

FUES  
1504  
H557e  
1996  
Ej.2

**UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR**  
**FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA**  
**ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA**



**"Evaluación de modelos computacionales y metodología de análisis de sistemas de distribución eléctrica para considerarlos en el sistema de información geográfica de CAESS".**

**TRABAJO DE GRADUACION PRESENTADO POR:**

**JAIME ALBERTO HERNANDEZ JEREZ**  
**EDWIN OSWALDO MARTINEZ VALLADARES**

15101275  
15101275

**PARA OPTAR AL TITULO DE:**

**INGENIERO ELECTRICISTA**

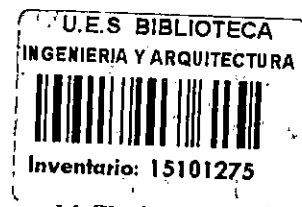


**MAYO DE 1996**

**SAN SALVADOR, EL SALVADOR, CENTRO AMERICA**

*Recibido el 7 de mayo de 1976*

**UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR**



**RECTOR:**

**DR. BENJAMIN LOPEZ GUILLEN.**

**SECRETARIO GENERAL:**

**LIC. ENNIO LUNA**

**FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA**

**DECANO:**

**ING. JOAQUIN ALBERTO VANEGAS AGUILAR**

**SECRETARIO:**

**ING. JOSE RIGOBERTO MURILLO CAMPOS**

**ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA**

**DIRECTOR:**

**ING. SALVADOR DE JESUS GERMAN**





**UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR  
FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA  
ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA**

**TRABAJO DE GRADUACION PREVIO A LA OPCION DE GRADO:**

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**"Evaluación de modelos computacionales y metodología de análisis  
de sistemas de distribución eléctrica para considerarlos  
en el sistema de información geográfica de CAESS".**

**PRESENTADO POR:**

**JAIME ALBERTO HERNANDEZ JEREZ  
EDWIN OSWALDO MARTINEZ VALLADARES**

**TRABAJO DE GRADUACION APROBADO POR:**

**COORDINADOR:**

**ING. JOSE FREDY VILLALTA BARBERENA.**

ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA  
FACULTAD DE INGENIERIA  
Y ARQUITECTURA  
Universidad de El Salvador

**ASESORES:**

**ING. SERGIO ARMANDO NAVARRO APARICIO.**

**ING. LUIS ERNESTO MONTESINOS.**

**SAN SALVADOR, MAYO DE 1996.**

ACTA DE CONSTANCIA DE NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, 29 de Abril de 1996, en el local de la Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las dieciséis y treinta horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

- 1- Ing. Salvador de J. German  
Director
- 2- Ing. Gerardo Marvin Jorge Hernández  
Secretario

Firma  
*[Handwritten Signature]*



Y con el Honorable Jurado de evaluación integrado por las siguientes personas:

- 1- Ing. Marvin Oswaldo Pocasangre
- 2- Ing. José Heriberto Suria Montes
- 3- Ing. Ricardo Colorado Eméstica

*[Handwritten Signatures]*

Se efectuó la defensa final reglamentaria de Trabajo de Graduación:

"Evaluación de modelos computacionales y metodología de análisis de sistemas de distribución eléctrica para considerarlos en el sistema de información geográfica de CAESS".

A cargo del Br.:

EDWIN OSWALDO MARTINEZ VALLADARES

y

JAIME ALBERTO HERNANDEZ JEREZ

Habiendo obtenido el presente trabajo una nota final, global de

( OCHO PUNTO DOS )

8.2  
*[Handwritten Signature]*

## AGRADECIMIENTOS.

A:

El personal que compone las diferentes unidades y secciones de la División Técnica de CAESS, porque siempre prestaron su colaboración en el momento de solicitarla.

El personal de la unidad de mapeo (USIGDES) de la empresa E. S. Energía, ya que colaboraron en forma desinteresada y sin su gran aporte no hubiese sido posible la conclusión de éste trabajo.

De manera especial agradecemos a las siguientes personas:

- Ing. Sergio Armando Navarro.
- Ing. Luis Ernesto Montesinos.
- Ing. Marvin Oswaldo Hernández.
- Ing. José Heriberto Suria.
- Ing. Juan Vargas.
- Br. William Lopez.

## DEDICATORIA

A Dios todo poderoso que me dió la fuerza, esperanza y el valor para concluir ésta jornada.

A mi madre, Rosario del Carmen, que me ha enseñado como luchar en la vida y que me ha dado todo su amor, cariño, apoyo y comprensión; comprobando que si ella me faltase estaría perdido.

A la memoria de mi padre, persona que siempre amé y admiré y cuyo recuerdo siempre me acompañará.

A mi hermano, José Enrique, quien es la muestra más grande de fraternidad.

A mis grandes amigos, Roberto Arévalo, David Perla, Gustavo Perez, Miguel Coreas, Sandra Bonilla y Elber Orlando, quienes me apoyaron siempre e hicieron mi carga más liviana.

JAIME.

DEDICATORIA.

A Dios nuestro Señor.

A mi madre: Por estar siempre a mi lado ( con mucho amor).

A mi padre: por su ayuda.

A mi hermana: Por soportarme tanto en toda mi carrera.

A mi hermano: Por darme todo el animo para seguir adelante.

EDWIN MARTINEZ.



## Prefacio.

El increíble desarrollo alcanzado por los sistemas de información geográfica ha influenciado enormemente diversas áreas relacionadas a la administración, mantenimiento y control de los bienes de una empresa, que tienen como característica principal la distribución sobre grandes áreas geográficas; tal es el caso de las compañías que prestan servicios de distribución por medio de una red de elementos diseminados geográficamente. Como casos típicos podemos mencionar compañías de distribución de agua potable, distribución y transmisión de energía eléctrica y servicios de comunicaciones.

Los programas de aplicación son componentes esenciales de un sistema de información geográfico y gran parte de la eficiencia del sistema informático depende de estos. Estos programas de aplicación pueden orientarse dependiendo de las necesidades del usuario del sistema de información.

La facilidad que presentan estos sistemas de información geográfica para realizar simulaciones a través de programas de aplicación permiten predecir el comportamiento de los bienes bajo ciertas condiciones, aportando grandes ventajas económicas para la empresa que lo posee, ya que una simulación permitiría predecir el comportamiento de los elementos de la red de bienes bajo ciertas condiciones, abriendo grandes posibilidades en el área mantenimiento y diseño de una red de servicios.

Bajo esta filosofía, se considera ideal la aplicación de un sistema de información geográfica sobre redes eléctricas, ya que a la vez de ubicar geográficamente los bienes de la compañía, se podría evaluar el comportamiento eléctrico de estos.

El propósito del trabajo es presentar algoritmos por medio de los cuales un programador podría elaborar un programa de aplicación para calcular caídas de tensión en los distintos puntos de los alimentadores y pérdidas energéticas en las líneas y equipos de distribución de energía eléctrica. Además, se presenta un algoritmo que permite, bajo ciertas circunstancias la integración de un programa analizador de redes a un sistema de información geográfica y por último, un algoritmo para crear un programa para administrar la carga de los transformadores de distribución.

## **Descripción del contenido del trabajo de graduación.**

En el presente trabajo de graduación se desarrollan los algoritmos computacionales recomendados para elaborar programas de aplicación que deben incorporarse al sistema de información geográfica de la Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador, CAESS. Estos algoritmos contienen procedimientos para realizar distintos análisis eléctricos sobre la red de distribución perteneciente a la misma empresa.

La elección de los diferentes tipos de análisis de la red eléctrica se realizó de acuerdo a las necesidades prioritarias de las distintas unidades técnicas de la empresa.

El desarrollo completo del trabajo de graduación se resume de la siguiente manera:

### **Capítulo I**

En éste capítulo se presentan las bases teóricas necesarias para entender la filosofía, el funcionamiento y la estructuración de los sistemas de información geográfica con la administración de la red de servicios.

Se hace énfasis en la importancia que tienen las bases de datos como estructuras de datos y se describe en forma general el funcionamiento de éstas bajo el ambiente de un administrador de base de datos pertenecientes a un sistema de información geográfico.

### **Capítulo II**

En éste capítulo se hace un estudio sobre la estructuración de la División Técnica de la Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador, CAESS, con el objeto de identificar las necesidades de las diferentes secciones y unidades técnicas que el sistema de información geográfica podría satisfacer a través de los programas de aplicación integrados a éste. Para este estudio se utilizó como guía el documento denominado "Proyecto de Mapeo Digital", elaborado en el Departamento de Ingeniería de la Compañía de Alumbrado Eléctrico.

### Capítulo III

Partiendo de la información obtenida en el capítulo anterior, se definen las aplicaciones prioritarias que deben integrarse al sistema de información geográfica con el objeto de satisfacer las necesidades de las unidades técnicas que realizan tareas de mantenimiento y administración de la red de distribución eléctrica.

### Capítulo IV.

Este capítulo describe la topología de la red eléctrica de distribución de CAESS diseminada en el área metropolitana y sus alrededores, con el fin de establecer el modelo matemático necesario para simularla.

Además, contiene los modelos matemáticos para cada elemento que compone la red de distribución, tales como reguladores de voltaje transformadores y capacitores,

### Capítulo V

En este capítulo se desarrolla completamente el modelo matemático de una red radial, además se establece el tipo de estructura de datos requeridos para almacenar los parámetros de la red de distribución y el método numérico adecuado para resolver las ecuaciones pertenecientes al análisis de flujo de carga.

Se desarrolla paso a paso el método matemático que puede utilizarse para elaborar programas de aplicación referente al estudio y administración de carga de los transformadores de distribución.

Se presentan las alternativas, a través de las cuales se puede establecer análisis de flujo de carga, el primero es el método desarrollado paso a paso .

La segunda alternativa es aplicable cuando se tiene un analizador de redes elaborado por una empresa especializada, de tal forma que exista una integración entre el sistema de información geográfico y el analizador de redes.

## INDICE GENERAL

CAPITULO

PAG.

### I REFERENCIAS SOBRE LOS SISTEMAS AM/FM/GIS.

Introducción.....	1
1.0 Definición de Sistemas de Información Geográfica.....	1
1.0.1 Sistemas de información.....	1
1.0.2 Sistemas de información computarizada.....	2
1.0.3 Definición de Administración de Sistemas de Información Geográfica.....	2
1.1 ¿Que es un sistema de información Geográfica/ Mapeo Automatizado/Administración de redes?.....	2
1.1.1 Mapeo automatizado.....	3
1.1.2 Administración de la red.....	3
1.2 Evolución de los sistemas AM/FM/GIS.....	3
1.3 RDBMS y base de datos en un AM/FM/GIS.....	5
1.3.1 Sistemas Administradores de base de datos.....	5
1.3.2 Base de datos relacionados.....	6
1.3.3 Procesamiento de la base de datos.....	7
1.3.4 Definición de objeto.....	8
1.3.5 Integridad del modelo y gráficos colectivos.....	10
1.4 Clasificación de los sistemas administradores de información geográfica aplicado a redes de distribución.....	12
1.5 Descripción de un sistema AM/FM/GIS.....	16
1.6 Arquitectura de los sistemas de información geográfico .....	20
1.6.1 Arquitectura de sistemas centralizados o de teleprocesamiento.....	20
1.6.2 Arquitectura de sistemas de distribución.....	21

1.6.3	Arquitectura de sistemas híbrido.....	22
1.7	Programas.....	24
1.8	Sistema operativo en una LAN.....	25
1.9	DBMS en una LAN.....	25
1.10	Programas de aplicación.....	26
	Conclusiones de capítulo I.....	28
	Bibliográfica.....	29

**II APLICACIONES Y REQUERIMIENTOS DEL SISTEMA AM/FM/GIS PARA LA  
COMPANÍA DE ALUMBRADO ELÉCTRICO DE SAN SALVADOR, CAESS.**

	Introducción.....	31
2.0	Investigaciones sobre las funciones que desempeñan.....	31
	en los distintos departamentos que componen la División Técnica de CAESS.	
	Conclusiones del capítulo II.....	48
	Bibliografía.....	49

**III RECOPIACIÓN DE APLICACIONES PARA EL ANÁLISIS DE LA RED DE  
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.**

	Introducción.....	50
3.0	Necesidades de las distintas Secciones Técnicas.....	50
3.1	Aplicaciones en el área de diseño operaciones o control.....	50
	3.1.1 Aplicaciones en el área de diseño.....	51
	3.1.2 Aplicaciones en el área de operaciones.....	51
	3.1.3 Aplicaciones en el área de mantenimiento.....	51
3.2	Determinación de herramientas de análisis.....	52
	3.2.1 Estudios de flujo de carga.....	49

3.2.2	Elementos que intervienen en el estudio de flujos.....	52
3.3	Administradores de carga de los transformadores.....	54
3.3.1	Estudio del TLM.....	51
3.3.2	Elementos e Información requerida para realizar la aplicación del TLM.....	57
	Conclusiones del capítulo III .....	60
	Bibliografía.....	61

#### IV ESTUDIO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN.

	Introducción.....	60
4.0	Tipología de la red de distribución.....	62
4.1	Modelado de líneas de distribución primaria.....	62
4.2	Representación en p.u.....	64
4.3	Características de los elementos de la red.....	68
4.3.1	Características de los conductores.....	68
4.3.1.1	Resistencia eléctrica de los conductores....	68
4.3.1.2	Reactancia inductiva en líneas de distribución.....	69
4.3.1.2.1	Inductancia en líneas de distribución.....	69
4.3.1.2.2	Inductancias en conductores compuestos.....	72
4.3.1.2.3	Conductores compuestos.....	74
4.3.1.2.4	Reactancia de una línea manofásca....	75
4.3.1.2.5	Reactancia en una trifásica.....	76
4.3.1.2.6	Impedancia del conductor equivalente de tierra.....	78
4.3.1.3	Admitancia en una línea de distribución....	79
4.3.1.3.1	Admitancias de una línea bifilar.....	80

4.3.1.3.2	Admitancia con una línea trifásica.....	82
4.3.1.4	Modelo de la línea de distribución desbalanceada de 4 hilos.....	84
4.3.2	Modelado equivalente de los transformadores.....	85
4.3.2.1	Perdidas en los transformadores de distribución.....	88
4.3.3	Aplicación de los reguladores de voltaje.....	89
4.3.3.1	Reguladores de voltaje.....	89
4.3.3.2	Modelado equivalente de un autotransformador..	90
4.3.3.3	Relaciones de voltaje y Corriente.....	92
4.3.3.5	Impedancia del autotransformador Conexiones de los reguladores.....	95
4.3.3.6	Datos nominales.....	95
4.3.4	Efecto de un capacitor en una línea de distribución .....	95
4.3.4.1	Representación de un capacitor en una línea de distribución.....	96
	Conclusiones del capítulo I.....	98
	Bibliografía.....	99

**V DESARROLLO DE ALGORITMOS PARA ESTABLECER ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA Y CONTROL DE LA CARGA DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.**

	Introducción.....	100
5.0	Técnicas utilizadas para estructurar.....	100
	una red eléctrica	
5.0.1	Elección de estructuras de datos.....	102
5.0.1.1	Matrices de conexión.....	102

5.0.1.2	Estructura lógica de la red y algoritmo derecorrido.....	106
5.0.1.2.1	Conceptos relacionados al almacenamiento de información geográfica.....	109
5.0.1.2.2	Estructuración de la red eléctrica.....	111
5.0.1.2.3	Comparación entre las bases de datos y matrices.....	112
5.1	Métodos iterativos utilizados en el estudio de flujos de carga.....	112
5.1.1	Método Gauss-Seidel aplicado al método de admitancias.....	112
5.1.2	Método Gauss-Seidel aplicado al método de Impedancias.....	111
5.1.3	Método Newton Raphson aplicado al método nodal.....	115
5.1.4	Comparación entre los distintos métodos iterativos.....	117
5.1.4.1	Número de operaciones aritméticas y lógicas.....	118
5.1.4.2	Razón de convergencia.....	119
5.1.5	Desventajas de ambos métodos.....	120
5.2	Módulo matemático de la red eléctrica.....	121
5.2.1	Cálculo de corrientes en un sistema de distribución.....	12
5.2.1.1	Cálculos de corrientes de fase a neutro.....	122
5.2.1.2	Cálculos de corrientes de derivación.....	123
5.2.1.3	Cálculo de corrientes de fase a fase.....	124

4

1



5.2.1.4 Cálculo de corrientes	
totales en los tramos.....	125
5.2.2 Cálculo de voltajes	
en una red radial.....	130
5.2.2.1 Voltajes en las impedancias	
de puesta a tierra.....	130
5.2.2.2 Cálculo de caídas de tensión	
de fase a neutro.....	132
5.2.2.3 Cálculos de caídas de tensión	
en alimentadores sin neutro.....	135
5.2.3 Cálculos de flujos de potencias en las líneas.....	137
5.2.4 Cálculo de pérdidas de potencia.....	138
5.2.4.1 Pérdidas de potencia entre fase y neutro.....	138
5.2.4.2 Pérdidas de potencia en los conductores de	
puesta a tierra.....	139
5.2.4.3 Pérdidas en los transformadores.....	139
5.2.5 Cálculo de pérdida de potencia	
en el bus oscilante.....	139
5.3 Limitaciones de algoritmo.....	140
5.4 Integración entre un analizador de redes y	
un sistema de información geográfica.....	141
5.4.1 Software necesario para la integración.....	141
5.4.1.1 Características del analizador de	
redes PSS/U 7.3.....	142
5.4.1.2 Operaciones del PSS/U .....	143
5.4.1.3 Archivos de trabajo del PSS/U.....	143
5.4.1.3.1 Archivos de entrada.....	144
5.4.1.3.2 Creación de archivos de entrada.....	144
5.4.1.3.3 Archivos de datos.....	144
5.4.1.3.4 Sintaxis de registros.....	144
5.4.3.5 Información solicitada para	
el análisis de redes.....	146

5.4.3.6	Limitantes de la metodología.....	150
5.5	Algoritmo para el control de carga de los transformadores de distribución.....	151
5.5.1	Conceptos básicos.....	151
5.5.1.1	Demanda.....	151
5.5.1.2	Demanda máxima.....	151
5.5.1.3	Demanda diversificada o no coincidental.....	152
5.5.1.4	Demanda coincidental.....	152
5.5.1.5	factor de demanda.....	152
5.5.1.6	Transformadores de distribución.....	152
5.5.1.7	Carga de los transformadores de distribución.....	153
5.5.1.8	características de la carga.....	153
5.6.1	Información necesaria para el desarrollo del TLM.....	153
5.6.1.1	Procedimiento para la generación de curvas de estratos.....	154
5.6.1.2	Capacidad de los transformadores usualmente encontrados en los estratos.....	155
5.6.1.3	Curvas de factor de forma.....	155
5.6.2	Almacenamiento de curvas.....	156
	Recomendaciones del capítulo.....	156
	Conclusiones del capítulo.....	158
	Bibliografía.....	160

## Lista de figuras.

---

- 1-1 Ejemplo de procesamiento de una base de datos.
- 1-2 Formato de registro en una base de datos.
- 1-3 Información del objeto diseminada en distintas áreas de una compañía.
- 1-4 Modelo basado en la integración de la integración.
- 1-5 Diagrama de módulos de un sistema AM/FM/GIS.
- 1-6 Sistema centralizado.
- 1-7 Arquitectura de sistemas distribuidos.
- 1-8 Sistemas híbridos.
- 1-9 Relación entre programas en una LAN.
- 1-10 Localización de programas DBMS.
- 4-1 Configuración radial seccionada.
- 4-2 Representación de una línea media.
- 4-3 Modelo de un alimentador.
- 4-4 Representación de las admitancias en una línea de distribución radial.
- 4-5 Inductancia para una línea bifilar.
- 4-6 Sección transversal de un grupo de conductores.
- 4-7 Sección transversal de una línea de hilos paralelos.

- 4-8 Relación entre los conceptos de capacidad entre conductor y neutro.
- 4-9 Grupo de conductores.
- 4-10 Línea de Carson.
- 4-11 Modelo un transformador.
- 4-12 Modelo simplificado de un transformador.
- 4-13 Diagrama eléctrico de un regulador de voltaje.
- 4-14 Diagrama eléctrico de un autotransformador.
- 5-1 Diagrama equivalente y su árbol respectivo.
- 5-2 Arbol del diagrama de la figura 5-1.
- 5-3 Arbol de una red radial.
- 5-4 Diagrama unifilar de un circuito radial.
- 5-5 Arbol del circuito radial.
- 5-6 Unión de dos bases de datos.
- 5-7 Curva que representa el tiempo por iteración para métodos de flujo de carga.
- 5-8 Corrientes totales del tramo  $l_i$ .
- 5-9 Corrientes por derivación para el último tramo.
- 5-10 Tramos en un circuito radial.
- 5-11 Corriente total en tramos.
- 5-12 Corrientes en la red de retorno.
- 5-13 Corrientes efectivas en la red de retorno.

- 5-14            Impedancias equivalentes de una red de retorno.
- 5-15            Modelo de un alimentador con hilo neutro.
- 5-16            Modelo de un alimentador sin hilo neutro.

## Lista de tablas.

---

- 4-1            Radio medio geométrico de diversos conductores.
- 5-1            Almacenamiento de topología en la tabla AAT para tramos mostrados en la figura 5-5.
- 5-2            Registro de la tabla AAT ordenados en forma descendente.
- 5-3            Desventajas de modelos computacionales.
- 5-4            Estructura de datos para un TLM para obtener la curva característica y factor de forma.

## C A P I T U L O I

### REFERENCIAS SOBRE LOS SISTEMAS AM/FM/GIS.

#### INTRODUCCIÓN.

Se considera de gran importancia que el lector tenga ciertas nociones y conocimientos sobre los sistemas de información ya que los AM/FM/GIS<sup>1</sup> forman parte de estos sistemas, con la particularidad que estos administran información proveniente de elementos de redes eléctricas que interactúan de manera más compleja que simples bienes que forman parte de una empresa comerciante u de otra índole; por ésta razón se desarrollan conceptos básicos como una introducción a los sistemas AM/FM/GIS. El siguiente capítulo recopila información de dichos sistemas con la finalidad de proporcionar una fuente de información sobre este tema, considerando la carencia de un texto definido para consultas.

#### 1.0 Definición de sistemas de información y sus características.

Con el objeto de facilitar el desarrollo teórico sobre los sistemas AM/FM/GIS, es necesario definir antes algunos conceptos importantes relacionados a estos sistemas.

##### 1.0.1 Sistemas de Información.

Un sistema de información es un grupo de componentes que interactúan para producir información. El sistema de información mínimo consta de personas, procedimientos y datos. Las personas siguen procedimientos para manipular datos y a la vez producir información.

---

<sup>1</sup>Automated mapping/Facility management/Geographic information system en español mapeo automatizado/Administración de redes/Sistemas de información geográfica.

### **1.0.2 Sistemas de información computarizada.**

Son sistemas de información que incluye computadoras. Un sistema de información computarizada consta de personas, procedimientos, datos, programas y computadoras. Los programas son instrucciones para computadoras así como los procedimientos lo son para las personas.

La computadora puede realizar muchos papeles en la producción de información. Primero, puede servir como un dispositivo que acumula y recupera datos. En esta forma, la computadora actúa como librería de datos.

Segundo, la computadora puede proveer en procedimientos capaz de producir información.

Tercero, la computadora puede servir como un dispositivo de comunicación para obtener datos o información de otras computadoras.

Finalmente, las computadoras pueden presentar información al reproducir tablas, reportes, gráficos y documentos.

### **1.0.3 Definición de administración de sistemas de información.**

Es el desarrollo y uso de sistemas de información efectiva aplicado a organizaciones.

#### **1.1 Que es un Sistema de información geográfica/mapeo automatizado/Administración de redes. ?**

Es un sistema de información computarizado basado en la integración de sistemas y herramientas utilizados en la administración de una red de servicios; enlazados entre sí alrededor de un punto geográfico común, siendo éste la ubicación de los bienes de la empresa que conforman la red.

Todo sistema AM/FM/GIS se compone de dos partes principales, estas son:

- Mapeo automatizado.
- Administración de redes.



### 1.1.1 Mapeo automatizado.

Es un sistema basado en gráficos computarizados, el cual registra, acumula, y reproduce información de la red, utilizando un fondo geográfico.

Los mapas utilizados como fondo son acumulados en forma digital, de tal manera que alguna sección de un mapa puede ser mostrado en una pantalla de computadora o ploteado en papel a una escala deseada o a un nivel detallado, asociando a dicha sección la información referente a la ubicación de los elementos de la red.

### 1.1.2 Administración de la red.

Tiene como propósito asegurar que los beneficios que obtiene la compañía sean óptimos.

La información manejada por el administrador de la red de servicios está asociada con los bienes de la empresa que conforman la red, ésta se acumula en una base de datos y se puede utilizar para cálculos técnicos o de otro tipo.

## 1.2 Evolución de los sistemas AM/FM/GIS.

La manera en que el usuario interactúa con la computadora ha cambiado drásticamente a través de los años; al mismo tiempo que se extendió el campo de aplicación. Actualmente se pueden integrar para conformar grandes sistemas de información computarizados muy eficientes surgidos gracias a dos factores importantes: 1) el gran avance tecnológico alcanzado en lo referente a hardware y software; 2) la depuración y mejoramiento en la organización de complejos sistemas de información.

A mediados de la década de los 60's, las computadoras incurrieron en el análisis de redes de distribución de energía eléctrica ya que se dieron progresos al capacitarlas para soportar cálculos grandes y complejos. También se utilizaron bases de datos que contenían detalles de plantas, elaboradas con el propósito de prestar ayuda en el mantenimiento de los elementos que conforman la red de distribución (bienes de la empresa). Sin embargo, la información geográfica y topográfica no fue acumulada y no existía un ambiente integrado en el cual interactuarán los programas de cálculo y la información geográfica de la red.

En los primeros años de la década de los 70's revolucionó la

manera en que los datos se procesaban; surgió el procesamiento interactivo, que permitió una interacción directa entre el usuario y el programa encargado de realizar las operaciones de transacción de información (TPS), eliminando la clasificación o agrupación de todas las operaciones de transacción en la máquina, logrando obtener resultados inmediatos al hacer los análisis. El mejoramiento en los sistemas TPS contribuyeron para que aparecieran en el mercado los primeros sistemas capaces de procesar datos gráficos, y a partir de la mitad de esta década el desarrollo se encaminó hacia el procesamiento interactivo y administrativo de grandes bases de datos de este tipo.

Los sistemas de gráficos computarizados fueron los primeros en ser introducidos como simples sistemas de diseño gráfico con el propósito de ayudar en la racionalización de dibujos trabajados en oficinas. Ejemplo de estos sistemas son los diseñadores de ayuda por computadora (Computer Aided Drafting). Estos influyeron particularmente a utilidades las cuales tuvieron que producir y mantener sus propios mapas de fondo.

La estructuración de datos se mejoró; sin embargo, estos sistemas no cumplían con la administración de elementos de red ya que fue imposible realizar análisis técnicos o administrativos.

Sistemas de ayuda gráfica más avanzados permitían acumular datos y relacionarlos con los mapas; esta información (características topológicas, localización de planta, dimensiones y tipos de cable, nombres de calles, números de casa, etc.) llamados datos de atributos, podían ser acumulados a lo largo de la información geográfica, de tal manera que ésta pudo ser presentada en los mapas a través de los símbolos apropiados ubicados en la red y planta. Este fue un paso importante, pero cada mapa utilizaba diferentes registros de atributo que acumulaban la misma información, lo que dio lugar a la duplicación de datos, generando errores al someterlos a cálculos técnicos o de otro tipo. La carencia de integración de los datos de la red de servicio impedían un modelado completo de ésta, eliminando la posibilidad de realizar análisis para cambios futuros en la red.

Posteriormente, se dio la evolución más significativa de los sistemas de mapeo. Como paso inicial, algunas compañías mejoraron los manejadores de registros (DBMS) con la introducción de sistemas de administración de facilidades alfanuméricas. Como siguiente paso, las industrias desarrollaron los Automated Mapping/Facilities Management Systems; estos ya contaban con la capacidad de acumular en forma efectiva la conectividad de la red y toda la información técnica-no gráfica integrada en un contexto geográfico. Además, se consiguió la eliminación de redundancia en la actualización, la duplicación de datos acumulados y se obtuvo una mayor rapidez en el acceso de toda la información requerida. Sin embargo, no existía una estandarización de plataformas y

sistemas operativos bajo los cuales trabajaban, lo que impedía aumentar las funciones de los sistemas.

Este inconveniente produjo una revolución en el diseño y construcción de estos sistemas. Tres fenómenos caracterizan esta etapa: el reemplazo del tradicional mainframe por redes de microcomputadoras; la necesidad de estandarizar el software de estos sistemas; y el giro que tuvo la industria del software al utilizar la metodología objeto-orientado.

La creación de estaciones de trabajo y PC's más poderosas han llevado al desplazamiento de los rígidos mainframe, desarrollándose arquitecturas más flexibles que permiten el desacople de los componentes software y hardware; y como consecuencia se tiene la facilidad de reemplazar o agregar componentes hardware o software como sea necesario.

La compatibilidad de sistemas se deben en gran parte a la estandarización del software utilizados en estos; ejemplos claros lo constituyen la elección de un sistema operativo UNIX, el lenguaje estructurado por consultas para la manipulación de bases relacionales, el sistema X-window para soporte de interfases y el lenguaje de programación C.

La metodología de diseño objeto-orientado ha permitido el desarrollo de componentes configurables, el cual esencialmente es un proceso para identificar el sistema fundamental y los bloques de software los cuales se mantienen juntos para realizar una tarea específica. Estos bloques o módulos pueden ser aumentados o extendidos con poco o sin impacto en el sistema.

### 1.3 RDBMS<sup>2</sup> y base de datos en un AM/FM/GIS.

#### 1.3.1 Sistemas administradores de base de datos.

A pesar que existen diferentes tipos de administradores de bases de datos, se mencionará exclusivamente a los manejadores de bases relacionales ya que solamente estos son utilizados por los AM/FM/GIS; por esta razón, en el posterior desarrollo del estudio se hará referencia a los administradores de bases relacionales simplemente como DBMS.

Una base de datos es procesada por un programa llamado "Sistema administrador de base de datos". La mayor parte de DBMS también incluyen un número de herramientas de fácil uso para

---

<sup>2</sup>Relational Data Base Management System/Sistema administrador de base de datos relacionales.

desarrollar reportes, menús y forma de introducir datos. Muchos de estos DBMS soportan un lenguaje de programación, de tal forma que un programa de aplicación que describa un proceso único pueda ser escrito, o para satisfacer otro tipo de necesidades. Sin embargo, el uso de estas herramientas y lenguajes requieren de ciertas experiencias por parte del programador.

El DBMS más popular es el "dBASE"(del cual hay varias versiones: dBASE II, dBASE III plus y dBASE IV ). Otros administradores de este tipo son el ORACLE, PARADOX, R: Base y Sybase. Los lenguajes de programación más aceptados por un gran número de administradores de base de datos son el lenguaje de programación SQL<sup>3</sup> y el lenguaje C.

### 1.3.2 Bases de datos relacionales.

La estructuración del banco de datos permite al usuario actualizar y manipular interactivamente toda la información relacionada a los bienes o elementos que componen la red de distribución y la información de los clientes de la compañía.

El modelo relacional organiza una base de datos como una tabla de dos dimensiones que consisten en filas y columnas. Cada fila contiene información que pertenece a cada entrada de la base de datos. Los datos de una fila se subdividen en varios elementos que forman parte de columnas sobre la tabla. Los componentes básicos de la base de datos relacional son:

**Registros de datos:** Guarda los elementos de datos de una entrada simple. Los registros se ordenan normalmente en el orden en el que se introducen. Un número es asignado a cada registro existente en la base de datos; el cual sirve como identificador.

**Campo:** Es una unidad o campo de almacenamiento utilizado para guardar un dato o característica que permite describir un elemento determinado. Cada campo tiene un nombre asignado, el cual sirve como identificador en la base de datos. El nombre del campo contiene un número fijo de caracteres, que puede ser una combinación de letras, números y ciertos símbolos. El contenido de un campo puede variar desde una cadena alfanumérica, hasta un valor numérico.

Cada gráfico contenido en los mapas se enlaza a un registro en la base de datos. La base de datos se utiliza para definir los detalles de las características de los objetos.

Los sistemas de información geográfica pueden almacenar sus

---

<sup>3</sup>Structured Query Language/Lenguaje estructurado por consultas.

datos en más de una base relacional que pueden contener información relacionada. Algunas bases de datos presentan incompatibilidad de formato, lo que no permite un enlace entre dichas bases, al mismo tiempo, presentando la dificultad de compartir información entre sistemas.

### 1.3.3 Procesamiento de Base de Datos.

Como se definió anteriormente, una base de datos es una colección de registros integrados. Las bases de datos contienen un directorio o diccionario que describe su contenido. Desde esta perspectiva, la base de datos se asemeja a una librería que se autodescribe en un catálogo. De la misma forma, la base de datos también contiene una descripción de su propio contenido.

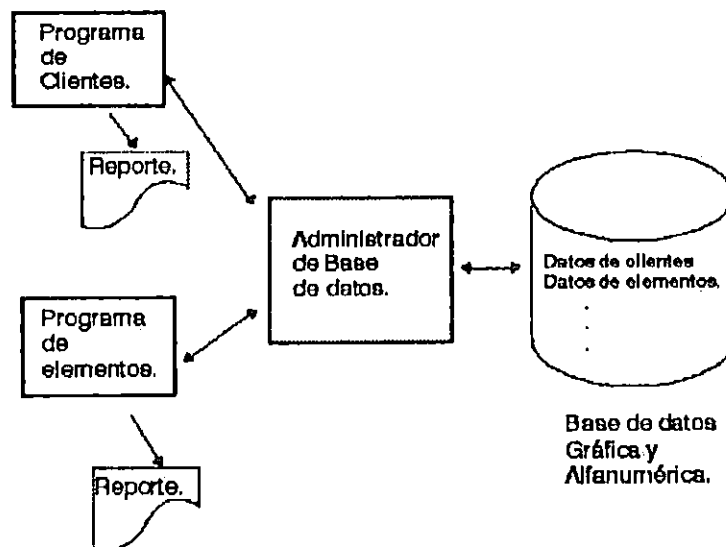


Figura 1-1. Ejemplo de procesamiento de una base de datos.

Los registros son integrados porque una base de datos puede contener muchos archivos y los registros dentro de estos archivos son procesados por la relación existente entre registros de archivos distintos. La figura 1-1 muestra como los registros de clientes y elementos de red son procesados en una base de datos. Obsérvese que el DBMS actúa como intermediario entre el usuario o un programa de aplicación, y la base de datos. El DBMS recupera el dato y lo procesa de tal manera que los registros pueden ser accedido por medio de su relación.

En la figura 1-2, hay un tipo de registro para clientes y otro para elementos. Para producir un reporte sobre clientes, el

usuario o programa obtiene primero el registro de clientes apropiados desde el DBMS. Entonces, este solicita al DBMS todos los registros de elementos de red relacionados al registro del cliente. De igual manera, para producir un reporte sobre elementos de red, el usuario primero obtendría el registro de elemento apropiado y entonces solicitaría del DBMS los registros de los clientes relacionados al registro del elemento. La manera particular por la cual este procedimiento es realizado varía de DBMS a DBMS. En general se realiza relacionando datos comunes en 2 archivos.

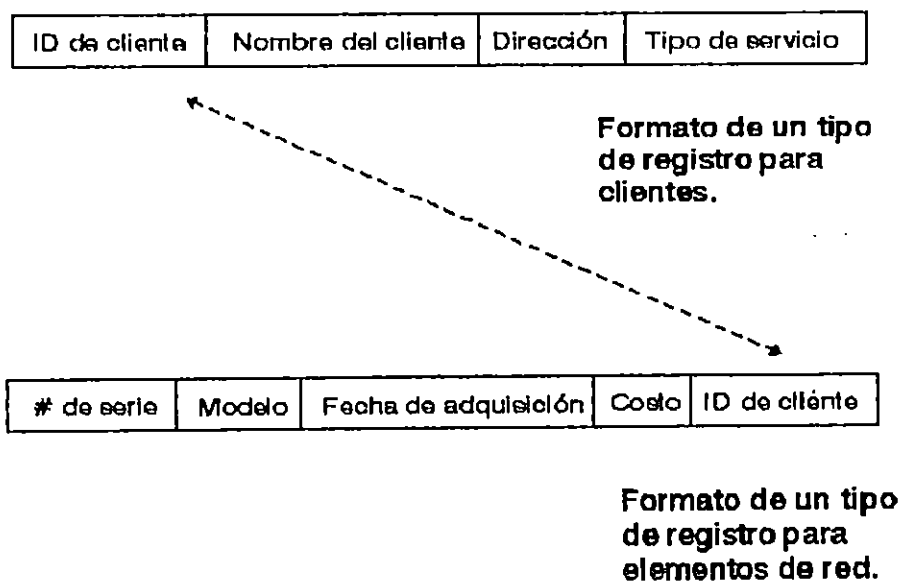


Figura 1-2 formato de registro en base de datos de la figura 1-1.

#### 1.3.4 Definición de objeto.

Es una colección de elementos de información usados para describir en forma individual cada bien o elemento de la red. Se han desarrollado numerosos tipos de registros gráficos y alfanuméricos para satisfacer aplicaciones independientes. Como un resultado, la información necesaria para describir un elemento único perteneciente a una red puede existir en varios sistemas de registros útiles para la compañía. Muchas de las aplicaciones usan la misma información de atributo, lo que conlleva a la duplicación de datos en los archivos. La integración y sincronización de los registros independientes demandan una definición consistente de los objetos. La información de estos

objetos es acumulada en archivos gráficos y alfanuméricos. La definición debe incluir todos los tipos de registros como se muestra en la figura 1-3.

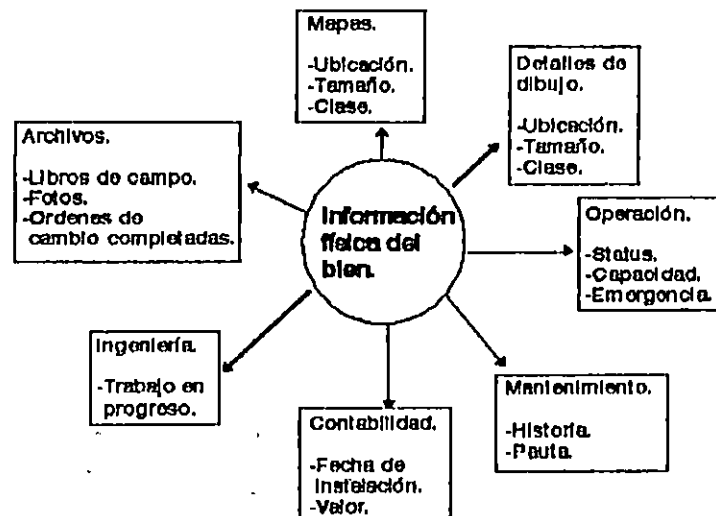


Figura 1-3. Información del objeto diseminada en distintas áreas de un compañía.

Los registros alfanuméricos tienen usualmente una clave de acceso única que los distinguen de otros. Debe existir una correlación de uno a uno entre los registros y los bienes físicos, un registro para cada bien.

Los registros alfanuméricos con gráficos han llegado a ser sumamente complejos. El conjunto de datos alfanuméricos asociados a los bienes y todos los elementos gráficos que en forma pictórica representan a los bienes también deben ser asociados. Las líneas, símbolos, cadenas de texto, y otros elementos ubicados en los mapas y dibujos son componentes del objeto de información que conforman al elemento de la red y que representa un bien físico.

La definición de cada objeto debe cubrir tres requisitos importantes :

a) **Localización:** Relación del elemento con la base geográfica. El ID es la instrucción o comando a través del cual se define la posición del bien respecto al mapa referenciado a coordenadas cartográficas.

b) **Atributos:** Son las características de cada elemento de información que tienen significado para el usuario. La información que no puede ser contenida en los símbolos es almacenada en atributos; por ejemplo las dimensiones físicas de un conductor y el código que lo distingue. Los atributos son parte de la definición de un objeto; así como líneas y puntos, los atributos son entidades incluidas en el bloque de símbolos que conforman el objeto. Esta información puede accederse por la base de datos y manejarse por un DBMS con fines de generación de reportes.

c) **Conectividad:** Es la integración lógica de cada elemento perteneciente al modelo de la red eléctrica. Los colores son un recurso utilizado para reflejar la condición de trabajo de la red.

Cada condición posible se debe definir para lograr un alto grado de conectividad, de tal forma que el comportamiento del modelo de la red, representado gráficamente, muestre con exactitud las condiciones de la red real.

Los estados que normalmente se presentan en una red son:

**Fuera de servicio:** Elemento excluido de un cálculo.

**Energizado:** Existe un flujo de potencia a través del elemento.

**No energizado:** Sin flujo de potencia.

**Observable:** Cantidad estimada basada en mediciones telemétricas.

**Pseudo observable:** La cantidad estimada es imprecisa. Los valores de entrada se asumen por el comportamiento histórico de la red.

**No calculado:** No se puede estimar alguna cantidad.

**Nodo:** Juego de elementos conectados y sin impedancia alguna entre ellos.

**Grupo de elementos conectados a fuente de potencia:** Juego de elementos conectados y alimentados por una fuente de potencia.

### 1.3.5 Integridad del modelo y gráficos colectivos.

Para lograr un ambiente completamente enlazado es necesario eliminar los bordes de los mapas, asociando elementos en una misma base de datos relacional. Un registro para cada elemento es acumulado en esta base de datos y referenciado a muchos elementos



gráficos. La filosofía de una definición simple para cada objeto, forma una correlación directa con las estructuras de elementos asociados en la base de datos existente, permitiendo apuntar un elemento gráfico y acceder solo una definición simple.

Estos objetos se conectan juntos creando un modelo de la red.

El modelo de la red es manejado por un sub-sistema que mantiene una relación entre el ambiente que presenta el modelo y la fuente de datos. La figura 1-4. muestra la información integrada a través de tres ambientes de trabajo.

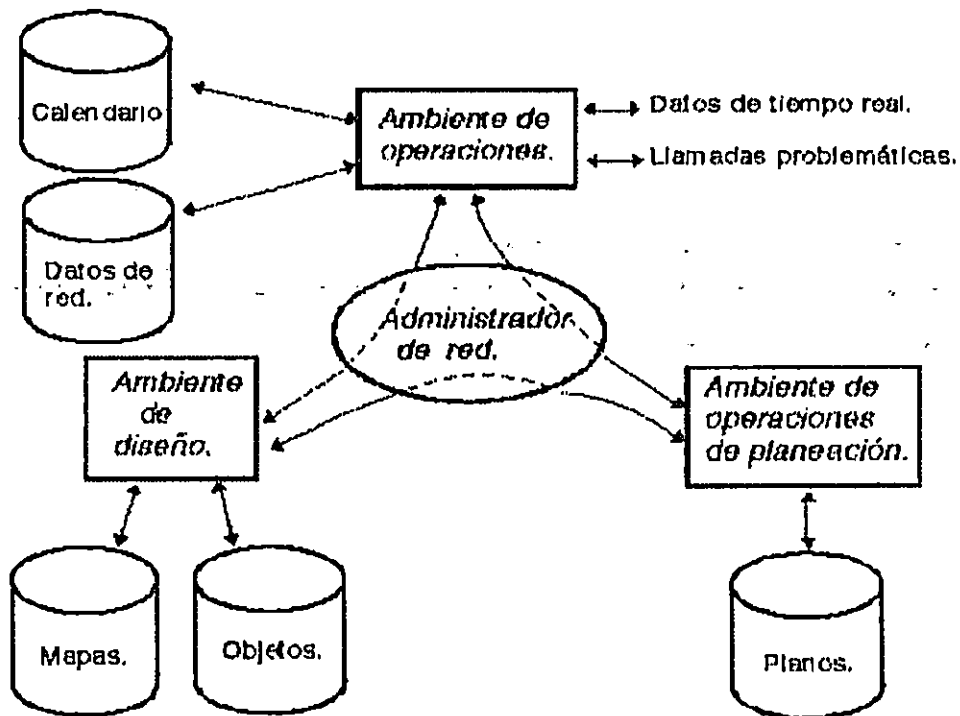


Fig. 1-4. Modelo basado en la integración de la información.

La información es partida entre estos ambientes usando un modelo común el cual provee un marco de referencia para el cambio de información. Cada ambiente puede poseer uno o más fuentes de información.

#### 1.4 Clasificación de los sistemas administradores de información geográfica aplicados a redes de distribución.

Existe una dificultad clasificar estos sistemas por la razón que tienen un juego único de capacidades, pero que coinciden en algunas características de funcionabilidad. La clasificación establecida para estos sistemas se basa en la eficiencia y desventajas involucradas para cada uno.

Según la clasificación, los sistemas administradores de información geográfica aplicados a redes de distribución se dividen en tres grupos:

- a) Diseño auxiliado por computadora (CAD).
- b) Mapeo automatizado y administración de atributos.
- c) Administración de información de elementos de red automatizados.

##### a) Diseño auxiliado por computadora.

Estos sistemas permiten una automatización independiente de los registros de elementos pertenecientes a la red y la construcción de diseño gráfico. El gráfico automatizado es visto como una alternativa de bajo costo y bajo riesgo, ya que no tiene una gran incidencia en las empresas. Es un paso hacia un sistema de información de elementos de red.

Una característica que los distingue es el poco diseño que necesitan. La simplicidad en la estructura de datos y la falta de características de verificación limitan severamente la confiabilidad de los datos para soportar futuras aplicaciones.

El reemplazo de los métodos manuales de dibujo es el principal fin de estos sistemas, y proporcionan al usuario de un proceso fácil y consistentes para introducir líneas, símbolos y texto. Los dibujos se acumulan en forma digital y son reproducidos en papel u otro medio. La definición de objetos que representen a los elementos de las redes en el mundo real es prácticamente imposible debido a que estos sistemas no reconocen elementos textuales como componentes de los bienes. Líneas, textos y símbolos son vistos como elementos independientes en el mapa, lo que no permite la definición de un objeto.

##### Características.

- Mínimo control y seguridad sobre los bienes.

- Estructura de base de datos muy simple.
- El acceso de usuarios es personalizado.

#### **Eficiencia.**

- Implementación a pequeña escala.
- Impacto mínimo en la organización.
- Solución a nivel departamental.

#### **Defectos.**

- La integridad en los datos no es confiable.
- Funcionabilidad limitada.
- Existe redundancia en la actualización de datos en lo referente a construcción, diseño, dibujos y registros de elementos de red.

#### **b) Mapeo automatizado y administración de atributos.**

Estos sistemas evitan la complejidad involucrada en la integración de registros pertenecientes a ciertas áreas funcionales. La carencia de integración impide la actualización automática de los registros de los elementos de red, los que no reflejan las modificaciones especificadas por las ordenes de cambio. Los procesos de ordenes de cambio pueden ser implantados sin tener altos costos producidos por la conversión de datos.

Es una técnica más avanzada comparada a los sistemas CAD. Se tiene la capacidad de estructurar datos gráficos y alfanuméricos para definir objetos. Los mapas tienen un carácter individual, permaneciendo aislados entre sí, incluyendo los objetos contenidos dentro de estos, creando duplicación y mayor riesgo de error en la actualización de registros. Los registros duplicados son generados por cada gráfico y son fragmentos de los objetos, llamados *rasgos del mapa*.

#### **Características.**

- El procesamiento de las ordenes de cambio es independiente de la administración de registros de elementos de la red.

- El acceso del usuario es personalizado.
- Estructura de datos gráficos y alfanuméricos.
- Representación redundante de objetos.

#### **Eficiencia.**

- La integridad de los datos puede ser forzada por software de verificación.
- Los registros de elementos de red soportan análisis de redes limitados por los elementos existentes.
- La conversión de datos no es necesaria, los procesos de ordenes de cambio son independientes.
- Solución a nivel departamental.

#### **Defectos.**

- La actualización en los registros especificada en las ordenes de cambio se vuelve redundante.
- El ensamblado de los datos de todos los elementos de la red es manual.
- Para futuras modificaciones en la red no se puede realizar análisis.
- Falta de integración en las aplicaciones de administración de la red.

#### **c) Administración de información de elementos de red automatizados.**

Hacen posible la automatización integrada de funciones requeridas para producir ordenes de cambio, mantener y analizar registros de elementos de la red. La integración de estas funciones incrementan significativamente la puntualidad, precisión y utilidad de la información de los registros. Los registros de elementos pueden ser automáticamente actualizados, reflejando las modificaciones especificadas por las ordenes de

cambio y eliminando el tiempo de retraso entre la aprobación de una orden de cambio y el traslado de los cambios a los registros de elementos. El análisis de los datos de todos los elementos de la red puede ser realizado para condiciones actuales o cambios futuros, haciendo posible la evaluación técnica de diseños preliminares.

El sistema administrador de elementos direcciona cada uno de estos como un único bien colectivo, esto conlleva a la descripción colectiva, de tal manera que toda presencia de atributos y gráficos puede ser vista como una fuente única para fines de manipulación. Los elementos no son vistos como un registro de alfanumérico, un elemento gráfico o un rasgo en el mapa; mejor dicho como un bien compuesto de elementos colectivos. Todos los registros gráficos y alfanuméricos que pertenecen a cada bien pueden ser direccionados y controlados a través de procesos de transacción.

La eliminación de fronteras o bordes de unidades de mapas se consigue a través de la definición colectiva de los bienes y al mismo tiempo se suprime la redundancia de datos para archivos distintos.

#### **Características.**

- Integra los registros de elementos y la administración de ordenes de cambio.
- Integra los registros de elementos y otras bases de datos colectivas.
- Estructura de datos compatibles con la arquitectura de datos colectivos.
- Administración del tiempo de vida de los elementos de la red.
- Hay acceso de múltiples usuarios a un área gráfica común.

#### **Eficiencia.**

- Los datos de los elementos de la red son precisos y actualizados.
- Elimina la actualización duplicada para datos de ordenes de cambio y registros de la red.
- Hace posible la partición de datos entre sistemas colectivos.

- Soporta análisis de la red para elementos ya instalados y modificaciones pendientes en la red.

#### Defectos.

- Se necesita de la conversión de datos.
- El impacto causado en la organización es mayor.

#### 1.5 Descripción de un sistema AM/FM/GIS.

La descripción del funcionamiento de los AM/FM/GIS tiene cierta dificultad por la razón que cada compañía fabricante de un sistema AM/FM/GIS en particular desarrolla su propio modelo con características diferentes a otros sistemas, y que a lo sumo pueden coincidir algunas de éstas ; además ,cada compañía distribuidora de energía eléctrica ajusta el sistema a su conveniencia siendo limitados por el factor económico y requerimientos.

Sin embargo, todos los sistemas AM/FM/GIS persiguen los mismos objetivos lo que permite generalizar en cierta forma la descripción de los sistemas. La descripción se facilita al determinar las funciones de cada sub-sistema componente de el AM/FM/GIS.

La figura 1-5 muestra la relación entre los distintos sub-sistemas que forman un AM/FM/GIS.

#### Sub-sistema de registros de elementos de la red.

Compuesto por una base de datos relacional, administrada por un DBMS capacitados para manejar datos alfanuméricos y gráficos. Contiene las características de todos los elementos de la red, desde cables y postes hasta transformadores y protecciones. La información de un elemento específico es acumulada en registros distintos perfectamente integrados y compartidos con otros sistemas, eliminando la duplicación de información. La definición del objeto que representa al bien o elemento de red se realiza según ciertas reglas que varían de acuerdo al software utilizado. El uso de atributos mejoran la definición de objetos al asignarles características, que pueden o no ser desplegadas en la pantalla.

El sistema de registros se enlaza directamente al mapa

digitalizado; toda la información referente a ubicación de bienes es representado en un fondo geográfico. Existe además, una relación entre el sub-sistemas de llamadas problemáticas y el subsistema de servicio al cliente, como se describe posteriormente.

#### **Sub-sistema de servicio al consumidor.**

La información referente al cliente es recopilada e introducida a la base de datos. Los reportes de nuevo servicio y cortes de servicio son generados por éste módulo y representado en un contexto geográfico a través del sistema de información geográfica.

