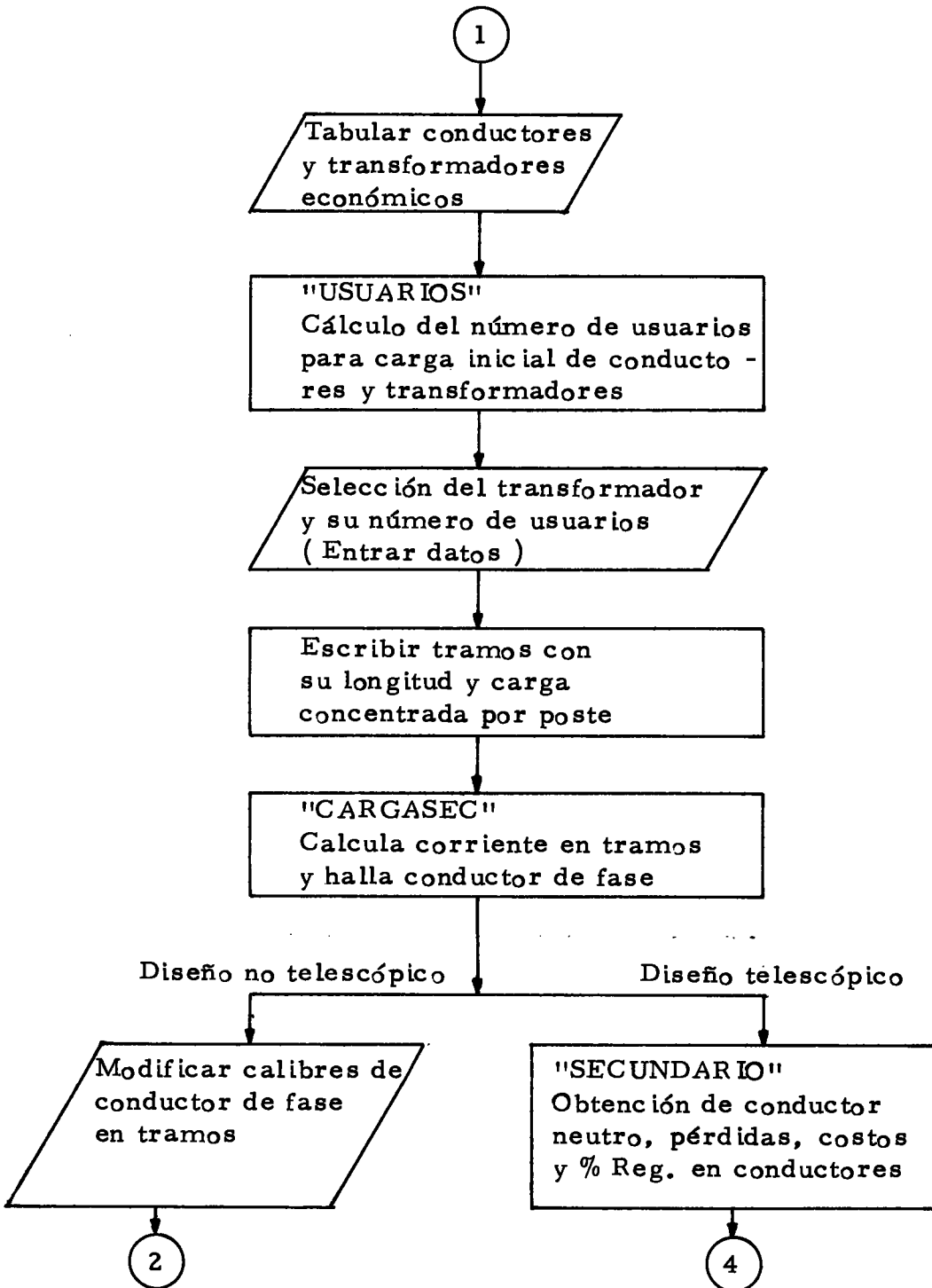
Principio o término

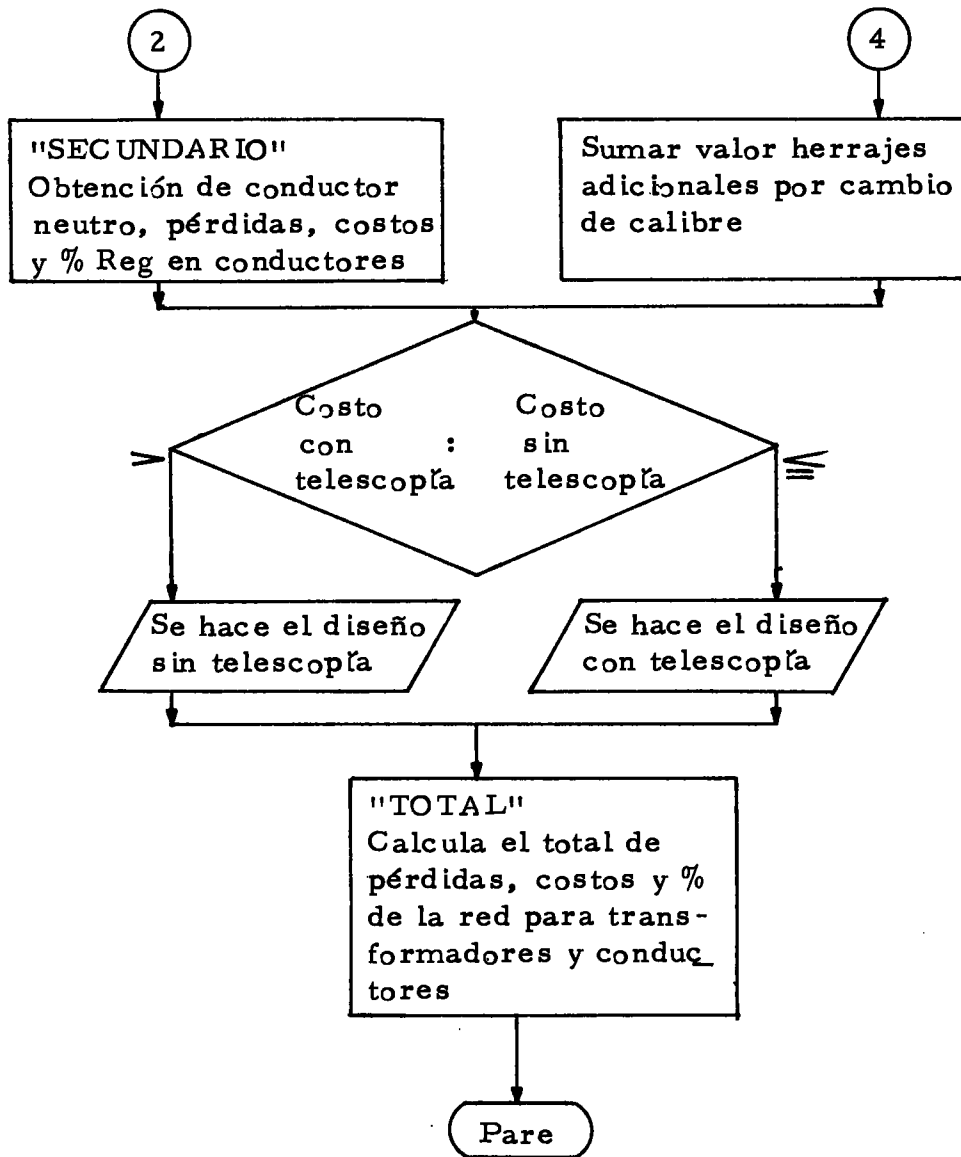


Conexión a otra página

DIAGRAMA DE FLUJO QUE ESQUEMATIZA LA METODOLOGIA  
PARA EL PROGRAMA DE COMPUTADOR







La descripción del anterior diagrama de flujo es la siguiente:

### 8.2.1 Entrada de datos

Son variables y tablas que se entran al programa de computador.

#### 8.2.1.1 Variables

- Costo anual marginal de potencia pico KP
- Costo marginal de energía KE
- Factor de carga FC
- Factor de coincidencia KC
- Demanda individual actual DIA
- Tensión de servicio KV
- Años de servicio ( 16 años ) n
- Tasa de crecimiento de la demanda j
- Tasa de descuento t
- Factor de potencia fp
- FS : factor que depende del número de fases
- MULT: factor multiplicador que depende de la corriente

#### 8.2.1.2 Tablas

Para transformadores monofásicos ( Tabla 2 ), para transformadores trifásicos ( Tabla 3 ), para conductor Acsr ( Tabla 4 ) y para conductor de cobre ( Tabla 5 ) .

## 8.2.2 Cálculos de los factores económicos FVP

Se obtienen mediante un macro ( generador de programa miniatura que produce el código necesario para conseguir una función común en las operaciones del computador ), para las siguientes expresiones:

$$\sum_{i=1}^{n=16} (1+j)^{2i} = M$$

Factor multiplicador que halla las pérdidas Kwh futuras en conductores para n años.

$$\sum_{i=1}^{n=16} \frac{(1+j)^{2i}}{(1+t)^i} = S$$

Factor multiplicador que halla el valor presente del costo de las pérdidas en los conductores para n años.

$$\sum_{i=1}^{n=16} (1+j)^i = R$$

Factor multiplicador que halla la energía entregada a la red para n años.

$$\sum_{i=1}^{n=8} \frac{1}{(1+t)^i} = T$$

Factor multiplicador para traer a valor presente cantidades futuras correspondientes a n años.

$$\sum_{i=1}^{n=8} \frac{(1+j)^{2i}}{(1+t)^i} = V$$

Factor multiplicador que halla el valor presente del costo de las pérdidas en el transformador inicial, para n años.

$$\sum_{i=1}^{n=8} (1+j)^{2i} = L$$

Factor multiplicador que halla las pérdidas Kwh futuras en el transformador inicial, para n años.

$$\sum_{i=9}^{n=16} \frac{1}{(1+j)^i} = U$$

Factor multiplicador para traer a valor presente cantidades futuras correspondientes a n años.

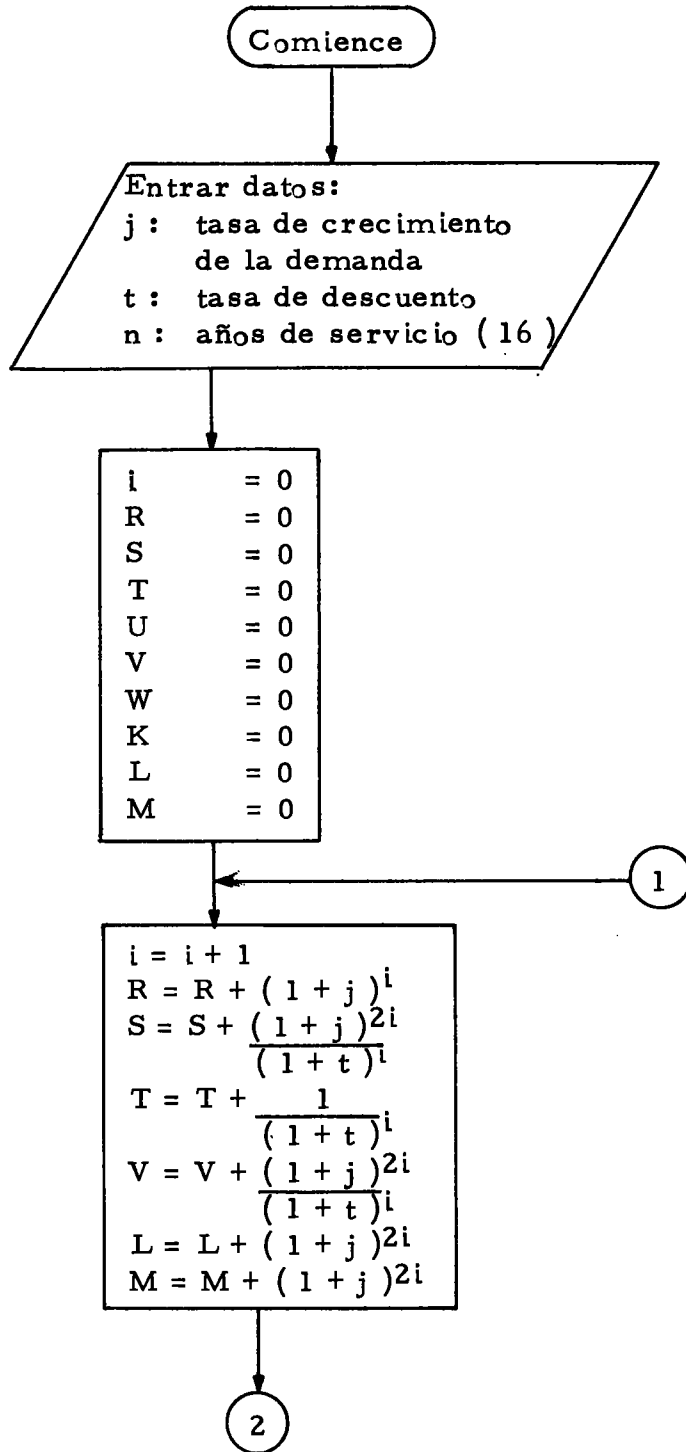
$$\sum_{i=9}^{n=16} \frac{(1+j)^{2i}}{(1+t)^i} = W$$

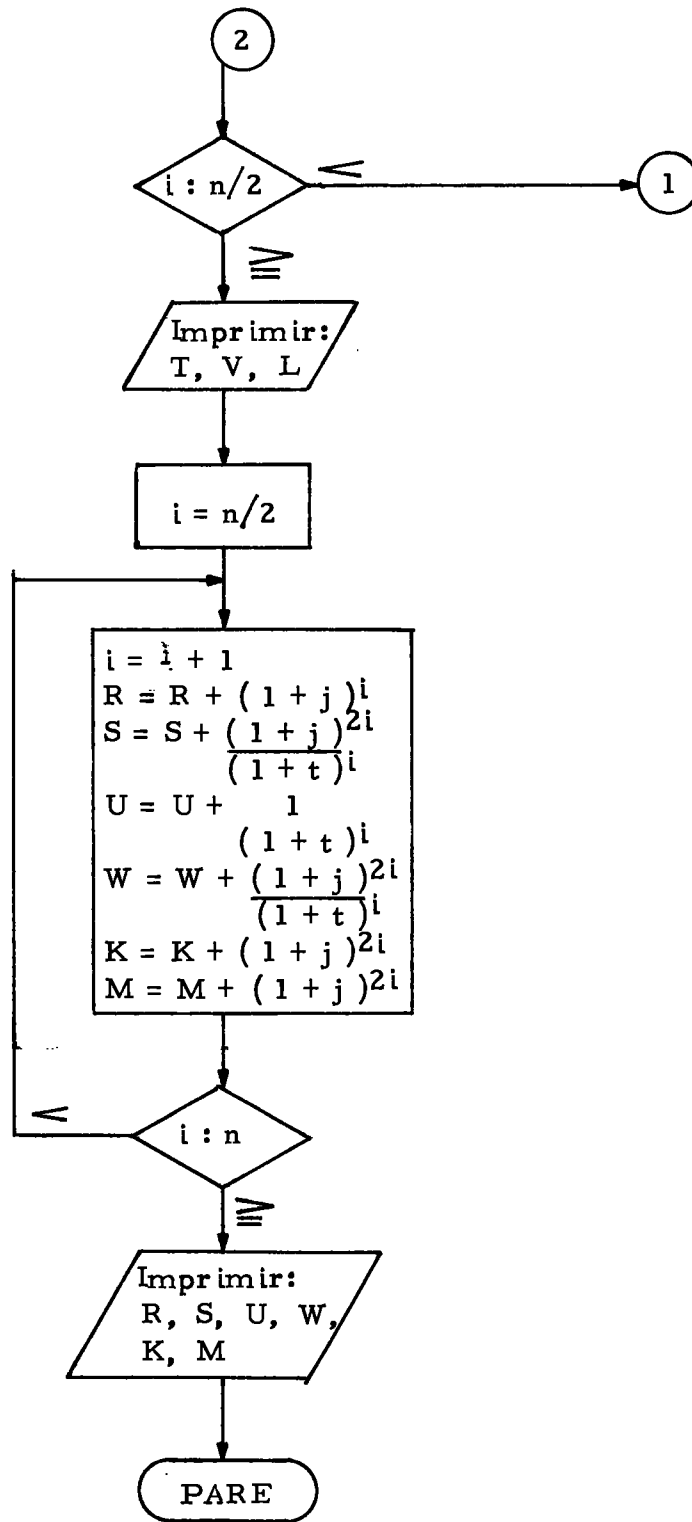
Factor multiplicador que halla el valor presente del costo de las pérdidas en el transformador de reposición, para n años.

$$\sum_{i=9}^{n=16} (1+j)^{2i} = K$$

Factor multiplicador que halla las pérdidas Kwh futuras en el transformador de reposición, para n años.

DIAGRAMA DEL FLUJO DEL MACRO "FVP"







### 8.2.3 Gráficas para conductores ACSR "GRAACSR" y cobre "GRACOBRE"

Se obtiene mediante macros y su desarrollo es el siguiente:

- Calcula para cada calibre de conductor en un rango de carga inicial de 0 a 250 amperios, el costo de la inversión más el costo de las pérdidas en valor presente mediante la fórmula ( 5 ). Si la corriente al final de la vida útil del circuito ( 16 años ) es igual o mayor a la capacidad de diseño del conductor, el computador escribe "NA" ( no disponible ).
- Con los resultados anteriores el computador produce las gráficas de corriente vs costo total, donde se visualiza mediante curvas el conductor económico para cada nivel de carga.

### 8.2.4 Gráfica para transformadores "CARGAPERD"

Se obtiene mediante un macro, en base al costo de las pérdidas de potencia y energía. Desarrollo:

- Halla para cada capacidad nominal de transformador y en un rango de carga inicial de 0 a 150 Kva, el costo de las pérdidas de poten-

cia y energía en valor presente mediante la siguiente expresión:

$$CP = VP1 + VP2 \quad (26)$$

Donde:

VP1 = costo en valor presente de las pérdidas en el transformador inicial ( fórmula 18 ).

VP2 = costo en valor presente de las pérdidas en el transformador de reposición ( fórmula 19 ).

Si la carga al final del tiempo de servicio del transformador ( 8 años ) es igual o mayor a su capacidad nominal, el computador escribe "NA" ( no disponible ).

- Con los datos anteriores el computador grafica la carga vs costo pérdidas, donde se puede observar mediante curvas la capacidad del transformador óptimo para cada nivel de carga.

#### 8.2.5 Gráficas para transformadores "CARGATOT"

Se desarrolla en base al costo de inversión más pérdidas, mediante el siguiente proceso:

- Calcula para cada capacidad nominal de transformador y en un

rango de 0 a 150 Kva de carga inicial, el costo de la inversión inicial más pérdidas en valor presente mediante la fórmula ( 22 ). Si la carga al final del tiempo de servicio del transformador ( 8 años ) es igual o mayor a su capacidad nominal, el computador escribe "NA" ( no disponible ).

- Con los datos anteriores el computador grafica la carga vs costo total ( inversión más pérdidas ) en valor presente, donde se visualiza la capacidad del transformador económico para cada nivel de carga.

#### 8.2.6 Tabulación de conductores y transformadores económicos

Con base a la información obtenida en las gráficas, se entra manualmente al programa la carga mínima inicial en que cada calibre de conductor es económico y la carga máxima inicial en que cada transformador es económico.

#### 8.2.7 Cálculo del número de usuarios "USUARIOS"

Es un macro que obtiene y tabula los siguientes datos:

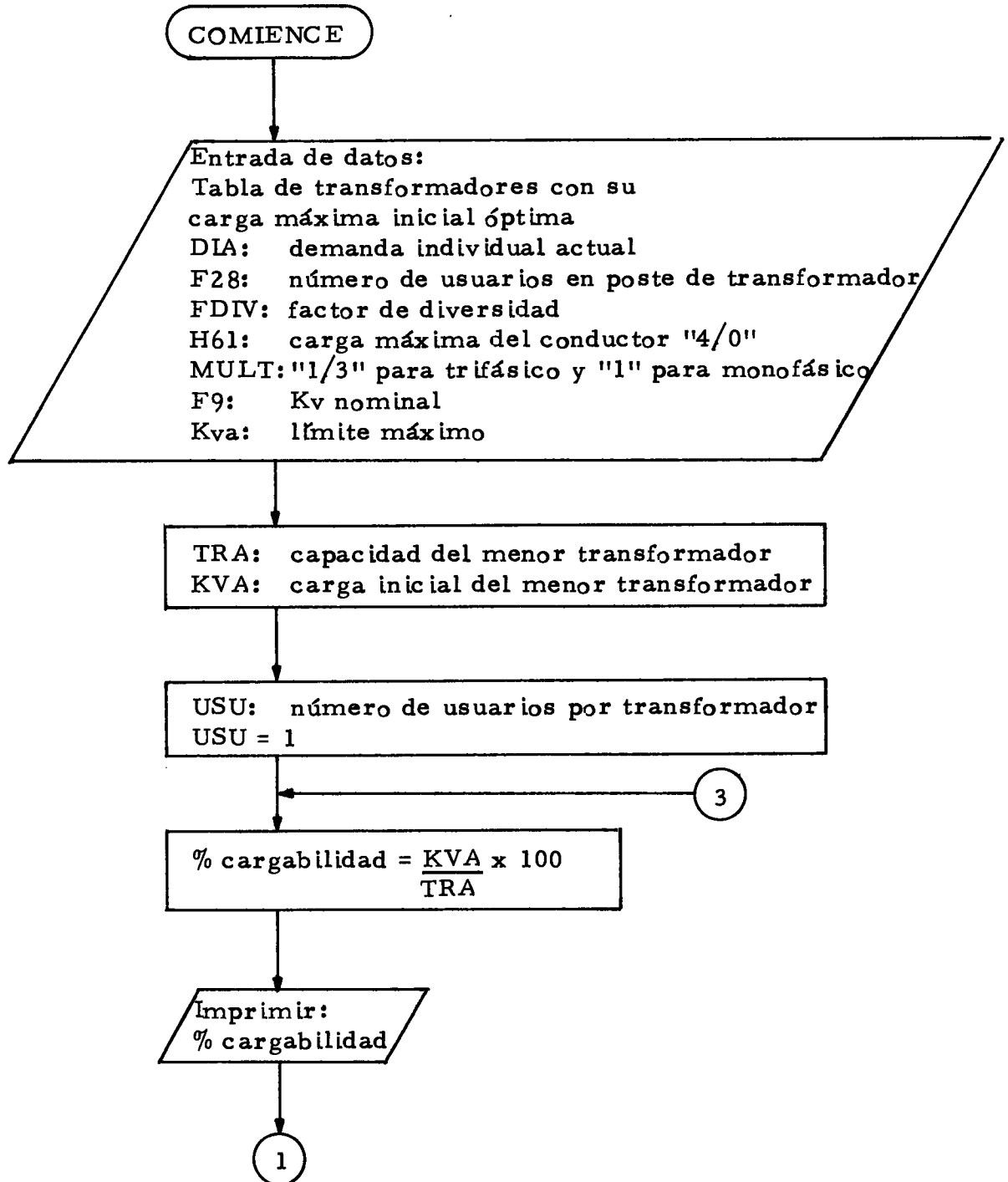
- Cargabilidad económica porcentual para transformadores, calculado en base a la máxima carga inicial de cada transformador obteni

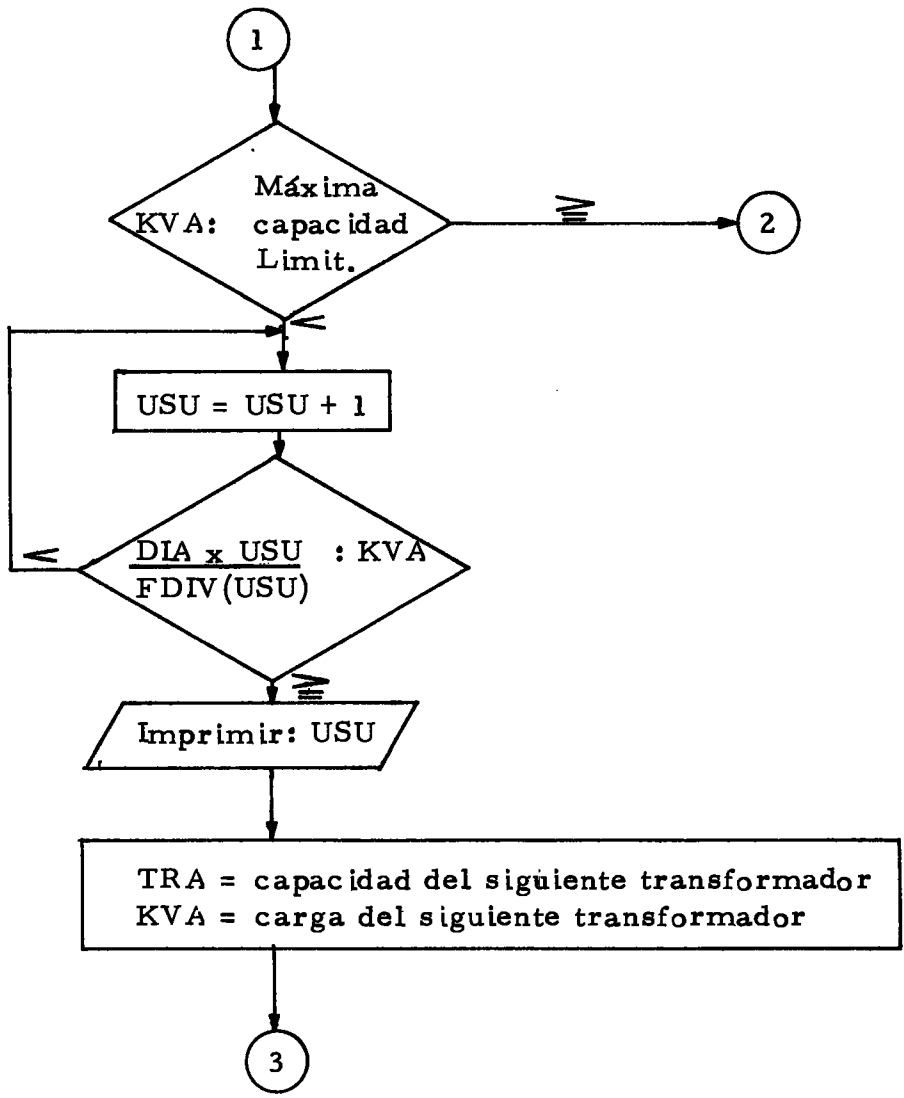
das de las gráficas.

