

SISTEMAS ELECTRICOS DE DISTRIBUCION

Roberto Espinoza y Lara

D-70

1a. edición: abril 1987



F
DEPI
D-70
1087
82-2

INDICE GENERAL

Capítulo 1.- CARACTERISTICAS GENERALES

Capítulo 2.- CARACTERISTICAS DE LA CARGA

Capítulo 3.- CALCULOS FUNDAMENTALES

Capítulo 4.- APLICACION DE CABLES DE ENERGIA

Capítulo 5.- TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

BIBLIOGRAFIA

1.- CARACTERISTICAS GENERALES DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION

1.1.- Antecedentes

- Definiciones
- Clasificación
- Principales elementos componentes
- Líneas primarias
- Transformadores de distribución
- Líneas secundarias
- Acometidas y medición
- Elementos componentes secundarios

1.2.- Estructuras

- Estructuras de mediana tensión
- Estructuras de baja tensión

1.3.- Líneas aéreas

- Troncal
- Ramal
- Transformadores de distribución y servicios suministrados en alta tensión.
- Configuración transformador/secundario.

1.4.- Cuestionario.

1. CARACTERISTICAS GENERALES DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION

1.1 Antecedentes

Definición

Un sistema de distribución eléctrica es el conjunto de elementos encargados de suministrar la energía desde una subestación de potencia hasta el usuario. La función de la Red de Distribución es tomar de la fuente la energía eléctrica en bloque y distribuirla a los usuarios en los niveles de tensión normalizados y en las condiciones de seguridad exigidas por los reglamentos. Figura 1.1.

Aunque los sistemas de distribución han sido siempre parte esencial de cualquier proyecto de generación y venta de energía eléctrica, su diseño fue considerado por muchos años, más un arte que una ciencia.

Es reciente, sobre todo en los países en desarrollo, cómo se ha hecho palpable la necesidad de aplicar una cuidadosa tecnología eléctrica, destacándose en este último decenio el uso, tanto de las computadoras analógicas como digitales, a la solución de los problemas, cada vez más complejos, de la Ingeniería de Distribución.

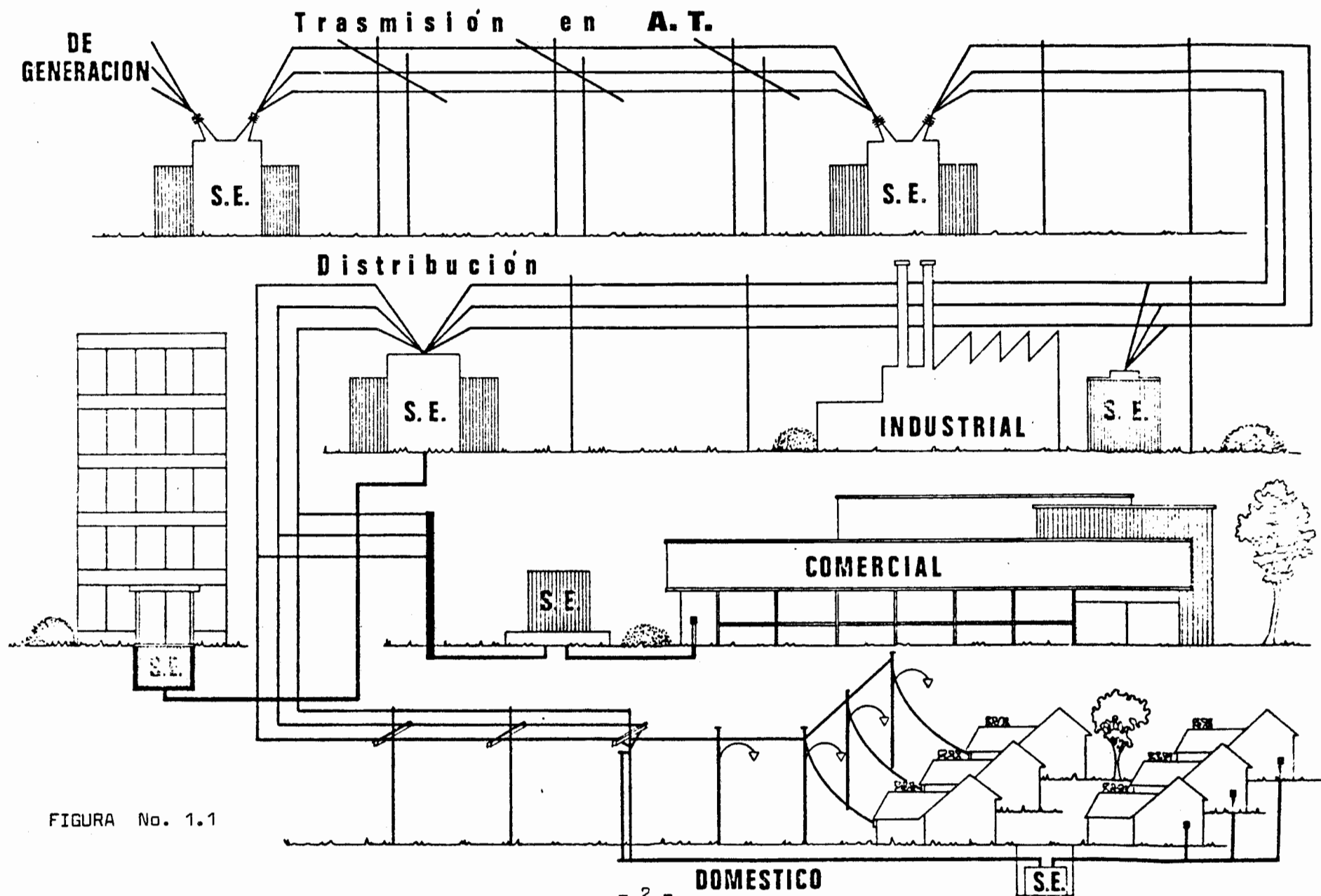


FIGURA No. 1.1

La Red de Distribución debe proyectarse de modo que pueda ser ampliada progresivamente, con escasos cambios en las construcciones existentes tomando en cuenta ciertos principios económicos, con el fin de asegurar un servicio adecuado y continuo para la carga presente y futura, al mínimo costo de operación.

Clasificación

En función de su construcción se pueden clasificar en:

- Sistemas aéreos
- Sistemas subterráneos
- Sistemas mixtos

Principales elementos componentes

Los principales elementos componentes de un sistema de distribución son:

- Líneas primarias
- Transformadores de distribución
- Líneas secundarias
- Acometidas
- Equipos de medición

Líneas primarias

Son las encargadas de llevar la energía desde las subestaciones de potencia hasta los transformadores de distribución. Los conductores van apoyados en poste cuando se trata de instalaciones aéreas, y en conductos o directamente enterrados cuando se trata de instalaciones subterráneas.

Los componentes de una línea primaria son:

a) Troncal

b) Ramal

a) Troncal. Es el tramo de mayor capacidad del alimentador que transmite la energía desde la subestación de potencia a los ramales. En los sistemas de distribución, estos conductores son de calibres gruesos: 336, 556 y hasta 795 MCM, ACSR (calibre de aluminio con alma de acero), dependiendo del valor de la densidad de carga.

b) Ramal. Es la parte del alimentador primario energizado a través de un troncal, en el cual van conectados los transformadores de distribución y servicios particulares suministrados en mediana tensión. Normalmente son de calibre menor al troncal.

Los alimentadores primarios normalmente se estructuran en forma radial; en un sistema de este tipo, la forma geométrica del alimentador semeja la de un árbol en el que el grueso de la energía se transmite a lo largo de una troncal, derivándose a la carga a lo largo de los ramales. Ver figura 1.12

Las redes primarias, por el número de fases e hilos, se pueden clasificar en:

Trifásicas tres hilos

Trifásicas cuatro hilos

Monofásicas dos hilos -

Monofásicas un hilo -

Las redes primarias trifásicas con tres hilos requieren una menor inversión inicial, en lo que a material de la línea se refiere; sin embargo, debido a que estos sistemas tienen un coeficiente de aterrizamiento mayor que uno trifásico cuatro hilos, permiten que los equipos que se instalen en estos sistemas de distribución tengan niveles de aislamiento mayores con costos mayores. Una característica adicional de estos sistemas es que los transformadores de distribución conectados a estas líneas son de neutro flotante en el lado primario. Por lo que se refiere a detección de fallas de fase a tierra, en estos sistemas es más difícil detectar estas corrientes, en comparación con los sistemas trifásicos 4 hilos, ya que al ser mayor la impedancia de secuencia cero de las líneas, las corrientes de falla son menores. Estas redes se utilizan en zonas urbanas.

Las redes primarias trifásicas con cuatro hilos requieren una mayor inversión inicial, ya que se agrega el costo del cuarto hilo (neutro) al de los tres hilos de fase; sin embargo, debido a que estos sistemas tienen un coeficiente de aterrizamiento menor ~~que~~ la unidad, los equipos que se conecten a estas líneas requieren de un menor nivel de aislamiento con menor costo de inversión. Estos sistemas se caracterizan porque a ellos se conectan transformadores con el neutro aterrizado a tierra en el devanado primario y transformadores monofásicos cuya tensión primaria es la de fase a neutro. En estos sistemas es más fácil detectar las corrientes de falla de fase a tierra, ya que estos pueden regresar por el hilo neutro. Estas redes se utilizan en zonas urbanas.

Las redes primarias monofásicas de dos hilos se originan de redes trifásicas; de hecho son derivaciones de líneas trifásicas 3 hilos que sirven para alimentar transformadores monofásicos que reciben la tensión entre fa

ses en el devanado primario. Este sistema es usado en zonas rurales o en zonas de baja densidad de carga.

Las redes primarias monofásicas de un hilo son derivaciones de redes trifásicas que permiten alimentar transformadores monofásicos, usándose estas redes en zonas rurales, debido a la economía que representan en costo.

Transformadores de distribución

Los transformadores de distribución son los equipos encargados de cambiar la tensión primaria a un valor menor, de tal manera que el usuario pueda utilizarla sin necesidad de equipos e instalaciones costosas y peligrosas. En sí, el transformador de distribución es la liga entre la red primaria y la red secundaria.

La capacidad del transformador se selecciona en función de la magnitud de la carga, debiéndose tener especial cuidado en considerar los factores que influyen en ella, tales como el factor de demanda y el factor de coincidencia.

El número de fases del transformador es función del número de fases de la alimentación primaria y del número de fases de los elementos que componen la carga. En muchas ocasiones, la política de selección del número de fases de los transformadores de distribución que decida emplear una compañía, señala el número de fases que deben tener los motores que se conecten en el lado secundario de los transformadores, dictando así una política de desarrollo de fabricación de motores en una cierta zona de un país o

en un país entero

La magnitud del porcentaje de impedancia de un transformador afecta la regulación de la tensión y el valor de las corrientes de corto circuito que fluyen por los devanados ante fallas en la red secundaria. A menores valores de impedancia mayores valores de regulación y de corrientes de corto circuito; es por esto que el valor del porcentaje de impedancia se debe seleccionar tratando de encontrar un punto económico de estos dos factores, debiéndose tomar en cuenta que la calidad de tensión que se entrega a los usuarios se puede variar con los cambiadores de derivación de que normalmente se provee a un transformador.

La conexión del transformador trifásico es uno de los puntos de mayor interés cuando se trata de seleccionar un transformador para una red de distribución de energía eléctrica. Las opciones que se le presentan al ingeniero son, en forma general, entre seleccionar transformadores con neutro flotante o con neutro aterrizado. El transformador con neutro flotante es una necesidad cuando el sistema primario es trifásico tres hilos y el de neutro aterrizado cuando se trata de un sistema trifásico cuatro hilos. Al utilizar transformadores conectados en delta en el lado primario se disminuye el riesgo de introducir corrientes armónicas de orden impar (especialmente en tercer orden) a las líneas primarias y se incrementa el riesgo de tener sobretensiones por fenómenos de ferorresonancia en el transformador. Estas sobretensiones se vuelven especialmente críticas en redes subterráneas de distribución. Al seleccionar transformadores conectados en estrella con neutro aterrizado, se introducen corrientes armónicas de orden impar en los circuitos primarios y se disminuye grandemente la posibilidad de que se presenten sobretensiones por fenómenos de ferro-

rresonancia.

Por lo que se refiere a las conexiones en el lado secundario de los transformadores trifásicos, normalmente son estrella con neutro aterrizado y cuatro hilos de salida. Esto permite tener dos niveles de tensión para alimentar cargas de fuerza y alumbrado, detectar las corrientes de falla de fase a tierra, equilibrar las tensiones al neutro ante cargas desbalan^{ceadas} y como una medida de seguridad al interconectarse con el tanque del transformador. Las conexiones con neutro aislado, en los devanados de baja tensión de los transformadores trifásicos, no es muy favorecida por las sobretensiones que se presentan al tener dos fallas en dos fases diferentes en el circuito de baja tensión.

En los transformadores monofásicos, la conexión que presenta más popularidad es la de tres hilos, dos de fase y un neutro en el centro del devanado. Esta conexión también se le conoce como conexión EDISON, por haber sido copiada del sistema en corriente directa con que Tomas A. Edison realizó el primer sistema de distribución en Nueva York en el año de 1882.

Líneas secundarias

Las líneas secundarias distribuyen la energía desde los transformadores de distribución hasta las acometidas a los usuarios.

En la mayoría de los casos estos circuitos son radiales, salvo en las redes subterráneas malladas (comúnmente conocidas como redes automáticas) en las que el flujo de energía no siempre sigue la misma dirección. Los sistemas secundarios de distribución, por el número de hilos, se pueden

clasificar en:

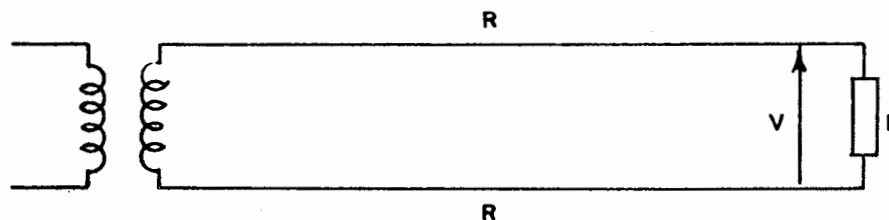
1. Monofásicos dos hilos
2. Monofásicos tres hilos
3. Trifásicos cuatro hilos

Para conocer las ventajas técnicas y económicas inherentes a los sistemas de distribución secundaria se deben realizar estudios comparativos que esclarezcan estos méritos y permitan seleccionar el sistema más adecuado a las necesidades del caso.

A continuación se realiza una comparación muy simple para determinar cuál es el sistema eficiente desde el punto de vista de pérdidas. En este estudio se supone que los conductores tienen la misma resistencia, que la carga y la tensión son las mismas, por consiguiente el aislamiento es el mismo en los tres casos.

Sistema monofásico dos hilos

Este sistema se alimenta de un transformador monofásico con un secundario de sólo dos hilos, como se muestra a continuación:



En este caso la potencia de la carga es "P", la tensión en el extremo de la carga es "V" y la resistencia de los conductores es "R".

La corriente de línea, considerando que la carga tiene un factor de potencia igual a $\cos \phi$ es:

$$I = \frac{P}{V \cos \phi}$$

Las pérdidas Per:

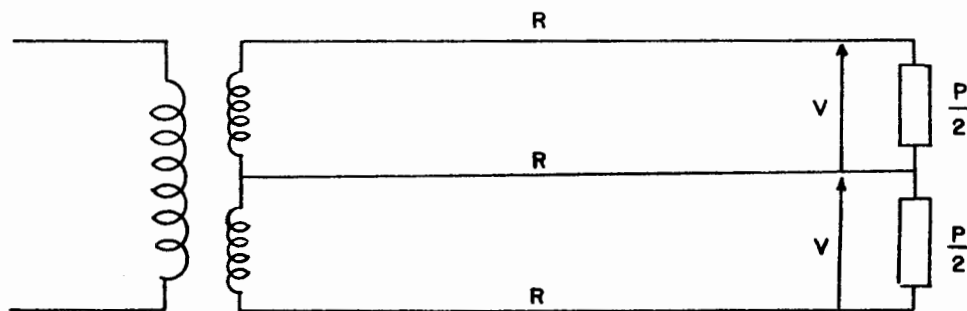
$$\text{Per} = 2RI^2 = \frac{2RP^2}{V^2 \cos^2 \phi}$$

haciendo el cociente $RP^2/V^2 \cos^2$ igual a una constante, el valor de las pérdidas es:

$$\text{Per} = 2k$$

Sistema monofásico tres hilos

Este sistema se alimenta de un transformador monofásico con un secundario del que salen tres hilos, con el hilo neutro derivándose del centro del devanado, como se muestra a continuación:



En este caso la potencia de la carga se equilibra entre los dos hilos de fase y el neutro, la tensión en el extremo de la carga es "V" y la resistencia de los tres conductores es "R".

La corriente de línea, considerando que la carga tiene un factor de potencia igual a $\cos \phi$ es:

$$I = \frac{P}{2V \cos \phi}$$

El valor de las pérdidas P_{er} :

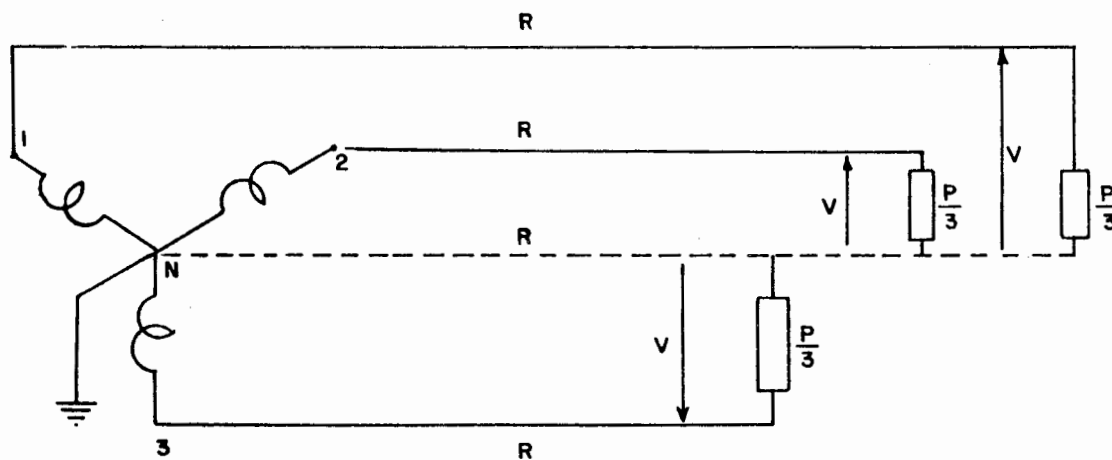
$$P_{er} = 2RI^2 = \frac{RP^2}{2V^2 \cos^2 \phi}$$

haciendo el cociente $RP^2/V^2 \cos^2 \phi = k$, el valor de las pérdidas es:

$$P_{er} = \frac{k}{2}$$

Sistema trifásico cuatro hilos

Este sistema se alimenta de un transformador trifásico con un devanado secundario del que salen cuatro hilos, con el hilo neutro derivándose del punto de conexión de los devanados, como se muestra a continuación:



En este caso la potencia de la carga se equilibra entre los tres hilos de fase y el neutro, la tensión en el extremo de la carga es "V" y la resistencia de los cuatro conductores es "R".

La corriente de línea, considerando que la carga tiene un factor de potencia igual a $\cos \phi$ es:

$$I = \frac{P}{3V \cos \phi}$$

El valor de las pérdidas Per

$$\text{Per} = 3RI^2 = \frac{RP^2}{3V^2 \cos^2 \phi}$$

haciendo el cociente $RP^2/V^2\cos^2 = k$, el valor de las pérdidas es:

$$\text{Per} = \frac{k}{3}$$

Evidentemente el sistema trifásico cuatro hilos permite distribuir la energía con mayor eficiencia que los demás, sin embargo, como se mencionó en un principio, este análisis es muy sencillo y para hacerlo más completo es necesario introducir otros factores tales como costo de los transformadores, costo de los conductores, regulación, etc.

Acometidas y medición

Las acometidas, junto con el equipo de medición, son las partes que ligan al sistema eléctrico de la empresa suministradora con las instrucciones al usuario.

Las acometidas se pueden proporcionar a la tensión primaria o a la tensión secundaria; esto depende de la magnitud de la carga del cliente. La medición se puede hacer igualmente en baja tensión dependiendo del tipo de acometida.

Elementos componentes secundarios

Entre los elementos componentes secundarios de una red de distribución se tienen:

- Cuchillas
- Reactores
- Interruptores
- Capacitores
- Fusibles
- Restauradores
- Seccionadores

1.2. Estructuras.

La selección de la estructura adecuada para el desarrollo de un Sistema de Distribución juega un papel muy importante en la planeación, ya que influirá no sólo en la operación sino en su costo y confiabilidad a través de la vida útil de la red.

El conocimiento veraz de la mayor cantidad de parámetros posibles que se deben hacer intervenir en la planeación de este tipo de redes, facilitará la selección de la estructura adecuada. Algunos de estos parámetros son:

- . Densidad de la carga
- . Tipo de carga: Residencial , Comercial, Industrial o Mixta
- . Localización geográfica
- . Area o forma geométrica de la expansión de la carga
- . Costo
- . Continuidad o confiabilidad requerida por los consumidores
- . Operación
- . Tasa de crecimiento
- . Mano de obra disponible tanto para la construcción como para operación de la red

En cuanto su operación, existen sólo dos tipos fundamentales de redes de distribución:

Radial y paralelo.

Por definición, un sistema de operación radial es aquel en que el flujo de energía tiene una sola trayectoria de la fuente a la carga, de tal manera que una falla en cualquier componente de la red produce una interrupción en los servicios.

Los sistemas de operación en PARALELO cuentan con más de una trayectoria del flujo de energía que alimenta a los consumidores; la operación en paralelo es, sobre todo, utilizada en redes de baja tensión en nuestro país debido a la complejidad en su operación y costo.

Estructuras de Mediana Tensión SUBTERRANEAS.

En forma general podemos enumerar las estructuras de M.T. empleadas en nuestro país como sigue:

- . Radial
- . Anillo
- . Doble alimentación
- . Alimentadores selectivos

Radial

Esta estructura se constituye con cables troncales que salen en forma radial de la S.E. y con cables transversales que ligan estas troncales. En grandes redes radiales de M.T. que alimentan zonas urbanas importantes, se debe buscar la posibilidad de interconexión entre las troncales de esta red, con el objeto de minimizar el tiempo de interrupción de los usuarios, facilitar la operación y, por ende, dar la flexibilidad a la red; un ejemplo de esta estructura se presenta en la figura 1.2.

Cuando se decida la posibilidad de esta alternativa de interconexión, deben seleccionarse calibres de la misma sección para evitar en lo posible la sobrecarga de los cables transversales o subtroncales.

La aplicación de este tipo de estructuras es recomendable en zonas extendidas con altas densidades de carga (15 a 20 MVA/km^2) y tasas de

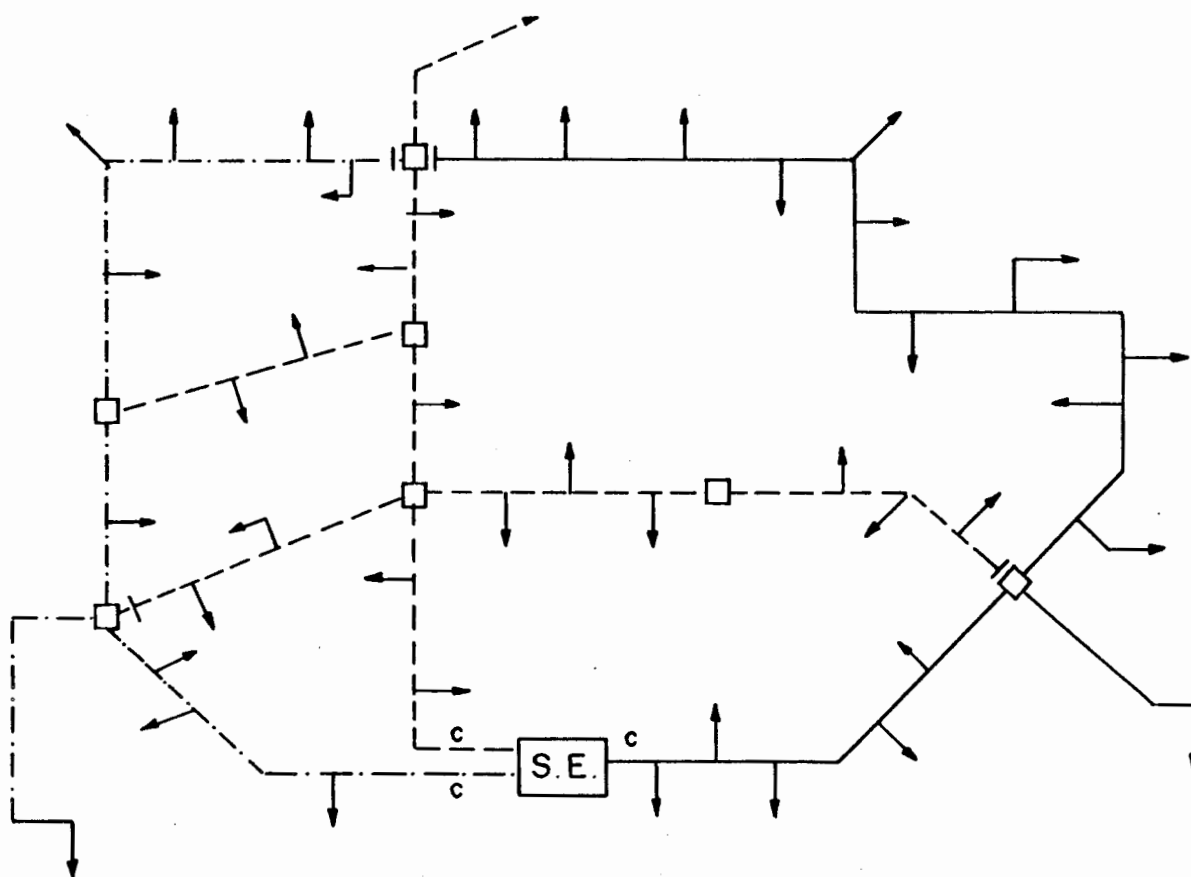


FIGURA 1-2 -- SECCIONAMIENTO DE UNA ESTRUCTURA RADIAL SUBTERRANEA

crecimiento importantes.

En operación normal, cada alimentador lleva una carga C funcionando en forma radial, operando normalmente abiertos todos los elementos de seccionamiento con los que cuenta la estructura. En caso de emergencia, los alimentadores deberán soportar cargas adicionales por lo que se recomienda tener cuidado en la selección del calibre de las subtruncas, tal como se mencionó en párrafos anteriores.

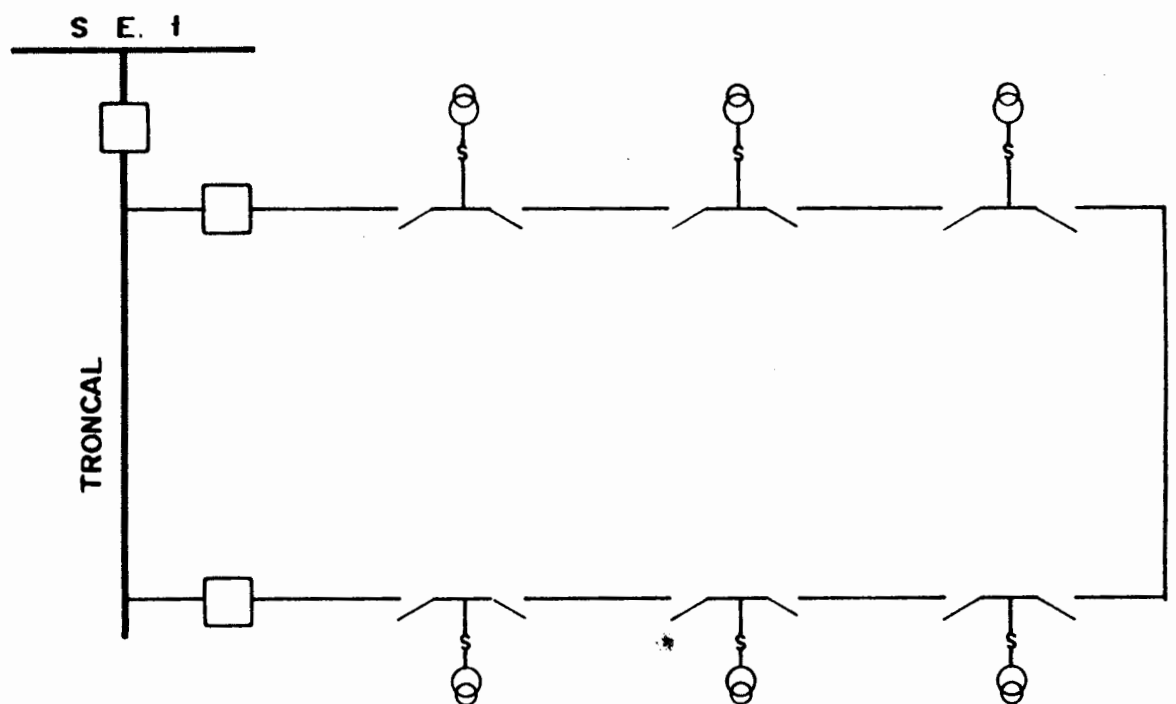
Anillo

Esta estructura se constituye como se aprecia en la figura 1.3 a base de bucles de igual sección, derivados de una o más fuentes de alimentación, siendo éstas generalmente circuitos de líneas aéreas.