#### **Sub-sistema de solicitud de obras.**

Todas las solicitudes de obras se introducen en este sistema que suministra información del material necesitado para desarrollar la obra; establece una calendarización de trabajos, costos del servicio y asignación de obras a equipos de trabajo. Existe un lazo directo entre éste sistema y el GIS, esto se refleja en la presentación de rutas de trabajo en un fondo geográfico y la elaboración de ordenes de trabajo acompañadas de dibujos los cuales son una acumulación de información proveniente de los mapas e inspecciones de campo del equipo instalado.

#### **Sub-sistema de llamadas problemáticas.**

Mantiene la relación entre los dispositivos de protección, transformadores y clientes. Los transformadores y dispositivos residen en el sub-sistema de registro de elementos. El subsistema de servicio al consumidor mantiene los datos del cliente; por lo tanto, el subsistema de llamadas problemáticas y el subsistema de servicio al consumidor deben compartir y utilizar la misma información.

El análisis de interrupciones de servicio es realizado en éste módulo y presentado gráficamente con la ayuda de colores definidos para cada condición de trabajo de la red eléctrica.

Todas la llamadas problemáticas son clasificadas y relacionadas a las secciones falladas de la red eléctrica y a los elementos de protección involucrados en la falla; posteriormente, se crea un reporte de fallas en el cual se presenta un dibujo con la ubicación de todos los elementos, facilitando su localización al equipo de trabajo.

## Administrador de carga de los transformadores.

El análisis de factibilidad de servicio es realizado a través del TLM<sup>1</sup>. Este subsistema relaciona al transformador y al cliente por medio del conocimiento de información de la cantidad de energía suministrada por los transformadores a los usuarios. La cantidad de energía consumida puede ser recuperada por medio de los recibos de facturación del consumidor con fines de establecer los puntos picos y promedio de demanda y predecir la condición de trabajo a que se somete el transformador.

Gracias a este trabajo se determina si el transformador es capaz de satisfacer la nueva carga. El sistema de registros suministra toda información relacionada a las características de los transformadores.

## Sistema de información geográfico.

El fundamento principal del GIS es el mapa digitalizado, elaborado de acuerdo a la gran cantidad de planos en papel y archivados en la compañía. Si es necesario la corrección de planos y no existen fuentes de información confiable, se necesita de un levantamiento de la zona. Un inventario exhaustivo de todos los bienes que conforman la red acompaña al levantamiento ya que toda la información de los elementos servirá para definir cada objeto presentado en el contexto geográfico. Un programa muy utilizado para la digitalización de planos es el diseñador gráfico Autocad que presta la facilidad de utilizar mapas digitalizados bajo el formato .DLG y transformarlos al formato .DXB.

El uso de atributos gráficos es uno de los recursos utilizados para describir los bienes del mundo real.

Todos los subsistemas se enlazan alrededor de un punto geográfico común; esto se logra al asignarle a cada pieza de información una latitud y una longitud, en otras palabras, su ubicación es referenciada a coordenadas cartográficas.

---

<sup>1</sup>Transformer Load Management/ Administrador de carga de los transformadores.



## Interacción con el SCADA<sup>5</sup>.

La introducción de estaciones de trabajo gráficas abrió las puertas a varias alternativas inexploradas hasta entonces. Se debe considerar que la funcionabilidad del SCADA no solo radica en la estación de trabajo, a pesar que este no podría existir sin este componente. Las líneas de comunicación a través de las cuales se transmiten las señales de control desde la planta hasta la estación de trabajo son elementos fundamentales que permiten monitorear y controlar voltaje, corriente, factor de potencia y otras lecturas en algún punto seleccionado en el sistema de distribución, mostrándolo en la pantalla para un tiempo real. El SCADA proporciona la facilidad de abrir o cerrar dispositivos de protección por medio de sus RTU's (unidades terminal remota). Por lo tanto, los estado de los dispositivos son conocidos, lo que basta para saber si existe alguna interrupción en la red, sin necesidad de recibir llamadas problemáticas.

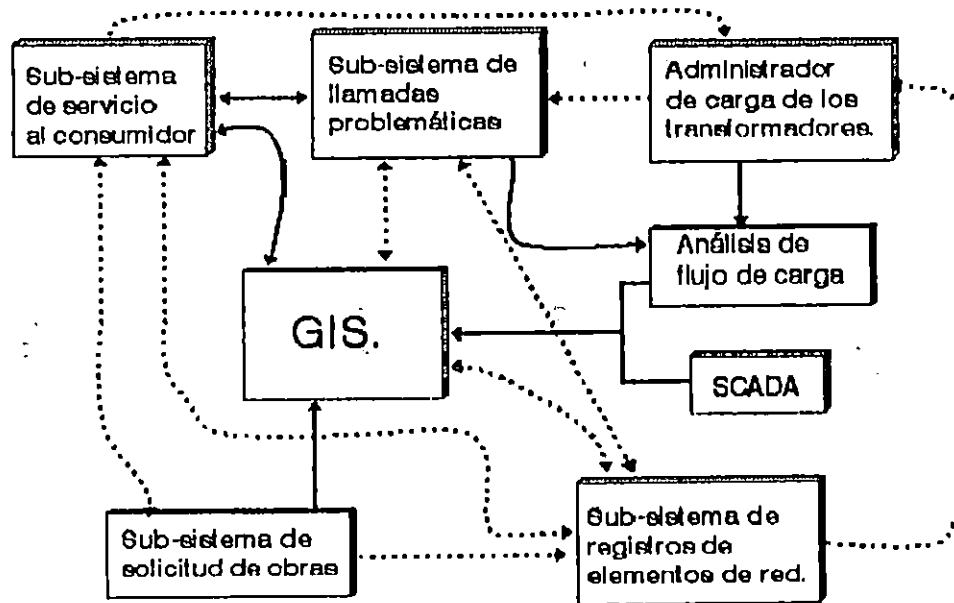


Figura 1-5. Diagrama de módulos de un sistema AM/FM/GIS.

---

<sup>5</sup>Supervisory Control and Data Acquisition

La figura 1-5 muestra los módulos que conforman a un sistema AM/FM/GIS., a la vez muestra la manera en que estos interactúan. Como se mencionó en la sección 1.3, el cambio de enfoque en la construcción de los sistemas AM/FM/GIS. ha permitido flexibilidad en la proyección e implantación de estos; teniendo como resultado, la facilidad de añadir o eliminar módulos.

## 1.6 Arquitectura de los sistemas de información geográfica.

La arquitectura de los sistemas de información geográfica se pueden dividir en 3 grupos: Centralizada, Distribuida y Sistemas Híbridos.

### 1.6.1 Arquitectura de sistemas centralizados o teleprocesamiento.

Es el tipo de arquitectura de sistemas de información geográfica más antiguo; éste es "centralizado", o algunas veces llamado " de teleprocesamiento".

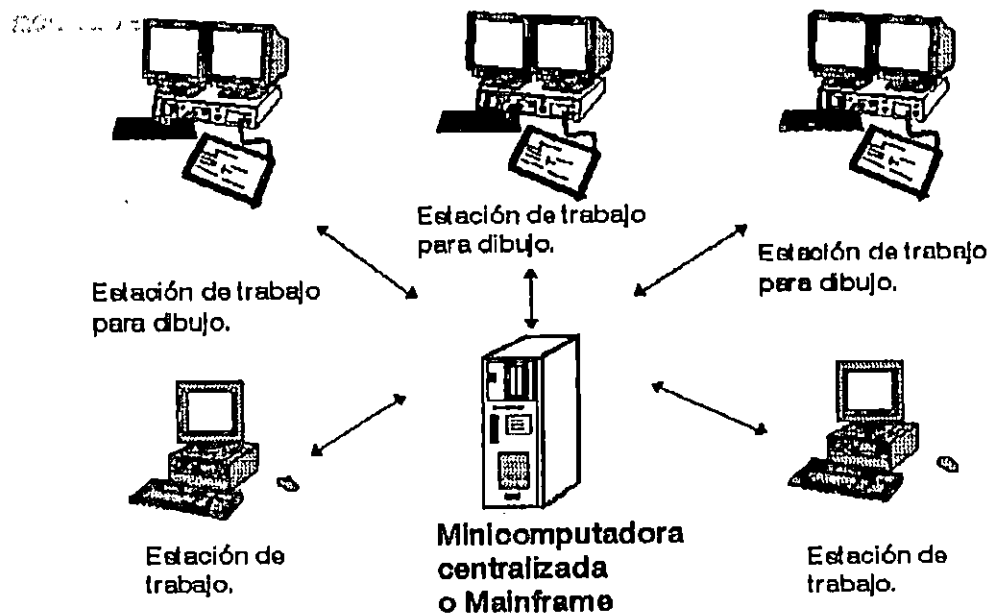


Fig. 1-6. Sistema centralizado.

Como indica la figura 1-6, una computadora es conectada a un número de terminales. Estas terminales no son microcomputadores, algunas veces llamadas "terminales tontas". Todo el software de procesamiento de datos, banco de datos, administrador de base de datos, programas de aplicación, en fin, la inteligencia del sistema es centralizada en la computadora o mainframe. En algunos casos, si el usuario necesita microcomputadoras para otros propósitos, estas pueden ser usadas como terminales tontas.

El término "Sistema de teleprocesamiento" es usado en algunas ocasiones para referirse a estos sistemas debido a que el procesamiento se realiza a cierta distancia del usuario. La distancia puede ser larga o corta. La terminal puede estar conectada directamente a una computadora cercana, o si la distancia es demasiada grande, a través de una línea telefónica u otro tipo de línea de comunicación. El procesamiento ocurre solamente en un sitio, ésta acción es realizada por la computadora.

Estos sistemas se volvieron obsoletos, teniendo como principal desventaja la incompatibilidad con otro tipo de hardware que utilizaban ambientes de trabajo (sistemas operativos) propios para cada fabricante.

#### 1.6.2 Arquitectura de Sistemas Distribuidos.

El desarrollo de software aplicado a redes de computadoras, y la creación de PC's y estaciones de trabajo más poderosas, pronostica el desplazamiento de los sistemas distribuidos sobre los sistemas híbridos en lo que respecta a estructura de trabajo de los AM/FM/GIS.

Se conectan CPU's independientes entre sí por medio de líneas de comunicación. Las redes de área local son las representantes más comunes de este género. Una LAN<sup>6</sup> conecta microprocesadores independientes a través de cables y tarjetas procesadoras que se insertan en las ranuras de expansión de las PC's. En algunos sistemas, los cables son del tipo telefónico, para otros puede ser cable coaxial.

---

<sup>6</sup> Local Area Network/ Redes de área local.

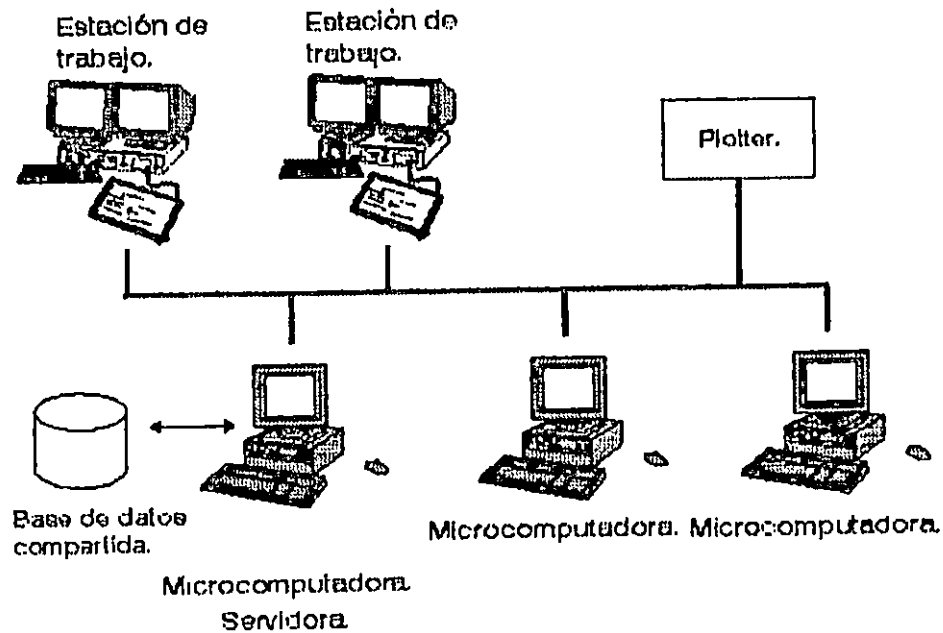


Fig. 1-7. Arquitectura de sistemas distribuidos.

La red LAN mostrada en la figura 1-7 soporta la partición de Hardware, correo electrónico, y el procesamiento de una base de datos para grupos de trabajo. Esta conecta 5 microcomputadoras con una microcomputadora especial denominada "servidora". La servidora contiene la base de datos en su disco duro y la procesa de acuerdo a las solicitudes de las microcomputadoras. Esta también supervisa el procedimiento de solicitudes para el ploter gráfico.

Redes LAN's pueden integrarse para formar una red de área ancha<sup>1</sup>. Las redes LAN son independientes, sin embargo una computadora de una LAN conectada específica puede comunicarse con computadoras de otra red. Las computadoras que mantienen juntas las redes se denominan computadoras *gateway*.

### 1.6.3 Arquitectura de Sistemas Híbridos.

Este sistema es una combinación de las arquitecturas centralizada y de redes de computadoras de área local o también

---

<sup>1</sup>wide area network/Redes de área ancha.

conocidas como sistema distribuido. En la actualidad es el más utilizado en la conformación de los sistemas AM/FM/GIS debido a que usualmente tienen mayor capacidad en usos que requieren aplicaciones para grupos de usuarios. La figura 1-8 muestra una LAN conectada a un mainframe centralizado a través de una línea de comunicación. La computadora servidora en la LAN es denominada computadora Gateway al igual que en una red WAN.

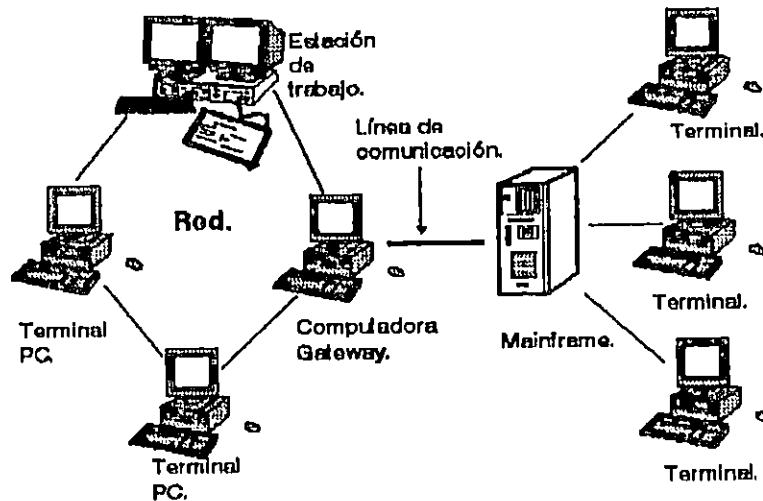


figura 1-8. Sistema Híbrido.

La plataforma de trabajo está constituida por computadoras personales IBM o compatibles basadas en microprocesadores 80386 y 80486 que por su bajo costo de adquisición, mantenimiento, amplia difusión en el mercado y la facilidad que presta para desarrollar interfaces y programas de aplicación a la medida del usuario, las convierte en equipos ideales para la implementación de un AM/FM/GIS. El uso de las PC's simplifica las tareas de transferencia de datos en la red, agregando la universalidad de usos para hojas electrónicas, procesadores de palabras, bases de datos y otros programas de aplicación.

Las servidoras de la LAN son las responsables de la administración de las aplicaciones de la red, tales como reportes generados por DBMS, manejo de la red, calendarización de cortes de servicio por mantenimiento, comunicación entre usuarios de la red, correo electrónico, archivos compartidos entre secciones del AM/FM/GIS, calendarización de actividades para grupos de trabajo. Además, se encarga de hacer diariamente respaldos de información, y ejecutan aplicaciones basados en sistemas UNIX.

La estación de trabajo basado en sistema UNIX son servidoras utilizadas para ejecutar aplicaciones que no pueden ser realizadas por PC's comunes y corrientes. La diferencia entre

éstas radica en la mayor cantidad de memoria RAM, memoria en disco duro y capacidad de manejo de datos que proporcionan una mayor velocidad de procesamiento de información. El procesamiento de base de datos a gran escala es un ejemplo de dicha capacidad.

El sistema de mapeo y el modelo de la red de distribución corren desde éstas estaciones de trabajo.

El mainframe aún es utilizado en algunos modelos de AM/FM/GIS para almacenar grandes bases de datos, la alimentación y uso de herramientas de planeación.

Sin embargo, ya existen avances tecnológicos que han permitido traslado de bases de datos a las LAN, utilizando a la estación de trabajo como unidad residente del DBMS y programas de planeación; por lo que puede predecirse la desaparición del mainframe en la arquitectura de los sistemas AM/FM/GIS.

### 1.7 Programas .

Los programas que contienen un sistema de información geográfica son: sistema operativo, utilidades, DBMS, y los programas de aplicación. La figura. 1-9 muestra 5 computadoras utilizadas en red, de las cuales la computadora E se utiliza como servidora. Las computadoras A, B y D procesan datos partidos provenientes de la base de datos. La microcomputadora C usa el disco de la servidora para acumular, pero no para procesar la base de datos.

El área dentro de los rectángulos representa la memoria principal de las computadoras. Cada computadora tiene un sistema operativo local (OS); un sistema operativo para redes (LAN-OS), la computadora C posee además un DBMS. Las microcomputadoras que procesan las base de datos poseen programas de aplicación (AP) que tienen acceso al DBMS.

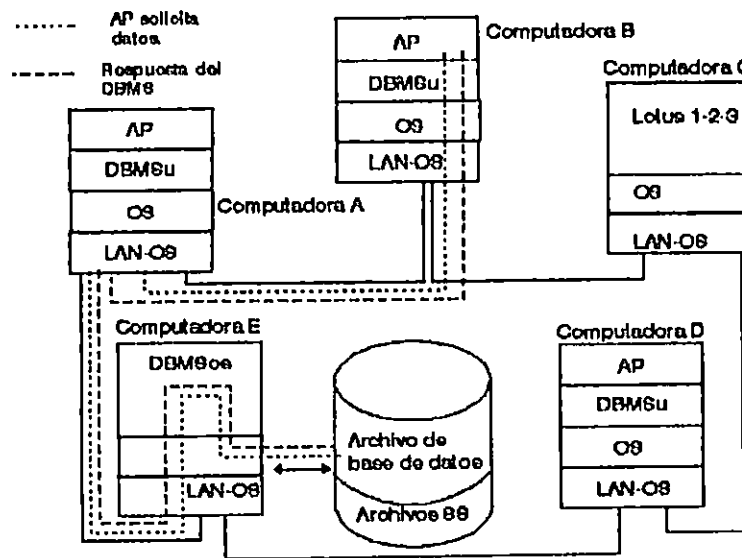


Fig.1-9. Relación entre programas en una LAN.

### 1.8 Sistema Operativo en una LAN.

Se requieren dos tipos de sistema operativo: el LAN-OS y el OS. El LAN-OS es una extensión del sistema operativo base que soporta el procedimiento de una LAN. Esta extensión debe hacer juego con el estilo de procedimiento del Hardware instalado.

Si la LAN es de topología en anillo con protocolo de prueba de paso. Si es topología de bus con protocolo de conexión, entonces debe ser un sistema operativo orientado a conexión.

El LAN-OS tiene como funciones, proveer control de procedimiento sobre el tráfico en la red. Los formatos de transmisión del LAN-OS elimina algunas de las limitaciones del sistema operativo; por ejemplo, para el PC-DOS, el LAN-OS elimina la limitación de los 640, de byte utilizados para correr programas, y la limitación de 32 Mbyte para un disco. Generalmente el LAN-OS provee una mejor administración del disco, una mejor memoria y mayor seguridad que el DOS. Por ultimo, la mayor parte de LAN-OS tienen la ventaja de utilizar un impresor u otro periférico, de manera compartida.

## 1.9 DBMS en una LAN.

Un DBMS es el enlace entre los programas de aplicación y el sistema operativo. Como se muestra en la figura 1-10, una porción del DBMS opera como interfase para comunicarse con el programa de aplicación o el usuario.

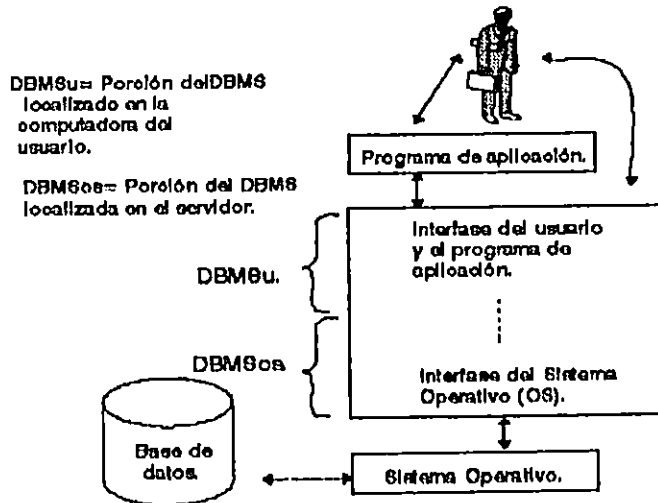


Fig. 1-10 Localización de programas DBMS en una LAN.

A través de este se revisan errores o inconsistencias, se obtienen comandos, genera reportes y menús, formas de datos de entrada etc.

Cuando la computadora E recibe la solicitud, el LAN-OS pasa hacia el DOS, el cual, la pasa al programa DBMS en la computadora E. El programa DBMS determina donde el dato deseado este localizado en el disco y solicita al OS leer el dato. La lectura es hecha y el OS manda el dato de regreso al DBMS en la computadora E. En este punto, el proceso se revierte, mensajes son formateados y pasados de tal forma que el dato deseado es liberado hacia el programa de aplicación en la computadora B.

## 1.10 Programas de Aplicación.

Los programas de aplicación para un AM/FM/GIS se desarrollan de acuerdo al uso para el cual está planeado. Las áreas más comunes a los que se dedican estos programas son:



- Mapeo
- Planeación de la red
- Diseño
- Mantenimiento
- Operación de la red
- Pronóstico de crecimiento de cargas.

Una característica importante de estos programas, es su interacción con una base de datos gráfica y alfanumérica, a través de un DBMS. Las herramientas de cálculo de estos sistemas dependerán de los requerimientos del usuario.

Otra porción del DBMS se utiliza como interfase para comunicarse con el sistema operativo, específicamente al subsistema de procedimiento de archivo. Esta porción lee y escribe solicitudes, empaqueta o desempaqueta datos etc.

En un sistema LAN; el DBMS es partido, esto significa que solo la porción necesaria de DBMS se acumulará a cada computadora. Por ejemplo en la figura 1-9, las computadoras A, B, y D tienen el programa interfase del DBMS, por lo que las computadoras procesan programas de aplicación. La computadora E, la servidora de archivos tiene la porción del DBMS correspondiente a la interfase que la comunica con el sistema operativo, esta computadora administra datos.

Tomando como referencia la figura 1-9, se supone un programa de aplicación en la computadora B, este necesita los nombres y direcciones de todos los clientes. El programa de aplicación manda un comando al DBMS para obtener este dato. El DBMS revisa este comando por exactitud, si es válido, formatea una solicitud para el DBMS localizado en el servidor. Esta solicitud es pasada al OS en la computadora C, la cual pasa la solicitud al LAN-OS de la computadora C. El LAN-OS formatea el mensaje para el LAN-OS en la computadora E y la manda sobre la red.

## Conclusiones del capítulo I.

- 1) El impacto que ocasionan los sistemas administradores de redes de servicio a las empresas que lo implementan, dependen del grado de desarrollo de estos; un ejemplo claro son las soluciones departamentales obtenidas por simples sistemas CAD que difieren de las soluciones empresariales presentadas por los complejos administradores de información de elementos de redes.
- 2) Los sistemas AM/FM/GIS. han revolucionado desde la primera generación, conformados por plataformas rígidas, incompatibles a otros sistemas; hasta la estandarización de plataformas y programas (software), permitiendo una gran flexibilidad al construir estos sistemas en forma modular; este recurso es posible gracias a la metodología objeto-orientado.
- 3) Una de las dificultades principales en la implementación de un sistema AM/FM/GIS es la eliminación de datos duplicados; al mismo tiempo conseguir que el sistema procese la información de los distintos bienes dentro de un ambiente de información compartida entre sub-sistemas, sin perder el concepto de colectividad.

redes.

redes

## Bibliografía

### Libros

- 1) Kroenke, David, Management Information Systems, Editorial Mc Graw-Hill.

### Documento

- 2) Mc Daniel, Keith E., White paper on AM/FM/Sistem implementation aproaches, Xerox de El Salvador.

### Revistas

- 3) Ahrens, Douglas L., Using AM/FM/GIS Data within a DA System, Transmission & Distribution Magazine, Enero de 1982.
- 4) Bengiamin, N. N., PC-Based Power Systems Software: Comparing Funtions and Features, IEEE Computer Applications in Power, Enero de 1992.
- 5) Chan, Sherman, Interactive Graphics Interface for Power System Network Analysis, IEEE Computer Applications in Power, Enero de 1990.
- 6) Geisler, K. I., A Generalized Information Management System Aplied to Electrical Distribution,
- 7) Gilligan, S. R., An Automated Distribution Operations System is a "Do Everything" System, Transmissions and Distribution, October, 1990.
- 8) Imhof, K., Show it with Colors Connectivity, Status, and value information in Energy Management System, IEEE Computer Applications in Power System, October, 1990.
- 9) Johnson, A. Nolan, MGE Sets Standards For AM/GIS/Projects, Transmission & Distribution, October 1990.

- 10) Pistoiese, Todd, Installing Geographic Information System Requires Careful Planning, Transmission and Distributions, October, 1990.
- 11) Wolff, Robert F., The new electronic frontier-distribution design, Electrical World, Mayo de 1982.

## C A P I T U L O   I I

### APLICACIONES Y REQUERIMIENTOS DEL SISTEMA AM/FM/GIS PARA LA COMPANIA DE ALUMBRADO ELECTRICO DE SAN SALVADOR, CAESS.

#### INTRODUCCIÓN.

Dentro de la División Técnica de CAESS, existen distintos departamentos con diferentes funciones, este capítulo trata sobre la investigación de las tareas que cada sección realiza, con el objeto de obtener aquellas secciones que necesitan acceder en forma directa o indirecta al sistema de información geográfico.

#### 2.0 Investigación sobre la función que desempeñan los distintos departamentos que componen la división técnica de CAESS.

La división técnica de la compañía CAESS está formada por cuatro departamentos que son:

- a) Departamento de operaciones.
- b) Departamento de construcción y mantenimiento.
- c) Departamento de Ingeniería.
- d) Departamento de planificación.

A continuación se presentan las distintas actividades que realizan dentro de la división técnica así como también los requerimientos de cada sección con respecto a la implementación del sistema AM/FM/GIS.

#### a) Departamento de operaciones.

Este departamento está formado por dos superintendencias auxiliares que son:

**Superintendencia auxiliar de servicios técnicos:** tiene a su cargo las secciones de taller eléctrico, taller mecánico, protección al sistema y radio comunicaciones.

**Superintendencia auxiliar de operaciones:** tiene a su cargo las secciones de control al sistema, alumbrado público y líneas urbanas.

**Sección de taller eléctrico:**

Esta sección pertenece a la superintendencia auxiliar de servicios técnicos del departamento de operaciones, y se encarga de dar mantenimiento a elementos que conforman la red de distribución; como los transformadores de potencia y distribución, reclosets, interruptores, etc. Se ocupa de los montajes de nuevas subestaciones; además, modifica las existentes.

Realiza exclusivamente tareas de construcción de la infraestructura de la red eléctrica.

**Observaciones:**

Esta sección recibe tareas provenientes de otras secciones, tal es el caso de subestaciones, que se encargan del diseño de la subestación; y por la naturaleza de las obras que realizan, no necesitan de acceso al sistema de información geográfica.

**Sección de taller mecánico:**

Al igual que el taller eléctrico pertenece a la superintendencia de servicios técnicos del departamento de operaciones se encarga de dar mantenimiento preventivo y correctivo a los autos y camiones pertenecientes a la compañía, construye las estructuras de subestaciones.

**Observaciones:**

Por la naturaleza de las funciones no influye en el mantenimiento, control o construcción de la red por lo que no necesita acceso al sistema AM/FM/GIS.

**Sección de protección al sistema:**

Esta sección pertenece también al departamento de operaciones, superintendencia de servicios técnicos.

Se encarga de la parte operativa en lo referente a la colocación de las protecciones en la red eléctrica; y en caso de ocurrir alguna falla en el sistema, son los responsable de solucionar tal desperfecto, así como proporcionar el control y mantenimiento preventivo al sistema. Otra función que desempeñan es proporcionar mantenimiento al cable piloto (Ayutuxtepeque-Central).

**Observación:**

La información que requiere ésta sección puede ser desplegada através del mapa de la red.

**Recomendación:**

Con auxilio de los atributos se puede mostrar la información de los elementos solicitados por la sección ; además de proporcionar la ubicación exacta.

**Sección de radio comunicaciones:**

(Génera) .

Sección que pertenece al departamento de operaciones, superintendencia auxiliar de servicios técnicos.

Esta sección se encarga de la reparación y mantenimiento de los distintos módulos de radio así como la instalación y reparación del SCADA (Supervisory Control and Data-Acquisition) en los puntos donde se necesite tomar lecturas en la red de distribución.

Las actividades que realiza son las siguientes:

Instalación y mantenimiento preventivo y correctivo de los equipos de radios móviles, bases portátiles y repetidoras.

Instalación y mantenimiento preventivo y correctivo de los controles del SCADA.

Mantenimiento e instalación de redes Novell (División Técnica, San Miguel y Oficinas Centrales) teleproceso (División Técnica, San Miguel, Santa Tecla, Metro-Galerías, Apopa y San Miguel).

Mantenimiento preventivo y correctivo de PC's y terminales en la división técnica.

Instalación y mantenimiento preventivo y correctivo de teléfonos de la División Técnica.

**Recomendación:**

La labor que realiza esta sección es de suma importancia aunque necesita acceder al sistema AM/FM/GIS solamente como apoyo para ubicar la posición y lugar en los cuales se encuentran los distintos módulos de radio y SCADA; por lo tanto, solamente necesita el mapa geográfico para realizar dicho trabajo.

**Sección de control al sistema:**

Esta sección pertenece al departamento de operaciones, superintendencia auxiliar de operaciones.

Es la sección encargada de mantener la continuidad de todo el servicio de la red; necesita tener la información precisa del punto fallado en la red; así como estar al tanto de las llamadas que hacen los usuarios debido a desperfectos en la línea; además, son los únicos que tienen la facultad de eliminar cargas para efectuar reparaciones un tanto simples.

Las actividades de esta sección se enlistan a continuación con sus respectivos requerimientos.

1) Maniobras en la red de distribución.

Planos unifilares de primarios del área metropolitana de San Salvador.

Ubicación de transformadores con la carga que sirve.

Información de la red de distribución que se utiliza es la siguiente:

- a) Ubicación geográfica de recloser.
- b) Ubicación geográfica de cuchillas.
- c) Puentes conectados con grapas AGP.
- d) Capacidad de fusibles en los cortes en primario .

Mapa de la red de distribución primaria y secundaria en la cual se presentan las fases ABC y tierra.



## 2) Atención a desperfectos en la red de distribución.

Levantamiento de las direcciones en las urbanizaciones que incluya en forma gráfica los bloques, polígonos, número de casa y cualquier otra referencia que permita ubicar la dirección del abonado.

Se requiere un mapa que incluya la red de distribución primaria y secundaria con la vegetación que se encuentra sobre la red de distribución para poder crear planes de poda y proporcionar seguimiento a estos planes.

Dentro de esta sección se encuentra otro grupo que son los encargados de verificar el funcionamiento de sistema SCADA

### **Observación:**

Esta sección necesita conocer la ubicación de la zona en la cual existe la falla, así como las maniobras a realizar para obtener una adecuada conexión y desconexión de líneas con el objeto de mantener un servicio continuo sin sobrecargar las líneas y la forma de aislar la falla.

### **Recomendación:**

Por lo antes expuesto esta sección debe tener un acceso al sistema de información geográfico ya que necesitan saber la carga que estaba instalada antes de la falla, el tiempo que esta duro, la maniobra que tiene que realizarse, el lugar de donde pueden restablecer la energía en ese tramo, etc. Con esto se ahorra el tiempo de reparación.

A parte de ello se le recomienda a esta sección hacer llegar a la sección de dibujo los cambios que efectúen en la red; con el objeto de tener más precisión en la ubicación de la red.

### **Sección de alumbrado público:**

Pertenece a la superintendencia auxiliar de operaciones del departamento de operaciones. Se encarga de proporcionar mantenimiento a la red de alumbrado público, al mismo tiempo lleva su propio control de actividad de mantenimiento.

Para facilitar la determinación de los requerimientos de la sección, se mencionarán a continuación en orden de la actividad que los comprende.

- 1) Mantenimiento de la red de alumbrado público los requerimientos son los siguientes:
  - a) Mapa de alumbrado público con zonas y cuadrículas.
  - b) Ubicación georeferenciada del alumbrado público de San Salvador.
  - c) Tipo de lámparas (privada o CAESS).
  - d) Capacidad de lámparas.
  - e) Tipo de reflector.
  - f) Tipo de foco.

**Observaciones:**

A excepción del literal a), la información requerida puede ser accesada y desplegada a través de los atributos gráficos y alfanuméricos. La necesidad del mapa expuesto en el literal a), puede ser satisfecha al ubicar los elementos involucrados en la red de alumbrado con su posición actual.

**Recomendación:**

Se debe tomar en cuenta que ésta sección realiza sus propias actualizaciones en los mapas de alumbrado, sin reportar los cambios a las sección de dibujo; por lo que debe existir un nexo a través de ordenes de cambio que enlace estas dos secciones.

- 2) Control del mantenimiento:
  - a) Código de posición de lámpara.
  - b) Tipo de aviso.
  - c) Descripción del trabajo de mantenimiento realizado.
  - d) Fecha en que se realizó la última reparación.
  - e) Materiales utilizados.

### **Observaciones:**

Los requerimientos pueden ser satisfechos a través de la generación de un reporte mensual de actividades, que presente la información citada en los cinco literales.

### **Sección de líneas urbanas:**

Esta sección pertenece a la superintendencia auxiliar de operaciones del departamento de operaciones, se encarga del mantenimiento de la red de distribución, restablecimiento del servicio al ocurrir cortes en determinados tramos de la red, realiza las respectivas actividades de poda impidiendo que las ramas dañen las líneas primarias o secundarias.

Las actividades y sus respectivos requerimientos se enlistan a continuación:

- 1) Mantenimiento de la red de distribución.
  - a) Mapas con las redes de distribución de tendido primario y secundario.
  - b) Tipos de estructuras en postes primarios y secundarios.
  - c) Tipos de dispositivos de protección.
  - d) Historia de mantenimiento de la red.

### **Observaciones:**

Los mapas concernientes al literal a), pueden ser elaboradas con la información pertinente de los tendidos primarios y secundarios.

### **b) Departamento de construcción y mantenimiento.**

Este departamento tiene a su cargo dos superintendencias, las cuales son:

**La superintendencia auxiliar de medidores:** que tiene a su cargo las secciones de medidores, conexiones y transporte.

La superintendencia auxiliar de líneas urbanas: que tiene a cargo la sección de construcción.

**Sección de medidores, conexiones y transporte:**

Esta sección se divide en tres subsecciones:

- 1) Medidores.
- 2) Conexiones.
- 3) Transporte.

La subsección de medidores se encarga de realizar pruebas a los medidores, así como a dar mantenimiento a los medidores instalados y por instalar, realiza mediciones industriales para verificar el factor de potencia, voltajes, etc. una tarea importante es la detección de fraudes.

La subsección de conexiones presta servicios domiciliarios y realiza las conexiones de servicios monofásicos, además de realizar acometidas primarias y secundarias.

La subsección de transporte proporciona mantenimiento a vehículos y todo lo relacionado a transporte.

Las actividades y requerimientos se enlistan a continuación.

- 1) Conexión de medidores.
- 2) Conexión de mediciones.
- 3) Cambio de medidor o acometida.
- 4) Cambio de mediciones.

Los requerimientos para esta sección son:

- a) Número del medidor
- b) Ubicación del medidor.
- c) Tipo de medidor.

- d) Cuenta y subcuenta del abonado.
- e) Consumo del abonado.
- f) Tipo de acometida.
- g) Líneas privadas
- h) Subestaciones privadas.

**Observación:**

Las secciones de medidores y conexiones necesitan la misma información.

La información que necesita la sección de transporte es verificar el funcionamiento de todos los vehículos.

**Recomendaciones:**

La información que necesitan del sistema las secciones de mediciones y conexiones es de carácter geográfico; utilizando el mapa para dar la dirección exacta de los nuevos usuarios, lo que implica colocación de nuevos medidores, remoción o cambio.

**Sección de construcción:**

Esta sección es la encargada del mantenimiento de la red; también, se encargan de prestar auxilio en el montaje del equipo de subestaciones, recloset, etc.

Las actividades que realiza son las siguientes:

Mantenimiento de líneas CAESS.

Construcción de líneas de distribución primaria y secundaria.

**Observación:**

Esta sección utilizaría el sistema solamente como medio de información o consulta de planos primario y secundario de la red.

**c) Departamento de ingeniería:**

El departamento de ingeniería esta formado por dos superintendencias auxiliares que tienen a su cargo las secciones de dibujo, normas y estandares, distribución (presupuestos y control de voltaje), subestaciones, obras civiles y materiales.

A continuación se presenta las funciones que desarrolla cada sección que pertenece al departamento de ingeniería; así como, las observaciones y recomendaciones respectivas.

**Sección de dibujo.**

Esta sección es la encargada de elaborar y digitalizar planos geográficos y topográficos, planos de la red de distribución primaria y secundaria, datos concernientes a características de elementos y equipos eléctricos, etc. Así como la actualización de toda la información de la red eléctrica.

Las actividades que realiza son las siguientes:

- a) Papeletas de remoción e instalación de transformadores.
- b) Boletas de cambio de capacidad de fusibles, cambios de corte.
- c) Elaboración de planos de alambrado y esquemas de subestaciones CAESS.
- d) Actualización de planos de toda la red de distribución CAESS.
- e) Copias de planos de protecciones para actualizar los diagramas de alambrado y esquemas de subestaciones.
- f) Solicitud de rótulos.
- g) Circuitos unifilares faseados.
- h) Solicitud de plantas hidroeléctricas antiguas.
- i) Papeletas para actualización de transformadores.
- j) Actualización de cuadros de control.
- k) Carátulas para medidores cuadros de control.
- l) Elaboración de planos de estructuras de subestaciones.

- m) Modificación de los planos de las estructuras de subestaciones ya existentes.
- n) Elaboración de carteles alusivos a eventos y normas de seguridad.
- ñ) Fase de un circuito de subestación.
- o) Actualización de planos para elaboración de presupuesto.
- p) Copias de planos para verificación de voltaje.
- q) Suministro de papel para fotocopias.

**Observación:**

La tarea que desarrolla esta sección dentro de la división técnica es de suma importancia ya que le corresponde recibir la información de todas las secciones y digitalizarla para que éstas la utilicen o hagan uso de ella.

**Recomendación:**

Es una de las secciones que necesitan tener un acceso directo al sistema AM/FM/GIS., ya que constituirá el nexo entre el sistema y las secciones que lo utilicen. Esta será la encargada de hacer las modificaciones dentro del modelo de la red, planos o cualquier otro tipo de orden que requiera la modificación de la base de datos.

**Sección de normas y estándares:**

Pertenece al departamento de ingeniería. Es la encargada de establecer las normas y estándares de construcción y diseño de los sistemas de distribución primaria y secundaria de la red, materiales, equipos de subestaciones y normalizar las especificaciones técnicas sobre acometidas.

**Observación:**

A pesar que la sección de normas y estándares puede aportar gran cantidad de información necesaria para normalizar marcas de equipos utilizadas en mediciones, normalización y reducción de un gran número de tipos de estructuras, etc.; ésta no necesitará

consultar el AM/FM/GIS para obtener información, por lo que se excluye de las secciones con prioridad de acceso al sistema de información geográfica.

#### **Sección de distribución:**

Dentro de ésta sección se encuentran dos subsecciones, las cuales son:

#### **Subsección de presupuesto:**

Efectúa diseño y presupuestos en la construcción de nuevos servicios, diseño y presupuestos de nuevos alimentadores primarios, presupuestos en la conversión de voltaje (4000-2300), presupuesto para la corrección de bajo voltaje, de alumbrado publico, remoción de conductores, nuevos abonados, remoción y ubicación de postes.

#### **Subsección de control de voltaje:**

Como su nombre lo indica esta sección es la encargada de verificar los problemas de bajo voltaje que suceden en la red de distribución secundaria, así como verificar periódicamente la carga instalada en los transformadores. También se encarga de realizar cambios de conductores cuando estos se encuentran sobrecargados; aparte de atender los reclamos que hacen los usuarios cuando tiene problemas de bajo voltaje.

#### **Observación:**

La función que desarrolla está sección es de suma importancia ya que es la encargada de verificar la estabilidad del sistema y no permitir sobrecarga en los elementos que componen la red de distribución, así como la de elaborar presupuestos para construcción o reparación de la red, siempre y cuando este dentro de su campo de acción.

La subsección de presupuestos se considera que debe tener acceso al sistema como medio de información para obtener el valor actual de los distintos elementos y materiales.



En lo que se refiere a la subsección de control de voltaje se considera que debe tener un acceso prioritario hacia el sistema para realizar los análisis respectivos, así como también obtener la ubicación geográfica de las zonas en donde existan fallas reportadas por los usuarios y las zonas con deficiencia de voltaje; además, tener reportes estadísticos de la energía entregada por cada transformador de distribución a los usuarios.

#### **Sección de subestaciones:**

La sección de subestaciones pertenece al departamento de Ingeniería de la división técnica. Se encarga de diseñar y elaborar presupuestos para construcción de nuevas subestaciones, así como, analizar el comportamiento del sistema de distribución, para optimizar el funcionamiento de éste.

Las actividades y sus respectivos requerimientos se enlistan a continuación.

##### **1) Diseño de subestaciones:**

a) Toda la información concerniente acerca de las subestaciones equipos y dispositivos de protección.

##### **2) Análisis de flujo de cargas y factibilidad de servicio arriba de 500 Kva:**

a) Planos de circuitos primario faseado.

##### **3) Actualización:**

a) Actualizar los planos de las subestaciones.

##### **4) Garantizar la operación de la protección del sistema:**

a) Información de los dispositivos de protección y los seccionadores.

##### **5) Elaboración de nuevas subestaciones:**

a) Planos estructurales.

b) Esquemas de protección y red de tierra.

**Observación:**

A excepción de los numerales 2) y 4), la información necesaria puede ser presentada a través de datos gráficos y alfanuméricos.

**Sección de obras civiles:**

Pertenece al departamento de ingeniería; proporciona soporte técnico en materiales de obras civiles, además coordina y supervisa las obras urbanas concernientes a la compañía. El levantamiento topográfico para la construcción de líneas primarias y secundarias está a cargo de esta sección.

Las actividades que se realizan en ésta sección son:

- 1) Levantamiento topográficos.
- 2) Dibujos del levantamiento topográfico
- 3) Diseño de obras civiles como los edificios pertenecientes a CAESS, bases de interruptores, etc.
- 4) Elaboración de presupuestos.

Además, proporciona las especificaciones técnicas de las obras civiles a realizar, así como la preparación de documentos de licitación para obras demasiado extensas.

**Observaciones:**

Esta sección puede ser de gran ayuda en el levantamiento topográfico para la construcción del mapa digitalizada del área metropolitana; pero no necesita acceso del sistema de información geográfico debido a la naturaleza de sus funciones.

**Recomendaciones:**

Podría ser de gran utilidad en el levantamiento topográfico del área metropolitana.

**Sección de materiales:**

Se divide en dos secciones:

- 1) Licitaciones Públicas.
- 2) Compras Legales.

Se encarga de las compras de materiales, acompañado del respectivo estudio de estos. La adquisición de estos se realiza a través de licitaciones públicas.

**Observaciones:**

Por la naturaleza de sus funciones no necesitará consultar información del AM/FM/GIS., por lo que se excluye del sistema de información.

**d) Departamento de planificación.**

Pertenece al departamento de planificación; las funciones que desempeña se orientan a la proyección de crecimiento de carga en la red a largo plazo, por lo que se realizan pronósticos de demanda para 15 años. La planificación de inversiones, elaboración de documentos para solicitud de financiamientos a entidades como el BID, Banco Mundial, etc. son otras de las funciones que ésta sección realiza, sin omitir el establecimiento de prioridades de obras.

El análisis detallado de pérdidas de energía para futuros diseños es necesario, con el fin de obtener un resultado más real al proyectar obras futuras.

Las actividades y sus respectivos requerimientos se enlistan a continuación:

- 1) Estudio de uso de suelos.
  - a) Zonas geográficas.
  - b) Abonados por estratos sociales.
  - c) Consumos por estratos sociales.

- d) Tipos de estratos según uso de suelos.
- e) Número de circuitos.
- f) Transformadores.

**Observaciones:**

Este es uno de los requerimientos muy ambiciosos y difíciles de satisfacer por las siguientes razones:

Se necesitará de levantamiento topográfico completo del área metropolitana.

La clasificación de estratos en el área es difícil debido al desordenado crecimiento de San Salvador el cual no está sujeto a la planeación adecuada.

- 2) Evaluación de pérdidas en alimentadores principales.
- 3) Evaluación de caídas de voltaje en alimentadores principales.
- 4) Proyección de demanda.
- 5) Comportamiento del sistema cuando se crean nuevas subestaciones, cambios de conductor, etc.

**Observaciones:**

Las actividades 2), 3) y 5) pueden ser satisfechas a través de software de aplicación, cuyos modelos computacionales e información necesaria para su funcionamiento será motivo de estudio en siguientes capítulos.

Aunque no se menciona, se realizará un estudio del método TLM (Transformer Load Management) que es un método de análisis de demanda que permitirá establecer la relación que existe entre la energía entregada por un transformador de distribución y la demanda máxima de potencia a la que se ve sometido durante un periodo de tiempo.

**Sección de Informática.**

Pertenece al departamento de planificación; es la encargada de diseñar y crear herramientas de software como por ejemplo;

programas útiles para mecanización de procesos en la división técnica. Proveen de soporte técnico en el mantenimiento de la red de computadoras; entre otras tareas realizan inventarios y presupuestos para otras secciones.

**Observaciones:**

Por las funciones y actividades que se desempeñan en ésta sección; podría en todo caso, prestar ayuda al levantamiento de la base de datos que necesitara el Sistema de Información Geográfico al AM/FM/GIS., por lo que se tiene que tomar en cuenta en lo que se refiere al sistema.

## Conclusiones del capítulo II.

- 1) Con este sistema implementado se tendrá una mayor coordinación entre las secciones y ordenes de trabajo que se giren.
- 2) La eficiencia de la empresa será mayor debido a la rapidez de atención al público y eficacia en las ordenes de mantenimiento, control y análisis de la red.
- 3) La eficacia del sistema dependerá de la extensión del sistema computacional que se tenga a mano.

## Bibliografía.

### Libros

- 1) Kroenke, David, Management Information Systems  
Mitchell Mc Graw Hill.

### Documentos

- 2) Departamento de Ingeniería, Sección de Dibujo, Proyecto mapeo digital, Empresa CAESS.

### Entrevistas

- 3) Suria, José Heriberto, Ingeniero del departamento de Planificación, E. S. Energía.

## C A P I T U L O   I I I

### RECOPIACIÓN DE APLICACIONES PARA EL ANALISIS DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA.

#### Introducción.

Las distintas secciones que forman la división técnica de la empresa CAESS necesita acceder de una u otra forma el Sistema de Información Geográfico; por lo cual se realizó con anterioridad un estudio de las necesidades principales de cada sección cap. (2); entre las que se encontraban: referencias de equipos, ubicaciones de lugares geográficos, análisis técnicos, historial de la red, reubicaciones de líneas, etc.

#### 3.0 Necesidades de las distintas secciones técnicas.

Entre las necesidades expuesta por las diferentes secciones y que son un objeto de estudio para presentar herramientas y aplicaciones son:

- Evaluación de pérdidas en alimentadores principales.
- Evaluación de caídas de voltaje en alimentadores primarios.
- Comportamiento del sistema cuando se creen nuevas subestaciones.
- Estudio de carga de los transformadores

Por lo tanto, el estudio estará encaminado a desarrollar y presentar herramientas y aplicaciones que serán útiles para satisfacer las necesidades antes mencionadas.

#### 3.1 Aplicaciones en las áreas de diseño, operación y mantenimiento.

Las actividades en las cuales se ha encaminado el estudio, corresponden a la determinación de las aplicaciones que conciernen al análisis de la red, que están relacionadas



directamente a las áreas de diseño, operación y mantenimiento de líneas; presentando a su vez las herramientas que se utilizarán para dichos procesos y aplicaciones.

### **3.1.1 Aplicaciones en el área de diseño:**

Para llevar a cabo este tipo de aplicaciones es necesario hacer uso de métodos de análisis que proporcionen la información necesaria del comportamiento que tendrá la red al incorporar una nueva carga o agregar una subestación al sistema; así como la obtención de otros parámetros de suma importancia como el voltaje, la potencia real, la potencia reactiva y el factor de potencia sobre puntos de interés en la red.

El estudio de flujo de carga proporciona los requerimientos que se necesitan para modelar la red así como predecir el comportamiento de ésta al añadir nuevos componentes, cuyas características deben ser definidas antes.

### **3.1.2 Aplicaciones en el área de operación del sistema de distribución eléctrica.**

En esta área el sistema puede prestar su apoyo haciendo uso del estudio de flujo de carga con el objeto de predecir el comportamiento de la red antes de realizar cambios o efectuar maniobras de interconexión o interrupción de ramas en la red.

A pesar que el estudio del sistema SCADA no está contemplado en los alcances de la investigación, vale la pena mencionar que este sistema ejerce control sobre dispositivos de protección en la red y otros elementos de medición colocados o distancia, proporcionando datos del comportamiento de la red en tiempos reales.

### **3.1.3 Aplicaciones en el área de mantenimiento.**

Se considera como herramienta de mantenimiento de los transformadores de distribución; porque, dependiendo de los resultados del estudio se procede al cambio de transformadores o a tener presentes los que pueden estar bajo condiciones de sobrecarga.

### 3.2 Determinación de herramientas de análisis.

Las herramientas de análisis de redes eléctricas de potencia suministrarán información valiosa de la red de distribución a las secciones que lo consulten. La información será útil en tareas encaminadas al diseño, mantenimiento y operación de la red.

Tomando como base la información que cada sección necesita para realizar sus tareas, a continuación se determinan herramientas de análisis que son útiles para el estudio de la red de distribución eléctrica.

#### 3.2.1 Estudio de flujo de cargas.

El estudio de flujo de carga es un procedimiento que provee información sobre voltajes en buses, potencia real, potencia reactiva y ángulo de fase en los nodos de interés. La estructuración de un modelo de admitancias o impedancias de la red (modelado de la red) aporta grandes ventajas ya que permite la simulación del comportamiento de la red cuando ésta ha sido modificada, ya sea bajo influencia de cambio de tamaño y secciones en los conductores; ordenamiento de circuitos e incorporación de nuevas circuitos de carga (adición de subestaciones); establecimiento de condiciones de operación óptima del sistema; así como redistribución de circuitos.

Además de las funciones realizables ya citadas, también se puede determinar las pérdidas en los circuitos de distribución de energía, determinación de voltajes en los buses y flujo de potencia en los ramales de la red.

Es necesario mencionar que para el análisis de flujos de carga se utilizara el sistema p.u. (en por unidad) debido a las ventajas que presenta al transformar elementos de modelado complejos como transformadores a simples impedancias normalizadas en la red; además cumple con las leyes básicas de Ohm.

#### 3.2.2 Elementos que intervienen en el estudio de flujos.

El inicio de un estudio de flujo de cargas debe ser un diagrama unifilar del sistema en que a cada bus o nodo se asocian cuatro cantidades, que son: potencia activa ( $P$ ), potencia reactiva ( $Q$ ), voltaje ( $V$ ) y ángulo de fase ( $\theta$ ).