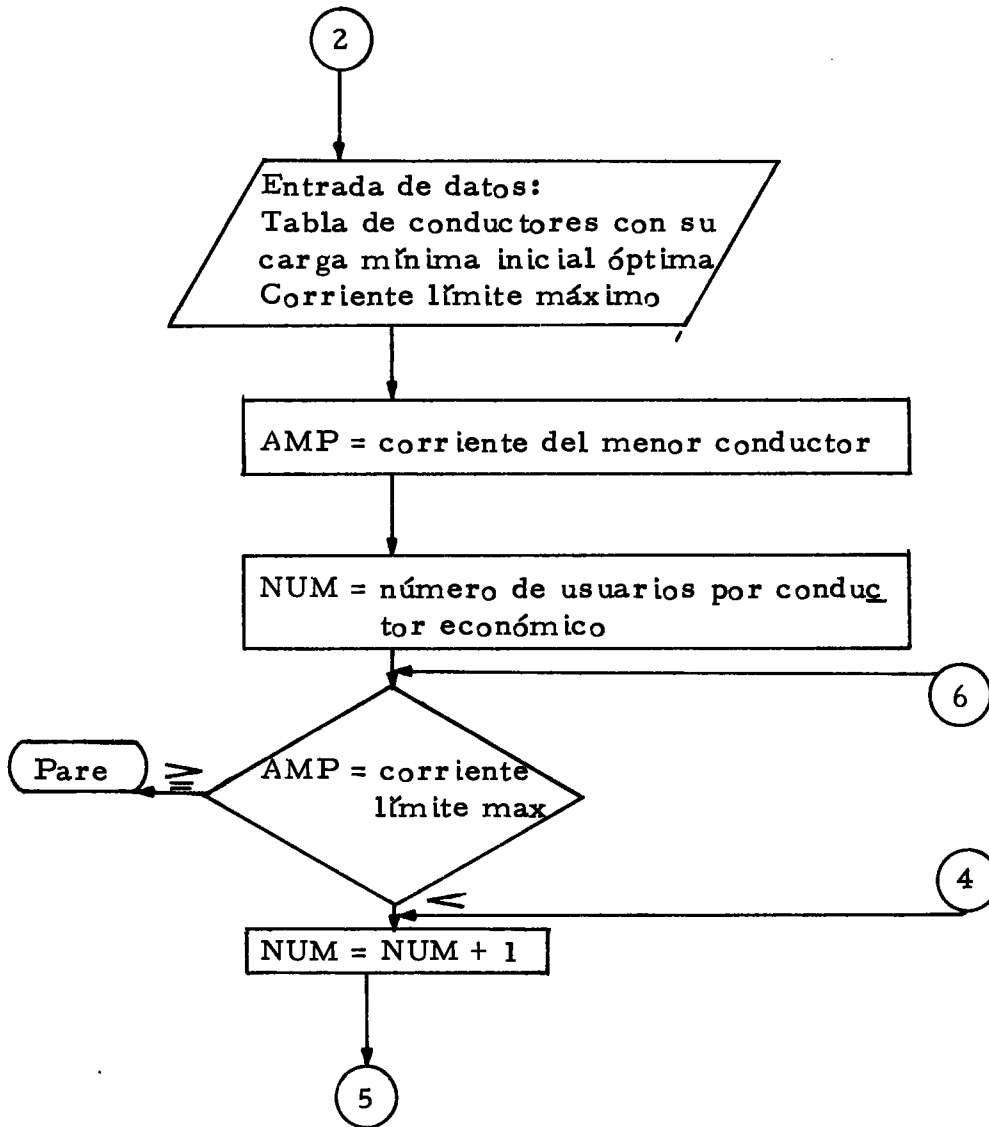
- Número de usuarios tanto para transformadores como para conductores económicos; calculado a partir de la corriente inicial mínima en conductores económicos y la carga inicial máxima en transformadores económicos. Con esta información se puede saber el número máximo de usuarios a conectar por ramal, sin sobrepasar la capacidad límite del máximo calibre de conductor a utilizar en el primer tramo ( segmento entre dos postes ) después del transformador.

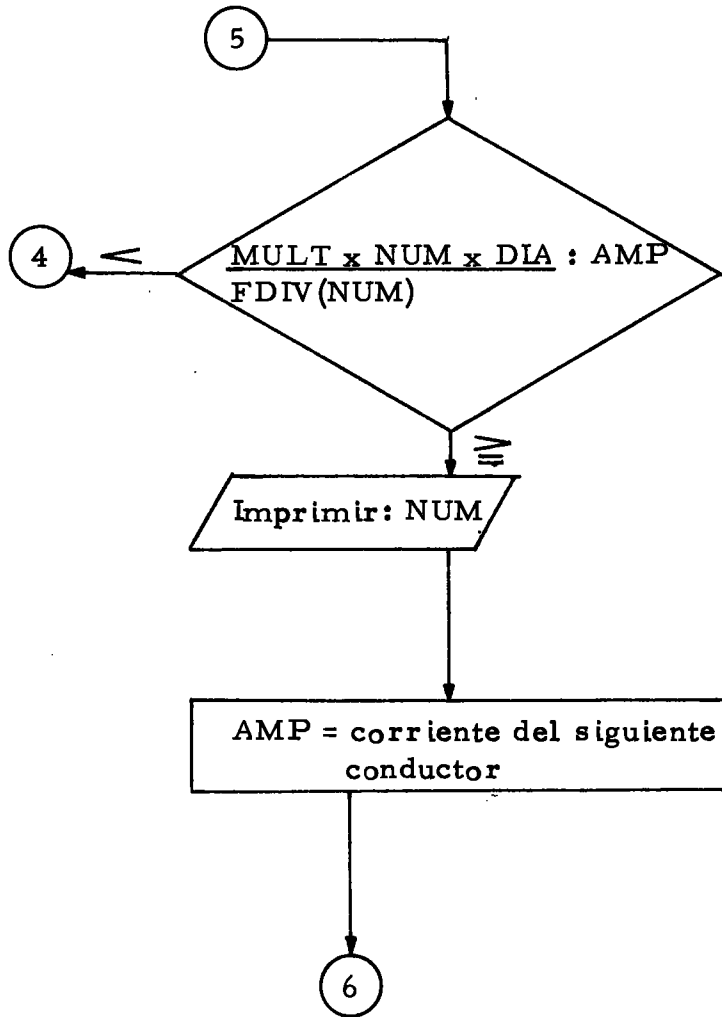
Su diagrama de flujo es el siguiente:

DIAGRAMA DE FLUJO DEL MACRO "USUARIOS"











### 8.2.8 Selección del transformador

Se hace con los datos dados por el macro "USUARIOS", y bajo los siguientes criterios:

- Se escoge el transformador de mejor cargabilidad económica ( relación porcentual entre la carga inicial máxima y la capacidad nominal ) de acuerdo al número de usuarios a alimentar.
  
- El número de usuarios a utilizar en un ramal del transformador elegido debe ser menor que el número de usuarios en el cual el conductor óptimo de máximo calibre utilizado deja de ser económico.

Establecido el transformador a utilizar, se entran al programa los siguientes datos:

- Capacidad del transformador.
  
- Número de usuarios por transformador
  
- Número de transformadores de la red, siempre y cuando tengan la misma capacidad e igual número de usuarios. Si las capacidades son diferentes, se correrá un programa por separado para cada uno,

o se obvian estos datos y se obtiene solamente los resultados para conductor económico en cuanto a corriente, pérdidas, costo de pérdidas y porcentajes de regulación.

#### 8.2.9 Entrada de tramos con su longitud y número de usuarios

Se introducen verticalmente en el computador en la siguiente forma:

TRAMO	LONGITUD ( km )	LOTES
-------	-----------------	-------

Siendo "TRAMO" el espacio entre dos postes ( nodo ), "LONG" su distancia en kilómetros y "LOTES" la carga concentrada por tramo ( número de usuarios ). Estos datos se entrarán sin dejar líneas en blanco.

#### 8.2. 10 Cálculo de la corriente y calibre de conductor por tramo "CARGASEC"

Macro que calcula a partir de la longitud y número de lotes por tramo lo siguiente:

- La corriente inicial con la fórmula ( 2 ) en función de la demanda individual actual ( DIA ), el número de usuarios por tramo, el factor

de diversidad ( FD ) y la tensión nominal ( KV ).

- Los calibres de conductor de fase en base a la corriente inicial y la tabla donde aparecen los datos de corriente inicial mínima para cada conductor económico.

8.2.11 Entrada manual de calibres de conductores ( diseño sin telescopía )

A partir del conductor de fase calculado por el programa, se introducen manualmente cambios de calibre a criterio del diseñador.

8.2.12 Obtención de resultados para conductor económico  
"SECUNDARIO"

Macro que obtiene los datos finales de conductores en los tramos a partir de la longitud ( km ) y número de lotes.

Inicialmente calcula el conductor de neutro en base a la corriente actual y la tabla donde aparecen los datos de la corriente inicial mínima de cada conductor económico y luego calcula en base a los calibres escogidos y la tabla de características de conductores, lo siguiente:

- Las pérdidas Kwh durante la vida útil del circuito con la fórmula ( 7 ).
- Los costos de pérdidas en valor presente con la fórmula ( 4 ), la cual se multiplica por la longitud del tramo.
- El porcentaje de regulación mediante la fórmula ( 13 ).
- Obtiene la suma total en el circuito de las pérdidas Kwh, el costo de las pérdidas en valor presente y el costo de inversión más pérdidas en valor presente.
- Calcula el porcentaje de pérdidas Kwh en los conductores de la red con la fórmula ( 9 ).

#### 8.2.13 Obtención de resultados para conductor económico

##### "SECUNDARIO" ( Diseño telescópico )

Es el mismo macro utilizado para diseño con criterio sin telescopía y su proceso es el mismo.

#### 8.2.14 Costos por cambio de calibre ( Diseño telescópico )

A la suma de los costos de inversión más pérdidas de los conductores del circuito, se le adiciona manualmente el costo de incremento de herrajes y aisladores en los postes debido al cambio de calibre.

Haciendo el supuesto de que el cambio de conductor a dos calibres o más utiliza retenida, nombramos a continuación los herrajes adicionales por poste:

- Percha
- Aisladores de carrete
- Conectores bimetálicos
- Retenida
- Mano de obra

#### 8.2.15 Comparación de costos

Hallados los costos finales de cada uno de los diseños, se elige como criterio de diseño el más económico.

#### 8.2.16 Obtención de resultados en el circuito "TOTAL"

Macro que calcula el total de pérdidas Kwh, costos. pérdidas, costos inversión más pérdidas y porcentajes de pérdidas en la red de transformadores y conductores.

Se hace en base a la tabla de características de transformadores y de los valores hallados para conductores. Su proceso es el siguiente:

- Cálculo de las pérdidas de energía en los transformadores iniciales durante su tiempo de servicio ( 1 a 8 años ) mediante la fórmula ( 16 ).
- Cálculo de las pérdidas de energía en los transformadores de reposición durante su tiempo de servicio ( 9 a 16 años ) mediante la fórmula ( 17 ).
- Cálculo de los costos de pérdidas de potencia y energía en valor presente de los transformadores iniciales durante su período de servicio con la fórmula ( 20 ).
- Cálculo de los costos de pérdidas de potencia y energía en valor presente de los transformadores de reposición durante su período de

servicio con la fórmula ( 21 ).

- Cálculo del porcentaje de pérdidas de energía de los transformadores iniciales mediante la fórmula ( 24 ).

- Cálculo del porcentaje de pérdidas de energía de los transformadores de reposición mediante la fórmula ( 25 ).

- Cálculo del costo total ( inversión más pérdidas ) de todos los transformadores de la red mediante la fórmula ( 23 ).

- Obtención de la suma total en el circuito de las pérdidas Kwh, el costo de las pérdidas en valor presente, el costo de inversión más pérdidas en valor presente y porcentaje de pérdidas de energía en transformadores y conductores.

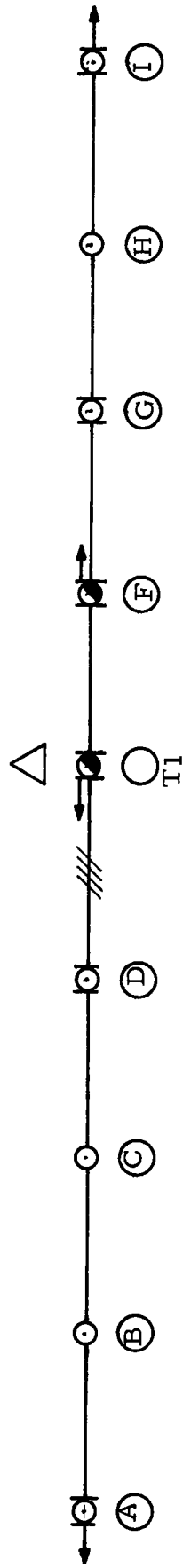
## 9. COMPARACIONES

Con la metodología descrita para el programa de computador se establecen comparaciones con base en los programas realizados por el "1 - 2 - 3" (Hoja electrónica) y así determinar el mejor diseño. Estas comparaciones se harán en el circuito tipificado (Figura 4) y en el circuito de Emcali (Figura 5 y 6), así:

- Circuito tipificado: Diseño telescópico vs diseño no telescópico, diseño trifásico vs diseño monofásico y diseño con conductor de cobre vs diseño con conductor Acsr. Estas comparaciones se harán con conductores y transformador económico teniendo como límite de carga la capacidad de diseño del conductor 4/0 (calibre máximo a utilizar entre postes según Emcali), lo que implicaría utilizar dicho conductor a cambio de un conductor económico de mayor calibre dado por el programa de computador.

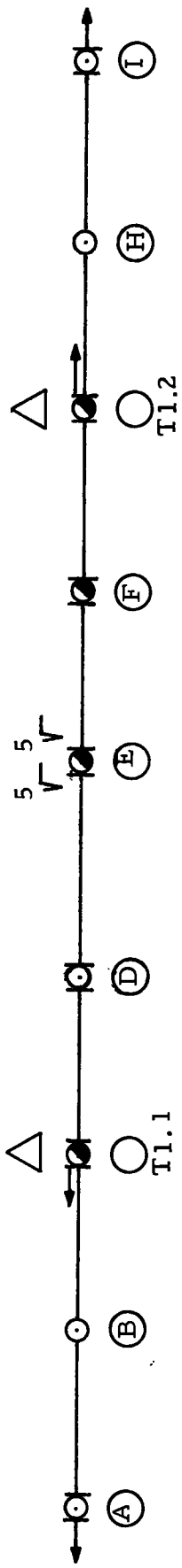
- Circuito de Emcali: Diseño por regulación vs diseño optimizado. Para esta comparación se utilizará el 4/0 como máximo calibre de conductor económico, siendo su capacidad límite el nivel de carga





Escala: 1/1250

FIGURA 5. Diagrama unifilar del circuito T1. Barrio El Vergel ( Emcali )



Escala: 1/1250

FIGURA 6. Diagrama unifilar del circuito T1 optimizado. Barrio El Vergel (Emcali)

en que deja de ser económico.

## 9.1 CIRCUITO TIPIFICADO

### 9.1.1 Diseño telescópico vs diseño no telescópico

Se desarrollan los programas para el diseño sin telescopía ( Anexo 1 ) y para el diseño con telescopía ( Anexo 2 ) para sistema trifásico y conductor económico Acsr; al diseño telescópico se le suma el incremento en costo de herrajes por cambio de calibre en poste y luego se escogerá el mejor diseño. Los diagramas unifilares se pueden apreciar en la Figura 7 para el diseño no telescópico y en la Figura 8 para el diseño telescópico; en ambos casos se ha tomado el criterio de utilizar un mismo calibre en los cruces aéreos, ya que éstos usualmente se presentan sobre la vía vehicular. Los resultados para una proyección a 16 años son los siguientes:

TABLA 8. Totales para diseño optimizado no telescópico

	Pérdidas (kwh)	Pérdidas ( \$ )	% pérdidas	Total ( \$ )
Transformador inicial	32990.2	458564.1	0.91	
Transformador de reposición	44699.5	252091.4	1.23	2649295.0
Tramos secund.	65925.4	470866.8	1.82	1027096.0
TOTAL	143615.1	1181522.0	3.96	3676392.0

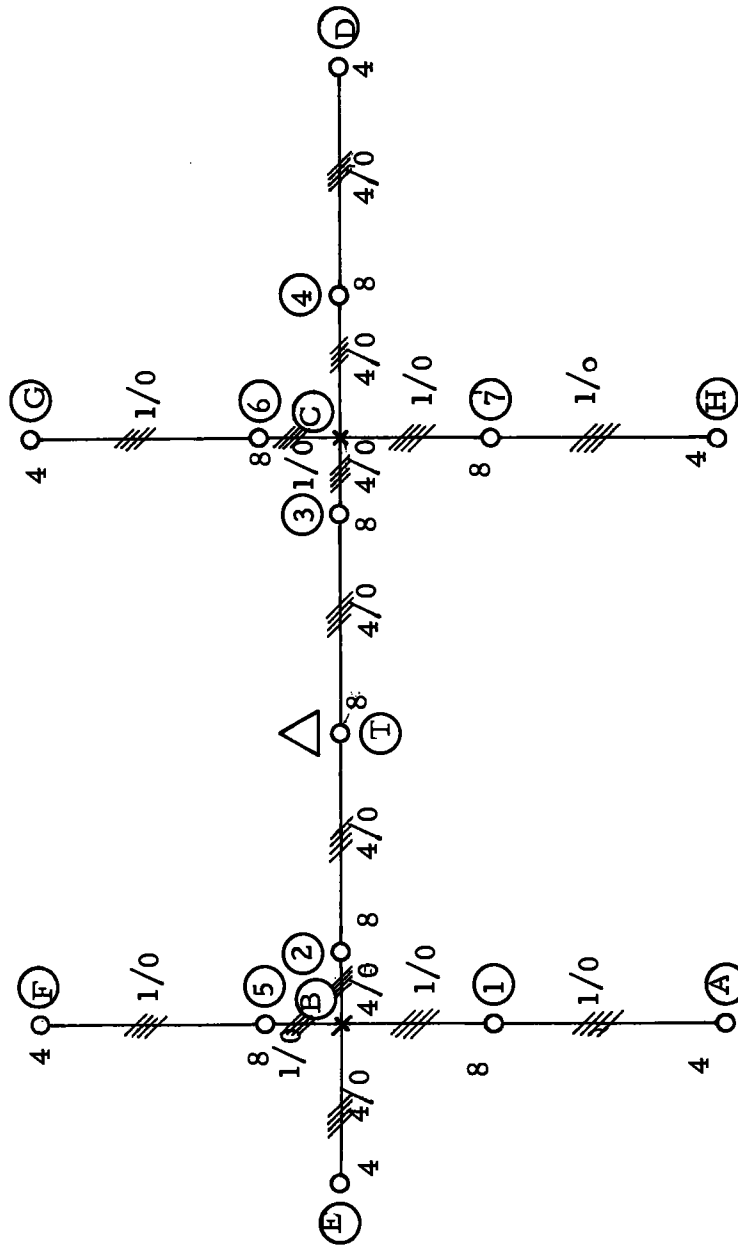


FIGURA 7. Diagrama unifilar típico Acsr trifásico no telescópico

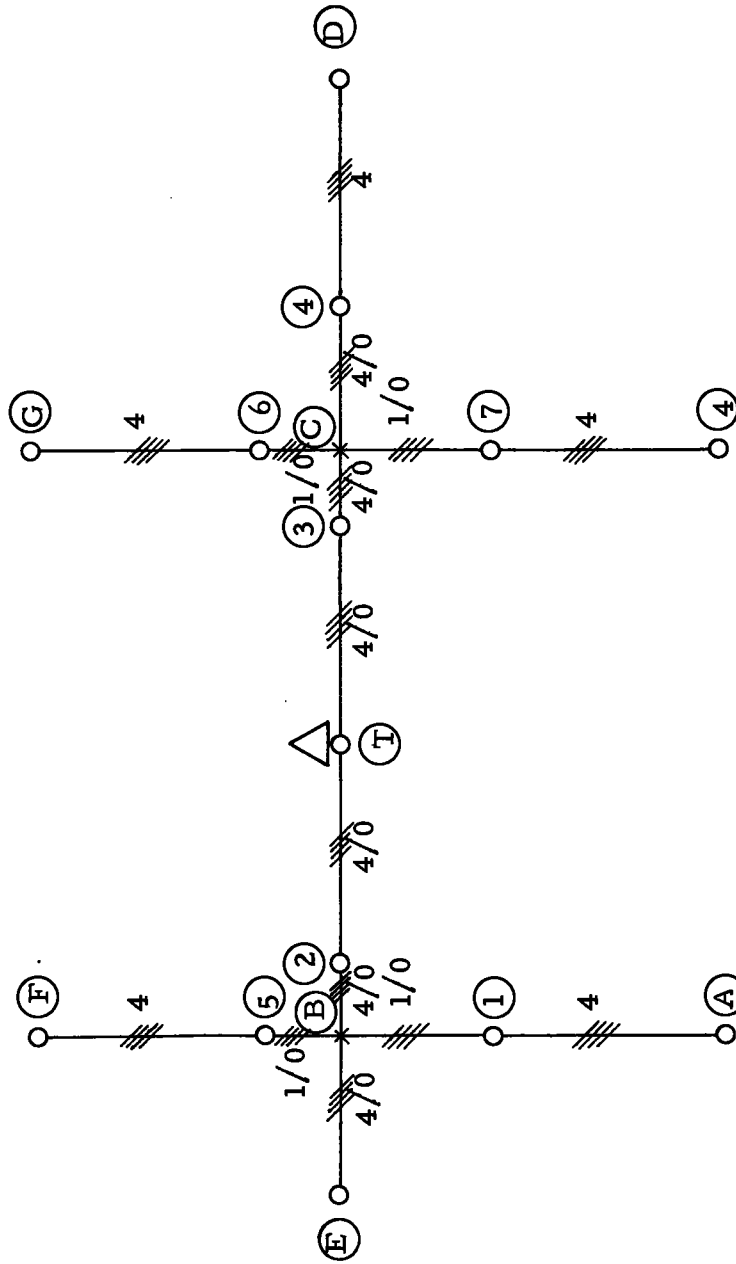


FIGURA 8. Diagrama unifilar típico Acsr trifásico telescópico

TABLA 9. Totales para diseño optimizado telescópico

	Pérdidas ( Kwh )	C Pérdidas ( \$ )	% pérdidas	C Total ( \$ )
Transformador inicial	32990.2	458564.1	0.91	
Transformador de reposición	44699.5	252091.4	1.23	2649225.0
Tramo secundario	73752.2	526769.3	2.03	965309.3
Valor incremental de herrajes por cambio de calibre				121690.0
<b>TOTAL</b>	<b>151442.0</b>	<b>1237424.0</b>	<b>4.18</b>	<b>3736294.0</b>

Donde:

Perd (Kwh) = pérdidas de energía Kwh

CPerd(\$ ) = costo de las pérdidas de potencia y energía en valor  
presente

%Perd = porcentaje de pérdidas de energía

CTotal = costo de inversión más pérdidas en valor presente  
( Para transformadores, este costo incluye el trans-  
formador inicial y el de reposición ).

La comparación de las dos tablas anteriores mostró lo siguiente:

- Las pérdidas Kwh son menores en el diseño no telescópico por -  
que se utilizó el mismo conductor económico en tramos consecutivos.
- El costo de inversión más pérdidas es mayor en el sistema teles

cópico, debido principalmente al incremento por costo de herrajes en los cambios de calibre por poste.

### 9.1.2 Diseño trifásico vs diseño monofásico

Con el diseño no telescópico elegido en el aparte anterior y utilizando el conductor económico Acsr, se corren programas para sistema monofásico ( Anexo 3 ) y para sistema trifásico ( Anexo 1 ) que involucra transformadores y conductores. Se obtienen para una proyección a 16 años los siguientes resultados:

TABLA 10. Totales para diseño optimizado trifásico

	Perd (Kwh)	CPerd ( \$ )	%Perd	CTotal ( \$ )
Transformador inicial	32990.2	458564.1	0.91	
Transformador de reposición	44699.5	252091.4	1.23	2642925.0
Tramo secundario	65925.4	470866.8	1.82	1027096.0
TOTAL	143615.1	1181522.0	3.96	3676392.0

TABLA 11. Totales para diseño optimizado monofásico

	Perd ( Kwh )	CPerd ( \$ )	%Perd	CTotal ( \$ )
Transformador inicial	23449.39	333384.0	0.65	
Transformador de reposición	32501.84	182842.2	0.9	1918963.0
Tramo secundario	88983.81	635559.3	2.45	1170159.0
<b>TOTAL</b>	<b>134935.0</b>	<b>1151785.0</b>	<b>4.0</b>	<b>3089122.0</b>

Donde:

Perd(Kwh) = pérdidas de energía Kwh

CPerd(\$ ) = costo de las pérdidas de potencia y energía en valor  
presente

%Perd = porcentaje de pérdidas de energía

CTotal = costo de inversión más pérdidas en valor presente (Pa  
ra transformadores, este costo incluye el transforma-  
dor inicial y el transformador de reposición ).

La comparación anterior muestra lo siguiente:

- Las pérdidas Kwh en transformadores trifásicos son mayores.
- Las pérdidas Kwh en conductores secundarios trifásicos son me-  
nores, debido a que se usó el máximo calibre óptimo disponible  
( 4/0 según Emcali ) en tramos comunes a los dos sistemas produ-



ciendo así mayores pérdidas en los tramos monofásicos por estar la carga repartida en dos conductores y no en tres como en el sistema trifásico.

- El costo de inversión más pérdidas es mayor en sistemas trifásicos debido a que sus transformadores son más costosos y sus pérdidas mayores. Sin embargo, en el sistema trifásico el porcentaje de regulación es menor y además tiene la ventaja de poder alimentar un mayor número de usuarios por ramal sin sobrepasar la capacidad de diseño del máximo calibre de conductor a usar entre postes ( 4/0 para el presente proyecto ).

### 9.1.3 Diseño con conductor ACSR vs diseño con conductor de cobre

Utilizando sistema trifásico y diseño no telescópico, se desarrollan programas para red diseñada con conductor económico ACSR ( Anexo 1 ) y red diseñada con conductor económico de cobre ( Anexo 4 ).

Los resultados con una proyección a 16 años son los siguientes:

TABLA 12. Totales para diseño optimizado con AcSr

	Perd (Kwh)	CPerd ( \$ )	%Perd	CTotal ( \$ )
Transformador inicial	32990.2	458564.1	0.91	
Transformador de reposición	44699.5	252091.4	1.23	2649295.0
Tramo secundario	<u>65925.4</u>	<u>470866.8</u>	<u>1.82</u>	<u>1027096.0</u>
TOTAL	143615.1	1181522.0	3.96	3676392.0

TABLA 13. Totales para diseño optimizado con cobre

	Perd (Kwh)	CPerd ( \$ )	%Perd	CTotal ( \$ )
Transformador inicial	32990.2	458564.1	0.91	
Transformador de reposición	44699.5	252091.4	1.23	2649295.0
Tramo secundario	<u>65179.2</u>	<u>465536.8</u>	<u>1.8</u>	<u>1368386.0</u>
TOTAL	142868.9	1176192.0	3.94	4017682.0

Donde:

Perd (Kwh) = pérdidas de energía Kwh

CPerd(\$ ) = costo de las pérdidas de potencia y energía en valor  
presente

%Perd = porcentaje de pérdidas de energía

CTotal = costo de inversión más pérdidas en valor presente (Para transformadores, este costo incluye el transforma-

dor inicial y el de reposición ).

La comparación de las dos tablas anteriores mostró lo siguiente:

- Las pérdidas Kwh en conductores de cobre son menores, siendo despreciable su diferencia con la pérdida Kwh en conductor Acsr.
- El costo de inversión más pérdidas en conductores de cobre son mayores que en conductores Acsr.

## 9.2 CIRCUITO DE EMCALI

### 9.2.1 Diseño por regulación vs diseño por optimización

La comparación entre el diseño con regulación ( Anexo 5 ) y el diseño optimizado en transformadores y conductores ( Anexo 6 ) se hace en base a un diagrama unifilar suministrado por Emcali ( Figura 5 ) y diseñado con criterio de regulación. Dicho circuito consta de un transformador correspondiente al transformador T1 de la red eléctrica en baja tensión del barrio El Vergel de la ciudad de Cali.

Para la obtención de resultados en la red de Emcali diseñada por regulación se han tomado los mismos calibres de conductores y los transformadores se han escogido de acuerdo al procedimiento usual

o sea, según la carga que ha de presentarse al cabo de los ocho años de servicio ( Normas ICEL ). La carga para la escogencia del transformador se ha de calcular en base a la siguiente expresión:

$$Kva = \frac{DIA \times \text{Número de usuarios del transformador} \times (1 + j)^n}{FDIV (\text{Número de usuarios del transformador})}$$

Donde:

DIA = demanda individual actual

FDIV = factor de diversidad para n usuarios

j = tasa de crecimiento de la demanda

n = años de proyección ( 8 años )

En la obtención de resultados para la red de Emcali según el criterio de optimización, se escogerán los calibres de conductores y los transformadores de acuerdo a su rango de cargabilidad económica, dependiendo del número de usuarios calculado por el macro "USUARIOS".

El circuito de Emcali por regulación utiliza totalmente el conductor 4/0 que es el máximo calibre por ellos utilizado en redes de distribución aérea secundaria. Esto implicaría utilizar en el diseño optimizado un conductor de calibre mayor de acuerdo a los rangos de carga para conductor económico dados por el programa de computador.

Para que el circuito de Emcali a diseñar por optimización tenga los rangos de carga en que los calibres a utilizar sean económicos, se utilizarán dos transformadores en el circuito para disminuir las cargas en los conductores. La comparación entre el diseño por regulación y el diseño optimizado para el mismo circuito se hará entonces en base a lo siguiente:

- Diseño trifásico por regulación con un transformador ( Circuito T1 ).
  