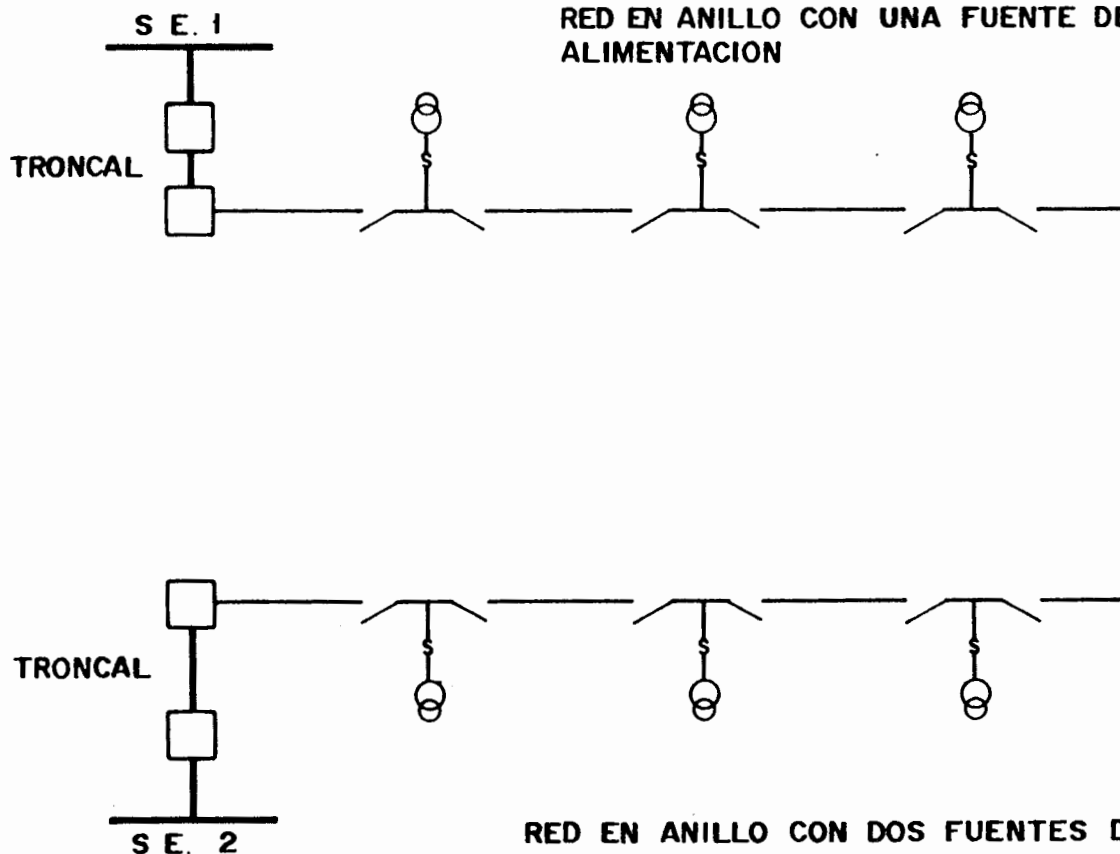
La aplicación de este tipo de estructuras es recomendable en zonas de densidad de carga entre 5 a 15 MVA/Km² y en donde el aumento o tasa de crecimiento es pequeño. Como ejemplo de estos casos se encuentran las electrificaciones subterráneas de zonas residenciales o conjuntos habitacionales.

Doble alimentación

La aplicación de este tipo de estructuras se lleva a cabo preferentemente en zonas con grandes cargas puntuales, tales como cargas industriales, turísticas o comerciales, las cuales generalmente presentan un área de expansión alargada, v. gr., una zona turística desarrollada preferentemente sobre un malecón.



RED EN ANILLO CON UNA FUENTE DE ALIMENTACION



RED EN ANILLO CON DOS FUENTES DE ALIMENTACION

FIGURA 1-3 ESTRUCTURA EN ANILLO CON UNA O DOS FUENTES DE ALIMENTACION

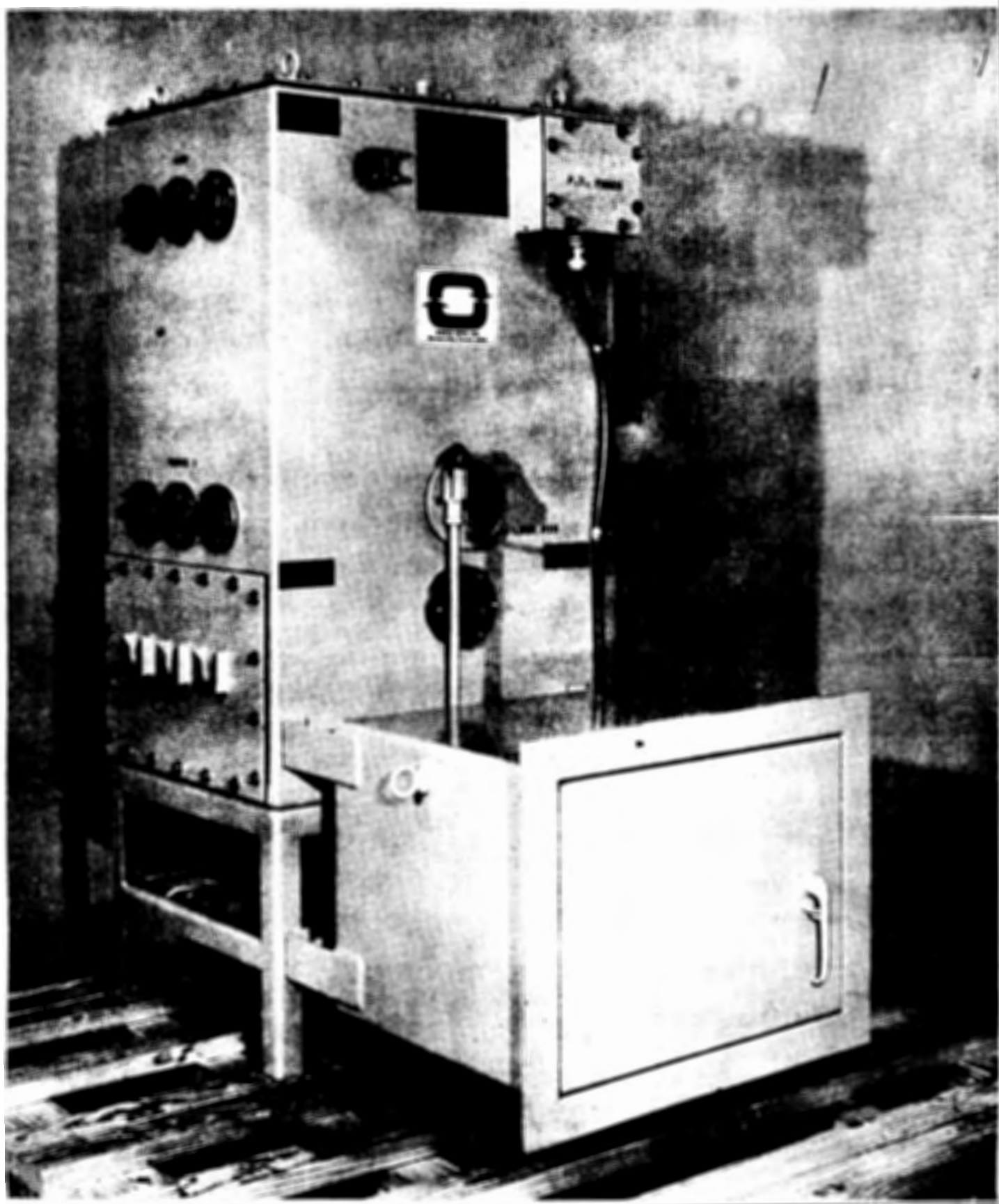
La disposición de los cables troncales se hace por pares de la misma sección, no existiendo en este caso subtroncales o enlaces, sino simplemente derivaciones a los servicios. Las densidades en donde se emplean estas estructuras fluctúan en un amplio rango que va desde los 5 a los 30 MVA/km² ya que para este caso de aplicación más que la densidad de la zona, se torna significativa la continuidad o confiabilidad que la red debe ofrecer al usuario.

La operación se hace con base en un esquema de alimentadores preferentes y emergentes con transferencias manuales o automáticas, siguiendo el principio de cambio de alimentación, es decir, al salir el alimentador preferente, la energía deberá fluir por el emergente, transferencia que en el caso de equipo automático sólo tomará unos cuantos ciclos efectuarla, perturbando al consumidor en forma poco significativa.

En la figura 1.4 se presenta el desarrollo de este tipo de estructuras, y en la figura 1.5 un equipo de transferencia usado en este tipo de redes.

Alimentadores selectivos

La implantación de este tipo de estructuras es recomendable para zonas de rápido crecimiento y densidades mayores de 15 MVA/km² y cuya expansión o área servida es considerable. A diferencia de la red radial urbana esta estructura es aplicada en zonas cuyo crecimiento de carga es marcadamente vertical, es decir, zonas de edificios altos y por ende, grandes concentraciones de carga.



**FIGURA 1.5 INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA AUTOMATICA DE CARGA
CLASE 15 KV.**

Esta red se constituye por cables troncales de la misma sección que salen preferentemente de SE's diferentes; de estas troncales se derivan ramales o subtroncales que las enlazan siguiendo el principio de doble alimentación, energizando a lo largo de su recorrido transformadores o bóvedas que se instalan generalmente en los mismos puntos de carga.

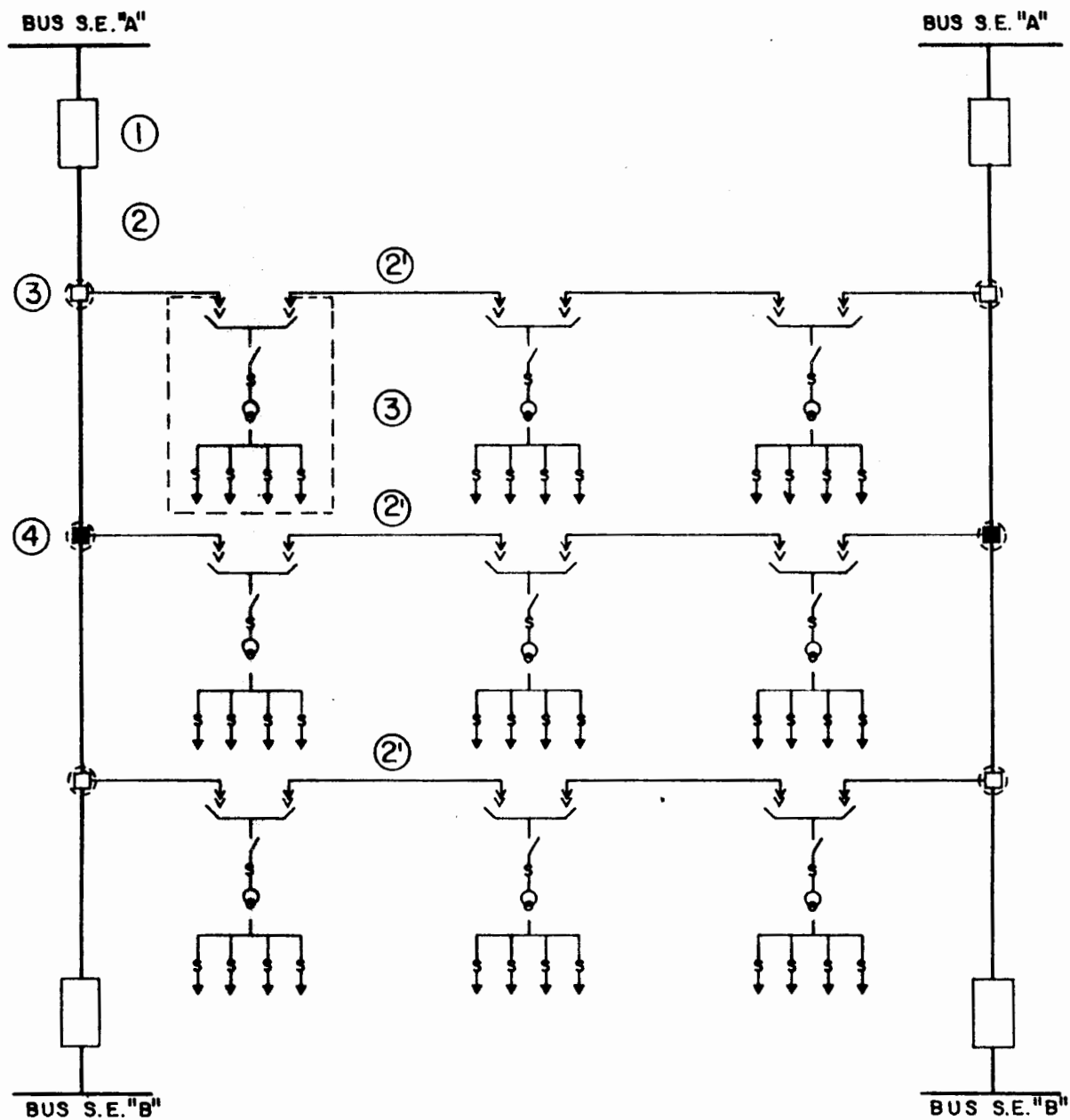
En condiciones normales de operación, los transformadores son alimentados por las subtroncales con un punto normalmente abierto que permite balancear la carga y operar la red en forma radial. Cuando ocurre una falla en la troncal o subtroncal, los dispositivos de seccionamiento, instalados generalmente en los mismos transformadores, permiten efectuar los movimientos de carga necesarios, transfiriendo los transformadores al alimentador troncal adyacente. Este tipo de estructura, debido a su flexibilidad y costo, ha tenido una rápida expansión en los últimos años; en la figura 1.6 se puede observar un esquema simplificado de esta red.

Estructuras de baja tensión

De manera general, podemos dividir las estructuras de las redes de baja tensión en tres grandes tipos:

- . Radial simple
- . Radial interconectada
- . Malla o Red automática en B.T.

Al igual que los sistemas de M.T., también estas redes siguen en general manteniendo los mismos principios de operación; sin embargo, existe una gran diferencia entre ellos, la cual afecta considerablemente su diseño, ya que en estos circuitos es posible trabajar con potencial o energía



- 1 INTERRUPTOR EN LA S.E. DE DISTRIBUCION
- 2 CABLE 23 PT 2' CABLE 23 TC
- 3 INTERRUPTOR TRIPOLAR PARA OPERACION CON CARGA
- 4 DERIVACION DE TRES VIAS DE TIPO MODULAR

FIG.- I. 6 ALIMENTADORES SELECTIVOS

zados, lo cual, teniendo las debidas precauciones, dota al sistema de una mayor flexibilidad.

Radial simple

En esta red cada subestación alimenta zonas por separado, debiendo ser los cables secundarios de un calibre adecuado a la carga por alimentar, en este caso; una falla en un secundario afectará a todos los consumidores conectados a ese ramal, o una falla en la subestación afectará a todos los consumidores conectados a ésta.

Aun en este arreglo es posible tener un grado de seccionalización, ya que, si es posible trabajar con potencial, el tramo de cable dañado puede ser seccionado y tratar, mientras éste es reparado, de alimentar al resto de los consumidores. En la figura 1.7 se muestra una parte de este tipo de redes de baja tensión donde se puede observar que la protección se logra por medio de fusibles de B.T.; en algunas ocasiones, se cuenta también con interruptores termomagnéticos instalados en los mismos transformadores, sin embargo, esto tiene el inconveniente de que cualquier falla en uno de los circuitos de B.T. o una sobrecarga en el transformador dejará sin servicio a todos los consumidores.

Es recomendable implementar este tipo de estructuras en zonas habitacionales o zonas comerciales de poca importancia.

Radial interconectada

El desarrollo de este tipo de redes es similar al anterior, sin embargo, en este caso es posible transferir por medio de equipos de seccio-

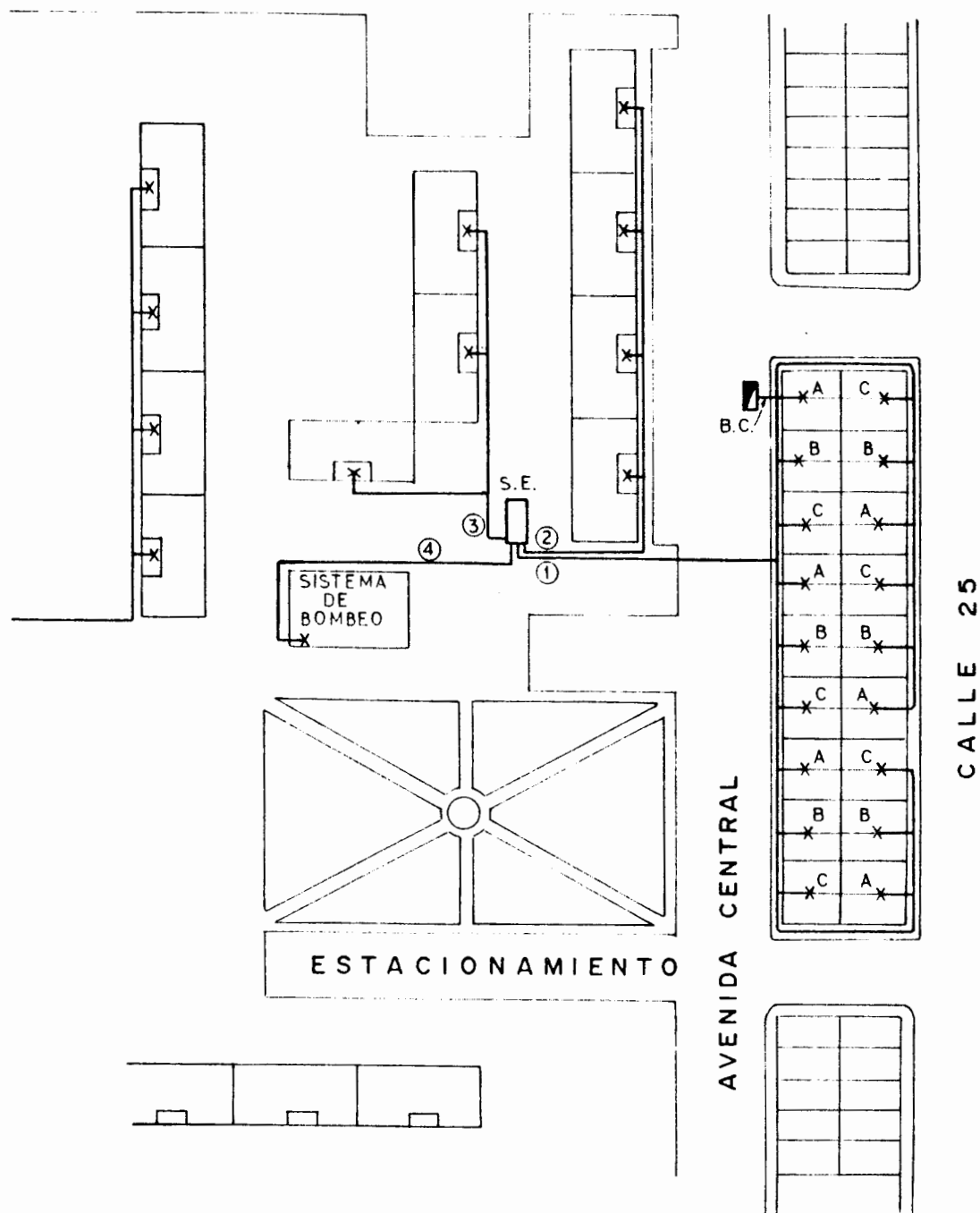


FIGURA 1-7 ESTRUCTURA RADIAL SIMPLE

namiento parte o toda la carga alimentada por una S.E, ya sea por falla, desbalance o simplemente por mantenimiento.

En la figura 1.8 se muestra el equipo utilizado para seccionamiento.

Al efectuar las interconexiones debe tenerse cuidado de que la secuencia de fases en todos los transformadores sea la misma, a fin de que al hacer las transferencias de carga la secuencia no sea invertida y los consumidores se vean afectados.

La protección que se utiliza en esta red es también a base de fusibles que deberán tener la capacidad adecuada a la carga que esté alimentando cada circuito. En la figura 1.9 se muestra una estructura de este tipo.

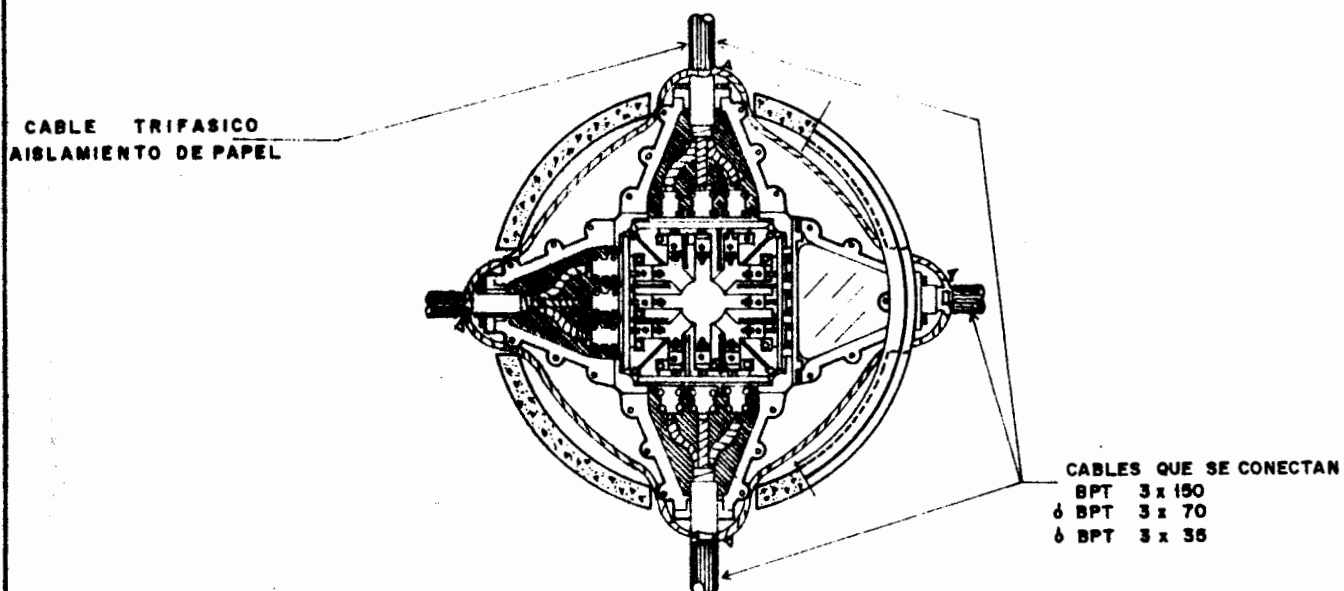
Malla o red automática en B.T.

Este sistema de distribución es la solución adoptada en las principales ciudades del mundo, ya que ofrece una confiabilidad muy alta comparada con todas las estructuras antes mencionadas, y garantiza un servicio prácticamente continuo a los usuarios, aun en el caso de presentarse fallas en M.T. o B.T. del sistema.

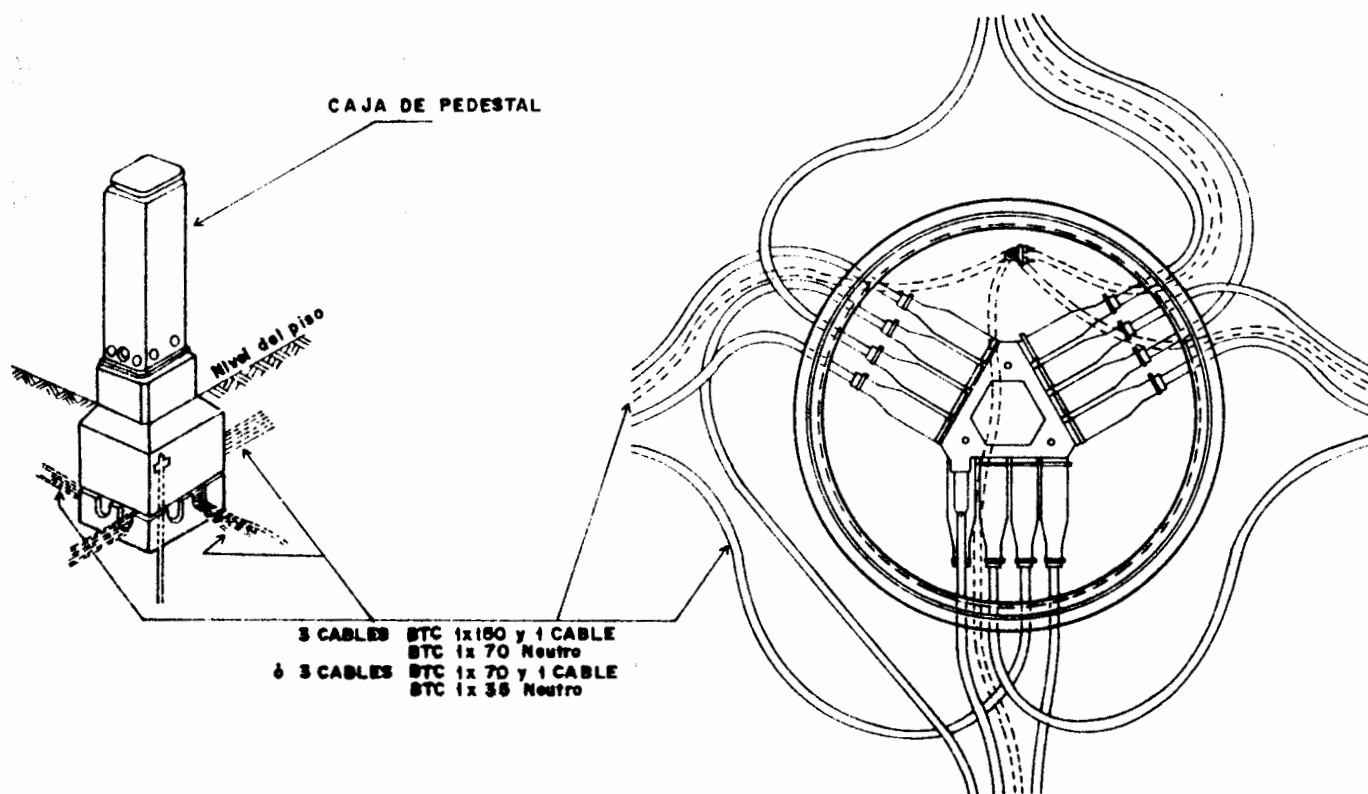
La estructura mallada debe ser implantada en zonas de densidades mayores a los 30 MVA/km² y en donde la carga se encuentre uniformemente repartida a lo largo de las calles.

Los componentes básicos de la red se indican en el diagrama de la fi

FIGURA 1.8.- EQUIPO DE SECCIONAMIENTO PARA ESTRUCTURAS DE B.T. RADIALES INTERCONECTADAS



a).- CAJA DE SECCIONAMIENTO PARA REDES CON AMARRES EN BAJA TENSION
CABLE TRIFASICO AISLAMIENTO DE PAPEL



b).- CAJAS O BUSES DE SECCIONAMIENTO PARA REDES CON AMARRES EN BAJA TENSION CABLES MONOFASICOS AISLAMIENTO EXTRUIDO

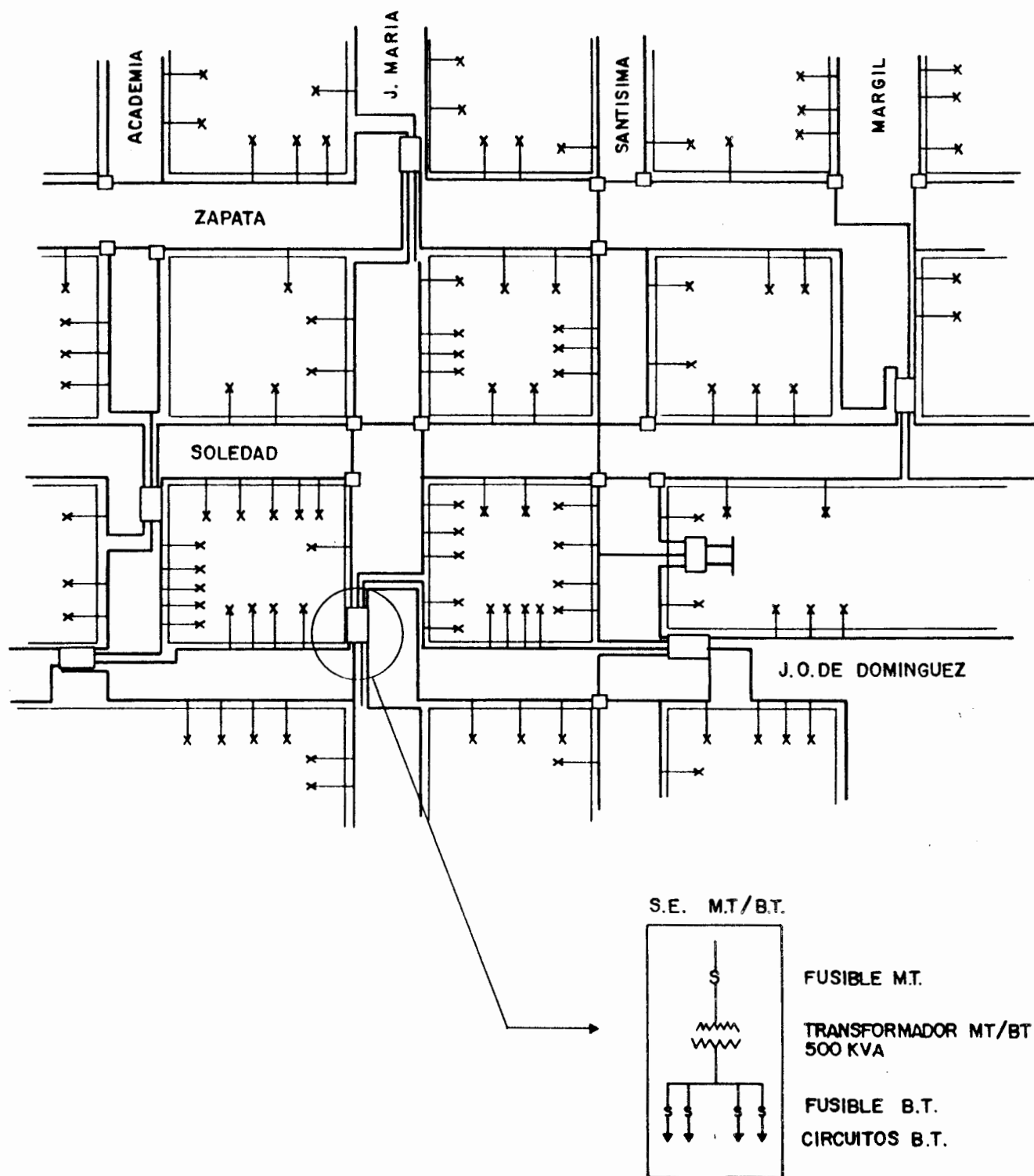


FIG.-1.9 ESTRUCTURA DE BAJA TENSION CON SECCIONAMIENTO

gura 1.10 . Una sola fuente de potencia es el punto de alimentación de dos o más alimentadores radiales sin enlace entre ellos. Estos alimentadores troncales llegan hasta la zona de carga de la red, abriéndose en forma anular por medio de seccionadores, en ramales que alimentan directamente a los transformadores. Los transformadores de red están conectados en M.T. de tal manera que queden alimentados por ramales diferentes; este arreglo es con el fin de que, al existir un disturbio en uno de éstos, no disminuya la regulación y la carga del alimentador en disturbio sea absorbida a través de la red secundaria alimentada por los transformadores conectados a los ramales restantes. Por esta razón, el diseño de los alimentadores en M.T. debe ser tal que permita absorber el aumento de carga cuando uno de éstos falla. En la figura 1.11 se muestra gráficamente este concepto.