El estudio de flujo se hace normalmente a base de nodos, y se representan tres tipos de buses o nodos:

- a) Nodo flotante o compensador.
- b) Nodo de generación.
- c) Nodo de carga.

a) ***Nodo flotante o compensador.***

El compensador es un nodo en el cual se especifica la magnitud del voltaje  $|V|$  y su ángulo de fase ( $\theta$ ); en este nodo se desconocen la potencia activa y la reactiva. Este nodo es necesario porque se debe fijar una referencia para medir los ángulos de los voltajes en los nodos. Generalmente se asigna un ángulo de  $\theta=0$  grados.

b) ***Nodo de generación.***

En el nodo de generación se especifica la magnitud del voltaje de operación  $|V|$  y la potencia activa  $P$ , ya que estas cantidades se pueden conocer en un generador o en una subestación de distribución; en este nodo se desconoce la potencia reactiva y el ángulo de voltaje.

c) ***Nodo de carga.***

Es aquel donde hay demanda de energía, y en el que se conocen la potencia activa y reactiva, y se desconocen la magnitud de voltaje de generación.

La exactitud de los métodos utilizados para realizar análisis de flujo de carga no depende solamente del método numérico empleado, sino también del modelado de la red. Algunos procedimientos desprecian la resistencia de en las líneas representadas únicamente como una reactancia inductiva; sin embargo, esto introduce error en los datos obtenidos.

Los métodos utilizados son:

**Método de nodos:** Por lo general se le da el nombre de método solución o método de admitancia  $Y_{bus}$ .

Se basa en el empleo de ecuaciones nodales para corriente y de potencia compleja  $S$  para un nodo. El proceso de solución es iterativo y normalmente no requiere de inversión de matrices.

**Método de impedancia  $Z_{BUS}$**  : Requiere el modelo de la matriz de impedancia de bus.

El nodo compensador, en donde se conoce la magnitud de voltaje y ángulo, se toma como bus de referencia.

**Método del árbol de una red de distribución:** Se evita el uso de arreglos matriciales como los usados en los métodos anteriores.

Se utilizan estructuras de almacenamiento de datos y algoritmos de recorrido para detectar y examinar los elementos de una red y luego realizarlos cálculos en cada iteración.

Los métodos numéricos utilizados para resolver el análisis de flujos de carga son :

- 1) El método de Jacobi.
- 2) El método de Gauss-Seidel.
- 3) El método de Newton-Raphson.

### **3.3 Administradores de carga de los transformadores.**

Es casi imposible la cuantificación de las cargas de cada usuario conectados del lado secundario de los transformadores de distribución lo que impide la predicción de las condiciones de trabajo de estos transformadores.

El método TLM necesita de curvas energía-demanda que describen las condiciones de trabajo de los transformadores; permitiendo conocer con una buena precisión los valores de carga pico y carga promedio para cada uno de estos.

La información requerida para la elaboración de estas curvas puede ser obtenida a través de los recibos de facturación del servicio de energía eléctrica para cada consumidor y en la medición directa de carga en los transformadores de distribución para sectores representativos en ciertos períodos de tiempo, esto permite la estratificación de sectores con sus respectivas curvas características aplicables a zonas que son similares.

La metodología exige de la estratificación de zonas, separando áreas propiamente comerciales, industriales y residenciales que en el área metropolitana se mezclan en forma desordenada.

### 3.3.1 Estudio del T.L.M.

El estudio de la administración de carga de los transformadores (Transformer Load Management), consiste en llevar un control de la carga instalada a cada transformador con el objeto principal de verificar, que esta no sobrepase la capacidad nominal del mismo y así evitar su sobrecarga y proporcionarles un mantenimiento adecuado.

La empresa CAESS no cuenta en la actualidad con un TLM para el control de carga de sus transformadores instalados a todo lo largo de la red de distribución; por lo que, el problema es mucho mayor; ya que para efectuar dicho estudio se necesita obtener la siguiente información:

- Los consumidores asociados a cada transformador.
- Un control específico del número de transformadores y su capacidad nominal.
- Curvas de la demanda mensual de cada transformador tomada con un equipo especial.
- Clasificación de los consumidores y el tipo de carga que este representa para el transformador que está asociado a éstos.
- Actualización de la red.

La obtención de la información anterior constituye un reto para la empresa; ya que, el número de transformadores instalados es aproximadamente de 10000 que son de la empresa CAESS mas los privados que son como 20000 elevando el número a 30000 transformadores de distribución y obtener dicha información significa inversión en tiempo y dinero: pero actualmente se está estudiando la forma de crear un plan piloto aplicando el TLM en un área que se considere como modelo a otras zonas que sean similares y generalizar el estudio para otras áreas con el objeto de tener un control mas específico de la carga demandada que manejan los transformadores y efectuar un planeamiento, operación y mantenimiento del sistema de distribución secundaria que involucre la carga de los transformadores de distribución.

Con el desarrollo del estudio del TLM se tendrán beneficios en las siguientes áreas:

- Planificación.
- Comercialización.
- Finanzas.

- Operación.

#### **Area de planificación.**

Se hará una división más detallada del tipo de demanda que se requiera; dependiendo, del tipo de consumidores que utilizarán el servicio entre los que se encuentran:

- Consumidores Residencial.
- Consumidores Industrial.
- Consumidores Comercial.

Se asociará la demanda que tenga cada transformador o banco de transformadores con un tipo específico de consumidor que le corresponda, ya sea residencial, industrial o comerciales.

Estos abonados no poseen un consumo similar de energía por lo que es conveniente ubicarlos por estratos de consumidores; cada estrato estará comprendido en un rango que dependerá de la demanda de energía que dicho abonado utilice

Se asociará la demanda con un tipo específico de transformador y de consumidor en su respectivo estrato, lo cual identificará el comportamiento mensual de la demanda que provea dicho transformador. Al mismo tiempo se tendrá las densidades de consumo por parte de estos abonados.

#### **Area comercial:**

Al realizar el levantamiento de campo se determinará la existencia de conexiones ilegales o fraudulentas.

Las tramitaciones de nuevos servicios se harán con mas rapidez ya que se contará con una base de datos en la cual se encuentre las especificaciones de los distintos transformadores del área, así como su capacidad, el número de abonados que están conectados a éste y la carga con que cuenta en ese momento y si es posible incluir a otro abonado sin tener que cambiar dicho transformador.

#### **Area financiera:**

Reducción en los gastos tanto de mantenimiento de la red, así como la instalación de nuevos servicios.

La continuidad del servicio será mucho mayor aumentando la eficiencia en el servicio energético; por lo tanto habrá mayores

ingresos a la empresa y satisfacción por parte de los abonados.

Reducción de pérdidas económicas por la falta de mantenimiento de los transformadores de distribución.

**Area de operación:**

Se tendrá una mayor atención y continuidad en el servicio todo como parte de la información que se adquirió en el proceso del levantamiento de campo.

**3.3.2 Elementos e información requerida para realizar aplicación del TLM.**

Para llevar a cabo esta recolección de información es necesario realizar un plan piloto, en el cual se tendrá que identificar la siguiente información:

**1) Identificación del área y los transformadores de estudio.**

Consiste en ubicar en el plano de distribución la zona a estudiar así como también, la enumeración de los transformadores existentes en dicha área de estudio, su capacidad nominal, marca, tipo de enfriamiento, etc; además, definir el tipo de consumidores y clasificarlos por estrato.

Realizar mediciones en un período de tiempo aceptable con medidores que proporcionen curvas de demanda de potencia (mensual sería lo ideal) de los transformadores que se encuentren dentro de esta zona de estudio.

**2) Datos de los abonados.**

La zona en la que reside el abonado, servicio de energía que posee (trifásico, monofásico); al mismo tiempo la comercial puede ser de gran ayuda a la hora de realizar el levantamiento ya que en los recibos puede contener el número del transformador de donde se le presta el servicio a los abonados, así como las fases a las que se encuentre conectado el transformador.

**3) Equipo de medición con que cuenta CAESS.**

Este equipo se encuentra en la sección de subestaciones son conocidos como Log Logger tiene que colocarse en cada transformador y permanecer un tiempo prudencial censando

corriente y tiempo.

La efectividad del TLM dependerá de las curvas que se generen a través de dichas medidas.

**4) Personal para realizar el levantamiento.**

Para realizar el levantamiento real de la red puede hacerse con el personal de la empresa o contratarse una empresa externa.

**5) Clasificación y estratificación de los consumidores.**

Consiste en dividir por estratos la capacidad de servicio de los transformadores y carga que demanden los abonados los cuales están dentro del área de estudio del TLM.

**6) Estratos asociados a cada transformador.**

Una vez establecido el estrato y nivel de los abonados, debe asociarse cada transformador con la fase primaria, si está servido con la fase A, B o C, y la carga que representa para el circuito primario de la fase de la cual se abastece de energía; si es un servicio monofásico o trifásico. A continuación, asociar el circuito primario a la subestación en la cual está conectado dicho circuito.

**7) Fuentes de información requerida para el TLM en CAESS.**

Para conocer si dentro de la empresa se encuentra la información necesaria para llevar a cabo el estudio de administración de carga de los transformadores ( TLM ) se necesita llevar a cabo una investigación en algunas secciones involucradas de las que pueden proporcionar la siguiente información:

**Oficina técnica:** esta sección puede proporcionar todos los datos referente a los transformadores; como, marca, impedancia, capacidad, etc.

**División comercial:** dispone de toda la información de los abonados; como, zonas de residencia, tipo de servicio, demanda mensual, etc.

**Sección de subestaciones:** se encuentran los datos proporcionados por los log logger con los que se obtienen las curvas de carga de los transformadores a través de las medidas que se toman.



Existen otras secciones que poseen información importante y que pueden contribuir para realizar el TLM como lo son: Sección de control del sistema presentando las lecturas obtenidas con el sistema SCADA efectuadas en los log logger, Sección de planificación proporcionando datos de estudios anteriores del TLM.

### Conclusiones del capítulo III.

- 1) Las herramientas presentadas, como lo son el análisis de flujo de carga y el estudio de administración de carga de transformadores de distribución (TLM) son aplicaciones de carácter técnico que cumplen con los requerimientos que necesitan satisfacer las distintas secciones de la División Técnica de la empresa CAESS.
- 2) El análisis que se realice será para un sistema radial ya que esa es la topología de la red de distribución eléctrica de la empresa CAESS.
- 3) La eficiencia de la empresa será mayor debido a la rapidez de atención al público y eficacia con la facilidad de emitir las ordenes de mantenimiento, control y análisis de la red.
- 4) El estudio de flujo de carga provee información de la red tal como, el flujo de potencia en KW o KVA en una rama de la red; voltaje en los buses y pérdidas de energía en los conductores.

## Bibliografía

### Libros

- 1) Bratu, N. and Campero, E., Instalaciones eléctricas.  
2a ed. editoria alfaomega.
- 2) Empresa CAESS, Proyecto mapeo digital,  
Dpto. de Ing. Sección de Dibujo.
- 3) Stevenson, William D., Análisis de sistemas eléctricos de potencia, Segunda ed. Mc. Graw Hill.

### Entrevista

- 4) Suria, José Heriberto, Ing. del departamento de  
Planificación, Empresa E.S. Energía.

## C A P I T U L O   I V

### ESTUDIO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

#### Introducción.

En este capítulo se hace un estudio sobre los elementos involucrados en una red de distribución que intervienen en forma directa o indirecta en el análisis de caídas de tensión y pérdidas de energía en el sistema. El estudio de cada elemento concluye con la obtención de ecuaciones útiles para las aplicaciones mencionadas en el capítulo anterior.

Se hace resaltar la importancia de trabajar en un sistema en p.u. y las ecuaciones necesarias para desarrollar dicho sistema.

#### 4.0 Topología de la red de distribución.

La red de distribución extendida por toda el área metropolitana está conformada por 6 subestaciones de distribución. Los alimentadores primarios trifásicos se componen de 4 hilos cuya tensión entre líneas es de 23Kv. En el centro de San Salvador también se utiliza la tensión de 4.16Kv de línea a línea, este nivel de voltaje se obtiene al utilizar convertidores para reducir la tensión de 23Kv a 4.16Kv. Para la alimentación secundaria se utilizan los niveles de tensión 120v/220v.

De los cuatro hilos que componen el bus alimentador, se distinguen tres hilos como fases a, b y c, y el hilo restante es el neutro múltiplemente aterrizado.

El sistema de distribución que se utiliza corresponde a una red radial seccionada debido al alto grado de continuidad del servicio que demanda el área metropolitana y a su densidad elevada de carga.

El seccionamiento de la red se realiza a través de cuchillas desconectoras que permiten aislar ramales en caso de fallas, aislamiento de ramales específicos, para ejecutar tareas de mantenimiento, y traslado de ramales entre distintos alimentadores pertenecientes a la misma subestación o entre alimentadores de subestaciones distintas en casos de emergencia, asegurando de esta forma la continuidad del servicio.

La figura 4-1 muestra la topología utilizada.

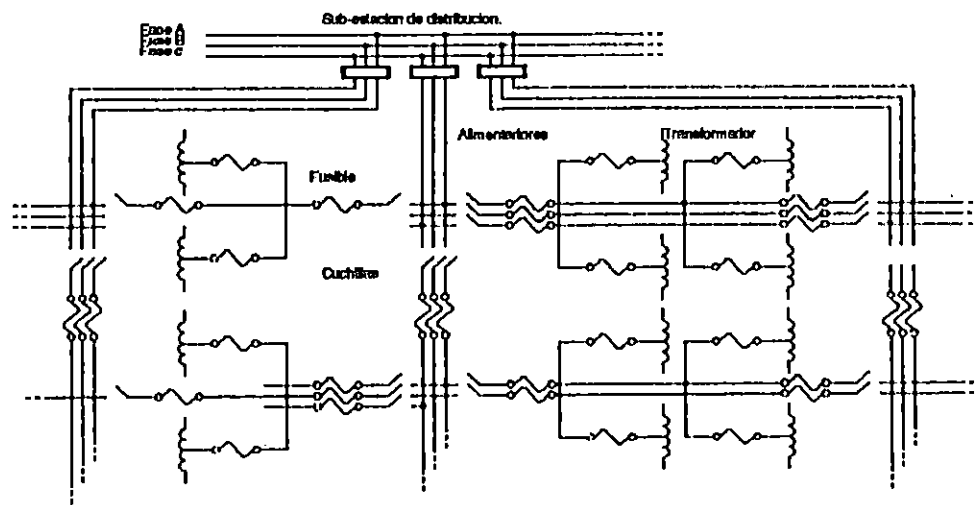


Figura 4-1. Configuración radial seccionada.

Los 6 puntos donde se recibe la energía eléctrica de la Comisión Ejecutiva del río Lempa son:

- 1) Nuevo Cuscatlán.
- 2) Nejapa.
- 3) Troncal del Norte.
- 4) San Antonio Abad.
- 5) San Bartolo.
- 6) Agua Caliente.

Actualmente, casi todas las subestaciones de distribución tienen cargados completamente todos sus circuitos por lo que es difícil la transferencia de cargas entre alimentadores de la misma subestación de distribución o entre subestaciones distintas. Esta misma condición de carga dificulta la interconexión en anillo, siendo casi imposible que circuitos pertenecientes a subestaciones vecinas absorban cargas extra en caso de falla de circuitos ajenos a dicha subestaciones, lo que se registraría como una falla y forzaría la salida de funcionamiento de éstas.

#### 4.1 Modelado de líneas de distribución primarias.

Las líneas de distribución que forman parte de los ramales o circuitos que parten en forma radial de una subestación tienen una longitud que no excede los 83.5 km, por lo tanto pueden modelarse como líneas medias con sus respectivos parámetros de resistencia, inductancia y admitancias de derivación por unidad de longitud.

La figura 4-2 representa una línea media de transporte a través de la cual se alimenta una carga.

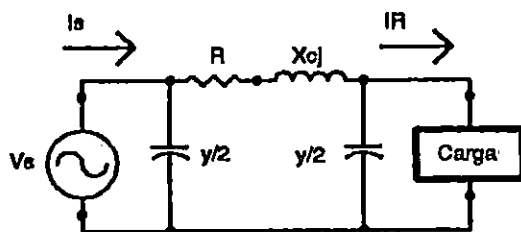


Figura 4-2. Representación de una línea media.

Los parámetros  $R$  y  $L$  varían dependiendo del calibre del conductor, de la forma de la sección y de la distancia entre conductores. Estos parámetros se pueden encontrar a través de un análisis matemático como se demostrará posteriormente; sin embargo, los fabricantes de conductores proporcionan tablas que contienen estos datos.

El modelo completo de una red de distribución es el mostrado en la figura 4-3, en donde se representan los elementos de la red incluyendo las impedancias de puesta a tierra e impedancias de la subestación. La figura 4-4 es la representación del efecto de las admitancias a lo largo de la línea de distribución.

#### 4.2 Representación en p.u.

La dificultad de analizar secciones de la red con diferentes niveles de voltaje, se puede minimizar al trabajar el sistema en p.u., en donde todos los valores de impedancias, admitancias, corrientes y voltajes en p.u. de cada sección se definen como la razón de su valor original, al valor dado de la magnitud tomada como base, expresándolo como un decimal.

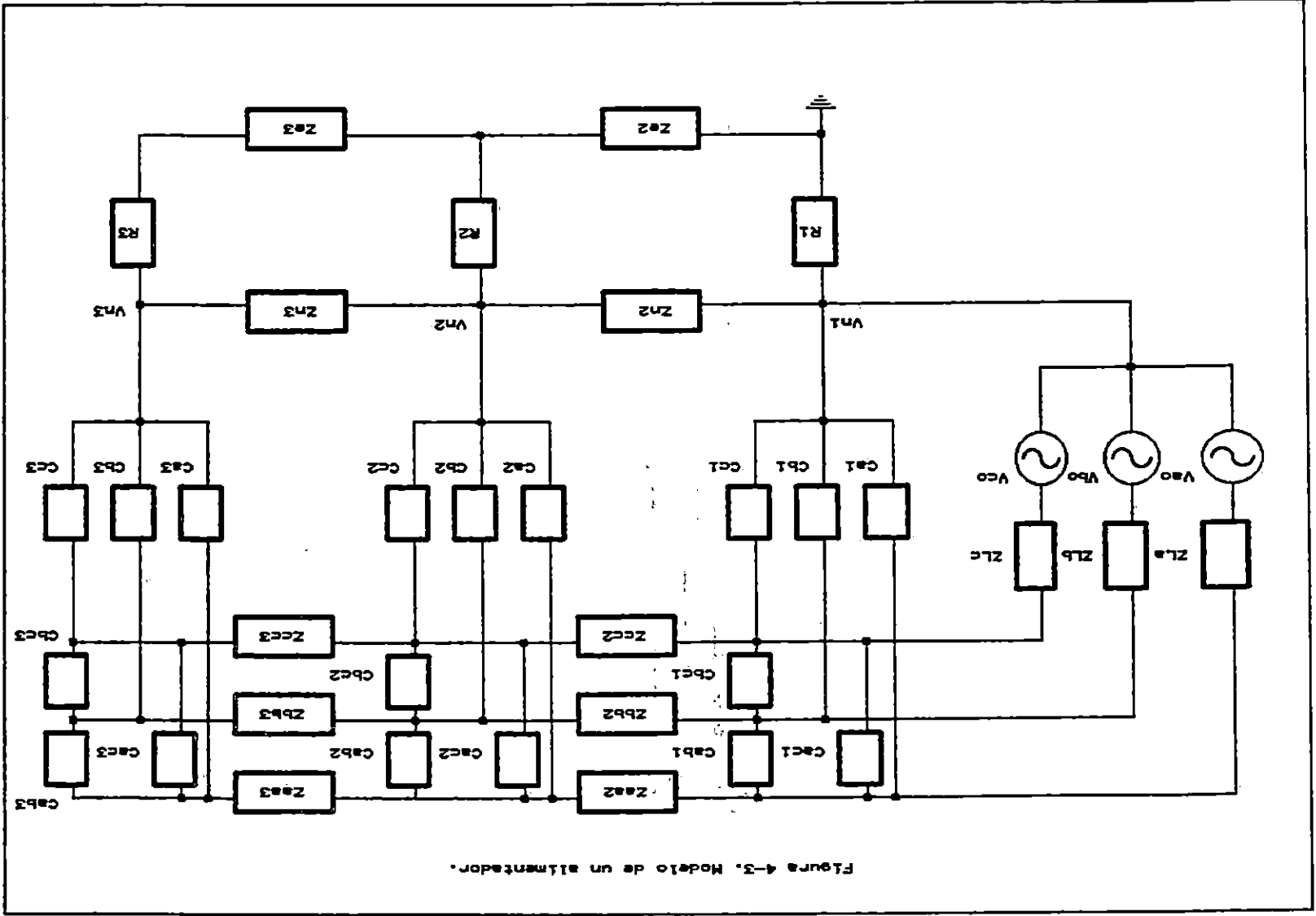
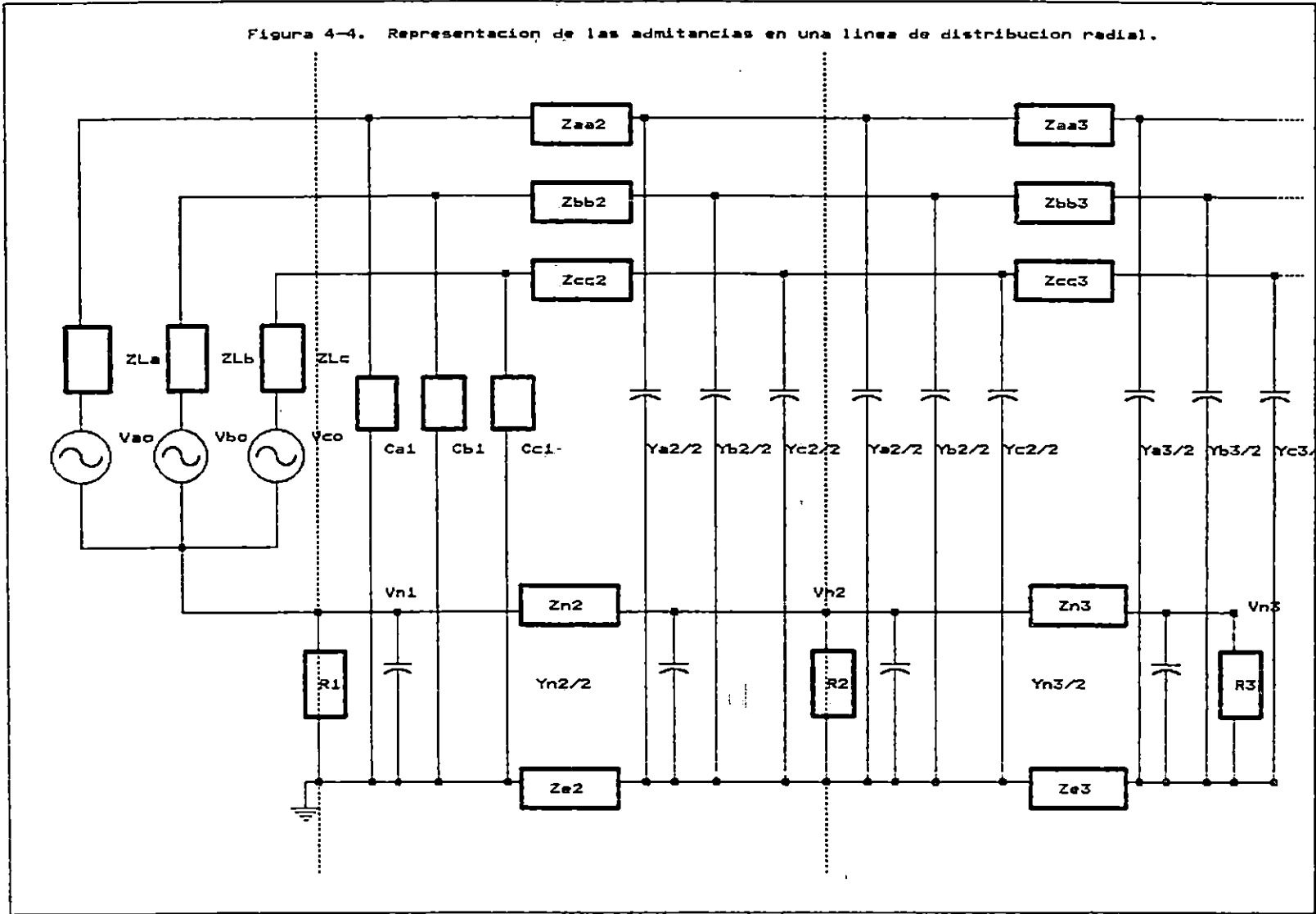


Figura 4-3. Modelo de un alimentador.

Figura 4-4. Representación de las admitancias en una línea de distribución radial.





El sistema p.u. cumple con las relaciones básicas de análisis eléctricos por lo que se asegura validez al aplicarlo. Una característica importante es la facilidad de obtención de magnitudes base a partir de 2 magnitudes elegidas como tales.

Si se eligen 2 magnitudes base como la potencia y el voltaje de un sistema, puede obtenerse la corriente y la impedancia base del sistema como se muestra en las relaciones:

$$I_{base} = \frac{S_{base}}{V_{base}} \quad (4-1)$$

$$Z_{base} = \frac{V_{base}}{I_{base}} = \frac{V_{base}^2 * 1000}{S_{base}} \quad (4-2)$$

Una vez determinadas todas las magnitudes base se obtienen las magnitudes p.u. a través de las relaciones:

$$I_{p.u.} = \frac{I_{nominal}}{I_{base}} \quad (4-3)$$

$$S_{p.u.} = \frac{S_{nominal}}{S_{base}} \quad (4-4)$$

$$Z_{p.u.} = \frac{Z_{nominal}}{Z_{base}} \quad (4-5)$$

$$V_{p.u.} = \frac{V_{nominal}}{V_{base}} \quad (4-6)$$

Las características nominales de los equipos se presentan en placas, estas características se expresan en p.u. teniendo como magnitudes base: el voltaje y la potencia nominal del equipo, por esta razón se necesita una relación con la cual sea posible trasladar los datos del equipo a cualquier magnitud tomada como base.

La relación 4-7 hace posible la traslación.

$$Z_{nuevo} = Z_{p.u.} * \left( \frac{KV_{dados}}{KV_{nuevos}} \right)^2 * \left( \frac{KV_{nuevos}}{KV_{dados}} \right) \quad (4-7)$$

#### 4.3 Características de los elementos de la red.

##### 4.3.1 Características de los conductores.

###### 4.3.1.1 Resistencia eléctrica en los conductores.

La resistencia en corriente directa de un conductor cilíndrico de cualquier material se calcula por la formula:

$$R = \rho \frac{l}{A} \quad (4-8)$$

Donde:

l: longitud del conductor.

A: Área o sección del conductor.

$\rho$ : Resistividad en unidades compatibles a l y A.

Bajo esta condición, la densidad de corriente en la sección del conductor se encuentra distribuida uniformemente.

El comportamiento de la resistencia en un conductor varía cuando a través de éste circula una corriente alterna; este fenómeno tiene la siguiente explicación:

"La corriente alterna genera líneas de flujo magnético en el interior y exterior del conductor. Las líneas de flujo confinadas en el interior del conductor se encuentran concentradas en mayor cantidad en la zona cercana al centro; los enlaces de flujo sobre esta región inducen alto voltaje en ésta. Por ley de Lenz, este voltaje se opone al cambio de corriente provocando una mayor densidad de corriente en las regiones más próximas a la superficie del conductor"; este fenómeno se denomina **efecto piel**.

#### 4.3.1.2 Reactancia inductiva en líneas de distribución.

Como se presenta en el modelo de una línea de distribución media, la reactancia inductiva debe considerarse en el análisis de una red eléctrica, puesto que al igual que el parámetro resistivo, también es factor de caídas de potencial a través de la línea; incluso, puede considerarse de mayor trascendencia en comparación a la resistencia del conductor debido a su mayor magnitud como se muestra en las tablas características de conductores.

El análisis posterior está encaminado a obtener las ecuaciones que definen la reactancia inductiva de una línea; sin embargo, estas son las mismas que se utilizan en las tablas de conductores, como se mostrará al final de la sección.

##### 4.3.1.2.1 Inductancia en líneas de distribución.

La inductancia en un circuito puede definirse como la primera derivada del flujo magnético que se eslabona con el circuito respecto a la corriente que circula por dicho circuito. De las ecuaciones fundamentales de f.e.m inducida se tiene:

$$e = \frac{d\theta}{dt} \quad (4-9)$$

$$e = L \frac{di}{dt} \quad (4-10)$$

Igualando las ecuaciones 4-9 y 4-10 se tiene:

$$L = \frac{d\theta}{di} \quad (4-11)$$

En donde L es la inductancia o coeficiente de autoinducción de un circuito.

Suponiendo que el número de líneas de inducción o número de enlaces de flujo varía linealmente con la corriente, lo que

significa que el circuito magnético tiene permeabilidad constante, entonces la ecuación 4-11 se reduce a:

$$L = \frac{\theta}{i} \quad (4-12)$$

y por lo tanto,

$$\theta = Li \quad (4-13)$$

Para una línea bifilar compuesta de cables cilíndricos sólidos, se tiene que la inductancia en el conductor "a" será la suma de la autoinductancia en el conductor debida a la corriente  $I_a$  más la inductancia mutua originada por la corriente  $-I_a$  que circula por el conductor "b".

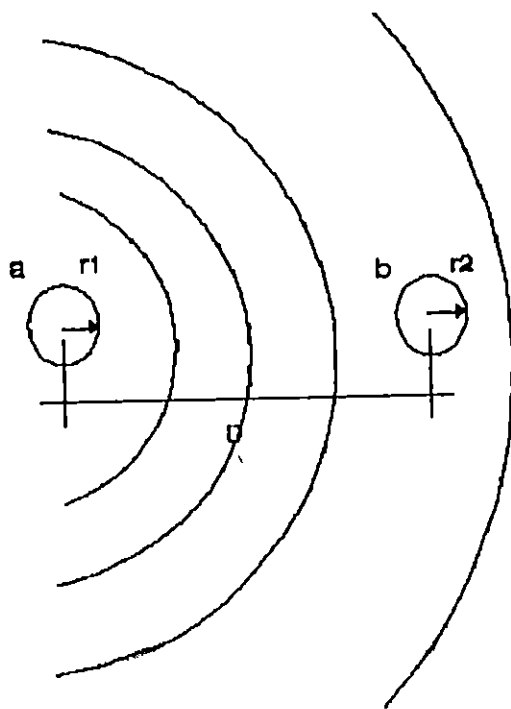


Figura 4-5. Inductancia para una línea bifilar.

La inductancia debido a la  $I_a$  es:

$$L_a = L_{aint} + L_{aext} \quad (4-14)$$

$$L_{aint} = 0.5 * 10^{-7} H/m \quad (4-15)$$

$$L_{aext} = 2 * 10^{-7} \ln \frac{D}{r_1} H/m \quad (4-16)$$

Por lo que:

$$L = 0.5 * 10^{-7} + 2 * 10^{-7} \ln \frac{D}{r_1} [H/m] \quad (4-17)$$

Realizando operaciones matemáticas se llega a:

$$L = 2 * 10^{-7} \ln \frac{D}{r_1 e^{1/4}} \quad (4-18)$$

Sustituyendo:

$$r_1' = r_1 e^{1/4} \quad (4-19)$$

Se simplifica:

$$L_a = 2 * 10^{-7} \ln \frac{D}{r_1'} \quad (4-20)$$

La corriente que circula por el conductor "b" va en dirección contraria por la que circula por el conductor "a", lo que provoca la suma de los flujos producidos por ambos conductores y está determinado por la suma de las fmm, entonces

$$L_a = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D}{r_2'} \quad (4-21)$$

y la L total será

$$L = L_a + L_b = 4 \times 10^{-7} \ln \frac{D}{\sqrt{r_1' r_2'}} \quad (4-22)$$

para el caso  $r_1' = r_2' = r'$

$$L = 4 \times 10^{-7} \ln \frac{D}{r'} \quad (4-23)$$

Esta inductancia se denomina inductancia por unidad de longitud. Estas ecuaciones se utilizan en conductores sólidos, cilíndricos y asumiendo que están contruidos de un material no magnético, ya sea cobre o aluminio, por lo que se toma  $\mu = 1$ ; sin embargo, está ecuación no puede utilizarse en el caso de conductores trenzados, siendo estos muy utilizados en las líneas de distribución primaria.

#### 4.3.1.2.2 Inductancia en conductores compuestos.

El comportamiento inductivo de estos conductores resulta distinto comparado con conductores sólidos. La inductancia de un conductor trenzado es la suma de todas las contribuciones de los hilos que lo forman y la inductancia debido a los hilos de los conductores adyacentes.

La figura 4-6 muestra un grupo de conductores por los cuales circulan sus corrientes respectivas. El flujo para el conductor 1 está determinado por la corriente que circula a través de este conductor y la contribución de los flujos mutuos aportados por el resto de corrientes que circulan por los otros conductores.

La ecuación 4-24 representa el flujo el conductor 1.

$$\theta_{1P} = 2 \times 10^{-7} \left( I_1 \ln \frac{1}{r_1} + I_2 \ln \frac{1}{D_{12}} + I_3 \ln \frac{1}{D_{13}} + \dots + I_n \ln \frac{1}{D_{1n}} + \right. \\ \left. + I_1 \ln D_{1P} + I_2 \ln D_{2P} + I_3 \ln D_{3P} + \dots + I_n \ln D_{nP} \right) \quad (4-24)$$

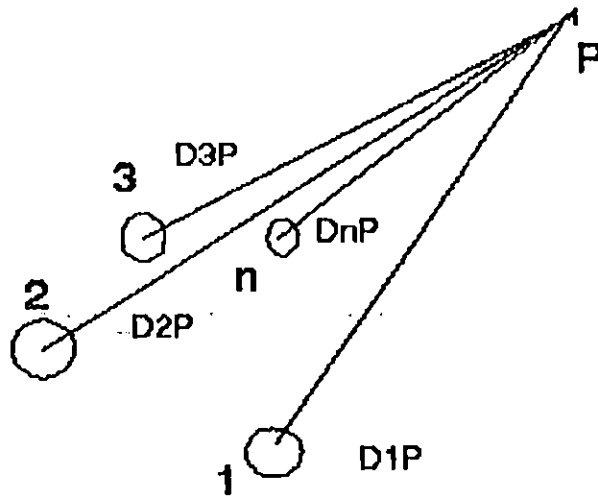


Figura 4-6. Sección transversal de un grupo de conductores.

Recordando que la suma de las corrientes es cero, entonces

$$I_n = -(I_1 + I_2 + \dots + I_{n-1}) \quad (4-25)$$

Por lo tanto, la ecuación se transforma en

$$\theta_{1P} = 2 \times 10^{-7} \left( I_1 \ln \frac{1}{r_1} + I_2 \ln \frac{1}{D_{12}} + I_3 \ln \frac{1}{D_{13}} + \dots + I_n \ln \frac{1}{D_{1n}} + \right. \\ \left. I_1 \ln \frac{D_{1P}}{D_{nP}} + I_2 \ln \frac{D_{2P}}{D_{nP}} + I_3 \ln \frac{D_{3P}}{D_{nP}} + \dots + I_{n-1} \ln \frac{D_{(n-1)P}}{D_{nP}} \right) \quad (4-26)$$

Suponiendo que el punto P se encuentra en el infinito de tal forma que los cocientes  $D_{1P} / D_{nP}$ ,  $D_{2P} / D_{nP}$  ...etc., sean aproximadamente igual a 1.

Entonces la ecuación 4-26 se reduce a

$$\theta_{1P} = 2 \times 10^{-7} \left( I_1 \ln \frac{1}{r_1'} + I_2 \ln \frac{1}{D_{12}} + I_3 \ln \frac{1}{D_{13}} + \dots + I_n \ln \frac{1}{D_{1n}} \right) \quad (4-27)$$

Donde  $r'$  representa el radio ficticio de un conductor sólido en el cual se compensa el flujo interno sumado al flujo externo en el conductor 1.

#### 4.3.1.2.3 Conductores compuestos.

Estos conductores están formados por 2 o más hilos trenzados. Puede definirse el radio medio geométrico para un conductor no magnético de cualquier forma como el radio exterior de un conductor tubular de espesor infinitesimal (de manera que todo el flujo sea exterior al conductor) que, para la misma corriente, produce el mismo flujo total que el conductor real al cual sustituye.

La expresión de la inductancia en función del RMG<sup>1</sup> se puede generalizar para un conductor de cualquier tipo de construcción (cableado, concéntrico, hueco, etc.) La tabla 4-1 proporciona el RMG de diversos conductores en función de su radio externo.

Tipo de conductor.	hilos	$r'$
Conductor sólido.	1	0.779r
Cable de un solo material.	7	0.726r
	19	0.758r
	37	0.768r
	61	0.772r
	91	0.774r
	127	0.776r
Conductor ACSR.	26	0.809r
	30	0.826r
	54	0.810r

Tabla 4-1. Radio Medio Geométrico de diversos conductores.

<sup>1</sup>:RGM, Radio Medio Geométrico.



La distancia media geométrica es la distancia media entre un conjunto de conductores que transportan distintas corrientes. La distancia media se obtiene entre centro de conductores. Sea un conductor para la fase a, uno para b y otro para c, entonces  $DMG^2$  será:

$$DMG = \sqrt[3]{D_{ab}D_{bc}D_{ac}} \quad (4-28)$$

Por lo tanto, la inductancia se puede representar como:

$$L = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{DMG}{RMG} \quad (4-29a)$$

Frecuentemente se denomina a RMG como  $D_s$ .

Mucha de la información que se obtiene del fabricante se encuentra en unidades del sistema inglés, por lo tanto, la inductancia se puede representar como:

$$L = 0.7411 \times 10^{-3} \log \frac{D_m}{D_s} \quad (4-29b)$$

en donde DMG y RMG se expresan en millas.

#### 4.3.1.2.4 Reactancia de una línea monofásica bifilar.

La reactancia en una línea monofásica bifilar se define como

$$X_L = 2\pi fL \quad (4-30)$$

En donde L por fase para una línea bifilar se define como la inductancia por milla, por lo tanto

---

<sup>2</sup>:Distancia Media Geométrica.

$$X_L = 2\pi f * 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D}{r'} \quad (4-31)$$

En nuestro país se utiliza una frecuencia de 60 Hz; entonces, la ecuación 4-31 se transforma en

$$X_L = 75.4 \times 10^{-6} \ln \frac{D}{r'} \quad (4-32)$$

#### 4.3.1.2.5 Reactancia en una línea trifásica.

Recordando que la inductancia en una línea  $\Lambda$  influenciada por corrientes que circulan en conductores vecinos está dada por

$$\phi_a = 2 \times 10^{-7} I_a \ln \frac{\sqrt[3]{D_{ab} D_{bc} D_{ca}}}{r'} \quad (4-33)$$

$$L_a = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D_{eq}}{r'} \quad (4-34)$$

En donde

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{ab} D_{bc} D_{ca}} \quad (4-35)$$

y  $r'$  se puede sustituir por RGM, en caso de conductor compuesto.



Entonces la reactancia es

$$X_L = 75.4 \times 10^{-6} \ln \frac{D_{eq}}{r'} \quad (4-36)$$

La ecuación 4-31 puede representarse en unidades del sistema inglés como la ecuación 4-29b, por lo tanto:

$$X_L = 2\pi f \times 0.7411 \times 10^{-3} \log \frac{DMG}{RMG} \quad (4-37)$$

$$X_L = 4.657 f \times 10^{-3} \log \frac{DMG}{RMG} \quad (4-38a)$$

Separando cada uno de los términos de la ecuación 4-38 se obtiene:

$$X_L = 4.657 f \times 10^{-3} \log \frac{1}{RMG} + 4.657 f \times 10^{-3} \log DMG \quad (4-38b)$$

En donde el primer término es el resultado de la inductancia propia del conductor; no así el segundo término, el cual es el resultado de la influencia del conductor vecino y está en función de la distancia entre ambos conductores.

A partir de la ecuación 4-38b puede conocerse la reactancia total del conductor. Sin embargo es necesario encontrar las componentes de reactancia total, siendo estas las reactancias propia y mutua. La suma de ambas da como resultado la reactancia total.

Entonces el valor de  $X_L$  puede encontrarse con la ecuación:

$$X_L = X_{ii} + X_{ij} \quad (4-39)$$

Por lo tanto:

$$X_{ii} = 4.657 \times 10^{-3} f x \log \frac{1}{RMG_i}$$
$$X_{ij} = 4.657 \times 10^{-3} f x \log \frac{1}{DMG_{ij}}$$

En donde j e i son las fases.

La impedancia propia de la línea será la suma de componentes de resistencia del conductor más la reactancia en función del RMG del conductor como se muestra en la ecuación

$$Z_{ii} = R_{ii} + j4.657 \times 10^{-3} f x \log \frac{1}{RMG_{ij}}$$

y la impedancia mutua es

$$Z_{ij} = j4.657 \times 10^{-3} f x \log \frac{1}{DMG_{ij}}$$

Entonces la impedancia total de la línea es:

$$Z_{ij} = Z_{ii} + Z_{ij}$$

#### 4.3.1.2.6 Impedancia del conductor equivalente de tierra.

Los sistemas de distribución no se pueden considerar como sistemas balanceados y modelarse como tales, despreciando los efectos del conductor neutro y el aterrizaje del sistema, así se podría modelar un sistema de transmisión, teniendo corrientes de neutro despreciables comparadas a las que circulan por las fases de los lazos de los circuitos.

A pesar de los intentos por tener una red radial balanceada, es casi imposible lograrlo; esto depende en gran parte de la naturaleza de las cargas que en raras ocasiones permanecen

constantes a través del tiempo, y el número de fases utilizadas para alimentar cargas trifásicas y monofásicas, incidentes en el desbalance de energía demandada por fases.

Los efectos provocados por las corrientes desbalanceadas en los sistemas de distribución se eliminan gracias al aterrizaje del neutro, utilizando a la tierra como un conductor ficticio cuyo comportamiento es semejante a un conductor.

Las ecuaciones describen el comportamiento de las impedancias (propia y mutua) del conductor de tierra. La ecuación determina la impedancia propia del conductor ficticio de tierra.

$$Z_{ee} = R_e + jX_{ee} Z_{ee} = 0.001588358f + j0.00465659fx \log D_e \quad (4-40)$$

$$D_e = 2161.6 \sqrt{\frac{\rho}{f}} \quad (4-41)$$

En donde:

f= Frecuencia.

$\rho$ = Resistividad del suelo en omhs-milla.

$D_e$ = Distancia entre el conductor equivalente de tierra (pies) y el neutro.

$R_e$ = Resistencia del equivalente de tierra.

$X_{ee}$ = Reactancia propia del equivalente de tierra en ohms-milla.

La inductancia mutua se expresa en la siguiente ecuación:

$$Z_{ei} = jX_{ei} = j4.656 \times 10^{-3} f \log \frac{1}{D_{ei}} \quad (4-42)$$

#### 4.3.1.3 Admitancias en una línea de distribución.

Como se mencionó al inicio del capítulo, para simular una línea de distribución radial, se necesita considerar el efecto capacitivo sobre las líneas, reflejando dicho efecto como admitancias concentradas a lo largo de éstas.

Con el análisis posterior se pretende determinar las ecuaciones necesarias para calcular las admitancias de la línea.

#### 4.3.1.3.1 Admitancias de una línea bifilar.

La capacitancia entre dos líneas con una disposición como muestra la figura 4-7 se calcula con la ecuación:

$$C_{ab} = \frac{q_a}{v_{ab}} = \frac{2\pi k}{\ln \frac{D^2}{r_a r_b}} \quad (4-43)$$

En donde:

$q_a$  es la carga del conductor a.  
 $D$  Distancia entre conductores.  
 $r_a$  y  $r_b$  es la distancia entre conductores.  
 $k$  es  $8.85 \cdot 10^{-12}$  F/mts.

Cambiando de base logarítmica, la ecuación también puede expresarse como:

$$C_{ab} = \frac{0.0388}{\log \frac{D^2}{r_a r_b}} \mu F / mi. \quad (4-44)$$

Si  $r_a = r_b$ , entonces:

$$C_{ab} = \frac{0.0194}{\log \frac{D}{r}} \mu F / mi. \quad (4-45)$$

La capacitancia respecto a tierra o respecto a neutro es dos veces la capacidad entre conductores. Si consideramos a ésta, formada por dos capacidades en serie, la tensión en la línea se reparte por igual entre los dos, estando el punto de unión de ambos al potencial de tierra. Por lo tanto, la capacidad respecto al neutro es la suma de dos capacidades iguales en serie.

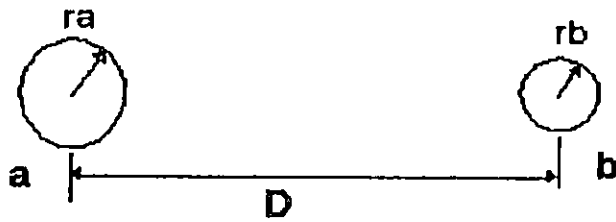


Figura 4-7. Sección transversal de una línea de hilos paralelos.

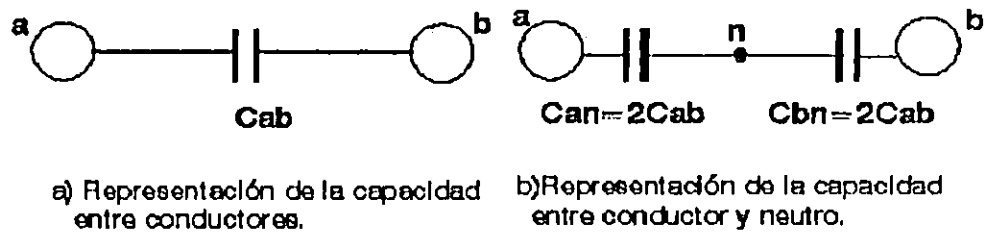


Figura 4-8. Relación entre los conceptos de capacidad entre conductores y entre conductor y neutro.

$$C_n = C_{an} = C_{bn} = \frac{0.0388}{\log \frac{D}{r}} \mu F / mi. \quad (4-46)$$

La reactancia capacitiva de un conductor respecto al neutro es:

$$X_c = \frac{1}{2\pi * f * C} = \frac{4.10}{f} * 10^6 \log \frac{D}{r} \Omega . mi \quad (4-47)$$

Entonces, la admitancia respecto al neutro es:

$$Y_c = \frac{f}{4.10 * 10^6 \log \frac{D}{r}} \text{ mhos.mi} \quad (4-48)$$

Para una frecuencia de 60 hz, se tiene:

$$Y_c = \frac{14.63 * 10^{-6}}{\log \frac{D}{r}} \text{ Mhos.mi} \quad (4-49a)$$

Yc puede expresarse en mhos por Km. como lo indica la ecuación

$$Y_c = \frac{9.09 * 10^{-6}}{\log \left( \frac{D}{r} \right)} \text{ Mhos.Km} \quad (4-49b)$$

#### 4.3.1.3.2 Admitancias en líneas trifásicas.

La reactancia capacitiva de un grupo de conductores se define de forma similar a la reactancia inductiva para un conjunto trifásico con disposición asimétrica, de tal forma que  $X_c$  está en función del DMG y el radio externo del conductor.

$$X_c = \frac{6.596}{f} \log \frac{DMG}{r} \text{ M}\Omega \cdot \text{Km} \quad (4-50)$$

La admitancia  $Y_c$  es :

$$Y_c = \frac{9.096 * 10^{-6}}{\log \frac{DMG}{r}} \text{ Mhos.Km} \quad (4-51a)$$



$Y_c$  también se puede expresar en unidades del sistema inglés, como se presenta en la ecuación

$$Y_c = \frac{14.63 \cdot 10^{-6}}{\log \frac{DMG}{r}} \text{ mchs.mi} \quad (4-51b)$$

En grupos de conductores, necesitamos utilizar el radio medio geométrico modificado o  $RMG_c$ .

El  $RMG_c$  se define como:

$$RMG_c = \sqrt[n]{r \cdot d^{n-1}} \quad (4-52)$$

En donde:

$d^{n-1}$  Son las distintas distancias desde un conductor determinado hasta sus vecinos.

$r$  Radio externo del conductor.

La figura 4-9 muestra las distintas disposiciones en grupo.

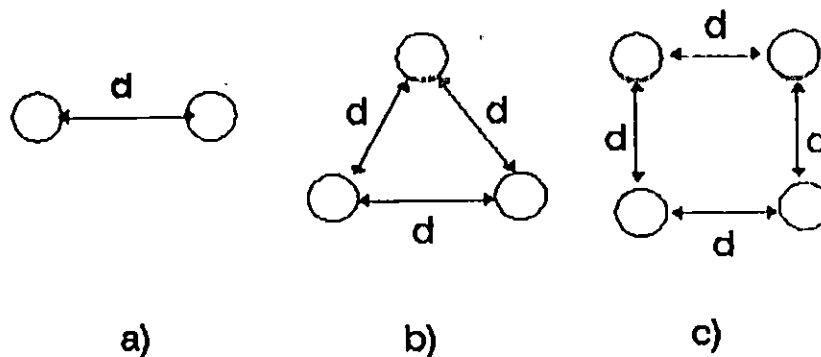


figura 4-9. Grupos de conductores.

El  $RMG_c$  correspondiente a la figura 4-9a es

$$RMG_c = \sqrt{r*d}$$

Según la disposición triangular de la figura 4-9b

$$RMG_c = \sqrt[3]{r*d^2}$$

y para la disposición de la figura 4-9c

$$RMG_c = 1.09 \sqrt[4]{r*d^3}$$

#### 4.3.1.4 Modelo de la línea de distribución desbalanceada de 4 hilos.

El modelo sugerido es el llamado "Línea de Carson", que toma en cuenta los efectos del neutro y tierra, y por las razones expuestas anteriormente, se consideran apreciables en el momento de analizar pérdidas debidas a corrientes que circulan a través del neutro y tierra.

La figura 4-10 muestra el modelado de la línea y sus parámetros.

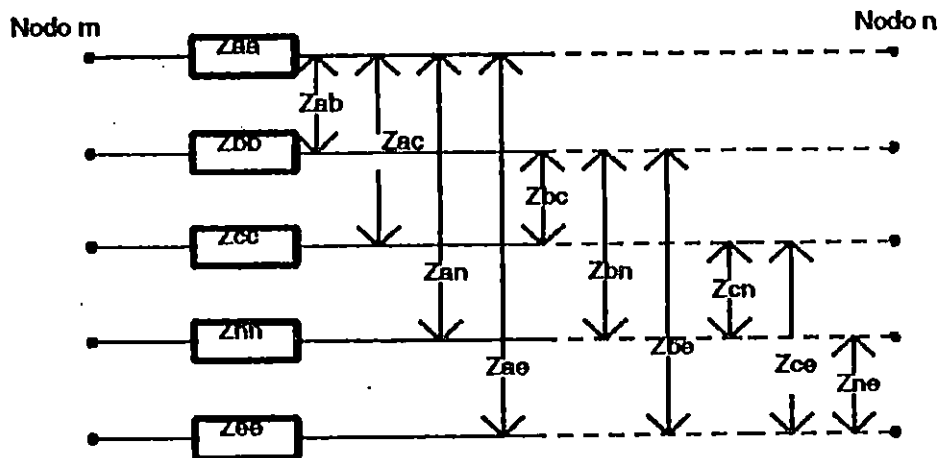


Figura 4-10 Línea de Carson.

Zaa, Zbb, Zcc, Znn y Zee son las impedancias propias de cada conductor.

Zab, Zac, Zan, Zae, Zbc, Zbn, Zbe, Zcn, Zce y Zne son las impedancias propias entre conductores.

#### 4.3.2 Modelo equivalente de los transformadores.

Puede considerarse a un transformador ideal como un dispositivo sin pérdidas de energía<sup>3</sup> entre los devanados de entrada y salida. La relación de transformación denominada "a" refleja que en los devanados de un transformador ideal no existe ninguna clase de impedancia, por lo tanto no hay caídas de tensión en estos.

$$a = \frac{N_P}{N_S} = \frac{i_S(t)}{i_P(t)} = \frac{V_P(t)}{V_S(t)} \quad (4-53)$$

Entonces,

$$P_{ent} = V_P I_P \cos \theta \quad (4-54)$$

$$P_{sal} = V_S I_S \cos \theta \quad (4-55)$$

Sustituyendo las relaciones mostradas en la igualdad 4-53 en la ecuación 4-54, se tiene:

$$P_{ent} = \frac{i_S(t)}{a} a V_{S(t)} \cos \theta \quad (4-56)$$

$$P_{ent} = V_{S(t)} i_{S(t)} \cos \theta = P_{sal} \quad (4-57)$$

La ecuación 4-57 implica una total transferencia de potencia entre embobinados, sin pérdidas de ningún tipo.