- Diseño trifásico optimizado con dos transformadores ( Circuitos T1.1 y T1.2 ).

Diseño monofásico optimizado con dos transformadores ( T1.1 y T1.2 )

Al costo de inversión inicial más pérdidas en valor presente del diseño optimizado con dos transformadores se le adiciona los costos incrementales debido a la ampliación de la red primaria que involucra: extensión de los conductores primarios ( 0.073 km ), cambio de poste secundario a primario con sus respectivos herrajes ( crucetas, aisladores, angulares, etc. ) y mano de obra.

Los resultados para una proyección a 16 años son los siguientes:

Diseño trifásico por regulación ( un transformador ):

TABLA 14. Totales para red trifásica por regulación de Emcali

	Perd (Kwh)	CPerd ( \$ )	%Perd	CTotal ( \$ )
Circuito T1	197734.4	1599789.0	473949	4570299

Diseño trifásico optimizado ( Dos transformadores ):

TABLA 15. Totales para red trifásica optimizada de Emcali

	Perd (Kwh)	CPerd ( \$ )	%Perd	CTotal ( \$ )
Circuito T1.1	65819.02	602002.1		2849083.0
Circuito T1.2	62585.10	527190.2		2259232.0
Costo incremental de ampliar la red pri - maria				202706.0
TOTAL	128404.12	1129192.3		5311021.0

Diseño monofásico optimizado ( Dos transformadores )

TABLA 16. Totales para red monofásica optimizada de Emcali

	Perd (Kwh)	CPerd ( \$ )	%Perd	CTotal ( \$ )
Circuito T1.1	63343.6	556183.5		2184100.0
Circuito T1.2	51944.53	458834.9		1784144.0
Costo incremental de ampliar la red primaria				172706.0
TOTAL	115288.1	1015018.4		4140950.0

Donde:

Perd(Kwh) = pérdidas de energía Kwh

CPerd(\$ ) = costo de las pérdidas de potencia y energía en valor presente

%Perd = porcentaje de pérdidas de energía

CTotal = costo de inversión más pérdidas en valor presente (Para transformadores, este costo incluye el transformador inicial y el de reposición ).

## 10. CONCLUSIONES

### 1. CIRCUITO DE EMCALI

La comparación entre el diseño por regulación y el diseño optimizado mostró lo siguiente:

- Las pérdidas de energía en el diseño por regulación ( un transformador ) son mayores que en el diseño trifásico optimizado ( dos transformadores ) en un 54% y el costo de inversión más pérdidas del diseño trifásico por regulación menor en el diseño optimizado en un 13,95%. Esto nos indica que es más caro el diseño trifásico optimizado debido al alto costo de la inversión inicial en los transformadores ya que los conductores fueron elegidos dentro de su rango económico.

- Las pérdidas de energía y el costo de inversión más pérdidas en valor presente en el diseño por regulación ( un transformador ) son mayores que en diseño monofásico optimizado ( dos transformadores ) en un 71.51% y 10.37% respectivamente, lo que indica que el



diseño monofásico optimizado con dos transformadores es más barato y produce menos pérdidas que el diseño trifásico por regulación con un transformador.

Lo anteriormente dicho nos permite elegir al diseño monofásico con Acsr como el más económico en cuanto a utilizar el 4/0 como máximo calibre de conductor óptimo y cargas que no sobrepasen el rango en que dicho conductor deja de ser económico. Este diseño óptimo deberá tener un número de usuarios y/o una demanda individual baja, de lo contrario las altas cargas sobrecargarían el conductor 4/0 por encima de su rango óptimo produciendo pérdidas.

## 2. . CIRCUITO TIPIFICADO

Desde el punto de vista de limitar a su capacidad de diseño la carga del máximo calibre de conductor económico a usar entre postes, y utilizando conductor y transformador económico, se obtuvo como mejor alternativa en cuanto a costos el diseño monofásico no telescópico con conductor Acsr.

El diseño no telescópico tiene la ventaja de ser más barato, producir menores pérdidas, tener mejor regulación y además es el indicado si se piensa en futuras ampliaciones. El diseño con conductor económico Acsr tiene las siguientes ventajas:

- Es más barato en cuanto a costo de inversión más pérdidas en valor presente.

- Es más liviano y se vé a largo plazo favorecido por ser más resistente a la intemperie y a la contaminación ambiental, además de que el cobre adolece de disminución de su carga de rotura por recristalización debida a la vibración inevitable de los circuitos aéreos.

- Las pérdidas de energía son ligeramente mayores a las del cobre, pero esto se compensa al no estar el conductor Acsr sujeto a robos continuos.

En cuanto a la utilización del tipo de sistema, se elegirá el sistema monofásico para alimentar un bajo número de usuarios por transformador ya que es el más económico en cuanto a costos y pérdidas de energía. Esta economía es debida a la baja inversión inicial del transformador y al bajo número de usuarios a alimentar que permite que la carga del conductor de máximo calibre a utilizar entre postes esté cercano o dentro del rango máximo de cargabilidad económica.

## BIBLIOGRAFIA

- ACTUALIZACION DE CRITERIOS PARA SELECCION DE CONDUCTOR ECONOMICO Y CARGABILIDAD DE TRANSFORMADORES, 1986, Conferencia mimeografiada.
- EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI, Normas de diseño, Cali, 1982, EMCALI, 58 p.
- FINK, Donald G.; BEATY, H. Wayne; CARROLL, John M. Manual práctico de electricidad para ingenieros. Editorial Reverté, S. A., Madrid, España, 1981.
- INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS, Normas técnicas colombianas de transformadores eléctricos, Bogotá, 1976, 117 p.
- INTERCONEXION ELECTRICA S. A., Estudio de pérdidas de energía en el sector eléctrico colombiano, Bogotá, 1981, 172 p.
- INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA, ICEL, Normas para sistemas de distribución y subtransmisión, Bogotá, 1971, 50 p.
- ....., Investigación y determinación de parámetros de diseño, Bogotá, 1978, 33p.
- PRIMERAS JORNADAS SOBRE SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA, Bogotá, 1984, Conferencia mimeografiada, ACIEM.
- RAMIREZ CASTAÑO, Samuel, Redes de distribución diseño y construcción, Manizales, Publicaciones, 1984, 185p.
- SOFTWARE LTDA. Manual en español de lotus "1 - 2 - 3".

STEVENSON, William D. Jr., Sistemas eléctricos de potencia, Mc. Graw-Hill, Bogotá, 1979.

TARQUIN, Anthony J., Ingeniería económica, México, McGraw-Hill, 1979, 412p.

TERCERAS JORNADAS NACIONALES DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA, Bogotá, 1986, Conferencia mimeografiada, ACIEM - Cundinamarca.

ANEXO 1. PROGRAMA PARA DISEÑO CON ACSR TRIFASICO  
SIN TELESCOPIA

DISTRIBUCION TRIFASICA SIN TELESCOPIA ACSR (Diseno tipificado)

Costo anual marginal de potencia pico:..... ( 19413.33 )

Costo marginal de energia:..... ( 6.1491 )

PARAMETROS DE DISENO:

Factor de carga:..... ( 0.6 )

Factor de coincidencia:..... ( 1 )

Demanda individual actual(Kva):..... ( 1.52 )

Tension de servicio(Kv):..... ( 0.208 )

Años de servicio:..... ( 16 )

Tasa de crecimiento de la carga:.... ( 0.0476 )

Tasa de descuento:..... ( 0.12 )

Factor de potencia:..... ( 0.9 )

El programa involucra el Factor de perdidas en funcion del Factor de carga asi: Factor de Perdidas:  $0.15(F.CBA)+0.85(F.CGA)^2$ ; donde 0.15 y 0.85 son valores hallados empiricamente para redes de distribucion

OTROS FACTORES:

FS: Factor que es funcion del nro. de fases y de la unid. de long por la R del conductor en metros escribir 3 para sist. trifasicos y 2 para monofasicos FS:..... ( 3 )

MULT: Factor multiplicador de "I". Escribir (0.57735) para trifasicos y (1) para monofasicos, MULT:.... ( 0.57735 )

\*\*\*\*\*  
TABLA DE CONDUCTORES (TOMADA DE EMCALI)

ACSR DESNUDO Tcond.75oC Tamb.25oC Conductiv.61%(Costo adquis. mas instalacion en BT)

Sección	AWG	8	4	2	1/0	2/0	4/0	266.9
Hilos	Cobre	-	-	-	-	-	-	-
	Aluminio	-	6	6	6	6	6	6
	Acero	-	1	1	1	1	1	1
R	Ohm/milla	-	2.8011	1.842	1.2207	0.9755	0.6452	0.406965
I(90% Inominal)		-	112	144	184	216	272	368
Costo \$Gal/mt		130	174	235	336	422	599	1020
X	Ohm/milla	-	0.5749	0.5809	0.5719	0.5569	0.4969	

\*\*\*\*\*  
TABLA DE TRANSFORMADORES (Incluye capacidad del transf. de reposicio)

!01-Jan-80 \*pagina:!\*  
\*\*\*\*\*

Transformadores de distribución trifasicos\*Perdidas en el hierro, en el  
 cobre y costos tomados de Encali(Adquisición, instalación, estructura y protecciones)  
 años)

Norma icontec 818

KVA	15	30	45	75	112.5	150	225
BIERRO-Kw	0.11	0.18	0.145	0.35	0.49	0.61	0.81
COBRE-Kw	0.38	0.63	0.91	1.33	1.9	2.39	3.35
COSTOS\$Caj	500390	568260	677930	844250	1094390	1276990	1706870
KVA(rep.)	30	45	75	112.5	150	225	

\*\*\*\*\*  
 TABLA CON RANGOS DE "I" PARA CADA CONDUCTOR ECONOMICO

Amps.(Min)		1	15	20	30	35	60	61
Cond.(fase)		4	2	1/0	2/0	4/0	266.8	
Cond.(neutro)		6	4	2	1/0	2/0	4/0	
Usu. por calibre		1	7	11	17	21	37	

\*\*\*\*\*  
 TABLA CON KVA Y NRO. DE USUARIOS MAXIMO POR TRANSF. ECONOMICO

\*Transformadores con norma Icontec 818\*

Transf.	15	30	45	75	112.5	150	225
Kva.max.	10	20	30	50	75	100	
% de cargabilidad	66.66666	66.66666	66.66666	66.66666	66.66666	66.66666	66.66666
Usu.Max.	16	35	54	93	143	190	

\*\*\*\*\*  
 Nro. de usuarios por transf..... ( 88 )  
 Nro. de transf..... ( 1 )  
 Capacidad nominal transf..... 75

\*\*\*\*\*  
 TRAMOS (Secundario)

Calcula perdidas(kwh), costos(\$) y %s entre postes

PERD: Perdidas de energía Kwh

CPERD: Costo(\$) perdidas de pot. y energ. en valor presente

CTOT: Costo(\$) inversión + perdidas(CPERD) en valor presente

%Perd.: Porcentaje de perdidas de energía (kwh)

%Reg.: Porcentaje de regulación

TRAMO	LONG(KM)	LOTES	"1" COND. ACTUAL FASE	COND. NEUTRO	PERD KWH	CPERD \$	CTOT \$	%Perd	%Reg.
-------	----------	-------	--------------------------	-----------------	-------------	-------------	------------	-------	-------

\*01-Jan-80 \*pagina:2\*

A-1	0.03	4	11.10288	1/0	2	4127.008	8049.562	45279.56	0.232316
1-B	0.02	12	23.01325	1/0	2	3227.901	23055.01	47875.01	0.321018
B-2	0.01	28	46.69355	4/0	2/0	3511.830	25082.95	47272.95	0.192630
2-T	0.03	36	58.41825	4/0	2/0	15490.66	117783.1	184355.7	0.722998
D-4	0.03	4	11.10288	4/0	2/0	595.6794	4254.589	70824.58	0.137411
4-C	0.02	12	23.01325	4/0	2/0	1708.104	12185.70	56565.70	0.189878
C-3	0.01	36	58.41825	4/0	2/0	5496.867	39261.05	61451.05	0.240999
3-T	0.03	44	69.78956	4/0	2/0	23585.41	168099.7	234649.7	0.863732
F-5	0.03	4	11.10288	1/0	2	4127.008	8049.562	45279.56	0.232316
5-B	0.01	12	23.01325	1/0	2	1613.950	11527.50	23937.50	0.160509
E-B	0.02	4	11.10288	4/0	2/0	397.1196	2836.393	47216.39	0.091607
H-7	0.03	4	11.10288	1/0	2	4127.008	8049.562	45279.56	0.232316
7-C	0.02	12	23.01325	1/0	2	3227.901	23055.01	47875.01	0.321018
6-6	0.03	4	11.10288	1/0	2	4127.008	8049.562	45279.56	0.232316
6-C	0.01	12	23.01325	1/0	2	1613.950	11527.50	23937.50	0.160509

TOTAL: 65925.43 470866.8 1027096. 1.848565

\*\*\*\*\*  
 TABLA DE PERDIDAS Y COSTOS DEL CIRCUITO

PERD: Perdidas de energia kwh

CPERD: Costo(\$) perdidas de potencia y energia en vr. presente

%Perd: Porcentaje de perdidas de energia (kwh)

CTOT: Costo(\$) inversion + perdidas(CPERD) en vr presente

	PERD(kwh)	CPERD(\$)	%	CTOTAL(\$)
1er transformador	32990.21	558564.1	0.910041	
2do transformador	44699.48	252091.4	1.233043	2649295.
Tramo secundario	65925.43	470866.8	1.848565	1027096.
T O T A L :	143615.1	1181522.	3.961649	3676392.

\*\*\*FIN DEL PROGRAMA\*\*\*

#01-Jan-80 #pagina:3#



ANEXO 2. PROGRAMA PARA DISEÑO CON ACSR TRIFASICO  
TELESCOPICO

DISTRIBUCION TRIFASICA CON TELESCOPIO ACER (Diseño tipificado)

Costo anual marginal de potencia pico:..... ( 49413.33 )  
 Costo marginal de energia:..... ( 6,1491 )

PARAMETROS DE DISEÑO:

Factor de carga:..... ( 0.6 )  
 Factor de coincidencia:..... ( 1 )  
 Demanda individual actual(Kva):..... ( 1.52 )  
 Tension de servicio(Kv):..... ( 0.208 )  
 Años de servicio:..... ( 18 )  
 Tasa de crecimiento de la carga:..... ( 0.0476 )  
 Tasa de descuento:..... ( 0.12 )  
 Factor de potencia:..... ( 0.9 )

El programa involucra el Factor de perdidas en funcion del Factor de carga así: Factor de Perdidas:  $0.15(F.CGA)+0.95(F.CGA)^2$  donde 0.15 y 0.95 son valores hallados empíricamente para redes de distribución

OTROS FACTORES:

FG: Factor que es función del nro. de fases y de la unid. de long por la R del conductor en metros escribir 3 para sist. trifasicos y 2 para monofasicos FG:..... ( 3 )

MULT: Factor multiplicador de "I". Escribir 10.57735 para trifasicos y (1) para monofasicos. MULT:..... ( 0.57735 )

\*\*\*\*\*  
 TABLA DE CONDUCTORES (TOMADA DE EMCALI)

ACER DESNUDO Teond.75oC Tamb.25oC Conductiv.61% (Costo adquis. mas instalacion en BT)								
Seccion	AWG	6	4	2	1/0	2/0	4/0	266.8
Hilos	Cobre							
	Aluminio	6	6	6	6	6	6	6
	Acero	1	1	1	1	1	1	1
R	Dm/hilla	2.8011	1.842	1.2207	0.7755	0.6452	0.400765	
	(100% Inicial)	112	144	184	216	272	360	
	Costo \$Coi/m	130	174	233	336	422	577	1020
X	Dm/hilla	0.5749	0.5809	0.5719	0.5519	0.5969		

\*\*\*\*\*  
 TABLA DE TRANSFORMADORES (Incluye capacidad del trans. de reposicion)

Transformadores de distribución trifasicos(Perdidas en el hierro, en el cobre y costos tomados de Enteli(Adquisición, instalación, estructura y protecciones) años)

Norma Icontec 813

KVA	15	30	45	75	112.5	150	225
HIERRO-Kw	0.11	0.18	0.145	0.35	0.49	0.61	0.81
COBRE-Kw	0.38	0.63	0.91	1.33	1.9	2.39	3.35
COSTO(\$Cm)	500390	589260	677730	844250	1094390	1276990	1706870
KVA(rep.)	30	45	75	112.5	150	225	

TABLA CON RANGOS DE "I" PARA CADA CONDUCTOR ECONOMICO

Amps.(Min)	1	15	20	30	35	60	61
Cond.(fase)	4	2	1/0	2/0	4/0	266.8	
Cond.(neutro)	6	4	2	1/0	2/0	4/0	
Usu. por calibre	1	7	11	17	21	37	

TABLA CON KVA Y NRO. DE USUARIOS MAXIMO POR TRANSF. ECONOMICO

(Transformadores con norma Icontec 813)

Transf.	15	30	45	75	112.5	150	225
Kva.max.	10	20	30	50	75	100	
% de cargabilidad	66.6666	66.6666	66.6666	66.6666	66.6666	66.6666	0
Usu.Max.	16	35	54	93	143	190	

Nro. de usuarios por transf..... ( 88 )  
 Nro. de transf..... ( 1 )  
 Capacid. nominal transf..... ( 75 )

TRANS (Secundario)

Calcula perdidas(kwh), costos(\$) y %s entre postes

PERD: Perdidas de energia Kwh

CPERD: Costo(\$) perdidas de pot. y energ. en valor presente

CTOT: Costo(\$) inversion + perdidas(CPERD) en valor presente

%Perd.: Porcentaje de perdidas de energia (kwh)

%Reg.: Porcentaje de regulacion

TRAND	LONG(KM)	LOTES	1° COND. ACTUAL	COND. NEUTRO	PERD KWH	CPERD \$	CTOT \$	%Perd	%Reg.
-------	----------	-------	-----------------	--------------	----------	----------	---------	-------	-------

101-Jan-80 (pagina:2)

A-1	0.03	4 11.10288 4	6	2586.109	18471.06	38031.06	0.477688
I-B	0.02	12 23.01325 170	2	3227.901	23055.01	47875.01	0.321018
B-2	0.01	28 46.69355 470	270	3511.830	25082.95	47272.95	0.142630
Z-1	0.03	36 58.41825 470	270	16490.66	117783.1	184333.1	0.722298 1.714336
D-4	0.03	4 11.10288 4	6	2586.109	18471.06	38031.06	0.477688
4-C	0.02	12 23.01325 470	270	1706.104	12185.70	56565.70	0.189878
U-3	0.01	36 58.41825 470	270	3496.887	39261.03	81431.03	0.240999
S-1	0.03	44 67.78956 470	270	23335.41	168099.7	234669.7	0.863732 1.772299
F-5	0.03	4 11.10288 4	6	2586.109	18471.06	38031.06	0.477688
S-R	0.01	12 23.01325 170	2	1613.950	11527.50	23937.50	0.160309
E-B	0.02	4 11.10288 470	270	397.1196	2836.393	47216.37	0.091607
H-7	0.03	4 11.10288 4	6	2586.109	18471.06	38031.06	0.477688
7-C	0.02	12 23.01325 170	2	3227.901	23055.01	47875.01	0.321018
G-6	0.03	4 11.10288 4	6	2586.109	18471.06	38031.06	0.477688
G-E	0.01	12 23.01325 170	2	1613.950	11527.50	23937.50	0.160309

TOTAL: 73752.27 526789.3 965309.3 2.034470

\*\*\*\*\*  
 TABLA DE PERDIDAS Y COSTOS DEL CIRCUITO

PERD: Perdidas de energia kwh

CPERD: Costo(\$) perdidas de potencia y energia en vr. presente

ZPerd: Porcentaje de perdidas de energia (kwh)

LTOT: Costo(\$) inversion + perdidas(CPERD) en vr presente

	PERD(kwh)	CPERD(\$)	Z	LTOTAL(\$)
1er transformador	32990.21	458564.1	0.910041	
2do transformador	44699.48	252091.4	1.233043	2649293.
Tramo secundario	73752.27	526789.3	2.034470	965309.3
-----				
Valor incremental de herrajes por cambio de calibre: .....	131441.9	1237424	4.177554	3614604.
-----				
TOTAL:	131441.9	1237424	4.177554	3756293.

\*\*\*FIN DEL PROGRAMA\*\*\*

101-Jan-88 (pagina:3)

ANEXO 3. PROGRAMA PARA DISEÑO CON ACSR MONOFASICO  
SIN TELESCOPIA

DISTRIBUCION MONOFASICA SIN TELESCOPIA ACSR (Diseño tipificado)

Costo anual marginal de potencia pico:..... ( 49413.33 )

Costo marginal de energia:..... ( 6.149 )

PARAMETROS DE DISEÑO:

Factor de carga:..... ( 0.6 )

Factor de coincidencia:..... ( 1 )

Demanda individual actual(Kva):..... ( 1.52 )

Tension de servicio(Kv):..... ( 0.24 )

Años de servicio:..... ( 15 )

Tasa de crecimiento de la carga:..... ( 0.0476 )

Tasa de desecho:..... ( 0.12 )

Factor de potencia:..... ( 0.9 )

El programa involucra el factor de perdidas en funcion del factor de carga así: Factor de Perdidas:  $0.15(F.CBA) + 0.85(F.CBA)^2$  donde 0.15 y 0.85 son valores hallados empíricamente para redes de distribución

OTROS FACTORES:

FS: Factor que es funcion del nro. de fases y de la unid. de long por la R del conductor en metros escribir 3 para sist. trifasicos y 2 para monofasicos FS:..... ( 2 )

MULT: Factor multiplicador de "I". Escribir (0.57735) para trifasicos y (1) para monofasicos. MULT:.... ( 1 )

\*\*\*\*\*  
TABLA DE CONDUCTORES (TOMADA DE ENCALI)

ACSR DESNUDO	Tecond. 750C	1amb. 250C	Conductiv. 61%	Costo adquis. más instalación en \$/ft				
Seccion	AWG	6	4	2	170	270	470	266.8
Hilos	Cobre	-	-	-	-	-	-	-
	Aluminio	-	6	6	6	6	6	6
	Aceró	-	1	1	1	1	1	1
R	Ohm/milla	-	2.8011	1.842	1.2207	0.9755	0.6452	0.408765
I(80% Inominal)		-	112	144	184	216	272	366
Costo \$/Cm/mt		130	174	233	336	422	599	1020
K	Ohm/milla	-	0.5749	0.3809	0.3119	0.2567	0.1767	

\*\*\*\*\*  
TABLA DE TRANSFORMADORES (incluye capacidad del transf. de reposición)

Transformadores de distribución monofásica. Pérdidas en el hierro, en el cobre y costos tomados de Emcall. Adquisición, instalación, estructura y protecciones (años)

Norma Icontec 818

KVA	10	15	25	37.5	50	75	100
HIERRO-Kw	0.07	0.095	0.14	0.19	0.225	0.29	0.38
COBRE-Kw	0.165	0.24	0.36	0.5	0.635	0.88	1.1
COSTO+Cbl	258436	278300	311400	415036	472470	620620	782117
KVA(Rep.)	15	25	37.5	50	75	100	

\*\*\*\*\*  
TABLA CON RANGOS DE "I" PARA CADA CONDUCTOR ECONOMICO

Amps. (Min)	1	15	20	30	35	65	66
Cond. (fase)	4	2	170	270	470	266.8	
Cond. (neutro)	6	4	2	170	270	470	
Usu. por calibre	1	4	6	11	13	26	

\*\*\*\*\*  
TABLA CON KVA Y NRO. DE USUARIOS MAXIMO POR TRANSF. ECONOMICO

(Transformadores con norma Icontec 818)

Transf.	10	15	25	37.5	50	75	100
Kva.max.	5	10	15	25	30	50	
% de cargabilidad	50	66.66666	60	66.66666	60	66.66666	0
Usu.Max.	6	18	25	44	54	93	

\*\*\*\*\*  
Nro. de usuarios por transf. .... ( 88 )  
Nro. de transf. .... ( 1 )  
Capacid. nominal transf. .... ( 75 )

\*\*\*\*\*  
TRAMOS (Secundario)

Calcula pérdidas(kwh), costos(\*) y % entre postes

PERD: Pérdidas de energía Kwh

CPERD: Costo(\*) pérdidas de pot. y energ. en valor presente

CTD: Costo(\*) inversión + pérdidas(CPERD) en valor presente

%Perd.: Porcentaje de pérdidas de energía (kwh)

%Reg.: Porcentaje de regulación

TRAMO	LONG(KM)	LOTES	"I" COND. ACTUAL FASE	COND. NEUTRO	PERD KWH	CPERD \$	CTD \$	%Perd	%Reg
-------	----------	-------	--------------------------	-----------------	-------------	-------------	-----------	-------	------

101-Jan-80 #pagina:21

A-1	0.03	4 16.66666 470	270	894.8437	6391.345	54991.34	0.206423
1-B	0.02	12 34.54545 470	270	2362.950	18305.65	50705.65	0.285239
B-2	0.01	28 70.09222 470	270	5275.554	37680.20	53880.20	0.287373
2-1	0.03	36 87.69230 470	270	24772.66	176938.6	228836.6	1.085103
D-4	0.03	4 16.66666 470	270	894.8437	6391.345	54991.34	0.206423
4-C	0.02	12 34.54545 470	270	2362.950	18305.65	50705.65	0.285239
C-3	0.01	36 87.69230 470	270	8257.654	68978.88	75178.88	0.362055
3-1	0.03	44 104.7619 470	270	35335.45	252523.3	301123.3	1.297519
F-5	0.03	4 16.66666 470	270	894.8437	6391.345	54991.34	0.206423
5-B	0.01	12 34.54545 470	270	1281.475	9152.829	23352.82	0.142619
E-B	0.02	4 16.66666 470	270	596.3624	4260.898	38560.89	0.137615
H-7	0.03	4 16.66666 470	270	894.8437	6391.345	54991.34	0.206423
7-C	0.02	12 34.54545 470	270	2362.950	18305.65	50705.65	0.285239
G-6	0.03	4 16.66666 470	270	894.8437	6391.345	54991.34	0.206423
6-C	0.01	12 34.54545 470	270	1281.475	9152.829	23352.82	0.142619

TOTAL: 88983.81 638889.3 1170159. 2.454634

\*\*\*\*\*  
 TABLA DE PERDIDAS Y COSTOS DEL CIRCUITO

PERD: Perdidas de energia kwh

CPERD: Costo(%) perdidas de potencia y energia en vr. presente

XPERD: Porcentaje de perdidas de energia (kwh)

CTOT: Costo(%) inversion + perdidas(CPERD) en vr presente

	PERD(kwh)	CPERD(%)	X	CTOTAL(%)
1er transformador	28449.39	355384.0	0.646855	
2do transformador	32501.84	182842.2	0.896369	1918963.
Tramo secundario	86983.81	633559.3	2.454634	1170159.
TOTAL:	144935.0	1151785.	3.998860	3089122.