Un dispositivo desconectador denominado protector de red es instalado en el lado secundario de cada transformador. Este interruptor tiene como finalidad principal evitar el retorno de energía de la red de B.T. en caso de falla en algún ramal o troncal del lado de M.T., desconectando inmediatamente todos los transformadores conectados a ese alimentador. Una vez reparada la falla al energizar el troncal de ese alimentador a través del interruptor de potencia de la S.E., todos los protectores deberán cerrar automáticamente, reintegrando los transformadores a la malla de B.T. Es conveniente hacer notar aquí que en este caso ningún consumidor se ve afectado por una falla en el lado de M.T. Cuando ocurre una falla en B.T., el cortocircuito es alimentado por todos los transformadores de la red debido a que la malla de B.T. se encuentra sólidamente conectada, pudiéndose obtener valores de corriente de falla considerables (más de 20 000 Amp.) suficientes para evaporar en el punto de falla el cobre de

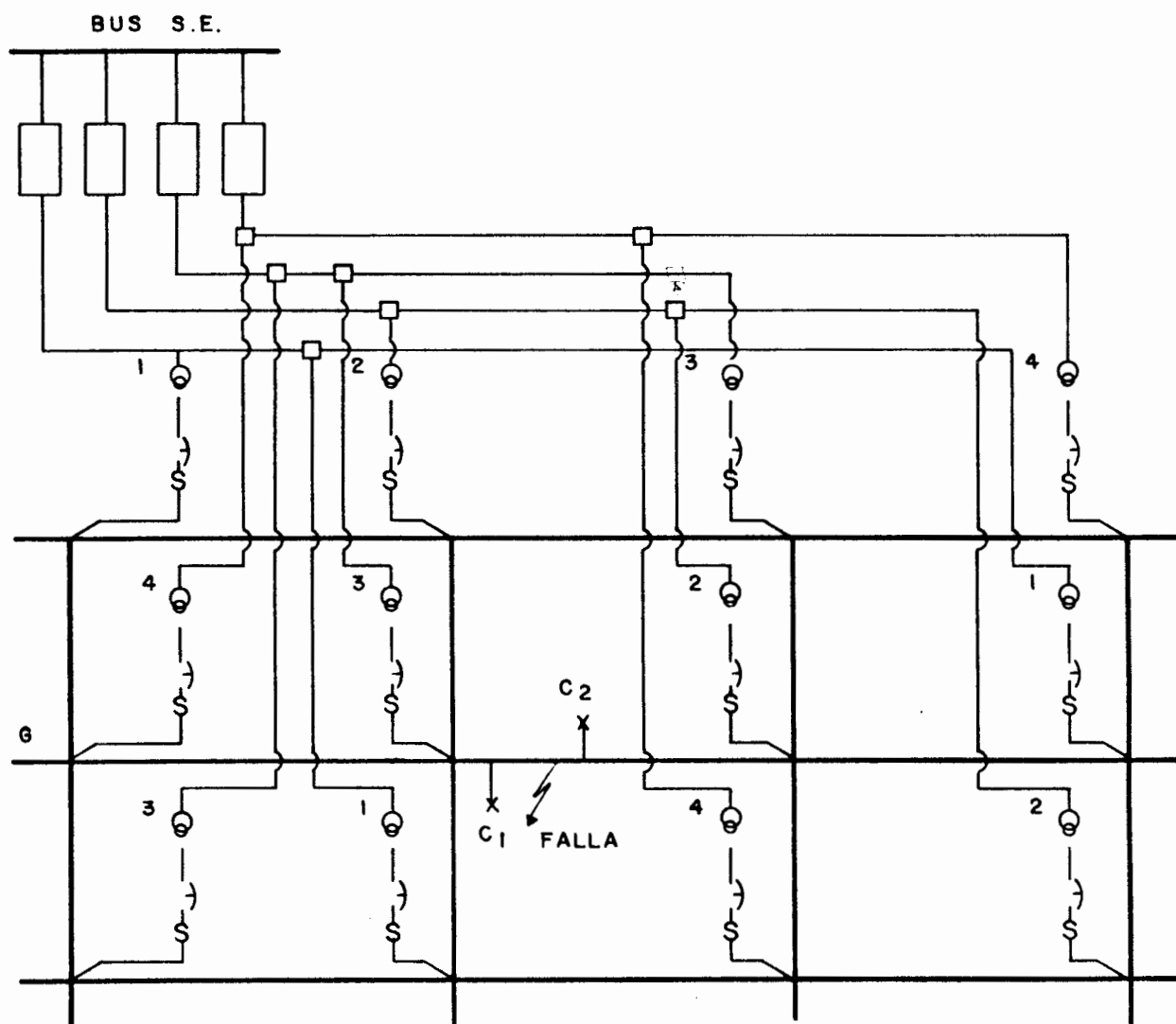
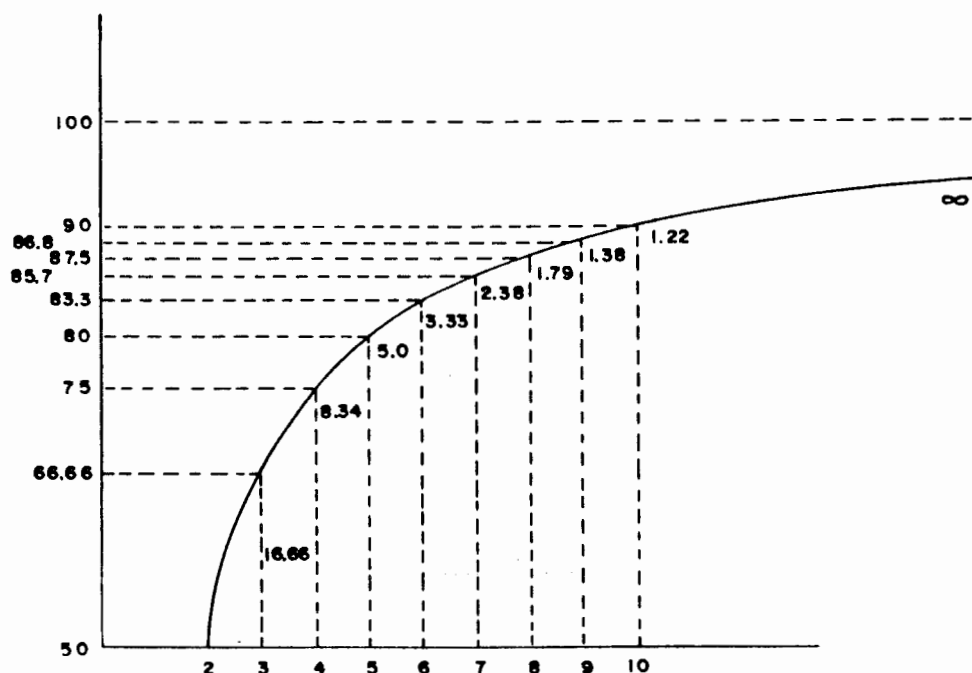


FIG. I.10.- RED MALLADA DE BAJA TENSION

los conductores, trozándose el cable y aislando la falla sin provocar tan poco en este caso ninguna interrupción a los usuarios, es decir, debido al paralelismo que existe en la red, los consumidores C_1 y C_2 que se muestran en la figura 1.10 no resultarán afectados.

Como podemos concluir de los párrafos anteriores, esta estructura resulta sumamente conveniente para el caso de alimentación a zonas urbanas densas cuya carga requiere de una continuidad extrema, sin embargo, antes de la implantación de este tipo de estructuras se recomienda en forma enfática, hacer un estudio económico profundo que permita llevar a buen término el proyecto.



CONSIDERANDO :

2 ALIMENTADORES :	$I_2 = 100 \% \frac{2-1}{2} = 50 \%$
3 " :	$I_3 = 100 \% \frac{3-1}{3} = 66.66 \%$
4 " :	$I_4 = 100 \% \frac{4-1}{4} = 75 \%$
5 " :	$I_5 = 100 \% \frac{5-1}{5} = 80 \%$
6 " :	$I_6 = 100 \% \frac{6-1}{6} = 83.33 \%$
7 " :	$I_7 = 100 \% \frac{7-1}{7} = 85.71 \%$
8 " :	$I_8 = 100 \% \frac{8-1}{8} = 87.5 \%$
9 " :	$I_9 = 100 \% \frac{9-1}{9} = 88.88 \%$
10 " :	$I_{10} = 100 \% \frac{10-1}{10} = 90 \%$

FIG. I.II.- REPARTO DE CARGA EN LOS ALIMENTADORES TRONCALES DE M.T. DE UNA RED MALLADA

1.3 Líneas aéreas

Troncal

Definición

Es el tramo de mayor capacidad del alimentador que transmite la energía desde la subestación primaria a los ramales y a los transformadores de distribución y servicios particulares suministrados en alta tensión, conectados directamente a la misma.

Tipo

Alimentador radial (o de árbol). Es el tipo más sencillo de todos los esquemas de distribución de energía (a saber: anillo, red, doble circuito, etc.). Proporciona una sola trayectoria a la energía. En general, es el tipo más económico; pero, en cambio, su confiabilidad es la menor de todas, ya que el servicio se verá interrumpido en cuanto falla alguno de sus elementos en serie. Para aumentar la confiabilidad, se establece el mayor número posible de ligas o "amarres" con los alimentadores vecinos, mediante un equipo de interrupción (cuchillas, interruptores en aire, etc.) que debe operar permanentemente abierto. El objeto de este tipo de circuito es múltiple, pudiéndose señalar entre lo más importante, aparte del menor costo inicial, el mejor control de la carga, la facilidad de las maniobras para proporcionar licencias, el menor valor del corto circuito, etc.

Estructura

Se debe procurar que el conjunto de las troncales de los alimentadores

de una red primaria de distribución forme una estructura. Esto significa que dicho conjunto posea un principio organizativo, es decir, que no sea producto ni del capricho, ni de la anarquía; se puede resumir que:

- Las troncales deben formar mallas, operando siempre abiertas.
- Cada malla debe tener una carga instalada del orden de 3 MVA (entre transformadores de distribución y subestaciones particulares).
- Por lo menos uno de los tramos que convergen en cada nodo de la malla debe ir provisto de un juego de interruptores en aire, colocado lo más próximo posible a dicho nodo. Los demás tramos que convergen en ese nodo es conveniente que posean un juego de cuchillas, lo más cercano al mismo.
- Debe evitarse en lo posible la conexión directa a las troncales de transformadores de distribución o servicios particulares en alta tensión.
- Las troncales deben ser de calibre uniforme (actualmente para líneas de 23 kV, se ha adoptado el calibre 336MCM de aluminio puro). Las únicas troncales de calibre diferente serán las líneas exclusivas para servicios excepcionalmente grandes, bien sea que trabajen como alimentación preferente o emergente. Las mayores troncales son actualmente de 556MCM. En la siguiente figura se muestra parte de los alimentadores Roqueta y Nativitas, ambos de 23 kV, de la S.E. Sn. Andrés, en los que pueden apreciarse que fueron construidos siguiendo un principio organizativo.

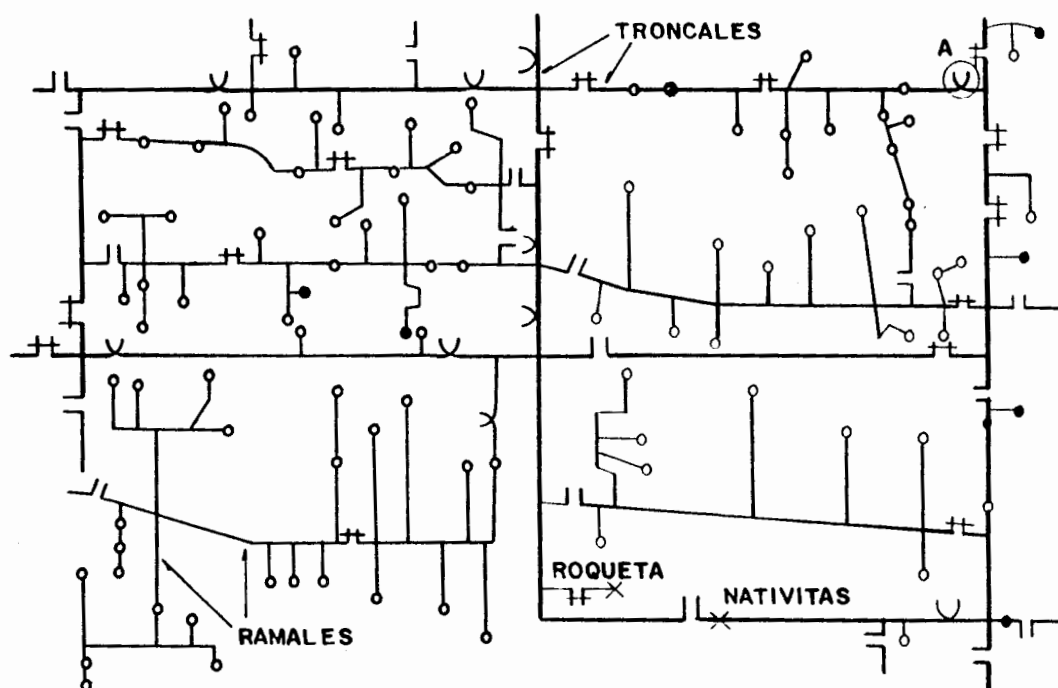


FIGURA 1.12

SIMBOLOGIA:

- Servicio suministrado en alta tensión
- Transformador de distribución
- Troncal
- Ramal
- ⌋ Interruptor en aire, cerrado
- A ⌋ Idem, abierto
- ⌋ Cuchillas de navaja, cerradas
- ⌋ Idem, abiertas
- X— Juego de terminales de salida del alimentador

Comúnmente se utiliza equipo de seccionamiento o transferencia manual. Los alimentadores se diseñan para que, en caso de fallar la troncal de uno de ellos, en el tramo más próximo a la terminal de salida (e incluso en el cable subterráneo de salida), puedan absorberlo en su totalidad entre tres

líneas colindantes, de manera que casi ningún servicio quede interrumpido por períodos prolongados. Cada una de dichas líneas colindantes absorbería un tercio del alimentador fallado. Los únicos servicios que quedarían interrumpidos son los correspondientes al tramo fallado comprendido entre dos equipos de interrupción o seccionamiento.

Los interruptores de aceite de las subestaciones son del tipo de recierre, con lo cual se eliminan todas las fallas fugitivas que, como es sabido, en las redes aéreas constituyen más del 85 por ciento del total. Para el 15% restante todavía puede mejorarse la confiabilidad instalando seccionadores en los ramales en el punto de derivación de la troncal y, si se instalan dos o más de estos seccionadores a lo largo del ramal, con el número de pasos debidamente coordinados, la confiabilidad sube enormemente.

Finalmente, cuando se adopte el sistema automatizado de distribución, las transferencias de carga se efectuarán mediante órdenes de apertura y cierre de los interruptores, transmitidas por las propias líneas primarias, mediante onda portadora generada a través de una microcomputadora, de acuerdo con un programa preestablecido.

El circuito radial o de árbol es el más seguro de todos para el personal que lo opera o mantiene, ya que cada servicio sólo cuenta en un momento dado con una fuente de alimentación. La red secundaria de los transformadores de distribución puede, sin embargo, ser causa accidental de "regresos", al poner inadvertidamente en paralelo dos alimentadores contiguos debido a la eventual operación invertida de alguno de esos transformadores. Por tal motivo, deben probarse las líneas antes de tocarlas con la mano e instalarse tierras a ambos lados del tramo donde se vaya a tra-

bajar.

Ramal

Definición

Porción del alimentador primario energizado a través de una troncal o de otro ramal, en la cual van conectados casi la totalidad de transformadores de distribución y servicios particulares suministrados en alta tensión. (Actualmente, en las líneas de 23 kV son de calibre ACSR 1/0, salvo cuando la magnitud excepcionalmente grande de algún servicio obliga al empleo de calibres mayores).

Estructura

Al igual que en el caso de las troncales, los ramales también deben respetar un principio organizativo, de manera que su estructura resulte compatible con el conjunto.

En general deben seguir las siguientes pautas:

1. Siempre que sea posible, se procurará que el ramal enlace dos troncales (o dos porciones de una misma troncal).
2. En los dos puntos donde el ramal toca a las troncales, debe existir algún medio de seccionamiento.
3. Por cada grupo aproximado de 5 a 10 transformadores y servicios particulares de alta tensión, debe existir un juego de cuchillas.
4. Uno cualquiera de estos medios de interrupción o seccionamiento, debe operar permanentemente abierto, evitándose así formar mallas

cerradas o poner en paralelo dos alimentadores.

5. Si se considera necesario, el ramal tendrá un seccionador en cada punto de derivación de la troncal y, en un caso dado, otros más en serie.

TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION Y SERVICIOS SUMINISTRADOS EN ALTA TENSION

Todos ellos llevan fusibles como protección contra sobrecorrientes. Lo más frecuente es el empleo de portafusibles (corta-circuitos) del tipo de expulsión (fusibles de potencia).

Los servicios suministrados en alta tensión tienen, además, protección contra sobretensiones por medio de pararrayos. En caso de emplearse fusibles limitadores (en lugar o además de los fusibles de expulsión o potencia), debe tenerse cuidado que el arco no origine sobrevoltajes que no soporten los pararrayos.

En cuanto a los transformadores de distribución, sólo llevan pararrayos cuando el lugar de instalación lo amerite.

CONFIGURACION TRANSFORMADOR/SECUNDARIO

Considerando carga uniforme, se determina el valor más económico de la combinación del transformador de distribución y calibre del secundario para cada densidad de carga.

Esta configuración debe, igualmente, satisfacer los requisitos de regulación del voltaje y cuidar que ningún aparato conectado al sistema origine el llamado "parpadeo de las lámparas" o variaciones de voltaje.

Aunque no tan críticamente como las redes subterráneas, los sistemas aéreos han de poseer también suficiente flexibilidad para absorber los crecimientos de la carga sin tener que proceder a reestructuraciones radicales, es decir, que la instalación inicial debe realizarse considerando las de crecimiento. Sin embargo, aquí no es tan grave tener que reemplazar algunos tramos de líneas o intercalar transformadores como lo es en los sistemas subterráneos.

Por razones de confiabilidad conviene inclinarse por transformadores no demasiado grandes para que, en caso de falla, el número de servicios interrumpidos no sea excesivo.

1.4.- CUESTIONARIO

- 1.- En función de su construcción, ¿ cómo se pueden clasificar los Sistemas de Distribución?
- 2.- Enumere y explique brevemente los principales elementos de que están compuestos los Sistemas de Distribución.
- 3.- Por el número de conductores, ¿cómo podemos clasificar las redes primarias? Mencione brevemente las ventajas y desventajas que tienen las líneas de 4 hilos contra las construidas con 3 hilos únicamente.
- 4.- ¿ En qué factores influye notablemente el valor de la impedancia escogida, característica de los Transformadores de Distribución?
- 5.- En qué consiste el Sistema de Distribución tipo EDISON.
- 6.- ¿ Cual es la relación de pérdidas entre un sistema monofásico tres hilos y un trifásico cuatro hilos?
Desarrollar las ecuaciones y la relación de pérdidas entre estos dos sistemas.
- 7.- Enumere usted algunos de los elementos que puede contener un Sistema de Distribución, que se conoce como elementos secundarios, indicando cuál es la función de cada uno de ellos.
- 8.- En cuanto a su operación ¿ cómo se pueden clasificar los Sistemas de Distribución?
- 9.- Enliste algunos de los parámetros importantes que se deben tomar en cuenta para la planeación de un Sistema de Distribución.
- 10.- Enumere y detalle las principales estructuras de los Sistemas de Distribución Subterráneos empleados en México, en mediana y baja tensión

11.- ¿ Por qué razón la estructura mallada de baja tensión o red automática es hasta ahora el sistema más confiable de distribución?

2.- CARACTERISTICAS DE LA CARGA.

2.1.- INTRODUCCION

2.2.- CLASIFICACION DE LAS CARGAS

2.3.- CARACTERISTICAS GENERALES

2.4.- CUESTIONARIO.

2.1.- INTRODUCCION

El conocimiento de las características de la carga en un sistema de distribución y la aplicación de los conceptos fundamentales de la teoría de la electricidad, son quizás los más esenciales requisitos para diseñar y operar un sistema de este tipo. Es necesario, por tanto, que el ingeniero de distribución posea un conocimiento claro de las características de la carga del sistema que va alimentar para diseñarlo y operarlo en forma óptima.

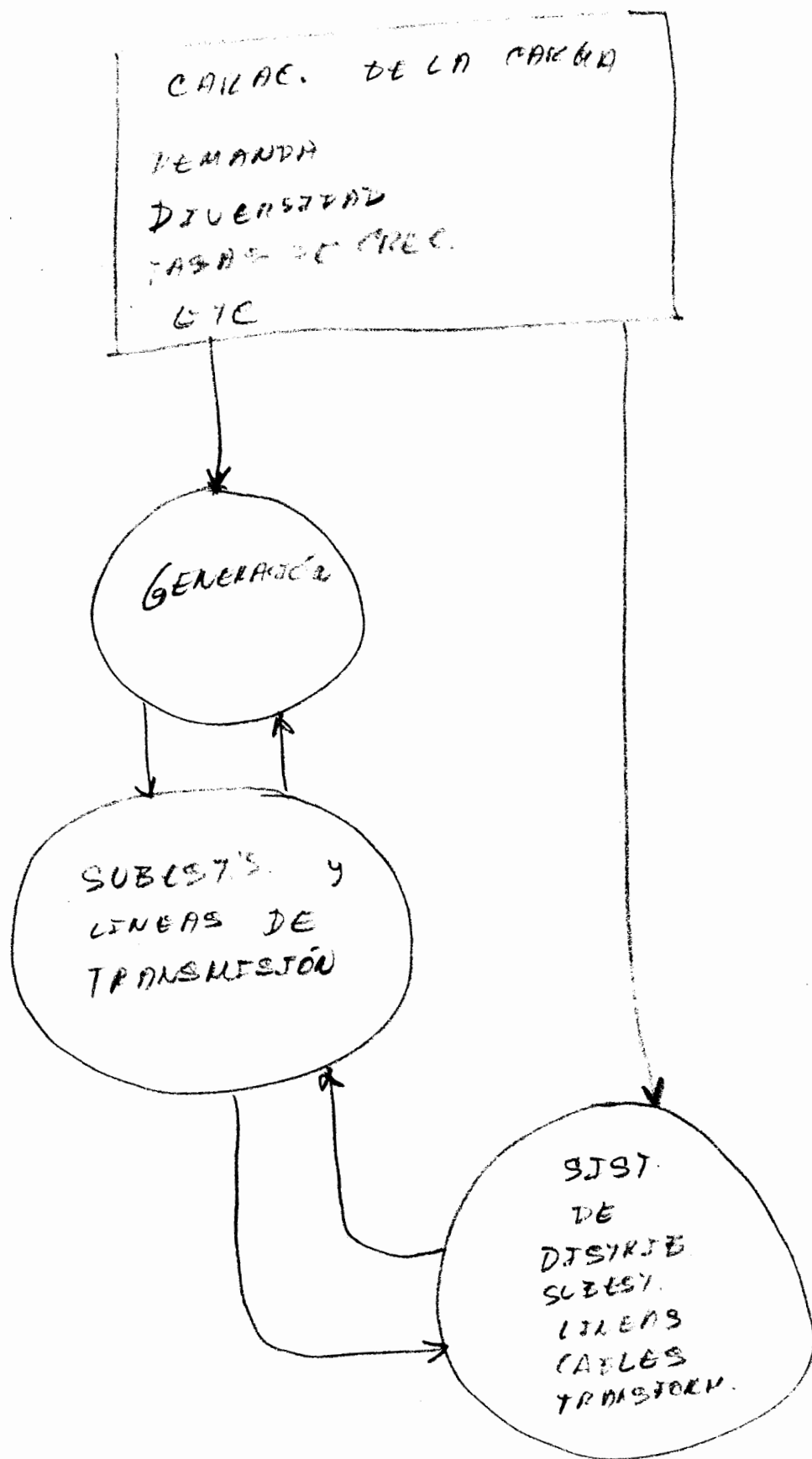
Desafortunadamente, aunque el ingeniero que planea un sistema de distribución tiene libertad en la solución de muchos de los factores que intervienen en el diseño del sistema, no la tiene sobre uno de los factores más importantes que es la carga, ya que ésta no cae dentro del entorno del sistema, siendo la variable exógena más importante y decisiva tanto en el diseño como en la operación del sistema. En la figura 2.1, se muestra en forma gráfica este concepto.

2.2.- CLASIFICACION DE LAS CARGAS

Existen diversos criterios para la clasificación de las cargas, dentro de los cuales podemos anotar las siguientes:

- a) LOCALIZACION GEOGRAFICA
- b) TIPO DE UTILIZACION DE LA ENERGIA
- c) CONFIABILIDAD
- d) TARIFAS
- e) **OTRAS**

a) LOCALIZACION GEOGRAFICA.- Un sistema de distribución debe atender usuarios de energía eléctrica localizados, tanto en ciudades



como en las zonas rurales, por tanto es obvia la posibilidad de clasificar las cargas por las zonas a que sirve; así, por ejemplo, podemos clasificar las cargas como sigue:

TABLA 2.1

ZONA	MVA/Km ²
URBANA CENTRAL	40-100
URBANA	5-40
SEMIURBANA	3-5
RURAL	< 5

b) TIPO DE UTILIZACION DE LA ENERGIA.- La finalidad con la cual el usuario consume la energía eléctrica puede servir también de criterio para clasificar las cargas; de esta manera tenemos:

- cargas residenciales
- cargas comerciales
- cargas industriales
- cargas mixtas

c) CONFIABILIDAD.- Tomando en cuenta los daños que pueden sufrir los usuarios por la interrupción de suministro de energía eléctrica, es posible clasificar las cargas en:

- sensibles
- semi-sensibles
- normales.

Sensibles.- Son las cargas en las que una interrupción de alimentación de energía eléctrica, aunque ésta sea instantánea, causa impor

tantes perjuicios al consumidor, por ejemplo, una televisora.

Semisensibles.- Bajo este rubro podemos clasificar todas las cargas en que una interrupción pequeña (no mayor de 10 minutos) no causa grandes problemas al consumidor.

Normales.- En este tipo caen el resto de consumidores que deben tener un tiempo de interrupción comprendido: $1 \leq t \leq 5$ hs.

d) TARIFAS.- El criterio más ampliamente usado para la clasificación de cargas es el empleado por el uso de tarifas, que variará dependiendo de la empresa suministradora de energía. La clasificación por tarifas que actualmente es empleada en el país es la siguiente:

TABLA 2.2.- CLASIFICACION DE LAS CARGAS POR TARIFAS*.

- | | |
|------------------|---|
| - TARIFA No. 1 | - Servicios domésticos |
| - TARIFA No. 1-A | - Servicio doméstico con clima muy cálido |
| - TARIFA No. 2 | - Servicio general hasta 25 Kw de demanda |
| - TARIFA No. 3 | - Servicio general para más de 25 Kw de demanda |
| - TARIFA No. 4 | - Servicio para molinos de nixtamal y tortillerías |
| - TARIFA No. 5 | - Servicio de alumbrado público |
| - TARIFA No. 6 | - Servicio para bombeo de aguas potables o negras |
| - TARIFA No. 7 | - Servicio temporal |
| - TARIFA No. 8 | - Servicio general en alta tensión |
| - TARIFA No. 9 | - Servicio para bombeo de agua para riego agrícola |
| - TARIFA No. 10 | - Servicio en alta tensión para reventa |
| - TARIFA No. 11 | - Servicio en alta tensión para explotación y beneficio de minerales. |
| - TARIFA No. 12 | - Servicio general para 5000 Kw o más de demanda a tensiones de 66 Kv o superiores. |

*Publicación del DIARIO OFICIAL del lunes 2 de agosto de 1982.

2.3.- CARACTERISTICAS GENERALES.

En ingeniería eléctrica de distribución existe una serie de términos o relaciones matemáticas que nos facilitan el uso apropiado de las características de la carga con el objeto de planear, proyectar y aun operar los sistemas apropiadamente. A continuación se presentan brevemente estos parámetros y sus relaciones más importantes.

DEMANDA.- La demanda de una instalación eléctrica es la carga en las terminales receptoras, tomada en un valor medio en un intervalo de tiempo determinado. El período durante el cual es tomado el valor medio se denomina INTERVALO DE DEMANDA. El tiempo que se fije a este intervalo dependerá del valor de demanda que se desee conocer. Así, por ejemplo, si quisiéramos establecer la demanda en amperes para la selección de un juego de fusibles, deberán ser utilizados valores de demanda con un intervalo CERO, no siendo el mismo caso si queremos encontrar la demanda para aplicarla a un transformador o cable, ya que estos equipos tienen constantes térmicas que influyen en el tiempo en que alcanzan su temperatura máxima de operación, por ejemplo DIEZ o QUINCE MINUTOS.

Se puede afirmar entonces, que para establecer una demanda es requisito indispensable indicar el INTERVALO DE DEMANDA, ya que sin esto el valor establecido no tendría ningún sentido práctico.