---

<sup>3</sup>Provocada por efecto térmico.

Sin embargo, un transformador tiene un comportamiento diferente al transferir potencia entre sus devanados, reflejando pérdidas debido a los siguientes factores:

- 1) Resistencia eléctrica en los conductores que forman los devanados.
- 2) Resistencia eléctrica en el núcleo de los transformadores.
- 3) Efecto de histéresis del núcleo magnético de los transformadores.
- 4) Flujos dispersos existentes en el circuito magnético.

Estas pérdidas se deben considerar en un modelo matemático equivalente para obtener un comportamiento más apegado a la realidad.

Los diagramas que se muestran en la figura 4-11 representan el circuito equivalente de un transformador referido a sus distintos devanados.

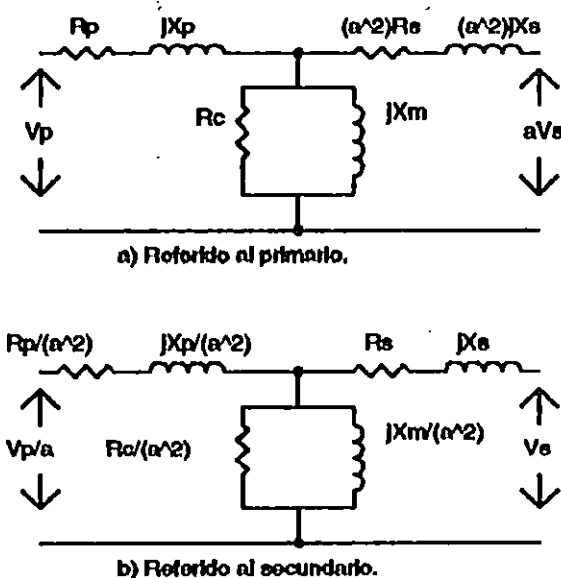


Figura 4-11. Modelo de un transformador.

La rama central compuesta por los elementos  $R_c$  y  $X_m$  es llamada "rama de magnetización". A través de esta circula una

corriente no lineal denominada *corriente de excitación* que es proporcional al voltaje aplicado siempre y cuando el núcleo se encuentre en la región no saturada de su curva característica B-H. A pesar que el modelo está limitado a corrientes lineales a través de su rama de magnetización, se puede obtener una buena aproximación.

Los elementos  $R_p$ ,  $jX_p$ ,  $R_s$  y  $jX_s$  representan la resistencia eléctrica y la reactancia inductiva de los devanados primario y secundario respectivamente.

Bajo condiciones nominales de trabajo la corriente de magnetización se puede considerar despreciable, comparada al flujo de corriente que circula por  $R_p$ ,  $R_s$ ,  $X_p$  y  $X_s$ ; por lo tanto se puede considerar que la rama de magnetización tiene una impedancia mucho mayor que las componentes de ambos devanados y se puede eliminar del modelo. Bajo esta circunstancia se puede afirmar que las pérdidas de energía en un transformador se deben a la resistencia de los devanados. La figura 4-12 muestra el modelo simplificado de un transformador.  $R_{eq}$  y  $X_{eq}$  son las reactancias equivalentes del circuito:

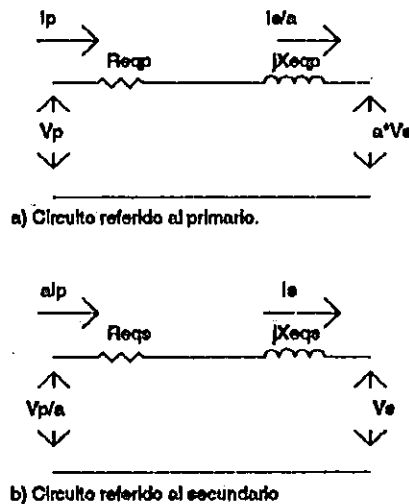


Figura 4-12. Modelo simplificado de un transformador.

Donde:

$$R_{eqp} = R_p + a^2 R_s \quad (4-58)$$

$$X_{eqp} = X_p + a^2 X_s \quad (4-59)$$

$$R_{eqs} = \frac{R_p}{a^2} + R_s \quad (4-60)$$

$$X_{eqs} = \frac{X_p}{a^2} + X_s \quad (4-61)$$

#### 4.3.2.1 Pérdidas en los transformadores de distribución.

Según el modelo anterior, las pérdidas considerables de energía en los transformadores son causadas por las impedancias  $R$  y  $jX$  de los embobinados primario y secundario.

Los procedimientos y formulas para calcular las pérdidas dependerán de los datos disponibles.

Los fabricantes usualmente suministran datos de pérdidas en términos de pérdidas de carga en watts o en pérdidas de carga en por ciento (con base a los Kva nominales de los transformadores) con relación a la corriente de carga nominal en sus embobinados. Si estos datos se conocen, las pérdidas pueden calcularse con las siguientes formulas:

$$Pérdidas = \left( \frac{I_{carga}}{I_{nominal}} \right)^2 * pérdidas_{carga\ nominal} \quad (4-62)$$

$$Pérdidas = \left( \frac{Kva}{Kva_{nominal}} * \frac{Kv_{nominal}}{Kv_{actual}} \right)^2 * pérdidas_{carga\ nominal} \quad (4-63)$$

En donde la carga del transformador es conocida en Kva o en amperios. La ecuación 4-63 toma en cuenta la posibilidad que un transformador se conecte a un sistema con voltajes diferentes

a los voltajes nominales de este. Las ecuaciones 4-62 y 4-63 proporcionan datos en watts.

La conversión de pérdidas en watts a pérdidas porcentuales se puede llevar a cabo con expresión:

$$\%Pérdidas = \frac{Pérdidas \text{ en watts}}{10 * Kva_{nominales}} \quad (4-64)$$

También se puede conocer las pérdidas en términos de las resistencias referidas a cualquiera de sus lados, ya sea alto voltaje o bajo voltaje como demuestran las ecuaciones 4-65 y 4-66 respectivamente.

$$Pérdidas_{cargas} = I_p^2 (R_p + N^2 R_s) \quad (4-65)$$

$$Pérdidas_{cargas} = I_s^2 \left( R_s + \frac{R_p}{N^2} \right) \quad (4-66)$$

#### 4.3.3 Aplicación de reguladores de voltaje.

El equipo regulador puede ser un mecanismo LTC<sup>1</sup> en el transformador de la subestación, un regulador separado entre el transformador y el bus de bajo voltaje, o reguladores separados colocados en cada uno de los alimentadores de la subestación.

##### 4.3.3.1 Reguladores de voltaje.

Estos equipos constan de dos partes: un autotransformador y un mecanismo LTC; ambas partes son integradas como una unidad. Los cambios de voltaje se obtienen cambiando los taps del autotransformador, de esta manera también se controla el porcentaje de regulación. Los reguladores standard tienen un rango de regulación del 10% dividido en rangos pequeños de 5/8 o 1/4 por ciento. La figura 4-13 muestra el diagrama de un regulador de voltaje.

Considerando al mecanismo como un dispositivo de control, entonces se puede modelar un regulador como un autotransformador.

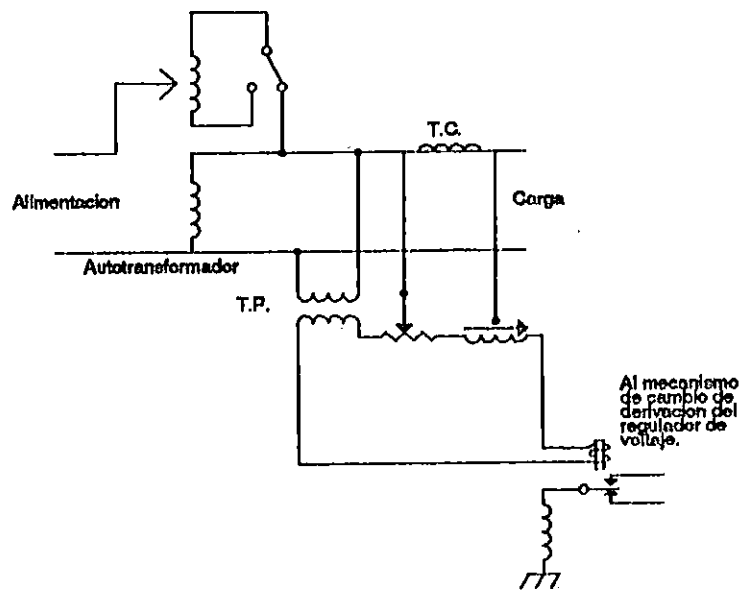


Figura 4-13. Diagrama de un regulador de voltaje.

#### 4.3.3.2 Modelo equivalente de un autotransformador.

Al igual que en un transformador, el comportamiento de un autotransformador está determinado por una relación, esta se define en términos del voltaje de entrada y voltaje de salida, de las corrientes de entrada y salida y por la relación de vueltas entre devanados.

La figura 4-14a muestra un transformador con sus devanados  $N_p$  y  $N_s$ , primario y secundario respectivamente. El diagrama eléctrico de un autotransformador es mostrado en la figura 4-14b, a través de la cual se establece la relación de sus devanados con respecto a un transformador.



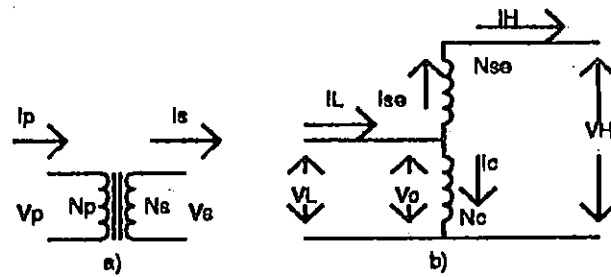


Figura 4-14. Diagrama eléctrico de un autotransformador.

Si se conectan los devanados del transformador aditivamente como se muestra en la figura 4-14b, entonces el voltaje que sale del transformador es la suma del primer devanado más el voltaje del segundo devanado.

En esta conexión, al primer devanado se le denomina arrollamiento común, debido a que su voltaje aparece en los dos lados del transformador. Al arrollamiento menor se le denomina arrollamiento en serie, teniendo en cuenta que se ha conectado en serie con el devanado común.

A simple vista resalta la conexión física de ambos devanados y que contrariamente en un transformador solo están enlazados a través de un flujo magnético.

Al voltaje del arrollamiento común se le llama voltaje común  $V_c$ , y a la corriente común  $I_c$ . Al voltaje de la bobina serie se le denomina voltaje serie  $V_{se}$ , y a la corriente, corriente serie  $I_{se}$ .

Al voltaje y a la corriente del lado de alta tensión se les denomina  $V_H$  e  $I_H$  respectivamente, mientras que en el lado de baja tensión se les denomina  $V_L$  e  $I_L$ .

Las corrientes y las tensiones están relacionadas por las ecuaciones:

$$\frac{V_c}{V_{se}} = \frac{N_c}{N_{se}} \quad (4-67)$$

$$N_c I_c = N_{se} I_{se} \quad (4-68)$$

$$I_H = I_{se} \quad (4-69)$$

$$I_L = I_{se} + I_c \quad (4-70)$$

Las tensiones en las bobinas se relacionan con las siguientes ecuaciones:

$$V_L = V_c \quad (4-71)$$

$$V_H = V_c + V_{se} \quad (4-72)$$

#### 4.3.3.3 Relaciones de voltajes y corrientes.

Los voltajes  $V_H$  y  $V_L$  se relacionan de acuerdo a la expresión que se deducirá a continuación:

$$V_H = V_c + V_{se} \quad (4-73)$$

pero,

$$\frac{V_c}{V_{se}} = \frac{N_c}{N_{se}}$$

así que

$$V_H = V_c + \frac{N_{se}}{N_c} V_c \quad (4-74)$$

Finalmente,

$$V_L = V_c$$

$$V_H = V_L + \frac{N_{se}}{N_c} V_L \quad (4-75)$$

$$\frac{V_H}{V_L} = \frac{N_{se} + N_c}{N_c} \quad (4-76)$$

A la relación que existe entre  $V_H$  y  $V_L$  se le denominará R.

La relación entre las corrientes se deduce a continuación:  
recordando que

$$I_L = I_{se} + I_c$$

De la ecuación 4-68 se tiene que

$$I_c = \frac{N_{se}}{N_c} I_{se} \quad (4-77)$$

por lo tanto,

$$I_L = \frac{N_{se}}{N_c} I_{se} + I_{se} \quad (4-78)$$

Observando que

$$I_H = I_{se}$$

(4-79)

$$I_L = \frac{N_{se}}{N_c} I_H + I_H$$

se llega a relación entre corrientes:

$$\frac{I_L}{I_H} = \frac{N_{se} + N_c}{N_c} \quad (4-80)$$

#### 4.3.3.4 Impedancia del autotransformador.

Una característica importante de los autotransformadores es su baja impedancia interna. Comparado con un transformador conectado en la forma convencional, la impedancia efectiva en por unidad de un transformador se reduce en un factor igual al inverso de la ganancia de potencia de la conexión como un transformador.

La relación entre potencias de entrada y salida,  $S_{IO}$  (que se da en los sólidos de alta y baja tensión) y la potencia aparente  $S_W$  de los devanados conectados como transformador es:

$$\frac{S_{IO}}{S_W} = \frac{N_{se} + N_c}{N_c} \quad (4-81)$$

Entonces, la impedancia de un autotransformador es:

$$Z_{auto} = \frac{Z_{equi} N_{se}}{N_{se} + N_c} \quad (4-82)$$

En donde :

$Z_{equi}$  = La impedancia nominal de placa de un transformador expresado en por unidad y conectado como autotransformador.

Se puede observar una reducción de impedancia del autotransformador ya que la ganancia es mayor que 1. Debido a esta condición, la impedancia del regulador se considera

despreciable.

#### 4.3.3.5 Conexiones de los reguladores.

Un regulador puede operar para un circuito monofásico, una de tres fases conectadas en Y o delta. Dos reguladores conectados fase a fase en delta abierta, o tres reguladores conectados fase a fase en delta cerrada, o un circuito de 4 hilos conectados en Y. Tres reguladores no pueden conectarse para un circuito trifásico en Y de 3 hilos debido a que puede existir un desplazamiento del neutro.

#### 4.3.3.6 Datos nominales.

Los datos proporcionados por el fabricante son:

1. Capacidad nominal en Kva.
2. Voltaje nominal para conexiones en delta o estrella.
3. Nivel básico de aislamiento al impulso (BIL).
4. Corriente nominal.
5. Frecuencia.
6. Rango de regulación y pasos.
7. Peso total.

#### 4.3.4 Efecto de un capacitor en una línea de distribución.

Los capacitores fijos colocados en paralelo al alimentador no mejoran apreciablemente la regulación de voltaje, pero proveen un incremento constante en el nivel de voltaje. El efecto de los capacitores fijos en la red radial es mostrado en las figuras 4-15a y 4-15b .

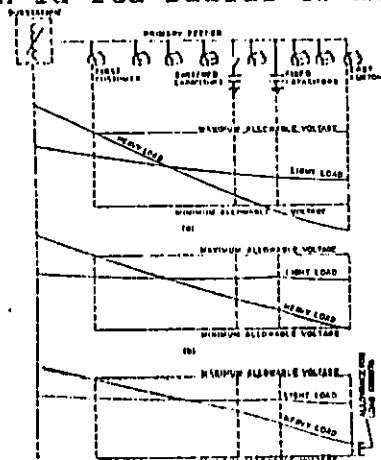


Figura 4-15. Efecto de un capacitor sobre la red eléctrica.

Puede observarse el incremento del nivel de voltaje en el punto en donde se encuentra instalado el capacitor fijo; este incremento es el mismo para la condición de carga alta como para la condición baja.

Si un banco de capacitores en paralelo es instalado en otro punto de la red, y además se tiene la facilidad de conectar y desconectar estos elementos ( capacitores conectados para la condición de carga alta y desconectados para condición de carga baja), entonces el perfil de voltajes sería como el mostrado en la figura 4-15c. Notese que solo se modificó el perfil de voltajes para carga alta ya que en condición de carga baja, el banco se desconecta.

La cantidad de Kva capacitivos agregados a un alimentador y el punto donde se debe colocar el capacitor dependerá de la distribución de cargas, tamaño de la sección del conductor y condiciones de voltaje. La condición de carga baja determinará la cantidad de Kva que serán fijados y la cantidad que serán removibles.

#### 4.3.4.1 Representación de un capacitor en una línea de distribución.

Los capacitores se representan como una admitancia en derivación conectada a la fase en donde se coloca el capacitor. El valor de la admitancia de este se encuentra al dividir la potencia del capacitor entre el valor de la potencia base del sistema como muestra la ecuación 4-83.

$$Y_{ca} = \frac{Kvar_{ca}}{KV_{base}^2 * 1000} \quad (4-83)$$

Considerando los puntos de conexión de un capacitor (nodo n a tierra) también se puede representar un banco trifásico, ya que el efecto de cada capacitor se puede considerar como individual para cada fase.

La admitancia de un capacitor en p.u. sería:

$$Y_{p.u.} = \frac{Kvar_{ca}}{Kva_{base}} = \frac{Y_{ca}}{Y_{base}} \quad (4-84)$$

En donde:

$Kvar_c$  es el valor del capacitor.  
 $Kva_{base}$  Voltaje base del sistema.

$$Y_{base} = \frac{Kva_{base}}{KV_{base}^2 * 1000} \quad (4-85)$$

La corriente que circula a través de un capacitor se calcula con la ecuación:

$$I_{Ca,i} = Y_{Ca} * V_{i,n}$$

En donde:

$V_{i,n}$  = Voltaje de fase a neutro en el nodo al cual está conectado el capacitor.

#### Conclusiones del capítulo IV.

- 1) Para representar el comportamiento de la red eléctrica de la manera más apegada a la realidad se recomienda el utilizar el modelo de la Línea de Carson, ya que ésta toma en cuenta los efectos inductivos mutuos entre líneas de fases y línea de neutro, incluyendo los efectos causados por el conductor ficticio de tierra.
- 2) La información referente a las características de conductores, puede encontrarse en tablas, a pesar que se desarrollaron las respectivas ecuaciones.
- 3) Es posible simular los efectos producidos por equipos conectados a la red eléctrica, tales como capacitores, reguladores y transformadores de distribución, para lo cual se desarrollaron las ecuaciones que los definen.



## Bibliografía.

### Libros

- 1) Electric utility engineering , Distribution Systems.  
Editado por Westinghouse electric corporation.
- 2) Stevenson, William D., Análisis de sistemas eléctricos de potencia, Segunda edición, Mc. Graw Hill.
- 3) Viqueira Landa, Jacinto, Redes Eléctricas.  
Tercera edición, Editorial Alfaomega.
- 4) Jones, G.R., Laughton M.A. , Say, M.G. Electrical engineer's reference book. 15a ed. Buterworth Heinemann.

## C A P I T U L O V.

### DESARROLLO DE ALGORITMOS PARA ESTABLECER ESTUDIOS DE FLUJOS DE CARGA Y CONTROL EN LA CARGA DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.

#### Introducción.

En el presente capítulo se establece completamente el modelo matemático necesario para realizar un programa de aplicación que resuelva estudios de flujos de cargas, además se definen los modelos numéricos y computacionales que pueden aplicarse a la red de distribución de la Compañía de Alumbrado eléctrico de San Salvador.

En este reporte se mencionan las dificultades encontradas para elaborar un programa por parte del usuario y que trabaje de manera integrada a un Sistema de Información Geográfica, por tal razón se presenta una segunda alternativa como vía disponible para integrar un programa de análisis de redes elaborado por una Compañía especializada en este tipo de software, presentando las limitaciones para cada alternativa.

Por último se define la aplicación orientada a la administración de carga de los transformadores, presentándose el flujograma respectivo, acompañado de conceptos utilizados en esta sección.

#### 5.0 Técnicas utilizadas para estructurar una red eléctrica.

Este tópico sobre los modelos computacionales concierne más al campo de la computación que a la ingeniería Eléctrica, pero es preponderante conocer los métodos utilizados para modelar y asignar una topología a una red de distribución, ya que restricciones en las herramientas de programación y cantidad de memoria de almacenamiento determinan en gran medida el método indicado.

Los datos que describen a una red pueden organizarse en diferentes formas. El modelo matemático o lógico de una organización particular de datos recibe el nombre de estructura

de datos; que en esencia es una colección de datos, y la forma en que están relacionados unos con otros determina el tipo de estructura. La estructura de datos esta determinada por:

1. Los valores de los elementos.
2. La disposición de los elementos.

Las estructuras de datos se clasifican en dos grandes grupos: " estáticas y dinámicas ".



### Estructuras estáticas.

Son aquellas en las que la dimensión ocupada en memoria se declara previamente y no es posible modificarla.

### Estructura Dinámica.

Como su nombre lo indica, no tienen un tamaño fijo de memoria y mediante variables denominadas punteros, es posible modificar su tamaño en memoria.

### Método de arreglos.

Las facilidades que prestan muchos de los lenguajes de programación para crear arreglos lógicos capaces de almacenar información que describan características eléctricas de cada elemento de la red, permiten una representación e interconexión lógica de una red eléctrica.

Un arreglo puede definirse como una colección o conjunto de

posiciones de memoria que tienen el mismo nombre de variable, es decir un conjunto de datos numéricos o cadena que tiene el mismo nombre. Un arreglo puede ser de una dimensión (vector) o de varias dimensiones (matriz).

#### **Vector.**

Es un arreglo unidimensional o lineal; esto es una lista de un número finito de datos (elementos) del mismo tipo que se referencian por un nombre común y un número de orden que son consecutivos normalmente.

#### **Matrices.**

Es un arreglo rectangular formado por filas y columnas.

### **5.0.1 Elección de la Estructura de datos.**

Como se mencionó anteriormente, características como impedancia o admitancia de las líneas son almacenadas en los arreglos de acuerdo a ciertas convenciones que permiten la estructuración lógica de la red. La topología de la red es un detalle importante y determinante en la elección de la estructura de datos a utilizar.

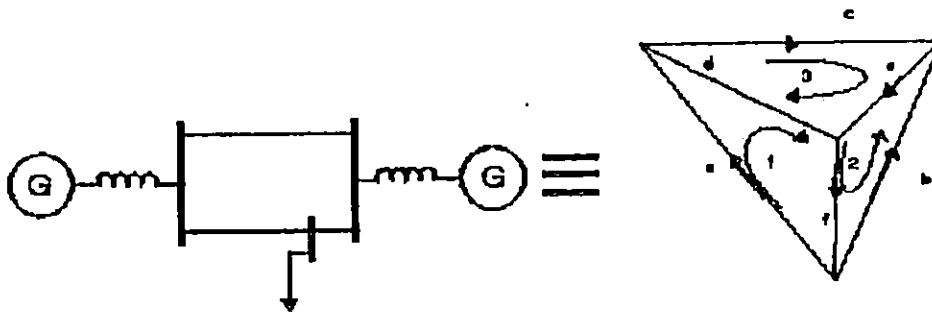
#### **5.0.1.1 Matrices de Conexión.**

La topología de un red eléctrica se puede describir por medio de las llamadas "matrices de conexión"; puesto que a través de estas se puede definir la relación entre ramas y mallas.

Existen dos tipos de matrices de conexión, estas son:

##### **Matriz de conexión de rama-malla.**

Este arreglo tiene un número de filas igual al número de ramas y un número de columnas igual al número de mallas. Los elementos de la matriz representan la relación entre las ramas y mallas como muestra la gráfica 5-1b.



a) Diagrama unifilar.      b) Arbol equivalente del diagrama.

Figura 5-1. Diagrama Equivalente y su árbol respectivo.

La matriz [c] describe la topología del árbol de la figura 5-1b. Los signos de los elementos 1 y -1 dependen de la convención del recorrido de las mallas y del sentido asignados a los tramos o ramas; si el recorrido de la malla coincide con el sentido de la malla entonces el elemento es positivo, de lo contrario es negativo.

$$C = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 \end{matrix} \\ \begin{matrix} a \\ b \\ c \\ d \\ e \\ f \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 1 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 0 \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (5-1)$$

**Matriz de Conexión rama-punto de unión.**

Este arreglo tiene un número de renglones igual al número de ramas y un número de columnas igual al número de puntos de unión menos uno.

El punto que no se considera es el de referencia o neutro.

El árbol de la figura 5-2 es la representación del diagrama mostrado en la figura 5-1a, pero con una convención de puntos.

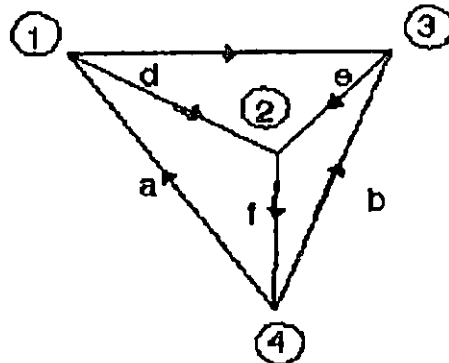


Figura 5-2. Árbol del diagrama de la figura 5-1.

Si una rama está conectada al punto de unión considerado y está orientado hacia el punto de unión, el elemento correspondiente de la matriz es igual a -1. Si el sentido de la rama apunta hacia fuera del punto de unión, el elemento es 1.

Si la rama no está conectada al punto de unión, el elemento es igual a 0.

$$[A] = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 \end{matrix} \\ \begin{matrix} a \\ b \\ c \\ d \\ e \\ f \end{matrix} & \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \\ 1 & 0 & -1 \\ 1 & -1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \\ 0 & 1 & 0 \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (5-2)$$

#### Matriz Primitiva.

El número de filas y columnas de la matriz es igual al número de ramas. Cada elemento de la matriz representa la impedancia (Z) o admitancia (Y) de cada tramo.

$$Z^m = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & \dots & Z_{1n} \\ Z_{21} & Z_{22} & \dots & Z_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ Z_{31} & Z_{32} & \dots & Z_{3n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ Z_{n1} & Z_{n2} & \dots & Z_{nn} \end{bmatrix} \quad (5-7)$$

$$X^n = [A^{-1}][X][A] \quad (5-6)$$

$$Z^m = [C^T][Z][C] \quad (5-5)$$

La matriz de impedancias Y admittancias de la red es el resultado de las siguientes igualdades:

$$Y = \begin{bmatrix} a & b & c & d & e & f \\ a & & & & & \\ b & & & & & \\ c & & & & & \\ d & & & & & \\ e & & & & & \\ f & & & & & \end{bmatrix} \quad (5-4)$$

$$Z = \begin{bmatrix} a & b & c & d & e & f \\ a & & & & & \\ b & & & & & \\ c & & & & & \\ d & & & & & \\ e & & & & & \\ f & & & & & \end{bmatrix} \quad (5-3)$$

En donde :

$Z_{ij}$  = Suma de las admitancias conectadas al nodo  $i$ , cuando  $i=j$ .  
 $Z_{ji}$  = Negativa de las admitancias conectadas al nodo  $i$ , cuando  $i \neq j$ .

Considerando el modelo de la línea de Carson (descrito en el Capítulo 4), todos los elementos de  $Z_{ij}$  se convierten en matrices de orden  $5 \times 5$ , describiendo las impedancias propias de los conductores y las impedancias mutuas, como consecuencia del efecto de los conductores vecinos.

### Consideraciones de las Técnicas Matriciales.

Una red eléctrica consta de mucho más de 3 nodos ( 300 nodos aproximadamente ), esto implica una gran cantidad de ceros almacenados como se puede observar en las ecuaciones (5-1) y (5-2). Esta es una limitación importante al usar dichas técnicas, ya que los efectos se reflejan en la gran cantidad de memoria subutilizada.

Debido a su naturaleza estática, los arreglos matriciales no permiten modificaciones en la conexión de la red.

Las técnicas matriciales son recomendables para sistemas en anillo, en donde un nodo puede estar interconectado a través de un gran número de nodos.

#### 5.0.1.2 Estructuración lógica de la red y algoritmo de recorrido.

Una red radial puede representarse por medio de un diagrama de árbol como el mostrado en la figura 5-3. Cada rama relaciona 2 nodos en sus extremos de tal forma que al nodo en el extremo superior se denomina " nodo predecesor " del nodo inferior.



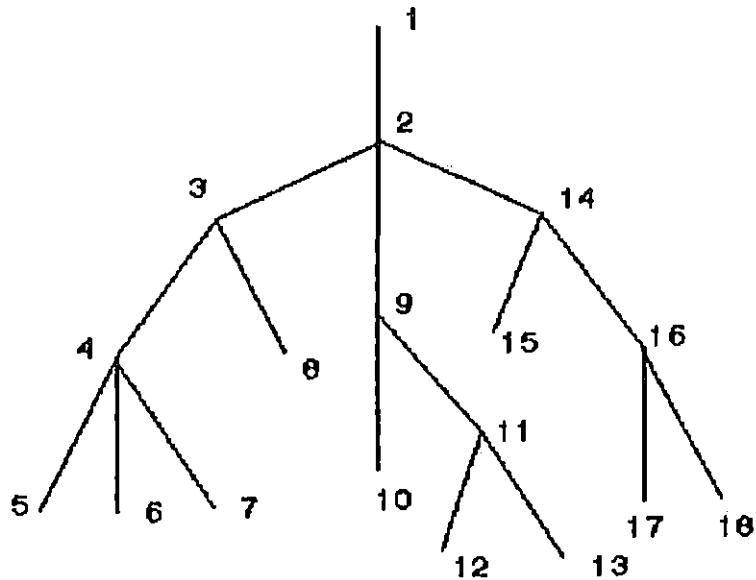


Figura 5-3. Árbol de una red radial.

Las siguientes reglas determinan la estructura de un árbol:

- 1) El nodo raíz es único y no tiene predecesor.
- 2) Cada nodo que no sea la raíz tiene un solo predecesor.
- 3) Cada nodo que no sea la raíz está conectado a la raíz por trayectoria única tal que comienza en la raíz y termina en el nodo, y tal que cada nodo en la trayectoria que no sea el raíz es el sucesor del previo en la trayectoria.
- 4) No existen lazos cerrados.

La estructura lógica de los nodos puede conseguirse a través de estructuras encadenadas.

El diagrama unifilar de un circuito radial estructurado lógicamente debe cumplir con las reglas mencionadas anteriormente. La transformación de un circuito radial a su árbol equivalente es un proceso cuidadoso ya que se corre el riesgo de enumerar en forma errónea los nodos, y como consecuencia se tiene una mala estructura.

El proceso de transformación de un diagrama unifilar hasta su árbol respectivo es el siguiente:

su árbol respectivo es el siguiente:

Disponer del diagrama eléctrico unifilar del circuito que será transformado. La figura 5-4 muestra un circuito sencillo.

Debe asignarse un número a cada nodo cumpliendo con las reglas establecidas.

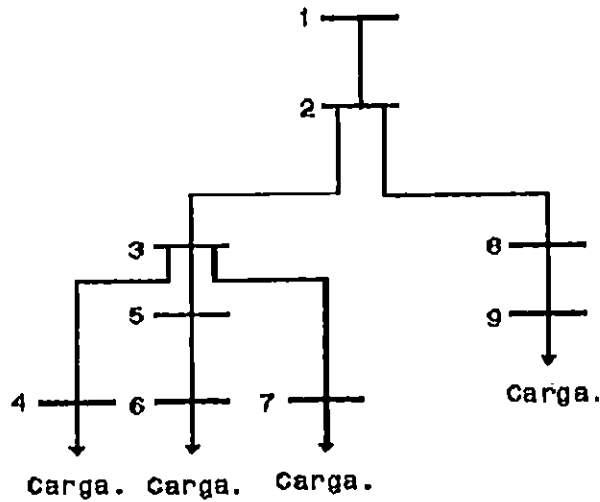


Figura 5-4. Diagrama unifilar de un circuito radial.

Como segundo, paso debe transformarse a su respectivo árbol como se muestra en la figura 5-5.

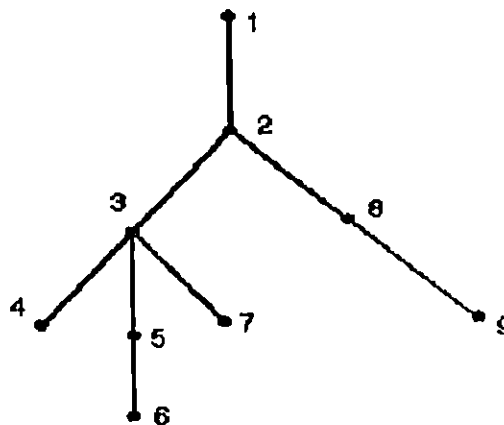


Figura 5-5 . Árbol del circuito radial.

El proceso de la construcción topológica se reduce enormemente cuando se utilizan programas especializados en sistemas de información geográfica .

Las bases de datos juegan un papel importante en dichos sistemas ya que en estas estructuras se almacena la información útil referente a todas las características de los elementos que conforman la red.

#### **5.0.1.2.1 Conceptos relacionados al almacenamiento de información geográfica.**

Se considera muy importante definir algunos conceptos relacionados a los sistemas de información geográfica y a las estructuras de datos que estos utilizan para almacenar información necesario de los elementos que componen a un sistema, su definición y estructuración colectiva.

#### **Cobertura.**

Se denomina cobertura a un conjunto de elementos ligados geográficamente mediante una topología específica (polígonos, puntos o líneas) y cuyos atributos son almacenados en una base de datos asociada.

Pueden existir diferentes tipos de coberturas, ya sea para lineas, puntos o etiquetas. En algunas ocasiones pueden encontrarse coberturas mixtas en las que se mezclan puntos y lineas o lineas y polígonos.

#### **Archivos relacionados a coberturas.**

Todos los elementos que aparecen relacionados a una cobertura son organizados en distintos archivos. Estos contienen tablas en cuyo interior se encuentra estructurada la topología de los elementos gráficos contenidos en las coberturas. Las tablas .PAT Y .AAT son un claro ejemplo y contienen los atributos de polígonos y puntos y atributos de arcos respectivamente.

#### **Tabla AAT**

Tabla de atributos de los arcos. Contiene los números internos de los nodos inicial y final de cada arco (Campos FNODE\_ y TNODE\_) el polígono situado a la izquierda y derecha (Campos

LPOLY\_ y RPOLY), la longitud (Campo LENGTH), el número interno (COVER\_) y el identificador de usuario de cada arco (COVER\_ID). La tabla 5-1 muestra la estructuración lógica de los arcos a través de los nodos de inicio y final, además de las longitudes de los segmentos.

La posibilidad de unir varias bases de datos que contienen información relacionada con la información perteneciente a la base topológica (figura 5-6), permite definir en forma completa cualquier elemento almacenado como registro de dichas tablas.

La base de datos que debe contener la información de cada elemento de la red puede generarse por medio de administradores relacionales compatibles al formato utilizado por el administrador que crea la base de datos topológica.

Los administradores de base de datos presentan recursos por medio de los cuales pueden ordenarse los registros según lo exija un algoritmo determinado.

La tabla 5-2 muestra todos los registros de la tabla 5-1 dispuestos en orden descendente; este recurso es importante, puesto que se disponen de los registros en el orden conveniente, este orden puede ordenarse de acuerdo a campo o a campos específicos.

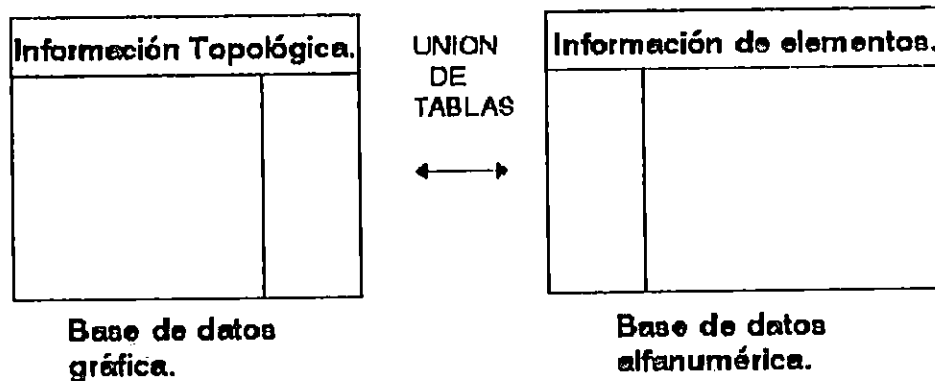


Figura 5-6. Unión de dos bases de dato.

REG	FNODE	TNODE	LPOLY	RPOLY	LENGTH	COVER	COVER_ID
1	1	2	0	0	10	1	10
2	2	3	0	0	15.6	2	5
3	3	4	0	0	17.8	3	7
4	3	5	0	0	25.9	4	8
5	5	6	0	0	23.1	5	12
6	3	7	0	0	100.9	6	15
7	2	8	0	0	60.7	7	16
8	8	9	0	0	75.80	8	9

Tabla 5-1. Almacenamiento de topología en tabla AAT para tramos del árbol mostrado en la figura 5-5.

REG	FNODE	TNODE	LPOLY	RPOLY	LENGTH	COVER	COVER_ID
8	8	9	0	0	75.80	8	9
5	5	6	0	0	23.1	5	12
6	3	7	0	0	100.9	6	15
4	3	5	0	0	25.9	4	8
3	3	4	0	0	17.8	3	7
7	2	8	0	0	60.7	7	16
2	2	3	0	0	15.6	2	5
1	1	2	0	0	10	1	10

Tabla 5-2. Registros de la tabla AAT ordenados en forma descendente.

#### 5.1.1.2.2 Estructuración de la red eléctrica.

Como se mostró en la tabla 5-1, la topología de una red puede almacenarse como una colección de registros los cuales deben contener información referente a la conectividad de cada tramo de la red, característica de conductores, número de conductores por tramo y cargas que alimentan cada tramo.

La conectividad de cada tramo está definida por la asignación lógica de nodos de inicio y final del tramo y

corresponde al modelo de un árbol como muestra la figura 5-5.

Utilizando un algoritmo apropiado puede recorrerse la red completamente y calcular los valores deseados, manipulando la información correspondiente de cada registro.

#### 5.0.1.2.3 Comparación entre las bases de dato y matrices.

Las matrices son estructuras estáticas, esta característica dificulta en gran medida la actualización de una red eléctrica, cuya estructura varía constantemente, al cambiar algunos de sus elementos.

Por otra parte, las bases de dato permiten modificar su tamaño con extrema facilidad, agregando o eliminando registros de elementos. La unión de información entre bases de dato, como muestra la figura 5-6, es otra de las grandes ventajas que ofrecen estas estructuras, ya que puede relacionarse información variada a cada elemento, siendo esta de gran utilidad para la elaboración de otras aplicaciones.

Considerando que el modelo de estructura de datos utilizados por los sistemas de información geográfica son esencialmente conjuntos de bases de dato, el algoritmo de recorrido debe adecuarse a dichas estructuras.

### 5.1 Métodos iterativos utilizados en estudios de flujos de carga.

En esta sección se estudiarán los métodos iterativos utilizados para obtener las caídas de potencial en los alimentadores de una red eléctrica. Posteriormente, tomando como base el criterio de convergencia de dichos métodos se escogerá el método que se ajuste a las necesidades del estudio de flujo de carga.

#### 5.1.1 Método de Gauss - Seidel aplicado al método de admitancias al bus.

Este método se basa en el empleo de ecuaciones de nodo para corriente y de la potencia compleja  $S$  para un nodo.

Como variables se utilizan los voltajes, cuyos valores iniciales se asumen como 1 o 0.

Para cada paso de iteración se emplea la solución anterior y con esto se logra una convergencia más rápida.

Las ecuaciones principales son:

$$I_j = \sum_{k=1}^N Y_{jk} V_k \quad (5-8)$$

$$j=1, 2, \dots, N$$

En donde :

$I_j$  = Suma de corrientes que entran al nodo  $j$ .  
 $Y_{jk}$  = Suma de las admitancias conectadas al nodo  $j$  cuando  $j = k$ .  
 $Y_{jk}$  = Negativa de la suma de las admitancias conectadas entre  $j$  y  $k$  para  $j \neq k$ .  
 $V_k$  = Voltaje del nodo  $k$ .  
 $N$  = Número de ecuaciones del nodo independiente.

Entonces:

$$I_j = Y_{jj} V_j + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq j}}^N Y_{jk} V_k \quad (5-9)$$

La corriente  $I_j$  también puede expresarse en función de la potencia  $S_j$  y la conjugada de  $V_j$ .

$$I_j = \frac{S_j}{V_j^*} \quad (5-10)$$

Igualando ( 5-10 ) y ( 5-9 ) se tiene:

$$\frac{S_j}{V_j^*} = Y_{jj} V_j + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq j}}^N Y_{jk} V_k \quad (5-11)$$

Resolviendo para  $V_j$

$$V_j = \frac{1}{Y_{jj}} \left[ \frac{S_j}{V_j} - \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq j}}^N Y_{jk} V_k \right] \quad (5-12)$$

Como se expresó anteriormente, el valor  $V_j$  obtenido en la primera iteración con valores de voltajes asumidos, se reemplazará en el siguiente proceso iterativo para obtener el valor  $V_k$ .

### 5.1.2 Método de Gauss Seidel aplicado al método de impedancias de bus.

El método de Gauss Seidel se puede aplicar también en una red modelada a través de sus impedancias.

En la formulación por  $Z_{BUS}$  la relación básica es  $V_{BUS} = Z_{BUS} I_{BUS}$ . Sin embargo existen muchas variantes de este método, de hecho las variantes entre los métodos de  $Z_{BUS}$  difieren en forma.

La variante más común del método  $Z_{BUS}$ , es la que usa al nodo compensador como referencia. Esta tiene la forma:

$$V_{BUS} = Z_{BUS} I_{BUS} + V_s \quad (5-13)$$

en donde  $V_s$

en donde  $V_s$  es el voltaje en el nodo compensador.

El proceso se inicia con la selección de un conjunto inicial de voltajes de bus  $V_1^0, V_2^0, \dots, V_n^0$ ; de manera que las corrientes

$$I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} - Y_i V_i$$

$$i = 1, 2, 3, \dots, n, i \neq s$$

en donde  $Y_i V_i$  es la corriente de derivación del bus  $i$ .

Los valores nuevos de voltaje se estiman sustituyendo las



corrientes calculadas con la ecuación (5-14) y la ecuación (5-13). Luego, los nuevos voltajes se utilizan para calcular las nuevas corrientes. Este proceso se detiene hasta que se obtiene un valor de error sobre los voltajes, menor al voltaje estimado.

### 5.1.3 Método de Newton - Raphson aplicado al método nodal.

El método de Newton-Raphson necesita menos iteraciones y tiempo para desarrollar una solución comparado con el método de Gauss-Seidel ( $Z_{BUS}$  o  $Y_{BUS}$ ), sin embargo presenta mayores dificultades.

El método de Newton Raphson necesita que se exprese una relación entre cambios de potencia activa y reactiva, y los cambios de magnitud y ángulo de las tensiones de bus.

Existen varios métodos para expresar esta relación, pero el más común tiene la siguiente forma.

$$\begin{array}{|c|} \hline \Delta P \\ \hline \Delta Q \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|c|c|} \hline H = \frac{\partial P}{\partial \delta} & N = \frac{\partial P}{\partial |E|} |E| & \Delta \delta \\ \hline J = \frac{\partial Q}{\partial \delta} & L = \frac{\partial Q}{\partial |E|} |E| & \frac{\Delta E}{|E|} \\ \hline \end{array} \quad (5-15)$$

La ecuación (5-15) es conocido como "Jacobiano". Por este método, los cambios en magnitud y ángulo de las tensiones de bus se calculan de las potencias residuales de bus.

La ecuación para la potencia compleja se puede expresar como:

$$P_j - jQ_j = V_j^* \sum_{k=1}^N Y_{jk} V_k \quad (5-16)$$

$Y_{jk}$  se define en la misma forma que para (5-8); además,

$$\begin{aligned} V_j &= |V| e^{i\delta_j} \\ Y_{jk} &= |Y_{jk}| e^{i\delta_j} = G_{jk} + jB_{jk} \end{aligned}$$

La ecuación 5-16 puede expresarse como:

$$P_j - jQ_j = \sum_{k=1}^N |V_j V_k Y_{jk}| e^{j(\theta_{jk} + \delta_j - \delta_k)} \quad (5-17)$$

Separando las ecuaciones en sus partes reales e imaginarias se tiene.

$$P_j = \sum_{k=1}^N |V_j V_k Y_{jk}| \cos(\theta_{jk} + \delta_k - \delta_j) + |E_j|^2 \quad (5-18)$$

$$Y_{jj} \cos \theta_{jj} \quad k \neq j$$

$$Q_j = - \sum_{k=1}^N |V_j V_k Y_{jk}| \operatorname{sen}(\theta_{jk} + \delta_k - \delta_j) - |E_j|^2 \quad (5-19)$$

$$Y_{jj} \operatorname{sen} \theta_{jj} \quad k \neq j$$

Los elementos del Jacobiano se obtienen de las ecuaciones 5-17, 5-18 y 5-19, estos son:

$$H_{jk} = \frac{\partial P_j}{\partial \delta_k} = I_{\operatorname{mag}} [V_j^* V_k Y_{jk}]$$

$$J_{jk} = \frac{\partial Q_j}{\partial \delta_k} = -\operatorname{Re} [V_j^* V_k Y_{jk}]$$

$$N_{jk} = \frac{\partial P_j}{\partial |E_k|} |E_k| = -J_{jk}$$

$$L_{jk} = \frac{\partial Q_j}{\partial |E_k|} = H_{jk}$$

$$H_{jj} = \frac{\partial P_j}{\partial \delta_j} = - \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq j}}^n I_{mag}(V_j^* V_k Y_{jk}) \quad (5-20a)$$

$$N_{jj} = \frac{\partial P_j |E_p|}{\partial |E_j|} = \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq j}}^n \text{Re}(V_j^* V_k Y_{jk}) + 2G_{jj} |E_p|^2 \quad (5-20b)$$

$$J_{jj} = \frac{\partial Q_j}{\partial \delta_j} = \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq j}}^n \text{Re}(V_j^* V_k Y_{jk}) \quad (5-20c)$$

$$L_{jj} = \frac{\partial Q_j |E_p|}{\partial |E_j|} = \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq j}}^n I_{mag}(V_j^* V_k Y_{jk}) - 2G_{jj} |E_j|^2 \quad (5-20d)$$

#### 5.1.4 Comparación entre los distintos métodos iterativos.

Los métodos que se someten a estudio son:

- 1) Gauss - Seidel usando  $Y_{BUS}$ .
- 2) Gauss - Seidel usando  $Z_{BUS}$ .
- 3) Newton - Raphson usando  $Y_{BUS}$ .

Estos se eligieron entre otros ya que necesitan menos procesos iterativos para obtener una solución aceptable.

El tiempo necesario para llevar a cabo una solución iterativa es un parámetro utilizado como criterio, este depende de:

- 1) El número de operaciones lógicas y aritméticas necesarias para completar la iteración.
- 2) La razón de convergencia de las técnicas utilizadas.
- 3) El tamaño del sistema de potencia.

#### 5.1.4.1 Número de operaciones aritméticas y lógicas.

El método que ocupa las operaciones aritméticas y lógicas más simples es el Gauss - Seidel aplicado al  $Y_{BUS}$ ; además, este necesita del menor número de operaciones para completar una iteración. Como consecuencia, el tiempo por iteración es menor con respecto a los métodos Gauss - Seidel y Newton Raphson.

El método Gauss - Seidel aplicado a  $Z_{BUS}$  necesita relativamente procedimientos de solución simple. Sin embargo el tiempo por iteración para este método es mayor y varía aproximadamente con el cuadrado del número de buses.

El método de Newton Raphson usando la admitancia del bus tiene un número reducido de operaciones para completar una solución, sin embargo, los cálculos de los elementos del Jacobiano por cada iteración necesita tiempo de cálculo adicional.

La gráfica 5-7 es una representación de las curvas de los 3 métodos iterativos, estos reflejan el comportamiento tiempo de iteración - número de buses del sistema, de la cual podemos observar que el tiempo Gauss-Seidel necesita menor tiempo para realizar una iteración completa y este se mantiene casi constante sin importar el número de buses del sistema.

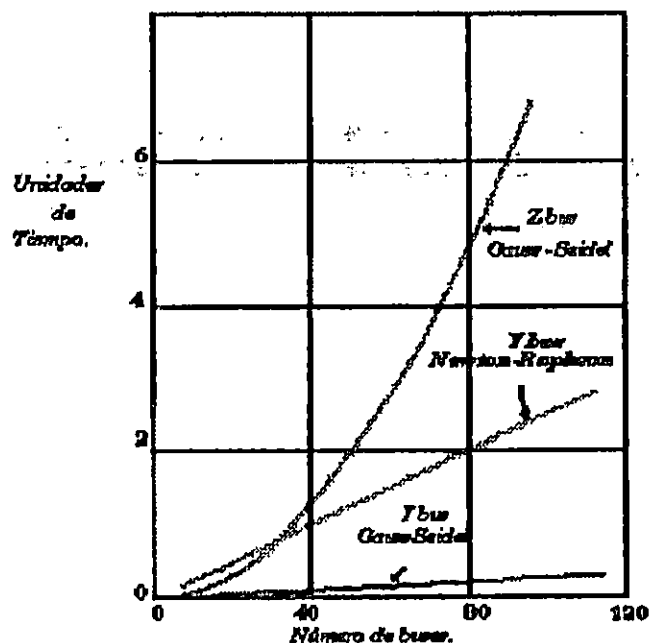


Fig. 5-7 Curva que representa el tiempo por iteración para métodos de flujo de carga.

El tiempo de iteración de el método de Gauss-Seidel aplicado a impedancias de la red y el método de Newton Raphson son influenciados por el tamaño del sistema de potencia. Esto se refleja en la curva no lineal tiempo de iteración-número de buses del sistema para Gauss Seidel y la curva lineal para Newton Raphson.

El método de Newton Raphson necesita tiempo adicional para completar una solución, este tiempo es asignado a la solución del Jacobiano. La curva no refleja el consumo de tiempo adicional para desarrollar la matriz.

#### 5.1.4.2 Razón de convergencia.

Al número de iteraciones necesarias para que un método iterativo alcance una solución con un margen de error establecido se le llama razón de convergencia.

La razón de convergencia es característica propia de cada método iterativo y puede o no variar de acuerdo al tamaño del sistema de potencia.

la tabla 3 muestra el número de iteraciones que cada método necesita para alcanzar una respuesta satisfactoria<sup>1</sup>.

Puede observarse que el método de Gauss-Seidel aplicado a admitancias necesita más iteraciones, por lo tanto su razón de convergencia es más lenta con respecto al método de Gauss-Seidel aplicado a impedancias y al método de Newton Raphson. Este último es el que necesita menor número de iteraciones comparado a los otros métodos; sin embargo, su velocidad difiere escasamente respecto al método de Gauss-Seidel aplicado a impedancias.

Obsérvese que en el caso del método de Gauss-Seidel aplicado a admitancias, la razón de convergencia depende del tamaño del sistema de potencia, a mayor número de buses, el método se vuelve más lento.

Como caso contrario se tiene el método de Gauss-Seidel aplicado a impedancias y Newton Raphson aplicado a admitancias, cuyo número de iteraciones permanece casi constante indiferente del tamaño del sistema de potencia<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup>Abajo de 0.001 como margen de error.

<sup>2</sup>Número de buses.

Número de buses	$Y_{BUS}$ Gauss- Seidel	$Y_{BUS}$ Newton- Raphson	$Z_{BUS}$ Gauss- Seidel
14	24	4	5
30	33	4	5
57	59	4	6
92	80	4	5
113	92	4	5

Tabla 5-3.

### 5.1.5 Desventaja de ambos métodos.

Método de Gauss-Seidel aplicado a admitancias del bus.

- 1) Algunas veces no alcanza la convergencia.
- 2) A menudo se comporta muy lento.
- 3) La razón de convergencia depende del tamaño del sistema de potencia.

Método de Gauss-Seidel aplicado a impedancias del bus.

- 1) Algunas veces no se alcanza la convergencia.
- 2) Es lento, sin embargo es más veloz que el método de Gauss-Seidel aplicado a admitancias, ya que necesita un menor número de iteraciones.

Método de Newton Raphson.