\*\*\*FIN DEL PROGRAMA\*\*\*



ANEXO 4. PROGRAMA PARA DISEÑO CON COBRE TRIFASICO  
SIN TELESCOPIA

DISTRIBUCION TRIFASICA SIN TELESCOPIO COBRE (Diseno tipificado)  
 Costo anual marginal de potencia pico:..... ( 49413.33 )  
 Costo marginal de energia:..... ( 6.1491 )

PARAMETROS DE DISEÑO:

Factor de carga:..... ( 0.6 )  
 Factor de coincidencia:..... ( 1 )  
 Demanda individual actual(Kva):..... ( 1.52 )  
 Tension de servicio(Kv):..... ( 0.208 )  
 Años de servicio:..... ( 16 )  
 Tasa de crecimiento de la carga:..... ( 0.0476 )  
 Tasa de descuento:..... ( 0.12 )  
 Factor de potencia:..... ( 0.9 )

El programa involucra el Factor de perdidas en funcion del Factor de carga asi: Factor de Perdidas: 0.15(F.CBA)<sup>2</sup>+0.85(F.CBA) donde 0.15 y 0.85 son valores hallados empiricamente para redes de distribucion

OTROS FACTORES:

FS: Factor que es funcion del nro. de fases y de la unid. de long por la R del conductor en metros escribir 3 para sist. trifasicos y 2 para monofasicos. FS:..... ( 3 )

MULT: Factor multiplicador de "1". Escribir (0.57735) para trifasicos (1) para monofasicos. MULT:..... ( 0.57735 )

\*\*\*\*\*  
 TABLA DE CONDUCTORES (TOMADA DE ENCALI)

COBRE DESNUDO (cond. 75o lamb. 25o Conductiv. 97.4% (Costo adquis. + instalacion en \$))

Seccion	AWG	6	4	2	1/0	2/0	4/0	300
Hilos	Cobre	1	1	1	1	1	1	19
	Aluminio	-	-	-	-	-	-	-
	Acero	-	-	-	-	-	-	-
R	Ohm/milla	2.5953	1.6321	1.0468	0.6591	0.5223	0.329	0.27935
180% Inominal		96	116	184	248	288	384	435
Costos	\$/Cpl/mt	246	403	616	996	1241	1947	2901
X	Ohm/milla	-	0.5249	0.4899	0.4517	0.4479	0.4189	-

\*\*\*\*\*  
 TABLA DE TRANSFORMADORES (incluye capacidad del transt. de reposicion)

Transformadores de distribución trifásicos (Perdidas en el hierro, en el cobre y costos tomados de Encafi (Adquisición, instalación, estructura y protecciones) años)

Norma Icontec 818

KVA	25	30	45	75	112.5	150	225
HIERRO-Kw	0.11	0.18	0.145	0.35	0.49	0.61	0.81
COBRE-Kw	0.38	0.61	0.91	1.33	1.9	2.39	3.35
COSTO/Coi	508390	568260	677930	844250	1094390	1276990	1706870
KVA(Tras.)	30	45	75	112.5	150	225	

\*\*\*\*\*  
 TABLA CON RANGOS DE "I" PARA CADA CONDUCTOR ECONOMICO

Apps. (MVA)	1	30	45	70	85	205	265
Cond. (fase)	4	2	1/0	2/0	4/0	300	
Cond. (neutro)	6	4	2	4/0	2/0	4/0	
Usu. por calibre	1	17	27	45	55	140	

\*\*\*\*\*  
 TABLA CON KVA Y NRO. DE USUARIOS MAXIMO POR TRANSF. ECONOMICO

Transformadores con Norma Icontec 818J

Transf.	15	30	45	75	112.5	150	225
Kva. Max.	10	20	30	50	75	100	
% de cargabilidad	66.6666	66.6666	66.6666	66.6666	66.6666	66.6666	0
Usu. Max.	16	35	54	93	143	190	

\*\*\*\*\*  
 Nro. de usuarios por transf. ( 88 )  
 Nro. de transf. ( 7 )  
 Capacid. nominal transf. ( 75 )

\*\*\*\*\*  
 TRANS (Secundario)

Calcula perdidas(kwh), costos (\$) y % entre postes

PERD: Perdidas de energía kwh

CPERD: Costo (\$) perdidas de pot. y energ. en valor presente

CTDT: Costo (\$) inversión + perdidas(CPERD) en valor presente

%Perd.: Porcentaje de perdidas de energía (kwh)

%Reg.: Porcentaje de regulación

TRANS	LONG(KM)	COND. ACTUAL	COND. NEUTRO	PERD. KWH	CPERD	CTDT	%Perd	%Reg
-------	----------	--------------	--------------	-----------	-------	------	-------	------

101-Jan-80 (pagina:2)

A-1	0.03	4 11.10288 4	6	1506.832 10762.42 54412.42	0.292600
I-B	0.02	12 23.01325 4	6	4315.767 30825.00 59925.00	0.404320
B-2	0.01	28 46.69355 170	2	3587.488 25623.31 81863.50	0.190913
2-T	0.03	36 58.41825 170	2	16845.95 120320.6 228440.6	0.716555 1.504390
D-4	0.03	4 11.10288 270	170	482 21.22 3444.160 145011.1	0.114686
4-C	0.02	12 23.01325 270	170	1381.119 9864.530 104244.5	0.158448
C-3	0.01	36 58.41825 270	170	3449.820 31782.46 78972.46	0.201128
3-T	0.03	44 69.78956 270	170	19052.30 136079.4 277649.4	0.720763 1.494986
F-5	0.03	4 11.10288 4	6	1506.832 10762.42 54412.42	0.292600
5-B	0.01	12 23.01325 4	6	2157.883 15412.50 29962.50	0.202160
B-3	0.02	4 11.10288 170	2	405.6750 2897.499 74977.49	0.090791
H-7	0.03	4 11.10288 4	6	1506.832 10762.42 54412.42	0.292600
7-C	0.02	12 23.01325 4	6	4315.767 30825.00 59925.00	0.404320
B-6	0.03	4 11.10288 4	6	1506.832 10762.42 54412.42	0.292600
6-C	0.01	12 23.01325 4	6	2157.883 15412.50 29962.50	0.202160

TOTAL: 65179.18 465336.8 1368386. 1.797979

\*\*\*\*\*  
 TABLA DE PERDIDAS Y COSTOS DEL CIRCUITO

PERD: Perdidas de energia Kwh  
 CPERD: Costo(\$) perdidas de potencia y energia en vr. presente  
 XPerd: Porcentaje de perdidas de energia (kwh)  
 CTOT: Costo(\$) inversion + perdidas(CPERD) en vr presente

	PERD(kwh)	CPERD(\$)	X	CTOTAL(\$)
1er transformador	32990.21	458561.1	0.910041	
2do transformador	44699.48	252091.4	1.233043	2649295.
tramo secundario	65179.18	465336.8	1.797979	1368386.
TOTAL	142868.6	1176989.	3.941064	4017582.

\*\*\*FIN DEL PROGRAMA\*\*\*

ANEXO 5. PROGRAMA PARA DISEÑO DE RED EMCALI POR  
REGULACION

DISTRIBUCION TRIFASICA ACER (Diseno Escala por regulacion)

Costo anual marginal de potencia pico..... ( 49413.33 )  
 Costo marginal de energia:..... ( 6.1491 )

PARAMETROS DE DISENO:

Factor de carga:..... ( 0.6 )  
 Factor de coincidencia:..... ( 1 )  
 Demanda individual actual(Kva)..... ( 1.52 )  
 Tension de servicio(Kv):..... ( 0.200 )  
 Años de servicio:..... ( 10 )  
 Tasa de crecimiento de la carga:.. ( 0.0471 )  
 Tasa de descuento:..... ( 0.12 )  
 Factor de potencia:..... ( 0.9 )

El programa involucra el Factor de perdidas en funcion del Factor de carga así Factor de Perdidas:  $0.15/F_{CG} + 0.05/F_{CG}^2$ , donde 0.15 y 0.05 son valores hallados empíricamente para redes de distribución.

OTROS FACTORES:

FS: Factor que es función del nro. de fases y de la unid. de longitud por la R del conductor en metros escribir 3 para sist. trifasicos y 2 para monofasicos. FS:..... ( 3 )

MULT: Factor multiplicador de "F". Escribir (0.57735) para trifasicos y (1) para monofasicos. MULT:.. ( 0.57735 )

\*\*\*\*\*  
 TABLA DE CONDUCTORES (TOMADA DE EXCALI)

ACER DESNUDO Tecond.75nC Taab.25nC Conductiv.61% (Costo adquis. con instalación en DI)

Section	AWG	6	4	2	170	270	470	280-0
Mils	Cobre	-	-	-	-	-	-	-
	Aluminio	-	6	6	6	6	6	6
	Acer	-	1	1	1	1	1	1
R	Ohm/milla	-	2.8011	1.842	1.2207	0.9755	0.6452	0.40365
I (0% Inominal)		-	112	144	184	216	272	360
Costo \$/col/ft		130	174	233	330	422	599	1020
Y	Ohm/milla	-	0.5749	0.5809	0.5719	0.5567	0.4949	-

\*\*\*\*\*  
 TABLA DE TRANSFORMADORES (Incluye capacidad del transf. de reposición)

Transformadores de distribución trifásicos (Perdidas en el hierro, en el cobre y costos tomados de Eucali (Adquisición, instalación, estructura y protecciones) años)

Norma Icontec 818

KVA	15	30	45	75	112.5	150	225
HIERRO Kw	0.11	0.18	0.145	0.25	0.47	0.61	0.81
COPRE Kw	0.30	0.63	0.81	1.33	1.9	2.39	3.35
COSTO Col	500370	568260	677930	844250	1074370	1276870	1706870
XVA (cap.)	30	45	75	112.5	150	225	

TABLA CON RANGOS DE "I" PARA CADA CONDUCTOR ECONOMICO

Appl. (Min)	1	15	20	30	35	40	41
Cond. (fase)	4	2	1/0	2/0	3/0	200#8	
Cond. (neutro)	4	1	1	1/0	2/0	1/0	
Usu. por calibre	1	7	11	17	21	37	

TABLA CON KVA Y NRO. DE USUARIOS MAXIMO POR TRANSF. ECONOMICO

Transformadores con Norma Icontec 818

Transf.	15	30	45	75	112.5	150	225
Kv <sub>max</sub>	10	20	30	50	75	100	
% de carga	66.6666	66.6666	66.6666	66.6666	66.6666	66.6666	66.6666
Usu. Max.	16	25	54	93	145	170	

Nro. de usuarios por transf. ( 192 )  
 Nro. de transf. ( 1 )  
 Capacid. nominal transf. ( 112.5 )

TRANS (Secundario)

Calculo perdidas (kwh), costos (\$) y % entre postes

PERD: Perdidas de energia kWh

CPERD: Costo (\$) perdidas de pot. y energ. en valor presente

CIOT: Costo (\$) inversion + perdidas (CPERD) en valor presente

%Perd.: Porcentaje de perdidas de energia (kwh)

%Reg.: Porcentaje de regulacion

TRANS	LONG(KM)	POSTES	"I" COND. ACTUAL	COND. BASE	COND. NEUTRO	PERD kWh	CPERD \$	CIOT \$	%Perd	%Reg.
-------	----------	--------	------------------	------------	--------------	----------	----------	---------	-------	-------

101 Jan 80 tpacina:01

a b	0.033	14 25.90673 4/0	2/0	2567.457	25480.26	99707.26	0.352690
b c	0.033	26 43.70378 4/0	2/0	10152.47	72513.15	143740.1	0.394977
c d	0.033	38 61.42745 4/0	2/0	20056.66	143253.0	216430.0	0.374245
d t1	0.04	50 78.13141 4/0	2/0	39330.63	280915.7	367675.7	1.209297
e h	0.034	9 18.08164 4/0	2/0	1770.539	12783.77	88274.77	0.253425
h g	0.031	20 34.86856 4/0	2/0	6070.847	43360.53	112147.5	0.445720
g f	0.034	31 51.07061 4/0	2/0	14294.07	102100.0	177541.0	0.736617
f t1	0.032	42 67.12176 4/0	2/0	23221.77	165861.0	238867.0	0.886097

TOTAL: 118485.4 846272.5 1445402. 2.839975

\*\*\*\*\*  
 TABLA DE PERDIDAS Y COSTOS DEL CIRCUITO

PERD: Perdidas de energia kWh  
 CPERD: Costo(\$) perdidas de potencia y energia en vr. presente  
 %Perd: Porcentaje de perdidas de energia (kwh)  
 CTOT: Costo(\$) inversion + perdidas(CPERD) en vr. presente

	PERD(kwh)	CPERD(\$)	%	CTOTAL(\$)
1er transformador	33173.31	486018.8	0.775130	
2do transformador	46075.68	267498.1	1.104396	3124897
Tramo secundario	118485.4	846272.5	2.839975	1445402
T O T A L :	197734.4	1599789.4	4.739493	4570299

\*\*\*FIN DEL PROGRAMA\*\*\*



ANEXO 6. PROGRAMA PARA DISEÑO DE RED EMCALI POR  
OPTIMIZACION

DISTRIBUCION TRIFASICA T1.1 (Diseño Encalt optimizado)

Costo anual marginal de potencia pico..... ( \$ 47413.35 )  
 Costo marginal de energía..... ( \$ 1491 )

PARAMETROS DE DISEÑO:

Factor de carga..... ( 0.6 )  
 Factor de coincidencia..... ( 1 )  
 Demanda individual actual (kva)..... ( 1.52 )  
 Tension de servicio (kv)..... ( 0.208 )  
 Años de servicio..... ( 18 )  
 Tasa de crecimiento de la carga..... ( 0.0176 )  
 Tasa de descuento..... ( 0.12 )  
 Factor de potencia..... ( 0.9 )

El programa involucra el Factor de pérdidas en función del Factor de carga así: Factor de Pérdidas:  $0.15(F-0.6) + 0.85(F-0.6)^2$ ; donde 0.15 y 0.85 son valores hallados empíricamente para redes de distribución

OTROS FACTORES:

F8: Factor que es función del nro. de fases y de la unid. de longitud por la R del conductor en metros escribir 3 para sist. trifásicos y 2 para monofásicos F8:..... ( 3 )

MULT: Factor multiplicador de I<sup>2</sup>R. Escribir (0.57735) para trifásicos y (1) para monofásicos. MULT:.... ( 0.57735 )

\*\*\*\*\*  
 TABLA DE CONDUCTORES (TOMADA DE ENCALT)

ACSR DESNUDO Tcond. 750C Tawb. 250C Conductiv. 61% (Costo adquis. no instalación en \$/ft)								
Sección	AWG	8	4	2	1/0	2/0	3/0	4/0
Hilos	Cobre							
	Aluminio		6	6	6	6	6	6
	Acero		1	1	1	1	1	1
R	Una/milla	2.8011	1.842	1.2209	0.7455	0.4482	0.2687	0.1604
I (00% Inicial)		412	144	104	246	370	360	360
Costo \$/Coil/ft	150	174	233	338	422	599	1070	1070
Y	One/milla	0.5740	0.5806	0.5710	0.5520	0.4909		

\*\*\*\*\*  
 TABLA DE TRANSFORMADORES (Incluye capacidad del transf. de regulación)

Transformadores de distribución trifásicos (Perdidas en el hierro, en el cobre y costos tomados de Incari (Adquisición, instalación, estructura y protecciones) (años)

Norma icontec 918

KVA	15	30	45	75	112.5	150	225
HIERRO Kw	0.14	0.18	0.175	0.35	0.47	0.61	0.81
COBRE Kw	0.38	0.63	0.91	1.55	1.9	2.59	3.35
COSTO(\$)	500390	568260	677930	844280	1094390	1276990	1756870
KVA (reg.)	30	45	75	112.5	150	225	

\*\*\*\*\*  
 TABLA CON RANDBO DE "1" PARA CADA CONDUCTOR ECONOMICO

Area (M <sup>2</sup> )	1	15	20	30	35	40
Cond. (fase)	4	2	1/0	2/0	3/0	400.8
Cond. (neutro)	6	4	2	1/0	2/0	4/0
Usu. por calibre	1	7	11	17	21	37

\*\*\*\*\*  
 TABLA CON KVA Y NRO. DE USUARIOS MAXIMO POR TRANSF. ECONOMICO

Transformadores con norma icontec 918

Transf.	15	30	45	75	112.5	150	225
Kva. max.	10	20	30	50	75	100	
% de carga bilidad	66.6666	66.6666	66.6666	66.6666	66.6666	66.6666	66.6666
Usu. max.	16	35	54	72	143	139	

\*\*\*\*\*

Nro. de usuarios por transformador	1	55
Nro. de transf.	( )	( 1 )
Capacdad. nominal transf.	( )	( 75 )

\*\*\*\*\*  
 TRANS (Secundario)

Calcula perdidas(kwh), costos(\$) y %s entre postes  
 PERD: Perdidas de energia kwh  
 CPERD: Costo(\$) perdidas de pot. y energia en valor presente  
 CTOI: Costo(\$) inversion + perdidas(CPERD) en valor presente  
 %Perd.: Porcentaje de perdidas de energia (kwh)  
 %Reg.: Porcentaje de regulacion

TRANS	LONG(KM)	LOTES	3 <sup>o</sup> COND. ACTUAL	COND. NEUTRO	PERD KWH	CPERD \$	CTOI \$	%Perd	%Reg.
-------	----------	-------	-----------------------------	--------------	----------	----------	---------	-------	-------

a-b	0.033	14 25.59673 4/0	2/0	3567.457	23480.26	98707.24	0.352100
b-11.1	0.033	26 43.70378 4/0	2/0	10152.47	72513.15	145740.11	0.594977 0.917088
e-b	0.04	5 12.40910 4/0	2/0	7821119	7086.073	93846.07	0.204770
e-11.1	0.033	17 30.52112 4/0	2/0	4751.475	35365.49	106592.4	0.415510 0.620281
TOTAL:				17663.731	140444.9	448883.9	0.638879

\*\*\*\*\*  
 TABLA DE PERDIDAS Y COSTOS DEL CIRCUITO

PERD: Perdidas de energia-kwh  
 CPERD: Costo(1) perdidas de potencia y energia en vt presente  
 XPERD: Porcentaje de perdidas de energia (kwh)  
 CTOT: Costo(1) inversion + perdidas(CPERD) en vt presente

	PERD(kwh)	CPERD(\$)	XPERD(%)	CTOTAL(\$)
1er transformador	19491.71	245773.9	0.829387	
2do transformador	26553.79	164783.1	1.134811	2406187.
Tramo secundario	19663.51	140444.9	0.938879	448883.9
TOTAL	55619.02	502002.1	2.801257	2847083.

\*\*\*FIN DEL PROGRAMA\*\*\*

DISTRIBUCION TRIFASICA ACSR TI.2 (Diseno Encall optimizado)

Costo anual marginal de potencia picos..... ( 49413.33 )  
 Costo marginal de energia:..... ( 6.1491 )

PARAMETROS DE DISENO:

Factor de carga:..... ( 0.8 )  
 Factor de coincidencia:..... ( 1 )  
 Demanda individual actual(Kva):..... ( 1.52 )  
 Tension de servicio(KV):..... ( 0.208 )  
 Años de servicio:..... ( 16 )  
 Tasa de crecimiento de la carga:..... ( 0.0476 )  
 Tasa de descuento:..... ( 0.12 )  
 Factor de potencia:..... ( 0.9 )

El programa involucra el Factor de perdidas en funcion del Factor de carga asi Factor de Perdidas:  $0.15(F.CDA) + 0.85(F.CDA)^2$ ; donde 0.15 y 0.85 son valores hallados empiricamente para redes de distribucion

OTROS FACTORES:

FS: Factor que es funcion del nro. de fases y de la unid. de long por la R del conductor en metros escribir 3 para sist. trifasicos y 2 para monofasicos FS:..... ( 3 )

MULT: Factor multiplicador de "I". Escribir (0.57735) para trifasicos y (1) para monofasicos. MULT:..... ( 0.57735 )

\*\*\*\*\*  
 TABLA DE CONDUCTORES (TOMADA DE ENCALL)

ACSR DESNUDO Teoro. 750C Tamb. 250C Conductiv. 62 Costo anual, mas instalacion en \$/

Seccion	AWG	6	4	2	170	270	470	255.8
Wilos	Cobre							
	Aluminio		6	6	6	6	6	6
	Acero		1	1	1	1	1	1
R	Ohm/milla		2.8011	1.842	1.2207	0.9755	0.6452	0.408963
I(80% Inominal)			112	144	184	218	272	368
Costo \$/col/mt		130	174	233	335	422	599	1020
X	Ohm/milla		0.8749	0.3807	0.3719	0.3289	0.1969	

\*\*\*\*\*  
 TABLA DE TRANSFORMADORES (Incluye capacidad del transt. de repulsion)

Transformadores de distribución trifásicos. Pérdidas en el hierro, en el cobre y costos tomados de Encafi (Adquisición, instalación, estructura y protecciones) años)

Norma (contec 818)

KVA	15	30	45	75	112.5	150	225
HIERRO-Kw	0.11	0.18	0.145	0.33	0.49	0.61	0.81
CUBRE-Kw	0.30	0.63	0.91	1.33	1.9	2.39	3.35
COSTO\$Col	500390	569260	677930	844250	1094390	1275970	1706870
KVA(Rep.)	30	45	45	112.5	150	225	

TABLA CON RANGOS DE "I" PARA CADA CONDUCTOR ECONOMICO

Amps.(Min)	1	15	20	30	35	40	61
Cond.(fase)	4	2	170	260	470	268.8	
Cond.(neutro)	5	4	2	170	270	470	
Usu. por calibre	1	7	11	17	21	37	

TABLA CON KVA. Y NRO. DE USUARIOS MAXIMO POR TRANSF. ECONOMICO

Transformadores con norma (contec 818)

transf.	15	30	45	75	112.5	150	225
Kva.max	10	20	30	30	75	100	
% de cargabilidad	66.6666	66.6666	66.6666	66.6666	66.6666	66.6666	66.6666
Usu.Max.	15	33	54	93	143	190	

Nro. de usuarios por transf.: 47  
 Nro. de transf.: 1  
 Capacidad nominal transf.: 45

TRANS (Secundario)

Calcula pérdidas (kwh), costo (\$) y % entre postes

PERD: Pérdidas de energía kwh

CPERD: Costo (\$) pérdidas de pot. y energ. en valor presente

CTDI: Costo (\$) inversión + pérdidas (CPERD) en valor presente

%Perd.: Porcentaje de pérdidas de energía (kwh)

%Reg.: Porcentaje de regulación

TRANS	LONG(KM)	LOTES	1° COND. ACTUAL	COND. NEUTRO	PERD (KWh)	CPERD (\$)	CTDI (\$)	%Perd	%Reg.
-------	----------	-------	-----------------	--------------	------------	------------	-----------	-------	-------

0-1	0.032	5 12.40910 270	170	1200.708 8570.944 39834.74	0.250270
1-11.2	0.034	16 28.97233 270	170	6930.219 47841.35 104109.10	0.571227 0.801500
1-n	0.034	9 18.08184 270	170	2707.174 19335.28 78801.78	0.355508
n-11.2	0.031	20 34.86836 270	170	9178.726 65558.27 115220.7	0.826821 0.983330
TOTAL:				20036.12 143106.3 352768.3	0.994188

\*\*\*\*\*

TABLA DE PERDIDAS Y COSTOS DEL CIRCUITO

PERD: Perdidas de energia kWh  
 CPERD: Costo(\$) perdidas de potencia y energia en yr. presente  
 %Perd: Porcentaje de perdidas de energia (kwh)  
 CTOT: Costo(\$) inversion + perdidas(CPERD) en yr. presente

	PERD(kwh)	CPERD(\$)	%	CTOTAL(\$)
1er transformador	17695.82	238272.7	0.878144	
2do transformador	24852.16	145811.4	0.233188	190628.5
Tramo secundario	20036.12	143106.3	0.994188	352768.3
TOTAL:	62584.10	527190.7	3.2105460	2259232.7

\*\*\*\*\*

FIN DEL PROGRAMA

\*\*\*\*\*

\*DISTRIBUCION MONOFASICA SIN TELESCOPIA ACSR T1.1 (Diseño Encali optimizado)

Costo anual marginal de potencia pico: ( 4,49413.33 )  
 Costo marginal de energia: ( 6,1491 )

PARAMETROS DE DISEÑO:

Factor de carga: ( 0.6 )  
 Factor de coincidencia: ( 1 )  
 Demanda individual actual(Kva): ( 1.52 )  
 Tension de servicio(V): ( 0.24 )  
 Años de servicio: ( 16 )  
 Tasa de crecimiento de la carga: ( 0.0476 )  
 Tasa de descuento: ( 0.12 )  
 Factor de potencia: ( 0.9 )

El programa involucra el Factor de perdidas en funcion del Factor de carga así: Factor de Perdidas: 0.15(E CGA)+0.85(E CBA)^2; donde 0.15 y 0.85 son valores hallados empiricamente para redes de distribución

OTROS FACTORES:

FS: Factor que es funcion del nro. de fases y de la unid. de longitud por la R del conductor en metros escribir 3 para sist. trifasicos y 2 para monofasicos FS: ( 2 )

MULT: Factor multiplicador de "I". Escribir (0.57735) para trifasicos y (1) para monofasicos. MULT: ( 1 )

TABLA DE CONDUCTORES (TOMADA DE ENCALI)

ACSR DESNUDO Icond. 750C Tamb. 250C Conductiv. 617(Costo adquis. mas instalacion en RT)

Seccion	ANG	4	2	1/0	2/0	4/0	265.8
Hilos	Cobre	-	-	-	-	-	-
	Aluminio	-	6	6	6	6	6
	Acern	-	1	1	1	1	1
R	Oha/milla	-	2.8011	1.842	1.2207	0.9755	0.6482
I(80% Inccinal)		-	112	144	184	216	368
Costo \$Cuf/ft		130	174	233	336	422	509
Y	Oha/milla	-	0.5749	0.5809	0.5719	0.5569	0.4969

TABLA DE TRANSFORMADORES (Incluye capacidad del transf. de reposición)



Transformadores de distribución monofásicos (Perdidas en el Hierro, en el cobre y costos tomados de Ecali (Adquisición, instalación, estructura y protecciones) años)

Norma Icontec 818

KVA	10	15	25	37.5	50	75	100
HIERRO-Kw	0.07	0.095	0.14	0.19	0.235	0.29	0.35
COBRE-Kw	0.145	0.24	0.36	0.5	0.635	0.89	1.1
COSTO(Col)	238436	278300	311400	415030	492470	520820	782117
KVA(Rep.)	15	25	37.5	50	75	100	

\*\*\*\*\*  
 TABLA CON RANGOS DE "I" PARA CADA CONDUCTOR ECONOMICO

Amps. (Min)	1	15	20	30	35	45	66
Cond. (fase)	4	2	170	270	370	460	560
Cond. (neutral)	4	4	2	170	270	370	470
Usu. por calibre	1	4	6	11	12	26	

\*\*\*\*\*  
 TABLA CON KVA Y NRO. DE USUARIOS MAXIMO POR TRANSF. ECONOMICO

(Transformadores con norma Icontec 818)

Transf.	10	15	25	37.5	50	75	100
Kva max.	5	10	15	25	30	50	
% de cargabilidad	50.666666	66.666666	66.666666	66.666666	66.666666	66.666666	0
Usu. Max.	5	11	25	44	54	93	

\*\*\*\*\*

Nro. de usuarios por transf.	( )	55
Nro. de transf.	( )	( )
Capacit. nominal transf.	( )	75

\*\*\*\*\*  
 TRAMOS (Secundario)

Calcula perdidas(kwh), costos(\$), y %e entre postes

PERD: Perdidas de energia Kwh

CPERD: Costo(\$), perdidas de pot. y energ. en valor presente

CINV: Costo(\$), inversion + perdidas(CPERD) en valor presente

%Perd: Porcentaje de perdidas de energia (kwh)

%Reg: Porcentaje de regulacion

TRAMO	LONG(KM)	LOTES	"I" COND. ACTUAL	COND. FASE NEUTRO	PERD KWH	CPERD \$	CINV \$	%Perd	%Reg
-------	----------	-------	------------------	-------------------	----------	----------	---------	-------	------

01-Jan-80 (pagina:2)

a-b	0.033	14 38.89899 4/0	2/0	5359.119	39277.05	91737.05	0.529820
b-c	0.033	26 65.60424 4/0	2/0	15251.29	108930.9	142190.9	0.593782
c-d	0.04	5 18.62745 4/0	2/0	1490.37A	10444.87	75444.87	0.307411
d-e	0.033	17 45.81560 4/0	2/0	7438.227	53126.87	104586.8	0.424189
TOTAL:				29539.99	210979.7	436159.7	1.257179

\*\*\*\*\*

TABLA DE PERDIDAS Y COSTOS DEL CIRCUITO

PERD: Perdidas de energia Kwh  
 CPERD: Costo(\$) perdidas de potencia y energia en vr presente  
 %Perd: Porcentaje de perdidas de energia (kwh)  
 CTOT: Costo(\$) inversion + perdidas(CPERD) en vr presente

	PERD(kwh)	CPERD(\$)	%	CTOT(\$)
1er transformador	14519.05	224334.7	0.517858	
2do transformador	19284.55	118949.9	0.520835	174796.0
Tramo secundario	29539.99	210979.7	1.257179	436159.7
T O T A L	63443.60	556183.5	2.295904	2194100

\*\*\*FIN DEL PROGRAMA\*\*\*

\*\*\*\*\*

DISTRIBUCION MONOFASICA SIN TELESCOPIA ACSR T1.2 (Diseno Escala optimizado)

Costo anual marginal de potencia picos: ( 49413.33 )  
 Costo marginal de energia: ( 6.1481 )

PARAMETROS DE DISENO:

Factor de carga: ( 0.6 )  
 Factor de coincidencia: ( 1 )  
 Demanda individual actual(Kva): ( 1752 )  
 Tension de servicio(Kv): ( 0.24 )  
 Años de servicio: ( 18 )  
 Tasa de crecimiento de la carga: ( 0.0476 )  
 Tasa de descuento: ( 0.12 )  
 Factor de potencia: ( 0.9 )

El programa involucra el Factor de perdidas en funcion del Factor de carga asi: Factor de Perdidas:  $0.15(F.CBA)+0.85(F.CBA)^2$ ; donde 0.15 y 0.85 son valores hallados empiricamente para redes de distribucion.