DEMANDA MAXIMA.- Se conoce como demanda máxima de una carga a la demanda instantánea mayor que se presenta en esa carga en un período de trabajo previamente establecido; ver figura 2.2.

FACTOR DE DEMANDA.- El factor de demanda en un intervalo

de tiempo δ de una carga, es la relación entre la demanda máxima y su carga total instalada. El factor de demanda, generalmente será menor que uno, siendo unitario únicamente cuando, durante el intervalo considerado δ , todos los aparatos conectados a la carga estuviesen absorbiendo sus potencias nominales. Matemáticamente, este concepto lo podemos expresar como:

$$F_d = \frac{D_M}{C_c} \quad (2.1)$$

En la tabla 2.3 se enlistan los factores de demanda reales aplicables para servicios en baja tensión.

FACTOR DE UTILIZACION.- El factor de utilización de un sistema eléctrico en un intervalo de tiempo (δ) es la relación entre la demanda máxima y la capacidad nominal del sistema.

Es conveniente hacer notar aquí que mientras el factor de demanda nos expresa el porcentaje de CARGA INSTALADA que está siendo alimentada, el de utilización indica la relación de la CAPACIDAD DEL SISTEMA que está siendo utilizada durante el pico de carga en el intervalo (δ); considerando matemáticamente este concepto lo podemos expresar como sigue:

$$F_u = \frac{D_M}{C_{apINST.}} \quad (2.2)$$

FACTOR DE CARGA.- Se define el factor de carga como la relación entre la demanda promedio en un intervalo de tiempo dado y la demanda máxima observada en el mismo intervalo. Matemáticamente esto lo podemos expresar como sigue:

$$F_c = \frac{D_m}{D_M} \quad (2.3)$$

FACTORES DE DEMANDA

. CARGAS SERVICIOS HABITACIONALES

. Asilos y casas de salud	45%
. Asociaciones civiles	40%
. Casas de huéspedes	45%
. Servicios de edificio residencial	40%
. Estacionamientos o pensiones	40%
. Hospicios y casas de cuna	40%
. Iglesias y templos	45%
. Servicio residencial s/aire acondicionado	40%
. Servicio residencial c/aire acondicionado	55%

CARGAS COMERCIALES

. Tiendas y abarrotes	65%
. Agencias de publicidad	40%
. Alfombras y tapetes	65%
. Almacenes de ropa y bonetería	65%
. Artículos fotográficos	55%
. Bancos	50%
. Baños públicos	50%
. Boticas, farmacias y droguerías	50%
. Cafeterías	55%
. Camiserías	65%
. Centros comerciales. Tiendas de descuento	65%
. Colegios	40%
. Dependencias de gobierno	50%
. Embajadas, consulados	40%
. Gasolineras	45%
. Imprentas	50%
. Jugueterías	55%
. Papelerías	50%
. Mercados y bodegas	50%
. Molinos de nixtamal	70%
. Panaderías	40%
. Peluquerías, salas de belleza	40%
. Restaurantes	60%

TABLA 2.3 (continúa)

. Teatros y cines	50%
. Zapaterías	60%
EQUIPOS DE FUERZA	
. Hornos de arco e inducción	100%
. Soldadoras de arco y resistencia	60%
. Motores para: bombas, compresoras, elevadores, máquinas, herramientas, venti- ladores	60%
. Motores para: operaciones semicontinuas en fábricas y plantas de proceso	70%
. Motores para: operaciones continuas tales como fábricas textiles.	80%

En este caso, el intervalo que generalmente se considera para el cálculo del valor de demanda máxima (D_M), es INSTANTANEO.

En la determinación del factor de carga de un sistema, es necesario especificar el intervalo de demanda en el que se estén considerando los valores de DEMANDA MAXIMA INSTANTANEA (D_M) Y DEMANDA PROMEDIO (D_M), ya que para una misma carga un período establecido mayor resultará en un factor de carga más pequeño.

Matemáticamente esto podemos expresarlo:

$$F_{C \text{ ANUAL}} < F_{C \text{ MENSUAL}} < F_{C \text{ DIARIO}} \quad (2.4)$$

De la ecuación 2.3 se puede deducir que los límites que observa el factor de carga son:

$$0 < F_C \leq 1$$

Otra forma de expresar el F_C , que permite su cálculo en forma simplificada es la siguiente :

$$F_C = \frac{D_m \cdot \delta}{D_M \cdot \delta} \quad (2.5)$$

o bien:

$$F_C = \frac{\text{ENERGIA ABSORBIDA EN } \delta}{D_M \cdot \delta} \quad (2.6)$$

donde δ : el intervalo de tiempo considerado.

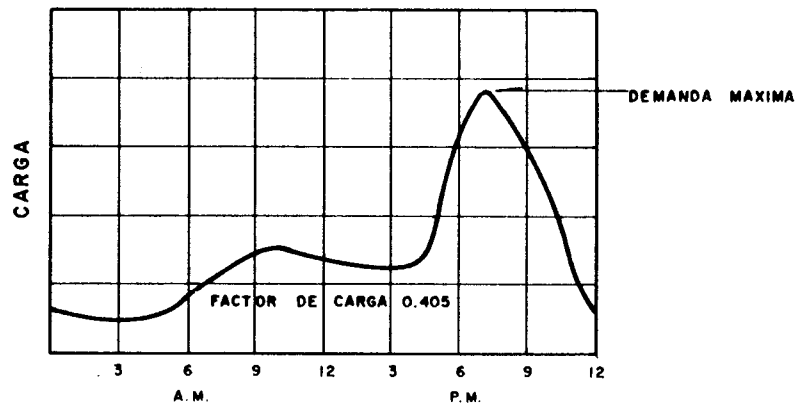


FIGURA 2.2- CURVA DE CARGA HABITACIONAL

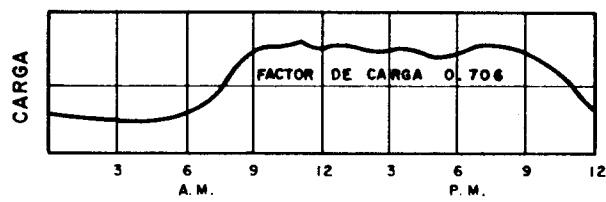


FIGURA 2.3- CURVA DE CARGA COMERCIAL

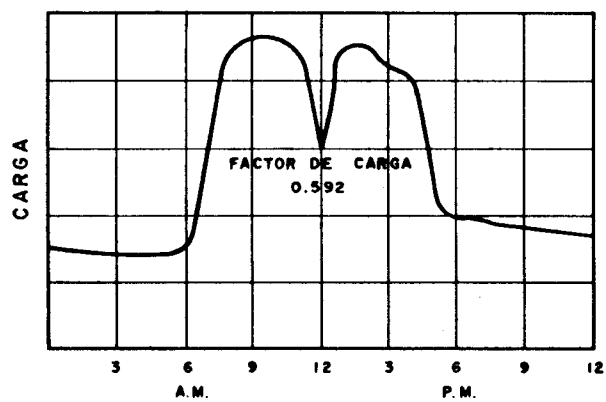


FIGURA 2.4- CURVA DE CARGA INDUSTRIAL

En las figuras 2.2, 2.3 y 2.4 se presentan ciclos de carga diarios y sus valores de F_c típicos.

FACTOR DE DIVERSIDAD.- Al proyectar un alimentador para un consumidor deberá tomarse en cuenta siempre su demanda máxima, debido a que éste impondrá las condiciones más severas de carga y caída de tensión al cable; sin embargo, cuando más de un consumidor es alimentado por un mismo cable, el concepto de diversidad de cargas debe, en cualquier proyecto, tomarse en cuenta, ya que aun cuando sean del mismo tipo v. gr., residenciales, sus hábitos y costumbres impedirán que sus demandas coincidan en el tiempo. Esta diversidad entre las demandas máximas de un mismo grupo es establecida por medio del Factor de Diversidad, que se define como la relación entre la sumatoria de las demandas máximas individuales y la demanda máxima del conjunto. Es, por tanto, de la definición anterior, fácilmente deducible que este factor será en la mayor parte de los casos mayor a la unidad, es decir:

$$F_d \geq 1$$

Matemáticamente podemos expresar el F_d como:

$$F_d = \frac{\sum_{i=1}^n D_{M_i}}{D_{M_{sis}}} \quad (2.7)$$

Este factor podrá aplicarse entonces a diferentes niveles del sistema, es decir, entre consumidores energizados desde un mismo cable, entre transformadores de un mismo alimentador, entre alimentadores pertenecientes a una misma fuente o S.E's de Distribución, o entre SE's de un mismo sistema de Distribución; es por tanto, importante establecer el nivel en el que se quiera calcular o aplicar el F_d .

En la tabla 2.4 se resumen los F_d que pueden ser utilizados entre transformadores, alimentadores y SE's de Distribución.

TABLA 2.4
FACTORES DE DIVERSIDAD/COINCIDENCIA

EQUIPO/SISTEMA	F_d	F_{cd}
ENTRE TRANSFORMADORES	1.2-1.35	0.74-0.83
ENTRE ALIMENTADORES PRIMARIOS	1.08-1.2	0.83-0.92
ENTRE SE's DE DISTRIBUCION	1.05-1.25	0.80-0.95

FACTOR DE COINCIDENCIA.- Se define este factor como el inverso del F_d ; por tanto:

$$F_{co} = \frac{1}{F_d} \quad (2.8)$$

La aplicación correcta del F_{co} representa un factor muy importante en la planeación de un sistema, ya que será esta demanda máxima la que se deberá aplicar para seleccionar el equipo (transformador o cable) de la red, adecuadamente.

De las figuras 2.5, 2.6 y 2.7 se puede obtener el valor de F_{co} para las siguientes condiciones:

- 1.- En la figura 2.5 se puede obtener el F_{co} para un número de -

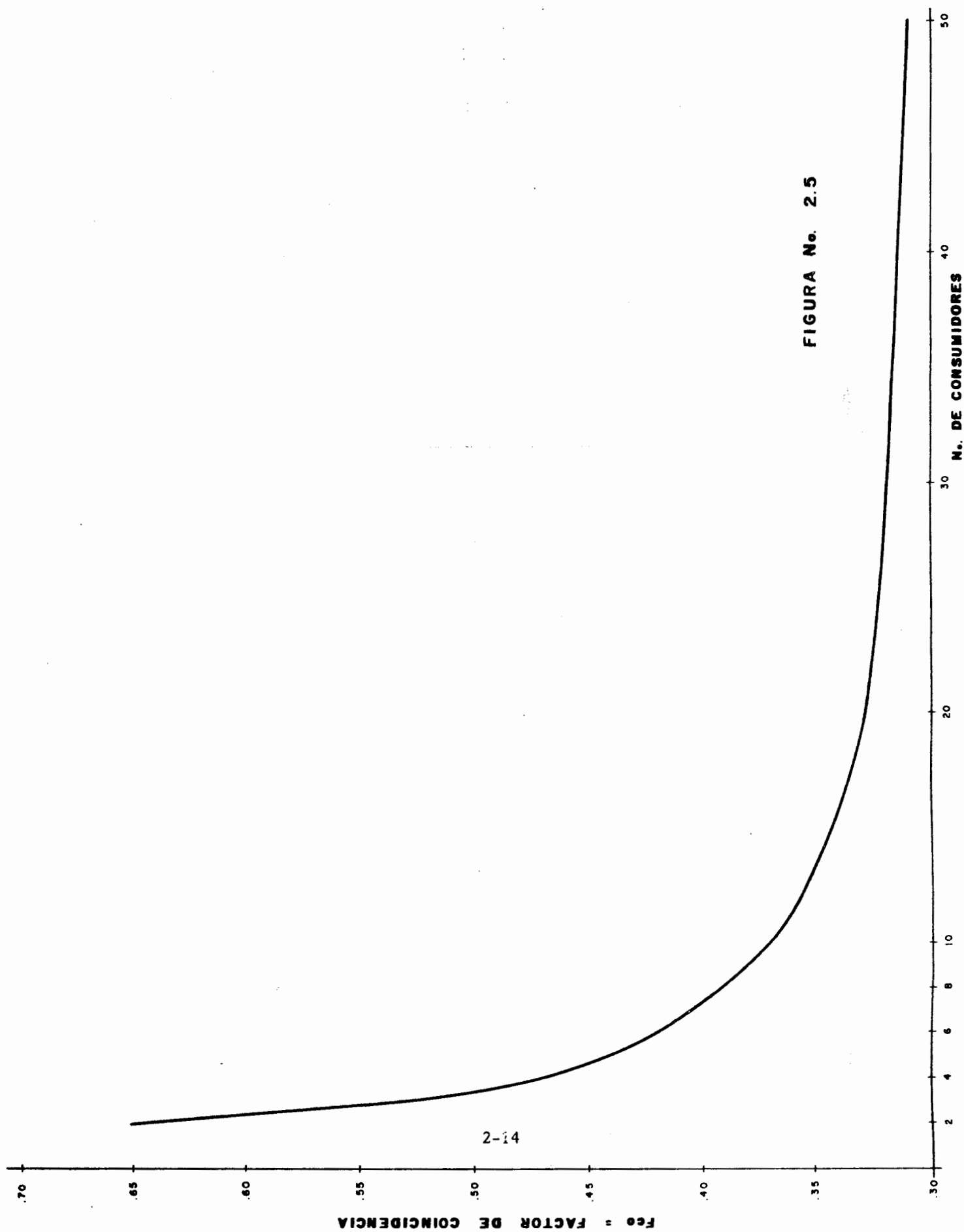
terminado de consumidores de diferente tipo (residencial (C_r), comercial (C_c), industrial (C_i)). La demanda total aplicada, por ejemplo, a un alimentador subterráneo que energice cargas diferentes se calculará:

$$D_{M_{DLIM.}} = F_{co} \left[NO_{cr} \times D_{M_{icr}} + NO_{Cc} \times D_{M_{iCc}} + NO_{Ci} \times D_{M_{iCi}} \right] \quad (2.9)$$

$+F_{co}$ - Se obtiene de la figura 2.5 considerando el No. de consumidores = $[NO_{cr} + NO_{Cc} + NO_{Ci}]$

- 2.- La curva de la figura 2.6 puede usarse para consumidores con equipo de aire acondicionado con control industrial, y la curva 2 para consumidores con equipo de aire acondicionado con control central.
- 3.- La curva de la figura 2.7 puede aplicarse para consumidores con cargas residenciales sin equipo de aire acondicionado.

TASAS DE CRECIMIENTO.- Una de las más importantes características que deben ser consideradas en la planeación de un sistema de distribución es su tasa de crecimiento. La planeación de una red debe diseñarse con una capacidad tal que pueda suministrar tanto la carga actual como la carga futura que aparezca durante la vida útil de la red. El crecimiento de carga, en general, es atribuido a varios factores: nuevas áreas que se anexan al sistema, nuevos consumidores que se suman a la carga actual y que se conectan de una parte de la red ya existente o aumentos de carga de los consumidores ya integrados al sistema. Estas tasas de crecimiento son diferentes dentro de un mismo



6

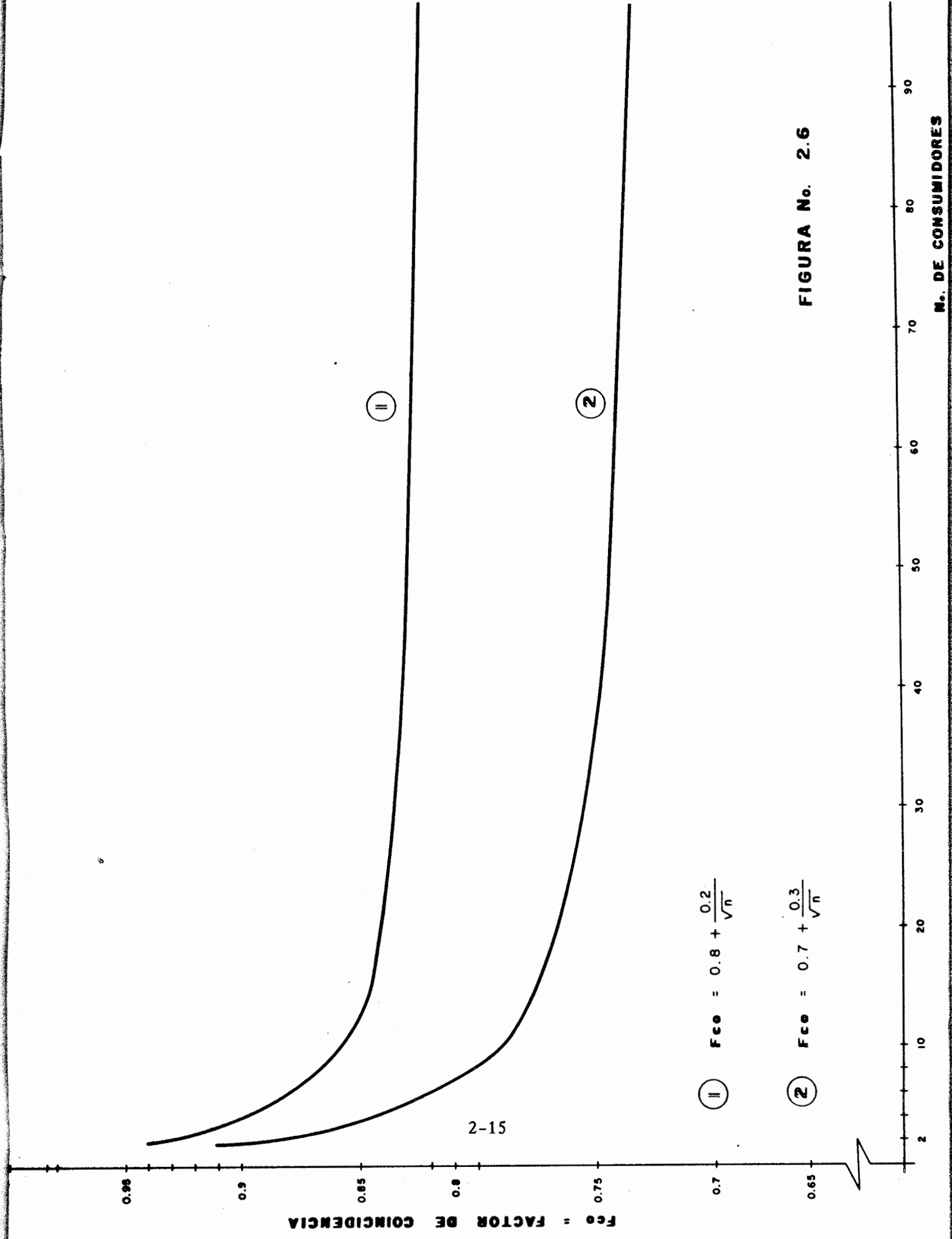
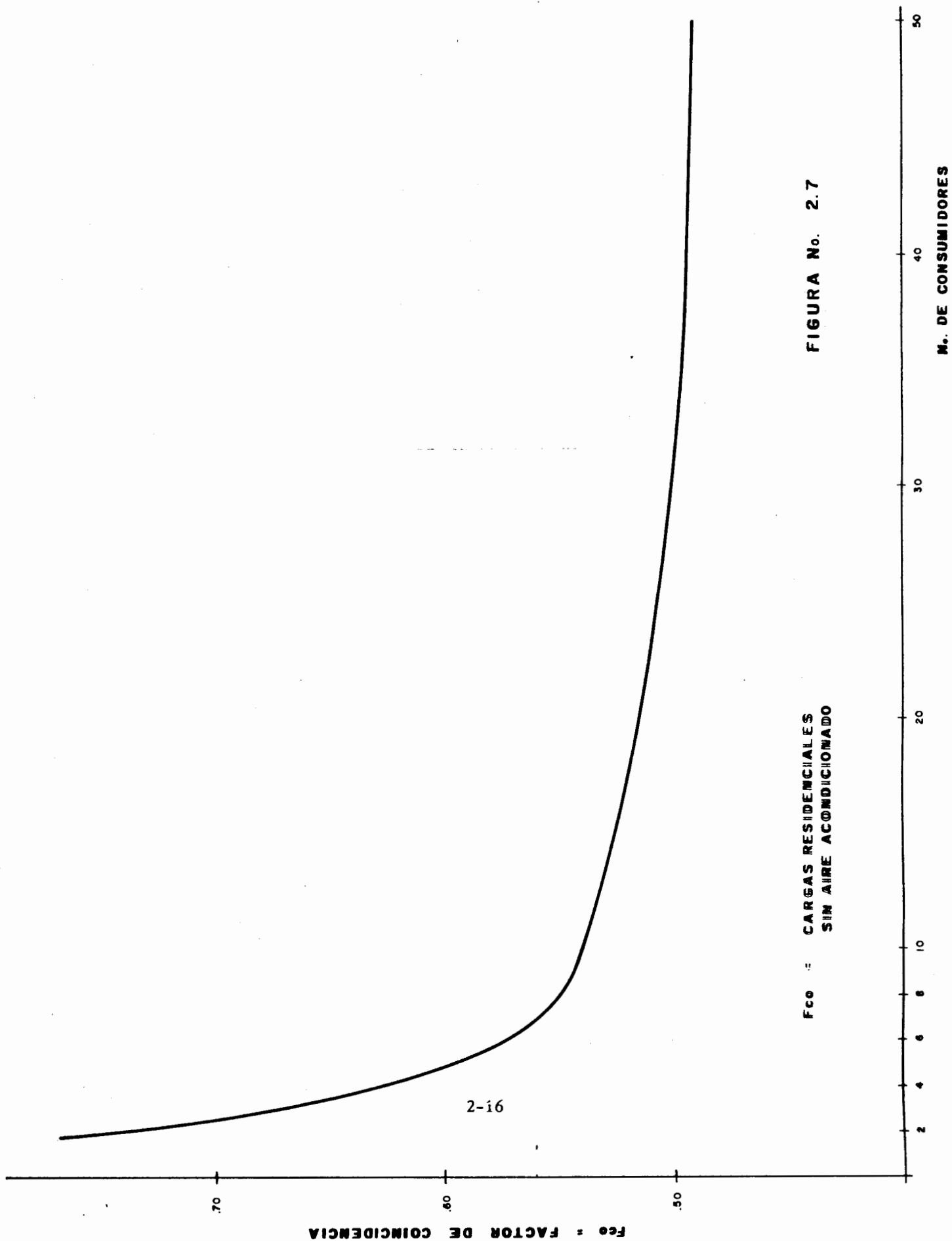


FIGURA No. 2.6



2-16

Fco = CARGAS RESIDENCIALES
SIN AIRE ACONDICIONADO

FIGURA No. 2.7

sistema de distribución, por lo que aplicar una tasa generalizada a un sistema no siempre resulta conveniente.

Estadísticas y datos históricos detallados del comportamiento de un sistema, año con año, contribuirán en gran medida en la predicción del comportamiento futuro del sistema.

Algunos de los datos mínimos necesarios que se recomiendan obtener para predecir el crecimiento de un sistema se enlistan a continuación:

- CARGA ACTUAL TOTAL DEL SISTEMA
- CARGA TOTAL POR TIPO DE CARGA, v. gr:
 - INDUSTRIAL
 - COMERCIAL
 - DOMESTICA
- CARGA EN LAS SE's DE DISTRIBUCION
- CARGA INDIVIDUAL POR ALIMENTADOR
- CARGA INDIVIDUAL POR TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION

Si la tasa de crecimiento es conocido, el incremento en la carga en un período determinado de años puede ser determinada de acuerdo con la siguiente expresión:

$$C_N = C_A (1+t)^N \quad (2.10)$$

Donde:

- C_N = carga en el año N
- C_n = carga al inicio de operación de la red
- t = tasa de crecimiento de la red, en P.U.
- N = Número de años.

En la figura 2.8 se muestra una serie de gráficas las cuales, conociendo la tasa de crecimiento, permiten encontrar los años en los que la carga aumentará a un factor determinado. Las gráficas fueron construidas en función de la ecuación 2.10.

Por ejemplo, considerando una zona periférica de una ciudad en crecimiento y suponiendo una tasa del 20%, la carga se triplicará en 6 años.

FACTOR DE PERDIDAS .- Se define factor de pérdidas F_p a la relación entre el valor medio y el valor máximo de la potencia disipada en pérdidas, en un intervalo de tiempo considerado; matemáticamente la expresión quedaría:

$$F_p = \frac{P_m}{P_M} \quad (2.11)$$

Si multiplicamos y dividimos por δ , intervalo de tiempo considerado, tendremos:

$$F_p = \frac{P_m \cdot \delta}{P_M \cdot \delta} = \frac{\text{ENERGIA PERDIDA EN } \delta}{P_M \cdot \delta} \quad (2.12)$$

En muchas ocasiones se torna difícil calcular el valor del F_p , por lo cual se han desarrollado relaciones empíricas entre este factor y el F_c , basándose en los dos extremos de igualdad entre ambos factores:

$$F_p = F_c \quad (2.13)$$

$$y \quad F_p = F_c^2 \quad (2.14)$$

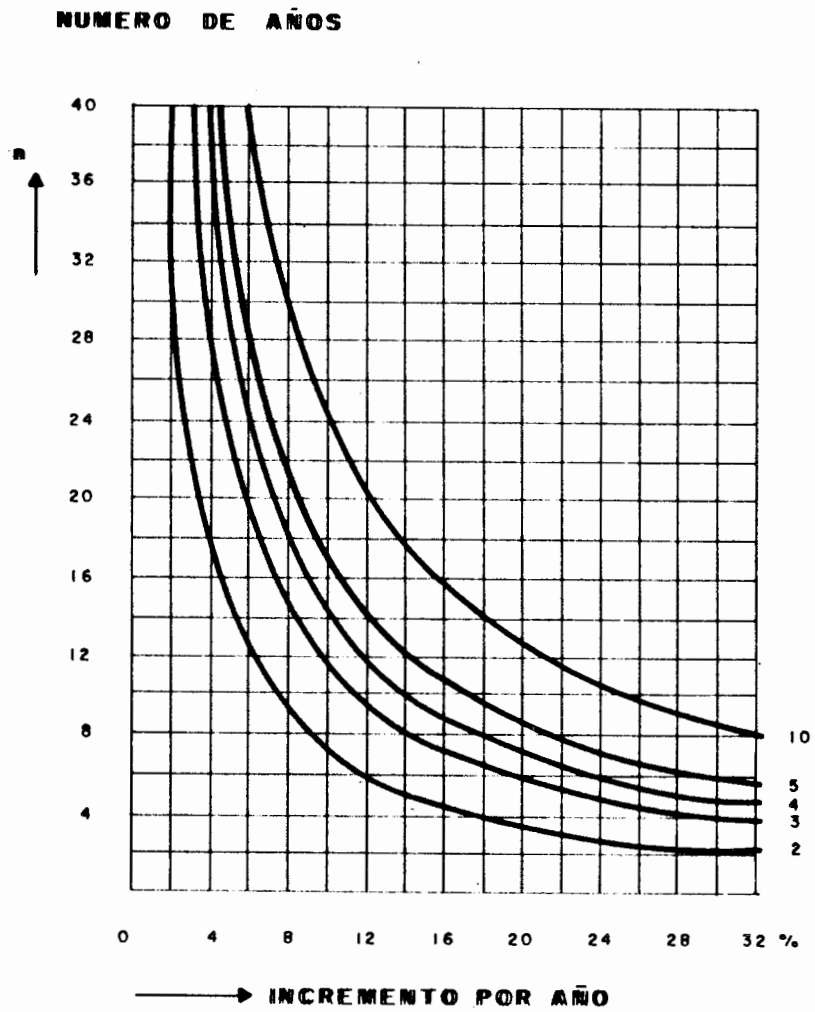


FIGURA 2.8

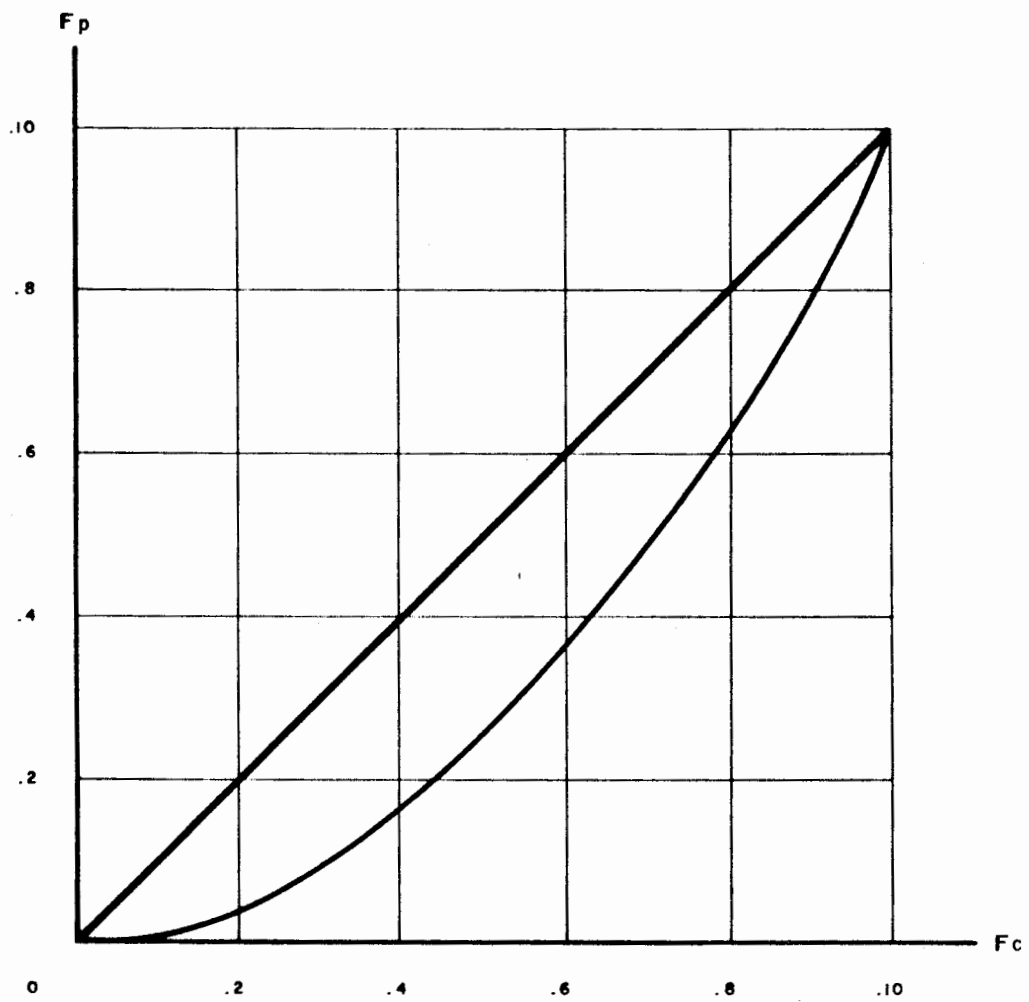
En la figura 2.9 se grafican estas dos ecuaciones. Las relaciones más comúnmente empleadas en el cálculo del factor a pérdidas son las siguientes:

$$\text{(USA)} \quad F_p = 0.3 F_c + 0.7 F_c^2 \quad (2.15)$$

$$\text{(EUROPA)} \quad F_p = 0.4 F_c + 0.8 F_c^2 \quad (2.16)$$

$$F_p = 0.5 F_c + 0.5 F_c^2 \quad (2.17)$$

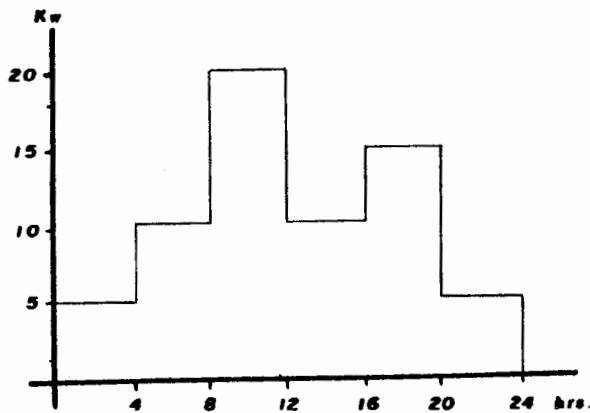
FIGURA 2.9.- RELACION ENTRE EL FACTOR DE PERDIDAS Y FACTOR DE CARGA



2.4.- CUESTIONARIO.