- 1) En algunos casos se comporta lento.
- 2) La razón de convergencia depende del valor inicialmente asumido, esto se debe a que este método trabaja por medio de intervalos (método abierto).
- 3) El desarrollo del Jacobiano es complicado y es necesario trabajarlo en coordenadas polares.
- 4) La efectividad del método de Newton Raphson depende de la naturaleza de la función.
- 5) Es necesario incluir una rutina que reconozca la convergencia lenta o divergencia del método.

Considerando las ventajas y desventajas entre los métodos numéricos expuestos, podemos hacer una elección del método más indicado que podría utilizarse para resolver las ecuaciones del modelo matemático.

El método de Gauss-Seidel aplicado a admitancias es el más sencillo en el planteamiento y necesita menor tiempo para desarrollar una iteración; sin embargo, entre los tres métodos es el más lento ya que necesita mayor número de iteraciones.

El modelo matemático a nuestro criterio es el Gauss-Seidel aplicado a  $Z_{bus}$ , ya que a pesar que es un poco más lento que el Newton-Raphson, es más sencillo en el planteamiento de las ecuaciones ya que Newton Raphson utiliza coordenadas polares y además, el número de iteraciones se mantiene casi constante sin importar el tamaño del sistema de potencia, de tal forma que puede sacrificarse una pequeña fracción de tiempo por la facilidad del algoritmo.

## 5.2 Modelo matemático de la red eléctrica.

El modelo matemático que se desarrolla a continuación permite calcular las corrientes presentes en cada tramo, los voltajes en los distintos nodos que estructuran la red radial, el flujo de potencia en las líneas de distribución y las pérdidas de potencia ocasionadas por transformadores y las líneas.

Los efectos causados por los capacitores conectados en paralelo y reguladores de voltajes se consideran en la formulación de las ecuaciones respectivas.

El modelo de línea de Carson es el utilizado para representar el comportamiento de la línea de distribución.

### 5.2.1 Cálculo de Corrientes en un Sistema de Distribución.

Las corrientes existentes en los sistemas radiales pueden definirse y separarse en los siguientes tipos:

- 1) Corrientes de fase a neutro.
- 2) Corrientes de fase a fase.
- 3) Corrientes debidas a admitancias de líneas.
- 4) Corrientes en los tramos.
- 5) Corrientes de retorno por neutro.

La figura 5-8 muestra todas las corrientes involucradas en el sistema de distribución. Las corrientes representadas por  $I_{xi}$

son los que circulan entre cargas conectadas a la fase x y neutro para el nodo i. Las corrientes  $I_{xy,i}$  representan la circulación de flujo de corriente a través de cargas conectadas entre las fases x e y, estas pueden ser a, b o c.

Las corrientes  $I_{n,i}$  que circulan dentro de las mallas formadas por el conductor ficticio de tierra, las impedancias de puesta a tierra y el conductor de neutro son llamadas "corrientes de retorno", estas deben tomarse en cuenta ya que contribuyen a la disipación de energía en forma de calor a lo largo del conductor de neutro.

El efecto capacitivo de las líneas contribuyen a que exista un flujo de corriente adicional entre fase y neutro para cada nodo. Estas corrientes circulan a través de el elemento capacitivo que representa el fenómeno capacitivo.

La corriente total por tramo es la suma de cada una de las corrientes que entran al nodo i como se observa en la figura 5-8.

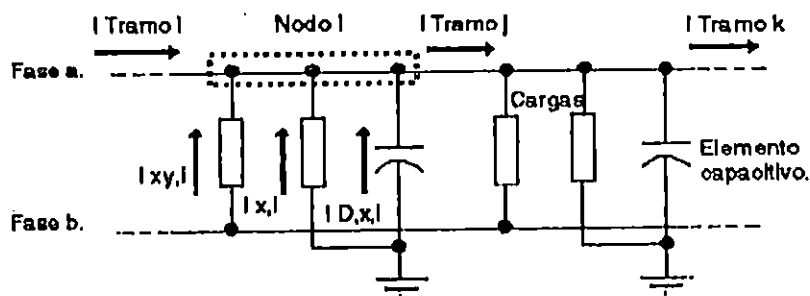


Figura 5-8. Corrientes totales de tramo Ii.

#### 5.2.1.1 Cálculos de Corriente de Fase a Neutro.

Las corrientes de fase a neutro pueden obtenerse de la ecuación

$$I_{x,i} = \frac{P_{x,i} - jQ_{x,i}}{V_{x,i}^*} * FD \quad (5-8)$$



En donde:

$x = a, b$  o  $c$ , estas son las fases involucradas .

$i =$  nodo correspondiente.

$P_{xi} - jQ_{xi} =$  Conjugada de la potencia compleja demandada por la carga.

FD = Factor de demanda del sistema, este será 1 cuando se tenga las mediciones reales en el punto; en caso contrario se contará solo con la carga instalada a la cual debe aplicarse el factor FD distinto de 1.

La conexión Fase-Neutro se establece a menudo para sistemas monofásicos y para sistema estrella y estrella con neutro aterrizado, para cuyos casos el análisis de corrientes puede realizarse como cargas individuales como si fueran cargas monofásicas.

### 5.2.1.2 Cálculo de corrientes de derivación.

El fenómeno capacitivo de la línea de distribución contribuye a que exista una corriente entre fase y tierra, esta se denomina corriente por derivación y se calcula por tramos de líneas entre 2 nodos.

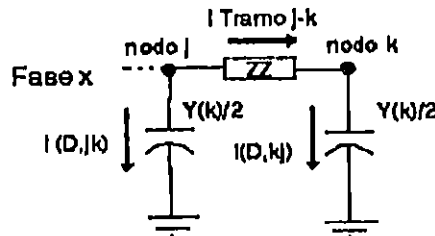


Figura 5-9. Corrientes por derivación para el último tramo.

La figura 5-9 presenta las corrientes de derivación asociadas para cada tramo, en base a esta se pueden determinar las ecuaciones de corrientes capacitivas.

$$I_{D,x,kj} = \frac{Y_{x,k}}{2} (V_k + V_n) \quad (5-9)$$

$$I_{D,x,jk} = \frac{Y_{x,k}}{2} (V_j + V_n) \quad (5-10)$$

Para el tramo anterior debe considerarse la contribución de corriente del tramo j-k. Entonces, según la figura 5-10 puede definirse la ecuación para dicho tramo.

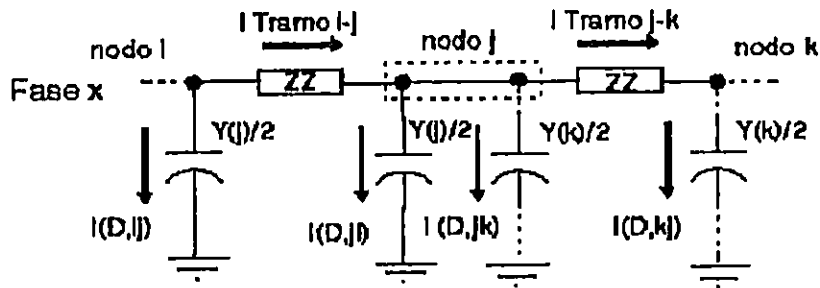


Figura 5-10. Tramos en un circuito radial.

Considerando el tramo anterior como ij, la corriente de derivación para una fase x que circula por el tramo ij es:

$$I_{D,x,ij} = \frac{Y_{x,j}}{2} (V_j + V_n) + \frac{Y_{x,k}}{2} (V_j + V_n) + \frac{Y_{x,k}}{2} (V_k + V_n) \quad (5-11)$$

Los términos 2 y 3 de la ecuación son la contribución de la corriente del tramo jk.

#### 5.2.1.3. Cálculo de corrientes de fase a fase.

Estas corrientes circulan a través de cargas conectadas de fase a fase.

La conexión de las cargas puede establecerse ya sea entre las fases a y b, a y c o b y c.

A través de la ecuación 5-12 se calculan dichas corrientes.

$$I_{xy,i} = \frac{P_{xy,i} - jQ_{xy,i}}{(V_{x,i} - V_{y,i})^*} * FD \quad (5-12)$$

#### 5.2.1.4 Cálculo de corrientes totales en los tramos.

La corriente total de un tramo determinado se designará como  $I_{Ti}$  en donde  $i$  es el nodo al cual entra la corriente. Esta es la suma algebraica de todas las corrientes que pasan por dicho nodo.

Por ejemplo: Para el nodo  $k$ , se tiene una corriente de tramo  $k$  que circula entre los nodos  $j$  y  $k$ . La suma de las corrientes que entran o salen del nodo  $k$  se representa en la figura 5-11.

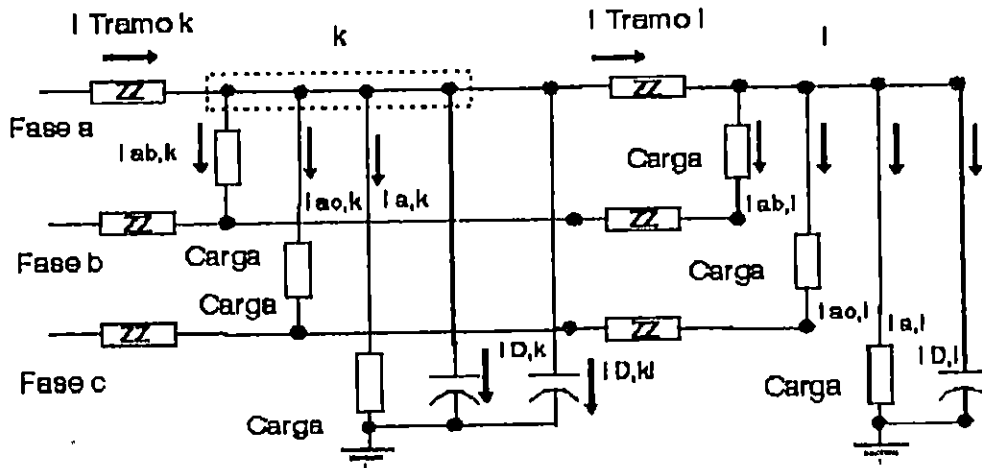


Figura 5-11. Corrientes totales de tramos.

Si existiera un tramo posterior al tramo  $j-k$  para la fase  $a$ , se designaría como tramo  $k-l$ , entonces la corriente de tramo  $I_{Tk}$  será:

$$I_{Ta,k} = I_{a,k} + I_{ab,k} - I_{ac,k} + I_{D,a,k} + I_{Ca,k} + I_{D,a,kl} + I_{D,a,l} + I_{a,l} + I_{ab,l} - I_{ac,l} + I_{Ca,l} \quad (5-13)$$

En donde:

$I_{Ca,k}$  = Corriente aportada por capacitor colocado en el nodo k.

$I_{Ca,l}$  = Corriente aportada por capacitor colocado en el nodo l.

Puede observarse los términos de corriente provenientes del nodo l, estas también son componentes de la corriente total del tramo k ya que deben atravesar el tramo k para llegar hasta el nodo l.

Si el nodo l fuera el ultimo del circuito, entonces las corrientes que se asocian a este nodo serían las totales del tramo; por lo tanto ,

$$\begin{aligned} I'_{a,l} &= I_{a,l} \\ I'_{ab,l} &= I_{ab,l} \\ I'_{ac,l} &= I_{ac,l} \\ I'_{Ca,l} &= I_{Ca,l} \end{aligned} \quad (5-14)$$

$$I_{Ta,l} = I'_{a,l} + I'_{ab,l} - I'_{ac,l} + I'_{D,a,l} + I'_{Ca,l} \quad (5-15)$$

Sustituyendo las ecuaciones 5-14 en 5-13 se tiene

$$\begin{aligned} I_{Ta,k} &= (I_{a,k} + I'_{a,l}) + (I_{ab,k} + I'_{ab,l}) - (I_{ac,k} + I'_{ac,l}) \\ &+ (I_{D,a,k} + I_{D,k,l} + I'_{D,a,l}) + (I_{Ca,k} + I'_{Ca,l}) \end{aligned} \quad (5-16)$$

Ahora la ecuación (5-16) puede llevarse a la forma de la ecuación (5-15)

$$I_{Ta,k} = I'_{a,k} + I'_{ab,k} - I'_{ac,k} + I'_{D,a,k} + I'_{Ca,k} \quad (5-17)$$

#### 5.2.1.5 Corrientes en la red de retorno.

En un sistema desbalanceado existen corrientes por el conductor neutro como se mencionó en el capítulo 4, estas corrientes causan disipación de energía por el efecto Joule, por esta razón es necesario considerarlas como pérdida de energía en

los alimentadores.

Como puede observarse en la figura 5-12, las corrientes de neutro circulan dentro de las mallas formadas por las impedancias del conductor de tierra ficticio, las resistencias de puesta a tierra y las impedancias de los conductores de neutro, a esta malla se le denomina "red de retorno".

A la corriente de retorno de cada tramo se le designará como  $I_i$ , en donde  $i$  puede ser un número correspondiente a cualquier tramo de la red.

La corriente  $I_{nj}$  es la corriente que circula a través de las impedancias del conductor de neutro.

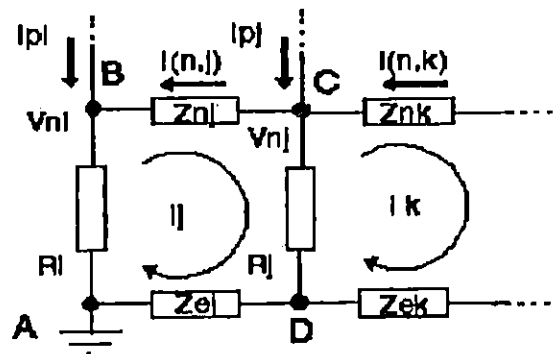


Figura 5-12. Corrientes en la red de retorno.

Para calcular las corrientes de neutro reales se asumen valores para cada  $I_{nj}$ , esta asunción se basa en que la suma de las corrientes de las cargas conectadas a las fases a, b y c tienen un retorno común.

Suponiendo que  $k$  es el último nodo de un circuito.

$$I_{n,k} = I_{a,k} + I_{b,k} + I_{c,k}$$

$$I_{n,j} = I_{a,j} + I'_{a,k} + I_{b,j} + I'_{b,k} + I_{c,j} + I'_{c,k}$$

Entonces,

$$I_{n,j} = I'_{a,j} + I'_{b,j} + I'_{c,j}$$

En general se tiene las corrientes de neutro asumidas como:

$$I_{n,i} = I'_{a,i} + I'_{b,i} + I'_{c,i} \quad (5-18)$$

En donde i puede ser cualquier nodo.

La corriente de la malla de retorno se representa como  $I_1$ , esta se asume con un valor inicial de cero. Al igual que las corrientes de fase a neutro, fase a fase y corrientes por derivación, las corrientes en la malla de retorno se calculan a partir de datos conocidos y datos asumidos, de tal forma de obtener el valor más cercano al real con el número de iteraciones como sea necesario.

Analizando la malla de retorno de la figura 5-12, puede calcularse las corrientes de malla  $I_1$ . El desarrollo de la igualdad se presenta a continuación.

Realizando un LVK en la malla a,b,c,d,a se tiene la siguiente igualdad:

$$\begin{aligned} -V_{nl} + Z_{nj}(I_j - I_{nj}) + Z_{anj}I_{Taj} + Z_{bnj}I_{Tbj} + Z_{cnj}I_{Tcj} - Z_{nej}I_j + \\ V_{nj} + Z_{oj}I_j + Z_{nej}(I_{nj} - I_j) - Z_{aej}I_{Taj} - Z_{bej}I_{Tbj} - Z_{cej}I_{Tcj} = 0 \end{aligned}$$

Puede observarse los términos que involucran corrientes adyacentes e impedancias mutuas.

Despejando  $I_j$  de la ecuación se tiene,

$$\begin{aligned} I_i = \frac{(V_{n,h} - V_{n,i})}{(Z_{n,i} - 2Z_{ne,i} + Z_{e,i})} - \left[ \frac{(Z_{an,i} - Z_{n,i})I_{Ta,i}}{(Z_{n,i} - 2Z_{ne,i} + Z_{e,i})} \right. \\ + \frac{(Z_{bn,i} - Z_{be,i})I_{Tb,i}}{(Z_{n,i} - 2Z_{ne,i} + Z_{e,i})} + \frac{(Z_{cn,i} - Z_{ce,i})I_{Tc,i}}{(Z_{n,i} - 2Z_{ne,i} + Z_{e,i})} \\ \left. + \frac{(Z_{ne,i} - Z_{n,i})I_{n,i}}{(Z_{n,i} - 2Z_{ne,i} + Z_{e,i})} \right] \end{aligned}$$

En donde:

$i$  = Número de malla de la red de retorno.

#### 5.2.1.6 Corrientes en resistencias de puesta a tierra.

Las corrientes que atraviesan las resistencias de puesta a tierra se calculan con la relación:

$$I'_i = I_i - I_j \quad (5-20)$$

En donde:

$I_i$  = Es la corriente que circula en la malla de retorno  $i$ .

$I_j$  = Es la corriente que circula en la malla de retorno  $j$ .

Es importante mencionar los casos especiales en donde no se cumple la relación, estos son:

\* La corriente que atraviesa la primer resistencia de puesta a tierra de la primera malla de retorno. Para este caso,

$$I'_i = -I_j \quad (5-21)$$

\* La corriente que atraviesa la ultima resistencia de puesta a tierra de la ultima malla de la red de retorno. Para este caso,

$$I'_i = I_i \quad (5-22)$$

En donde la corriente que pasa por la resistencia de puesta a tierra será la misma que circula por la malla de retorno.

#### 5.2.1.7 Corrientes efectivas en impedancias en neutro.

La figura 5-13 ilustra el recorrido de las corrientes involucradas en el cálculo, la determinación de las corrientes efectivas de neutro se realiza de acuerdo a la relación:

$$I'_{n,i} = I_{n,i} - I_i \quad (5-23)$$

En donde  $i$  es el número de la malla.

La corriente efectiva de neutro se acerca más a la realidad ya que se considera la corriente en la malla de retorno  $I_1$  (que al inicio se asume como cero) y la suma de las corrientes de retorno de cada fase del tramo  $i$ .

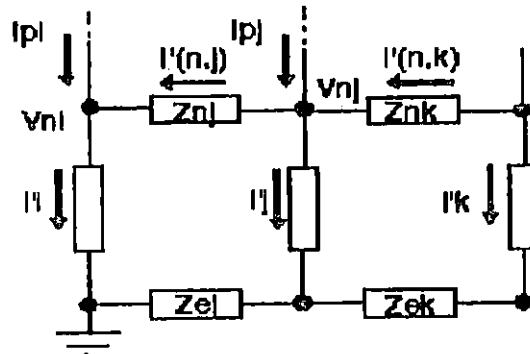


Figura 5-13. Corrientes efectivas en la red de retorno.

### 5.2.2 Cálculos de voltajes en la red radial.

Esta sección se dedica a la obtención de formulas que se aplicarán al cálculo de los distintos voltajes en cada uno de los puntos de la red, empezando con los voltajes en la red de retorno y finalizando con los voltajes en cada tramo de los alimentadores.

#### 5.2.2.1 Voltajes en las impedancias de puesta a tierra.

Estos voltajes dependerán de las corrientes que atraviesen las impedancias de puesta a tierra, además, no deben olvidarse los efectos capacitivos característicos de la línea de neutro a tierra, debido a los cuales circulan corrientes entre estos puntos.

El voltaje neto en un nodo  $i$  de la red de retorno dependerá de la corriente que cruce la impedancia de neutro equivalente entre neutro y fase. Esta impedancia equivalente está compuesta por la impedancia de puesta a tierra y las admitancias de neutro a tierra en el punto  $i$ .



La figura 5-14 muestra las mallas que forman la red de retorno y las impedancias equivalentes.

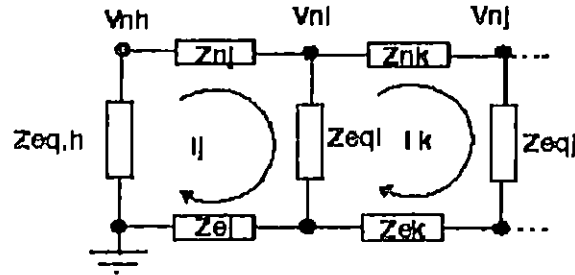


Figura 5-14. Impedancias equivalentes en una red de retorno.

En donde:

$$Z_{eqh} = R_h \parallel \frac{Y_{n,i}}{2} = \frac{R_h}{\left(R_h * \frac{Y_{n,i}}{2} + 1\right)} \quad (5-24)$$

$$Z_{eqi} = R_i \parallel \left(\frac{Y_{n,i}}{2} + \frac{Y_{n,k}}{2}\right) = \frac{R_i}{\left(R_i * \left(\frac{Y_{n,i} + Y_{n,k}}{2} + 1\right)\right)} \quad (5-25)$$

$$Z_{eqk} = R_k \parallel \frac{Y_{n,k}}{2} = \frac{R_k}{\left(R_k * \frac{Y_{n,k}}{2} + 1\right)}$$

En forma general se tendrá que la admitancia equivalente en un punto i cualquiera será la suma de las admitancias capacitivas que coinciden en el nodo i.

Puede observarse que a excepción del primer y ultimo nodo de la red de retorno, todas las admitancias equivalentes pueden obtenerse de la forma general.

Los voltajes de neutro a tierra se calcularán con la ecuación

$$V_{n,i} = \frac{R_i}{R_i * \left( \frac{Y_{n,i} + Y_{n,k}}{2} + 1 \right)} * I_i' \quad (5-26)$$

$$V_{n,i} = \frac{R_h}{\left( R_h * \frac{Y_{nequi}}{2} + 1 \right)} * I_i' \quad (5-27)$$

Al inicio del procedimiento se asumen todos los voltajes de los nodos de la red de retorno iguales a cero. Los nuevos voltajes calculados serán los obtenidos de la ecuación  $V_{n,i}$ .

#### 5.2.2.2 Cálculo de caídas de tensión de fase y neutro.

Una vez conocidas todas las corrientes que circulan por cada tramo se procede a calcular las caídas de tensión en las secciones de los alimentadores.

El primer tramo del árbol (entre nodo 1 y 2) representa las impedancias  $Z_t$  en los devanados del transformador de la subestación; por lo tanto, los voltajes  $V_{a1}$ ,  $V_{b1}$  y  $V_{c1}$  son internos y representan los voltajes inducidos en los devanados, por esta razón, se considera al tramo que inicia en el nodo 2 como el primer tramo externo del circuito y a la vez como el nodo oscilante, ya que en los terminales de la subestación pueden obtenerse<sup>3</sup> las caídas de tensión en estas.

Las caídas de tensión en el primer nodo puede calcularse con la relación obtenida del análisis de malla establecido entre los tramos A-B-C-A.

---

<sup>3</sup>A través de mediciones.

Entonces,

$$-V_{a1} + I_{Ta} Z_{La} + V_{a2} = 0$$

$$V_{a2} = V_{a1} - I_{Ta} Z_{La} \quad (5-42)$$

en donde:

$Z_{La}$  = Impedancia de devanado en fase "a".

Estableciendo un LVK en torno a cada una de las mallas formadas por alimentadores y cargas, puede obtenerse la ecuación de voltajes para cada fase por nodo. Según el diagrama mostrado en la figura 5-15, el voltaje en el punto C, para la fase "a" será:

$$-V_{a1} + I_{Ta,2} Z_{aa2} + I_{Tb,2} Z_{ab2} + I_{Tc,2} Z_{ac2} + V_{a2}$$

$$- (I_{n2} - I_2) Z_{an2} - I_2 Z_{aa2} + (I_{n2} - I_2) Z_{nn2}$$

$$- I_{Ta,2} Z_{an2} - I_{Tb,2} Z_{bn2} - I_{Tc,2} Z_{cn2} + I_2 Z_{ne2} = 0$$

Obsérvese las impedancias consideradas debido a los efectos mutuos entre líneas. La existencia de una corriente que circula por el conductor de neutro, origina caídas de tensión en el conductor de neutro, y el conductor ficticio de tierra.

La ecuación anterior puede llevarse de una forma general, esto permitirá referirse a cualquiera de las mallas compuestas por los tramos de fase y neutro.

La forma general es:

$$V_{ji} = R_{j(i-1)} * V_{j(i-1)} - I_i (Z_{nei} - Z_{jei} + Z_{jni} - Z_{nni})$$

$$- I_{Ta,i} (Z_{aai} - Z_{ani}) - I_{Tb,i} (Z_{jbi} - Z_{bni})$$

$$- I_{Tc,i} (Z_{jci} - Z_{cni}) - I_{n,i} (Z_{nni} - Z_{jni}) \quad (5-43)$$

En donde:

i = N<sup>o</sup> de nodo.

j = Fase a la que se aplica el análisis.

$R_{j(i-1)}$  = Relación de regulador (si existe).

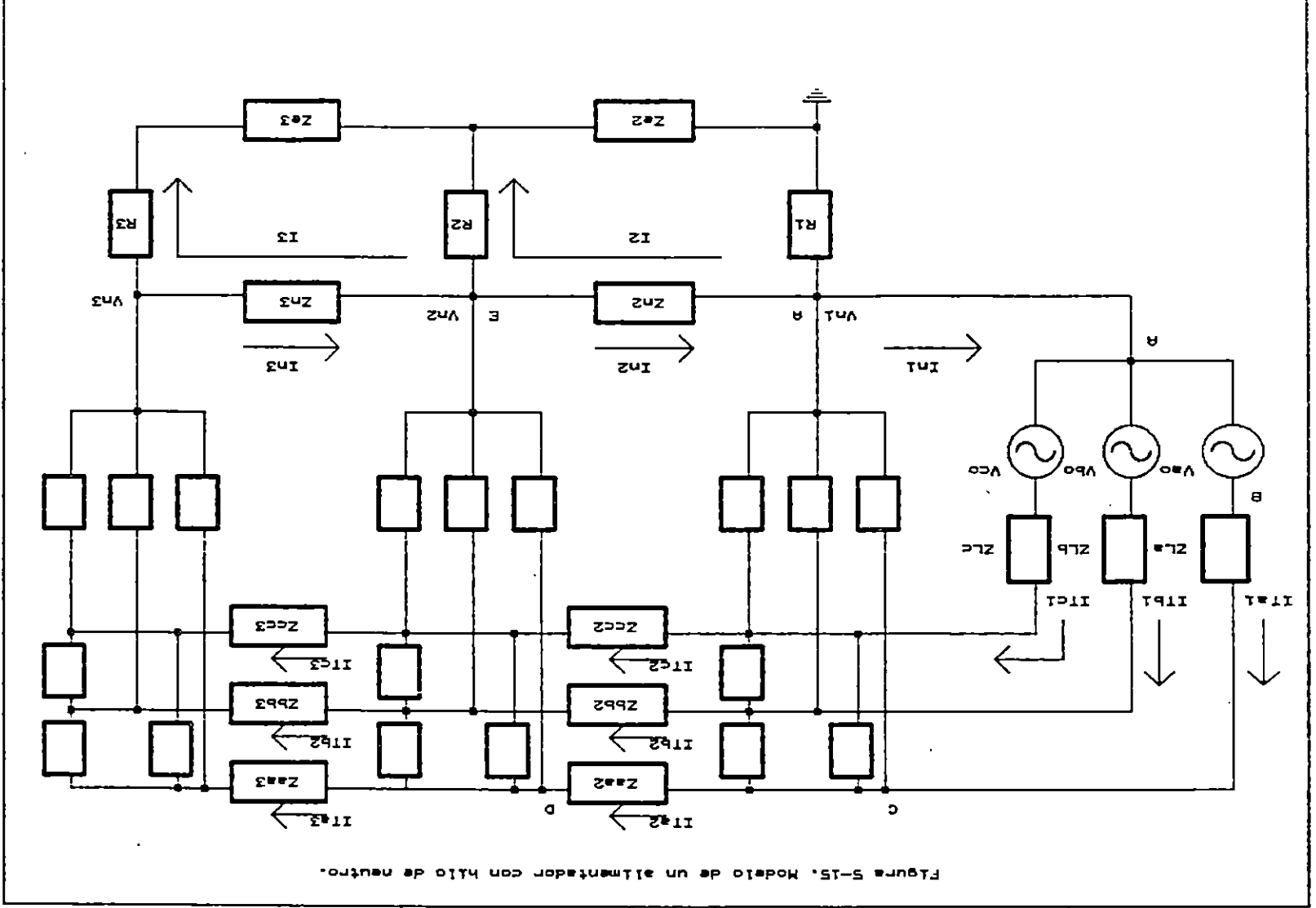


Figura 5-15. Modelo de un alimentador con hilo de neutro.

### 5.2.2.3 Caídas de tensión en alimentadores sin neutro.

Es necesario considerar los casos en donde los tramos del circuito carecen del conductor de neutro, utilizando como conductor de retorno al conductor ficticio de tierra.

El flujo de corriente que circula por dicho conductor es la suma de las corrientes que fluyen por las cargas aterrizadas, o conectadas a tierra a través de una impedancia como se muestra en la figura 5-16.

La relación que establece las caídas de tensión en los tramos de circuito puede obtenerse a través de un LVK en los puntos A-B-C-D-E-F-A.

Estableciendo el LVK en la malla se tiene:

$$\begin{aligned} & -V_{a,1} + I_{T,a,2}Z_{aa,2} - I_{T,b,2}Z_{ab,2} \\ & + I_{T,c,2}Z_{ac,2} - I_{e,2}Z_{ae,2} + V_{a,2} + I_{e,2}Z_{e,2} \\ & + (I_{an,2} + I_{bn,2} + I_{cn,2})R_2 + I_1R_1 \\ & - I_{T,a,2}Z_{ae,2} - I_{T,b,2}Z_{be,2} - I_{T,c,2}Z_{ce,2} = 0 \end{aligned}$$

Resolviendo la incógnita  $V_{a2}$ :

$$\begin{aligned} V_{a,2} = & V_{a,1} - I_{T,a,2}(Z_{aa,2} - Z_{ae,2}) \\ & - I_{T,b,2}(Z_{ab,2} - Z_{be,2}) - I_{T,c,2}(Z_{ac,2} - Z_{ce,2}) \\ & + I_{e,2}Z_{ae,2} - I_{e,2}Z_{e,2} \\ & - (I_{an,2} + I_{bn,2} + I_{cn,2})R_2 + I_1R_1 \end{aligned} \quad (5-44)$$

En general se tiene:

$$\begin{aligned} V_{ji} = & V_{j(i-1)} - I_{T,a,i}(Z_{aji} - Z_{aei}) \\ & - I_{T,b,i}(Z_{bji} - Z_{bei}) - I_{T,c,i}(Z_{cji} - Z_{cei}) \\ & - I_{e,i}(Z_{ei} - Z_{jei}) - (I_{a,i} + I_{b,i} + I_{c,i})R_i \\ & + (I_{a(i-1)} + I_{b(i-1)} + I_{c(i-1)})R_{(i-1)} \end{aligned} \quad (5-45)$$

En donde :

i= N<sup>o</sup> de nodo.

j= Fase a la que se aplica el análisis.

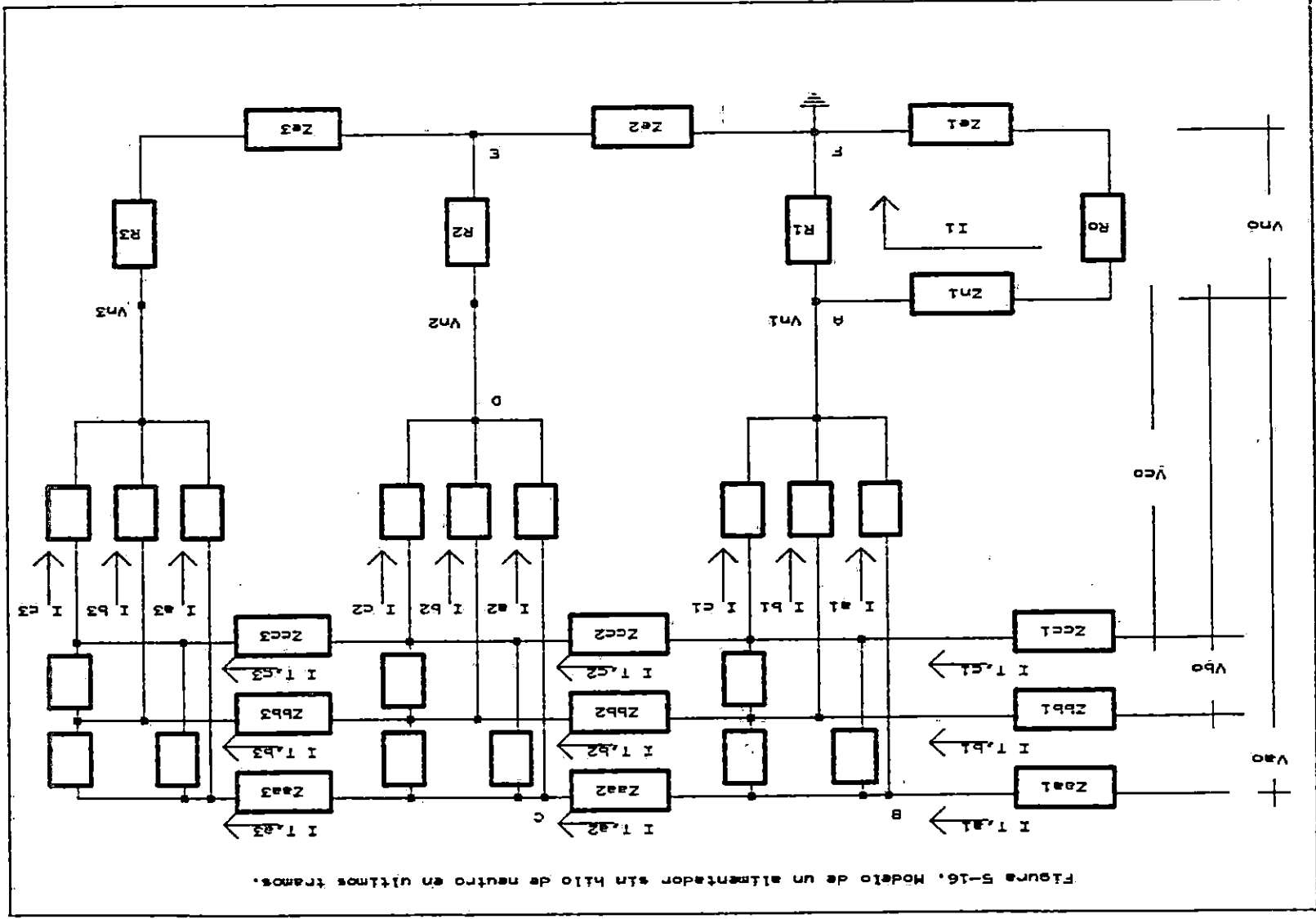


Figura 5-16. Modelo de un alimentador sin hilo de neutro en últimos tramos.

### 5.2.3 Cálculo del flujo de potencia en las líneas.

Determinar el flujo de potencia en las líneas de distribución es una etapa de gran importancia, ya que a partir de este cálculo pueden conocerse las pérdidas de potencia originadas en los conductores.

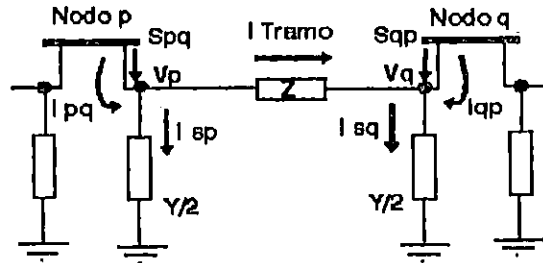


Figura 5-17. Flujo de potencia a través de un tramo alimentador.

La figura 5-17 representa a una línea de distribución que incluye las admitancias en derivación en sus extremos. La línea se encuentra conectada entre los nodos "p" y "q".

De la figura se tiene que:

$$I_{pq} = I_{sp} + I_T \quad (5-46a)$$

$$I_{qp} = I_{sq} - I_T \quad (5-46b)$$

Donde:

$$I_{sp} = V_p \frac{Y}{2} \quad (5-47a)$$

$$I_{sq} = V_q \frac{Y}{2} \quad (5-47b)$$

$I_{sp}$  e  $I_{sq}$  son las corrientes en las admitancias en derivación e  $I_T$  es la corriente que circula por la línea.

El flujo de potencia desde el nodo p al nodo q es:

$$S_{pq} = V_p I_{pq}^* \quad (5-48)$$

Sustituyendo la ecuación 5-47a en 5-48 se tiene:

$$S_{pq} = V_p (I_{sp} + I_T)^*$$

$$S_{pq} = V_p \left( V_p \frac{Y}{2} + I_T \right)^* \quad (5-49)$$

De igual forma, el flujo de potencia del nodo q al p es:

$$S_{qp} = V_q \left( V_q \frac{Y}{2} - I_T \right)^* \quad (5-50)$$

#### 5.2.4 Cálculos de pérdidas de potencia.

Las pérdidas en un sistema de distribución se originan principalmente en conductores y transformadores.

Por pérdidas en los conductores se entienden las pérdidas en las líneas de fase y neutro, así como en los conductores de puesta a tierra en cada nodo.

Las pérdidas en los transformadores corresponden únicamente a las pérdidas de potencia en los devanados, ya que las pérdidas por magnetización se consideran despreciables.

##### 5.2.4.1 Pérdidas de potencia entre fase y neutro.

El cálculo de pérdidas de potencia en una línea (de fase o neutro) conectada entre los nodos "p" y "q" se lleva a cabo sumando algebraicamente el flujo de potencia de "p" a "q" con el de "q" a "p".

Las pérdidas de potencia para la línea en mención se definen como:



$$S_{p\acute{e}rdida} = S_{pq} + S_{qp} \quad (5-51)$$

#### 5.2.4.2 Pérdidas de potencia en los conductores de puesta a tierra.

Se calcula simplemente multiplicando la impedancia del conductor de aterrizamiento por el cuadrado de la corriente que circula por el.

En términos generales se tiene :

$$S_i = I_i^2 R_i \quad (5-52)$$

Donde:

i= número del nodo donde está conectada la puesta a tierra.

#### 5.2.4.3 Pérdidas en transformadores.

Al igual que en los conductores de puesta a tierra, las pérdidas de potencia en un transformador se calculan multiplicando la impedancia de dispersión del transformador por el cuadrado de la corriente de carga que sufre el transformador. Así:

$$S_t = I_{carga}^2 * Z_{disp} \quad (5-53)$$

#### 5.2.5 Cálculo de potencia en el bus oscilante.

El nodo de salida de la subestación representa al bus oscilante. La subestación debe tener la capacidad para suplir toda la potencia demanda más la pérdida.

Para calcular la potencia que debe suplir cada devanado de fase se multiplica el voltaje de ese devanado por el conjugado de la corriente que suministra el devanado de la red.

$$S_a = V_{a1} I_{T a}^* \quad (5-54a)$$

$$S_b = V_{b1} I_{T b}^* \quad (5-54b)$$

$$S_c = V_{c1} I_{T c}^* \quad (5-54c)$$

Las pérdidas trifásicas totales se encuentran al sumar las potencias de los tres devanados de fase del transformador de la subestación.

$$S_{total} = I_{Ta}^2 * Z_{La} + I_{Tb}^2 * Z_{Lb} + I_{Tc}^2 * Z_{Lc} \quad (5-55)$$

### 5.3 Limitaciones del algoritmo.

- Válido solo para sistemas de distribución radial.
- No deben existir niveles de voltaje distintos a lo largo de todos los tramos de la red de estudio.
- Los reguladores de voltaje deben disponerse solo al final de un alimentador.
- Para cada tramo, los conductores de fase deben tener el mismo calibre.
- El nodo 2 debe ser siempre la barra oscilante, ya que representa los terminales externos de la subestación.
- Debido a que solo se tiene acceso a los archivos compilados que componen a un sistema de información geográfico, el usuario no puede elaborar una interface que comunique de alguna manera al programa de aplicación y al sistema de información geográfico.
- Válido solo para trabajar en el ambiente de un administrador de una base de datos convencional.
- Los datos deben obtenerse a través de la elaboración de una cobertura.

#### 5.4 Integración entre un analizador de redes y un sistema de información geográfica.

Esta sección está dedicada a la definición de una metodología alternativa que permita la integración entre un programa analizador de redes<sup>1</sup> y el ambiente bajo el cual actúa el sistema de información geográfico.

La meta ideal para cualquier compañía de servicios sería alcanzar la integración del software completamente; sin embargo, esta meta depende de factores que están fuera del alcance del usuario, a menos éste elabore completamente todo el software necesario.

Muchas compañías dedicadas a la creación de software de este tipo ofrecen sistemas completamente integrados, pero a un costo elevado.

##### 5.4.1 Software necesario para la integración.

Dos productos de software sin lazos que los comuniquen y elaborado por compañías distintas podrían integrarse, de tal forma de utilizar la base de datos del sistema de información para alimentar al analizador de redes con la información necesaria. Un flujo de información aceptable entre estos programas dependerá de dos factores:

- 1) El formato de los archivos generados por el administrador de la base de datos debe ser el mismo o compatible al formato de los archivos que contienen la información utilizada por el analizador de redes.
- 2) La sintaxis de los archivos generados por el administrador de la base de datos debe ser idéntica a la utilizada en los archivos de entrada del analizador de redes.
- 3) El analizador debe aceptar archivos de entrada generados en fuentes externa, siendo estas:
  - Editores de texto en formato ASCII.
  - Programas capaces de generar el tipo de texto en formato ASCII.

---

<sup>1</sup> Elaborado por terceros.

Cabe mencionar que la información requerida por el analizador de redes debe encontrarse completamente en la base de datos del sistema de información geográfico.

La Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador Norte y las otras distribuidoras hacen los análisis de la red con el auxilio del paquete Milsoft Integrated Solutions para ambiente DOS. Este es capaz de realizar una variedad de análisis entre los cuales se tiene: estudios de flujos de carga, análisis de corrientes de cortocircuito, efectos ocasionados por el arranque de motores y otros análisis.

Se buscó la manera de integrar el Milsoft con un sistema de información geográfica, por lo que se estudiaron a fondo las características del analizador de redes, llegando a la conclusión que este no es capaz de importar datos contenidos en archivos fuentes elaborado por una vía externa, siendo este el principal inconveniente para la integración, motivo por el cual se desistió de tal intento.

Según algunas fuentes, ya existe en el mercado la última versión de Milsoft que corre en ambiente Windows. Esta ya tiene la capacidad de importar información generada a través de vías externas. Lamentablemente no se tuvo acceso a la suficiente información, razón por la cual no pudo comprobarse tal característica, y así poder determinar una metodología de integración utilizando este programa.

Sin embargo, se tuvo acceso a la información del analizador de redes PSS/U versión 7.3 para ambiente DOS. Este paquete tiene la capacidad de aceptar información generada en otras fuentes, razón por la cual se utilizó para establecer el modelo de integración.

#### 5.4.1.1 Características del analizador de redes PSS/U 7.3.

El simulador de sistemas de potencia PSS/U<sup>5</sup> es un paquete de programas orientado al estudio de redes de distribución y sistemas de electrificación rural. Este se divide en dos partes:

a) El Programa PSSUT: es capaz de resolver los siguientes análisis:

- Flujos de carga.
- Caídas de tensión.

---

<sup>5</sup> Power System Simulator for utilization.

- Cortocircuito.
- Arranque de motores.
- Coordinación de dispositivos de protección.

b) El programa PSSUI: Es un suplemento y puede utilizarse para analizar problemas especiales del sistema. Esta parte del paquete permite modelar sistemas de neutro roto, transformadores que tienen impedancias diferentes en sus devanados y otros problemas espaciales.

Las tablas presentadas en anexos muestran las distintas capacidades del programa en sus distintas versiones. Estas dependen de la plataforma bajo la cual corren.

#### 5.4.1.2 Operaciones del PSS/U.

El PSS necesita de varios tipos de operaciones, algunas de las básicas son:

- \* Crear archivos que contienen los datos de entrada.
- \* Correr los distintos programas que componen al PSS/U.
- \* Correr programas auxiliares.

Nuestra atención se centrará en la primera operación porque es la de mayor importancia para establecer el enlace con el sistema de información geográfico.

#### 5.4.1.3 Archivos de trabajo del PSS/U.

Existen distintas clases de archivos establecidos para diferentes propósitos, sobre los cuales actúa el PSS/U. La mayor parte de estos son archivos de texto en formato ASCII, utilizados como fuente de datos. Los archivos pueden generarse en un editor de textos ajeno al ambiente PSS/U o pueden generarse en el mismo ambiente.

También existen archivos del tipo binario. Estos son creados exclusivamente en el ambiente PSS/U.

La tabla 2.1 presentada en los anexos, contiene todos los archivos reconocidos por el PSS/U.

#### 5.4.1.3.1 Archivos de entrada.

Estos archivos son los de mayor importancia para nuestro estudio, porque a través de estos, el usuario introduce los datos necesarios para que el analizador de redes realice todos los cálculos solicitados.

Todos los archivos de datos tienen un formato ASCII, el cual puede aprovecharse para establecer la transferencia de datos entre el administrador de la base de datos y el analizador de redes.

#### 5.4.1.3.2 Creación de los archivos de entrada.

Los archivos de entrada pueden crearse en una fuente externa o en el editor del PSS/U.

Se hace énfasis sobre la primera opción, ya que se pretende establecer un enlace entre el administrador de la base de datos y el analizador de redes.

#### 5.4.1.3.3 Archivos de datos.

Es el archivo fuente primario y contiene los datos de entrada para el PSS/U. Todos los registros que forman el archivo son leídos por el programa PSS/U a través de instrucciones<sup>6</sup>.

Todo archivo fuente debe tener una extensión ".DAT". Los datos deben separarse por una coma o uno o más espacios en blanco.

#### 5.4.1.3.4 Sintaxis de registros.

Los literales que van desde a) hasta i) muestran las sintaxis para los casos para los cuales deben existir registros. La definición de cada parámetro se resume posteriormente.

- a) Dos registros utilizados como encabezados del archivo. El final del registro debe identificarse con la instrucción END o TITTLE.

---

<sup>6</sup> No se hará énfasis en el manejo de instrucciones porque va más allá del estudio.

b) Cinco registros utilizados como notas o comentarios.

c) Registros de parámetros del sistema.

CKTID, PKCUR, VFL  
SKVA, SKV, DEFSC, DEFPPF, DEFSC, DEFPPF, DEFSC, DEFPPF, DEFSC, DEFPPF  
-----Cat 1-----Cat 2-----Cat 3-----Cat 4-----

d) Registros de declaración de nodos. El primer nodo debe ser el nodo fuente.

NOMBRE, KV, X, Y, N, IAR, CVAR, KVNOM, DESC

e) Registro de la fuente.

NOMBRE, KVS, R1<sup>1</sup>, X1<sup>1</sup>, R0<sup>1</sup>, X0<sup>1</sup>

f) Registros de tramos en su orden.

- Si el tramo es una línea o sección de cable:

i, j, L, stat, fases, const, dist, R1<sup>2</sup>, X1<sup>2</sup>, R0<sup>2</sup>, X0<sup>2</sup>, BC1, BC0

- Si el tramo es un interruptor:

i, j, S, stat, fases, const, id

- Si el tramo es un interruptor unido:

i, j, TS, stat, fases, const, id, CKTID

- Si el tramo es un transformador:

i, j, T, stat, fases, const, KVAT, R1<sup>3</sup>, X1<sup>3</sup>, R0<sup>3</sup>, X0<sup>3</sup>

g) Registros de datos relacionados al cambio de posición del tap en los transformadores.

i, j, tipo, tap, tmax, tmin, tstp, vmax, vmin, Rc, Xc, rem

h) Registro de datos para cargas.

-Carga en Kw y Kvar:

Desbalanceadas (tipos 1, 2, 3, 11, 12, 13)

NOMBRE, KCAT, KTYP, Pa, Qa, Pb, Qb, Pc, Qc

Balanceadas (tipos 21, 22, 23, 31, 32, 33)

NOMBRE, KCAT, KTYP, Pa, Qa

-Carga en máquinas asíncronas (tipos 51-90, 151-190).

NOMBRE, KCAT, KTYP, LOAD, RATING, KVNOM

-Carga en máquinas síncronas (tipos 91-99, 191-199) .

NOMBRE, KCAT, KTYP, LOAD, RATING, KVNOM, VSCHED

i) Registros de datos de carga en MWH.

-Carga mensual en MWH.

-Desbalanceado

NOMBRE, KTYP, LZ, LC, Ea, Ca, PFa, KWa, Eb, Cb, PFb, KWb, Ec, Cc, PFc, KWc

-Balanceado

NOMBRE, KTYP, LZ, LC, Ea, Ca, PFa, KWa

#### 5.4.3.5 Información solicitada por el analizador de redes.

<u>CAMPOS</u>	<u>Significado</u>
CKTID	Identificación del circuito.
PKCUR	Corriente pico (default 0)
VFL	LN si los voltajes de entrada son línea a neutro o LL si los voltajes de entrada son línea a línea.
SKVA	KVA base para un sistema trifásico.
SKV	KV base para un sistema trifásico.
DEFSC	Factor de escala por default para una categoría determinada.
DEFPF	Factor de potencia de carga por default.
NOMBRE	Nombre del nodo.



KV	Voltaje base del nodo. Asumido línea a neutro.
N nombre	Orientación del nodo. Si N=0 no se imprime el del nodo.
IAR	Número de área (de 1 a 100), usado solo cuando la carga se presenta en MWH.
CVAR	Capacidad nominal de potencia reactiva de capacitor conectado al nodo.
KVNOM	Voltaje nominal de un banco de capacitores.
DESC	Descripción del nodo.
KVS	Voltaje de circuito abierto para la fuente, asumido línea a neutro a menos que la bandera este puesta en los datos parametricos del sistema.
R1 <sup>t</sup>	Resistencia Thevenin de secuencia positiva en p.u.
X1 <sup>t</sup> p.u.	Reactancia Thevenin de secuencia positiva en p.u.
R0 <sup>t</sup>	Resistencia Thevenin de cero positiva en p.u.
X0 <sup>t</sup>	Reactancia Thevenin de secuencia cero en p.u.
i	Nombre del nodo de inicio.
j	Nombre del nodo final.
L	Identifica si la sección es línea o cable.
stat	Estado del dispositivo: Si es línea: 0= desconectada, 1=en servicio. Si es interruptor: 0= desconectada, 1=en servicio. Si es transformador: 0=Transformador desconectado en primario y secundario. 1=Transformador en servicio, tap ajustados independientemente de cada fase. 2=Transformador en servicio, tap en igual posición para todas las fases. 3=Transformador en servicio, tap enclavado para la posición actual.
const	Identificador del tipo de construcción. Debe estar de acuerdo con el diccionario de construcción.

dist	Longitud.
fases	Indica las fases de un tramo.
R1 <sup>''</sup>	Resistencia de secuencia positiva en ohms/unidades de longitud.
X1 <sup>''</sup>	Reactancia secuencia positiva en ohms/unidades de longitud.
R0 <sup>''</sup>	Resistencia de secuencia cero en ohms/unidades de longitud.
X0 <sup>''</sup>	Reactancia de secuencia cero en ohms/unidades de longitud.
BC1	Admitancia de derivación de secuencia positiva.
BC0	Admitancia de derivación de secuencia cero.
s	Designa que es un interruptor.
id	Identificador del interruptor.
TS	Designa que es un interruptor unido.
T	Designa que es un transformador.
KVAT	KVA nominales del transformador por fase.
R1 <sup>'''</sup>	Resistencia de secuencia positiva en p.u.
X1 <sup>'''</sup>	Reactancia secuencia positiva en p.u.
R0 <sup>'''</sup>	Resistencia de secuencia cero en p.u.
X0 <sup>'''</sup>	Reactancia de secuencia cero en p.u.
tipo	número del tipo de conexión del transformador (ver figura 4-2 de los anexos).
tap	relación actual del tap (default es 1.0)
tmax	Relación máxima del tap (default es 1.1)
tmin	Relación mínima del tap (default es 0.9)

tstp Pasos del tap (incrementos, default es 0.00625)  
vmax limite superior en el rango de voltaje regulado (default es 1.05 en p.u.).  
vmin limite inferior en el rango de voltaje regulado (default es 1.04 en p.u.).  
Rc Resistencia (en ohms) compensadora agregada a todas las fases.  
Xc Reactancia (en ohms) compensadora agregada a todas las fases.  
rem Nombre del nodo remoto. Nodo para al cual debe aplicarse la regulación.  
KCAT Código de categoría de carga (1, 2, 3 ó 4)  
KTYP Código del tipo de carga (especificado en tabla 4-1 de anexos) .  
Pa Potencia real nominal aplicada a la fase "a", en Kw (si el sistema es balanceado, Pa = potencia real total nominal).  
Qa Potencia reactiva nominal aplicada a la fase "a", en KVA (si el sistema es balanceado, Qa = potencia reactiva total nominal).  
Pb Potencia real nominal aplicada a la fase "b", en Kw (no se utiliza en caso balanceado).  
Qb Potencia reactiva nominal aplicada a la fase "b", en KVA (no se utiliza en caso balanceado).  
Pc Potencia real nominal aplicada a la fase "c", en Kw (no se utiliza en caso balanceado).  
Qc Potencia reactiva nominal aplicada a la fase "c", en KVA (no se utiliza en caso balanceado).  
LOAD Potencia real total consumida por la máquina (en Kw).  
RATING Potencia eléctrica nominal de la máquina, en Kva.  
KVNOM Voltaje nominal de la máquina (de línea a neutro si no se especifica lo contrario en parámetros del sistema).  
VSCHED Fecha de Voltaje en terminales.