OTROS FACTORES:

FS: Factor que es funcion del nro. de fases y de la unid. de long por la R del conductor en metros escribir 3 para sist. trifasicos y 2 para monofasicos FS: ( 2 )

MULT: Factor multiplicador de "I". Escribir (0.57735) para trifasicos y (1) para monofasicos. MULT: ( 1 )

\*\*\*\*\*  
 TABLA DE CONDUCTORES (TOMADA DE ENCALI)

ACSR DESNUDO Tcond: 75°C Tamb: 25°C Conductiv: 61% (Costo ademas mas instalacion en BT)

Seccion	AWG	4	2	1/0	2/0	4/0	266.9
Hilos	Cobre	-	-	-	-	-	-
	Aluminio	-	-	-	-	-	-
	Acero	-	1	1	1	1	1
R	Oha/milla	2.8011	1.842	1.2207	0.9755	0.6452	0.40865
I(90% Inicial)		112	144	184	216	272	368
Costo \$/Col/ft	130	174	233	336	422	599	1020
Y	Oha/milla	0.5749	0.5809	0.5719	0.5569	0.4969	

\*\*\*\*\*  
 TABLA DE TRANSFORMADORES (Incluye capacidad del transf. de reposicion)

101-Jan-80 (pagina 1)

Transformadores de distribución monophasicos. Perdidas en el hierro, en el cobre y costos tomados de Ercati (Adquisición, instalación, estructura y protecciones) años)

Norma Iconter 819

KVA	10	15	25	37.5	50	75	100
HTERAO-Kw	0.07	0.095	0.14	0.19	0.225	0.29	0.35
COBRE-Kw	0.165	0.24	0.34	0.5	0.635	0.88	1.1
CDSTO4Col	258456	278309	311400	415030	492470	620470	782117
KVA(Res. 1)	15	25	37.5	50	75	100	

\*\*\*\*\*  
 TABLA CON RANGOS DE "1" PARA CADA CONDUCTOR ECONOMICO

Apps. (Min)	1	15	20	30	35	65	66
Cond. (fase)	4	2	1/0	2/0	1/0	265.8	
Cond. (neutro)	4	4	2	1/0	2/0	4/0	
Usu. por calibre	1	4	6	11	17	26	

\*\*\*\*\*  
 TABLA CON KVA Y NRO. DE USUARIOS MAXIMO POR TRANSF. ECONOMICO

!Transformadores con norma Iconter 819!

Transf.	10	15	25	37.5	50	75	100
Kva Max.	5	10	15	25	30	50	
% de cargabilidad	50	66.66666	60	66.66666	60	66.66666	0
Usu. Max.	6	18	26	44	54	93	

\*\*\*\*\*  
 Nro. de usuarios por transf. : ( 47 )  
 Nro. de transf. : ( 1 )  
 Capacidad nominal transf. : ( 50 )

\*\*\*\*\*  
 TRAMOS (Secundario)

Calcula perdidas(kwh), costos(\$), y % entre postes

PERD: Perdidas de energia Kw

CPERD: Costo(\$), perdidas de pot. y enrgia en valor presente

CTOT: Costo(\$), inversion + perdidas(CPERD) en valor presente

%Perd : Porcentaje de perdidas de energia (kwh)

TReg : Porcentaje de regulacion

TRAMO	LONG(KM)	POSTES	*1° COND. REAL	COND. NEUTRO	PERD KWH	CPERD \$	CTOT \$	%Perd	%Reg
-------	----------	--------	----------------	--------------	----------	----------	---------	-------	------

101-Jan-80 (pagina 7)

e-f	0.032	5 18.62745 4/0	2/0	1192.299	8515.894	40355.89	0.274089
f-l.2	0.034	16 43.49070 4/0	2/0	4905.580	45322.52	104407.5	0.410470 0.854559
i-h	0.034	9 27.14295 4/0	2/0	2689.790	43211.40	74781.40	0.380988
h-l.2	0.031	20 52.34159 4/0	2/0	9119.774	65437.01	115357.2	0.449391 1.050880
TOTAL:				19907.44	142187.2	354407.2	0.987807

\*\*\*\*\*

TABLA DE PERDIDAS Y COSTOS DEL CIRCUITO

PERD: Perdidas de energia Kw  
 CPERD: Costo(\$) perdidas de potencia y energia en vr. presente  
 YPERD: Porcentaje de perdidas de energia (kwh)  
 CTOT: Costo(\$) inversion + perdidas(CPERD) en vr. presente

	PERD(kwh)	CPERD(\$)	Y	CTOTAL(\$)
1er transformador	13972.28	288085.1	0.189310	
2do transformador	18064.81	108582.2	0.885737	1429737
Tramo secundario	19907.44	142187.2	0.987807	354407.2
T.O.T.A.L.	51944.53	498854.5	2.577477	1784144

\*\*\*FIN DEL PROGRAMA\*\*\*

\*\*\*\*\*

ANEXO 7. LISTAS DE PRECIOS DE MATERIALES Y MANO DE  
OBRA

INFORME DE PRECIOS MATERIALES DE ENERGIA - MARZO DE 1962

DESCRIPCION	PRECIO
Tubo conduit liviano, 1/2" x 6m	3212
Tubo conduit liviano, 3/4" x 6m	4328
Tubo conduit liviano, 1" x 6m	4854
Tubo conduit liviano, 1 1/2" x 6m	11440
Tubo conduit liviano, 2" x 6m	14056
Abrazadera galvanizada doble 3"	900
Abrazadera galvanizada doble 4"	1067
Abrazadera galvanizada doble de 5"	1123
Abrazadera galvanizada doble de 6"	1191
Abrazadera galvanizada doble de 7"	1267
Abrazadera galvanizada sencilla 3"	811
Abrazadera galvanizada sencilla 4"	936
Abrazadera galvanizada sencilla 5"	1034
Abrazadera galvanizada sencilla 6"	1078
Abrazadera galvanizada sencilla 7"	1167
Espigo recto para truceta madera 5/8" x 1 1/2"	224
Espigo recto para truceta metalica 5/8" x 1 1/2"	551
Espigo recto para truceta metalica para 3/4" x 1 3/4"	1095
Arandela galvanizada cuadrada 2" x 2" x 1/8" hco. 7/16"	24
Arandela galvanizada cuadrada 2" x 2" x 1/8" hco. 11/16"	46
Arandela galvanizada 4" x 4" x 1/4" hco. 11/16"	251
Arandela galvanizada de presion hco. 9/16"	22
Arandela galvanizada de presion hco. 11/16"	26
Diagona galvanizada 3/16" x 1"	2377
Angular galvanizado en "v" de 10" x 40"	2174
Angular galvanizado en "v" de 10" x 60"	2716
Eslabon galvanizado terminal con guardacable de 1/2"	522
Extension de hierro por percha de 2 aisladores	6589
Extension de hierro por percha de 3 aisladores	5695
Extension de hierro por percha de 4 aisladores	6576
Extension de hierro por percha de 5 aisladores	7337
Grapa galvanizada terminal para cable #4/0 1/0	275
Grapa de hierro galvanizada para anquilo, cable #4/0 1/0	1741
Grapa galvanizada terminal para cable 1250-300mm	4285
Guardacable galvanizado 1/2"	62
Mordaza galvanizada de 3 tornillos	836
Percha galvanizada liviana para 1 aislador	516
Percha galvanizada liviana para 2 aisladores	1397
Percha galvanizada para 3 aisladores	2040
Percha galvanizada para 4 aisladores	2750
Percha galvanizada para 5 aisladores	3110
Perno galvanizado de carruaje 5/8" x 1 1/2"	192

Perno galvanizado de carruaje de 5/8"x2-1/2"	181
Perno galvanizado de carruaje 5/8"x3"	227
Perno galvanizado de carruaje 5/8"x6"	221
Perno galvanizado de carruaje 3/4"x2"	278
Perno galvanizado de maquinaria 1/2"x2"	93
Perno galvanizado de maquinaria 1/2"x6"	192
Perno galvanizado pasante 5/8"x11"	518
Perno galvanizado pasante de 3/8"x18"	643
Perno galvanizado pasante 3/8"x12"	591
Pie de amigo 3"x200cms	37426
Pie de amigo 4"x1050cms	19200
Platina galvanizada en perfil U 1/4"x4"x24"	4448
Separador de hierro para 3 aisladores carrete 53-2	661
Separador de hierro para dos aisladores carrete 53-2	417
Separador de hierro para 4 aisladores carrete 53-2	376
Separador de hierro para 5 aisladores carrete 53-2	1200
Separador de hierro para 6 aisladores carrete 53-2	1500
Silla galvanizada para cruceta de madera	650
Silla galvanizada para cruceta metálica	575
Tornillos galvanizados con accesorios	4519
Tuerca galvanizada de ojo 5/8"x3"	185
Clevis con tornillo	1771
Varilla galvanizada para retención 5/8"x250cms	1857
Aislador de carrete, ECI, NEMA 53.2	173
Aislador de suspensión, ECI, NEMA 52.1	2111
Aislador de suspensión, ECI, NEMA 52.4	4836
Aislador de carrete, ECI, NEMA 53.1	183
Aislador de tensión, ECI, NEMA 54.1	511
Aislador de tensión, ECI, NEMA 54.3	745
Aislador de tensión, ECI, NEMA 54.4	893
Aislador de espigo, ECI, NEMA 55.1	1004
Aislador de espigo, ECI, NEMA 55.3	1177
Aislador de espigo, ECI, NEMA 55.3	3839
Aislador de espigo, ECI, NEMA 55.4	4445
Alambre de cu duro desnudo #2	511
Alambre de cu duro desnudo #4	361
Alambre de cu desnudo duro #6	201
Alambre cu suave aislado en plastico #6	210
Alambre de cu suave aislado en plastico #8	132
Alambre de cu suave aislado en plastico #10	84
Alambre de cu suave aislado en plastico #12	55
Cable acsr desnudo #2	141
Cable acsr desnudo #4	192
Cable acsr desnudo #10	268
Cable acsr desnudo #475	531
Cable de Al. Concentrico, aislado/plastico 2x8	218



Cable de Al. Concentrico, aislado plastico 3x3	322
Cable de Al. Duro aislado en plastico #2	240
Cable de Al. Duro aislado en plastico #4	304
Cable de Al. Duro aislado en plastico #1/0	500
Cable de Al. Duro aislado en plastico #2/0	831
Cable de Al. Duro aislado en plastico #4/0	1199
Cable de Al. Duro desnudo #2	268
Cable de Al. Duro desnudo #4/0	528
Cable de Cu duro aislado #2	880
Cable de Cu duro aislado #4	620
Cable de Cu duro aislado #1/0	1199
Cable de Cu duro aislado #2/0	1837
Cable de Cu duro aislado #4/0	2278
Cable de Cu duro desnudo #2	396
Cable de Cu duro desnudo #4	375
Cable de Cu duro desnudo #1/0	748
Cable de Cu duro desnudo #2/0	6193
Cable de Cu duro desnudo #4/0	1293
Cable de Cu duro desnudo #300mca	2448
Cable de Cu duro monopolar, 35kv aislado 300mca	8273
Cable de Cu monopolar, 35kv aislado 500mca	11830
Cable de Cu monopolar, 35kv aislado 750mca	16801
Cable de Cu monopolar, 15kv aislado 300mca	5193
Cable de Cu monopolar, 15kv aislado 500mca	8833
Varilla Al. preformada para cable acsr #2	0
Varilla Al. preformada para cable acsr #4	0
Varilla Al. preformada para cable acsr #1/0	0
Varilla preformada para cable acsr #2/0	0
Varilla Al. preformada para cable acsr #4/0	0
Riel ferroviario tramo 250cms con argolla	8920
Riel ferroviario tramo 300cms con argolla	7827
Zapata para anclaje, 30x30x15cms	850
Zapata para anclaje, 50x50x15cms	850
Cable de acero para retención, 7/16"	184
Cable de acero para retención, 1/2"	261
Cruceta de madera, 3 3/4" x 4 3/4" x 245cms	1874
Cruceta metalica, 3 3/4" x 1 1/4" x 230cms	7227
Cruceta metalica, 3 3/4" x 1 1/4" x 245cms	7227
Cruceta metalica, 3 3/4" x 1 1/4" x 365cms	11000
Cruceta metalica, 3 3/8" x 1 1/4" x 265cms	7378
Cruceta metalica, 3 3/8" x 3/8" x 104	8913
Cruceta metalica, 3 3/8" x 3/8" x 141	11132
Poste de concreto con ducto interno, 8mts x 300kg	12197
Poste de concreto con ducto interno, 9mts x 300kg	14260
Poste de concreto con ducto interno, 10mts x 300kg	17420

!Pagina:34

Poste de concreto con ducto interno, 11mts x 300kg	20328
Poste de concreto con ducto interno, 12mts x 300kg	22304
Poste de concreto con ducto interno, 8mts x 500kg	13550
Poste de concreto con ducto interno, 9mts x 500kg	16150
Poste de concreto con ducto interno, 10mts x 500kg	17430
Poste de concreto con ducto interno, 11mts x 500kg	24570
Poste de concreto con ducto interno, 12mts x 500kg	27100
Poste de concreto, 8mts x 300kg	11850
Poste de concreto, 9mts x 300kg	13477
Poste de concreto, 10mts x 300kg	16773
Poste de concreto, 11mts x 300kg	19075
Poste de concreto, 12mts x 300kg	21588
Fusibles tipo K, 40 amps	396
Fusible tipo K, 100 amps	1520
Fusible tipo K, 140 amps	2970
Fusible tipo I, 15 amps	289
Fusible tipo I, 20 amps	401
Fusible tipo I, 25 amps	401
Fusible tipo I, 30 amps	401
Fusible tipo I, 40 amps	607
Fusible tipo I, 50 amps	605
Fusible tipo I, 65 amps	785
Fusible tipo I, 80 amps	785
Fusible tipo I, 100 amps	785
Fusible tipo I, 140 amps	1514
Fusible tipo I, 200 amps	1514
Transformador de distribución monofásico, 10 kva	358456
Transformador de distribución monofásico, 15 kva	278300
Transformador de distribución monofásico, 25 kva	311400
Transformador de distribución monofásico, 37.5 kva	415030
Transformador de distribución monofásico, 50 kva	492470
Transformador de distribución monofásico, 75 kva	620820
Transformador de distribución trifásico, 15 kva	500370
Transformador de distribución trifásico, 30 kva	563260
Transformador de distribución trifásico, 45 kva	671930
Transformador de distribución trifásico, 75 kva	844220
Transformador de distribución trifásico, 112.5 kva	1074170
Transformador de distribución trifásico, 150 kva	1276770
Transformador de distribución trifásico, 225 kva	1705870
Transformador de distribución trifásico, 300 kva	1972308
Transformador de distribución trifásico, 400 kva	2493280
Transformador de distribución trifásico, 500 kva	2819360
Conector bimetaligrapa paralel.de tornillo 2/8 deriv.2/8	174
Conector bimetalico grapa paralel.para cable 1/0,deriv.8	174
Conector bimetal.grapa paralel.de tornillo 4/0,1/0 der.1/0,1/0	311
Conector bimetal.grapa paralel.de tornillo 4/0,2/0 der.1/0,6	311

IPágina:41

Conector bimetálico grapa paralela de tornillo 1/0, A der. 2, 6	174
Conector bimetálico grapa paralela 4/0, 1/0 der. 1/0, 8	391
Conector bimetálico grapa paralela de tornillo 4/0 der. 4/0	311
Conector al. grapa paralela, 4/0-1/0 der. 1/0, 8	185
Conector Cu grapa paralela 250-300 mca	870
Conector bimetálico tornillo para cable 1/0 a 2/0 der. 14 a 8	1448
Conector comp. p/Al. 1, 4, 2 der. 14, 8	249
Conector comp. bimetálico para cable 1/0 a 2/0, der. 14 a 8	398
Conector tipo tornillo 4/0, 250mca der. 18, 250mca	2237
Terminal Cu de 1/2" para bajante de transf. (tipo pala)	227
Terminal Cu de 3/4" para bajante de transf. (tipo pala)	982
Terminal Cu de 1" para bajante de transf. (tipo pala)	2118
Cinta aislante Cambridge 3/4"	1540
Cinta aislante de caucho, 3/4"	407
Cinta aislante de plástico 3/4"	297
Bombillo Mercurio, 125 vatios	1832
Bombillo Mercurio, 250 vatios	3135
Bombillo Mercurio, 400 vatios	4373
Bombillo Sodio, 250 vatios	3839
Bombillo Sodio, 350 vatios	7150
Bombillo Sodio, 400 vatios	6807
Brazo de tubo galvanizado 3/4"x200cms	1381
Brazo de tubo galvanizado 1"x250cms	2750
Fotocelda, 105/285 voltios con soporte	3822
Fotocelda, 105/285 voltios	2373
Grillete galvanizado para tubo 3/4"	376
Grillete galvanizado para tubo de 1"	396
Luminaria horizontal abierta, 125vatios Hg	16170
Luminaria horizontal abierta 250vatios Hg	18140
Luminaria horizontal abierta 400vatios Hg	27280
Luminaria horizontal cerrada 400 vatios Hg	32560
Luminaria vertical abierta, 125 vatios Hg	12560
Luminaria vertical abierta, 250 vatios Hg	14170
Luminaria vertical abierta, 400 vatios Hg	22080
Luminaria horizontal cerrada, 250 vatios Na	24420
Luminaria horizontal cerrada, 400 vatios Na	32530
Relayador 1 polo, 120 voltios x 60 amps	21854
Relayador 1 polo, 220 voltios x 60 amps	21854
Relayador 1 polo, 120 voltios x 30 amps	19353
Relayador 2 polos, 240 volts. x 60 amps cada polo	21706
Relayador 2 polos, 240 volts x 100 amps cada polo	49403
Capacete conduit, 3/4"	78
Capacete conduit, 1"	171
Capacete conduit 2 1/2"	1347
Capacete conduit, 3"	2152
Capacete conduit, 3-1/2"	2152

1/2 pág. 101

Concreto ciclopeo (3000) pes. N3	11100
Arena mediana (3mts cubicos)	3800
Cemento gris, bulto de 50 kg	600
Triturado mediano (3 mts cubicos)	8800
Ladrillo comun (unidad)	8

LISTA DE PRECIOS DE MANO DE OBRA - MAR/87 (ENCALII)

ITEM DESCRIPCION	UNID	COLOCAR	RETIRAR
1 Acometida B.T. aerea (instalado)		742	487
2 Acometida B.T. subterranca (instalacion)		0	0
3 Aislador de espiga (con su espiga)		832	156
4 Alambrado y conexión de interruptor de potencia		6447	0
5 Alambrado interno de bodega		0	0
119 Bajante secundario (cambio)		0	0
120 Bajante secundario (conexión)		0	0
6 Banco de condensadores en pedestal		16281	15835
7 Buzo de aluminio en bodega		0	0
8 Cabecote tripilar A.T.		0	0
9 Cadena de aisladores de suspensión		514	742
10 Capa de arena para asentamiento y recubrimiento de ductos	M3	1484	0
11 Cables preaislados A.T.		0	0
12 Conductor A.T. aereo #6 p #4	NL	48	38
13 Conductor A.T. aereo #2, #1/0 p #2/0	NL	45	35
14 Conductor A.T. aereo #4	NL	60	42
15 Conductor A.T. aereo mayor de #4/0	NL	74	48
16 Conductor A.T. subterranco hasta #4/0	NL	30	20
17 Conductor A.T. subterranco mayor de #4/0	NL	160	85
18 Conductor B.T. aerea #1	NL	42	40
19 Conductor B.T. aereo #1/0 p 1/0	NL	48	37
20 Conductor B.T. subterranco hasta #2	NL	0	0
21 Conductor B.T. subterranco mayor que #2	NL	0	0
22 Conexión a tierra		1411	755
23 Conexión conductor B.T. subterranco-aereo		177	150
24 Conexión y desconexión de acometida B.T.		150	120
25 Construcción de base para interruptor de potencia		34704	0
26 Construcción de bodega para transformador		220543	0
27 Construcción de caja B-1		19159	0
28 Construcción de caja B-2		34410	0
29 Construcción de caja de conexión		9000	0
30 Construcción de caja de tiro		9543	0
31 Construcción de cámaras B-1		250000	0
32 Construcción de cámaras B-2		250000	0
33 Construcción de cámaras C-1		450000	0
34 Corrido primario doble cruzado		2757	2015
35 Corrido aridario sencilla		1448	1148
36 Corrido secundario		951	639
37 Cortacircuitos (conexión)		0	0
37 Cortacircuitos (montaje)		1577	1039
38 Cortacircuitos en aceite en bodega		0	0
39 Cruce secundario con separador		1834	1184

##Pagina:11

40 Demolicion de andenes	M2	543	0
42 Demolicion de base para interruptor de potencia	M	1732	0
43 Empalme conductor A.T subterraneo	M	0	0
44 Empalme de conductor B.T subterraneo hasta #2	M	0	0
45 Empalme de conductor B.T subterraneo mayor que #2	M	0	0
46 Empalme de conductor aereo #6 o 4	M	342	0
47 Empalme de conductor aereo #2 a 2/0	M	17000	0
48 Empalme de conductor aereo 1/0	M	649	0
49 Empalme de conductor aereo mayor a #4/0	M	750	0
50 Espradizacion	M2	0	0
51 Equipo de maniobra en bodega	M	0	0
52 Excavacion	M3	543	0
Fotocaida (conexion)	M	0	0
53 Fotocaida (montaje)	M	939	0
54 Instalacion hasta 2"	ML	81	0
55 Instalacion ductos de 2" a 4"	ML	116	0
56 Instalacion ductos mayor de 4"	ML	112	0
57 Luminaria 125 W y 250 W (instalacion)	M	735	392
Luminaria 125 W y 250 W (montaje)	M	0	0
58 Luminaria 400 W (instalacion)	M	1254	396
Luminaria 400 W (montaje)	M	0	0
Malla de proteccion ferrocarril	M	18000	12000
59 Manhole de 2 vias	M	42507	0
60 Manhole de 3 vias	M	57240	0
61 Manhole de 4 vias	M	59145	0
62 Medidor de energia	M	0	0
63 Montaje de interruptores de potencia	M	24608	26145
64 Notopampa para bodega	M	0	0
Pararrayos (conexion)	M	0	0
65 Pararrayos (montaje)	M	1801	1029
Bencha de un espacio (con abrazadera)	M	0	0
66 Plataforma para transformador	M	5205	4000
67 Poste de 8, 9 o 10 mts.	M	5956	5977
68 Poste de 11 o 12 mts.	M	7234	4975
69 Poste de 13 o 14 mts.	M	7395	5871
70 Poste mayor o igual de 15 mts.	M	8000	6000
71 Ruedas y puesta de servicio de interruptor de potencia	M	54172	0
72 Puentes primarios horizontales p/conductor	M	711	143
73 Puentes primarios verticales p/conductor	M	877	711
74 Puentes secundarios p/conductor	M	386	386
75 Reconstruccion de andenes con asfalto	M2	0	0
76 Reconstruccion de andenes en concreto	M2	1333	0
77 Reconstruccion de calzadas en concreto	M2	2809	0
78 Reconstruccion de calzadas en concreto asfaltico	M2	2674	0
115 Relevador (conexion)	M	0	0
79 Relevador (montaje)	M	937	593

80	Reellenos compactados con material del sitio	M3	463	0
81	Reellenos compactados con material seleccionado	M3	1830	0
82	Remate y tensionado de conductor primario #6 a #4	#	505	482
83	Remate y tensionado de conductor primario #2 a 2/0	#	636	538
84	Remate y tensionado de conductor primario #4/0	#	634	608
85	Remate y tensionado de conductor primario mayor a #4/0	#	700	680
86	Remate y tensionado de conductor secundario #4 a 2	#	330	322
87	Remate y tensionado de conductor secundario #1/0 a 4/0	#	722	574
88	Retenida combinada	#	4752	3123
89	Retenida con pie de amigo	#	5142	4670
90	Retenida directa	#	4487	2775
91	Retenida poste a poste	#	500	347
92	Retenida a riel	#	6112	4301
93	Retiro de sobrantes	M2	631	0
94	Reda adicional de retenida	#	834	336
95	Seccionador monopolar A.T. aereo	#	0	0
96	Seccionador tripolar A.T. aereo	#	0	0
97	Tablero B.T. en bodega	#	0	0
98	Terminal precableado A.T.	#	0	0
99	Terminal primario doble	#	3178	2318
100	Terminal primario doble en abanico	#	2000	2000
101	Terminal primario sencillo	#	2353	2138
102	Terminal primario sencillo en abanico	#	2800	2800
103	Terminal secundario doble	#	1950	1874
	Terminal secundario para A.P.	#	0	0
104	Terminal secundario sencillo	#	1384	873
	Terminal secundario sencillo para A.P.	#	0	0
105	Trabajo en portico para celda de interruptor de potencia	#	81624	0
106	Transformador en bodega	#	0	0
107	Transformador en plataforma	#	16231	15633
108	Transformador en poste	#	16181	15633
109	Tubo bajante hasta 1"	#	0	0
110	Tubo bajante mayor a 1"	#	0	0

Precios de materiales mas mano de obra, que intervienen en la seleccion de conductor y transformador economico, (el costo de la mano de obra es comun en los transf.)