1.- Un sistema de distribución posee una curva de carga tal como se muestra en la figura. Sabiendo que la potencia instalada es de 20 KW concluimos que un factor de demanda diario será:

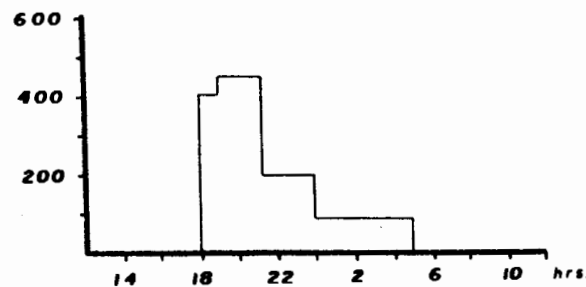
- a) 1.0
- b) 0.8
- c) 1.2
- d) 1.4
- e) NINGUNO .



2.- Para el problema anterior, las demandas para los intervalos de demanda de 6 horas, 12 horas y 24 horas, admitiéndose que el instante inicial sea a la hora cero, serán respectivamente:

- a) 5.0 KW, 10.0KW, 12 KW
- b) 6.6 KW, 11.6 KW, 10.8 KW
- c) 5.0 KW, 12.0 KW, 12.4 KW
- d) 5.0 KW, 12.0 KW, 16.0 KW

3.- Un consumidor residencial posee una potencia instalada de 600 watts, y su demanda es la siguiente:



- De media noche a las 5 horas 80 watts.
- De las 5 horas a las 18 horas Sin carga.
- De las 18 horas a las 19 horas 400 watts.
- De las 19 horas a las 21 horas 460 watts.
- De las 21 horas a media noche 200 watts.

Se pide:

- a) El factor de demanda.
 - b) El factor de carga diaria.
 - c) Su demanda para 6 horas, 12 horas y 24 horas.
- Suponer que el instante inicial sea a media noche.

- 4.- En un sistema de distribución, la relación entre la demanda máxima no coincidente y la demanda máxima diversificada es 3. Sabiendo que la demanda máxima del conjunto es de 1000 KW y tenemos 4 consumidores,

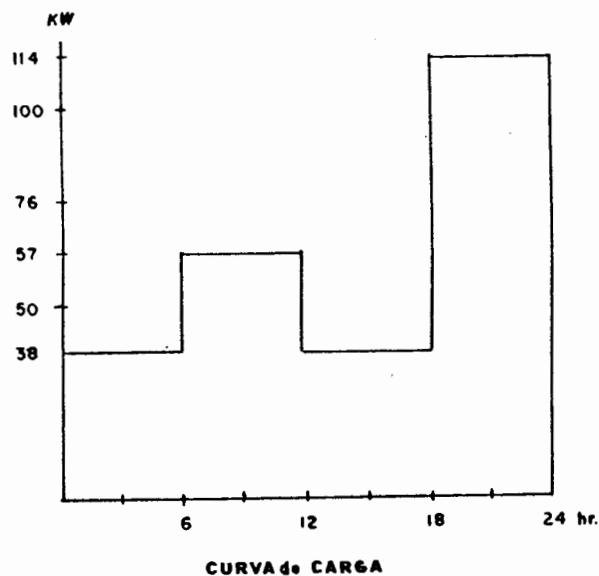
Calcúlese:

- La diversidad de carga.
- El factor de coincidencia.
- La demanda máxima no coincidente.
- La suma de las demandas máximas individuales.
- El factor de diversidad.

- 5.- Una línea de 3 ϕ de 22 KV alimenta un conjunto de cargas - conociéndose lo siguiente:

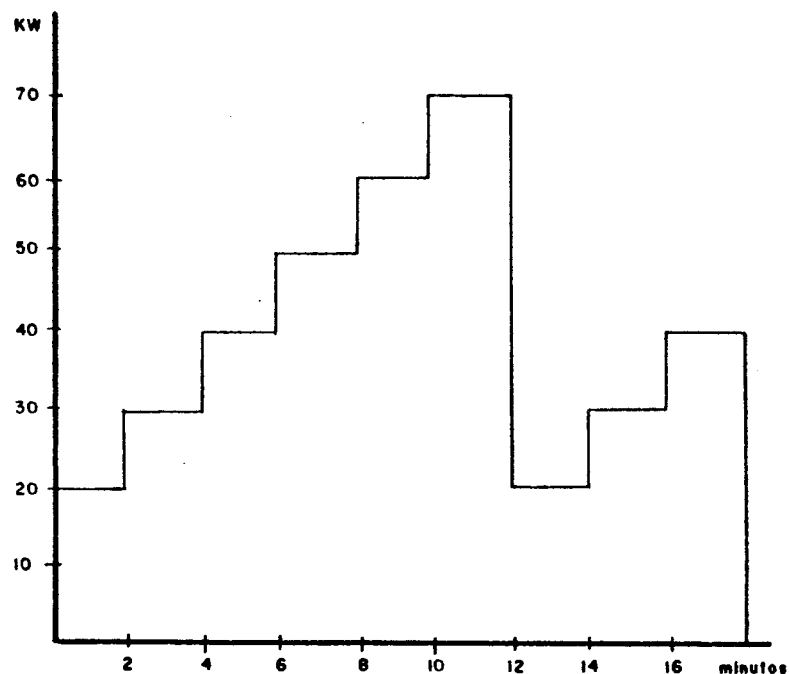
La impedancia en serie ($Z_c = 10 + j 20$). y la curva de demanda de carga diaria que aparece en la gráfica.

Encontrar el factor de pérdidas y la energía perdida.



- 6.- Un consumidor industrial tiene una carga que absorbe del sistema 20 Kw durante 2 minutos, al fin de los cuales bruscamente pasa a 30 Kw, se mantiene constante durante otros dos minutos y continúa aumentando de 10 en 10 Kw cada 2 minutos hasta llegar a 70 Kw durante otros 2 minutos, pasando, también bruscamente, hasta 20 Kw para iniciar nuevamente el ciclo.

Se precisa determinar la demanda de esa carga para los intervalos de 10, 15 y 30 minutos, admitiéndose que el instante inicial sea correspondiente a los 10 minutos.



7.- Tres consumidores residenciales tienen instalados los siguientes aparatos:

<u>APARATOS</u>	1º	2º	3º
Lámparas 100 W	9	7	5
Lámparas 60 W	5	4	2*
Horno 500 W	1*	1	1*
Radio 100 W	2	1*	1*
Refrigerador 300 W	1*	1*	1*
Lavadora 700 W	1*	1*	1
Televisión 200 W	1	1*	1

Sabiendo que en la hora de la demanda máxima del conjunto (16 horas) están conectados solamente los aparatos - - con *, se puede calcular:

- La demanda de cada consumidor a las 16 horas.
- La carga conectada en cada consumidor.
- El factor de demanda de cada consumidor para la hora - de la demanda máxima del conjunto.
- La demanda diversificada a las 16 horas.

3.- CALCULOS FUNDAMENTALES EN REDES DE DISTRIBUCION

3.1.- CALCULOS DE CAIDA DE TENSION Y REGULACION

3.2.- CENTROS DE CARGA

3.3.- ASPECTOS GENERALES DE LA GEOMETRIA DE UNA RED. ESTABLECIMIENTO DE LAS ECUACIONES GENERALES DEL SISTEMA

3.4.- CALCULO DE PERDIDAS.

3.5.- CUESTIONARIO.

3. CALCULOS FUNDAMENTALES EN REDES DE DISTRIBUCION

3.1 CALCULOS DE CAIDA DE TENSION Y REGULACION

CONCEPTO DE IMPEDANCIA

Uno de los cálculos fundamentales que se deben efectuar al proyectarse una red de distribución es el de la caída de tensión, ya que esto permite garantizar a los consumidores la tensión mínima requerida para el correcto funcionamiento de sus aparatos.

La caída de tensión producida en el alimentador, debido a una carga concentrada al final, estará dada por:

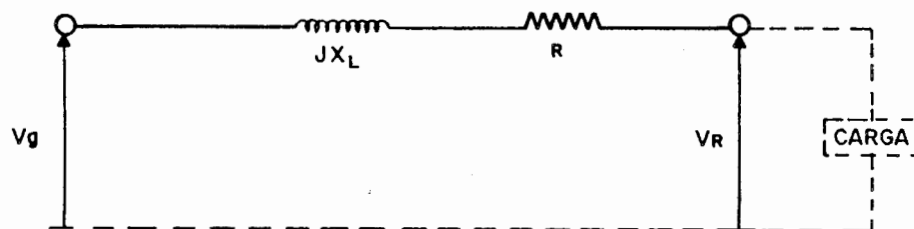


Figura 3.1

$$\Delta V_T = (R + jX_L) \cdot I \cdot (\cos \theta + j \sin \theta) \dots 3.1$$

Donde:

R = Resistencia total (Ω).

X_L = Reactancia total (Ω).

$\cos \theta$ = Factor de potencia

En los sistemas de distribución, en general, estarán conectados más de un servicio en un cable, por lo que es necesario desarrollar algunos métodos que nos permitan calcular en forma rápida la caída de tensión o regula-ción de un alimentador. Supongamos que se tiene un ali-mentador de una misma sección con cargas tales como las de la siguiente figura:

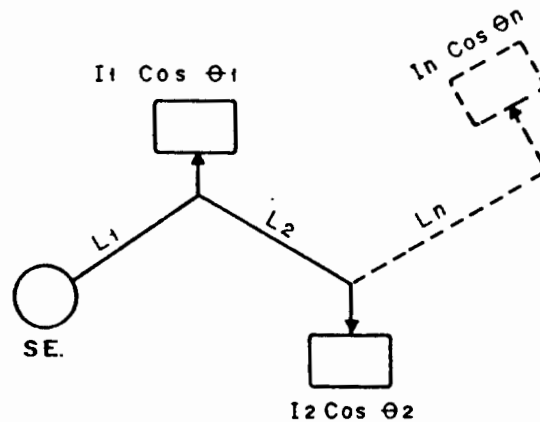


Figura 3.2

La caída de tensión en este caso será:

$$\Delta V_T = I_1 (\cos \theta_1 + j \sin \theta_1) L_1 (R + jX) + (\cos \theta_2 + j \sin \theta_2) I_2$$

$$(L_1 + L_2) (R + jX) + I_n (\cos \theta_n + j \sin \theta_n) (L_1 + L_2 + \dots + L_n)$$

$$(R + jX) \dots \dots \dots 3.2$$

En general, la caída de tensión a través de un alimentador con una carga concentrada al final es:

$$\Delta V_T = (I \cos \theta - jI \sin \theta) (R + jX) =$$

$$RI \cos \theta + IX \sin \theta + jXI \cos \theta - jRI \sin \theta \dots\dots\dots 3.3$$

En la mayor parte de los casos que se presentan en redes de distribución, es posible demostrar que los dos últimos términos de esta ecuación son similares, por tanto, siendo $XI \cos \theta \approx RI \sin \theta$, la ecuación de caída de tensión se puede resumir como la suma aritmética simple de dos componentes, la caída producida en la resistencia por una corriente $I \cos \theta$, y la producida en la reactancia por una corriente $I \sin \theta$, quedando la ecuación 3.3, simplemente:

$$\Delta V_T = RI \cos \theta + XI \sin \theta \dots\dots\dots 3.4$$

Lo que trae como consecuencia una simplificación considerable en el cálculo de caídas de tensión en redes de distribución; esta simplificación se conoce como CONCEPTO DE IMPEDANCIA.

En el diagrama siguiente se muestra en forma gráfica esta simplificación y el error que incurre en ella.

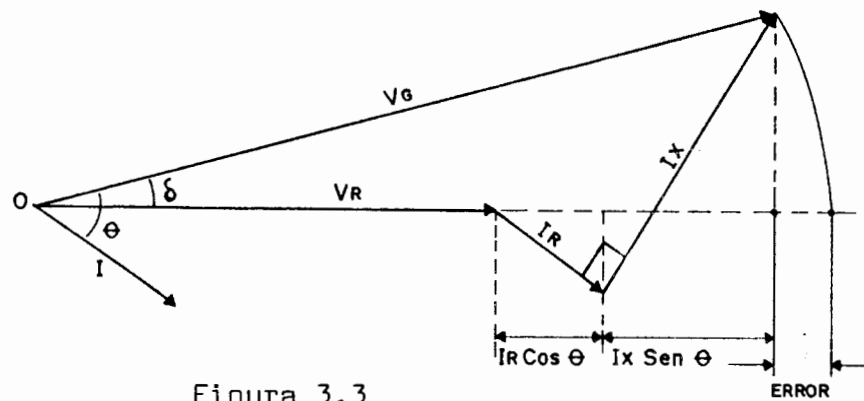


Figura 3.3

En algunos casos se expresa la caída de tensión como un porcentaje de la caída total en la línea con respecto a la tensión aplicada en la carga, concepto que se conoce como REGULACION; expresado matemáticamente se tiene:

$$\% \text{ Reg.} = \frac{\Delta V_T}{V_R} 100 \dots \dots \dots 3.5$$

En redes de distribución en muchos alimentadores, las cargas que se conectan son de características similares, vgr, secundarios que energizan consumidores domésticos, encontrándose además conectados equidistantemente; esto permite hacer algunas simplificaciones en el cálculo de la regulación del sistema. Consideremos un alimentador con estas características; es decir, con carga uniformemente distribuida y energizada sólo desde un extremo, figura 3-4, de una longitud L (m.), una impedancia por unidad de longitud — y una carga

i (amp./metro). En este caso podremos establecer la ecuación de caída de tensión total como sigue:

$$\begin{aligned}\Delta V_T &= zi \int_0^x x dx + i(L-x)z \ x \\ &= zi \left[\frac{x^2}{2} \right]_0^x + iL \ zx - ix^2 z \\ &= zi \frac{x^2}{2} + iL \ zx - ix^2 z\end{aligned}$$

$$\Delta V_T = iLzx - \frac{1}{2} z \ ix^2 \dots\dots\dots 3.6$$

Si quisiéramos calcular la caída total en este alimentador, tendríamos $x = L$, por tanto, la expresión anterior nos quedaría:

$$\Delta V_T = iLzL - \frac{1}{2} z \ iL^2$$

$$\Delta V_T = \frac{1}{2} \ izL^2$$

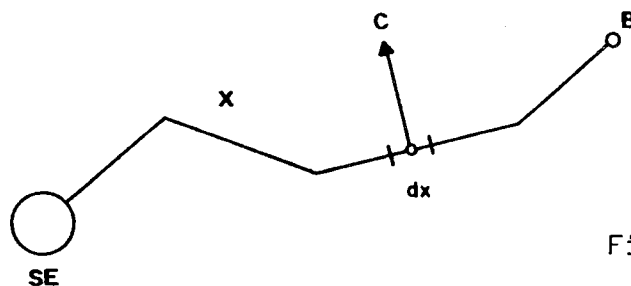


Figura 3.4

Si hacemos $i_L = I$, la corriente total del alimentador y $z_L = Z$, la impedancia total, la expresión nos quedará:

$$\Delta V_T = \frac{1}{2} I Z \quad 3.7$$

Lo que significa entonces que la caída total de un alimentador uniformemente cargado se puede encontrar, considerando que toda la carga se encuentra concentrada en el punto medio.

Ahora bien, si ese mismo alimentador fuera energizado desde sus dos extremos, el punto de menor potencial será el punto me dio y la caída de tensión en ese punto será:

$$\Delta V_{T-2} = \frac{1}{2} \frac{I}{2} \frac{Z}{2}$$

$$\Delta V_{T-2} = \frac{1}{8} IZ$$

Ilustra esto la gran ventaja que se consigue, energizando desde dos puntos, ya que:

$$\Delta V_{T-2} = \frac{1}{4} \Delta V_T \quad 3.8$$

ALIMENTADORES CON CALIBRE ESCALONADO.

En las estructuras de operación radial sin amarres, la corriente que circula por el alimentador irá disminuyendo a medida que se aleja de la fuente de alimentación; esto permite en algunos casos ir reduciendo la sección del conductor a lo largo del alimentador con el consecuente ahorro en la construcción de la red. La aplicación de estos conceptos se presenta frecuentemente en redes subterráneas residenciales en donde los alimentadores secundarios son radiales, sin amarres y las cargas se conectan a lo largo del cable. Teniendo entonces como base el criterio de la conveniencia de reducir el calibre de los alimentadores, es posible deducir la relación óptima que debe existir en estas secciones. Basándose en la figura 3.5 y suponiendo que tenemos un alimentador monofásico con dos cargas I_1 e I_2 , tendremos:

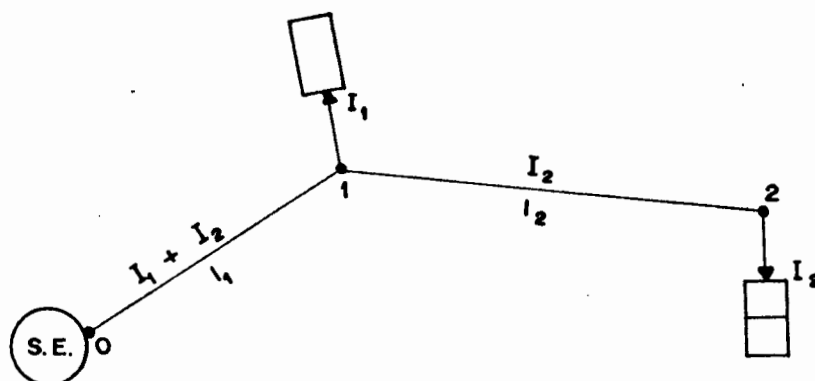


FIG. 3.5

$$\Delta V_{0-1} = R_{0-1} (I_1 + I_2) = \frac{2Pl_1}{a_1} (I_1 + I_2) \quad 3.8'$$

$$\Delta V_{1-2} = R_{1-2} (I_2) = \frac{2Pl_2}{a_2} (I_2) \quad 3.8''$$

Donde a_1 y a_2 = área o sección del conductor.

El volumen de material del alimentador será:

$$V_T = 2(l_1 a_1 + l_2 a_2)$$

Despejando a_1 y a_2 de las ecuaciones 3.8' y 3.8'', y substituyendo en 3.9, tendremos:

$$V_T = 4l \left[\frac{l_1^2 (I_1 + I_2)}{\Delta V_{0-1}} + \frac{l_2^2 I_2}{\Delta V_{1-2}} \right]$$

Si diferenciamos esta ecuación con respecto a la caída de tensión e igualamos a cero, obtendremos un valor óptimo quedando finalmente la ecuación 3.9 como sigue:

$$\frac{a_2^2}{I_2} - \frac{a_1^2}{(I_1 + I_2)} = 0$$

o bien:

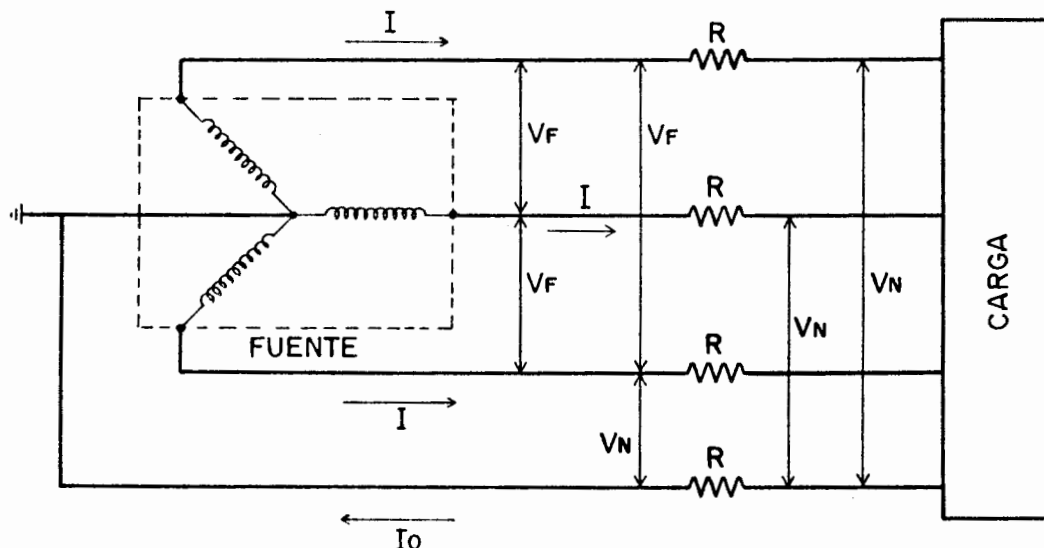
$$\frac{a_1}{a_2} = \left[\frac{I_1 + I_2}{I_2} \right]^{\frac{1}{2}} \quad 3.9'$$

Pudiendo concluir entonces que la relación óptima de calibres en un alimentador escalonado varía directamente proporcional a la raíz cuadrada de la relación entre la carga de sus respectivos tramos. Esta práctica de escalonamiento, aunque como se demostró, ahorra en el costo de los circuitos, es conveniente tomar en cuenta en cada proyecto algunas otras consideraciones, tales como: el aumento de uniones rectas necesarias si el sistema se construirá en ductos o directamente enterrado, y por supuesto, el calibre de los cables disponibles en el mercado con objeto de mantener la relación de secciones lo más cercano al valor óptimo.

CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN B.T.

Los sistemas en B.T. son trifásicos a cuatro hilos, cuyas fases difieren 120° , pudiendo alimentar cargas de alumbrado y fuerza, del tipo monofásicas y trifásicas; por ello es el más utilizado en la actualidad.

FIGURA 3.6



* En el análisis de la caída de tensión se hará uso de la siguiente nomenclatura en base al diagrama anterior.

V_f	-	Voltaje entre fases
V_n	-	Voltaje de fase a neutro
I	-	Corriente
R	-	Resistencia
W	-	Potencia
$\cos \theta$	-	Factor de potencia
ΔV_{f-n}	-	Caída de tensión
ρ	-	Resistividad
L	-	Longitud del conductor
S	-	Area del conductor
$\Delta V\%$	-	Caída de tensión en porciento
l	-	Distancia del origen a cada servicio
i	-	Corriente de cada servicio

La potencia del circuito es:

$$W = \sqrt{3} \cdot V_f \cdot I \cdot \cos \theta = 3 \cdot V_n \cdot I \cdot \cos \theta$$

y por tanto, la caída de tensión es:

$$\Delta V_{f-n} = R \cdot I \quad 3.10$$

como sabemos: $R = \frac{\rho L}{S} \quad 3.11$

quedándonos al sustituir 3.11 en 3.10:

$$\Delta V_{fn} = \frac{\rho L I}{S} \quad 3.12$$

la caída de tensión en porciento es:

$$\Delta V\% = \frac{\Delta V_{fn} \cdot 100}{\frac{V_f}{\sqrt{3}}} \quad 3.13$$

despejando de 3.13 ΔV_{fn} y sustituyendo en 3.12, tenemos:

$$\frac{\Delta V\% \cdot V_f}{100} = \sqrt{3} \rho \frac{L I}{S}$$

despejando $S = \frac{\sqrt{3} \cdot \rho \cdot 100}{\Delta V\% \cdot V_f} L I$

en forma general, para varias cargas con factor de potencia diferente de uno se tiene que la sección será:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot \rho \cdot 100}{\Delta V\% \cdot V_f} \sum I \cos \theta \quad 3.14$$

$$C = \frac{\sqrt{3} \cdot \rho \cdot 100}{\Delta V\% \cdot V_f}$$

Nos queda:

$$S = C \sum I \cos \theta \quad 3.15$$

En los sistemas de baja tensión existen diferentes distribuciones de carga a lo largo del alimentador; se pueden clasificar en:

- Cargas uniformemente repartidas con una distancia "d" entre -- ellas, tenemos:

$$S = C d \sum_{K=1}^m K i \cos \theta \quad 3.16$$

- Con "n" cargas iguales distribuidas uniformemente a lo largo de un alimentador de longitud "L", tendremos:

$$S = C (n+1) \frac{L}{2} i \cos \theta \quad 3.17$$

si consideramos: $\rho = \frac{1}{44.33} \Omega/\text{m}/\text{mm}^2$, Cu a 90°C

$$\Delta V\% = 3$$

$$V_f = 220 \text{ volts}$$

nos queda: $C = \frac{\sqrt{3}}{3.220} \cdot \frac{1}{44.33} \cdot 100 = 0.00591996 \quad 3.18$

Por otro lado, normalmente se consideran las cargas con un factor de potencia: $\cos \theta = 0.85 \quad 3.19$

al sustituir 3.18 y 3.19 en las ecuaciones 3.15, 3.16 y 3.17, tendremos:

$$S = 0.00503196 \sum li \quad 3.20$$

$$S = 0.00503196 d \sum_{K=1}^m Ki \quad 3.21$$

$$S = 0.00503196 (N+1) \frac{Li}{2} \quad 3.22$$

Si, por ejemplo, se tuviesen normalizados los cables BTC 1x15 (Baja - tensión cobre, cable monopolar 15 mm^2), 1x35, 1x70, 1x150, se tiene en la ecuación 3.20 que la sección del conductor "S" es una constante, y si consideramos $\sum li = LI$, o sea una carga concentrada, podremos despejar la longitud "L" o la corriente "I", quedándonos la siguiente expresión:

$$L = \frac{S}{0.00503196 \times I} \quad 3.23$$

Haciendo uso de la ecuación 3.23 es posible calcular la máxima longitud de un conductor para una sección real "S" (13.5, 33.6, 67.4, 152.1 mm²), predeterminada y diferentes corrientes "I". Graficando L vs. I para los cuatro calibres antes mencionados, se obtuvo la gráfica I con la cual no es necesario desarrollar para cada sistema de B.T. todos los cálculos.

La gráfica puede ser usada para seleccionar el conductor por el que circula una corriente "I" debida a una carga que se encuentra en el extremo del conductor de longitud "L"; como en forma general las cargas no se encuentran concentradas sino distribuidas a lo largo del alimentador, es necesario calcular un equivalente de dichas cargas procediendo de la siguiente forma:

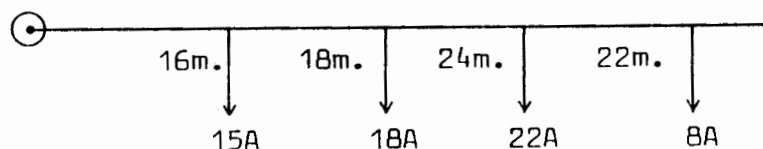
- La corriente equivalente concentrada será igual a la suma de cada una de las corrientes parciales, $I_{EQ} = \sum i$ 3.24
- La distancia a la cual se localizará la corriente equivalente, se puede calcular con la siguiente expresión:

$$L_{EQ} = \frac{\sum li}{\sum i} = \frac{\sum li}{I_{EQ}} \quad 3.25$$

con los valores I_{eq} y L_{eq} es posible entrar a la gráfica para calcular el conductor.

A continuación se muestran algunos ejemplos de aplicación:

1. Calcular la sección del conductor de la figura siguiente:



$$\begin{aligned}\text{calculando: } \sum l_i &= (16 \times 15 + 34 \times 18 + 58 \times 22 + 80 \times 8) \\ &= (2768)\end{aligned}$$

$$I_{EQ} = \sum i = 15 + 18 + 22 + 8 = 63$$

aplicando 3.20 tenemos: $S = 0.00503196 (2768) = 13.92 \text{ mm}^2$, por tanto, la sección más próxima es el BTC 1 x 15.

Si hacemos uso de la gráfica y calculamos la distancia equivalente

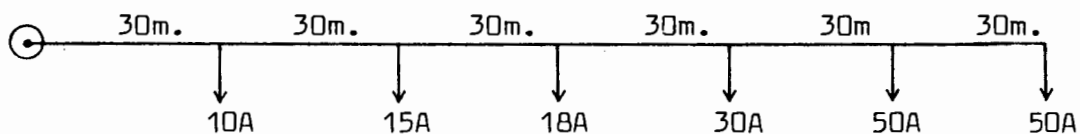
$$\text{EC 3.25 : } L_{EQ} = \frac{\sum l_i}{\sum i} = \frac{2768}{63} = 43.93$$

como se ve en la gráfica, se puede observar que los valores de

$$I_{EQ} = 63 \text{ Amp. y } L_{EQ} = 43.93 \text{ m. coinciden en la curva del}$$

BTC 1 x 15.