LZ	Porcentaje de carga para impedancia constante.
LC	0 = carga no concentrada en el nodo. 1 = carga concentrada en el nodo.
Ea	Carga nominal en MWH/por mes para fase "a" (si es sistema balanceado, Ea es carga total).
Ca	Número de consumidores para la fase "a".
PFa	Factor de potencia para la fase "a".
Eb	Carga nominal en MWH/por mes para fase "b" (no se necesita si el sistema es balanceado) .
Cb	Número de consumidores para la fase "b".
PFb	Factor de potencia para la fase "a".
Ec	Carga nominal en MWH/por mes para fase "c" (no se necesita si el sistema es balanceado) .
Cc	Número de consumidores para la fase "c".
PFc	Factor de potencia para la fase "c".
KWa	KW resultante para fase "a" después de la conversión de carga.
KWb	KW resultante para fase "b" después de la conversión de carga (no se utiliza si el sistema es balanceado).
KWc	KW resultante para fase "c" después de la conversión de carga (no se utiliza si el sistema es balanceado).

#### 5.4.3.6 Límites de la metodología.

- El éxito del enlace depende de factores ajenos al usuario, por lo tanto, las características entre el administrador de la base de datos y el analizador de redes determinan dicha integración.

- El analizador de redes debe admitir archivos provenientes de otras fuentes, de lo contrario está aislado permanentemente y no existirá la posibilidad de integración.

- El analizador de redes debe admitir archivos provenientes de otras fuentes, de lo contrario está aislado permanentemente y no existirá la posibilidad de integración.

- El formato de los archivos manejados por el administrador de la base de datos debe ser el mismo o compatible al utilizado por el analizador de redes.

- El conjunto de información almacenada en la base de datos dependerá de los requerimientos del analizador de redes. Por esta razón, no puede determinarse un conjunto específico de datos ya que varían según la necesidad del analizador de redes.

## **5.5 Algoritmo para el control de carga de los transformadores de distribución.**

El objetivo principal de este algoritmo es determinar la carga máxima demandada a los transformadores de distribución por los usuarios, con la finalidad de mantener una eficiente administración de la carga en los transformadores y la demanda máxima que pueden satisfacer sin sufrir sobrecargas.

### **5.5.1 Conceptos básicos.**

A continuación se presentan algunos conceptos básicos necesarios para desarrollar el algoritmo del TLM.

#### **5.5.1.1 Demanda.**

Carga promedio tomada en un intervalo de tiempo expresada en Kilowatts, Kilovoltios-amperios, Kilovars ó Amperios. El periodo en el cual se realiza la medición se llama "intervalo de demanda".

#### **5.5.1.2 Demanda máxima.**

Es la mas grande de todas las demandas ocurridas durante un periodo de tiempo específico. La demanda máxima se expresa en unidades apropiadas del tipo de carga, siendo ka, kvar, kva, amperios u otras unidades compatibles. La demanda máxima es la condición normal más severa a la cual se somete un sistema.

Una declaración de la máxima demanda, también debe definir

el intervalo de la demanda.

#### 5.5.1.3 Demanda diversificada o no coincidental.

Es la sumatoria de las demandas que están compuestas por un grupo de cargas, que por lo general no ocurren en tiempos idénticos.

Esta definida también como la demanda no coincidental y es la suma de las máximas demandas que corresponden a cargas individuales que componen un sistema.

#### 5.5.1.4 Demanda coincidental.

Cuando la demanda de un grupo de cargas ocurre en tiempos iguales por lo tanto se pueden sumar algebraica mente y obtener la máxima demanda del grupo de cargas.

#### 5.5.1.5 Factor de demanda.

Es la relación existente entre la máxima demanda de un sistema y la sumatoria de todas las cargas conectadas al sistema en estudio. Este factor podría indicar el período o intervalo de tiempo en el que ocurre la máxima demanda.

#### 5.5.1.6 Transformadores de Distribución.

Los transformadores de distribución son instalados a lo largo de los sistemas de distribución. Estos se instalan en postes o sobre plataformas. Son conectados desde los alimentadores primarios a través de fusibles desconectores.

Cuando ocurre una falla en un transformador o en el secundario, la apertura del fusible primario para los transformadores tipo convencional, evita una interrupción del servicio a otras cargas suministradas desde el mismo alimentador primario.

Los transformadores de distribución son predominantemente unidades monofásicas cuyo rango se extiende desde 15, 25, 37.5, 50, 75 y 100 KVA.

En cuanto a los abonados comerciales, industriales y ciertos abonados residenciales de cargas considerables, para los cuales

la red secundaria no es aplicable a su servicio, son las compañías de distribución, las que determinaran la disponibilidad del servicio de manera que no altere la calidad del servicio de otros consumidores (todo servicio mayor de 50 KVA, será echo por una acometida primaria).

#### 5.5.1.7 Carga de los transformadores de distribución.

Los transformadores de distribución son instalados no solamente para servir las cargas existentes en la fecha de su instalación; sino para expansiones y crecimiento de las cargas futuras.

#### 5.5.1.8 Características de la carga.

Básicamente las cargas que se conectan a una red secundaria pueden agruparse en bloques o estratos, que pueden definirse con bastante precisión, éstas son: cargas comerciales, cargas residenciales, pequeñas cargas industriales, cargas de alumbrado publico y combinaciones entre ellas.

**Cargas residenciales:** son aquellos inmuebles que sirven para uso habitacional unifamiliar o multifamiliar, ya sea residencial particulares o edificios de condominios colectivos, urbanizaciones, etc.

**Cargas comerciales:** pueden encontrarse en una red secundaria en forma de pequeños comercios; que pueden ser, farmacias, restaurantes, librerías, supermercados, etc; pudiéndose encontrar en forma individual o agrupados como complejos comerciales.

**Cargas industriales:** por efectos tarifarios, las cargas industriales que se consideran servidas por redes secundarias son las de pequeño tamaño, tales como: talleres, fábricas pequeñas, aserraderos, ladrilleras, etc.

#### 5.6.1 Información necesaria para el desarrollo del TLM.

El desarrollo de un algoritmo que permita controlar la carga de los transformadores requiere información generada a través de procedimientos ajenos al TLM. Dichos procedimientos tales como la generación de curvas características de estratos y curvas características de factores de forma para cada estrato deben elaborarse con anterioridad en base a muestreos y estudios estadísticos realizados y aplicados a cada estrato.

### 5.6.1.1 Procedimientos para la generación de curvas de estratos.

Como procedimiento inicial debe seleccionarse las zonas típicas a las cuales se aplicará el estudio estadístico. Se hará especial énfasis al estrato residencial, ya que las cargas correspondientes al estrato industrial se determinan a partir de mediciones constantes, esto se debe a que se cuenta con los medidores de demanda para este tipo de estrato. El estrato residencial se divide en: alto (E4), alto bajo (E3), medio (E2) y bajo (E1), dependiendo de los rangos de energía consumida establecidos en el estudio.

La división del estrato residencial es la siguiente:

E1 de 0 a 160	KWH
E2 de 160 a 300	KWH
E3 de 300 a 800	KWH
E4 de 800 a 1000	KWH

Para la asignación del estrato residencial correspondiente se debe desarrollar un estudio de la zona sobre el tipo predominante de viviendas en el lugar y el rango de consumo de energía (KWH) por parte de los abonados de dicha zona.

Para obtener la curva característica de cualquier estrato se necesita establecer una muestra de transformadores a los que se les aplicará el estudio.

El siguiente procedimiento es necesario para determinar la curva característica de estratos:

- 1) Determinar la cantidad de transformadores de la muestra de estudio.
- 2) Asociar cada abonado al respectivo transformador que le proporciona el servicio.
- 3) Medir la demanda máxima en cada transformador de la muestra para un periodo de tiempo significativo, usualmente se establece como periodo aceptable de medición de una semana, ya que las curvas son similares para estos periodos.
- 4) Relacionar la demanda máxima medida en los transformadores la energía total consumida por los abonados conectados al



transformador. El dato de energía total consumida se obtiene de la sumatoria de energía consumida por cada abonado, este dato se registra en la facturación mensual del abonado.

- 5) A partir de los datos obtenidos, se debe elaborar las curvas demanda máxima contra consumo de energía.

Teniendo los puntos ubicados en el plano, puede realizarse el análisis de ajuste de curvas a través de un método matemático determinado, y así obtener la ecuación características del comportamiento del estrato, esta ecuación es la que se utilizará en el algoritmo del TLM. Se debe tener en cuenta que la curva describe el comportamiento aproximado del estrato, por lo tanto, existe un margen de error determinado por el método matemático utilizado en el ajuste de curvas.

#### 5.6.1.2 Capacidad de transformadores usualmente encontrado en el estrato.

Los transformadores más comunes que se encuentran en los estratos residenciales son de 25, 37.5, 50 y 75 KA de los cuales pueden existir una cantidad bastante grande de transformadores de un tipo o de otro, dependiendo del área o zona que se escoja para realizar el estudio.

#### 5.6.1.3 Curvas de factor de forma.

La diversidad en el comportamiento característico de las demandas de distintos estratos dificulta la determinación de la carga máxima demandada a un transformador, esto se debe a que un transformador puede servir energía a abonados que pertenecen a distintos estratos, y como consecuencia, presentar hábitos de consumo distintos.

Como una solución a este problema se elabora una curva de factor de forma que permita conocer cada valor demanda respecto al tiempo.

Si la relación anterior se establece para cada curva estratificada, puede sumarse sin importar la diversidad, y de esta forma obtener la demanda máxima en los transformadores de distribución.

### 5.6.2 Almacenamiento de curvas.

las curvas que describen la relación unitaria de demanda contra tiempo pueden almacenarse en memoria del computador, de tal forma que estas pueden operarse matemáticamente y obtener resultados satisfactorios.

Como primera alternativa se sugiere la obtención de la ecuación que relacione tiempo- relación unitaria de demanda (curva del factor de forma ).

Como segunda alternativa, se sugiere almacenar en la memoria del computador el conjunto completo de puntos adimensionales de la escala ordenada, relacionados a sus respectivos puntos en el eje de las abscisas, La tabla 5-4 muestra la estructura a través de la cual se puede almacenar curvas de diferentes estratos.

Los campos desde  $t_1$  hasta  $t_n$  deben contener el valor adimensional del punto ordenado correspondiente a cada uno de estos valores de tiempo. La tabla contiene los valores obtenidos de la gráfica relación unitaria-tiempo.

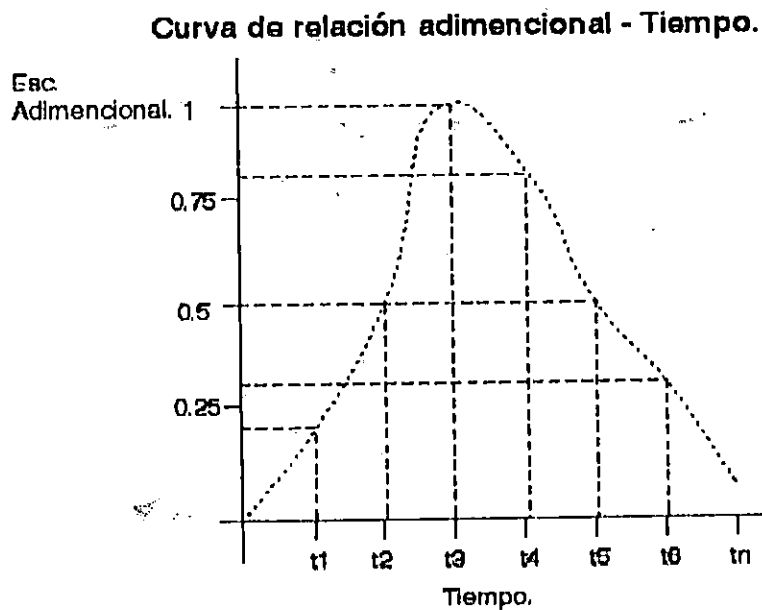


Figura 5-18. Representación de la curva característica unitaria.

Estrato	D	A	t1	t2	t3	t4	t5	t6	tn
1	D1	A1	0.2	0.5	1	0.8	0.5	0.3	N
2	D2	A2	-	-	-	-	-	-	-
3	D3	A3	-	-	-	-	-	-	-
4	D4	A4	-	-	-	-	-	-	-
n	Dn	An	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 5-4. Estructura de datos de curva característica unitaria.

Notase que a medida se reduce el intervalo de tiempo de mediciones y aumenta la cantidad de puntos en el eje de las abscisas, la aproximación de la curva se vuelve mas exacta

El arreglo mostrado presenta ciertas ventajas, ya que permite almacenar curvas de distintos para distintos estratos y al mismo tiempo permite manipular momentáneamente

## Conclusiones del capítulo V.

- 1) El TLM es utilizado como una herramienta de mantenimiento para los transformadores, ya que a través de ésta, podemos predecir la carga en un transformador con una buena aproximación, determinando el tiempo de carga máxima para éste.
- 2) Las curvas características de estratos son parte de la información esencialmente requeridas por el TLM, sin embargo su elaboración consta de procedimientos independientes al desarrollo del algoritmo del TLM.
- 3) Los costos altos producidos en la actualización de las curvas características de los distintos estratos, no permiten que esta tarea se realice en periodos de tiempo cortos, sin embargo, este trabajo es necesario, por lo tanto, debe establecerse un periodo de tiempo suficientemente largo para el cual la actualización sea efectiva, de tal forma de obtener una reducción en los costos y contar con curvas válidas.
- 4) La estructura de datos ideal para elaborar un programa de aplicación para cálculos de flujo de carga es una base de datos, ya que resulta fácil actualizar cada cambio en la red eléctrica; además, los sistemas de información geográfica almacenan la información gráfica y alfanumérica en una base de datos que puede alterarse por el usuario, agregándole información a esta como el usuario considere necesario.
- 5) La base de datos puede almacenar información útil para otras aplicaciones, como el cálculo de corrientes de cortocircuito.
- 6) A pesar que el método iterativo más rápido es el de Newton Rapshon, se escogió el método de Gauss-Seidel aplicado a  $Z_{BUS}$  ya que las ecuaciones puedan plantearse con facilidad y además presenta la característica de mantener casi constante el número de iteraciones sin importar el tamaño del sistema de distribución. El método Newton Rapshon tiene la desventaja de comportarse en forma impredecible convergiendo lentamente o en ciertos casos divergiendo en su solución.
- 7) A pesar que pudo definirse un algoritmo para elaborar un programa de aplicación de estudios de flujos de carga, es casi imposible que CAESS obtenga licencia para hacer las modificaciones necesarias en el software del sistema de información geográfica con el fin de establecer un enlace entre este y el programa de aplicación, agregando la dificultad del desconocimiento completo de la estructura interna del software del sistema de información geográfica necesaria para realizar las modificaciones respectivas.

- 8) Debido al inconveniente expuesto, se desarrolló otra alternativa para integrar un analizador de redes a un sistema de información geográfica. La metodología planteada pretende establecer un enlace entre estos dos programas sin afectar la estructura interna de ambos. Esta metodología depende de los formatos de archivos manejados por el administrador del sistema de información geográfico y el paquete simulador de redes.

## Bibliografía.

### Libros

- 1) El Abiad, Ahmed H., Computer methods in power system analysis, Mc Graw-Hill.
- 2) El Abiad, Ahmed H., Three phase analysis of unbalanced distribution circuits, Mc Graw-Hill.
- 3) Harper, Enriquez, Sistemas eléctricos de potencia, Editorial Limusa.
- 4) Viqueira Landa, Jacinto, Redes eléctricas, Editorial Alfaomega.
- 5) Electric utility engineering, Distribution System, Westinghouse Electric Corporation.

### Manuales Técnicos

- 6) Milsoft Integrated Solutions, Distribution analysis.
- 7) Power Technologies Inc, PSS/U7.3 on the PC for Windows.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES GENERALES.

-Se comprobó que es posible elaborar un programa que realice estudios de flujo de carga utilizando como entrada de información todos los datos contenidos en una cobertura como topología para arcos, sin embargo, este programa correrá en administradores de base de datos convencionales y no estará integrado a un sistema de información geográfico.

-El inconveniente para integrar un sistema de información geográfico y una compilación es la falta de conocimiento de la estructura (programa fuente) del programa para poder crear una interfase que permita la integración entre estos.

-La alternativa para integrar un sistema de información geográfico y un analizador de redes creado por una compañía especializada es la mas recomendada ya que el usuario puede utilizar una interfase alternativa (archivos con formato ASCII) a través de la cual se integran los dos programas.

-En el desarrollo del presente trabajo se presentan secciones que pueden prescindir del uso del sistema de información geográfico, pero es recomendable; que con el tiempo puedan estas secciones hacer uso de este sistema ya que a nivel administrativo se tendrá un control operativo mas eficiente.

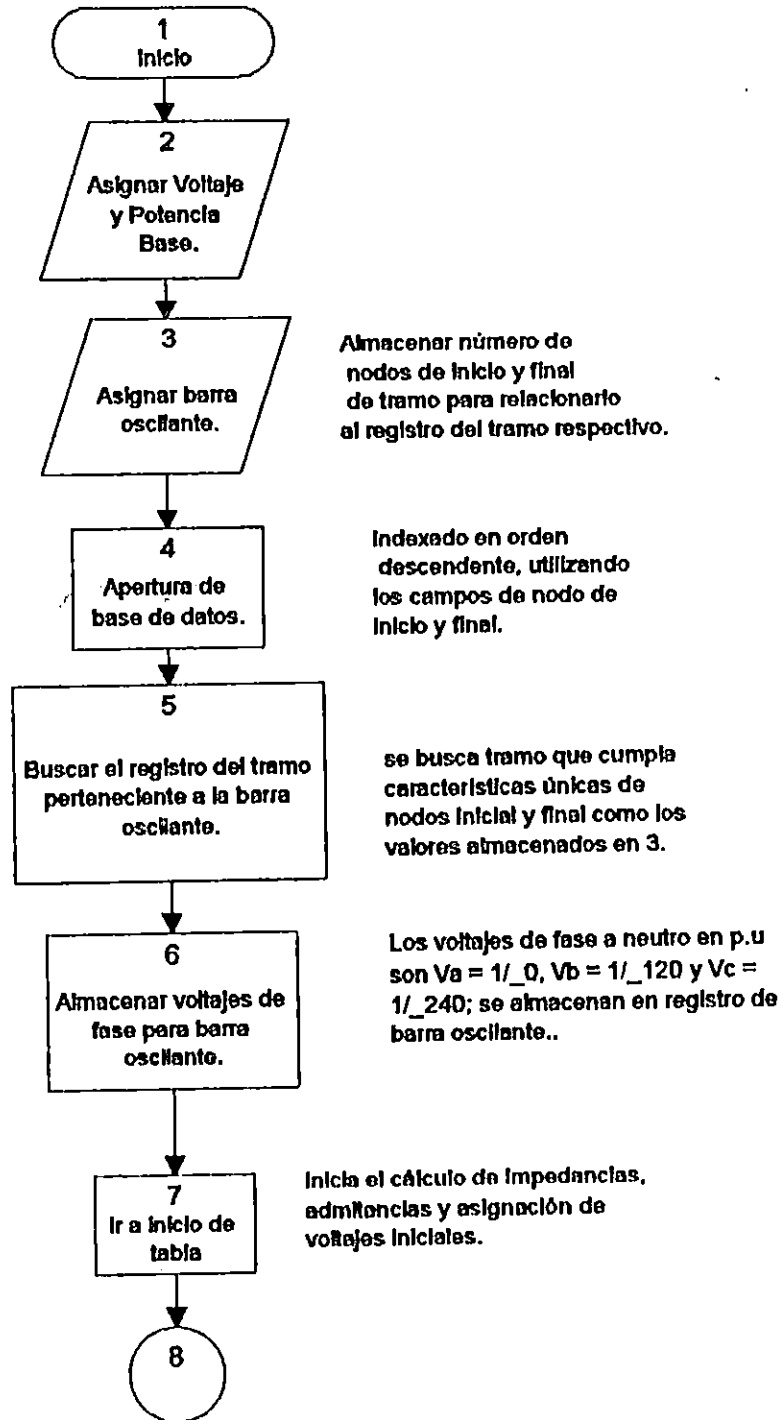
-Las curvas características de los distintos estratos es recomendable que se estén elaborando anualmente ya que la carga que presentan los abonados no es constante y varia con el tiempo.

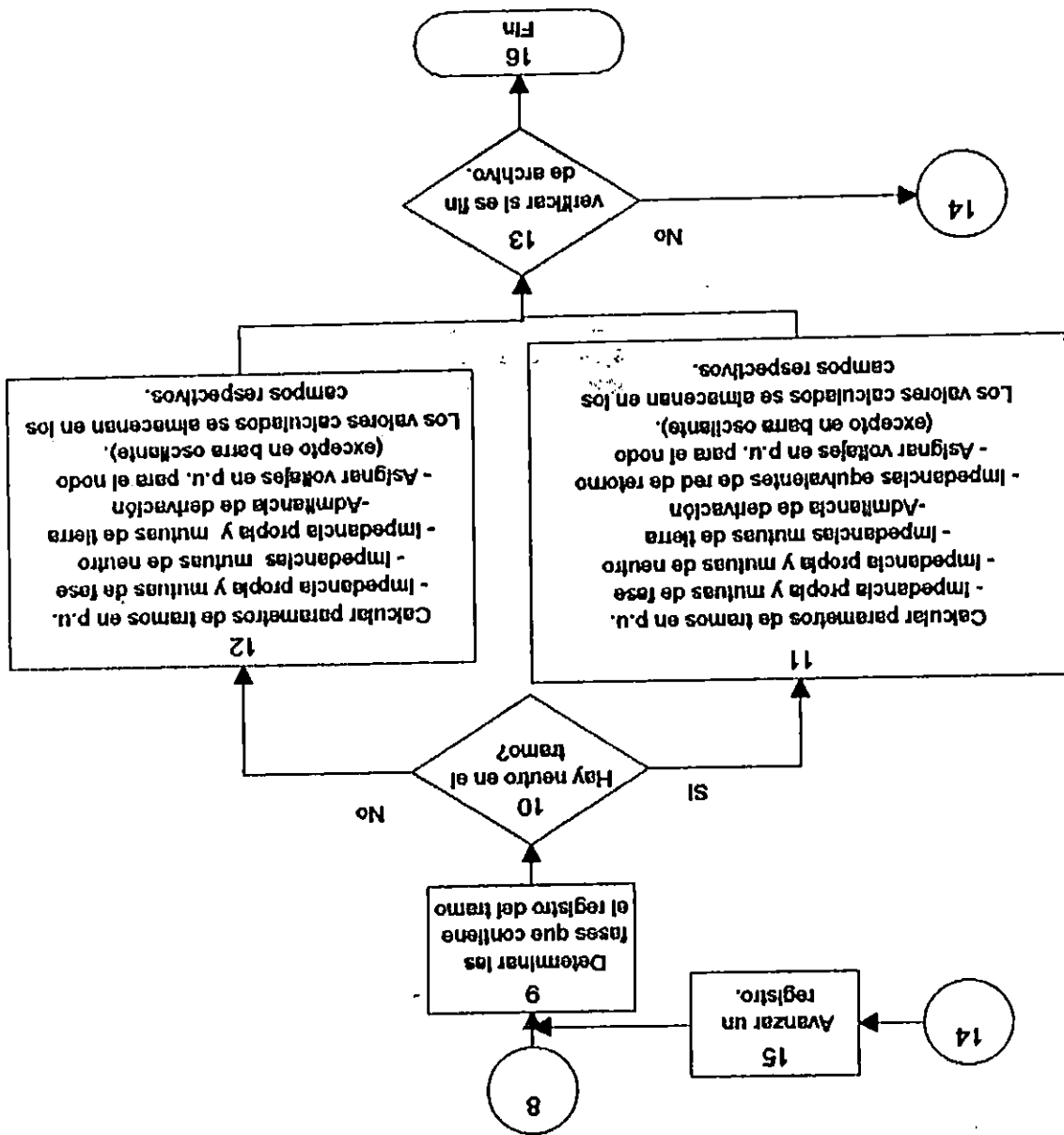
**ANEXOS.**



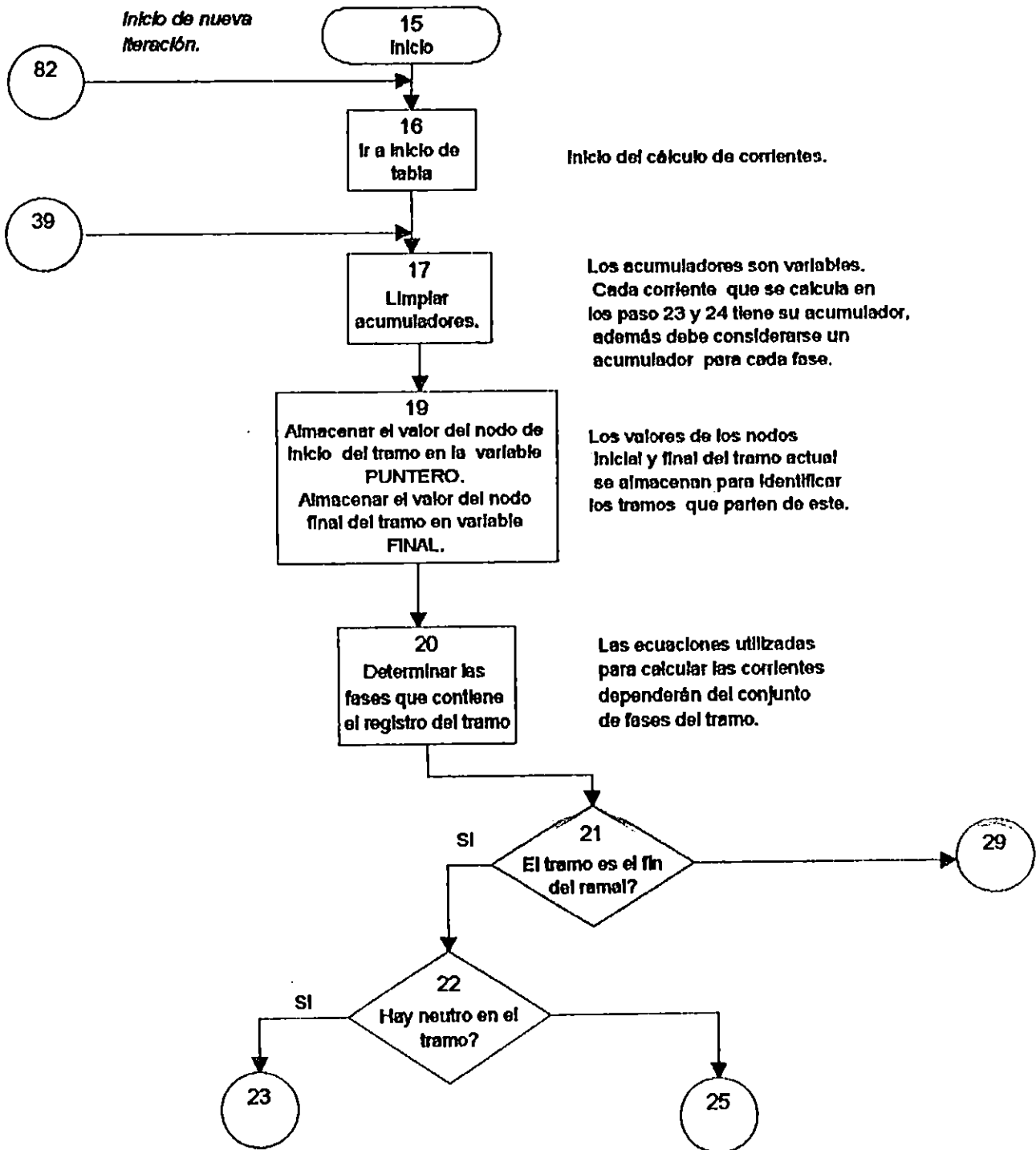
**Flujograma 1: - Cálculo de Impedancias y admittancias en la red.**

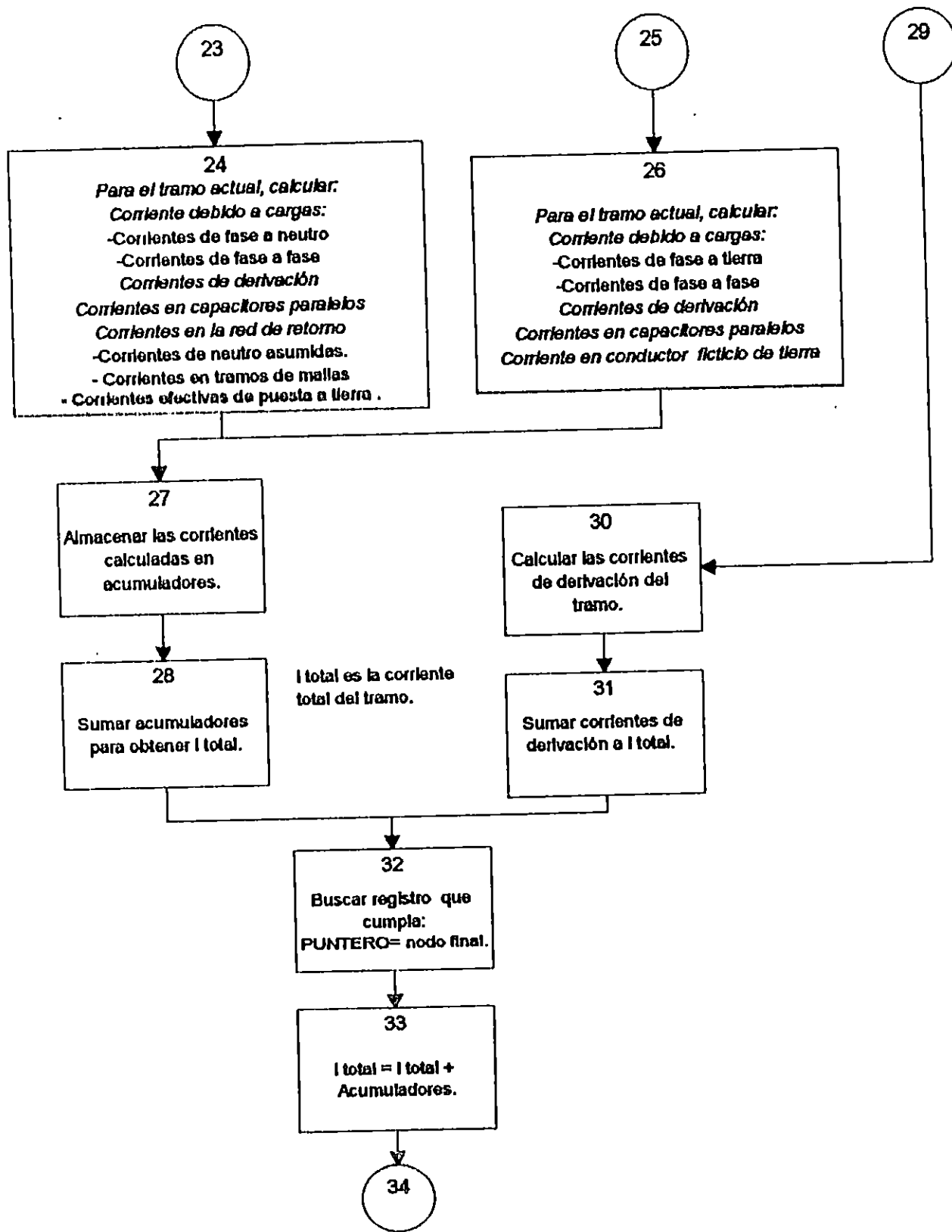
**- Puesta de voltajes Iniciales en Impedancias de puesta a tierra y alimentadores.**

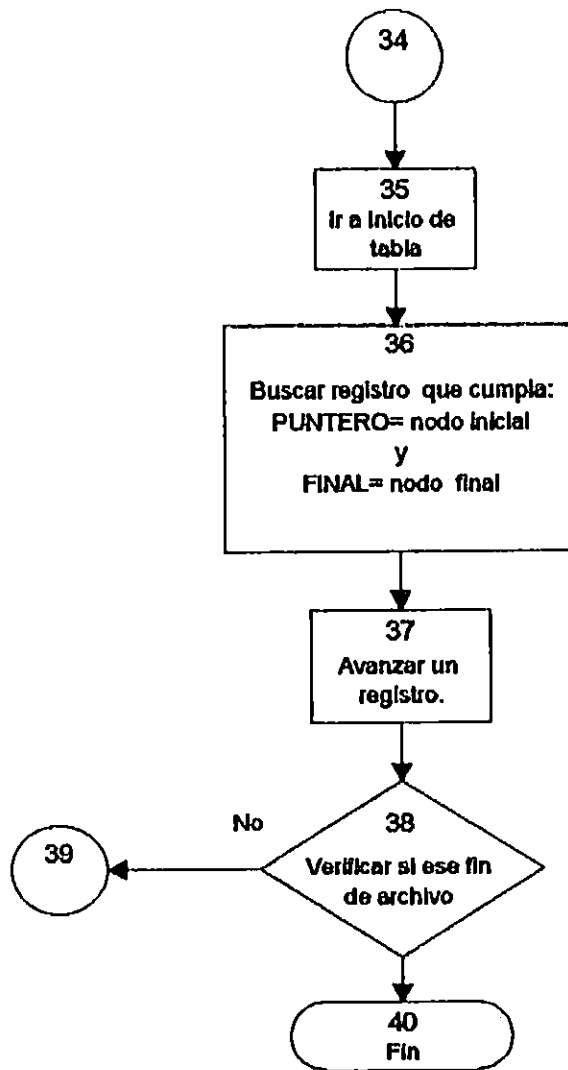




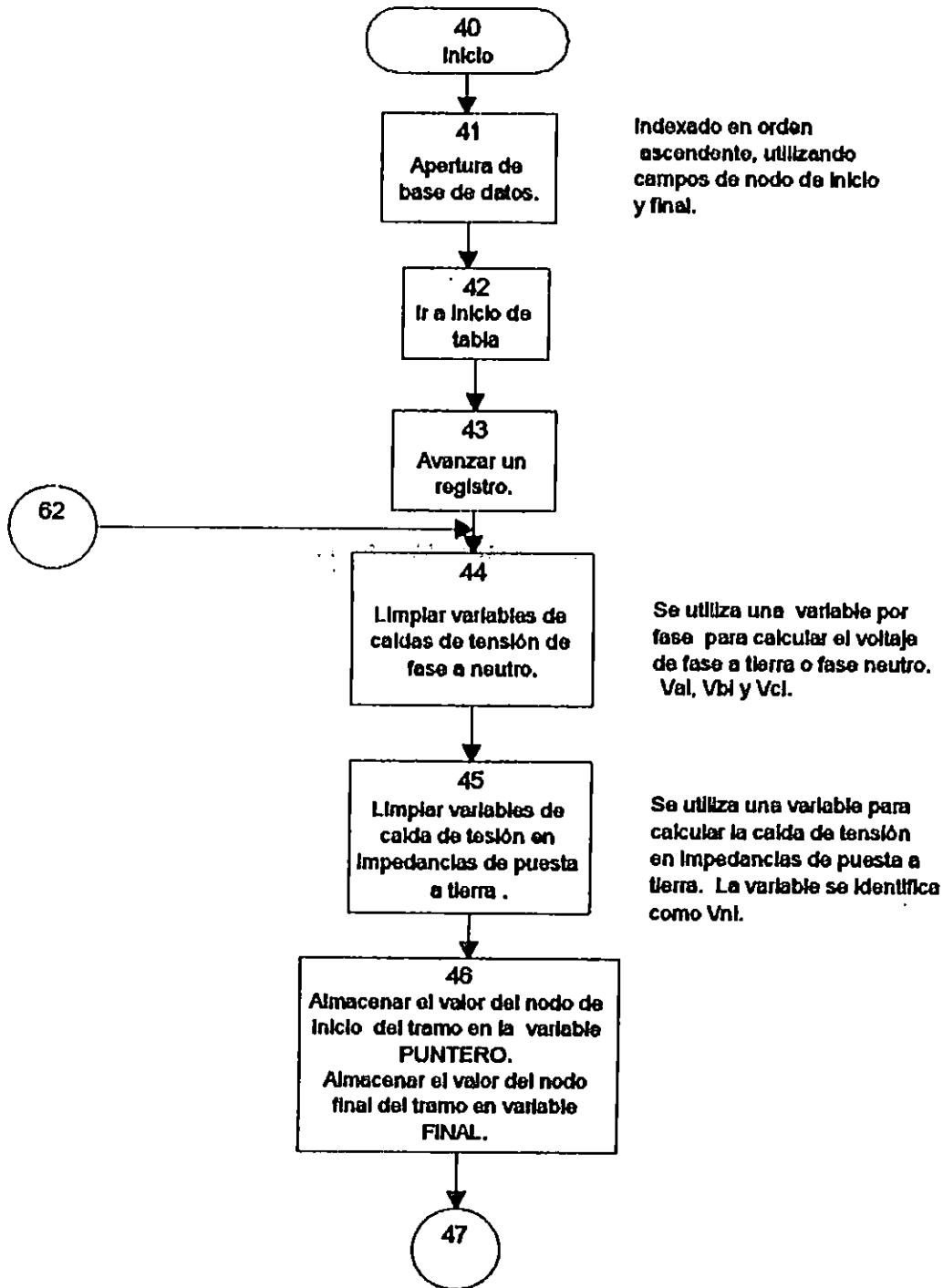
**Flujograma 2: Cálculo de corrientes en tramos de alimentadores y tramos de red de retorno.**

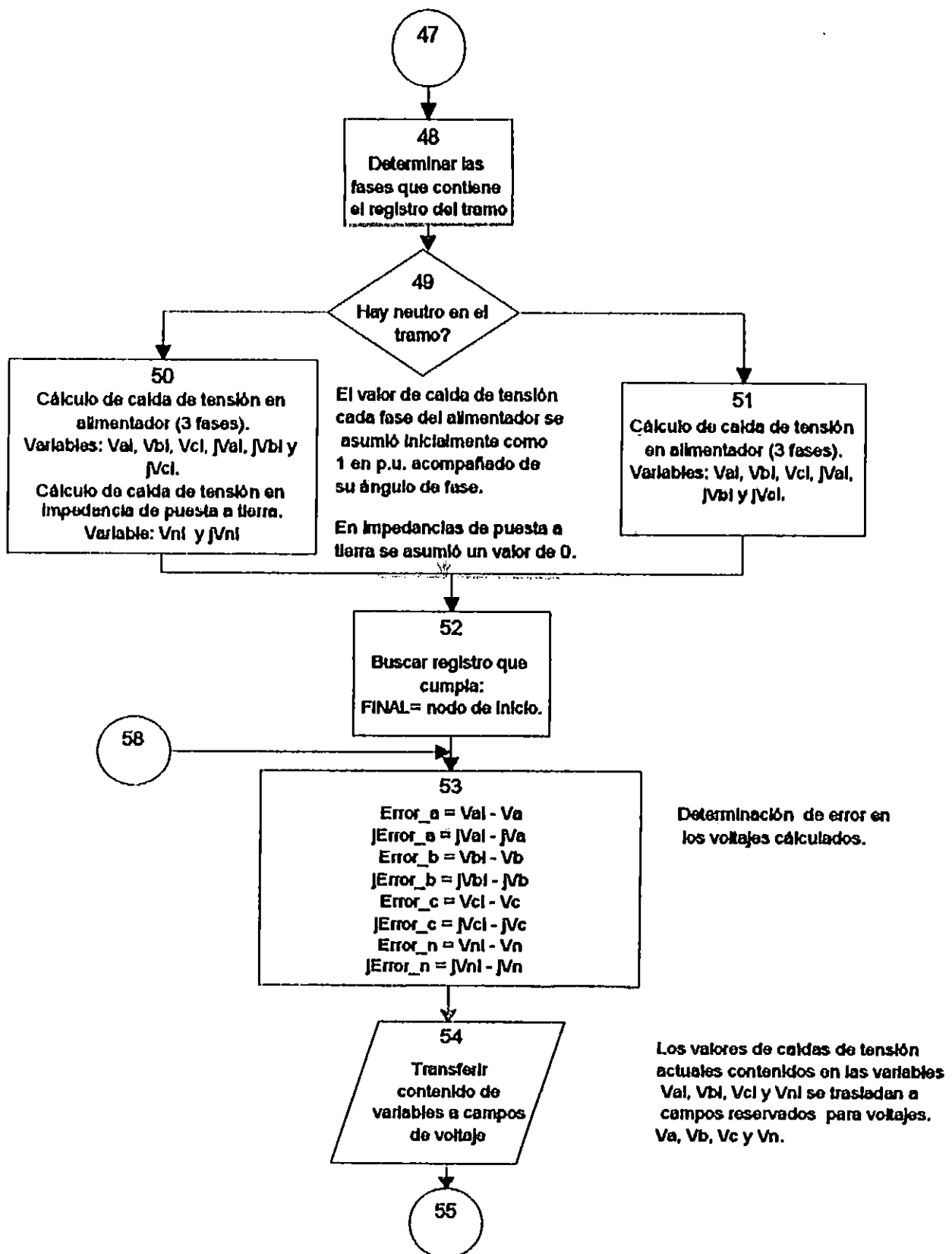


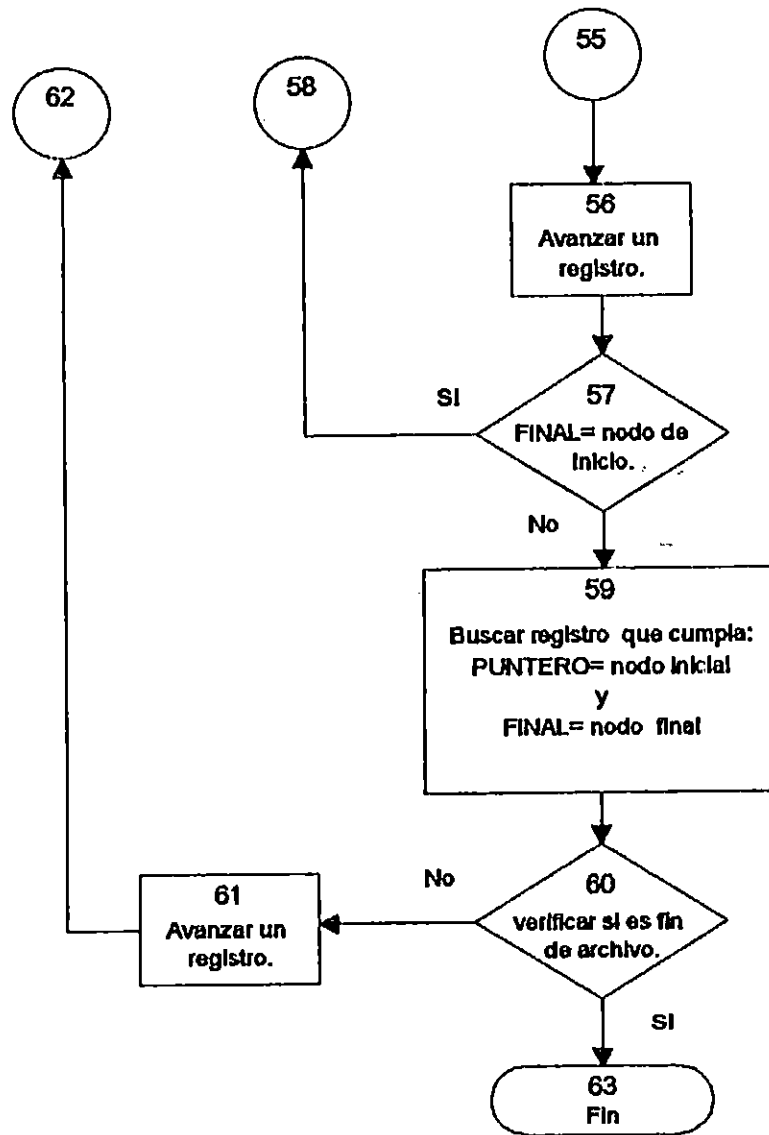




**Flujograma 3: Cálculo de voltajes en alimentadores e Impedancias de puesta a tierra.**

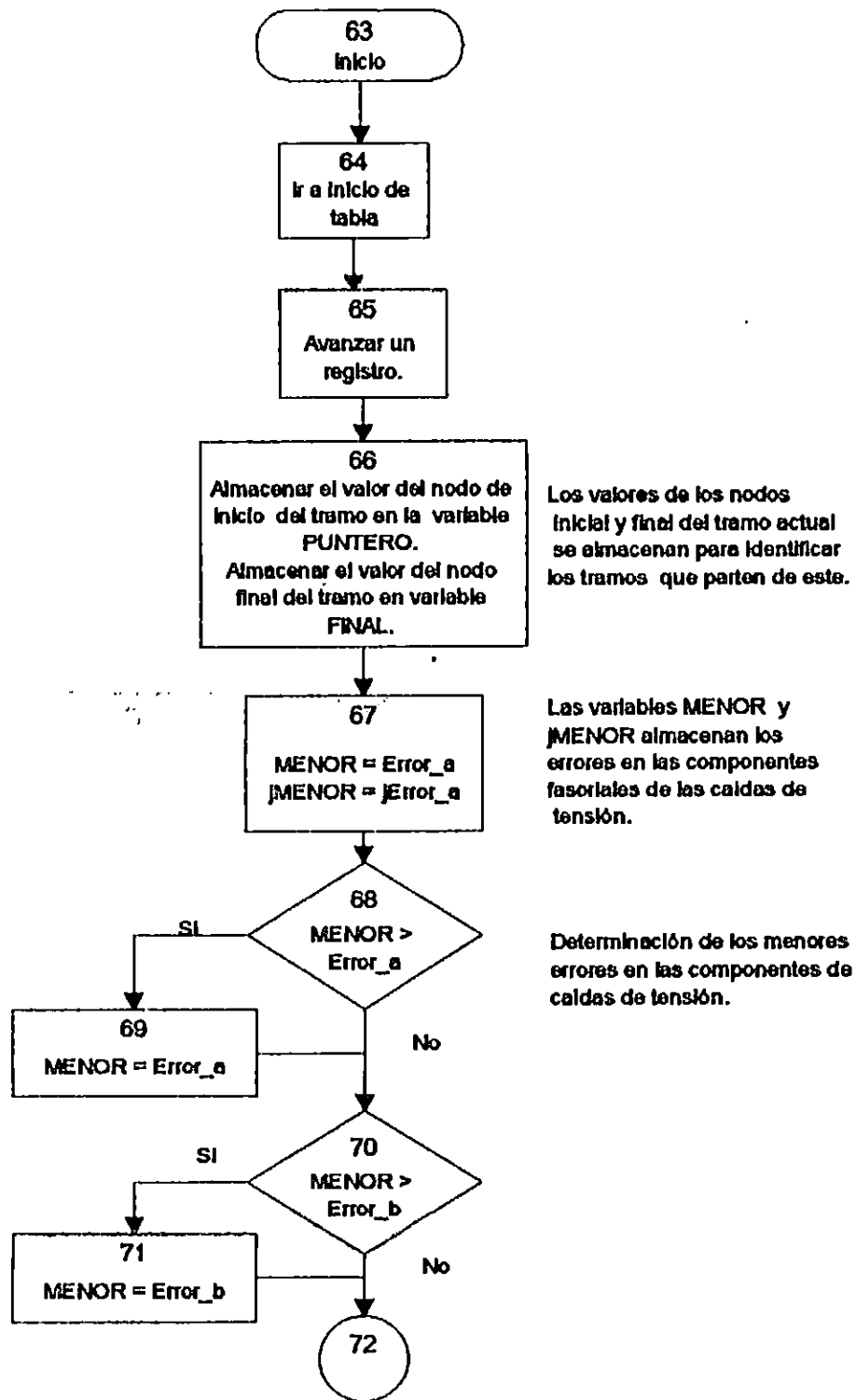


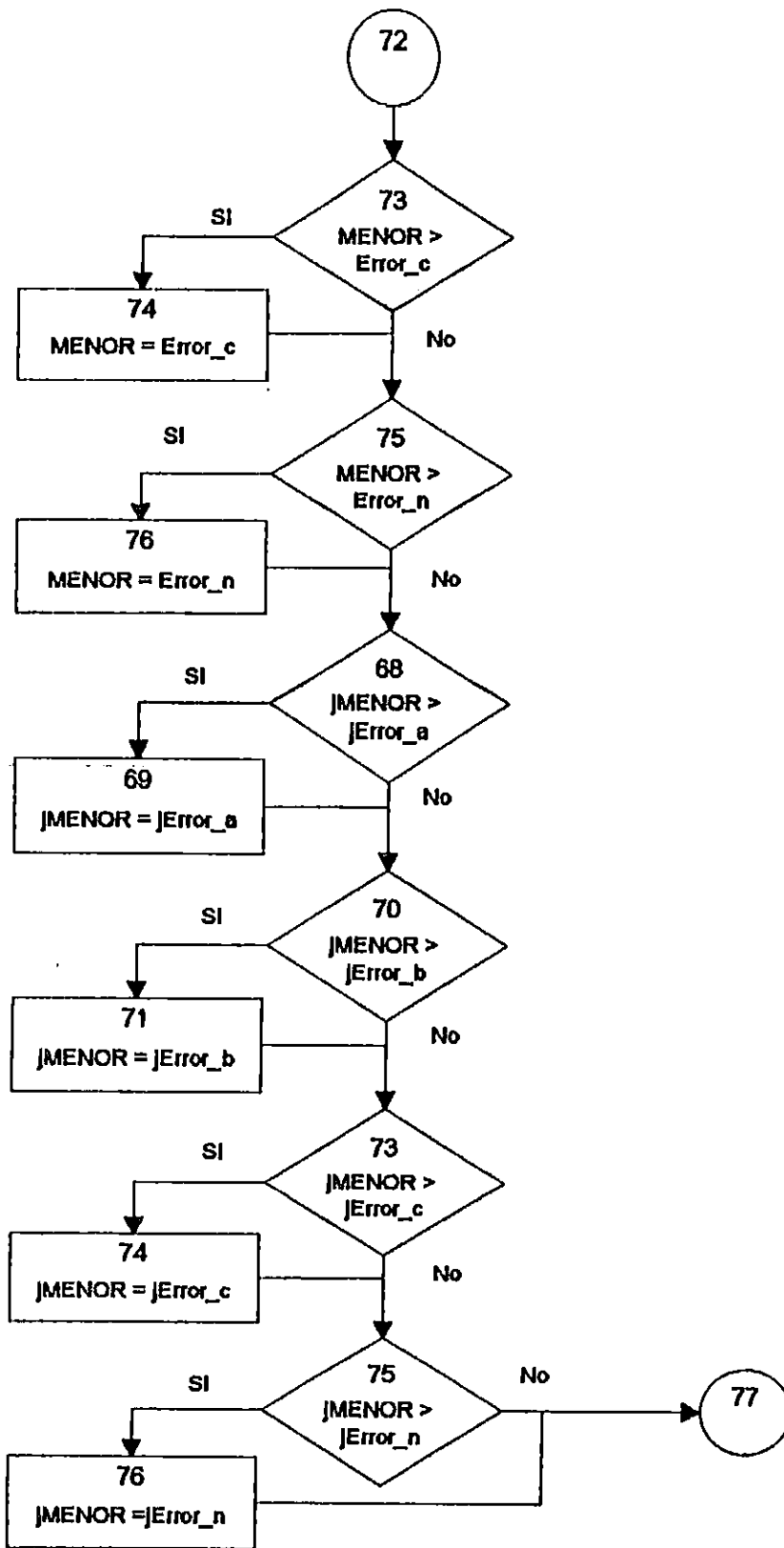


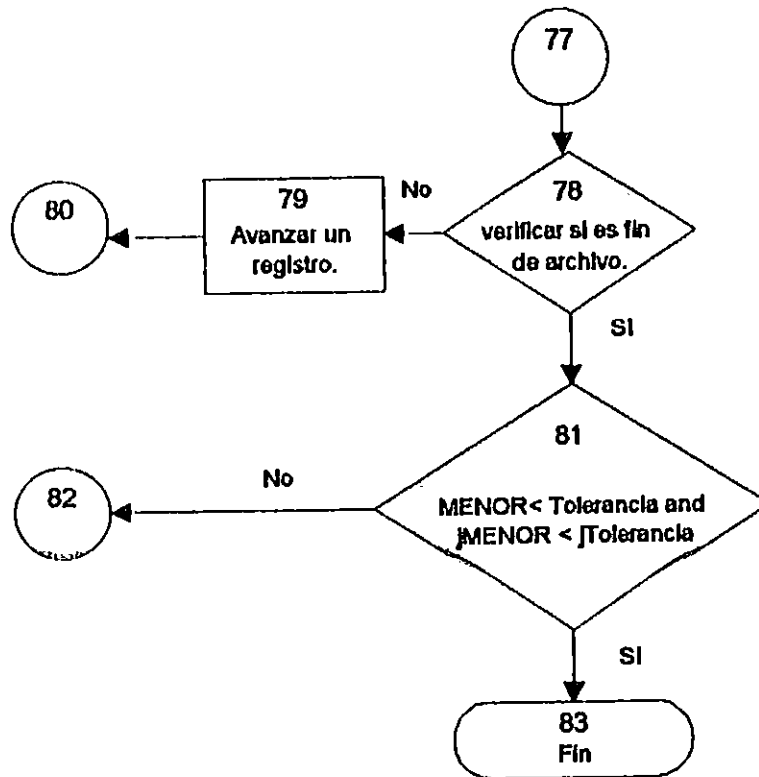




### Flujograma 4: Cálculo de convergencia.

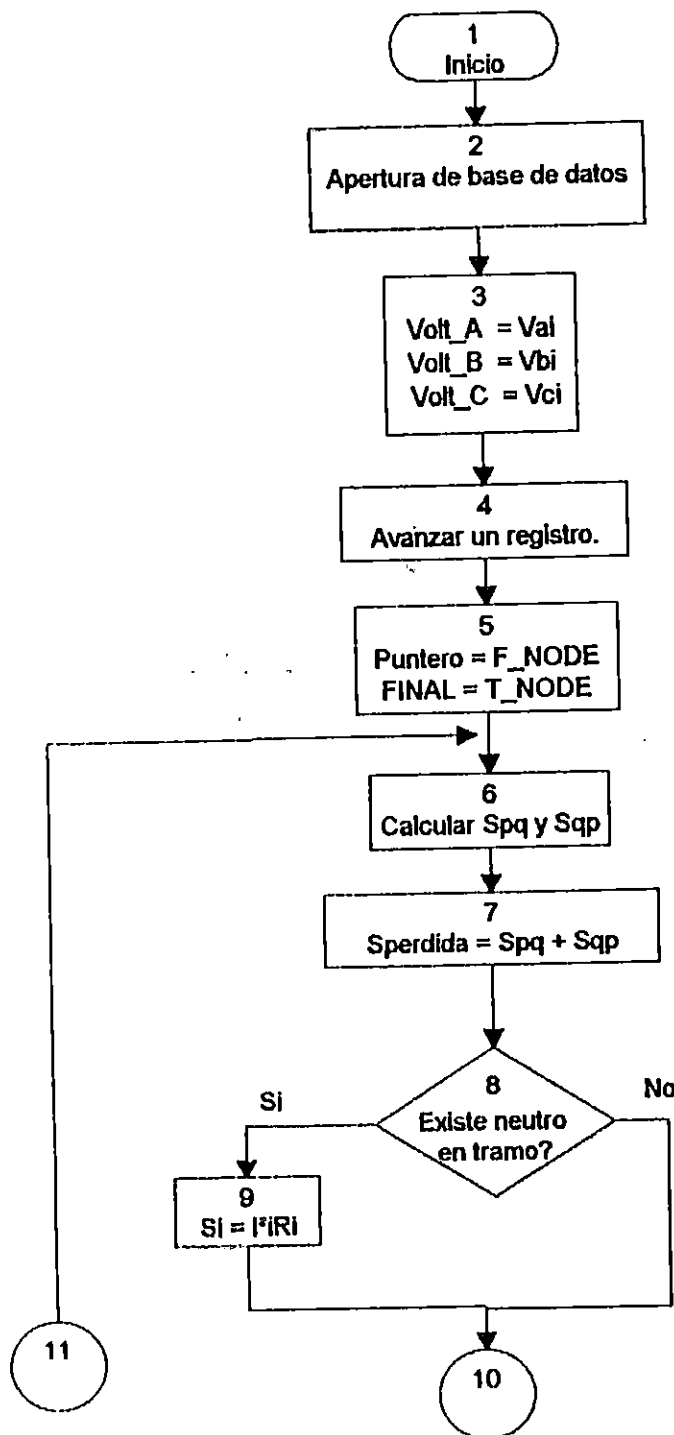






Comparación entre el error tolerable y el error calculado.