DESCRIPCION - MAR/87 (ENCALI)	Precio
Transf.monof.de 10 kva mas herrajes y protecciones	258456
Transf.monof.de 15 kva mas herrajes y protecciones	278300
Transf.monof.de 25 kva mas herrajes y protecciones	311400
Transf.monof.de 37.5 kva mas herrajes y protecciones	413030
Transf.monof.de 50 kva mas herrajes y protecciones	492470
Transf.monof.de 75 kva mas herrajes y protecciones	620620
Transf.monof.de 100 kva mas herrajes y protecciones (estimado)	782117
Transf.trif.de 15 kva mas herrajes y protecc.	600370
Transf.trif.de 30 kva mas herrajes y protecc.	568260
Transf.trif.de 45 kva mas herrajes y protecc.	677930
Transf.trif.de 75 kva mas herrajes y protecc.	844250
Transf.trif.de 112.5 kva mas herrajes y protecc.	1094390
Transf.trif.de 150 kva mas herrajes y protecc.	1276990
Transf.trif.de 225 kva mas herrajes y protecc.	1706870
Conductor Cu desnudo #6 mas instalacion x mt	241
Conductor Cu desnudo #4 mas instalacion x mt	403
Conductor Cu desnudo #2 mas instalacion x mt	516
Conductor Cu desnudo #1/0 mas instalacion x mt	598
Conductor Cu desnudo #2/0 mas instalacion x mt	1241
Conductor Cu desnudo #4/0 mas instalacion x mt	1747
Conductor CU desnudo #300 NCM mas instalacion x mt	3901
Conductor ACSR desnudo #6 mas instalacion x mt	130
Conductor acsr desnudo #4 mas instalacion x mt	174
Conductor ACSR desnudo #2 mas instalacion x mt	233
Conductor ACSR desnudo #1/0 mas instalacion x mt	338
Conductor ACSR desnudo #2/0 mas instalacion x mt	422
Conductor ACSR desnudo #4/0 mas instalacion x mt	567
Conductor ACSR desnudo #266.6 mas instalacion x mt	1020
Incremento de herrajes sin retenida por cambio de calibre	7415
Incremento de herrajes con retenida por cambio de calibre	20413

DESCRIPCION DE LOS COSTOS DE HERRAJES QUE INTERVIENEN EN EL CAMBIO DE CALIBRE POR POSTE. (Diferencia de dos calibre o mas)

En postes:

1. Percha galvanizada de 5 aisladores.....	3410
3. Aisladores de Carrete.....	895

(Pagina:1)



10 conectores bimetalicos	3110
Rebate y tensionado de Cond. sec.	5052
Puente secundario	1930

Retenida

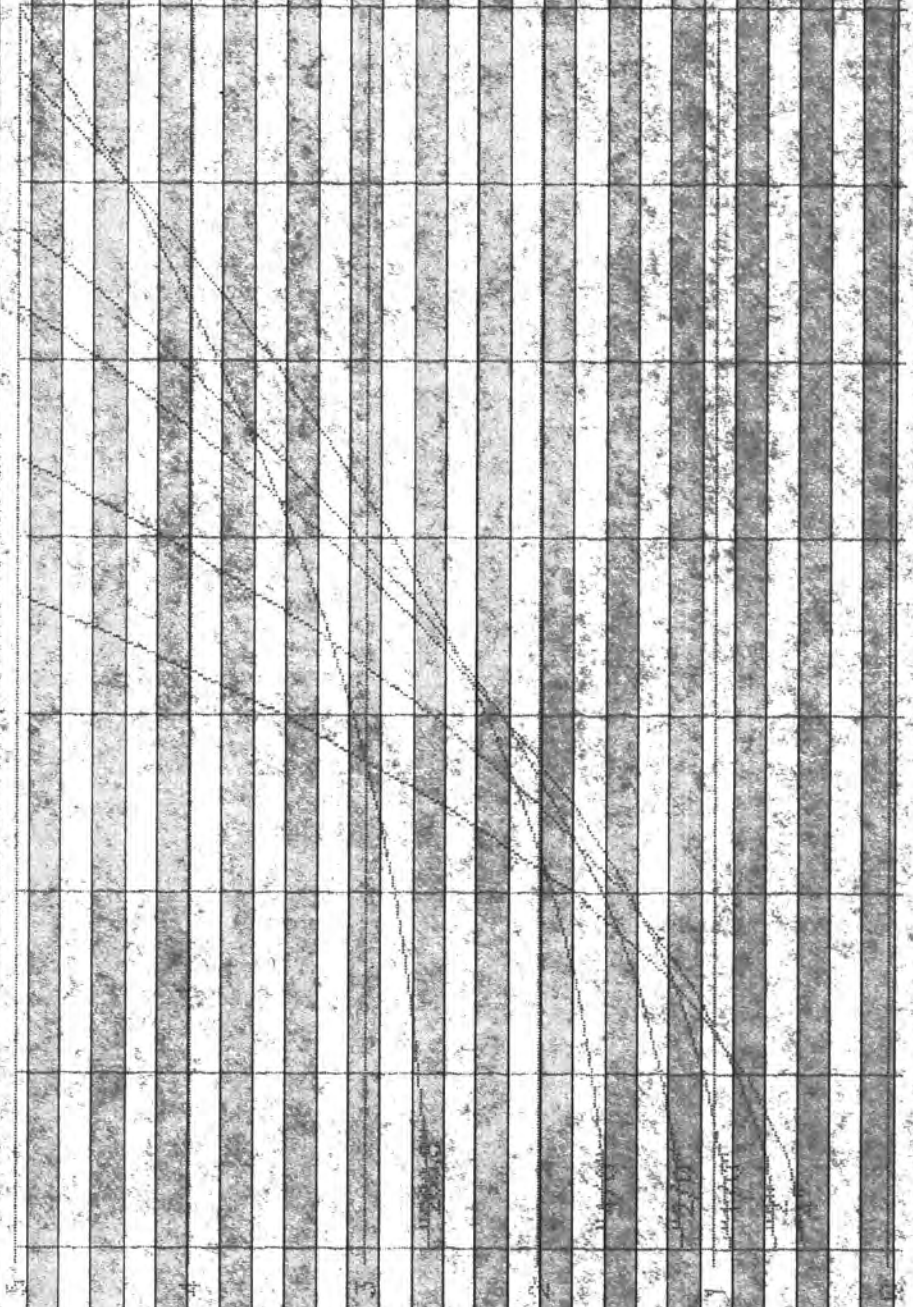
1 abrazadera	1035
13 mts cable	2710
1 Vrilla o. retenida	1059
1 Guardacabo	182
1 Isopla	350
1 aislador de tension	745
Mano de obra	4487

TOTAL	24338
-------	-------

ANEXO 8. GRAFICAS MONOFASICAS CON SUS TABLAS

# distribucion troncosida triflor, gser

Costo en volu, porcentaje vs. correlative



Costo en volu, porcentaje / Correlative

Costo en volu, porcentaje vs. correlative

TABLAS MONOFASICAS

GRAFICA ADJR DE COSTO EN VALOR PRESENTE vs CORRIENTE

Conductor optimo para un rango de corriente de 0-250 amps.fase/Km

1"	1 1/2"	2"	1 7/8"	2 1/8"	1 7/8"	2 1/8"
478000	640000	905000	1180000	1620000	2639000	
5 561243.0	694740.5	941276.7	1208989.	1639174.	2651153.	
10 810972.0	858862.0	1050106.	1295959.	1696686.	2687614.	
15 1227187.	1132664.	1231490.	1440708.	1792566.	2748382.	
20 1809886.	1516848.	1485427.	1643888.	1926764.	2833457.	
25 2539075.	2008512.	1811918.	1904747.	2099350.	2942840.	
30 3474748.	2618658.	2210962.	2223635.	2310245.	3076529.	
35 4536707.	3322284.	2682557.	2600504.	2539527.	3234328.	
40 5805552.	4143392.	3226710.	3035352.	2847138.	3416831.	
45 7220684.	5073980.	3843416.	3528180.	3173076.	3623442.	
50 8802301.	6114050.	4532672.	4078988.	3527403.	3854361.	
55 10530404.	7263601.	5294484.	4687775.	3940058.	4109386.	
60 12464993.	8522632.	6128849.	5354843.	4381081.	4389119.	
65 14548069.	9891145.	7033767.	6079290.	4860412.	4692960.	
70 16795630.	11369139.	8015238.	6862044.	5378111.	5021107.	
75 19204678.	12956613.	9087264.	7702723.	5934158.	5373582.	
80 21788211.	14653569.	10191842.	8601409.	6528553.	5760324.	
85 24533230.	16460006.	11368974.	9538076.	7161276.	6181393.	
90 27448736.	18375923.	12658660.	10527721.	7832387.	6637468.	
95 30528727.	20401322.	14000899.	11643347.	8541827.	7026453.	
100 33775205.	22536202.	15415691.	12775952.	9289644.	7500441.	
105 37188169.	24780363.	16903037.	13964538.	10075749.	7978742.	
110 40767618.	27134404.	18462937.	15211103.	10900233.	8521347.	
115	NA	29277727	20095389	16518847	11763065	9088260.
120	NA	32170531	21800396	17876172	12664244	9639479.
125	NA	34852818	23377935	19298676	13603772	10235006
130	NA	37444582	24828069	20777160	14581648	10854640
135	NA	40045828	27330735	22313624	15597872	11478762
140	NA	43556556	29345955	23908067	16652444	12167430
145	NA	NA	31413729	25380491	17745364	12860166
150	NA	NA	33584056	27270894	18876632	13577249
155	NA	NA	35768436	29039277	20048248	14318619
160	NA	NA	38052370	30865639	21254212	15084297
165	NA	NA	40410358	32749982	22500520	15874282
170	NA	NA	42840899	34692304	23785185	16688571
175	NA	NA	45343993	36692806	25108174	17527173
180	NA	NA	47919641	38750887	26469550	18390079
185	NA	NA	NA	40867149	27869253	19277293
190	NA	NA	NA	43041390	29307308	20188813
195	NA	NA	NA	45273611	30783708	21124641
200	NA	NA	NA	47563811	32298457	22084777
205	NA	NA	NA	49911792	33851554	23069219

TABLAS MONOPASILLAS

210	NA	NA	NA	52318152	35442999	24077919
215	NA	NA	NA	54782292	37072792	25141026
220	NA	NA	NA	58740933	26168390	
225	NA	NA	NA	40447423	27250061	
230	NA	NA	NA	42192260	28336040	
235	NA	NA	NA	43975445	29486326	
240	NA	NA	NA	45798977	30640919	
245	NA	NA	NA	47656860	31819817	
250	NA	NA	NA	49536090	33023826	

distribucion monofase trillor cobre



Caudal en vltor presente en el momento

TABLAS MONOFASICAS

GRAFICA SOBRE DE COSTO EN VALOR PRESENTE vs CORRIENTE

Conductor optimo para un rango de corriente de 0-250 amps. fase/ka

"1"	"4"	"2"	"1/0"	"2/0"	"4/0"	"300"
1052000	1635000	2608000	3478000	5135000	7749000	
0	1052000	1635000	2608000	3478000	5135000	7749000
5	1100502.	1666108.	2627587.	3493521.	5144777.	7757301.
10	1246010.	1759435.	2686348.	3540086.	5174108.	7782205.
15	1488524.	1914978.	2784284.	3617695.	5222994.	7823715.
20	1828043.	2132740.	2921393.	3726347.	5291435.	7881827.
25	2284567.	2412719.	3097677.	3866042.	5379430.	7956542.
30	2798097.	2754915.	3313135.	4036781.	5486973.	8047861.
35	3428632.	3159329.	3567768.	4236563.	5614083.	8165784.
40	4156173.	3625961.	3861575.	4471368.	5760741.	8289309.
45	4980718.	4154810.	4194336.	4733257.	5926934.	8421438.
50	5902270.	4745877.	4566711.	5030169.	6112721.	8571171.
55	6920827.	5399161.	4978041.	5358125.	6318042.	8733507.
60	8036389.	6114663.	5428544.	5713124.	6542918.	8914417.
65	9248938.	6892382.	5918222.	6101166.	6787349.	9113198.
70	10558529.	7732319.	6447074.	6520252.	7051333.	9336136.
75	11963108.	8634474.	7015101.	6970381.	7334872.	9585885.
80	13463692.	9598846.	7622301.	7451554.	7637966.	9874239.
85	15069281.	10623435.	8268676.	7963770.	7980614.	10148145.
90	16768875.	11714242.	8954225.	8507029.	8302817.	10438755.
95	18561475.	12863267.	9678948.	9081332.	8664373.	10745919.
100	20463081.	14078509.	10442846.	9686678.	9045883.	11069686.
105	22441692.	15353969.	11243918.	10323088.	9448780.	11410036.
110	24527308.	16691646.	12088164.	10990581.	9867171.	11767030.
115	26709930.	18091541.	12989384.	11688977.	10307145.	12140607.
120	28989357.	19553653.	13890178.	12418497.	10766674.	12530788.
125	31368169.	21077983.	14849947.	13179060.	11245758.	12937572.
130	33839827.	22664531.	15848890.	13970667.	11744396.	13360459.
135	36410470.	24315298.	16887007.	14793317.	12262598.	13800930.
140	NA	26024278.	17964298.	15647010.	12800335.	14257545.
145	NA	27797478.	19080784.	16531747.	13357836.	14730742.
150	NA	29632895.	20236404.	17447527.	13934491.	15220544.
155	NA	31530531.	21431218.	18394331.	14530901.	15726948.
160	NA	33490384.	22665206.	19378217.	15146866.	16249956.
165	NA	35512454.	23938389.	20381128.	15782385.	16789388.
170	NA	37596742.	25260705.	21421081.	16437458.	17345783.
175	NA	39743248.	26602216.	22492079.	17112088.	17918601.
180	NA	41951971.	27982902.	23594119.	17806268.	18508823.
185	NA	NA	29422781.	24727203.	18520004.	19114048.
190	NA	NA	30891795.	25891360.	19253295.	19734677.
195	NA	NA	32400003.	27086301.	20008141.	20375909.
200	NA	NA	33947386.	28312715.	20778540.	21031745.
205	NA	NA	35633941.	29569973.	21570495.	21704184.

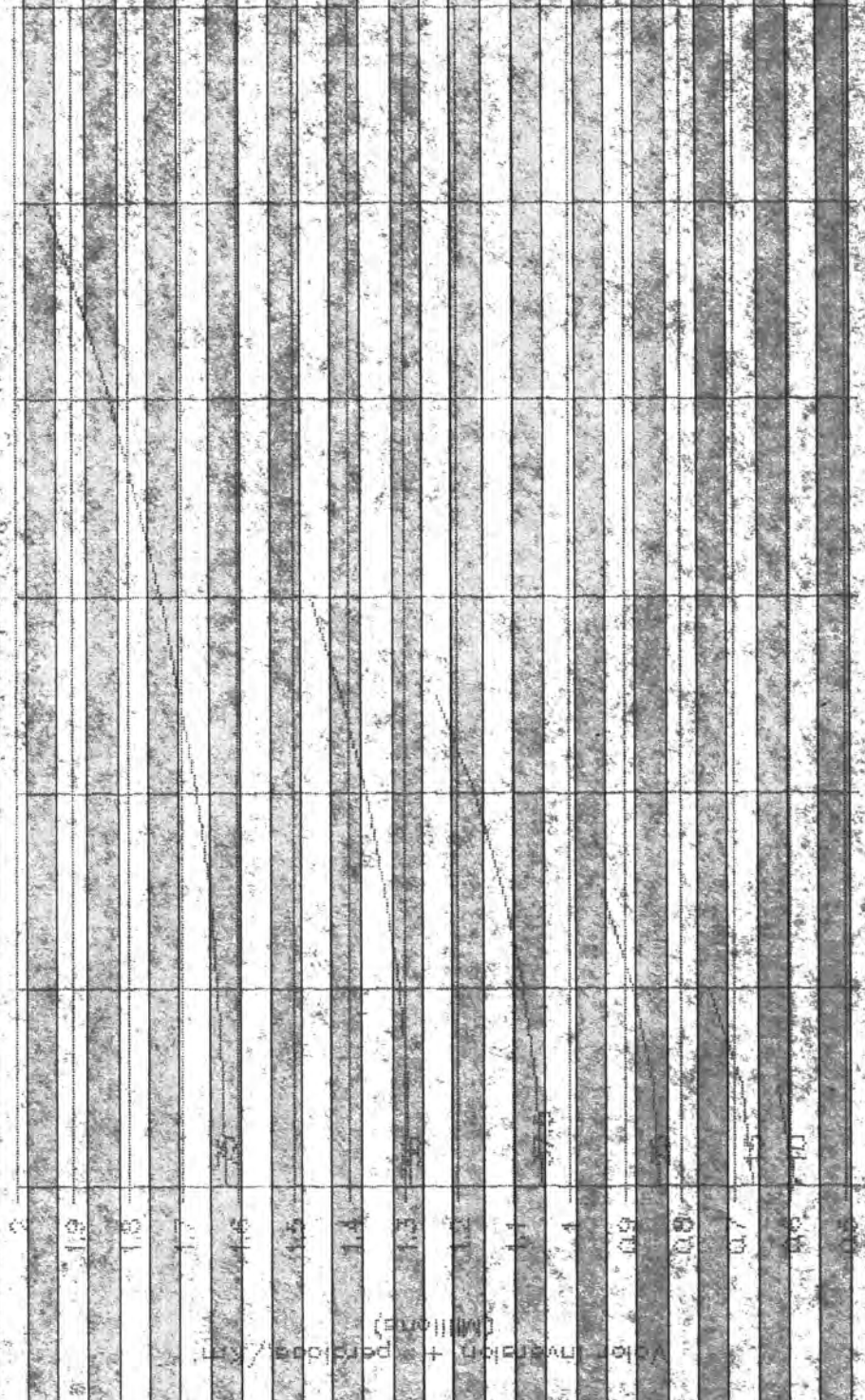
TABLAS MONOFASICAS

210	NA	NA	37159672	36858273	22382003	22393226
215	NA	NA	38824677	32177618	23213088	23098872
220	NA	NA	40828636	33328003	24063684	23821121
225	NA	NA	42271909	34909436	24933886	24559974
230	NA	NA	44034337	36321914	25823382	25310430
235	NA	NA	45873939	37765429	26732863	26087490
240	NA	NA	47736715	39239990	27661698	26876102
245	NA	NA	49636663	40745393	28610088	27681419
250	NA	NA	51576611	42282243	29578032	28503289



# Inversion of pendulous transfer function 878

(relative frequency)



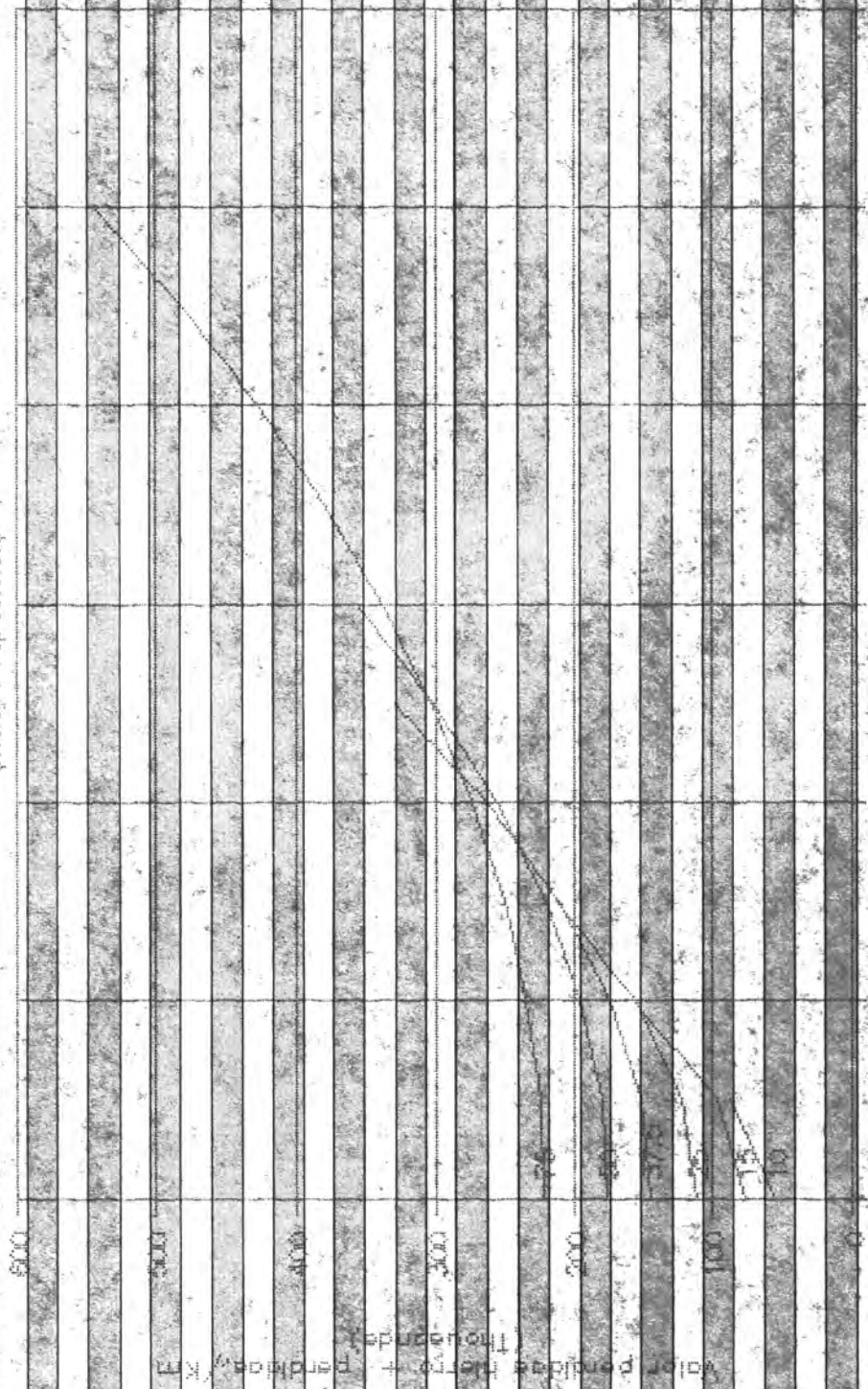
TABLAS MONOFASICAS

Análisis de sensibilidad para hallar la cargabilidad óptima de los transformadores monofasicos en base al costo total en vta. presente

"KVA"	10	15	25	37.5	50	75	100
0	592355.2	667450.2	837620.4	1051607.	1288619.	1624047.	
5	625402.2	687568.3	848780.1	1058770.	1293821.	1627278.	
10	NA	747914.6	883035.4	1081147.	1308627.	1636070.	
15	NA	NA	939794.2	1118062.	1333857.	1655124.	
20	NA	NA	NA	1169787.	1368651.	1675737.	
25	NA	NA	NA	1236266.	1413867.	1704816.	
30	NA	NA	NA	NA	1480691.	1740354.	
35	NA	NA	NA	NA	NA	1782353.	
40	NA	NA	NA	NA	NA	1830814.	
45	NA	NA	NA	NA	NA	1885732.	
50	NA	NA	NA	NA	NA	1947121.	
55	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
60	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
65	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
70	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
75	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
80	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
85	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
90	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
95	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
100	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
105	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
110	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
115	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
120	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
125	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
130	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
135	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
140	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
145	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
150	NA	NA	NA	NA	NA	NA	

# Valor perdidas transf leontec 818

(incluye reposición)



TABLAS MONOFASICAS

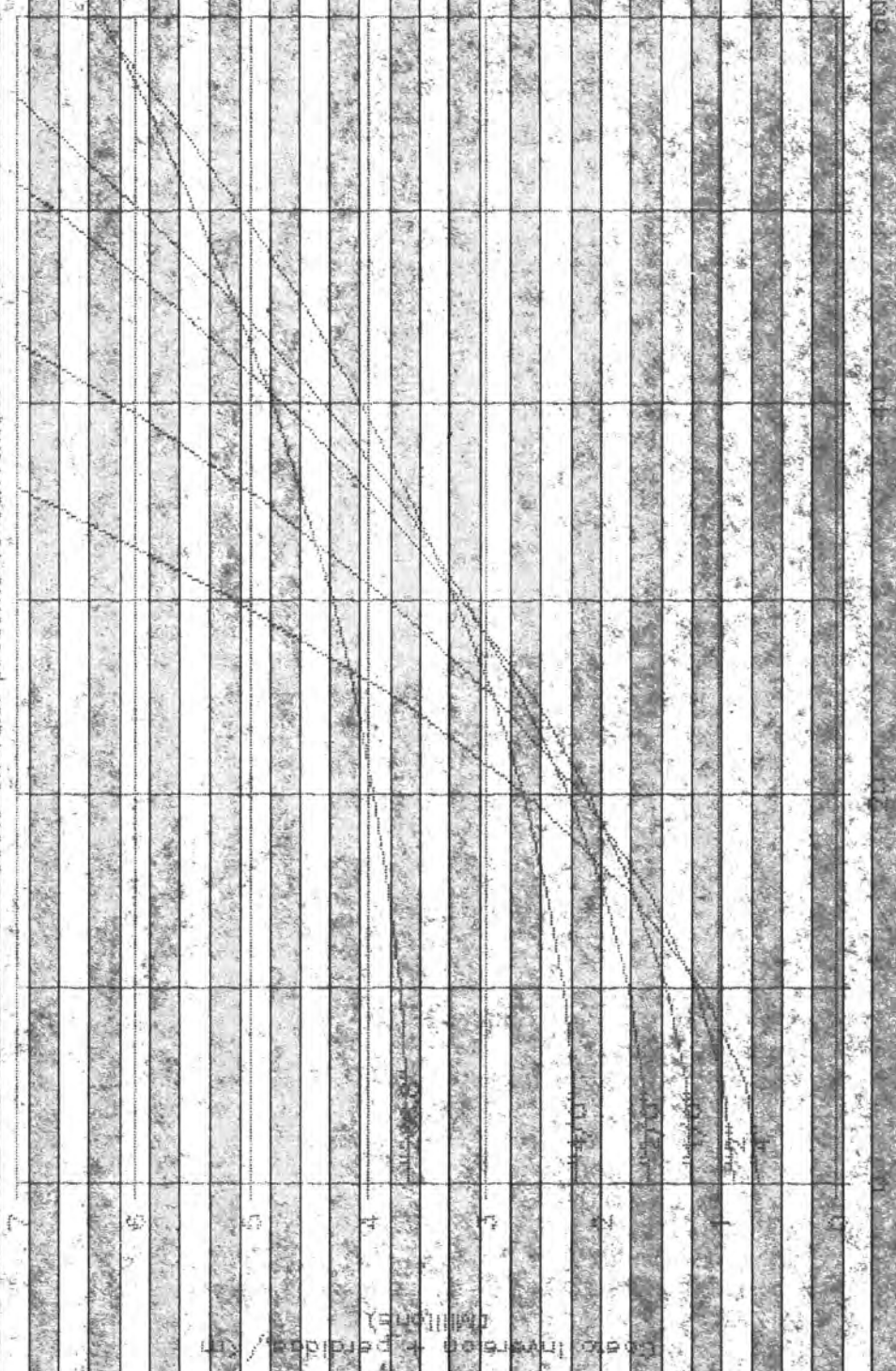
Análisis de sensibilidad para hallar la capacidad óptima de los transformadores monofásicos en base al costo perdidas en vr. presente

"KVA"	10	15	25	37.5	50	75	100
0	55539.24	37750.24	111138.4	144107.6	175527.5	221310.0	0
5	88548.23	97866.33	122550.1	151470.2	180531.3	224541.7	0
10	NA	150214.4	156105.4	173640.7	195537.5	234273.0	0
15	NA	NA	213304.2	210582.3	220347.0	250307.5	0
20	NA	NA	NA	262207.5	255561.7	273002.7	0
25	NA	NA	NA	320706.0	300579.0	302075.0	0
30	NA	NA	NA	NA	355601.0	337617.3	0
35	NA	NA	NA	NA	NA	379610.0	0
40	NA	NA	NA	NA	NA	420077.0	0
45	NA	NA	NA	NA	NA	463000.3	0
50	NA	NA	NA	NA	NA	504384.7	0
55	NA	NA	NA	NA	NA	NA	0
60	NA	NA	NA	NA	NA	NA	0
65	NA	NA	NA	NA	NA	NA	0
70	NA	NA	NA	NA	NA	NA	0
75	NA	NA	NA	NA	NA	NA	0
80	NA	NA	NA	NA	NA	NA	0
85	NA	NA	NA	NA	NA	NA	0
90	NA	NA	NA	NA	NA	NA	0
95	NA	NA	NA	NA	NA	NA	0
100	NA	NA	NA	NA	NA	NA	0
105	NA	NA	NA	NA	NA	NA	0
110	NA	NA	NA	NA	NA	NA	0
115	NA	NA	NA	NA	NA	NA	0
120	NA	NA	NA	NA	NA	NA	0
125	NA	NA	NA	NA	NA	NA	0
130	NA	NA	NA	NA	NA	NA	0
135	NA	NA	NA	NA	NA	NA	0
140	NA	NA	NA	NA	NA	NA	0
145	NA	NA	NA	NA	NA	NA	0
150	NA	NA	NA	NA	NA	NA	0

**ANEXO 9. GRAFICAS TRIFASICAS CON SUS TABLAS**

distribucion trifasica de tetrafilar acsr

Costo en valor presente vs corriente



Costo en valor presente vs corriente

TABLAS TRIFASICAS

GRAFICA ACSR DE COSTO EN VALOR PRESENTE vs CORRIENTE

Conductor optimo para un rango de corriente de 0-250 amps. fase/Km

"1"	"4"	"2"	"1/0"	"2/0"	"1/0"	"266.8"
52000	873000	1241000	1602000	2219000	3659000	
0	52000	873000	1241000	1602000	2219000	3659000
5	776864.5	955110.7	1295415.	1645484.	2247761.	3677230.
10	1151458.	1201443.	1458660.	1775939.	2336044.	3731921.
15	1775780.	1611996.	1730735.	1993363.	2477849.	3823073.
20	2649832.	2186772.	2111441.	2297757.	2679176.	3950688.
25	3773613.	2925768.	2601377.	2689120.	2938026.	4114760.
30	5147122.	3828987.	3194943.	3167493.	3254397.	4315294.
35	6770361.	4896427.	3907339.	3732756.	3628294.	4552290.
40	8643329.	6128088.	4723366.	4385028.	4059707.	4825744.
45	10766025	7523971.	5648622.	5124270.	4548645.	5133663.
50	13138432	9084075.	6682509.	5950482.	5095105.	5482041.
55	15766606	10808401	7825286.	6863663.	5699087.	5864800.
60	18632490	12696949	9076773.	7843814.	6360591.	6284179.
65	21754103	14749718	10437150	8950935.	7079618.	6739940.
70	25125446	16966708	11906358	10125025	7856166.	7232161.
75	28746517	19547920	13484396	11386085	8690237.	7760843.
80	32617317	21893354	15171264	12734114	9581829.	8325986.
85	36737846	24603009	16966962	14169114	10530944	8927590.
90	41108104	27476885	18871490	15691082	11537361	9583654.
95	45728091	30514983	20884848	17300021	12601740	10240180.
100	50597808	33717303	23007037	18995929	13723421	10951166.
105	55717253	37083844	25238056	20778807	14902624	11698613.
110	61086427	40614607	27677905	22648654	16139350	12482521.
115	NA	44309591	30026584	24605471	17433597	13302890.
120	NA	48168797	32584094	26649258	18785367	14159719.
125	NA	52192224	35250433	28780014	20194658	15053010.
130	NA	56379873	38025603	30997740	21661472	15982761.
135	NA	60731743	40909603	33302436	23185808	16948973.
140	NA	65247835	43902433	35694101	24767666	17951646.
145	NA	NA	47004094	38172736	26407046	18990779.
150	NA	NA	50214584	40738341	28103948	20066374.
155	NA	NA	53533905	43390915	29858372	21178429.
160	NA	NA	56982055	46130459	31670319	22326946.
165	NA	NA	60499037	48956973	33539787	23511923.
170	NA	NA	64144848	51870456	35466778	24733361.
175	NA	NA	67899490	54870909	37451291	25991259.
180	NA	NA	71762962	57958531	39493326	27285619.
185	NA	NA	NA	61132723	41592883	28616439.
190	NA	NA	NA	64394088	43749962	29983720.
195	NA	NA	NA	67742416	45964563	31387462.
200	NA	NA	NA	71177717	48286686	32827665.
205	NA	NA	NA	74699988	50666331	34304329.