2. Calcular el calibre del conductor de la siguiente figura:



$$\begin{aligned}\text{Calculando: } \sum l_i &= d \sum_{K=1}^m K i \\ &= 30(1 \times 10 + 2 \times 15 + 3 \times 18 + 4 \times 30 + 5 \times 50 + 6 \times 50) \\ &= 22920\end{aligned}$$

$$I_{EQ} = \sum i = 10 + 15 + 18 + 30 + 50 + 50 = 173$$

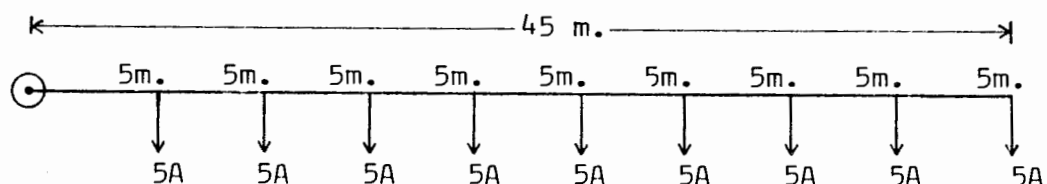
la distancia equivalente será:

$$L_{EQ} = \frac{\sum l_i}{\sum i} = \frac{22920}{173} = 132.48 \text{ m.}$$

De la gráfica se localiza I_{EQ} y L_{EQ} , teniéndose que este punto se

localiza bajo la curva del BTC 1 x 150.

3. Calcular el calibre del conductor de la siguiente figura:



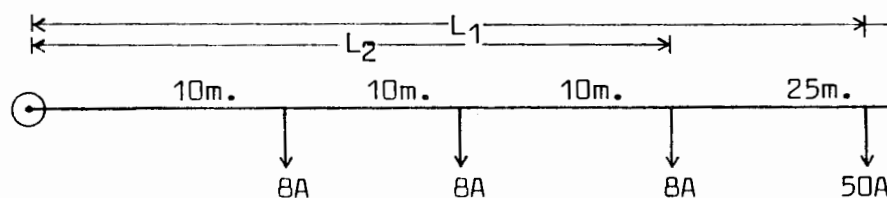
De la ec. 3.22 tenemos: $(n + 1) \frac{L_i}{2} = (9 + 1) \frac{45 \times 5}{2} = 1125$

$$I_{EQ} = \sum i = 9 \times 5 = 45$$

la distancia equivalente será: $L_{EQ} = \frac{1125}{45} = 25 \text{ m.}$

De la gráfica I se tiene que el calibre será el BTC 1 x 15.

4. Calcular el calibre del conductor de la siguiente figura:



Haciendo uso de las ecs. 3.20 y 3.22

$$\sum li = L_1 I = (10 + 10 + 10 + 25) 50$$

$$= 2750$$

$$(n + 1) \frac{L_2 i}{2} = (3 + 1) \frac{30 \times 8}{2}$$

$$= 480$$

$$I_{EQ} = 8 + 8 + 8 + 50 = 74 \text{ A.}$$

La suma de momentos es: $2750 + 480 = 3230$

La distancia equivalente será: $L_{EQ} = \frac{3230}{74} = 43.64 \text{ m.}$

De la gráfica se tiene que el calibre adecuado será el BTC 1 x 35.

Por otra parte no hay que olvidar que se pueden tener cargas monofásicas, bifásicas y trifásicas en un alimentador de baja tensión, para lo cual es necesario calcular la corriente por fase; esto se puede lograr usando las fórmulas de la tabla I.

En ocasiones se desea escalonar el calibre de un alimentador y calcular la caída en cada tramo, con lo que la suma de caídas parciales nos da la caída de tensión total.

En la gráfica II se indican los diferentes calibres del BTC y sus respectivos momentos eléctricos vs. caída de tensión.

A continuación se da un ejemplo de aplicación:

5. Se quiere saber la caída de tensión que tienen los cables de baja tensión que alimentan un conjunto habitacional de cuatro edificios, el cual se muestra en la figura "A".
Cada edificio tiene 20 departamentos de 1 KW cada uno con f.p. = 0.8; la distancia y calibre a cada edificio es indicada en dicha figura.

Así tenemos que por fase circulará una corriente de:

$$I = \frac{KW}{\sqrt{3} \times KV \times \cos \theta} = \frac{20}{\sqrt{3} \times 0.22 \times 0.8} = 65.6 \approx 66 \text{ Amp.}$$

Como se puede observar, la máxima caída de tensión se tiene en la trayectoria 1-2-3-5, de donde tenemos:

TRAMO	CALIBRE DEL BTC	LI (AMP X KM.)	DE LA GRAFICA II ΔV (volts)
1 - 2	1 x 150	4.224	0.675
2 - 3	1 x 70	5.940	1.850

3 - 5

1 x 35

1.188

0.650

CAIDA TOTAL 3.175 volts.

Como se ve, la caída es adecuada.

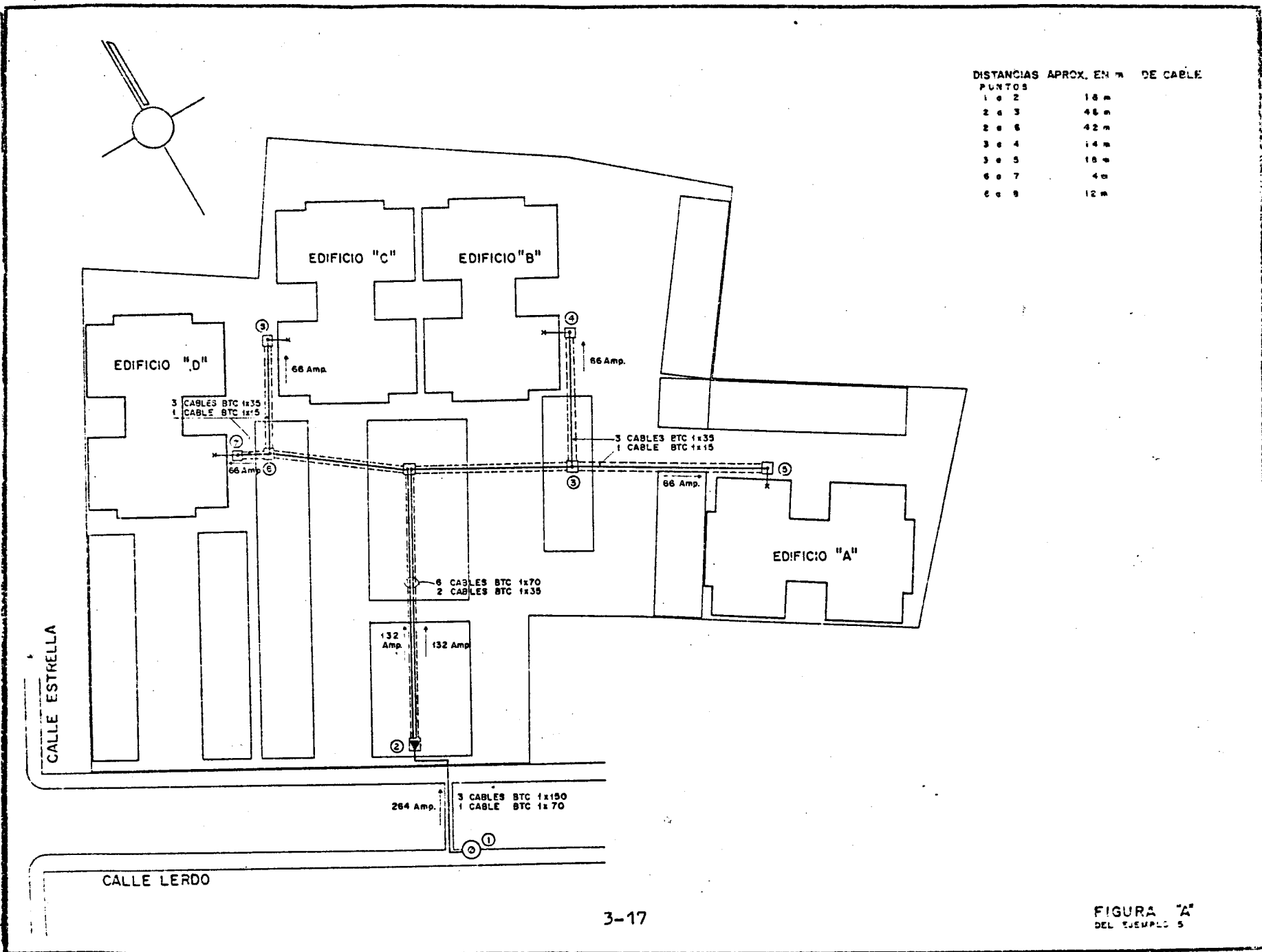


TABLA I

DETERMINACION DE AMPERES, HP, KW Y KVA Y F.P.

<u>PARA ENCONTRAR</u>	<u>CORRIENTE DIRECTA</u>	<u>CORRIENTE ALTERNA</u>	
		<u>MONOFASICA</u>	<u>TRIFASICA</u>
<u>Amperes</u> cuando HP son conoci-dos.	$\frac{HP \times 746}{E \times \eta}$	$\frac{HP \times 746}{E \times \eta \times fp}$	$\frac{HP \times 746}{1.73 \times E \times \eta \times fp}$
<u>Amperes</u> cuando KW son conoci-dos.	$\frac{KW \times 1000}{E}$	$\frac{KW \times 1000}{E \times fp}$	$\frac{KW \times 1000}{1.73 \times E \times fp}$
<u>Amperes</u> cuando KVA son conoci-dos.		$\frac{KVA \times 1000}{E}$	$\frac{KVA \times 1000}{1.73 \times E}$
Kilowatts	$\frac{I \times E}{1000}$	$\frac{I \times E \times fp.}{1000}$	$\frac{I \times E \times 1.73 \times fp}{1000}$
KVA		$\frac{I \times E}{1000}$	$\frac{I \times E \times 1.73}{1000}$
<u>HP</u> (salida)	$\frac{I \times E \times \eta}{746}$	$\frac{I \times E \times \eta \times fp}{746}$	$\frac{I \times E \times 1.73 \times \eta \times fp}{746}$
Factor de potencia	1	$\frac{W}{E \times I}$	$\frac{W}{1.73 \times E \times I}$

GRAFICA - I

CALCULO DE MOMENTOS ELECTRICOS:
- CARGAS Y CORRIENTES DIFERENTES

$$M_E = \sum_{K=1}^n I_i$$

- CARGAS DIFERENTES UNIFORMEMENTE REPARTIDAS

$$M_E = d \sum_{K=1}^n K_i$$

- CARGAS IGUALES UNIFORMEMENTE REPARTIDAS

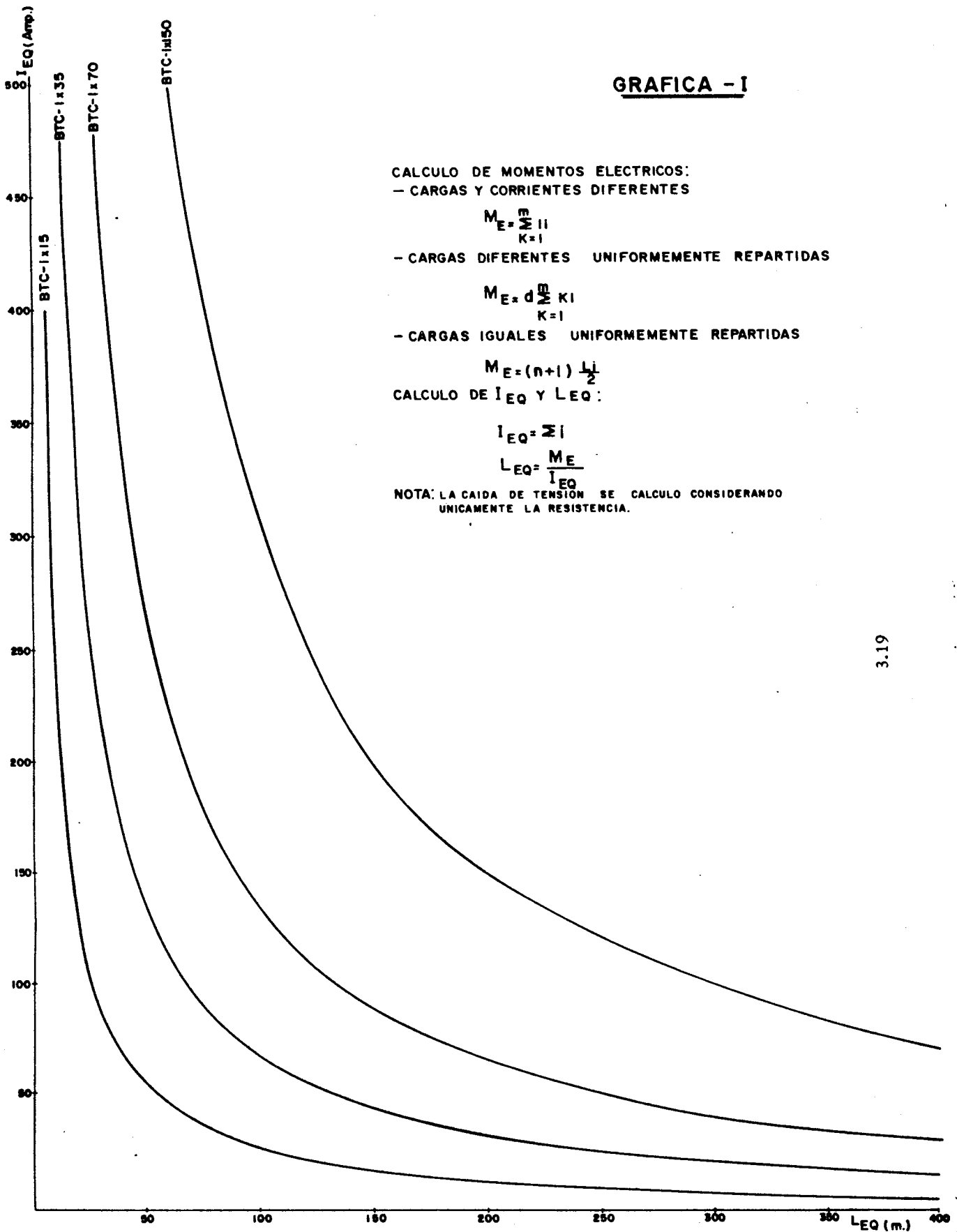
$$M_E = (n+1) \frac{L_i}{2}$$

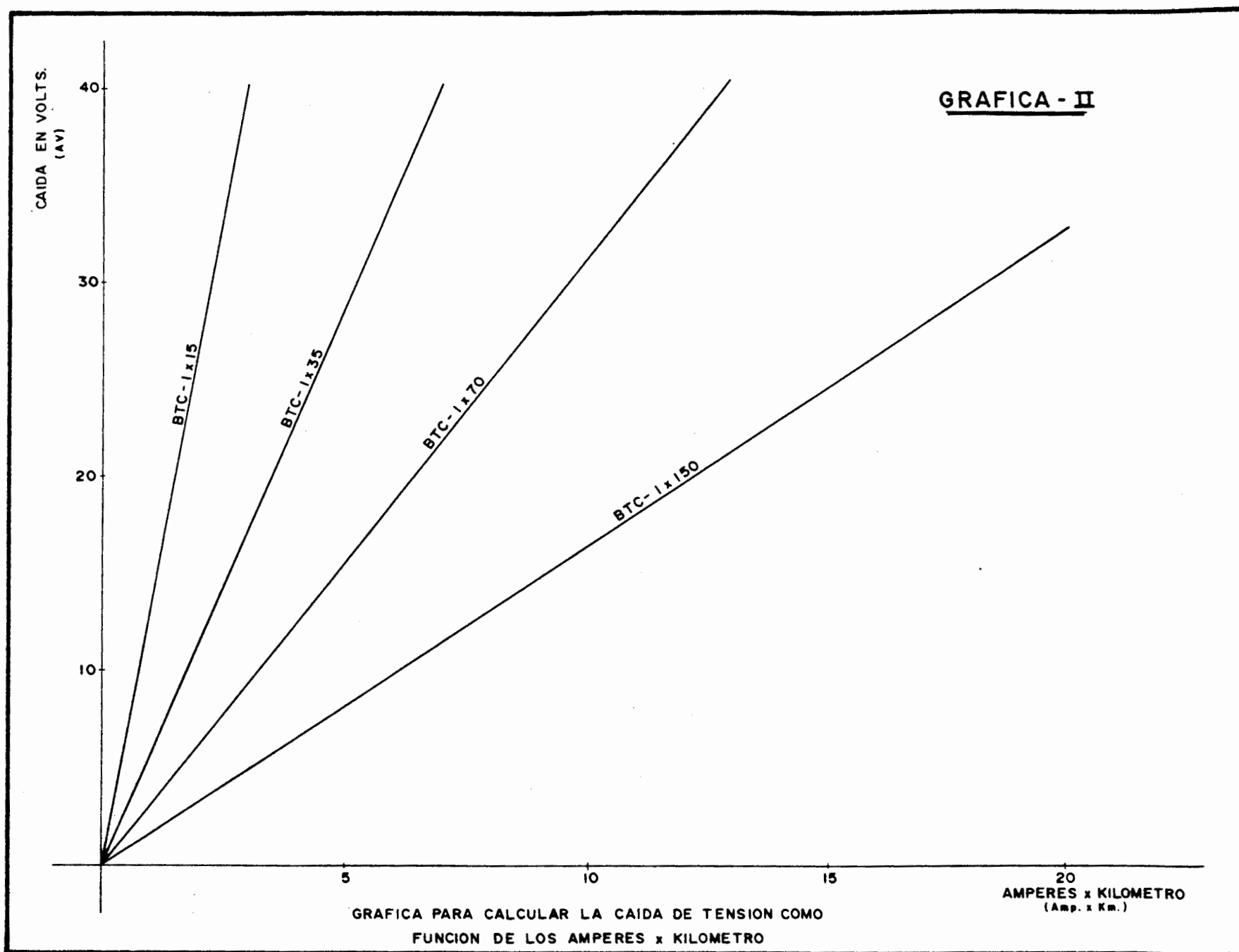
CALCULO DE I_{EQ} Y L_{EQ} :

$$I_{EQ} = \sum I_i$$

$$L_{EQ} = \frac{M_E}{I_{EQ}}$$

NOTA: LA CAIDA DE TENSION SE CALCULO CONSIDERANDO UNICAMENTE LA RESISTENCIA.



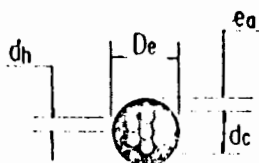


CABLES BTC

1x15 a 1x400

NORMAS LYI
MATERIAL
2.0041

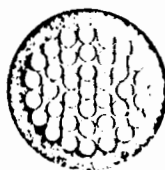
1 de 2



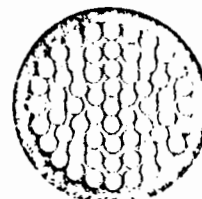
7 hilos



19 hilos



37 hilos



61 hilos

SIM BOLO	CARACTERISTICAS	UNIDADES	CABLES BTC					
			1x15	1x35	1x70	1x150	1x250	1x400
	Sección nominal del conductor de cobre	mm ²	15	35	70	150	250	400
	Sección real del conductor de cobre	mm ²	13.5	33.6	67.4	152.1	253.2	408.4
N	Número de hilos	-	7	7	19	37	37	61
dc	Diámetro del conductor	mm	4.62	7.42	10.62	15.00	20.65	26
dh	Diámetro de cada hilo	mm	1.55	2.47	2.43	2.29	2.95	3.9
ea	Espeor del aislamiento de polietileno de cadena cruzada	mm	1.52	1.52	1.93	2.39	2.59	2.77
De	Diámetro del cable	mm	7.81	10.55	14.59	20.78	23.45	31.94
	Peso aproximado del cobre	Kg/Km	120	305	511	1177	2265	3775
	Peso aproximado del aislamiento	Kg/Km	28.05	60.76	72.05	125.95	124.50	280
	Peso total del cable	Kg/Km	148.05	365.76	583.05	1503.95	2459.50	3955
	Longitud del tramo de cable	m	500	500	500	500	500	300
	Tolerancia en longitud	%	±5	±5	±5	±5	±5	±5
	Peso del tramo de cable	Kg	74.03	182.88	291.53	751.98	1224.75	1977.6
Rca	Resistencia Ohmica a 50 Hz y 90°C	Ohm/Km	1.695	0.665	0.333	0.149	0.090	0.055
X	Reactancia a 50 Hz circuito trifásico cables horizontales	Ohm/Km	0.073	0.078	0.075	0.075	0.075	0.074
AV	Caída de tensión por fase	Volt Amp-Km	1.354	0.5285	0.312	0.153	0.117	0.092
I	Interrados corriente normal de trabajo	Amp	110	170	270	420	-	-
	Interrados corriente máxima de trabajo	Amp	150	240	350	520	-	-
	En aire corriente normal de trabajo	Amp	-	-	-	-	450	600
	En aire corriente máxima de trabajo	Amp	-	-	-	-	700	900

Jul 70 | Ago 70 | Sep 70 | Oct 70 | Nov 70 | Dic 70 | Ene 71 | Feb 71 | Mar 71 | Abr 71 | May 71 | Jun 71

3.2 CENTRO DE CARGA

En un sistema eléctrico se le llama "CENTRO DE CARGA", al punto en el cual se considera que están concentradas todas las cargas parciales, o dicho de otra forma, "CENTRO DE CARGA" es el punto donde se considera una carga igual a la suma de todas las cargas parciales, lo que en realidad representa el centro de gravedad si, a las cargas eléctricas se les trata como masas.

El "Centro de Carga" puede calcularse fácilmente según el caso particular de que se trate:

CASO 1.

Cuando las cargas parciales se encuentran alineadas:

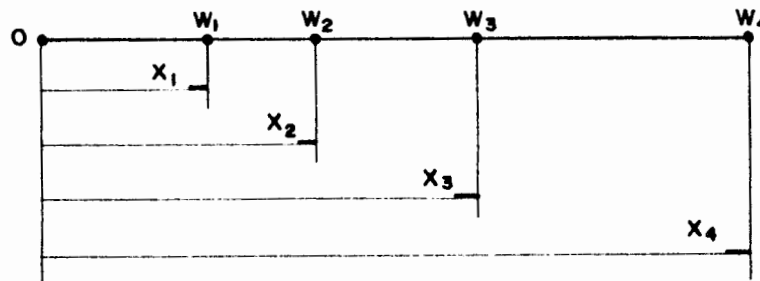


FIG. 3.7

El punto O (cero) nos indica el punto de referencia arbitrario: \$X_1\$, \$X_2\$, \$X_3\$, y \$X_4\$, son las distancias de las cargas parciales y \$W_1\$, \$W_2\$, \$W_3\$, y \$W_4\$, son las cargas parciales.

La distancia al Centro de Carga se calcula, en forma general, como sigue:

$$X_0 = \frac{X_1 W_1 + X_2 W_2 + X_3 W_3 + \dots + X_n W_n}{\sum_{i=1}^n W_i} \quad \dots 3.26$$

CASO 2.

Cuando las cargas parciales no se encuentran sobre un mismo alineamiento, sino que se encuentran distribuidas sin seguir un orden de dirección y distancia con respecto a la fuente de energía, debe uno valerse de un sistema de coordenadas cartesianas para calcular el "Centro de Carga":

- Se calcula el Centro de Carga con respecto a los dos ejes coordenados.
- La intersección de estas dos distancias da exactamente el Centro de Carga.

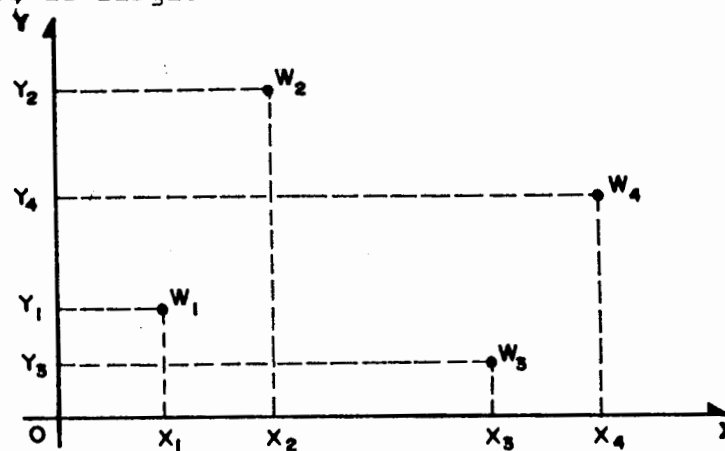


FIG. 3.8

- Para calcular la distancia media con respecto al eje de las XX.

$$X_0 = \frac{X_1 w_1 + X_2 w_2 + \dots + X_n w_n}{\sum_{i=1}^n w_i} \quad 3.27$$

- Para calcular la distancia media con respecto al eje de las YY.

$$Y_0 = \frac{Y_1 w_1 + Y_2 w_2 + \dots + Y_n w_n}{\sum_{i=1}^n w_i} \quad 3.28$$

3.3 ASPECTOS GENERALES EN LA PLANEACION DE UNA RED DE DISTRIBUCION.

El análisis de un sistema de distribución real representa un problema complejo debido a la cantidad de variables, algunas de ellas heurísticas, que intervienen; es por esto que se hacen necesarias algunas simplificaciones para poder visualizar los efectos relativos de los diferentes cambios en los parámetros que pueden sucederse. Una ayuda valiosa para comprender estos efectos es el uso de figuras geométricas que representen zonas de influencia de los alimentadores. A continuación se desarrollarán, a guisa de ejemplo, el uso de estas figuras geométricas estableciéndose las relaciones fundamentales que nos permitan conocer en cualquier momento el efecto que puede causar un cambio en uno de los parámetros sobre los demás y la relación entre ellos.

Como primera consideración asumamos dos simplificaciones:

- 1) Densidad de carga UNIFORME.
- 2) Area de influencia del alimentador de forma geométrica regular, v.gr., un rectángulo o un triángulo.

Partiendo de estas condiciones, demostraremos las relaciones que existen entre los diferentes parámetros como caída de voltaje, densidad, tensión, etc. y sus efectos, tanto en el tamaño, como en la forma de los alimentadores.

DESARROLLO DE LAS ECUACIONES GENERALES PARA CIRCUITOS LIMITADOS POR CAIDA DE TENSION.

Consideremos un alimentador rectangular, tal como el de la figu

ra 3.10, formado por un circuito trifásico 4 hilos multiaterri-
zado en la troncal y monofásico H. N. en las derivaciones, acep-
tando, de antemano, que existen suficientes cargas monofásicas
para balancear el alimentador.

Denominando:

D = Densidad de Carga (KVA/Km²)

A = Area de la zona alimentada (Km²).