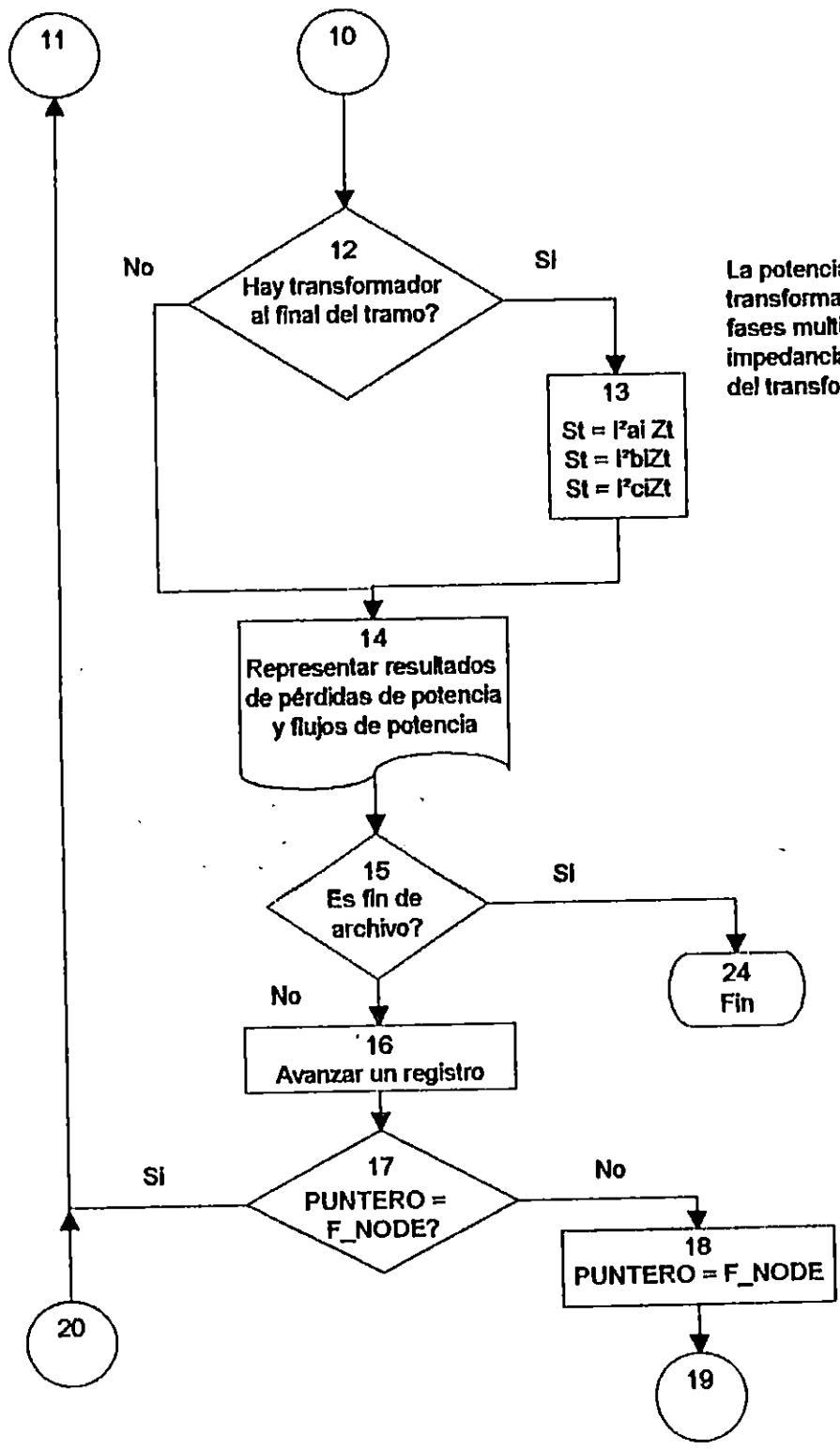
**Flujograma 5: - Cálculo de pérdidas de potencia en conductores.  
 - Cálculo de pérdidas de potencia en los transformadores.  
 - Cálculo de flujo de potencia.**



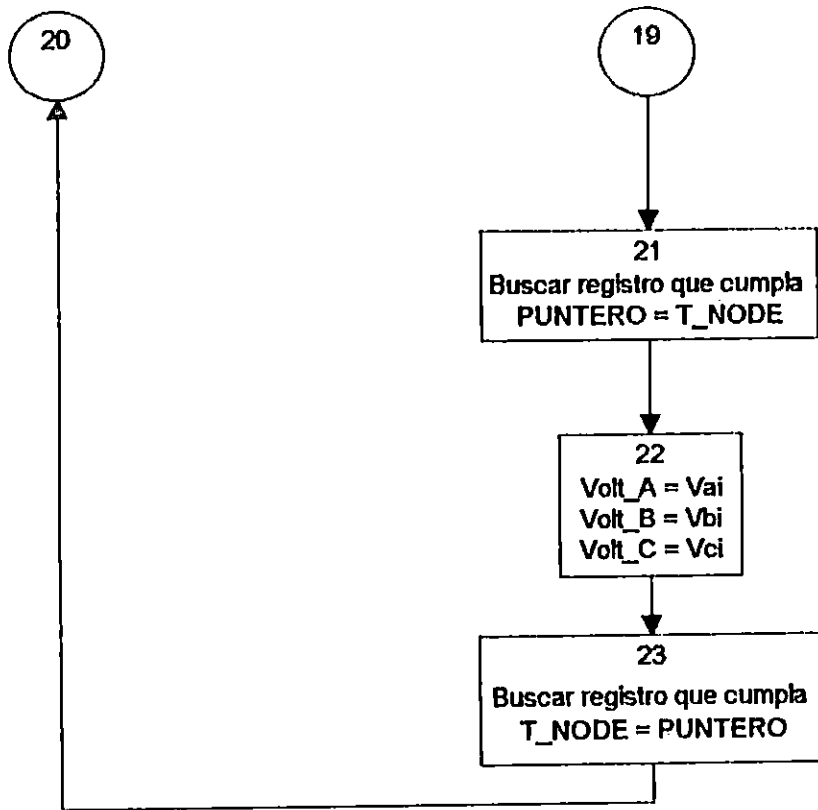
Las variables Volt\_A, Volt\_B y Volt\_C se utilizan para calcular Spq. Todos los valores necesarios para calcular Sqp se encuentran en campos de registro actual.

Se calcula la potencia pérdida para cada fase del tramo.

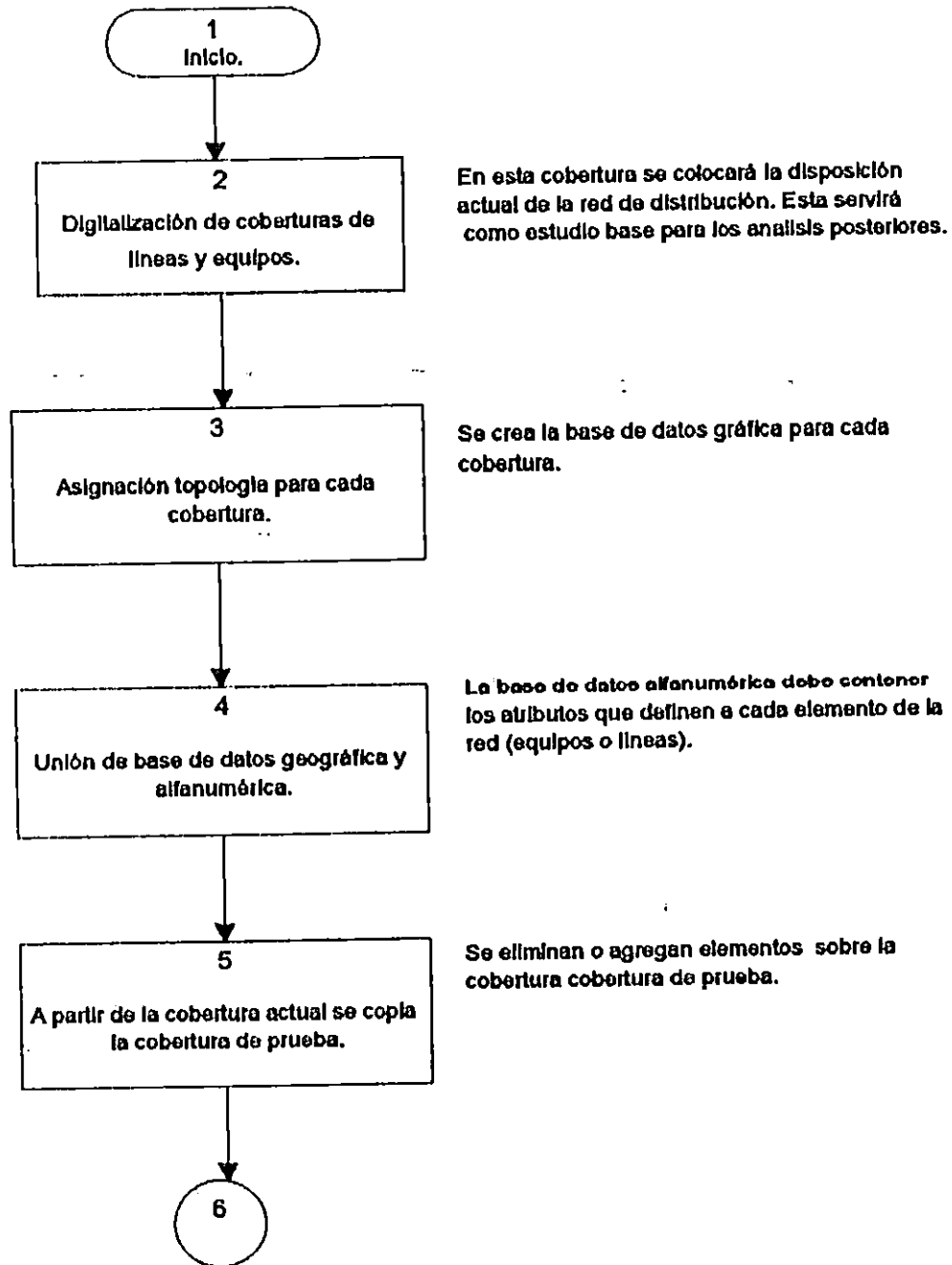
Se calcula la potencia pérdida en el conductor de neutro.

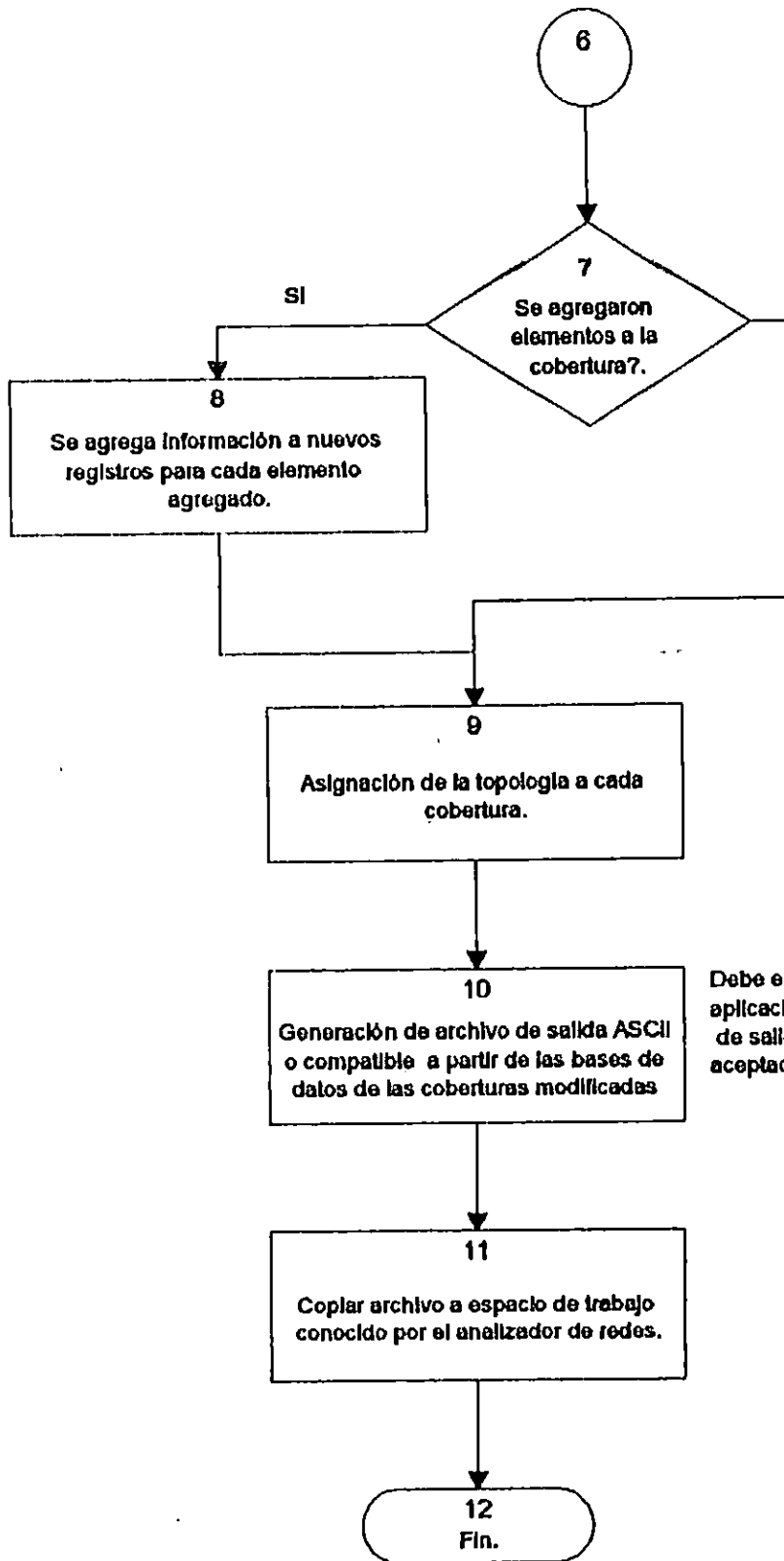


La potencia pérdida en el transformador es I de las fases multiplicadas por la impedancia de los devanados del transformador.



**Flujograma 5: Metodología alterna utilizada para integrar un  
anallizador de redes y un GIS.**

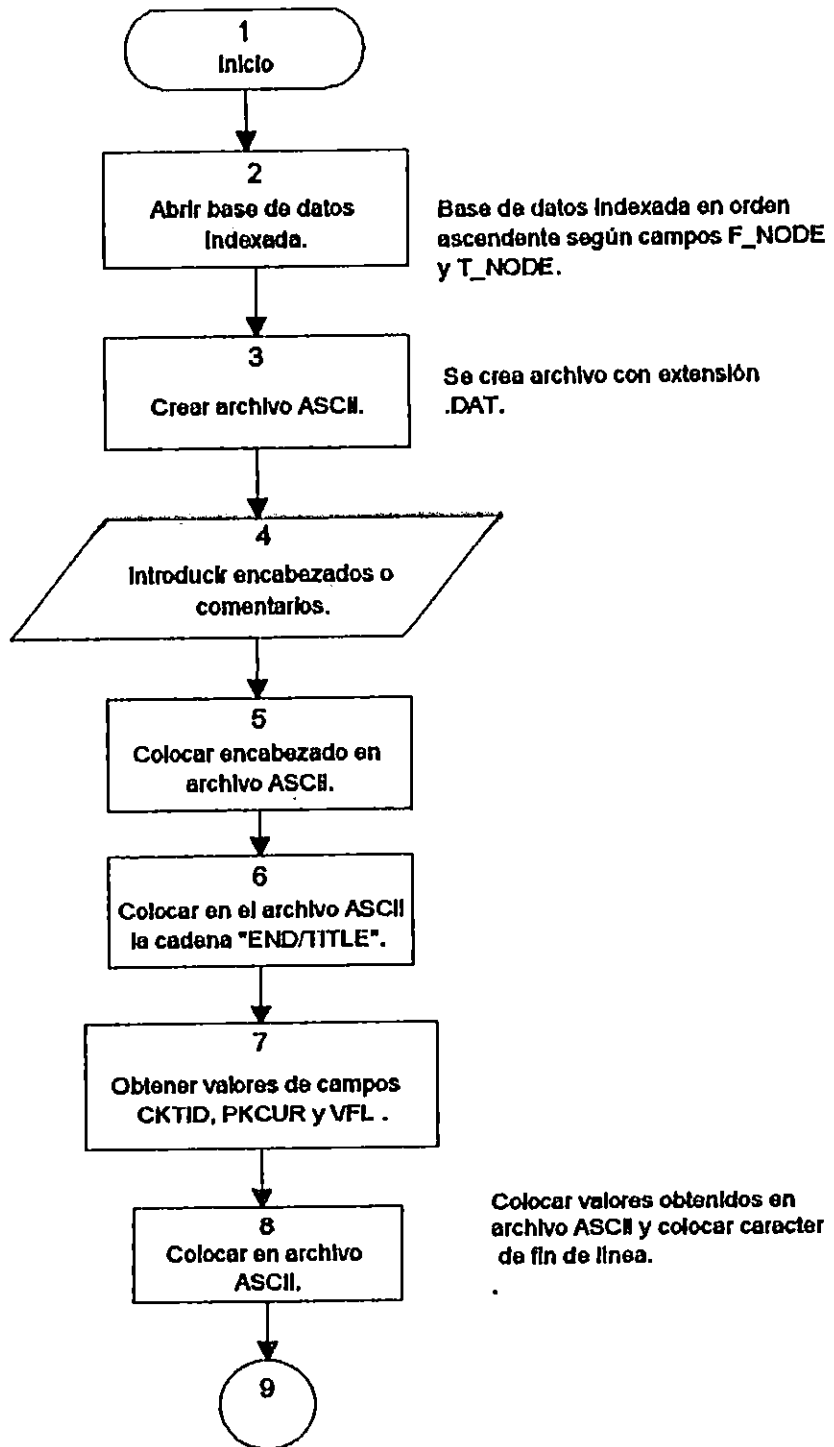


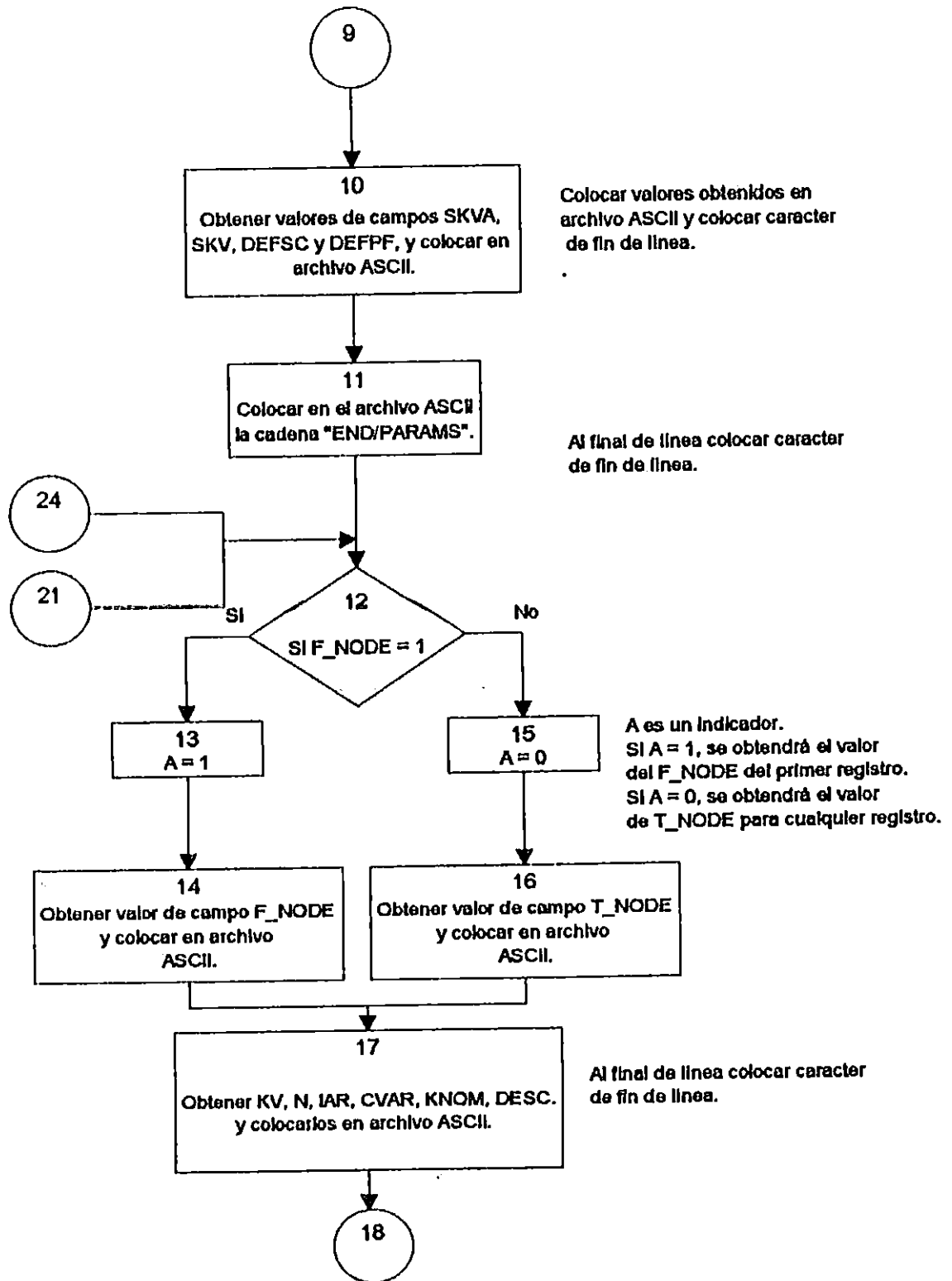


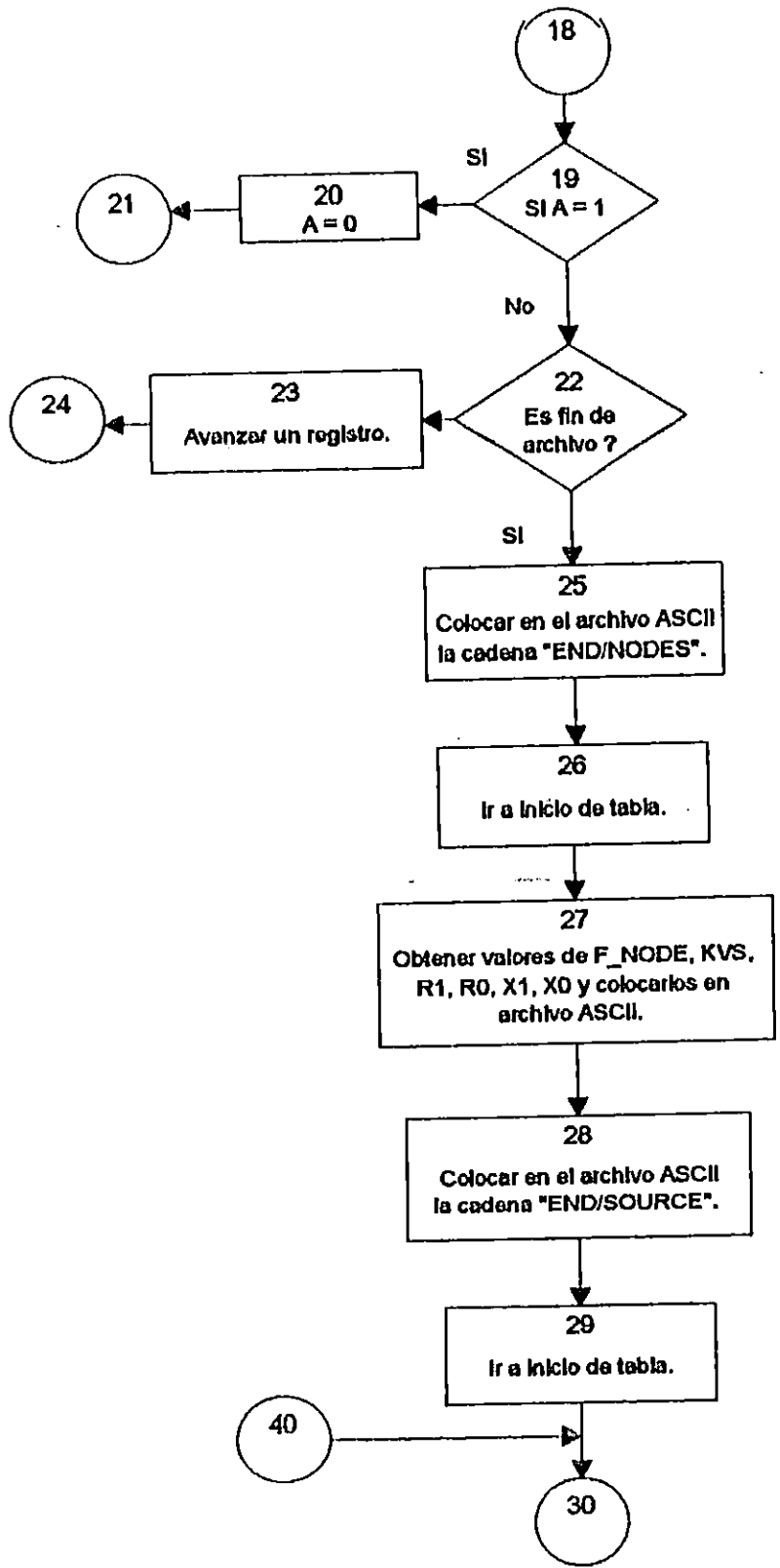
Debe elaborarse un programa de aplicación que produzcan un archivo de salida con el formato idéntico aceptado por el analizador de redes.



**Flujograma 6: Algoritmo para crear archivo ASCII utilizando Información de la base de datos.**



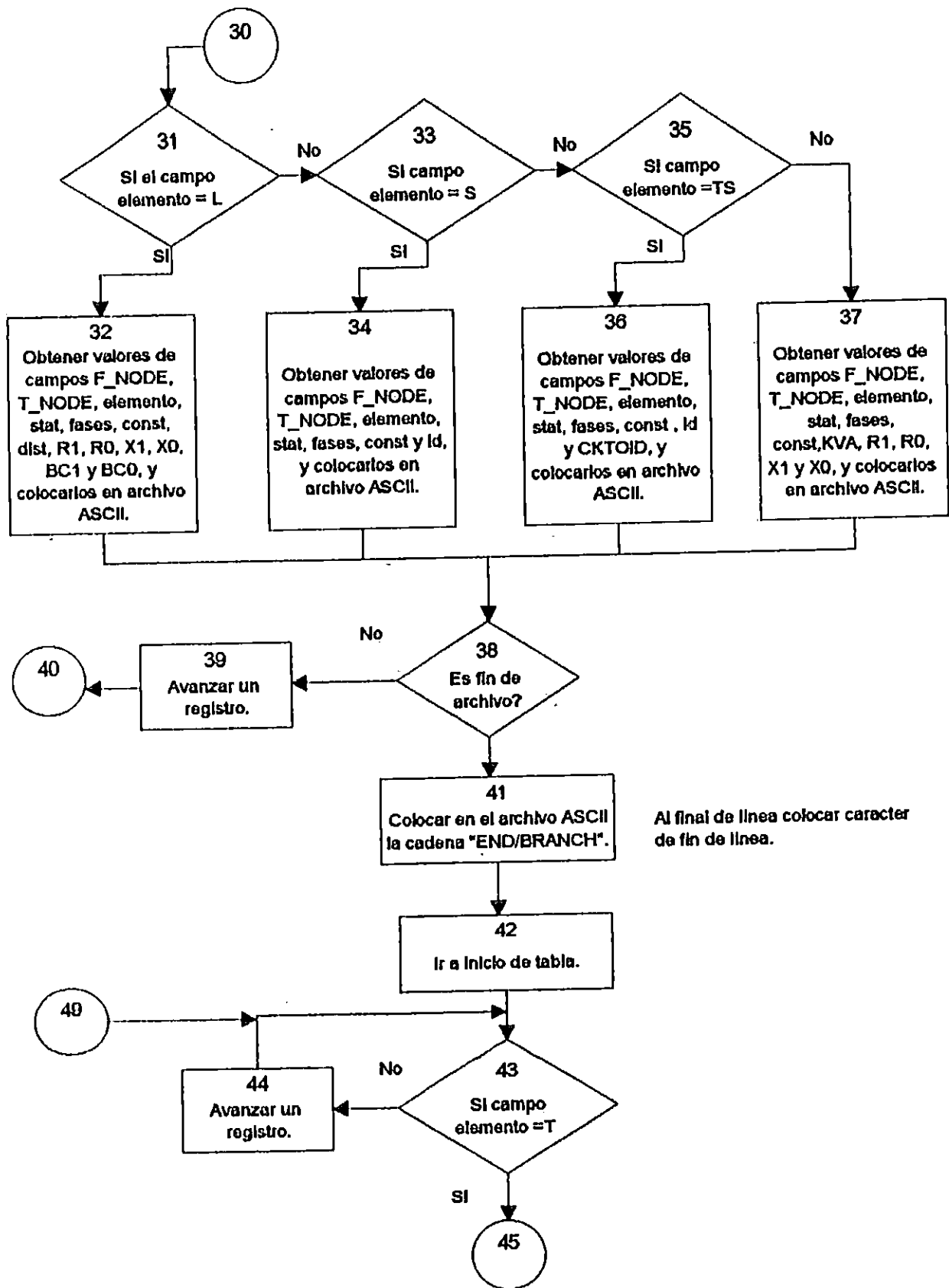


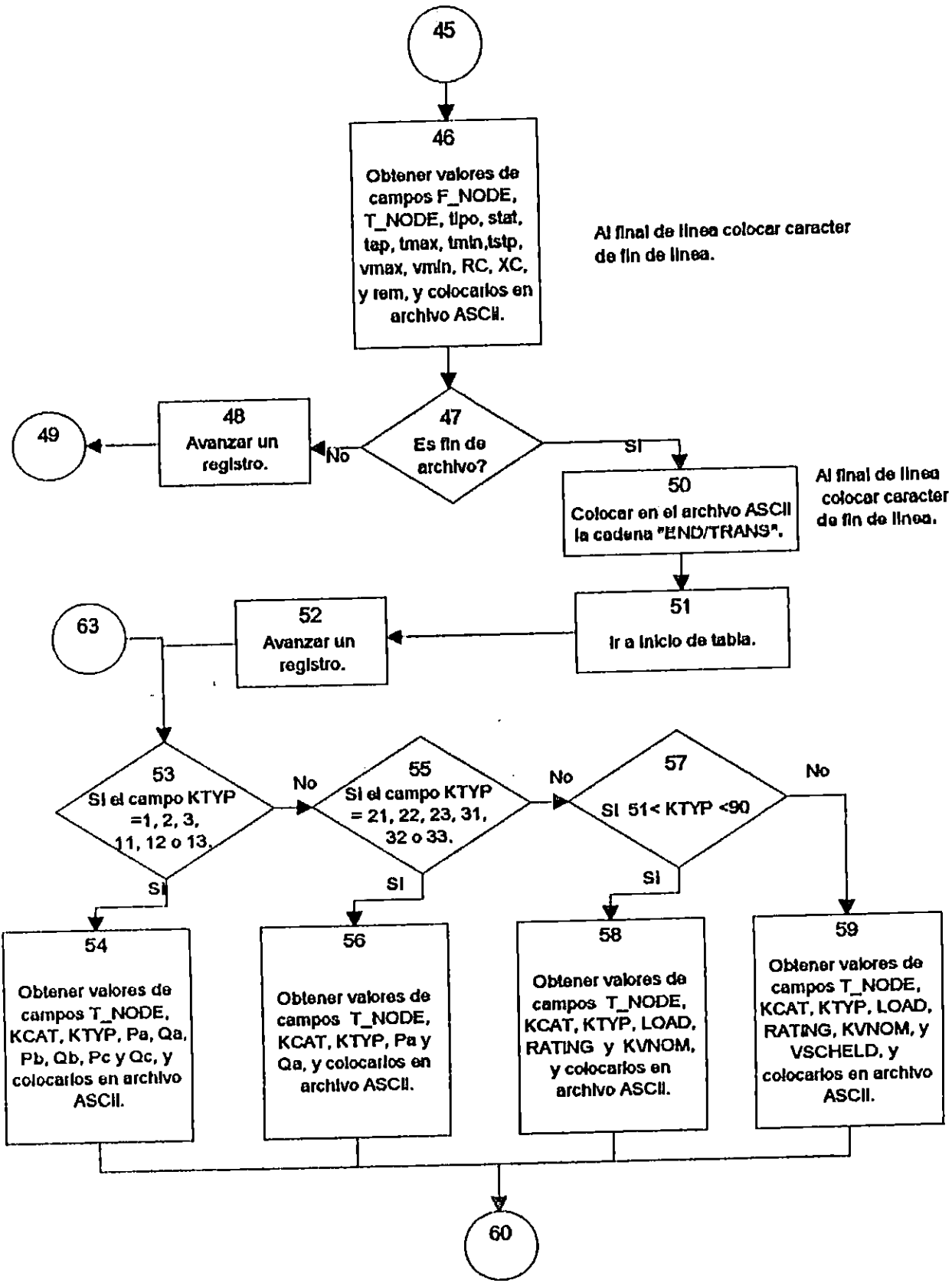


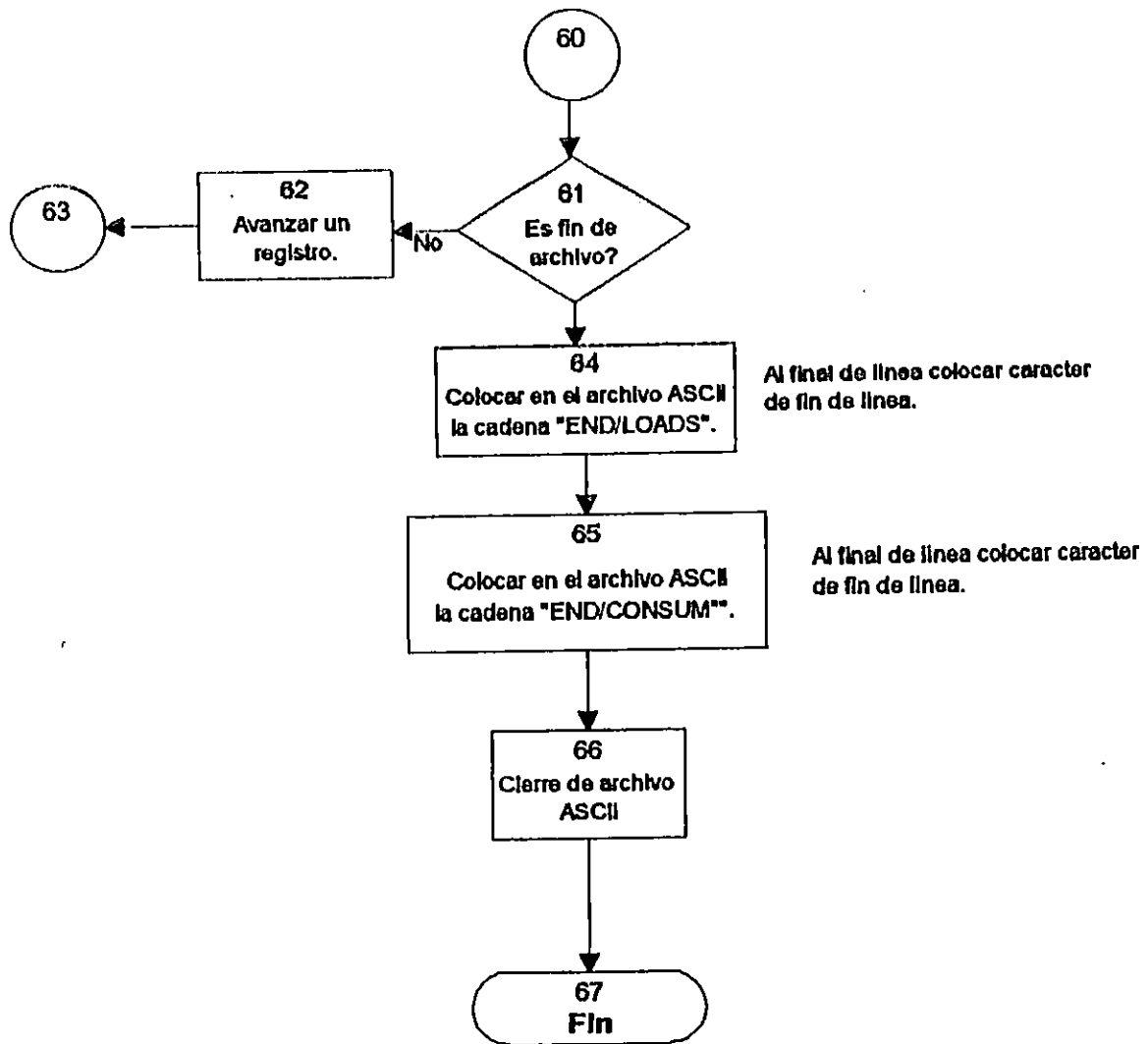
Al final de línea colocar caracter de fin de línea.

Al final de línea colocar caracter de fin de línea.

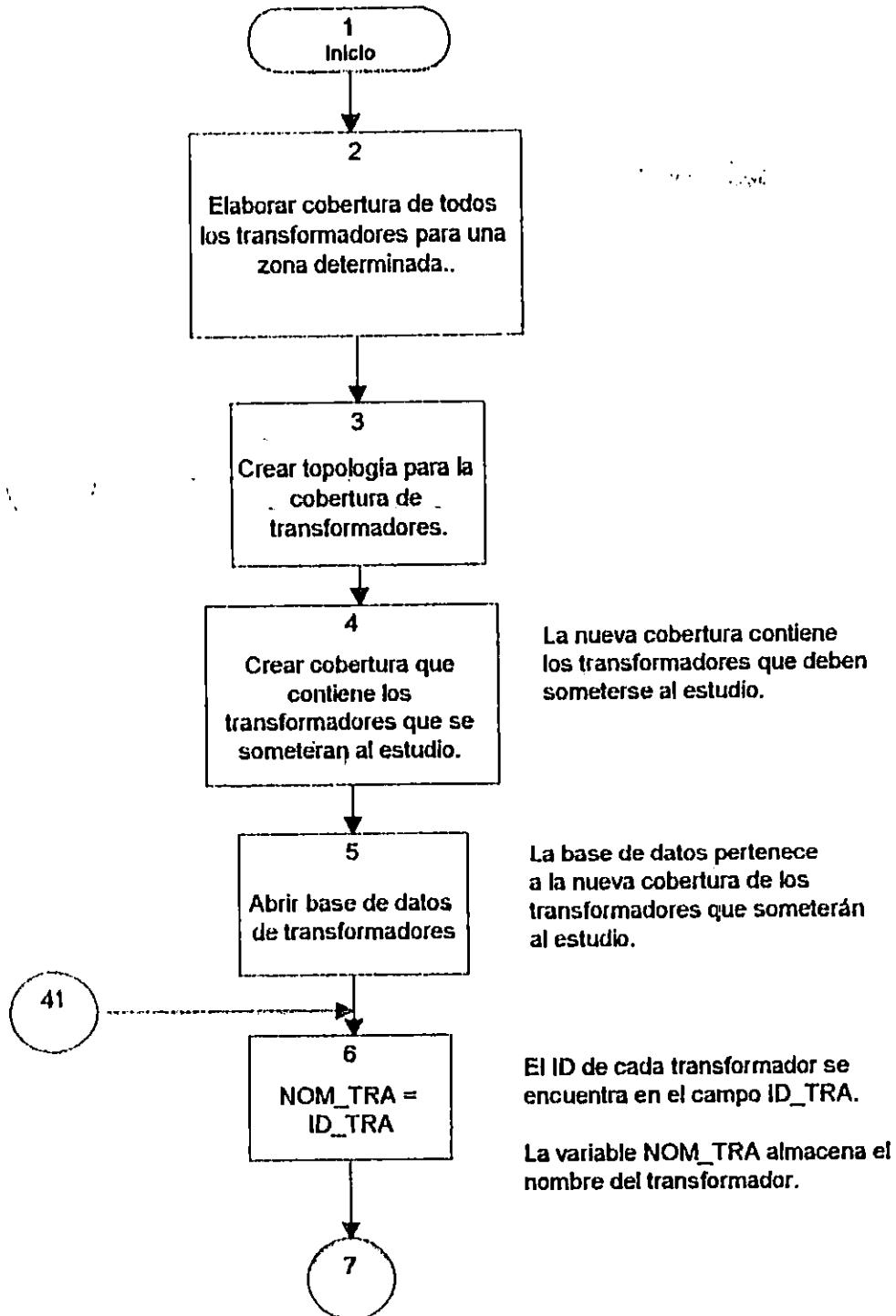
Al final de línea colocar caracter de fin de línea.