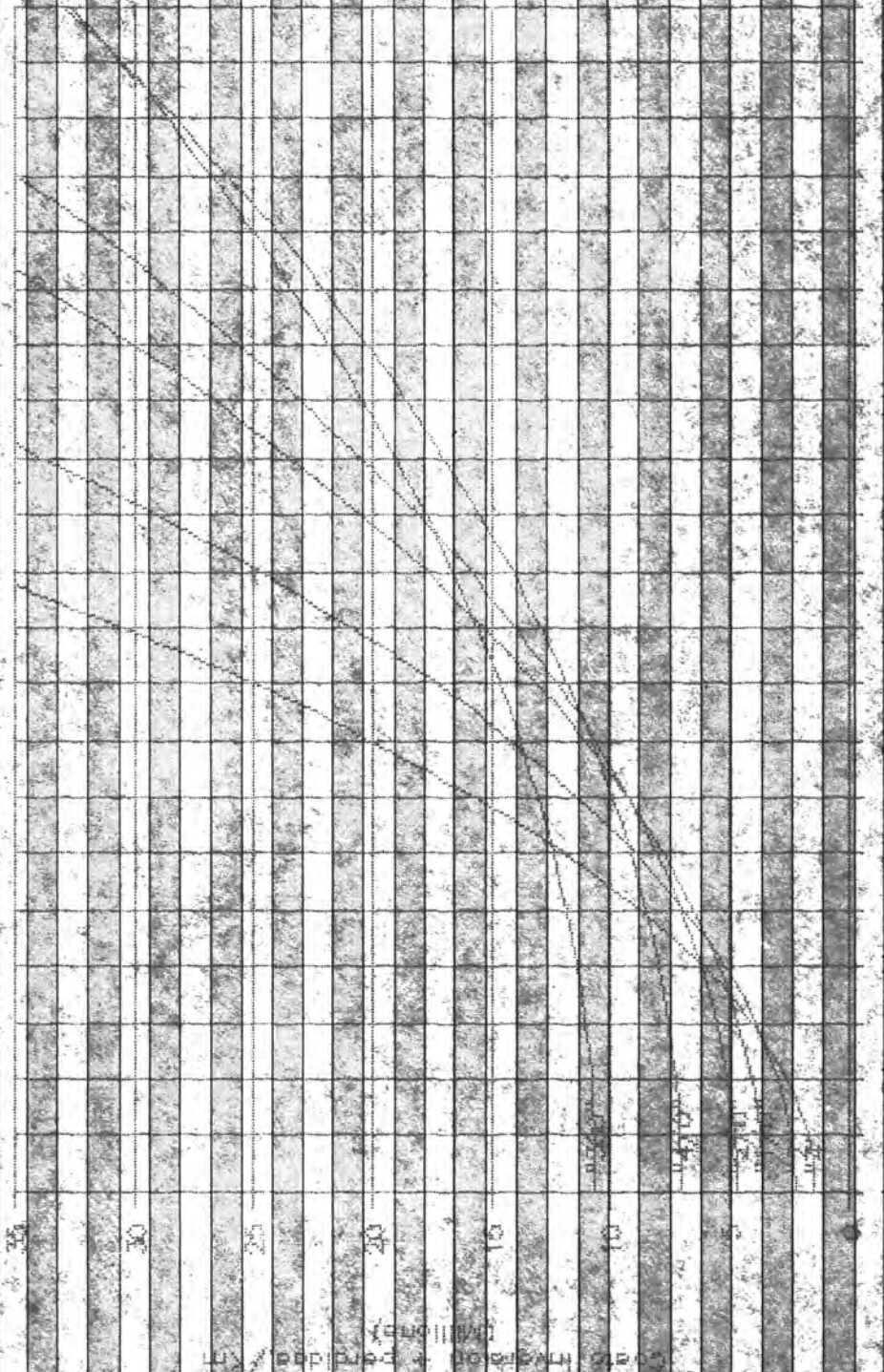
TABLAS TRIFÁSICAS

210	NA	NA	NA	78309229	52953499	35817454
215	NA	NA	NA	82005439	55398189	37367039
220	NA	NA	NA	57900400	38953086	
225	NA	NA	NA	60460134	40575592	
230	NA	NA	NA	63077390	42271560	
235	NA	NA	NA	65752168	43929989	
240	NA	NA	NA	68484468	45681878	
245	NA	NA	NA	71274280	47430229	
250	NA	NA	NA	74121835	49235040	



distribucion trifasica tetrafilar cobre

Costa en voltios por metro de conductor



Costa en voltios por metro de conductor

TABLAS TRIFASICAS

GRAFICA SOBRE DE COSTO EN VALOR PRESENTE vs CORRIENTE

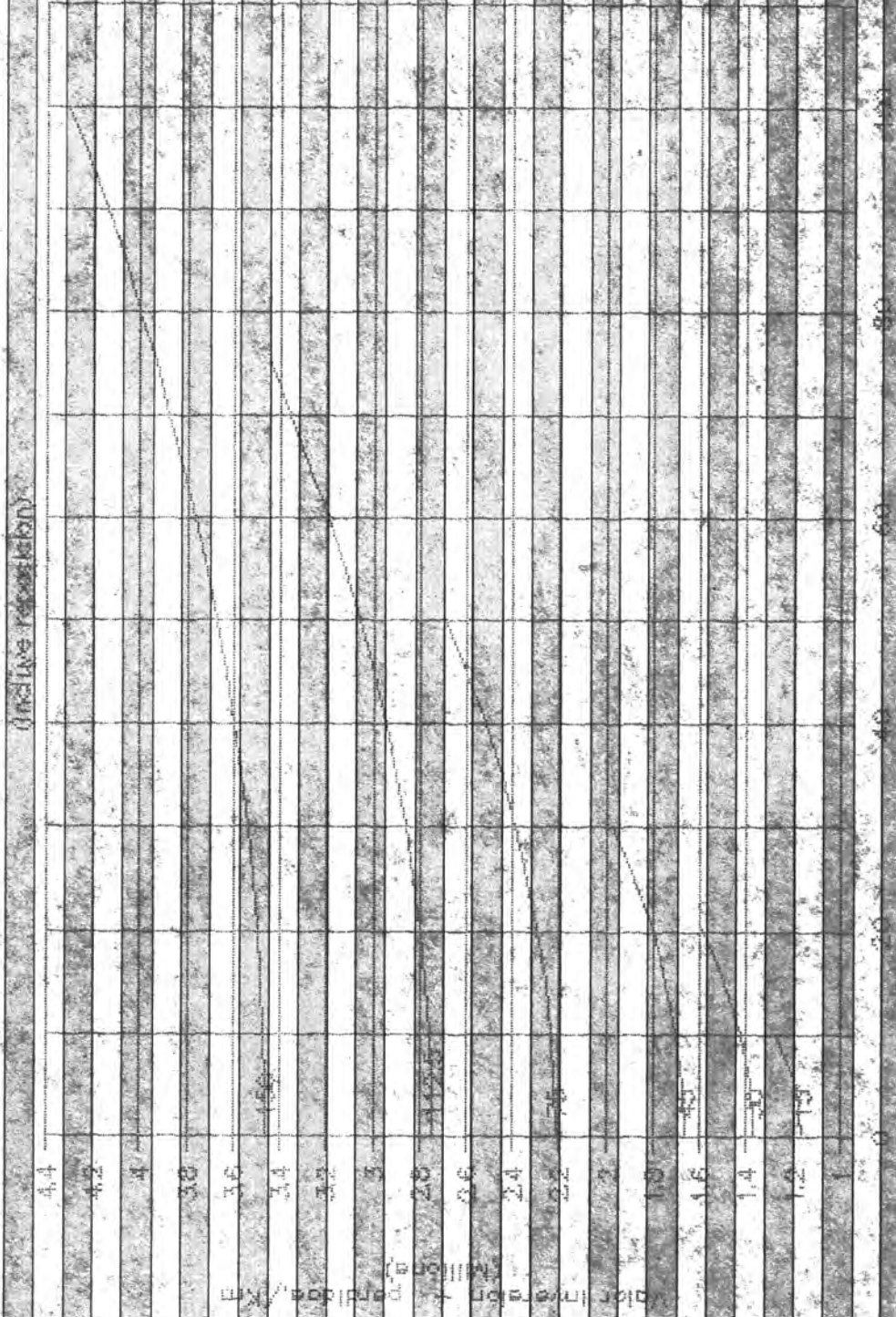
Conductor optimo para un rango de corriente de 0-250 amps.fase/Km

"1"	"2"	"3"	"4"	"5"	"6"	"7"
1455000	2251000	3604000	4719000	7082000	10650000	
0	1455000	2251000	3604000	4719000	7082000	10650000
5	1527754	2297663	3633380	4742282	7096665	10662452
10	1746816	2437652	3721522	4812130	7140663	10679810
15	2109786	2670968	3868426	4928542	7213992	10762073
20	2619064	2997610	4074090	5091520	7316653	10849241
25	3273851	3417579	4338516	5301063	7448645	10961314
30	4074145	3930873	4661704	5557171	7609869	11098292
35	5019948	4537494	5043653	5859844	7800625	11260176
40	6141259	5237442	5484363	6209002	8020612	11446964
45	7348078	6030716	5983834	6604886	8269931	11658658
50	8730405	6917316	6542067	7047254	8548581	11895257
55	10258240	7897242	7159061	7536188	8856564	12156761
60	11931583	8970495	7834817	8071686	9193878	12443170
65	13750435	10137074	8569333	8653750	9560523	12754484
70	15714794	11398979	9362612	9282378	9956500	13090704
75	17824662	12750211	10214651	9957572	10381809	13451829
80	20080038	14196769	11125452	10679331	10836449	13837858
85	22480921	15736653	12095014	11447655	11320421	14248793
90	25027313	17369864	13123338	12262544	11833725	14684633
95	27719213	19096401	14210423	13123999	12376360	15145379
100	30556622	20916264	15356269	14032018	12948327	15631029
105	33539538	22829453	16560877	14985602	13549626	16141584
110	36667962	24835989	17824246	15987252	14180266	16677045
115	39941895	26935812	19146376	17035466	14840218	17237411
120	43361333	29128980	20527268	18129746	15529512	17822682
125	46926284	31415475	21966921	19270591	16248137	18432858
130	50638741	33795296	23465335	20458008	16996094	19067939
135	54492706	36268444	25022511	21691975	17773382	19727926
140	NA	38834918	26638448	22972513	18580002	20412817
145	NA	41494718	28313146	24299621	19415954	21122614
150	NA	44247844	30046606	25673291	20281237	21867316
155	NA	47094297	31838827	27093526	21175852	22616923
160	NA	50034076	33689810	28560326	22099799	23401435
165	NA	53067182	35599553	30073692	23053077	24210852
170	NA	56193614	37568058	31633622	24035687	25045175
175	NA	59413372	39595325	33240118	25047629	25904402
180	NA	62726456	41681353	34893179	26088902	26788585
185	NA	NA	43826142	36592805	27159507	27697573
190	NA	NA	46029693	38338996	28259443	28651516
195	NA	NA	48292004	40131782	29388711	29590364
200	NA	NA	50613078	41971073	30547311	30574117
205	NA	NA	52992912	43856959	31735242	31582776

TABLAS TRIFASICAS

210	NA	NA	55431508	45789410	32952505	32816339
215	NA	NA	57928865	47768427	34199100	33674808
220	NA	NA	60484984	49794008	35475028	34758182
225	NA	NA	63099864	51866155	36780284	35866461
230	NA	NA	65773505	53984866	38114874	36999645
235	NA	NA	68505908	56150143	39478795	38157735
240	NA	NA	71297072	58361985	40872048	39340729
245	NA	NA	74146997	60620392	42294632	40548629
250	NA	NA	76925364	62925364	43746548	41781433

Inversión + pérdidas transferidas B-18



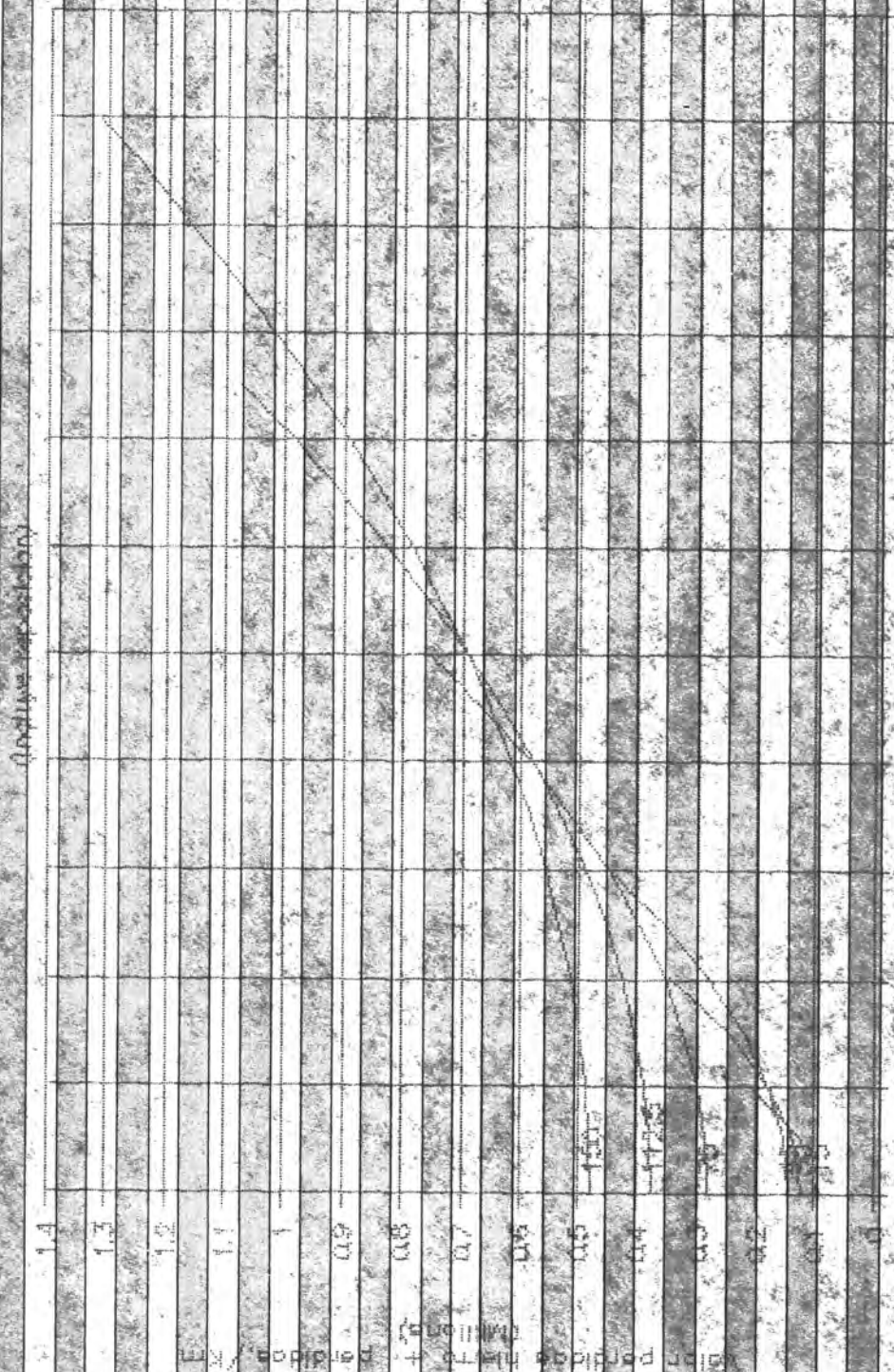
Cargas fijas (Kilogramos)

TABLAS TRIFASICAS

Análisis de sensibilidad para hallar la cargabilidad óptima de los transformadores trifásicos en base al costo total en vr. presente

"KVA"	15	30	45	75	112.5	150	225
0	1182384.	1338585.	1669098.	2219744.	2749177.	3464667.	
5	1191906.	1382571.	1677504.	2224449.	2752285.	3466787.	
10	1280470.	1424527.	1762723.	2238566.	2761807.	3473067.	
15	NA	1494454.	1744756.	2262095.	2777145.	3483567.	
20	NA	1592352.	1803601.	2295034.	2798978.	3498267.	
25	NA	NA	1879259.	2337585.	2826865.	3517168.	
30	NA	NA	1971731.	2389147.	2861048.	3540268.	
35	NA	NA	NA	2450320.	2901446.	3567569.	
40	NA	NA	NA	2520905.	2948059.	3599070.	
45	NA	NA	NA	2600901.	3000887.	3634771.	
50	NA	NA	NA	2690308.	3059929.	3674672.	
55	NA	NA	NA	NA	3125187.	3718773.	
60	NA	NA	NA	NA	3196660.	3767074.	
65	NA	NA	NA	NA	3274348.	3819575.	
70	NA	NA	NA	NA	3358252.	3876276.	
75	NA	NA	NA	NA	3448370.	3937178.	
80	NA	NA	NA	NA	NA	4002279.	
85	NA	NA	NA	NA	NA	4071581.	
90	NA	NA	NA	NA	NA	4145082.	
95	NA	NA	NA	NA	NA	4222784.	
100	NA	NA	NA	NA	NA	4304686.	
105	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
110	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
115	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
120	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
125	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
130	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
135	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
140	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
145	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
150	NA	NA	NA	NA	NA	NA	

Water perdidas transfer boante 818



TABLAS TRIFASICAS

Análisis de sensibilidad para hallar la cargabilidad optima de los transformadores trifasicos en base al costo perdidas en vr. presente

"KVA"	15	30	45	75	112.5	150	225
0	93734.64	122395.7	146918.0	281104.3	377797.7	480867.2	
5	123256.0	136381.4	155324.4	285809.9	380905.2	482907.2	
10	211820.1	178337.6	180543.9	297926.8	390227.8	489207.4	
15	NA	249264.7	222576.2	323455.0	405765.4	499707.6	
20	NA	344162.7	281421.5	336394.5	427518.0	514407.9	
25	NA	NA	357079.8	398745.2	455485.7	533308.4	
30	NA	NA	449351.1	430507.3	487669.5	556408.9	
35	NA	NA	NA	511680.6	530066.5	583709.5	
40	NA	NA	NA	582265.2	576679.1	616210.3	
45	NA	NA	NA	662261.0	629507.0	650911.1	
50	NA	NA	NA	751860.7	688549.4	690812.0	
55	NA	NA	NA	NA	755807.8	734913.0	
60	NA	NA	NA	NA	823280.8	783214.2	
65	NA	NA	NA	NA	902968.9	835715.4	
70	NA	NA	NA	NA	986672.0	892416.7	
75	NA	NA	NA	NA	1076990.0	953318.1	
80	NA	NA	NA	NA	NA	1018419.0	
85	NA	NA	NA	NA	NA	1087721.0	
90	NA	NA	NA	NA	NA	1161222.0	
95	NA	NA	NA	NA	NA	1238924.0	
100	NA	NA	NA	NA	NA	1320826.0	
105	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
110	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
115	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
120	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
125	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
130	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
135	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
140	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
145	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
150	NA	NA	NA	NA	NA	NA	

**ANEXO 10. MACROS UTILIZADOS EN EL PROGRAMA**



MACROS DEL PROGRAMA

EVP

I: 15 Calcula el factor para el valor presente(3)  
R: 24.30603 /wgr\*(gato/pl)/rnr/rnci\*o1  
S: 13.52055 /rnci\*q2/dfi\*0\*\*\*/rncr\*q3  
T: 4.967639 /dfr\*0\*\*\*/rncs\*q4/dfs\*0\*\*\*/rnci\*q5/dfc\*0\*\*\*  
U: 2.006346 /rncu\*q6/dfu\*0\*\*\*/rncv\*q7/dfv\*0\*\*\*  
V: 7.308683 /rnci\*q9/dfi\*0\*\*\*/rncw\*q10/dfw\*0\*\*\*  
W: 6.211876 /rnciclo\*r9  
L: 12.43553 /dfi\*+i+1\*\*\*/dfr\*+r+(1+ff\$11)  
M: 38.60484 /dfs\*+s+(1+ff\$11)^(2#i)/(1+ff\$12)^1\*\*\*/dff\*+t+  
K: 26.16930 /1/(1+ff\$12)^1\*\*\*  
/dfv\*+v+(1+ff\$11)^(2#i)/(1+ff\$12)^1\*\*\*  
/dfi\*+i+1+1+  
ff\$11)^(2#i)\*\*\*/dfm\*+m+(1+ff\$11)^(2#i)\*\*\*  
/xii)=ff\$10/2\*/rnc\8\*r18\*/xg\8  
/xgciclo\*  
/dfi\*+ff\$10/2\*\*\*/rncw\*q8/dfw\*0\*\*\*/rnck\*q11\*  
/dfi\*0\*\*\*  
/dfi\*+i+1\*\*\*/dfr\*+r+(1  
+ff\$11)^1\*\*\*/dfs\*+s+(1+ff\$11)  
^(2#i)/(1+ff\$12)^1\*\*\*/dfu\*+u+1/(1+ff\$12  
)^1\*\*\*/dfw\*+w+(1+ff\$11)^(2#i)/(1+ff\$12)^1\*\*\*  
/dfm\*+m+(1+ff\$11)^(2#i)\*\*\*/dff\*+k+(1+ff\$11)  
^(2#i)\*\*\*  
/xii)=ff\$10\*/xg\8\*  
/xgr20\*

GRAFICAS

Conductores y transf. optimos

/xmaal\*

TABLAS

Acsr, cobre, transf. monof. y trif, precios materiales y mano de obra

/xmaf1\*

USUARIOS

Calcula # usuarios max. por kva max. de transf. optimo

(gato/c72\*0\*(cup)/(cup))up)

/rnctra\*(bs)\*\*(down)/rnckva\*(bs)\*\*(down)+kva/tra\*100(edit)(calc)\*\*(down)

/rncusu\*(bs)\*\*

/xitra)=i69\*re\*/rndtra\*/rndkva\*/rndusu\*/xgu13\*

/dfusu\*+usu\*1\*300\*

/dfusu\*+usu\*1\*1\*300\*

/xi+ff\$8\*usu/ehipokup(usu,fbaf1,sgt\$2,1)(kva\*/xgu8\*

+usu(edit)(calc)\*(right)+usu(edit)(calc)\*

MACROS DEL PROGRAMA

```

/rndtra*/rndkva*/rndusu*(up)(up)(up)/xgu4*
(goto)c64*0*(up)(up)(up)1*
/rncamp*(bs)*(down)(down)(down)/rncnum*(bs)*
/xiamp=i61*/re*/rndamp*/rndnum*/xgu*
/dfnum*+num*1*300*
/dfnum*+num*1*300*
/xi+num*#f8/(@hlookup(num,baf.gt2,1)*#f9)*#f26(amp*/xgu17*
+num(edit)/cale)*(right)+num(edit)/cale)*
(up)(up)(up)/rndamp*/rndnum*/xgu14*

```

CARBSEC

```

Calcula corriente inicial por tranos
(goto)d93*/re(right)(right)(right)(right)(right)(right)(right)(pgdn)
(pgdn)(pgdn)(pgdn)(pgdn)*(left)(down)/rnclo*(bs)/xi1o=0*/xg
/rndlo*(up)(end)(down)(right)0*(right)(right)0*(left)(left)
(left)(end)(up)(down)(down)(right)*#f8*
(left)(abs)(abs)(abs)/(@hlookup((left)(abs)(abs)(abs),%baf1,%gt2,1)*
#f9)*#f26*(right)@hlookup((left)(abs)(abs)(abs),%c61,%h63,1)*
/c(left)*.(left)(end)(down)*/rv(left)(end)(down)*.(left)(end)(down)*/xg*

```

SECUNDARIO

```

Calcula perd(kw), costo perd, costo tot, %perd y %reg
(goto)d93*(end)(down)(right)(right)0*(goto)f93*(right)/re(right)(right)
(right)(right)(right)(pgdn)(pgdn)(pgdn)(pgdn)(pgdn)(pgdn)(pgdn)(left)
@hlookup((left)(abs)(abs)(abs),%c62,%h63,1)*(right)+0.001*#f23*
(left)(left)(left)(abs)(abs)(abs)*2*#f7*2*@hlookup((left)(left)(abs)
(abs)(abs),%c36,%i42,4)/1.6093*(left)(end)(left)(right)(abs)(abs)(abs)
*#a8/60*(0.15*#f6+0.85*#f6^2)*
/rnccon*(bs)*/xicon=0*/rndcon*/xg*
/rndcon*(right)+@left)(end)(left)
(right)*0.001*#f23*(left)(left)(left)(left)(abs)(abs)(abs)*2
*@hlookup((left)(left)(left)(abs)(abs)(abs),%c36,%i42,4)/1.6093(
#f7^2*#g2*#f60*#g3*(0.15*#f6+0.85*#f6^2))*#s*(right)+(left)(end)
(left)(right)(abs)(abs)(abs)*#f23*@hlookup((left)(left)(left)(left)
(abs)(abs)(abs),%c36,%i42,6)+@hlookup((left)(left)(left)(abs)(abs)
(abs),%c36,%i42,6)/1.000+0.001*#f23*(left)(left)(left)(left)(left)
(abs)(abs)(abs)*2*@hlookup((left)(left)(left)(left)(abs)(abs)(abs),%c36
,%i42,4)/1.6093*#f6*2*#f7*2*#f60*#g3*(0.15*#f6+0.85*#f6^2)*#s)*
(right)(right)*#f23*#f26*(left)(left)(left)(left)(left)(left)
(left)(abs)(abs)(abs)/(@hlookup((left)(left)(left)(left)(left)
(abs)(abs)(abs),%c36,%i42,4))*#f13+@hlookup((left)(left)(left)(left)
(left)(left)(abs)(abs)(abs),%c36,%i42,7))*sin(@acos(4/13)))*
(left)(left)(end)(left)(right)(abs)(abs)(abs)/(#f9*10*1.6093)*