W = Carga total (KVA)

E = Tensión entre fases (KV)

y calculando la caída en la troncal del alimentador tendremos:

$$\Delta V_1 = I \frac{Z_1}{2} a$$

3.29

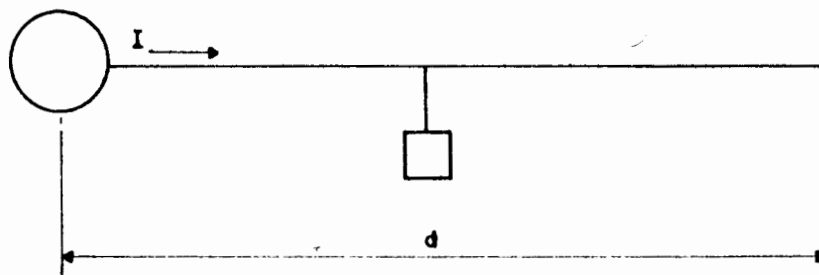


FIGURA 3.9

Haciendo:

$$A = 2 aC$$

3.30

$$y \quad W = DA = 2aC D$$

3.31

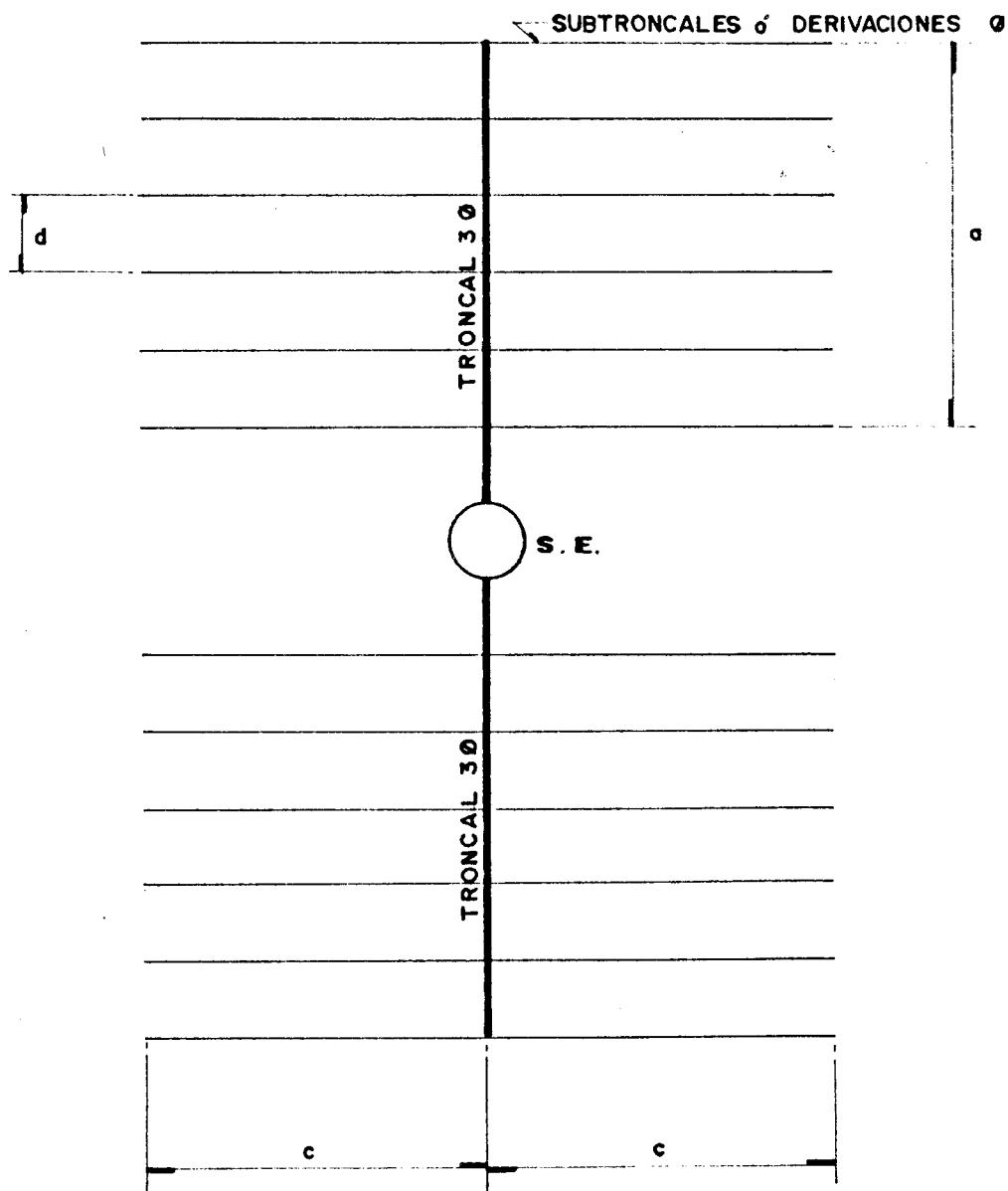


FIGURA 3.10

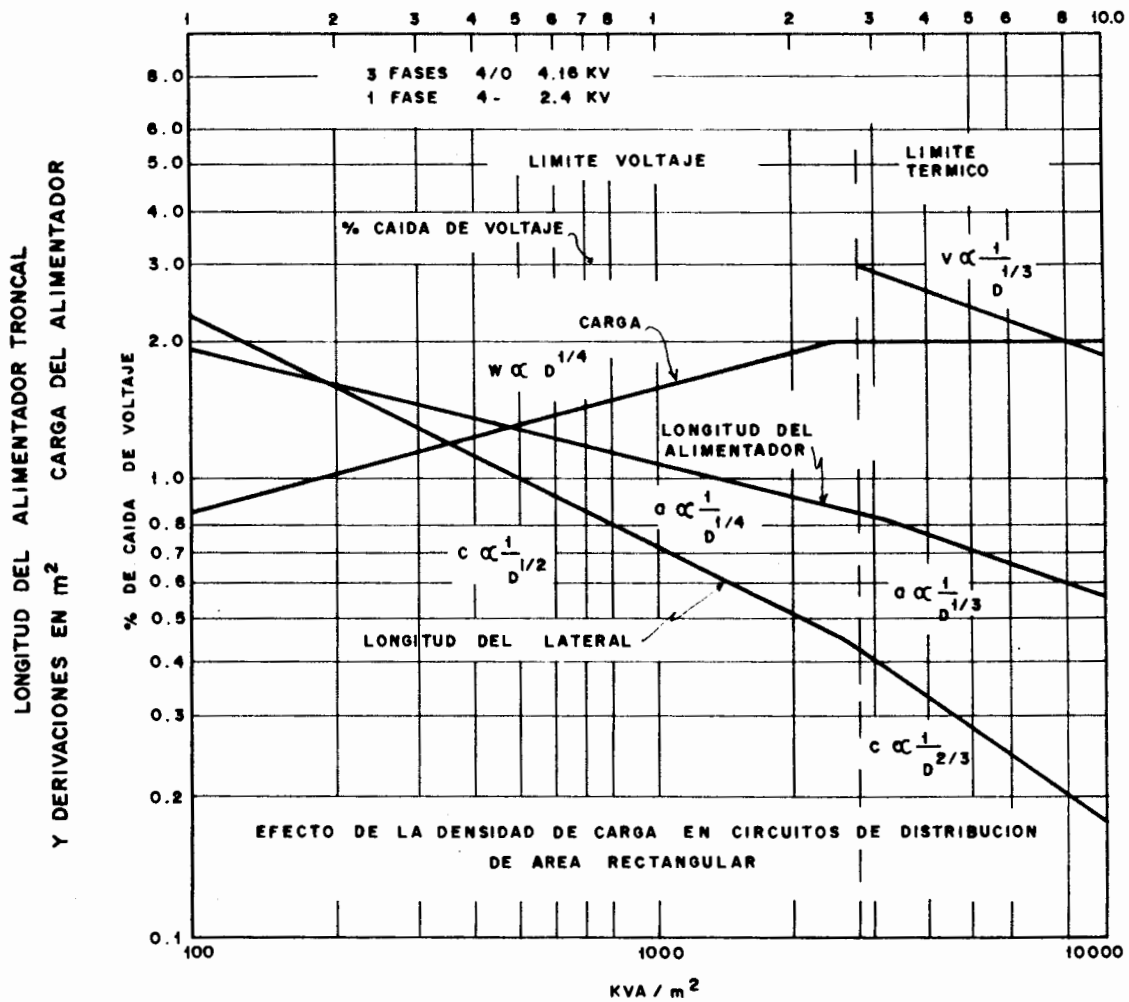


FIGURA 3.11

$$I = \frac{W}{\sqrt{3} E} = \frac{2acD}{\sqrt{3} E} \quad \text{amp.}$$

Substituyendo en 3.29 :

$$\begin{aligned} \Delta V_1 &= \frac{2acD}{\sqrt{3} E} \frac{Z_1}{2} a \\ &= \frac{a^2 c D Z_1}{\sqrt{3} E} \end{aligned}$$

Estableciendo esta misma ecuación, en porciento tendremos:

$$\% \Delta V_1 = \frac{\sqrt{3} \times 0.1}{E} \frac{a^2 c D Z_1}{\sqrt{3} E}$$

$$\% \Delta V_1 = \frac{0.1 a^2 c D Z_1}{E^2}$$

3.32

De la figura No.3.10 podemos observar que el número total de derivaciones será $2a/d$. Con esto podremos escribir la ecuación - de la caída de tensión en las derivaciones, que será:

$$W_1 = \frac{W \cdot d}{2a} = \frac{2acD \cdot d}{2a}$$

$$W_1 = Dcd \quad \text{KVA/derivación}$$

$$I_1 = \frac{\sqrt{3} Dcd}{E}$$

En este caso por tratarse de un circuito monofásico y que la impedancia total es igual a $2Z$.

$$\Delta V_2 = \frac{I_1 2Z_2 C}{2} = I_1 Z_2 C$$

$$\Delta V_2 = \sqrt{3} \frac{Dcd}{E} c Z_2$$

$$\Delta V_2 = \sqrt{3} \frac{Dc^2 dZ_2}{E}$$

Estableciendo esta ecuación, en porciento tendremos:

$$\% \Delta V_2 = \sqrt{3} \frac{Dc^2 dZ_2}{E} \cdot \frac{\sqrt{3} 100}{1000E}$$

$$\% \Delta V_2 = 0.3 \frac{Dc^2 dZ_2}{E^2} \quad 3.33$$

Expresión que asume que toda la corriente retorna por hilo neutro.

Reagrupando 3.32 y 3.33 obtendremos la expresión en % de la caída total del alimentador:

$$\% \Delta V_T = 0.1 \frac{a^2 cDz_1}{E^2} + 0.3 \frac{Dc^2 dZ_2}{E^2}$$

$$\% \Delta V_T = \left[\frac{0.1DZ_1}{E^2} \right] a^2 C + \left[\frac{0.3dDZ_2}{E^2} \right] C^2$$

Si consideramos que para un alimentador dado, la densidad, el calibre del cable de alimentación y tensión son constantes, podemos establecer la ecuación anterior como sigue:

$$\% \Delta V_T = K_1 a^2 C + K_2 C^2 \quad 3.34$$

Es posible observar de la figura 3.10 que el valor de % de caída permisible es factible alcanzarla tanto con troncales largos y derivaciones cortas como con troncales cortas y derivaciones largas, dando como resultado, en ambos casos, áreas cubiertas sumamente reducidas.

Es, por tanto, interesante partiendo de esta ecuación, encontrar la relación entre a y c que dé la máxima área cubierta para ciertas condiciones dadas teniendo una caída de tensión limitada, es decir, haciendo $\% \Delta V_T = \text{constante} = K_3$. De tal manera que podremos escribir la ecuación 3.34 como sigue:

$$\% \Delta V_T = K_3 = K_1 a^2 c + K_2 c^2$$

$$a = \sqrt{\frac{K_3 - K_2 c^2}{K_1 c}}$$

Substituyendo a en la ecuación 3.30

$$A = 2c \left[\frac{K_3 - K_2 c^2}{K_1 c} \right]^{\frac{1}{2}}$$

Derivando con respecto c :

$$\frac{dA}{dc} = \frac{1}{2} \left[\frac{4K_3 c - 4c^3 K_2}{K_1} \right]^{-\frac{1}{2}} \frac{1}{K_1} [4K_3 - 12c^2 K_2]$$

Iguando esta ecuación a cero para obtener un máximo, tendríamos:

$$\frac{1}{2K_1} \left[\frac{4K_3 c - 4c^3 K_2}{K_1} \right]^{-\frac{1}{2}} [4K_3 - 12K_2 c^2] = 0$$

Esta ecuación se hace cero cuando:

$$4 K_3 = 12 K_2 c^2$$

$$K_2 c^2 = \frac{K_3}{3}$$

3.35

Sabiendo que $K_2 c^2$ es el porcentaje de caída en las derivaciones

podemos afirmar entonces que, para un área de carga de forma rectangular será máxima cuando la tercera parte de la caída total permisible ocurra en las derivaciones y dos terceras partes en la troncal, es decir:

$$\Delta V_1 = 2 \Delta V_2 \quad 3.36$$

En sistemas de distribución, generalmente se puede considerar un 3% de caída de voltaje en el circuito primario entre el primero y el último transformador, por tanto, podemos desarrollar las ecuaciones fundamentales para el área máxima bajo estas condiciones a manera de ejemplo; substituyendo en la ecuación tendremos:

$$\% \Delta V_T = 3K_2 C^2 \quad 3.37$$

$$K_2 C^2 = 1$$

$$C = \frac{1}{K_2^{1/2}} \quad 3.38$$

De la ecuación 3.34 sabemos que:

$$K_2 = \frac{0.3dDZ_2}{E^2}$$

Considerando que Z_2 y d son constantes para un caso determinado, substituyendo K_2 en 3.38 tendremos

$$C \sim \frac{1}{\left[\frac{D}{E^2} \right]^{1/2}}$$

o bien :

$$C \sim \frac{E}{D^{1/2}} \quad 3.38$$

Si sustituimos en la ecuación 3.34 el valor de c de la ecuación 3.38 tendremos:

$$\% \Delta V_T = K_1 a^2 \frac{1}{K_2^{\frac{1}{2}}} + K_2 \frac{1}{K_2}$$

Sabiendo que $\Delta V_T = 3\%$ por las condiciones establecidas:

$$a^2 \frac{K_1}{K_2^{\frac{1}{2}}} + 1 = 3$$

Despejando a tendremos:

$$a = \sqrt{2} \frac{K_2^{\frac{1}{4}}}{K_1^{\frac{1}{2}}} \quad 3.39$$

Substituyendo ahora los valores de K_1 y K_2 y considerando que Z_2 , d , y Z_1 son constantes para una condición dada, tendremos:

$$a \sim \frac{E^{\frac{1}{2}}}{D^{\frac{1}{4}}} \quad 3.40$$

Combinando las ecuaciones 3.38 y 3.39 podremos encontrar la relación geométrica a/C que nos da el área de carga máxima, para una caída de tensión permisible del 3%, de tal manera que:

$$\frac{a}{C} = \frac{\sqrt{2} K_2^{\frac{1}{4}} K_2^{\frac{1}{2}}}{K_1^{\frac{1}{2}} \times 1} = \sqrt{2} \frac{K_2^{3/4}}{K_1^{\frac{1}{2}}}$$

o bien:

$$\frac{a}{C} \sim \frac{D^{\frac{1}{4}}}{E^{\frac{1}{2}}} \quad 3.41$$

La máxima área cubierta para 3% de caída permisible será:

$$A = 2ac = 2\sqrt{2} \frac{K_2^{\frac{1}{4}}}{K_1^{\frac{1}{2}}} \frac{1}{K_2^{\frac{1}{2}}} = 2\sqrt{2} \cdot \frac{1}{K_1^{\frac{1}{2}} \cdot K_2^{\frac{1}{4}}}$$

o bien:

$$A \sim \frac{E^{1\frac{1}{2}}}{D^{3/4}} \quad 3.42$$

La carga permisible por alimentador será:

$$W = 2\sqrt{2} \frac{D}{K_1^{\frac{1}{2}} K_2^{\frac{1}{4}}}$$

por tanto:

$$W \propto E^{1\frac{1}{2}} D^{\frac{1}{4}} \quad 3.43$$

y el número de circuitos para cubrir el área dada será:

$$N \sim \frac{D^{3/4}}{E^{1\frac{1}{2}}} \quad 3.44$$

La longitud real de las troncales y las derivaciones, así como relaciones óptimas dependen, asimismo, de los factores de impedancia Z_1 y Z_2 , por lo que podemos afirmar que $K_1 \propto Z_1$ y $K_2 \propto Z_2$. Por tanto, las ecuaciones que se mostraron también pueden ser útiles para ilustrar el efecto que tienen diferentes tipos de calibre de conductores sobre los demás parámetros de los circuitos. Para una tensión de distribución y un calibre dados, las ecuaciones desarrolladas pueden emplearse para mostrar cómo la geometría de un área de carga rectangular bajo las condiciones de máxima área cubierta es afectada por la densidad de carga. En la figura No. 3.11 se muestran las variaciones de las diferentes relaciones geométricas que se han mencionado con respecto a la densidad.

EFFECTO DEL AUMENTO DE TENSION EN LOS ALIMENTADORES DE DISTRIBU-- CION.

Otra aplicación de las relaciones obtenidas en el punto anterior es su aplicación con objeto de mostrar cómo es afectada la geometría de la máxima área de carga cuando se cambia la tensión de un alimentador, manteniendo constante la densidad de carga y el calibre de los conductores. Esto nos permite en un momento dado establecer no sólo qué tensión de alimentación es conveniente, sino además qué beneficios obtendremos en la zona de distribución con este cambio, v. gr., menor caída de tensión, menos pérdidas, etc.

Desarrollando la ecuación 3.38' :

$$C = \frac{E}{D^{\frac{1}{2}}}$$

Dado que $D =$ constante así como el calibre y, por, tanto Z , tendremos:

$$C = \frac{E}{K}$$

Por lo que para las condiciones 1 y 2.

$$C_1 = \frac{E_1}{K} \quad \text{y} \quad C_2 = \frac{E_2}{K}$$

$$\frac{C_1}{C_2} = \frac{E_1 K}{E_2 K} = \frac{E_1}{E_2}$$

3.45

En la troncal de un alimentador tenemos que:

$$a = \frac{E^{\frac{1}{2}}}{D^{\frac{1}{4}}}$$

para las condiciones dadas:

$$a_1 = \frac{E_1^{\frac{1}{2}}}{K} \quad \text{y} \quad a_2 = \frac{E_2^{\frac{1}{2}}}{K}$$

de donde:

$$\frac{a_2}{a_1} = \sqrt{\frac{E_2}{E_1}} \quad 3.46$$

La relación a/c para las dos condiciones quedará entonces:

$$\frac{a_2/c_2}{a_1/c_1} = \sqrt{\frac{E_1}{E_2}} \quad 3.47$$

La relación entre las áreas de carga:

$$\frac{A_1}{A_2} = \frac{E_1^{1.5}}{K} \frac{K}{E_2^{1.5}}$$

$$\frac{A_2}{A_1} = \left[\frac{E_2}{E_1} \right]^{1 \frac{1}{2}} \quad 3.48$$

La carga por alimentador será:

$$w_1 = E_1^{1.5} K, \quad w_2 = E_2^{1.5} K$$

$$\frac{\omega_2}{\omega_1} = \left[\frac{E_2}{E_1} \right]^{1/2} \quad 3.49$$

El número de circuitos :

$$\frac{N_2}{N_1} = \left[\frac{E_1}{E_2} \right]^{1/2} \quad 3.50$$

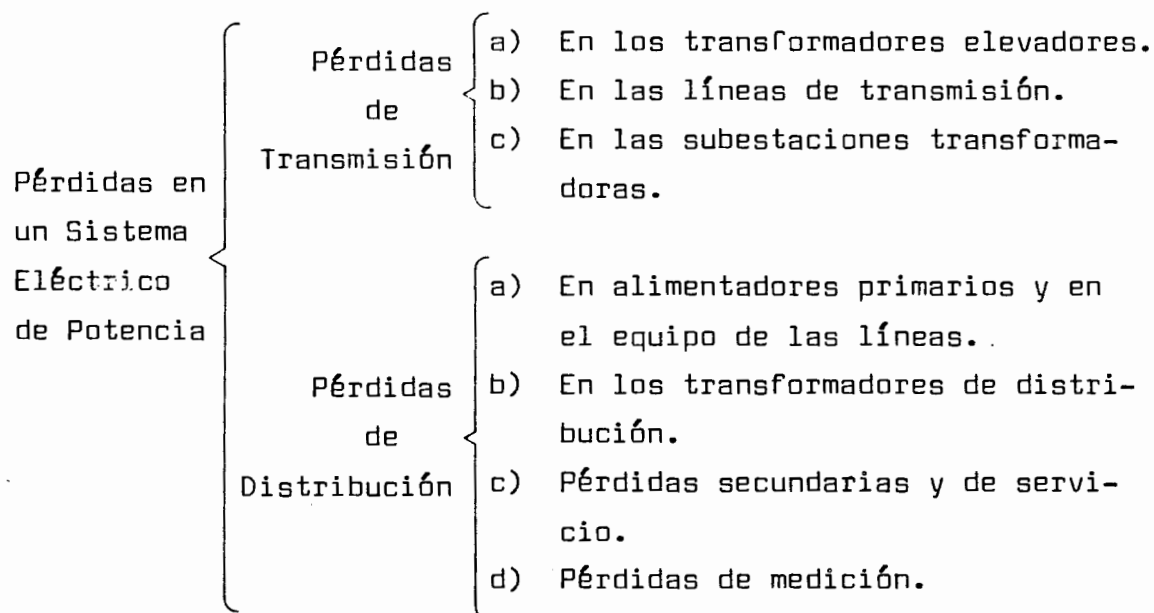
3.4 DETERMINACION DE PERDIDAS EN ALIMENTADORES PRIMARIOS DE DISTRIBUCION

Las pérdidas de distribución se dividen en dos tipos:

PERDIDAS DE POTENCIA. Este tipo de pérdidas incrementa los requerimientos de capacidad de generación en el momento de ocurrir "el pico" del sistema.

PERDIDAS DE ENERGIA. Este tipo de pérdidas hace necesario suplir energía adicional sobre la requerida por las cargas del sistema.

La asignación de estas pérdidas se hace de acuerdo a la clasificación de las mismas en un sistema eléctrico de potencia, con respecto a sus componentes, la cual es la siguiente:

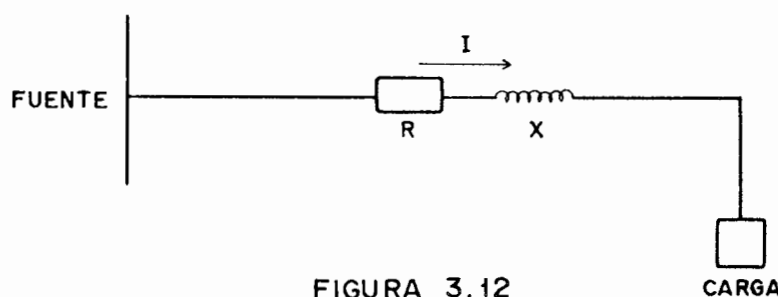


Las pérdidas de transmisión son relativamente fáciles de calcular, teniendo en cuenta las mediciones que se hacen al principio y al final de las líneas de transmisión. En cambio, para el cálculo de las pérdidas de distribución, no se cuenta con las mismas fuentes de información en comparación con las pérdidas de transmisión y aquéllas deben ser calculadas conociendo los parámetros de los circuitos y de las cargas.

A pesar de que han aparecido muchas publicaciones sobre métodos para el cálculo de pérdidas en líneas de transmisión, conjuntamente con estudios de flujos de carga en sistemas de potencia, pocas referencias se pueden encontrar sobre pérdidas de distribución. Este tema tiene por objetivo hacer un análisis de dichas pérdidas, el cual se presenta a continuación:

Pérdidas de la línea en Alimentadores Primarios

Las pérdidas en la línea por fase de un alimentador primario trifásico balanceado con carga concentrada, como se muestra en la figura 3.12, están dadas por:



Pérdidas de Potencia: $V^* I = Z^* I^* I = I^2 (R - jX)$



o también:

Pérdidas de Potencia

$$\text{Activa } (I^2 R) = (I_R^2 + I_X^2) R \quad 3.51$$

Pérdidas de Potencia

$$\text{Reactiva } (I^2 X) = (I_R^2 + I_X^2) X \quad 3.52$$

Donde:

I_R = Componente activa de la corriente

I_X = Componente reactiva de la corriente

Algunos autores han analizado los problemas de los sistemas de distribución, sobre las bases de cargas uniformemente distribuidas o su equivalente.

La consideración de carga uniformemente distribuida, impone ciertas restricciones y algunas veces los cálculos no producen resultados correctos.

La representación de un alimentador de una sección de línea con una combinación de cargas concentradas y cargas uniformemente distribuidas, salva algunas restricciones y es más realista y certera que la consideración anterior.

Cálculo de las Pérdidas de Potencia Activa L en una Sección Uniforme de Línea de un Alimentador Primario Trifásico, con una combinación de carga concentrada y cargas uniformemente distribuidas

Sea una sección uniforme de línea de alimentador primario trifásico, el cual tiene una combinación de cargas uniformemente distribuidas y carga concentrada, como se muestra en la figura 3.13.

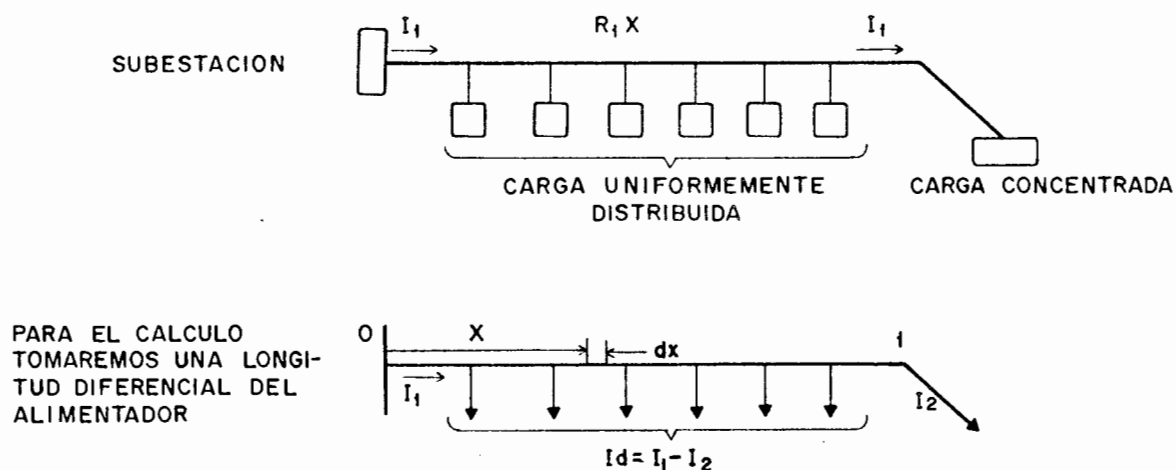


FIGURA 3.13

Sean:

- I_1 = Corriente de línea al inicio de la sección del alimentador.
- I_2 = Corriente de línea al final de la sección del alimentador.
- I_d = Corriente de línea para la carga uniformemente distribuida a lo largo de la sección del alimentador. $I_d = I_1 - I_2$
- KVA_1 = Carga conectada al principio de la sección del alimentador.
- KVA_2 = Carga conectada al final de la sección del alimentador.

- KV = Voltaje entre líneas
 R = Resistencia total de la sección del alimentador.
 F_d = Factor de demanda (o relación entre el pico de demanda y la carga conectada)

Así tenemos:

Pérdidas de Potencia

Activa, por fase en la sección del alimentador. $= I^2 R$

Tomando en cuenta la figura 3.13, la pérdida de potencia activa trifásica será:

$$L = 3 \int_0^1 (I_1 - I_d x)^2 R dx$$

pero como $I_d = I_1 - I_2$, sust. y resolviendo

$$\begin{aligned}
 L &= 3 R \int_0^1 [I_1 - (I_1 - I_2)x]^2 dx = 3R \int_0^1 [I_1(1-x) + I_2x]^2 dx = \\
 &= 3 R \int_0^1 [I_1^2(1-x)^2 + 2I_1I_2x(1-x) + I_2^2x^2] dx = \\
 &= 3R \left[I_1^2 \int_0^1 (1-x)^2 dx + 2I_1I_2 \int_0^1 (x-x^2) dx + I_2^2 \int_0^1 x^2 dx \right] = \\
 &= 3R \left\{ -I_1^2 \frac{(1-x)^3}{3} \Big|_0^1 + 2I_1I_2 \left(\frac{x^2}{2} - \frac{x^3}{3} \right) \Big|_0^1 + I_2^2 \frac{x^3}{3} \Big|_0^1 \right\} = \\
 &= 3R \left(\frac{I_1^2}{3} + \frac{I_1I_2}{3} + \frac{I_2^2}{3} \right) \Rightarrow L = (I_1^2 + I_1I_2 + I_2^2) R
 \end{aligned}$$

3.53

Tomando las características al inicio y al final de la sección

del alimentador, tenemos que:

$$I_1 = \frac{f_d \cdot KVA_1}{\sqrt{3} \text{ KV}} ; \quad I_2 = \frac{f_d \text{ KVA}_2}{\sqrt{3} \text{ KV}}$$

sust.. en 3.53 :

$$L = \left(\frac{f_d^2 \cdot KVA_1^2}{3 \text{ KV}^2} + \frac{f_d^2 \cdot KVA_1 \cdot KVA_2}{3 \text{ KV}^2} + \frac{f_d^2 \cdot KVA_2^2}{3 \text{ KV}^2} \right) R$$

Factorizando :

$$L = \frac{1}{3} \left(\frac{f_d}{\text{KV}} \right)^2 \frac{(KVA_1^2 + KVA_1 KVA_2 + KVA_2^2)}{1000} R \text{ [Kw]}$$

3.54

Pérdidas de potencia activa, en una sección uniforme de línea de un alimentador trifásico, el cual tiene una combinación de carga uniformemente distribuida y carga concentrada.

Casos Especiales

Carga Uniformemente Distribuida

En este caso: $I_2 = 0$ $KVA_2 = 0$

sust. en 3.54

$$L = \frac{1}{3} \left(\frac{f_d \cdot KVA_1}{\text{KV}} \right)^2 \frac{R}{1000} \text{ [Kw]}$$

3.55

Pérdidas monofásicas en un sistema con estrella aterrizada

En este caso :

$$I_1 = \frac{f_d \text{ KVA}_1}{\frac{KV}{\sqrt{3}}} ; I_2 = \frac{f_d \text{ KVA}_2}{\frac{KV}{\sqrt{3}}}$$

Tomando en cuenta que se trata de pérdidas por fase, tenemos de 3.53, que en este caso:

$$L = \frac{2}{3} (I_1^2 + I_1 I_2 + I_2^2) R$$

sust. el valor de las corrientes anteriores y convirtiendo a KW :

$$L = 2 \left(\frac{f_d}{KV} \right)^2 (\text{KVA}_1^2 + \text{KVA}_1 \text{KVA}_2 + \text{KVA}_2^2) \frac{R}{1000}$$

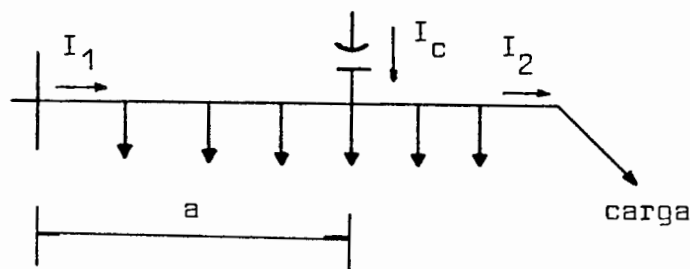
3.56

Observación: Hay un ligero error en los cálculos al aplicar las relaciones 3.54 a 3.56 si se considera constante el voltaje a través del alimentador. El voltaje exacto de cada sección de línea debe ser usado en la ecuación correspondiente para la solución exacta.

Reducción de Pérdidas a través de Capacitores

La reducción de pérdidas $I^2 R$ a través de capacitores, para una

sección de línea trifásica con una combinación de cargas uniformemente distribuidas y carga concentrada, como se muestra en la figura 3.53, está dada por:



$$\Delta L = \frac{a}{KV^2} \frac{[2f_d Kvar_1 Kvar_c - af_d (Kvar_1 - Kvar_2) Kvar_c - Kvar_c^2] R}{1000}$$

3.57

donde:

$Kvar_1$ = Carga reactiva al inicio de la sección de la línea, antes que el capacitor sea acoplado.

$Kvar_2$ = Carga reactiva al final de la sección de la línea, antes que el capacitor sea acoplado.

$Kvar_c$ = Kilovars del capacitor.

a = Longitud de la sección de línea, desde su inicio hasta donde se encuentra acoplado el capacitor.

Las pérdidas de los capacitores cerca de 2 watts por Kvar o en watts por capacitor, de acuerdo con su diseño, deben ser deducidos para obtener la reducción de pérdidas netas a través de capacitores.

Pérdidas en otros equipos de línea

Las pérdidas en otros equipos de línea, como reactores, reguladores de voltaje y transformadores reductores consisten en las pérdidas en el núcleo y pérdidas en el cobre. La pérdida de potencia L_e de un reactor o un transformador reductor a cualquier carga están dadas por:

$$L_e = L_{ce} + L_{cu} \left(\frac{\text{KVA carga}}{\text{KVA nominales}} \right)^2 \quad [\text{KW}] \quad 3.58$$

donde:

$$L_{ce} = \text{Pérdidas en el núcleo} \quad [\text{KW}]$$

$$L_{cu} = \text{Pérdidas en la carga a valores nominales} \quad (\text{KW})$$

Las pérdidas de potencia de reguladores de voltaje pueden ser obtenidas de los fabricantes y deben ser incluidas en los cálculos, si tales equipos son usados a lo largo del alimentador.