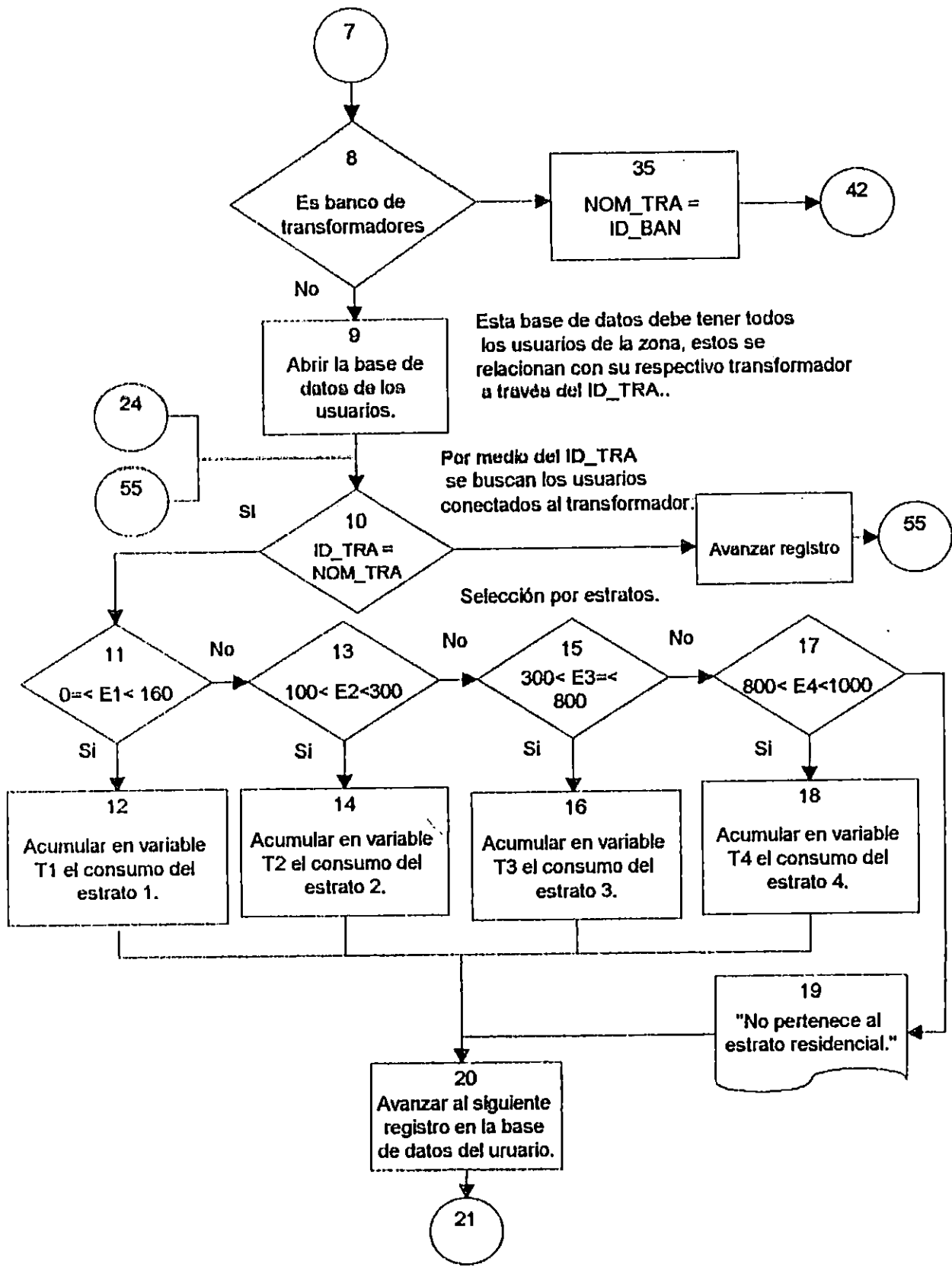




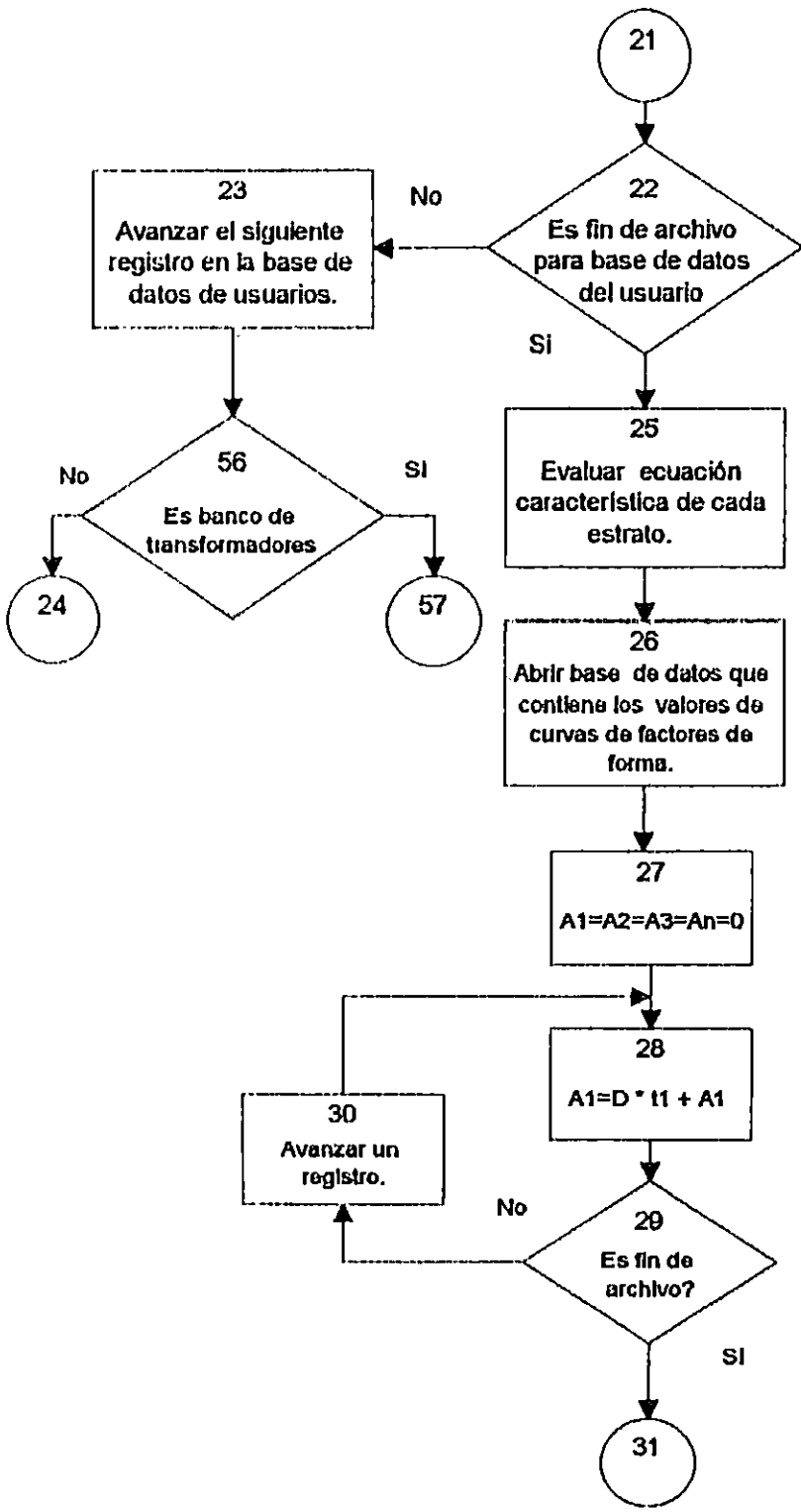


**Flujograma 8: Administrador de la carga en transformadores.**



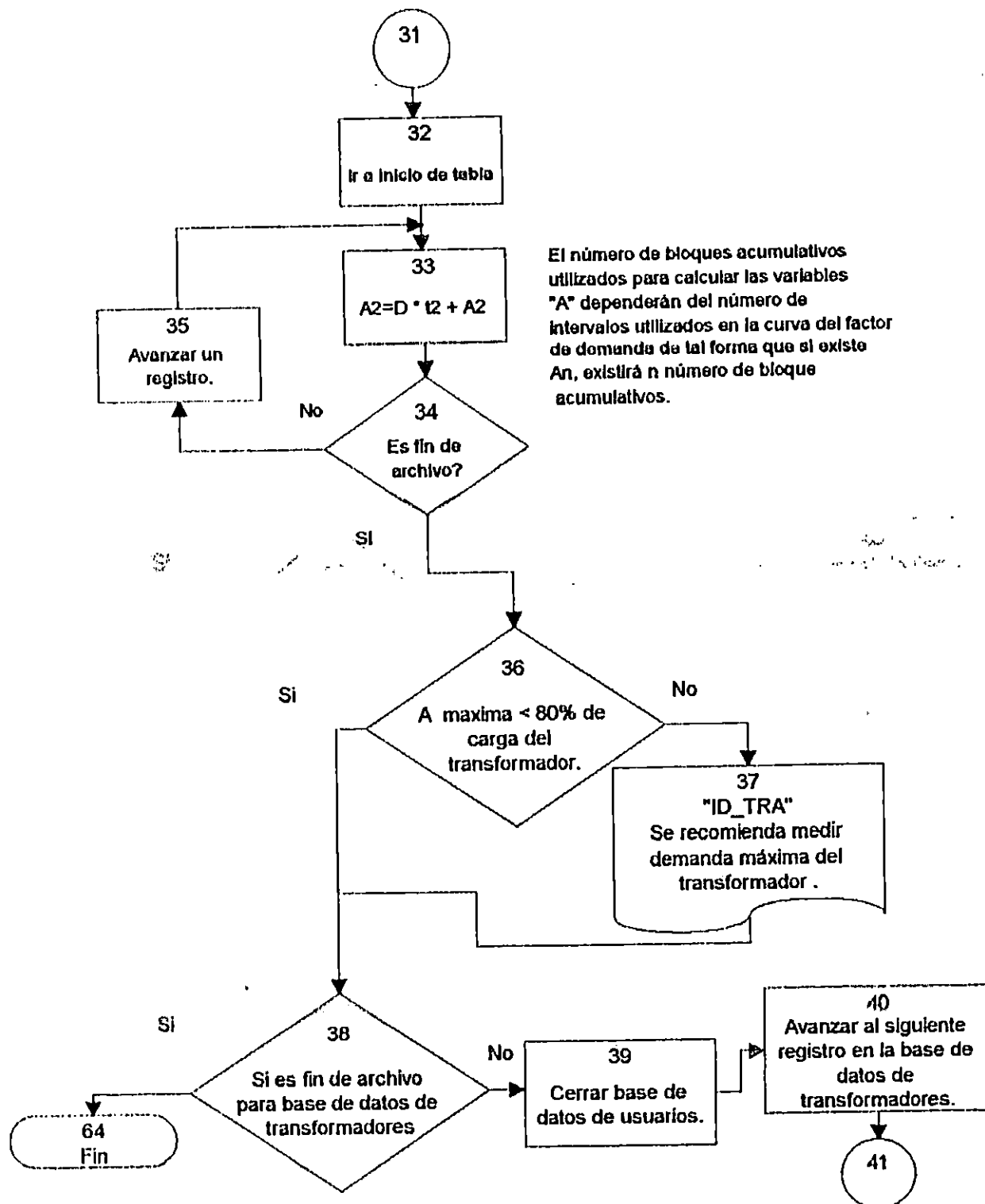




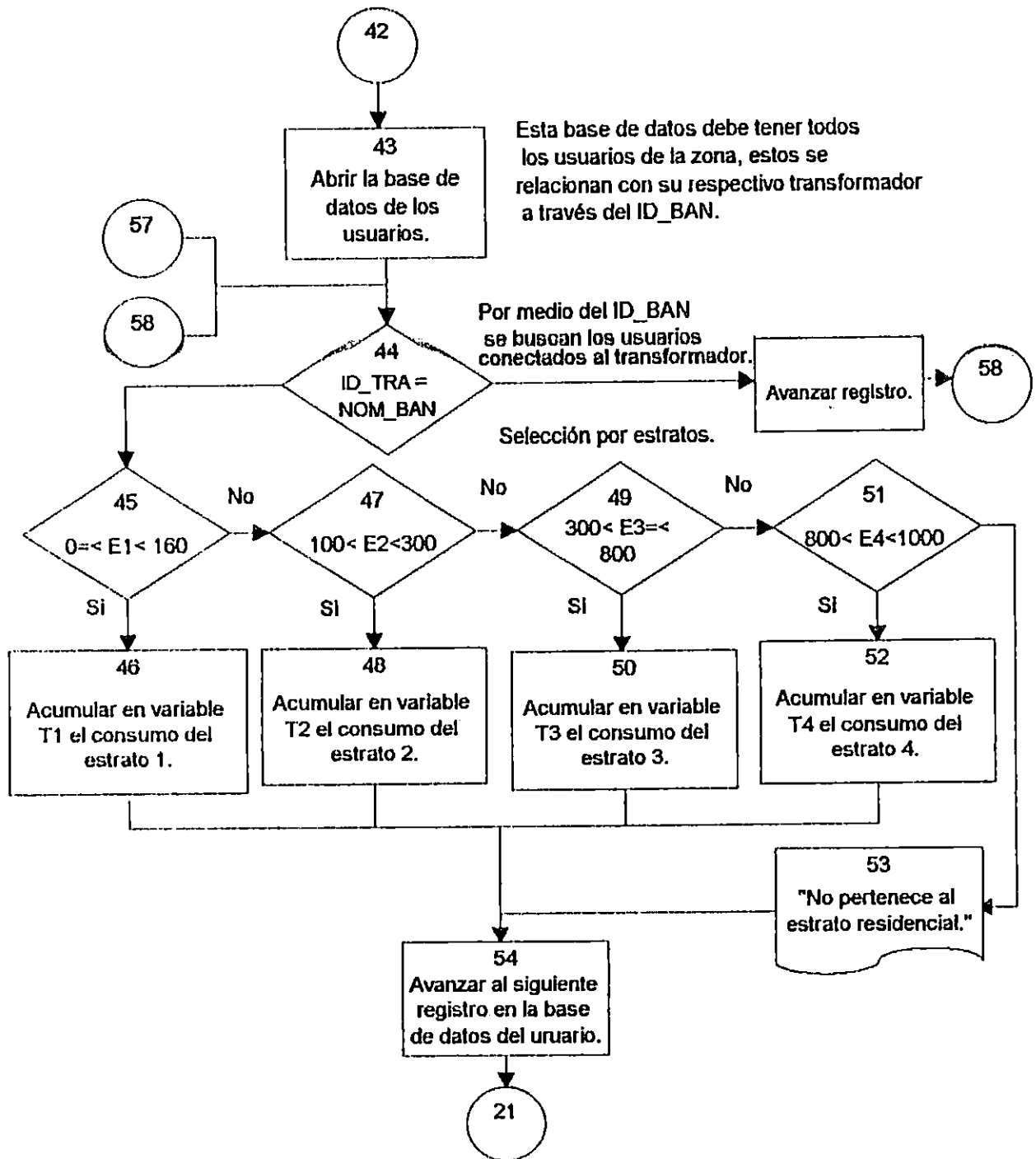


Utilizar los datos de consumos de energía obtenidos para cada estrato acumulados en variables T. Los valores de demandas resultantes se almacenan en variables D.

Los acumuladores A se ponen cero.

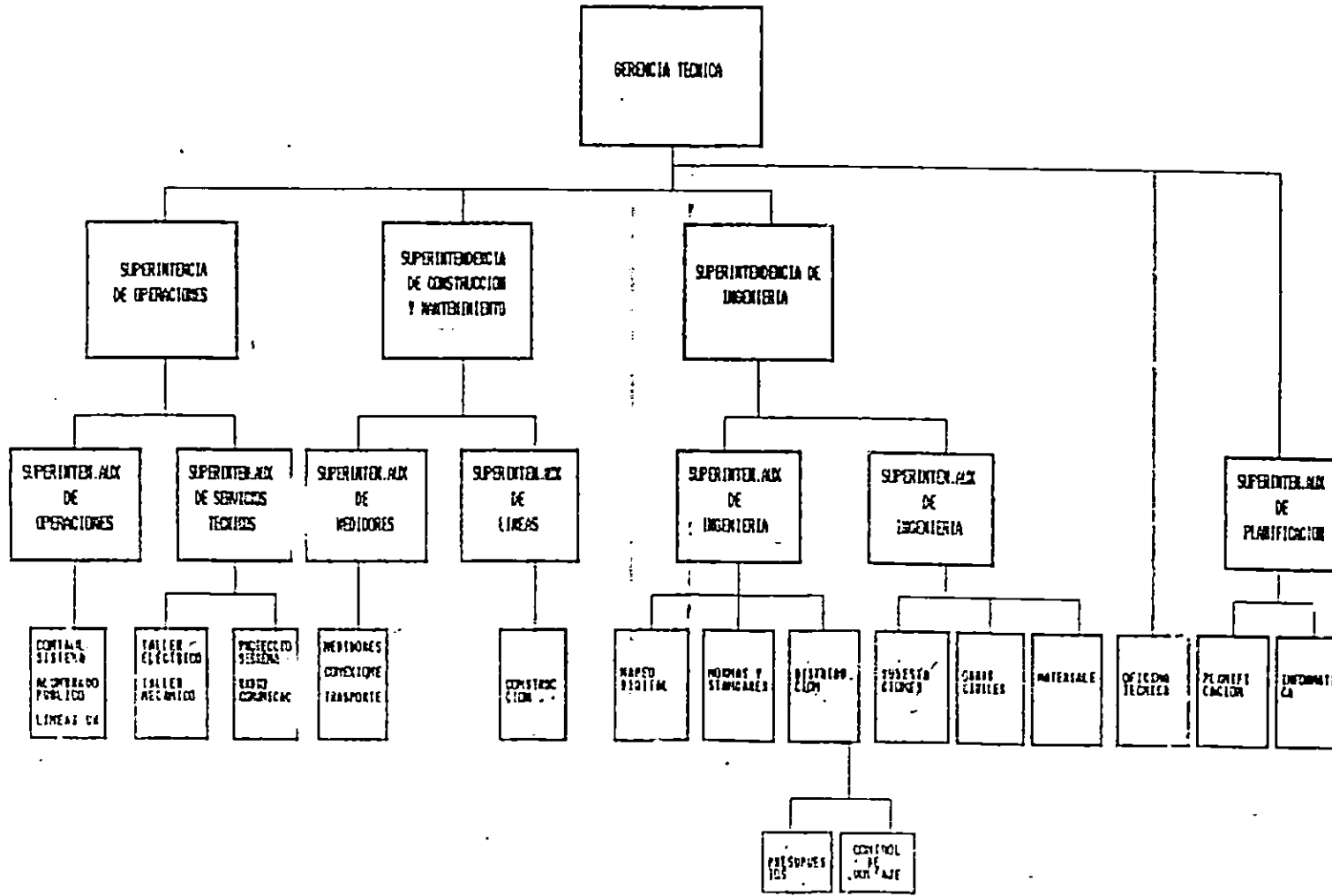


El número de bloques acumulativos utilizados para calcular las variables "A" dependerán del número de intervalos utilizados en la curva del factor de demanda de tal forma que si existe  $A_n$ , existirá n número de bloque acumulativos.



COMPANIA DE ALUMERADO ELECTRICO DE SAN SALVADOR, S.A.

ORGANIGRAMA DE DIVISION TECNICA



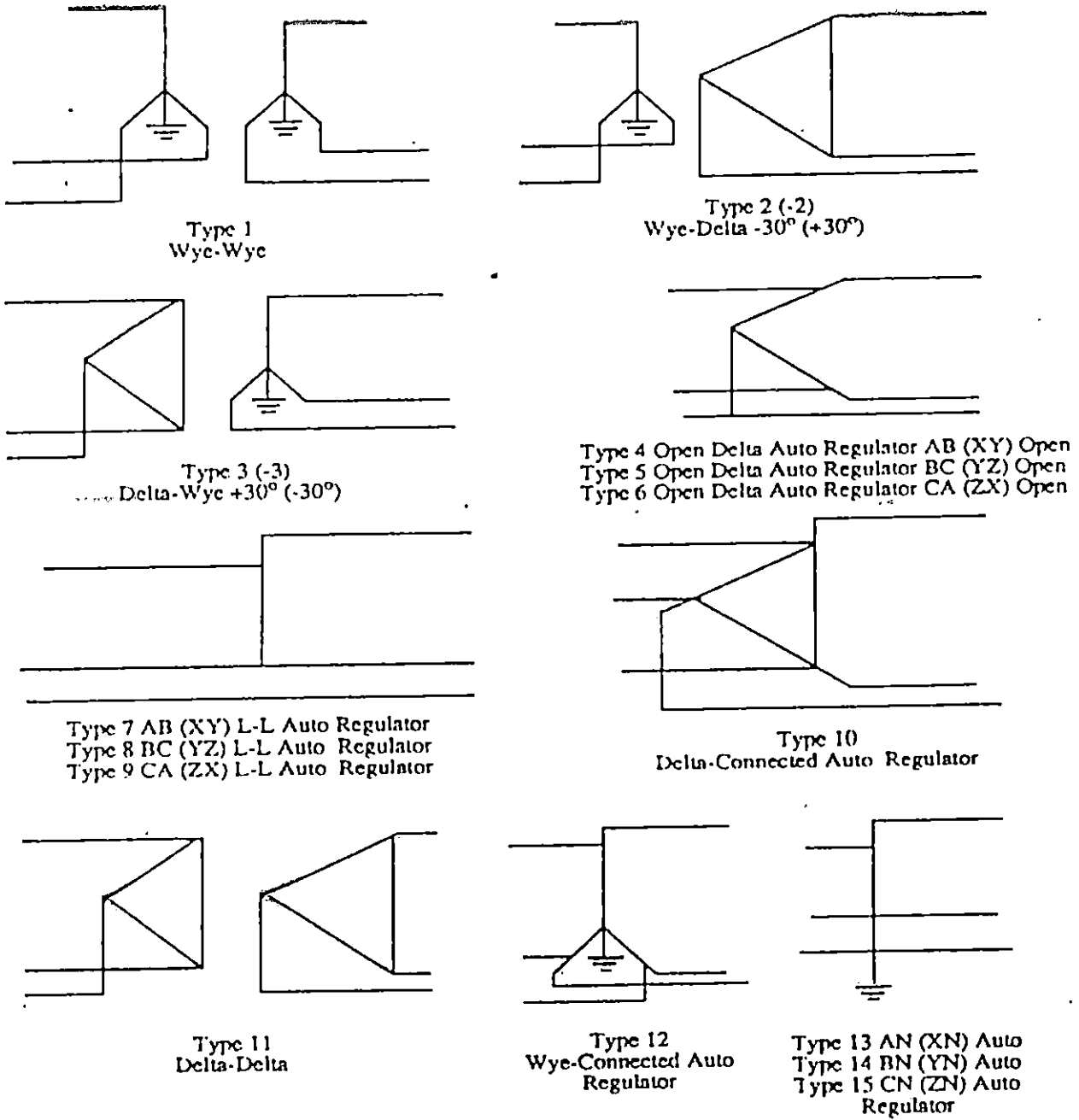


Figure 4.2

PSSUT Transformer Bank Connections

TABLE 2.1  
Principal Files Used by PSSUT

File Class	Naming Requirement	Form	Description
Three Phase Feeder Raw Data File	name.DAT	Text	Basic input data file for PSSUT section normally used to start up new study exercise.
Protective Device Setup File	name.REL	Text	Input data file specifying protective devices applied to system being studied.
Circuit Breaker Data File	name.BRK	Text	Input data file specifying locations of circuit breakers and their interrupting times for use in breaker duty calculations.
Economic Parameter File	name.ECO	Text	Input data file specifying economic considerations for losses and capacitor placement.
Draw Text File	name.DRW	Text	Text file used by activity DRAW.
PSSUT Saved Case Files	name.CAS	Binary	Saved Case files made by SAVE, retrievable only by CASE.
Construction Data Dictionary File	CONTYP.CON (by default)	Text	Dictionary of impedance and ratings on transmission lines, cables, transformers voltage regulators, and switches.
Machine Data Dictionary File	MOTYP.MOT (by default)	Text	Dictionary of Machine characteristic impedance, power factor, and related data.
Time-Current Characteristic File	name.DEV	Text	Data file defining time-current curves of devices.
Low Voltage Breaker Characteristic File	name.LVB	Text	Data file defining low voltage breaker characteristics.
Time-Current Characteristic List File	TBUILD.DAT	Text	File containing names of Time-Current Characteristic Files to be used when building Time-Current Library.
Low Voltage Breaker List File	BRKDEV.DAT	Text	File containing names of Low Voltage Breaker Characteristic Files to be used when building Low Voltage Breaker Library.
Time-Current Characteristic Library File	TBUILD.SGF	Binary	Library of time-current characteristic curves.
Low Voltage Breaker Library File	BRKDEV.SGF	Binary	Library of low voltage breaker characteristics.
Parameter File	PARMPU.DAT	Text	Parameter file used at program startup.
Working File	PSSULF.WRK	Binary	File containing working case data. Retrievable by activity WORK.
Response File	name.IDV	Text	File created via an editor or activity ECHO to be used by activity IDEV.

TABLE 4.1  
LOAD TYPE DEFINITIONS

Constant Power Loads

type	1	unbalanced	$P + jQ$	grounded
	11	unbalanced	$P + jQ$	ungrounded
	21	balanced	$P + jQ$	grounded
	31	balanced	$P + jQ$	ungrounded

Constant Impedance Loads

type	2	unbalanced	$G + jB$	grounded
	12	unbalanced	$G + jB$	ungrounded
	22	balanced	$G + jB$	grounded
	32	balanced	$G + jB$	ungrounded

Constant Current Loads

type	3	unbalanced	$P + jQ$	grounded
	13	unbalanced	$P + jQ$	ungrounded
	23	balanced	$P + jQ$	grounded
	33	balanced	$P + jQ$	ungrounded

MWU Loads

type	5	unbalanced	MWH/month	grounded
	15	unbalanced	MWH/month	ungrounded
	25	balanced	MWH/month	grounded
	35	balanced	MWH/month	ungrounded

Seasonal MWU Loads

type	6	unbalanced	MWH/month	grounded
	16	unbalanced	MWH/month	ungrounded
	26	balanced	MWH/month	grounded
	36	balanced	MWH/month	ungrounded

Asynchronous Machines

types 51 - 70, 151-170, load in kW, rating in kVA  
types 71 - 90, 171-190, load in HP, rating in HP

Synchronous Machines

types 91 - 99, 191-199, load in kW, rating in kVA

Table 1—Characteristics of COPPER Conductors, Hard Drawn, 97.3 Per cent Conductivity

Plate of Conductor	Number of Strands	Diameter of Strand, Inches	Area of Strand, Sq. Inches	Weight of Strand, Lbs. per 1000 Ft.	Resistance of Strand, Ohms per 1000 Ft.	Inductance of Strand, Microhms per 1000 Ft.	Capacitance of Strand, P.F. per 1000 Ft.	Resistance of Plate, Ohms per 1000 Ft.	Inductance of Plate, Microhms per 1000 Ft.	Capacitance of Plate, P.F. per 1000 Ft.	A.W.G. or B. & S. Size	Circular Mills	
												Area, Sq. Inches	Weight, Lbs. per 1000 Ft.
1 000 000	1	1.125	1.125	16 500	0.306	0.058	0.000	0.306	0.058	0.000	1	11 710	16 500
800 000	1	1.062	1.062	15 600	0.320	0.059	0.000	0.320	0.059	0.000	2	11 150	15 600
700 000	1	1.000	1.000	14 700	0.334	0.060	0.000	0.334	0.060	0.000	3	10 600	14 700
600 000	1	0.938	0.938	13 800	0.348	0.061	0.000	0.348	0.061	0.000	4	10 100	13 800
500 000	1	0.875	0.875	12 900	0.362	0.062	0.000	0.362	0.062	0.000	5	9 650	12 900
400 000	1	0.812	0.812	12 000	0.376	0.063	0.000	0.376	0.063	0.000	6	9 250	12 000
300 000	1	0.750	0.750	11 100	0.390	0.064	0.000	0.390	0.064	0.000	7	8 900	11 100
200 000	1	0.688	0.688	10 200	0.404	0.065	0.000	0.404	0.065	0.000	8	8 600	10 200
100 000	1	0.625	0.625	9 300	0.418	0.066	0.000	0.418	0.066	0.000	9	8 350	9 300
75 000	1	0.562	0.562	8 400	0.432	0.067	0.000	0.432	0.067	0.000	10	8 150	8 400
50 000	1	0.500	0.500	7 500	0.446	0.068	0.000	0.446	0.068	0.000	11	7 950	7 500
25 000	1	0.438	0.438	6 600	0.460	0.069	0.000	0.460	0.069	0.000	12	7 800	6 600
10 000	1	0.375	0.375	5 700	0.474	0.070	0.000	0.474	0.070	0.000	13	7 650	5 700
5 000	1	0.312	0.312	4 800	0.488	0.071	0.000	0.488	0.071	0.000	14	7 550	4 800
2 500	1	0.250	0.250	3 900	0.502	0.072	0.000	0.502	0.072	0.000	15	7 450	3 900
1 250	1	0.188	0.188	3 000	0.516	0.073	0.000	0.516	0.073	0.000	16	7 400	3 000
625	1	0.125	0.125	2 100	0.530	0.074	0.000	0.530	0.074	0.000	17	7 350	2 100
312	1	0.062	0.062	1 200	0.544	0.075	0.000	0.544	0.075	0.000	18	7 300	1 200
156	1	0.031	0.031	600	0.558	0.076	0.000	0.558	0.076	0.000	19	7 250	600
78	1	0.016	0.016	300	0.572	0.077	0.000	0.572	0.077	0.000	20	7 200	300
39	1	0.008	0.008	150	0.586	0.078	0.000	0.586	0.078	0.000	21	7 150	150
19	1	0.004	0.004	75	0.600	0.079	0.000	0.600	0.079	0.000	22	7 100	75
9	1	0.002	0.002	37	0.614	0.080	0.000	0.614	0.080	0.000	23	7 050	37
4	1	0.001	0.001	18	0.628	0.081	0.000	0.628	0.081	0.000	24	7 000	18
2	1	0.000	0.000	9	0.642	0.082	0.000	0.642	0.082	0.000	25	6 950	9
1	1	0.000	0.000	4	0.656	0.083	0.000	0.656	0.083	0.000	26	6 900	4
0.5	1	0.000	0.000	2	0.670	0.084	0.000	0.670	0.084	0.000	27	6 850	2
0.25	1	0.000	0.000	1	0.684	0.085	0.000	0.684	0.085	0.000	28	6 800	1
0.125	1	0.000	0.000	0.5	0.698	0.086	0.000	0.698	0.086	0.000	29	6 750	0.5
0.062	1	0.000	0.000	0.25	0.712	0.087	0.000	0.712	0.087	0.000	30	6 700	0.25
0.031	1	0.000	0.000	0.125	0.726	0.088	0.000	0.726	0.088	0.000	31	6 650	0.125
0.016	1	0.000	0.000	0.062	0.740	0.089	0.000	0.740	0.089	0.000	32	6 600	0.062
0.008	1	0.000	0.000	0.031	0.754	0.090	0.000	0.754	0.090	0.000	33	6 550	0.031
0.004	1	0.000	0.000	0.016	0.768	0.091	0.000	0.768	0.091	0.000	34	6 500	0.016
0.002	1	0.000	0.000	0.008	0.782	0.092	0.000	0.782	0.092	0.000	35	6 450	0.008
0.001	1	0.000	0.000	0.004	0.796	0.093	0.000	0.796	0.093	0.000	36	6 400	0.004
0.000	1	0.000	0.000	0.002	0.810	0.094	0.000	0.810	0.094	0.000	37	6 350	0.002
0.000	1	0.000	0.000	0.001	0.824	0.095	0.000	0.824	0.095	0.000	38	6 300	0.001
0.000	1	0.000	0.000	0.000	0.838	0.096	0.000	0.838	0.096	0.000	39	6 250	0.000
0.000	1	0.000	0.000	0.000	0.852	0.097	0.000	0.852	0.097	0.000	40	6 200	0.000
0.000	1	0.000	0.000	0.000	0.866	0.098	0.000	0.866	0.098	0.000	41	6 150	0.000
0.000	1	0.000	0.000	0.000	0.880	0.099	0.000	0.880	0.099	0.000	42	6 100	0.000
0.000	1	0.000	0.000	0.000	0.894	0.100	0.000	0.894	0.100	0.000	43	6 050	0.000
0.000	1	0.000	0.000	0.000	0.908	0.101	0.000	0.908	0.101	0.000	44	6 000	0.000
0.000	1	0.000	0.000	0.000	0.922	0.102	0.000	0.922	0.102	0.000	45	5 950	0.000
0.000	1	0.000	0.000	0.000	0.936	0.103	0.000	0.936	0.103	0.000	46	5 900	0.000
0.000	1	0.000	0.000	0.000	0.950	0.104	0.000	0.950	0.104	0.000	47	5 850	0.000
0.000	1	0.000	0.000	0.000	0.964	0.105	0.000	0.964	0.105	0.000	48	5 800	0.000
0.000	1	0.000	0.000	0.000	0.978	0.106	0.000	0.978	0.106	0.000	49	5 750	0.000
0.000	1	0.000	0.000	0.000	0.992	0.107	0.000	0.992	0.107	0.000	50	5 700	0.000
0.000	1	0.000	0.000	0.000	1.006	0.108	0.000	1.006	0.108	0.000	51	5 650	0.000
0.000	1	0.000	0.000	0.000	1.020	0.109	0.000	1.020	0.109	0.000	52	5 600	0.000
0.000	1	0.000	0.000	0.000	1.034	0.110	0.000	1.034	0.110	0.000	53	5 550	0.000
0.000	1	0.000	0.000	0.000	1.048	0.111	0.000	1.048	0.111	0.000	54	5 500	0.000
0.000	1	0.000	0.000	0.000	1.062	0.112	0.000	1.062	0.112	0.000	55	5 450	0.000
0.000	1	0.000	0.000	0.000	1.076	0.113	0.000	1.076	0.113	0.000	56	5 400	0.000
0.000	1	0.000	0.000	0.000	1.090	0.114	0.000	1.090	0.114	0.000	57	5 350	0.000
0.000	1	0.000	0.000	0.000	1.104	0.115	0.000	1.104	0.115	0.000	58	5 300	0.000
0.000	1	0.000	0.000	0.000	1.118	0.116	0.000	1.118	0.116	0.000	59	5 250	0.000
0.000	1	0.000	0.000	0.000	1.132	0.117	0.000	1.132	0.117	0.000	60	5 200	0.000
0.000	1	0.000	0.000	0.000	1.146	0.118	0.000	1.146	0.118	0.000	61	5 150	0.000
0.000	1	0.000	0.000	0.000	1.160	0.119	0.000	1.160	0.119	0.000	62	5 100	0.000
0.000	1	0.000	0.000	0.000	1.174	0.120	0.000	1.174	0.120	0.000	63	5 050	0.000
0.000	1	0.000	0.000	0.000	1.188	0.121	0.000	1.188	0.121	0.000	64	5 000	0.000
0.000	1	0.000	0.000	0.000	1.202	0.122	0.000	1.202	0.122	0.000	65	4 950	0.000
0.000	1	0.000	0.000	0.000	1.216	0.123	0.000	1.216	0.123	0.000	66	4 900	0.000
0.000	1	0.000	0.000	0.000	1.230	0.124	0.000	1.230	0.124	0.000	67	4 850	0.000
0.000	1	0.000	0.000	0.000	1.244	0.125	0.000	1.244	0.125	0.000	68	4 800	0.000
0.000	1	0.000	0.000	0.000	1.258	0.126	0.000	1.258	0.126	0.000	69	4 750	0.000
0.000	1	0.000	0.000	0.000	1.272	0.127	0.000	1.272	0.127	0.000	70	4 700	0.000
0.000	1	0.000	0.000	0.000	1.286	0.128	0.000	1.286	0.128	0.000	71	4 650	0.000
0.000	1	0.000	0.000	0.000	1.300	0.129	0.000	1.300	0.129	0.000	72	4 600	0.000
0.000	1	0.000	0.000	0.000	1.314	0.130	0.000	1.314	0.130	0.000	73	4 550	0.000
0.000	1	0.000	0.000	0.000	1.328	0.131	0.000	1.328	0.131	0.000	74	4 500	0.000
0.000	1	0.000	0.000	0.000	1.342	0.132	0.000	1.342	0.132	0.000	75	4 450	0.000
0.000	1	0.000	0.000	0.000	1.356	0.133	0.000	1.356	0.133	0.000	76	4 400	0.000
0.000	1	0.000	0.000	0.000	1.370	0.134	0.000	1.370	0.134	0.000	77	4 350	0.000
0.000	1	0.000	0.000	0.000	1.384	0.135	0.000	1.384					





Table 3—Characteristics of Aluminum Cable Steel Reinforced  
(Aluminum Company of America)

Circular Mil of A. W. G. Aluminum	Aluminum			Steel			Copper Equivalent Circular Mil of A. W. G.	Ultimate Strength Pounds	Wt. Lbs. per Mile	Classified Mean Radius at 90 Cycles Feet	Approx. Current Carrying Capacity Amps	Resistance Ohms per Conductor per Mile									Inductive Reactance Ohms per Conductor per Mile at 60 Cycles			Capacitive Reactance Ohms per Conductor per Mile at 60 Cycles					
	Strand	Layers	Dia. Inches	Strand	Dia. Inches	Outside Diameter Inches						80°C. (176°F.) Small Currents			80°C. (176°F.) Current Approx. 75% Capacity			25 cycles			60 cycles			25 cycles			60 cycles		
												d-c	25 cycles	50 cycles	d-c	25 cycles	50 cycles	d-c	25 cycles	50 cycles	d-c	25 cycles	50 cycles	d-c	25 cycles	50 cycles			
													25 cycles			60 cycles			25 cycles			60 cycles							
1 800 000 54	3	0.1718	19.0.1030	1.818	1 000 000	86 000	10 777	0.0520	1 840	0.0887	0.0888	0.0890	0.0891	0.0892	0.0893	0.0894	0.0895	0.0896	0.0897	0.0898	0.0899	0.0900	0.1495	0.290	0.350	0.1075	0.0227	0.0018	
1 610 800 53	3	0.1623	18.0.1009	1.808	950 000	83 200	10 237	0.0507	1 740	0.0818	0.0819	0.0821	0.0822	0.0823	0.0824	0.0825	0.0826	0.0827	0.0828	0.0829	0.0830	0.1408	0.282	0.342	0.1015	0.0219	0.0017		
1 431 000 52	3	0.1528	18.0.0977	1.803	900 000	80 400	9 699	0.0493	1 640	0.0750	0.0751	0.0753	0.0754	0.0755	0.0756	0.0757	0.0758	0.0759	0.0760	0.0761	0.0762	0.1320	0.274	0.334	0.0953	0.0211	0.0016		
1 251 000 51	3	0.1433	18.0.0945	1.798	850 000	77 600	9 161	0.0479	1 540	0.0682	0.0683	0.0685	0.0686	0.0687	0.0688	0.0689	0.0690	0.0691	0.0692	0.0693	0.0694	0.1231	0.266	0.326	0.0891	0.0203	0.0015		
1 071 000 50	3	0.1338	18.0.0913	1.793	800 000	74 800	8 623	0.0465	1 440	0.0615	0.0616	0.0618	0.0619	0.0620	0.0621	0.0622	0.0623	0.0624	0.0625	0.0626	0.0627	0.1142	0.258	0.318	0.0829	0.0195	0.0014		
891 000 49	3	0.1243	18.0.0881	1.788	750 000	72 000	8 085	0.0451	1 340	0.0548	0.0549	0.0551	0.0552	0.0553	0.0554	0.0555	0.0556	0.0557	0.0558	0.0559	0.0560	0.1053	0.250	0.310	0.0767	0.0187	0.0013		
711 000 48	3	0.1148	18.0.0849	1.783	700 000	69 200	7 547	0.0437	1 240	0.0481	0.0482	0.0484	0.0485	0.0486	0.0487	0.0488	0.0489	0.0490	0.0491	0.0492	0.0493	0.0964	0.242	0.302	0.0705	0.0179	0.0012		
531 000 47	3	0.1053	18.0.0817	1.778	650 000	66 400	7 009	0.0423	1 140	0.0414	0.0415	0.0417	0.0418	0.0419	0.0420	0.0421	0.0422	0.0423	0.0424	0.0425	0.0426	0.0875	0.234	0.294	0.0643	0.0171	0.0011		
351 000 46	3	0.0958	18.0.0785	1.773	600 000	63 600	6 471	0.0409	1 040	0.0347	0.0348	0.0350	0.0351	0.0352	0.0353	0.0354	0.0355	0.0356	0.0357	0.0358	0.0359	0.0786	0.226	0.286	0.0581	0.0163	0.0010		
171 000 45	3	0.0863	18.0.0753	1.768	550 000	60 800	5 933	0.0395	940	0.0280	0.0281	0.0283	0.0284	0.0285	0.0286	0.0287	0.0288	0.0289	0.0290	0.0291	0.0292	0.0697	0.218	0.278	0.0519	0.0155	0.0009		
93 000 44	3	0.0768	18.0.0721	1.763	500 000	58 000	5 395	0.0381	840	0.0213	0.0214	0.0216	0.0217	0.0218	0.0219	0.0220	0.0221	0.0222	0.0223	0.0224	0.0225	0.0608	0.210	0.270	0.0457	0.0147	0.0008		
1 133 000 54	3	0.1433	19.0.0852	1.293	700 000	40 200	7 844	0.0435	1 110	0.0839	0.0840	0.0842	0.0843	0.0844	0.0845	0.0846	0.0847	0.0848	0.0849	0.0850	0.0851	0.1495	0.317	0.380	0.1075	0.0227	0.0018		
1 013 000 53	3	0.1338	19.0.0820	1.288	650 000	37 400	7 306	0.0421	1 010	0.0772	0.0773	0.0775	0.0776	0.0777	0.0778	0.0779	0.0780	0.0781	0.0782	0.0783	0.0784	0.1408	0.309	0.372	0.1015	0.0219	0.0017		
893 000 52	3	0.1243	19.0.0788	1.283	600 000	34 600	6 768	0.0407	910	0.0705	0.0706	0.0708	0.0709	0.0710	0.0711	0.0712	0.0713	0.0714	0.0715	0.0716	0.0717	0.1320	0.301	0.364	0.0953	0.0211	0.0016		
773 000 51	3	0.1148	19.0.0756	1.278	550 000	31 800	6 230	0.0393	810	0.0638	0.0639	0.0641	0.0642	0.0643	0.0644	0.0645	0.0646	0.0647	0.0648	0.0649	0.0650	0.1231	0.293	0.356	0.0891	0.0203	0.0015		
653 000 50	3	0.1053	19.0.0724	1.273	500 000	29 000	5 692	0.0379	710	0.0571	0.0572	0.0574	0.0575	0.0576	0.0577	0.0578	0.0579	0.0580	0.0581	0.0582	0.0583	0.1142	0.285	0.348	0.0829	0.0195	0.0014		
533 000 49	3	0.0958	19.0.0692	1.268	450 000	26 200	5 154	0.0365	610	0.0504	0.0505	0.0507	0.0508	0.0509	0.0510	0.0511	0.0512	0.0513	0.0514	0.0515	0.0516	0.1053	0.277	0.340	0.0767	0.0187	0.0013		
413 000 48	3	0.0863	19.0.0660	1.263	400 000	23 400	4 616	0.0351	510	0.0437	0.0438	0.0440	0.0441	0.0442	0.0443	0.0444	0.0445	0.0446	0.0447	0.0448	0.0449	0.0964	0.269	0.332	0.0705	0.0179	0.0012		
293 000 47	3	0.0768	19.0.0628	1.258	350 000	20 600	4 078	0.0337	410	0.0370	0.0371	0.0373	0.0374	0.0375	0.0376	0.0377	0.0378	0.0379	0.0380	0.0381	0.0382	0.0875	0.261	0.324	0.0643	0.0171	0.0011		
173 000 46	3	0.0673	19.0.0596	1.253	300 000	17 800	3 540	0.0323	310	0.0303	0.0304	0.0306	0.0307	0.0308	0.0309	0.0310	0.0311	0.0312	0.0313	0.0314	0.0315	0.0786	0.253	0.316	0.0581	0.0163	0.0010		
95 000 45	3	0.0578	19.0.0564	1.248	250 000	15 000	3 002	0.0309	210	0.0236	0.0237	0.0239	0.0240	0.0241	0.0242	0.0243	0.0244	0.0245	0.0246	0.0247	0.0248	0.0697	0.245	0.308	0.0519	0.0155	0.0009		
1 133 000 54	3	0.1433	19.0.0852	1.293	700 000	40 200	7 844	0.0435	1 110	0.0839	0.0840	0.0842	0.0843	0.0844	0.0845	0.0846	0.0847	0.0848	0.0849	0.0850	0.0851	0.1495	0.317	0.380	0.1075	0.0227	0.0018		
1 013 000 53	3	0.1338	19.0.0820	1.288	650 000	37 400	7 306	0.0421	1 010	0.0772	0.0773	0.0775	0.0776	0.0777	0.0778	0.0779	0.0780	0.0781	0.0782	0.0783	0.0784	0.1408	0.309	0.372	0.1015	0.0219	0.0017		
893 000 52	3	0.1243	19.0.0788	1.283	600 000	34 600	6 768	0.0407	910	0.0705	0.0706	0.0708	0.0709	0.0710	0.0711	0.0712	0.0713	0.0714	0.0715	0.0716	0.0717	0.1320	0.301	0.364	0.0953	0.0211	0.0016		
773 000 51	3	0.1148	19.0.0756	1.278	550 000	31 800	6 230	0.0393	810	0.0638	0.0639	0.0641	0.0642	0.0643	0.0644	0.0645	0.0646	0.0647	0.0648	0.0649	0.0650	0.1231	0.293	0.356	0.0891	0.0203	0.0015		
653 000 50	3	0.1053	19.0.0724	1.273	500 000	29 000	5 692	0.0379	710	0.0571	0.0572	0.0574	0.0575	0.0576	0.0577	0.0578	0.0579	0.0580	0.0581	0.0582	0.0583	0.1142	0.285	0.348	0.0829	0.0195	0.0014		
533 000 49	3	0.0958	19.0.0692	1.268	450 000	26 200	5 154	0.0365	610	0.0504	0.0505	0.0507	0.0508	0.0509	0.0510	0.0511	0.0512	0.0513	0.0514	0.0515	0.0516	0.1053	0.277	0.340	0.0767	0.0187	0.0013		
413 000 48	3	0.0863	19.0.0660	1.263	400 000	23 400	4 616	0.0351	510	0.0437	0.0438	0.0440	0.0441	0.0442	0.0443	0.0444	0.0445	0.0446	0.0447	0.0448	0.0449	0.0964	0.269	0.332	0.0705	0.0179	0.0012		
293 000 47	3	0.0768	19.0.0628	1.258	350 000	20 600	4 078	0.0337	410	0.0370	0.0371	0.0373	0.0374	0.0375	0.0376	0.0377	0.0378	0.0379	0.0380	0.0381	0.0382	0.0875	0.261	0.324	0.0643	0.0171	0.0011		
173 000 46	3	0.0673	19.0.0596	1.253	300 000	17 800	3 540	0.0323	310	0.0303	0.0304	0.0306	0.0307	0.0308	0.0309	0.0310	0.0311	0.0312	0.0313	0.0314	0.0315	0.0786	0.253	0.316	0.0581	0.0163	0.0010		
95 000 45	3	0.0578	19.0.0564	1.248	250 000	15 000	3 002	0.0309	210	0.0236	0.0237	0.0239	0.0240	0.0241	0.0242	0.0243	0.0244	0.0245	0.0246	0.0247	0.0248	0.0697	0.245	0.308	0.0519	0.0155	0.0009		

\*Based on copper 97 per cent, aluminum 81 per cent conductivity.  
 †For conductors at 75°C. air at 25°C., wind 1.4 miles per hour (2 ft/sec), frequency = 60 cycles.  
 ‡Current Approx. 75% Capacity is 75% of the "Approx. Current Carrying Capacity 10 Amps." and is approximately the current which will produce 80% conductor temp. (257° F.) with 25°C. air temp., wind 1.4 miles per hour.



Table 4-B—Characteristics of Copperweld Conductors

(Copperweld Steel Company)

Nominal Conductor Size	Number and Size of Wires	Outside Diameter Inches	Area of Conductor Circular Mills	Rated Breaking Load Pounds		Weight Pounds per Mile	Geometric Mean Reading at 60 cycles and Average Currents Feet	Approx. Current Carrying Capacity* Amps at 60 Cycles	Resistance Ohms per Conductor per Mile at 25°C. (77°F.) Small Currents			Resistance Ohms per Conductor per Mile at 75°C. (167°F.) Current Approx. 75% of Capacity**			Inductive Reactance Ohms per Conductor per Mile One Ft. Spacing Average Currents			Capacitive Reactance Ohms per Conductor per Mile One Ft. Spacing				
				Strength					d-c	25 cycles	50 cycles	60 cycles	d-c	25 cycles	50 cycles	60 cycles	25 cycles	50 cycles	60 cycles	25 cycles	50 cycles	60 cycles
				High	Extra High																	
<b>30% Conductivity</b>																						
7/8"	19 No. 8	0.910	628 900	88 570	68 910	0 344	0.00258	620	0.806	0.818	0.408	0.411	0.249	0.419	0.478	0.499	0.291	0.403	0.492	0.211	0.1165	0.0271
1 1/16"	19 No. 6	0.810	498 800	48 870	58 230	7 410	0.00918	840	0.818	0.808	0.408	0.411	0.249	0.419	0.478	0.499	0.291	0.403	0.492	0.211	0.1165	0.0271
2 3/32"	19 No. 7	0.721	398 800	37 740	48 850	8 877	0.00601	470	0.486	0.499	0.249	0.252	0.157	0.267	0.318	0.337	0.207	0.285	0.354	0.150	0.0748	0.0169
3 1/32"	19 No. 8	0.662	318 700	31 040	37 690	4 650	0.00548	410	0.612	0.625	0.373	0.376	0.228	0.299	0.358	0.207	0.279	0.348	0.417	0.150	0.0748	0.0169
3 9/16"	19 No. 9	0.672	248 800	25 800	30 010	3 628	0.00477	800	0.778	0.783	0.793	0.798	0.917	0.993	1.078	1.163	0.286	0.383	0.480	0.268	0.1310	0.0108
5/8"	7 No. 4	0.618	292 200	24 780	29 430	8 324	0.00811	410	0.688	0.684	0.672	0.676	0.779	0.824	0.870	0.887	0.286	0.383	0.480	0.268	0.1310	0.0108
9/16"	7 No. 3	0.618	281 700	20 470	24 680	8 420	0.00185	860	0.827	0.836	0.848	0.847	0.981	1.020	1.050	1.009	0.287	0.384	0.481	0.269	0.1310	0.0108
1 1/2"	7 No. 6	0.486	183 800	18 890	20 480	7 710	0.00405	810	1.048	1.060	1.078	1.082	1.237	1.290	1.340	1.284	0.293	0.394	0.495	0.278	0.1310	0.0108
7/16"	7 No. 7	0.433	148 700	13 910	16 890	7 167	0.00481	370	1.118	1.125	1.131	1.138	1.260	1.317	1.378	1.267	0.290	0.391	0.492	0.278	0.1310	0.0108
3/8"	7 No. 8	0.385	118 600	11 440	13 890	7 710	0.00821	320	1.688	1.688	1.674	1.678	1.957	2.03	2.09	1.906	0.306	0.407	0.508	0.294	0.1310	0.0108
1 1/32"	7 No. 9	0.343	91 630	9 323	11 280	7 886	0.00288	300	2.09	2.10	2.11	2.11	2.48	2.58	2.61	2.461	0.311	0.412	0.513	0.311	0.1310	0.0108
5/16"	7 No. 10	0.306	72 860	7 758	9 198	7 078	0.00288	170	2.94	2.94	2.94	2.99	3.18	3.20	3.27	3.03	0.316	0.417	0.518	0.316	0.1310	0.0108
3 No. 8	3 No. 8	0.302	99 310	9 263	11 407	7 407	0.00487	320	1.926	1.921	1.936	1.938	2.29	2.31	2.34	2.38	0.286	0.387	0.488	0.287	0.1310	0.0108
3 No. 6	3 No. 6	0.349	78 780	7 619	9 756	7 168	0.00107	190	3.48	3.48	3.44	3.44	3.78	3.81	3.84	3.68	0.291	0.392	0.493	0.291	0.1310	0.0108
3 No. 7	3 No. 7	0.311	62 460	6 291	7 922	6 224	0.00288	160	5.08	5.07	5.07	5.07	5.63	5.63	5.70	5.71	0.301	0.402	0.503	0.301	0.1310	0.0108
3 No. 8	3 No. 8	0.277	49 530	5 174	6 282	7 81.5	0.00328	140	3.87	3.87	3.87	3.87	4.69	4.69	4.68	4.68	0.307	0.408	0.509	0.307	0.1310	0.0108
3 No. 9	3 No. 9	0.247	39 280	4 250	5 129	580.1	0.00288	120	4.87	4.87	4.88	4.88	5.78	5.81	5.88	5.88	0.313	0.414	0.515	0.313	0.1310	0.0108
3 No. 10	3 No. 10	0.220	31 180	3 510	4 160	460.0	0.00287	110	6.14	6.14	6.15	6.18	7.26	7.33	7.38	7.38	0.316	0.417	0.518	0.316	0.1310	0.0108
<b>40% Conductivity</b>																						
7/8"	19 No. 8	0.910	628 900	80 240	68 910	0 344	0.01174	690	0.329	0.339	0.349	0.354	0.272	0.321	0.371	0.391	0.239	0.349	0.449	0.111	0.0575	0.0121
1 1/16"	19 No. 6	0.810	498 800	41 800	58 230	7 410	0.01646	610	0.389	0.399	0.399	0.411	0.343	0.398	0.448	0.468	0.241	0.351	0.451	0.111	0.0575	0.0121
2 3/32"	19 No. 7	0.721	398 800	34 290	48 850	8 877	0.00981	820	0.368	0.378	0.388	0.400	0.482	0.490	0.549	0.569	0.247	0.357	0.457	0.111	0.0575	0.0121
3 1/32"	19 No. 8	0.662	318 700	28 380	37 690	4 650	0.00829	470	0.460	0.470	0.460	0.468	0.540	0.548	0.608	0.628	0.283	0.393	0.493	0.111	0.0575	0.0121
3 9/16"	19 No. 9	0.672	248 800	23 390	30 010	3 628	0.00789	410	0.580	0.590	0.590	0.608	0.688	0.788	0.828	0.788	0.289	0.399	0.499	0.111	0.0575	0.0121
5/8"	7 No. 4	0.618	292 200	23 310	29 430	8 324	0.00792	470	0.495	0.500	0.508	0.518	0.584	0.634	0.684	0.684	0.288	0.398	0.498	0.111	0.0575	0.0121
9/16"	7 No. 3	0.618	281 700	18 510	24 680	8 420	0.00705	410	0.620	0.628	0.636	0.640	0.780	0.848	0.848	0.848	0.291	0.391	0.491	0.111	0.0575	0.0121
1 1/2"	7 No. 6	0.486	183 800	18 330	20 480	7 710	0.00628	860	0.788	0.790	0.798	0.808	0.928	0.978	1.021	1.049	0.297	0.397	0.497	0.111	0.0575	0.0121
7/16"	7 No. 7	0.433	148 700	12 670	16 890	7 167	0.00589	810	0.948	0.954	0.964	1.008	1.170	1.220	1.271	1.291	0.298	0.398	0.498	0.111	0.0575	0.0121
3/8"	7 No. 8	0.385	118 600	10 460	13 890	7 710	0.00497	370	1.144	1.152	1.160	1.204	1.470	1.590	1.681	1.681	0.299	0.399	0.499	0.111	0.0575	0.0121
1 1/32"	7 No. 9	0.343	91 630	9 318	11 280	7 886	0.00443	320	1.388	1.378	1.384	1.388	1.691	1.919	1.978	2.00	0.298	0.398	0.498	0.111	0.0575	0.0121
5/16"	7 No. 10	0.306	72 860	7 121	9 198	7 078	0.00398	280	1.978	1.988	1.996	1.998	2.38	2.41	2.47	2.50	0.299	0.399	0.499	0.111	0.0575	0.0121
3 No. 8	3 No. 8	0.302	99 310	8 278	11 407	7 407	0.00621	320	1.448	1.460	1.468	1.487	1.788	1.798	1.778	1.788	0.299	0.399	0.499	0.111	0.0575	0.0121
3 No. 6	3 No. 6	0.349	78 780	6 254	9 756	7 168	0.00183	190	1.821	1.826	1.831	1.833	2.10	2.19	2.21	2.22	0.298	0.398	0.498	0.111	0.0575	0.0121
3 No. 7	3 No. 7	0.311	62 460	5 732	7 922	6 224	0.00482	160	2.40	2.40	2.31	2.31	2.78	2.78	2.78	2.78	0.299	0.399	0.499	0.111	0.0575	0.0121
3 No. 8	3 No. 8	0.277	49 530	4 730	7 81.5	7 81.5	0.00489	160	3.90	3.90	3.91	3.91	4.44	4.47	4.48	4.48	0.299	0.399	0.499	0.111	0.0575	0.0121
3 No. 9	3 No. 9	0.247	39 280	3 890	580.1	580.1	0.00391	140	5.35	5.36	5.36	5.36	6.38	6.37	6.40	6.41	0.299	0.399	0.499	0.111	0.0575	0.0121
3 No. 10	3 No. 10	0.220	31 180	3 221	460.0	460.0	0.00348	120	6.81	6.81	6.83	6.83	8.09	8.08	8.08	8.08	0.297	0.397	0.497	0.111	0.0575	0.0121
3 No. 12	3 No. 12	0.174	19 590	2 236	280.3	280.3	0.00276	90	7.32	7.38	7.38	7.34	9.69	9.73	9.77	9.78	0.310	0.410	0.511	0.310	0.1310	0.0108

\*Based on conductor temperature of 125°C. and an ambient of 25°C.  
 \*\*Resistance at 75°C. initial temperature, based on an ambient of 25°C. plus 50°C. rise due to heating effect of current.  
 The approximate magnitude of current necessary to produce the 50°C. rise is 75% of the "Approximate Current Carrying Capacity at 60 Cycles."