```

MACROS DEL PROGRAMA

```

/c(left)(left)(left)(left)(left)*
(left)(left)(left)(left)(left)(end)(down)*
/rv(left)(left)(left)(left)(left)(end)(down)*
.(left)(left)(left)(left)(left)(end)(down)*(end)(down)
(down)/re(end)(left)(pgdn)(pgdn)(pgdn)*
(left)-~/c(bs)*.(left)(left)(left)*left)(left)(left)
(left)(down) TOTAL: (right)@sum((up)(up).(up)(end)
(up)(down)(down)(down))/rncpes*(bs)*(right)@sum((up)(up).(up)(end)
(up)(down)(down)(down))*(right)@sum((up)(up).(up)(end)
(up)(down)(down)(down))*(right)+pes/($f$8*$f$76/$f$77/
@hlookup($f$76,$ba$1,$gt$2,1)+$f$13/100/18760*(0.15*$f$6+.85*$f$6^2)
/$f$6^2)/rncpes*/rv(left)(left)(left)*.(left)(left)(left)*?xg\m*

```

TOTAL

```

Calcula perdidas(kwh), Costos($) y % de transfs. y secundario
(goto)c94*/rnclo*(bs)*xilo=0*/xq*
/andlo*(up)(end)(down)(down)(down)(end)(right)(right)/rncpes*(bs)*
(right)/rncpps*(bs)*(right)/rnccts*(bs)*(right)/rncps*(bs)*(end)(left)
(left)(left)(left)(down)(down)(end)(left)/re
(right)(right)(right)(right)(right)(right)(right)(right)(right)
(pgdn)(pgdn)*?
/c*(right)(right)(right)(right)(right)(right)(right)(right)(right)
(right)*(down)(down) TABLA DE PERDIDAS Y COSTOS DEL CIRCUITO*(down)
(down) PERD: Perdidas de energia Kwh*(down) CPERD: Costo($) per
didas de potencia y energia en vr. presente*(down)
%Perd: Porcentaje de pérdidas de energia (kwh)*(down) CTQT: Costo($)
Inversion + perdidas(CPERD) en vr presente*(down)(down)(right)(right)
(right)*PERD(kwh)*(right)(right)*CPERD($)*(right)(right)*%*(right)
(right)*CTOTAL($)*(down)-~/c*(end)(left)(right)(right)(right)*(down)
(down)(end)(left) 1er transformador*(down) 2do transformador*(down)
(down) Tramo secundario*(down)(down)
(down) T O T A L :*(end)(up)(end)(up)
(up)(right)(right)(right)$f$77*$f$10/2*@hlookup($f$78,
$b$53,$h$57,1)+@hlookup($f$78,$b$53,$h$57,2)*($f$8*$f$76/(@hlookup
($f$76,$ba$1,$gt$2,1)+$f$78))^2*$1)*8760*(0.15*$f$6+0.85*$f$6^2)
(right)(right)*$f$77*(@hlookup($f$78,
$b$53,$h$57,1)*($gt$2*$gt$18760)+@hlookup($f$78,$b$53,$h$57,2)*
($gt$2*$f$7^2+$gt$3*(0.15*$f$6+0.85*$f$6^2)*8760)*($f$8*$f$76/
@hlookup($f$76,$ba$1,$gt$2,1)+$f$78))^2*$w)*(right)(right)*(left)
(left)(left)(left)/($f$77*$f$8*$f$76/@hlookup($f$76,$ba$1,$gt$2,1)
+$f$13/100/18760*(0.15*$f$6+0.85*$f$6^2))
(left)(left)(left)(left)(down)$f$77*(($f$10/2*@hlookup
(@hlookup($f$78,$b$53,$h$57,4),$b$53,$h$57,1)+@hlookup(@hlookup($f$78,
$b$53,$h$57,4),$b$53,$h$57,2))*($f$8*$f$76/(@hlookup($f$76,$ba$1,$gt$2,1)
+$f$13/100/18760*(0.15*$f$6+0.85*$f$6^2))
(right)(right)

```



MACROS DEL PROGRAMA

```

@hlookup(@hlookup($f$78,$b$53,$h$57,4),$b$53,$h$57,1)+($g$2+$g$3
8760)*u(edit)(ca)c)+@hlookup(@hlookup($f$78,$b$53,$h$57,4),$b$53
,$h$57,2)*($g$2+$g$3)*($g$3*(0.15*$f$6+0.85*$f$6^2))*8760)*($f$8+$f$76
/(@hlookup($f$76,$ba$1,$g$2,1)*@hlookup($f$78,$b$53,$h$57,4))^2*
u(edit)(ca)c)*($f$77)^right)^right)^left)^left)^left)
(left)/($f$77*$f$8+$f$76/@hlookup($f$76,$ba$1,$g$2,1))*($f$13)
*100/(8760*(0.15*$f$6+0.85*$f$6^2))^
(right)^right)^$f$77*(@hlookup($f$78,$b$53,$h$57,3)*
@hlookup(@hlookup($f$78,$b$53,$h$57,4),$b$53,$h$57,3))+left)^left)
left)^left)^up)^left)^left)^left)^left)^down)^down)^tets)^left)
left)^ps)^left)^left)^ps)^left)^left)^ps)^down)^down)^/c)^right)
right)^right)^right)^right)^right)^/rndpes)^/rndaps)^/rndcts)^/rndps)
down)^suot)^end)^up)^up)^end)^up)^end)^up)^up)^/c)^right)^right)^/c)
right)^right)^right)^right)^/c)^right)^right)^right)^right)^right)
right)^/c)^right)^right)^right)^right)^right)^right)^up)^up)^up)
up)^up)^up)^/c)^right)^right)^right)^right)^right)^right)^up)^up)
up)^up)^up)^up)
down)^/c)^right)^right)^right)^right)^right)^right)^
down)^down)^end)^left)^**FIN DEL PROGRAMA**
down)^down)^/c)^right)^right)^right)^right)^right)
right)^right)^right)^right)^right)^/c)

```

IMPRESIONES

```

Impresiones varias
/raas!

```

BRAACSR

```

Grafica ACsr de costo en valor presente vs corriente(0-150amps)
(goto)a33*/fecnal.ill"acsr"
(goto)bg22*/rel)^right)^right)^right)^right)^right)^right)^right)
/pgdn)^pgdn)^pgdn)^up)^up)^up)^up)^up)^up)
right)^GRAFICA ACsr DE COSTO EN VALOR PRESENTE vs CORRIENTE"
down)^Conductor optimo para un rango de corriente de 0-250 amps.fase/Ka
down)^1)^right)^4)^right)^2)^right)^1/0)^right)^2/0)^right)
4/0)^right)^266.8"^(end)^left)^down)^down)^/dfbh26.bh76*0*5*250
up)^right)^($f$23+$f$42+$f$42)/1000+$f$23*(0.001*$f$1+$f$1*(left)^abs)^s
(abs),@na,(left)^abs)^abs)^abs)^2)*($f$40/1.6093)*($g$2+$f$7^2+8760*$g$3
*(0.15*$f$6+0.85*$f$6^2))*$f$7/c)^right)^right)^right)^right)^right)
left)^dt)^bs)^right)^right)^right)^right)^right)^right)^end)^left)
left)^down)^end)^down)^bs)^right)^/r)^end)^right)^end)^right)^left)
down)^/grgt)^x)^bs).end)^down)^q)^up)^up)^right)^/goda)^rqqq)^down)^down)^/ga.
end)^down)^q)^up)^up)^right)^/goda)^rqqq)^down)^down)^/ga.end)^down)^q)^up)
up)^right)^/goda)^rqqq)^down)^down)^/gc.end)^down)^q)^up)^up)^right)^/goda)^r
qqq)^down)^down)^/ga.end)^down)^q)^up)^up)^right)^/goda)^rqqq)^down)^down)^/ga.
end)^down)^q)^up)^up)^right)^/goda)^rqqq)^down)^down)^/gf.end)^down)

```

MACROS DEL PROGRAMA

ot+distribucion (?) "tsCosto en valor presente vs corriente"txCorriente p  
ico inicial/fase, amperios"tyCosto inversion + perdidas,/Km"fglqgbsymiyq  
syasxagqnrnc(?) "nu"s(?) "rqg(esc)/xq"

GRACOBRE

Grafica Cobre de costo en valor presente vs corriente(0-150amps)  
(goto)pg7/ictnal.11"cobre"  
(goto)bg79"/re(right)(right)(right)(right)(right)(right)(right)(right)  
(pgdn)(pgdn)(pgdn)  
(right)"GRAFICA COBRE DE COSTO EN VALOR PRESENTE vs CORRIENTE"(down)  
"Conductor optico para un rango de corriente de 0-250 amps.fase/Km"  
(down)"1"(right)"4"(right)"2"(right)"1/0"(right)"2/0"(right)  
"4/0"(right)"300"(end)(left)(down)(down)/dfbh82.bh132"0"5-250  
\*(up)(right)+(\$f234d42+c\$42)\*1000+\$f923\*(0.001)\*if(d\$41<=(left)(abs)(a  
(abs).@na,(left)(abs)(abs)(abs)^2\*(D\$40/1.8093)\*(\$g246\$57^2+8760)\*g\$3  
\*(0.15\*\$f\$6+0.85\*\$f\$6^2)))\*\$s"/c".(right)(right)(right)(right)(right)  
\*(left)/df(bs)(right)(right)(right)(right)(right)(right)(end)(left)  
(left)(down)(end)(down)"(bs)"(right)/rv(end)(right)".(end)(right)"(left)  
(down)/grgtxx(bs).(end)(down)"q(up)(up)(right)/goda"rqq(down)(down)/ga.  
(end)(down)"q(up)(up)(right)/godb"rqqq(down)(down)/gb.(end)(down)"q(up)  
(up)(right)/gode"rqqq(down)(down)/gc.(end)(down)"q(up)(up)(right)/gode"r  
qqq(down)(down)/gd.(end)(down)"q(up)(up)(right)/gode"rqqq(down)(down)/ge  
(end)(down)"q(up)(up)(right)/godf"rqqq(down)(down)/gf.(end)(down)  
ot+distribucion (?) "tsCosto en valor presente vs corriente"txCorriente p  
ico inicial/fase, amperios"tyCosto inversion + perdidas,/Km"fglqgbsymiyq  
syasxagqnrnc(?) "nu"s(?) "rqg(esc)/xq"

DARGAPERD

Grafica de Perdidas vs carga pico, Kva(ano 1), transf. non o trif.  
(goto)bx21"/rebx22.cf60"(down)(right)"Análisis de sensibilidad para ha  
llar la cargabilidad optima de los (down) transformadores (?) en ba  
se al costo perdidas en vr. presente"(down)(down)"KVA"(right)+b53"  
(right)+e53"(right)+e53"(right)+e53"(right)+e53"  
(right)+g53"(right)+h53"(end)  
(left)(down)/df(bs).(end)(down)"0"5-150"(end)(down)(right)(right)(right)  
(right)(right)(right)30"(end)(left)(end)(up)(down)(right)+(\$f42+\$  
g\$3\*8760)\*(\$f54\*(1+\$f\$4)\*\$y)+(\$g\$2\*\$f\$7^2+\$g\$3\*10.15\*\$f\$4+0.85\*\$  
\$6^2)+8760)\*(\$b\$55\*(1+\$f\$11)^(\$f\$10/2)>bz\$25,@na,\$by26/bz\$25  
)^2\*\$y+\$e55\*(by26/ca\$25)^2\*\$x)"(left)(end)(down)  
(right)(right)(right)30"(end)(left)(end)(up)(down)(right)/c".(right)  
(right)(right)(right)(right)(end)(down)/rv(end)(right)(end)(down)  
(end)(right)(end)(down)"(left)/grgtxx(bs).(end)(down)"q(up)(right)/goda"

MACROS DEL PROGRAMA

```

rqqq(down)/ga.(end)(down)*q(up)(right)/godb*rqqq(down)/gb.(end)(down)*
q(up)(right)/godc*rqqq(down)/gc.(end)(down)*q(up)(right)/godd*rqqq(down)
/gd.(end)(down)*q(up)(right)/gode*rqqq(down)/ge.(end)(down)*q(up)(right)
/godf*rqqq(down)/gf.(end)(down)*otfValor perdidas transf Icontec 818*ts
(Incluye reposicion)*(Carga pico, Kvatano 1)*tValor perdidas hierro +
perdidas,/Km*fglqgbsymiyqsyagsxaqqnrc(?)*nu*s(?)*rqq(esc)/xq*

```

CARGATOT

```

Grafica vr. inversion + perdidas vs carga pico, kvatano 1/, Transf.
(goto)bo22*/rebo22.bx60*
(right) Analisis de sensibilidad
para hallar la cargabilidad optima de lds *(down) transformadores (??)
en base al costo total en vr. presente *(down)(down)*"KVA"(right)+b53*
(right)+c33*(right)+d53*(right)+e53*(right)+f53*
(right)+g53*(right)*h53*(end)
(left)(down)/df(bs).(end)(down)*0*5*150*(end)(down)(right)(right)(right)
(right)(right)(right)0*(end)(left)(end)(up)(down)(right)+b56+c56+11
$g2+$g348760)*(b55+$t+c5416u)+($g216f*7*2+$g310.15**f$4+0.85**f
$6*2)*8760)*(b55*(b1f$6p26*(t+$t11)*($f10/2)*bq25,Ena,$bp26/bq25
))**2($v+c55*(($6p26/br25)^2*$w))^c*(right)
(right)(right)(right)(right)(end)(down)*/rx(end)(right)(end)(down)
(end)(right)(end)(down)*((left)/gqgtx(bs).(end)(down)*q(up)(right)/goda*
rqqq(down)/ga.(end)(down)*q(up)(right)/godb*rqqq(down)/gb.(end)(down)*
q(up)(right)/godc*rqqq(down)/gc.(end)(down)*q(up)(right)/godd*rqqq(down)
/gd.(end)(down)*q(up)(right)/gode*rqqq(down)/ge.(end)(down)*q(up)(right)
/godf*rqqq(down)/gf.(end)(down)*otfInversion +*perdidas transf Icontec
818*ts(Incluye reposicion)*(Carga pico, Kvatano 1)*tValor inversion +
perdidas,/Km*fglqgbsymiyqsyagsxaqqnrc(?)*nu*s(?)*rqq(esc)/xq*

```

ACSR

```

Características y costos
(home)(goto)833*/fccna1.i11*acer*
/xg^m*

```

COBRE

```

Características y costos
(home)(goto)833*/fccna1.i11*cobre*
/xg^m*

```

TRAMON

```

Cticas. y costos transf. monofasicos
(home)(goto)845*/fccna1.h13*tramom*/xg^m*

```

**ANEXO 11. MANEJO DEL DISKETTE**

## ANEXO 11. MANEJO DEL DISKETTE

En este anexo se explicará en detalle el manejo manual del computador, requerido para la elaboración del proyecto.

- Cargar el drive "A" del microcomputador "TANDY 1000 PC SX" con el sistema operacional "MS- DOS VERSION 3.2" y el drive "B" con el "LOTUS VERSION 2.0".

- Entrar la fecha, dar ( ENTER ); entrar la hora, dar ( ENTER ).

- Hacer referencia al drive "B". A >B: ( ENTER )

- Escribir "LOTUS". B > LOTUS ( ENTER )

- En el menú del lotus en pantalla, posicionar el marcador de celda en "1 - 2 - 3", dar ( ENTER ); aparece la hoja electrónica.

- Cambiar el drive "B" el diskette del "LOTUS" por el diskette del programa.

- Llamar el archivo pulsando las teclas "/FR"; aparece en la primera línea de la pantalla el siguiente menú de archivos:

ACSR COBRE MOBRA OPTIM PRECIOS PREOBRA TRAMON



TRATRI

Donde:

ACSR Tabla de conductores Acsr con sus características y costos.

COBRE Tabla de conductores de cobre con sus características y costos.

MOBRA Lista de precios de mano de obra.

OPTIM Programa con el cual se va a trabajar; utiliza los demás archivos y contiene el menú de macros.

PRECIOS Lista de precios de materiales.

PREOBRA Lista de precios de materiales más mano de obra utilizados en el proyecto.

TRAMON Tabla de transformadores monofásicos con sus características y costos.

TRATRI Tabla de transformadores trifásicos con sus características y costos.

En cualquier momento se puede salir del menú de archivos ( o del menú de macros ) pulsando la tecla "BREAK".

- Ubicar el marcador en "OPTIM", dar ( ENTER ); aparece lo siguiente:

Costo marginal de potencia pico ..... (            )

Costo marginal de energía ..... (            )

#### PARAMETROS DE DISEÑO

Factor de carga ..... (            )

Factor de coincidencia ..... (            )

Demanda individual actual ( Kva ) ..... (            )

Tensión de servicio ( Kv ) ..... (            )

Años de servicio ..... (            )

Tasa de crecimiento ..... (            )

Tasa de descuento ..... (            )

Factor de potencia ..... (            )

FS ..... (            )

( 3 para trifásicos y 2 para monofásicos )

MULT ..... (            )

( 0.57735 para trifásicos y 1 para monofásicos )

- Se entran las variables en los espacios entre paréntesis; si los espacios están ocupados, estos son reemplazados por el nuevo valor.

- Llamar el menú de macros pulsando simultáneamente las teclas "ALT" y "M"; aparece el siguiente menú de macros:

FVP    GRAFICAS    TABLAS    USUARIOS    CARGASEC  
SECUNDARIO    TOTAL    IMPRESIONES

En cualquier momento se puede salir del menú de macros pulsando la tecla "BREAK". Es importante resaltar que no se debe pulsar ninguna tecla mientras un macro esté funcionando, si ha cometido un error, hay que esperar a que termine el macro, corregir el error y volver a pulsar el macro.

- Ubicar el marcador en el macro "FVP", dar ( ENTER ). Finaliza el macro.

- Ubicar el marcador en "TABLAS", dar ( ENTER ); aparece el siguiente menú de archivo de tablas:

ACSR    COBRE    TRAMON    TRATRI    PRECIOS    MOBRA  
PREOBRA

- Ubicar el marcador en tabla del conductor elegido ( Ej: ACSR ), dar ( ENTER ); aparece en pantalla la tabla de características y costos del conductor Acsr.
  
- Ubicar el marcador en "TABLAS", dar ( ENTER ).
  
- Posicionar el marcador en la tabla de transformadores elegida, ( Ej: TRATRI ), dar ( ENTER ); aparece en pantalla la tabla de características y costos del transformador.
  
- Posicionar el marcador en "GRAFICAS", dar ( ENTER ); aparece el siguiente menú para la elaboración de gráficas:

GRAACSR    GRACOBRE    CARGAPERD    CARGATOT

Donde:

GRAACSR    Tabula y grafica la corriente inicial vs costo inversión más pérdidas en valor presente para conductores Acsr.

GRACOBRE    Tabula y grafica la corriente inicial vs costo inversión más pérdidas en valor presente para conductores de cobre.

CARGAPERD    Tabula y grafica la carga inicial vs costo pérdidas en valor presente para transformadores ( incluye repo-

sición ).

CARGATOT Tabula y grafica la carga inicial vs costo de inversión más pérdidas en valor presente para transformadores ( incluye reposición ).

- Ubicar el marcador en la gráfica del conductor elegido ( Ej: GRAACSR ), dar ( ENTER ).
- Entrar el título de la gráfica solicitado por el programa ( Ej: DISTRIBUCION TRIFASICA TETRAFILAR ACSR ); dar ( ENTER ).
- El programa muestra la gráfica, dar ( ENTER ), el macro continúa.
- El programa pide un nombre para la gráfica y muestra los nombres de gráficas existentes. Ubicar el marcador en el nombre elegido o escribir un nuevo nombre ( Ej: ACSR para conductor Acsr ); dar ( ENTER ), el macro guarda la gráfica en un archivo de gráficas con el nombre elegido. Se selecciona y se anota para cada conductor la corriente inicial mínima en que empieza a ser económico ( Ej: 1 amp para el "4" y 12 amp. para el "2" en Acsr trifásico ).
- Para las gráficas de transformadores se entra de nuevo al menú

de macros pulsando simultáneamente las teclas "ALT" y "M".

- Ubicar el marcador en "GRAFICAS", dar ( ENTER ); ubicar el marcador en "CARGATOT" para hacer la gráfica del transformador en base al costo total, dar ( ENTER ).
  
- El programa pide el tipo de transformador; escribir monofásico o trifásico, dar ( ENTER ).
  
- El programa muestra la gráfica, pulsar ( ENTER ) para continuar el macro.
  
- El programa pide un nombre para la gráfica y muestra los nombres de las gráficas existentes. Ubicar el marcador en el nombre elegido o escribir un nuevo nombre ( Ej: CARGATOT ), dar ( ENTER ) el macro guarda la gráfica en un archivo de gráficas con el nombre elegido. Se selecciona y se anota para cada transformador la carga inicial máxima en que es más económico ( Ej: 10 kva para transformador trifásico de "15" y 20 kva para el de "30" ).
  
- Pulsar la tecla "F5", escribir "A59" y dar ( ENTER ); aparece en la pantalla lo siguiente:

TABLA CON RANGOS DE "I" PARA CADA CONDUCTOR ECONOMICO

Amps. ( Min. )						65	66
Cond. ( Fase )	4	2	1/0	2/0	<sup>Sobra</sup> 4/0	266.8	
Cond. (Neutro)	6	4	2	1/0	2/0	4/0	
Usu por calibre							

TABLA CON KVA Y NUMERO DE USUARIOS MAXIMO POR TRANSFORMADOR ECONOMICO

- Transformador con Norma Icontec 818.

Transf.	15	30	45	75	112.5	150	225
Kva max.							
% Cargab.							
Usuar. max.							

- En la "TABLA CON RANGOS DE "I" PARA CADA CONDUCTOR ECONOMICO", se entran en la fila "Amps. (Min.)" la corriente mínima inicial para cada conductor ( fase ) económico anotado anteriormente; el valor de 65 amps. corresponde a la corriente en que el conductor Acsr empieza a sobrepasar su rango económico y 66 es un valor utilizado para terminar el macro; para el cobre estos valores son 215 y 216.

- En la "TABLA CON KVA Y NUMERO DE USUARIOS MAXIMO POR TRANSFORMADOR ECONOMICO", se entran en la fila "Kva max" la carga máxima inicial ( ya anotada ) para cada transformador económico con excepción de "225", ya que éste no tiene reposición; si los transformadores son monofásicos hay que entrar en la tabla las capacidades de 10, 15, 25, 37.5, 50, 75 y 100 Kva.

- Si las dos tablas anteriores ya tienen datos, estos son reemplazados por los nuevos valores entrados manualmente o por el macro.

Se procede a hallar el % de cargabilidad económica de transformadores y el número de usuarios correspondiente a la carga inicial en transformadores y conductores económicos, mediante los siguientes pasos:

- Entrar al menú de macros pulsando simultáneamente las teclas "ALT" y "M". Ubicar el marcador en el macro "USUARIOS", dar ( ENTER ); se obtiene el número de usuarios para cada conductor y transformador económico con su % de cargabilidad.

- Salir del menú de macros pulsando la tecla "BREAK".

- Entrar datos tomados de la "TABLA CON KVA Y NUMERO DE USUARIOS MAXIMO POR TRANSFORMADOR ECONOMICO" que



aparece en pantalla; estos datos se escriben en espacios entre paréntesis que muestra el computador así:

Número de usuarios por transformador ..... (        )  
 Número de transformadores ..... (        )  
 Capacidad nominal del transformador ..... (        )

- Pulsar la tecla "Pgdn" para mover la pantalla una página abajo; entrar tramos, longitud del tramo ( km ) y el número de lotes por tramo ( sin dejar espacios entre filas ) en el cuadro que aparece en pantalla así:

Tramo	Long. ( km )	Lotes	"I" actual	Cond. fase	Cond. neutro	Perd. Kwh	CPerd ( \$ )	% Reg
A - 1	0.03	4						
1 - B	0.02	12						
B - 2	0.01	28						
2 - T	0.03	36						

- Llamar menú de macros pulsando simultáneamente las teclas "ALT" y "M"; ubicar el marcador en el macro "CARGASEC", dar ( ENTER ). Se obtienen valores de "I"ACTUAL" y "COND. FASE".

- Llamar menú de macros con teclas "ALT" y "M"; ubicar el marcador en el macro "SECUNDARIO", dar ( ENTER ). Se obtienen valores de "COND NEUTRO", "PERD KWH", "CPERD \$", "CTOT \$", "%REG" y el "%PERD" correspondiente a todos los tramos secundarios.

- Ubicar el marcador en el macro "TOTAL", dar ( ENTER ); se obtienen valores de "PERDKWH", "CPERD \$", "%PERD" y "CTOT" para el transformador inicial ( incluyendo el transformador de reposición ) y tramos secundarios; como también el total en transformadores y conductores. Aparece en pantalla lo siguiente:

#### TABLA DE PERDIDAS Y COSTOS DEL CIRCUITO

PERD	Pérdidas de energía Kwh
CPERD	Costo ( \$ ) pérdidas
%PERD	Porcentaje de pérdidas Kwh
CTOT	Costo ( \$ ) inversión más pérdidas

	PERD	CPERD	%	CTOTAL
1er transf.	9.5	458564	0.91	
2do transf.	12.9	252091	1.23	2649295
Tramos secun.	19.0	470866	1.81	1027096
<b>TOTAL</b>	<b>41.4</b>	<b>1181522</b>	<b>3.96</b>	<b>3676392</b>

Para sacar impresiones del programa se sigue el siguiente procedimiento:

- Prender la impresora, si está prendida, apagarla y volverla a prender; esto con el fin de que la impresora tome los ajustes de impresión archivados en el programa.

- Llamar el menú de macros pulsando las teclas "ALT" y "M", ubicar el marcador en "TABLAS" con el fin de poner en pantalla las listas de costos y poderlas imprimir, dar ( ENTER ); aparece el siguiente menú:

ACSR    COBRE    TRAMON    TRATRI    PRECIOS    MOBRA  
PREOBRA

- Ubicar el marcador en "PRECIOS", dar ( ENTER ).

- Ubicar el marcador en "TABLAS", dar ( ENTER ); ubicar el marcador en "MOBRA", dar ( ENTER ).

- Ubicar el marcador en "TABLAS", dar ( ENTER ); ubicar el marcador en "PREOBRA", dar ( ENTER ).

- Ubicar el marcador en "IMPRESIONES", dar ( ENTER ); aparece

el siguiente menú:

IMPROG    MACROIMP    IMPRGRAF    IMPREC

Donde:

IMPROG        Hace una impresión del programa "OPTIM".

MACROIMP    Hace una impresión de los macros del programa.

IMPRGRAF    Hace impresiones de las tablas de las gráficas.

IMPREC        Hace impresión de listas de costos de materiales, mano de obra y costos relacionados con el proyecto.

- Ubicar el marcador en la opción "IMPROG", dar ( ENTER ); el macro pide el rango de impresión, este se escribe o se posiciona el marcador en pantalla cubriendo el rango de acuerdo a la magnitud del circuito con las teclas "→" y " ↓ ", dar ( ENTER ); el macro pide que se escriba el título de la impresión ( si ya tiene título, se borra con la tecla "BACKSPACE" ), se da ( ENTER ), se produce la impresión.

Para las otras impresiones se repite el mismo procedimiento obviándose la entrada del rango así:

- Ubicar el marcador en "IMPRESIONES", dar ( ENTER ).
- Ubicar el marcador en cualquiera de las otras opciones de impresión, dar ( ENTER ).
- El macro le pide escribir el título de la impresión, este se escribe, se da ( ENTER ) y se produce la impresión.
- Salir del menú de macros pulsando la tecla "BREAK".

NOTA: No todos los pasos a seguir descritos para el manejo del disco son necesarios cada vez que este se utilice, ya que no siempre están cambiando todas las variables que intervienen en el programa; por ejemplo: costos marginales, tasa de crecimiento y tasa de descuento.