Pérdidas de Potencia en el momento del Pico del Sistema

Las pérdidas de potencia de pico en un alimentador primario trifásico, es la suma algebraica de pérdidas de la línea, reducción de pérdidas y pérdidas del equipo de línea y viene dada por: (3.54) - (3.57) + (3.58) :

$$L = L_{1-\Delta L} + L_e \quad 3.59$$

La relación de carga de un alimentador primario en el momento del pico del sistema con respecto al momento del pico del sistema puede ser definida como el factor de coincidencia del pico del sistema f_s . Así las pérdidas de potencia de un alimentador primario en el momento del pico del sistema pueden ser calculadas de la ecs. 3.54 , 3.57 y 3.58 , sustituyendo el factor de demanda f_d por uno nuevo f^1 , donde:

$$f^1 = f_s f_d$$

Se debe notar que las ecuaciones 3.54 y 3.57 pueden ser igualmente aplicables para el cálculo de las pérdidas de potencia reactiva, sustituyendo simplemente la reactancia x por la resistencia R .

Pérdidas de Energía en Alimentadores Primarios

Las pérdidas de energía anual a través de una línea resistiva en un alimentador primario trifásico está dada por:

$$EL = (L) (F_{LS}) (8760) \text{ [KWh]} \quad 3.60$$

donde: F_{LS} = factor de pérdidas

Similarmente, la pérdida de energía en los equipos de la línea, así como en transformadores reductores es:

$$EL_e = (L_{ce}) (8760) + L_{cu} \left[\frac{\text{KVA carga}}{\text{KVA nominales}} \right]^2 (F_{LS}) (8760)$$

La reducción de pérdidas de energía EL a través de un capaci-

tor, en un alimentador primario trifásico con una combinación de cargas uniformemente distribuidas y carga concentrada, están dadas por:

$$EL = \frac{a}{KV^2} \left[2F_{LD} f_d \cdot Kvar_1 Kvar_c - a F_{LD} f_d (Kvar_1 - Kvar_2) Kvar_c - Kvar_c^2 \right] R (8.76)$$

[Kwh]

3.61

donde: F_{LD} = factor de carga reactiva.

El total de pérdidas de energía anuales EL_T en un alimentador primario trifásico es:

$$EL_T = EL - \Delta EL + EL_e$$

3.62

3.5.- PROBLEMAS.

PROBLEMA 1.- Un fraccionamiento solicita la electrificación de su Sección "A", la cual consiste de dos edificios de departamentos, cinco lotes para construcción habitacional, y los siguientes servicios: Un comercio, una escuela, una guardería, alumbrado público y bombeo de agua potable.

Se requiere la electrificación subterránea. Las zonas verdes se utilizarán para la instalación (las zonas se indican en la figura).

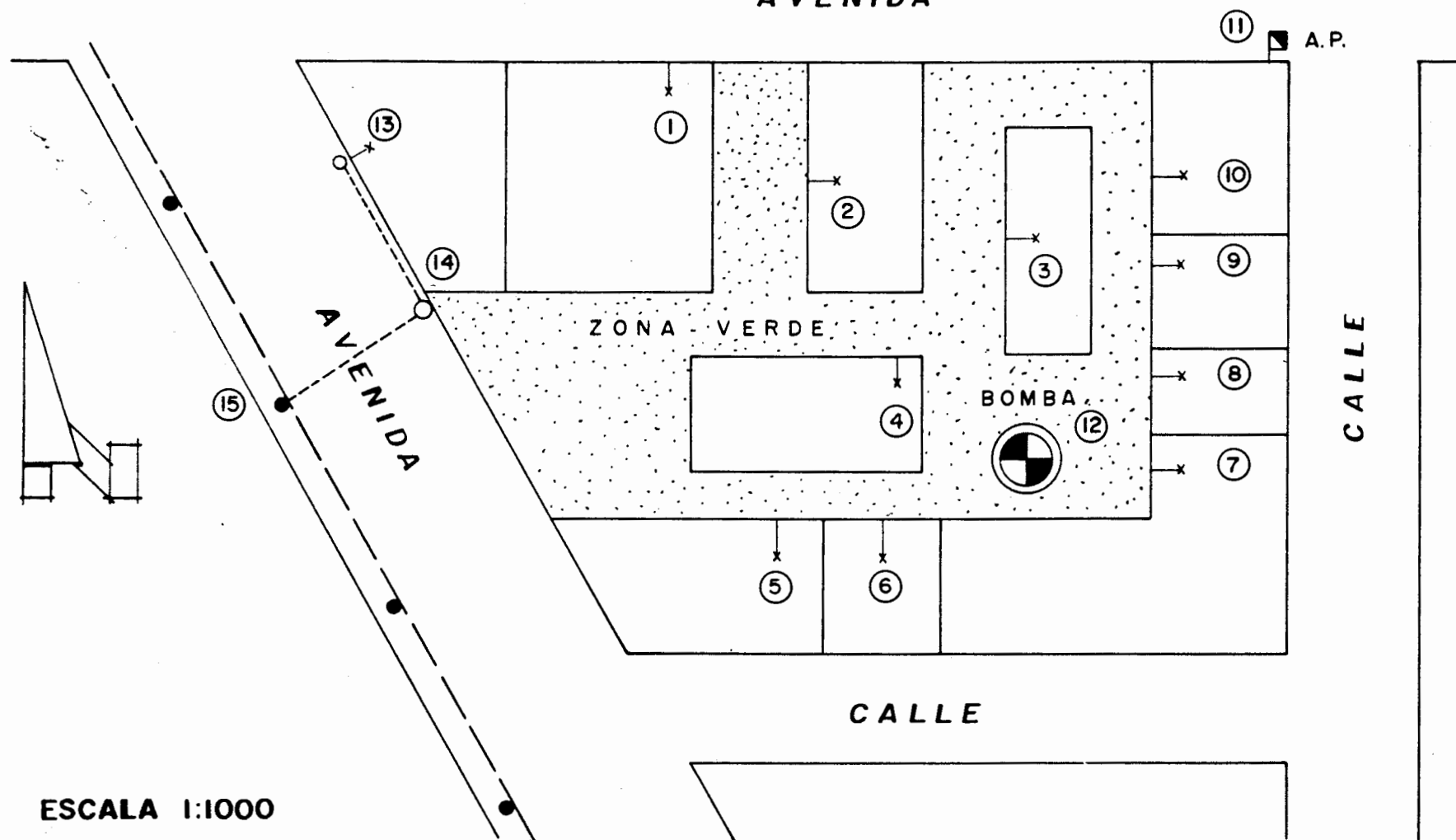
Atienda esta solicitud indicando en la figura la red subterránea recomendada, número de cables, calibre y localización de la subestación. Las características de las cargas se muestran en el cuadro No. 1.- Las características de los transformadores usados son las siguientes:

23,000v/220-127.5, con capacidades de 75, 112.5, 150 y 225 - - KVA. Los cables empleados y sus características se indican en el cuadro No. 2.

Calcule lo siguiente:

- Balances de cargas.
- Determine el centro de carga de la fase más sobrecargada.
- Determine la capacidad del transformador; inicialmente debe operar al 80%.
- Calcule la regulación en el servicio de alta tensión (.13).
- La alimentación al transformador y a este servicio será desde el punto 15, con un cable subterráneo en el ducto indicado en la figura. (.15 al .14)

NO CONSIDERE LA CARGA DEL PUNTO 13
PARA LOS INCISOS 1, 2, 3 Y 4 DEL PROBLEMA.



ESCALA 1:1000

NOTA:

LONGITUD DE TODAS LAS
ACOMETIDAS = 5 METROS

RELACION DE CARGAS

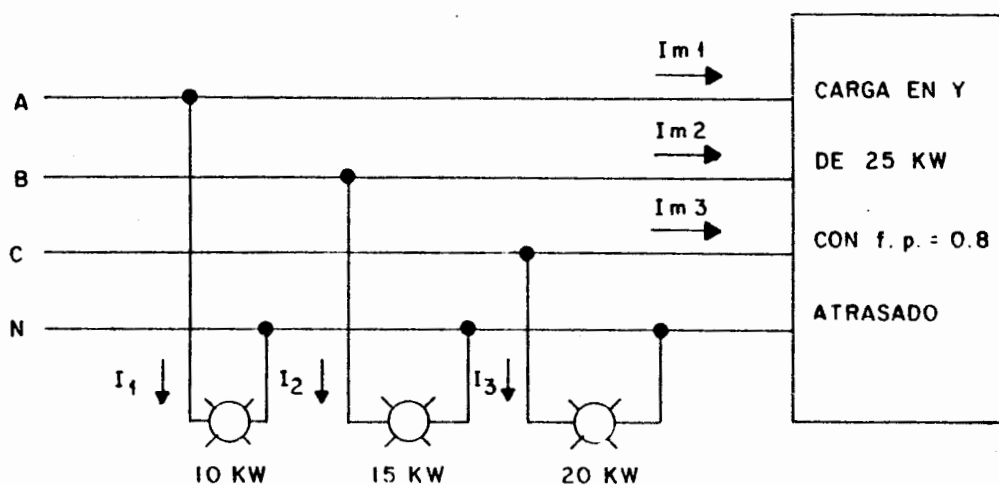
CARGA No.	CONCEPTO	VALOR DE LA CARGA	F.P	SERVICIO
1	ESCUELA	23.5 KW (F.D.= 0.85)	0.9	3 Ø
2	EDIF. A 20 DEPTOS.	2 KW POR DEPTO.	0.85	3 Ø
3	EDIF. B 10 DEPTOS.	2 KW POR DEPTO.	0.85	3 Ø
4	GUARDERIA	10 KW	0.9	3 Ø
5	LOTE	6 KW	0.85	2 Ø
6	LOTE	5 KW	0.85	1 Ø
7	COMERCIO	12 KVA	0.8	3 Ø
8	LOTE	5 KW	0.85	1 Ø
9	LOTE	3 KW	0.85	1 Ø
10	LOTE	7 KW	0.85	2 Ø
11	ALUMBRADO BIFASICO	10 KW	0.9	2 Ø
12	BOMBA	20 HP = 0.8	0.8	3 Ø
13	SERVICIO A.T.	400 KVA	0.8	3 Ø

	CALIBRE (mm ²)	CORRIENTE DE TRABAJO (AMP.)	VOLTS AMP/KM	SECCION REAL DEL CONDUCTOR	NUMERO DE HILOS
CABLE B.T.	15	107	1.39	13.5	7
	35	182	0.58	33.6	7
	70	273	0.31	67.4	19
	150	438	0.16	152.1	37
	250	590	0.12	253.2	37
CABLE A.T.	35	140	0.57	35	19
	70	225	0.40	70	19
	150	390	0.25	150	37

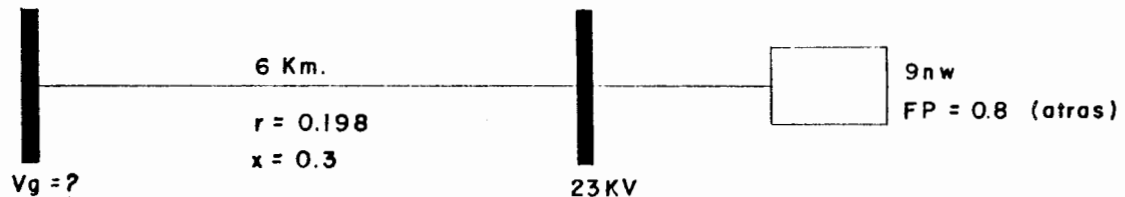
NOTA IMPORTANTE:

NO CONSIDERE LA CARGA
DEL PUNTO 13 PARA LOS
INCISOS 1, 2, 3, 4 —
DEL PROBLEMA.

PROBLEMA 2.- Un sistema trifásico, 4 hilos, alimenta con una tensión de 440 volts cargas de alumbrado de 10, 15 y 20 KW monofásicos respectivamente, y una carga trifásica (motor) de 25/KW con un factor de potencia atrasado de 0.8. Calcular las corrientes en los cuatro hilos despreciando la impedancia de los conductores. Hacer I_1 , I_2 y I_3 las corrientes de la carga de alumbrado e I_m la corriente del motor. El factor de potencia de las cargas de alumbrado es unitario. Hacer un diagrama vectorial.

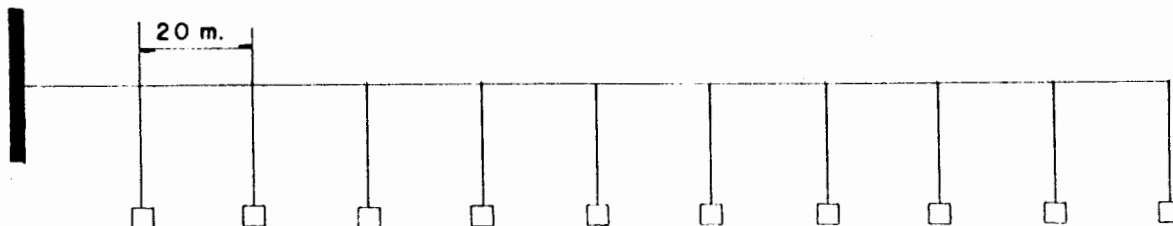


PROBLEMA 3.- En el siguiente circuito de 23 KV de 6 Km de longitud, se tiene una carga de 9000 KW cuyo factor de potencia es igual a 0.8 atrasado. La resistencia unitaria de la línea es igual a 0.198 ohms/Km y su reactancia de 0.3 ohms/Km. Determine el valor de la tensión V_g al principio de la línea y el de regulación.



PROBLEMA 4.- Calcule la tensión V_g y la regulación para la línea del problema anterior (3) pero con un factor de potencia adelantado de 0.8 (+).

PROBLEMA 5.- Un alimentador de calibre tal que sus valores característicos sean $Z=0.4 + j 0.1$ ohms/Km tiene 10 cargas conectadas de 10 amperes cada una con un $FP = 0.8$. Las cargas están separadas 20 m cada una. Determine la caída de tensión.



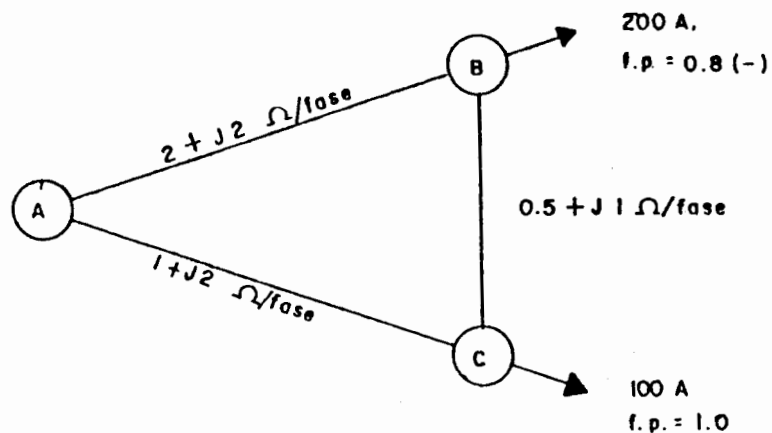
PROBLEMA 6.- Un alimentador de 23 KV de forma rectangular tal como el de la figura 3.10 tiene una densidad de carga de 10 MVA/Km², la separación entre los ramales d es igual a 0.5 KM, la troncal del alimentador tiene una impedancia de $Z_1 = 0.4$ ohms/Km y los ramales $Z_2 =$ ohms/ Km. Determine:

- El valor de a y c que permite tener el máxima valor de área cubierta, cuando la caída sea igual al 3 %.

- b) La relación a/c.
- c) El área A de influencia del alimentador.
- d) La carga W
- e) El número de ramales.
- f) La caída de tensión en la troncal y los ramales.

PROBLEMA 7.- Si aumentáramos la tensión del alimentador del problema anterior de 23 KVa 34.5 KV, determine los nuevos valores de a, c., A, w y N; permaneciendo constantes la densidad de carga D, la separación entre ramales y la impedancia de los cables Z_1 y Z_2 . Compruebe que con estos nuevos valores $\% V = 3\%$.

PROBLEMA 8.- Una planta generadora en A suministra energía a las subestaciones en B y C con un voltaje de línea de 33KV mediante circuitos trifásicos, tal y como se muestra en el diagrama unifilar.



Calcular:

- a) La diferencia de voltaje entre los puntos B y C cuando el alimentador BC se abre.
- b) Las corrientes cuando todos los alimentadores estén conectados.
- c) Las pérdidas totales para las condiciones indicadas en a) y b).

4.- APLICACION DE CABLES DE ENERGIA: AISLADOS

4.1.- CARACTERISTICAS CONSTRUCTIVAS

4.2.- PARAMETROS ELECTRICOS

4.3.- CALCULO DE AMPACIDADES

4.4.- INSTALACIONES

4.5.- EJEMPLOS. PROBLEMAS.

4.1 CARACTERISTICAS CONSTRUCTIVAS

La función primordial de un cable de energía aislado es la de transmitir potencia eléctrica a una intensidad y tensión pre-establecidas durante cierto tiempo. Es por ello que sus elementos constitutivos primordiales deben estar diseñados para soportar el efecto producido por estos parámetros.

Los elementos constructivos adecuados para estas tres funciones son: a) el conductor, por el cual fluye la corriente eléctrica; b) el aislamiento, elemento que soporta el voltaje aplicado; c) la cubierta que es la encargada de la protección contra el ataque del tiempo y agentes externos.

Un cuarto elemento fundamental en la operación correcta de un cable de energía aislado es la pantalla eléctrica para control de campo eléctrico, existiendo dos tipos de ellas:

La primera sirve para uniformar el campo eléctrico alrededor del conductor, evitando zonas de concentración de esfuerzos siendo de naturaleza semiconductor.

La segunda es con el objeto de confinar el campo eléctrico, en el aislamiento exclusivamente, hacerlo radial y servir de conductor para las corrientes de secuencia "cero", en caso de corto circuito; así como protección contra descargas eléctricas del personal que pueda entrar en contacto directo con el cable, siempre y cuando la pantalla conductora esté sólidamente conectada a tierra. Está constituida por dos elementos, uno semiconductor y el otro conductor. Ambos elementos en el orden prefijado son instalados sobre el aislamiento del cable, figura 4.1.

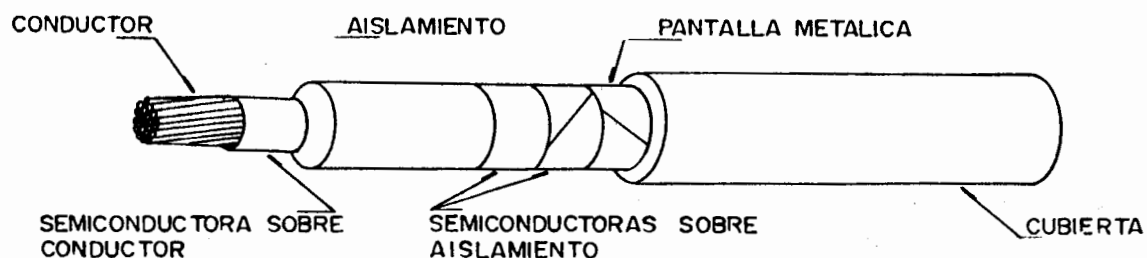


FIG. 4.1

Finalmente, sobre los elementos anteriores y cuando es deseable la protección del cable contra agentes externos o esfuerzos de tensión, se usan las armaduras metálicas.

El cable, por su formación final, podrá ser: unipolar (figura 4.1) o tripolar (figura 4.2). En caso de conductores tripolares los espacios dejados entre almas se ocuparán con "rellenos" especiales.

Los cables unipolares, una vez terminados, podrán ser reunidos en un cableado en espiral de paso largo, dando lugar a cable en formación tríplex.

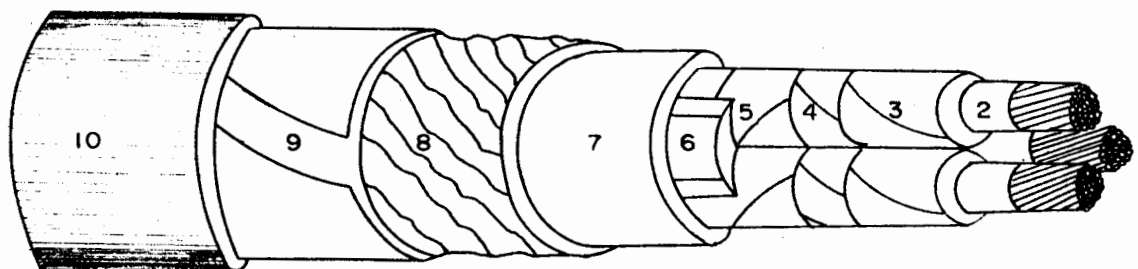


FIG. 4.2

1. Conductor cobre o aluminio
2. Semiconductora sobre el conductor
3. Aislamiento de papel impregnado
4. Semiconductora sobre el aislamiento
5. Pantalla metálica (cintas de cobre)
6. Rellenos (papel)
7. Cubierta de plomo
8. Cama de yute
9. Armadura de fleje de acero
10. Cubierta exterior (polietileno negro)

Figura 4.2. Cable de energía tripolar aislado para media tensión.

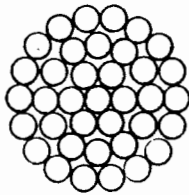
CONDUCTORES

- a) Materiales. Los materiales usados generalmente son el cobre y aluminio. Experimentalmente se ha usado el "sodio", con resultados poco satisfactorios. Las propiedades físicas de los conductores de cobre y aluminio están tabulados en la Tabla No. 4-1

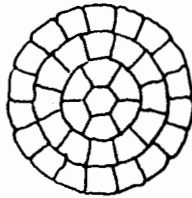
Quando se emplean materiales aislantes que para su vulcanización requieran azufre o lo contengan, el conductor de cobre deberá estañarse para evitar la corrosión del cobre.

- b) Tipos de cuerdas. El conductor puede ser de un solo hilo o de varios. Quando se emplean varios hilos su formación podrá ser:
1. Cuerda redonda concéntrica normal. Estará formada por hilos del mismo diámetro, dispuestos en coronas concéntricas (ver figura 4.3a).

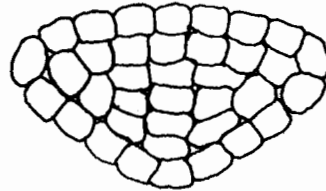
Reducción del Area
del 8%



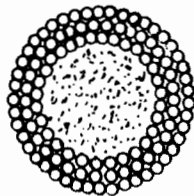
a. Redonda
Concéntrica



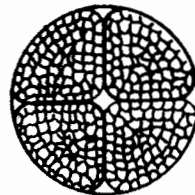
b. Redonda
Compacta



c. Sectorial
Compacta



d. Anular



e. Segmental



Z

Derecho



S

Izquierdo

FIG.4-3 SENTIDO DE CABLEADO Y TIPOS DE CUERDAS

2. Cuerda redonda compacta. Similar a la anterior, con la diferencia de que se ha pasado por un dado reductor, forzando a que los hilos se deformen llenando los intersticios vacíos, obteniéndose una reducción total del diámetro del conductor de aproximadamente del 8% (ver figura No. 4.3b).
 3. Cuerda sectorial usada en cable trifásico con objeto de aprovechar al máximo el área seccional del cable con la consiguiente reducción del diámetro total del cable (ver figura No. 4.3c).
 4. Cuerda anular. Se utiliza en cables superiores a los 1,000 MCM, ya que en ellos el efecto superficial o piel es ya considerable y resulta más económico su uso que el redondo compacto.
 5. Cuerda segmental. Se utiliza en cable de energía de calibres superiores al 1,250 MCM, con objeto de reducir las pérdidas por efecto piel. Los segmentos generalmente son 4 ó 6 y van aislados en forma alternada (ver figura No. 4.3e).
- c) Sentido de cableado. Puede ser derecho o izquierdo como se muestra en la figura No. 4.3. Al primero se le designa con la letra "Z" y al segundo con la letra "S".

- d) Calibre del conductor. La dimensión necesaria a dar en un conductor de energía eléctrica es su área seccional, comúnmente se da en mm^2 siendo las áreas siguientes las más usuales: en cables aislados de media tensión 16 mm^2 , 25 mm^2 , 50 mm^2 , 70 mm^2 , 95 mm^2 , 120 mm^2 , 150 mm^2 , 185 mm^2 , 240 mm^2 , 300 mm^2 , 400 mm^2 , 500 mm^2 , calibres mayores son bastante frecuentes en cables de alto voltaje.

El uso del sistema AWG (American Wire Gauge) está bastante generalizado, siendo los calibres más usuales en este rango de operación los siguientes: 8 AWG (8.4 mm^2), 6 AWG (13.3 mm^2), 4 AWG (21.2 mm^2), 2 AWG (33.6 mm^2), 1/0 AWG (53.5 mm^2), 2/0 AWG (67.4 mm^2), 3/0 AWG (85 mm^2) y 4/0 AWG (107.2 mm^2).

Para calibres superiores al 4/0, se emplea el C.M. (Circular Mil), que es el área de una circunferencia con diámetro de una milésima de pulgada, (2,000 C.M. equivalen aproximadamente a "un mm^2 ").

AISLAMIENTOS

Dada la diversidad de tipos de aislamientos que hasta la fecha existen para cables de media tensión, el diseñador deberá tener presentes las características de cada uno de ellos para su justa elección, tanto en el aspecto técnico como en el económico.

Tradicionalmente el aislamiento que por su confiabilidad y economía ha sido favorecido por los usuarios es el papel impregnado; sin embargo, la aparición de nuevos aislamientos tipo seco y el mejoramiento de algunos ya existentes obligan al ingeniero de proyectos al conocimiento actualizado de los diferentes tipos de aislamiento. Estos se han dividido en dos grupos principales: aislamientos de papel impregnado y aislamientos secos.

- Aislamiento de papel impregnado. Es un papel especial obtenido de pulpa de madera, de celulosa de fibra larga, preferentemente de coníferas de los bosques de Escandinavia, tales como abetos y pinos.

El cable aislado con papel, en capas traslapadas en un 30%, con pequeñas separaciones entre sí, (para facilitar su flexión), libre de humedad, es introducido a los tanques de impregnación.

La impregnación se logra con los siguientes compuestos, los cuales dependerán del voltaje y aplicación del cable:

1. Aceite viscoso
2. Aceite viscoso con resinas refinadas
3. Aceite viscoso con polímeros de hidrocarburos
4. Aceite de baja viscosidad
5. Parafinas micro-cristalinas del petróleo

El compuesto ocupa todos los intersticios, dejando libre de burbujas de aire al papel, evitando la ionización; es por esto que el papel es uno de los pocos materiales usado con éxito en cable de alta tensión y el único en cables de extra alta tensión. El compuesto podrá ser migrante o no migrante de acuerdo al tipo de instalación del cable, horizontal para el primer tipo y con pendiente para el segundo.

- Aislamientos de tipo seco. A excepción hecha del hule natural (ya en desuso), los aislamientos secos son obtenidos de la polimerización de determinados hidrocarburos obtenidos en las -

torres de catalización de la industria petroquímica. Según su respuesta al calor, se clasifican en dos tipos:

Termoplásticos. Son aquéllos que al calentarse, su plasticidad permite conformarlos a voluntad, recuperando sus propiedades iniciales al enfriarse, pero manteniendo la forma que se les imprimió.

Termoestables.- A diferencia de los anteriores, después de un proceso inicial similar al anterior, los subsecuentes calentamientos no lo reblandecen.

De acuerdo con su conformación molecular pueden ser homopolímeros o copolímeros. Los homopolímeros están formados por la reacción de monómeros de la misma clase. Los copolímeros, al contrario de los anteriores, son producto de la reacción de monómeros de dos diferentes clases (un monómero es una construcción macromolecular). Los polímeros pueden ser plásticos o elastómeros.

Los aislamientos secos usados son:

- Termoplásticos: Polietileno natural y PVC para alto voltaje.
- Termofijos: Polietileno cadena cruzada, butilo y propileno.

En la actualidad el butilo se emplea cada vez menos, ya que el etileno propileno (EP) ha demostrado tener más ventajas al mismo costo. Por las propiedades de estos dos compuestos aislantes, ambos son considerados hules sintéticos.

PANTALLAS ELECTRICAS

- Semiconductoras sobre conductor; pueden ser: de cintas o extruídas.

Los materiales usuales en las cintas son: el papel carbón, nylon y algodón.

En cables con aislamiento de papel impregnado se usan cintas de papel CB (Carbón Black), con la ventaja adicional de absorber los materiales oxidantes del compuesto impregnante, protegiendo al conductor.

Las extruídas, generalmente son a base de polímeros compatibles con el aislamiento.

- Semiconductoras sobre aislamiento. Pueden ser: de cintas o extruídas.

En algunas ocasiones se suele aplicar sobre el aislamiento un barniz semiconductor y encima de él la semiconductor de cintas o extruída; esta práctica se está abandonando.

En cables con aislamiento de papel impregnado, suelen utilizarse semiconductoras sobre el aislamiento de papel metalizado.

- Conductoras o metálicas. Generalmente son de cobre desnudo o estañado, aplicada en forma de cintas traslapadas, alambres enrollados helicoidalmente o en forma longitudinal. Para aplicaciones especiales se construyen de plomo.

El cable con aislamiento de papel impregnado unipolar usualmente utiliza el tubo de plomo (necesario para garantizar la

estanqueidad del conductor) como pantalla eléctrica.

CUBIERTAS

La selección del material de la cubierta de un cable dependerá de su tipo, aplicación y naturaleza de los agentes externos del medio, de los cuales se desea proteger el cable. La cubierta puede ser metálica o sintética.

El material comúnmente usado en las cubiertas metálicas es el plomo y sus aleaciones. El aluminio es usado muy esporádicamente y en algunos países extranjeros.

Las cubiertas sintéticas pueden ser textiles, termoplásticas o termoestables.

La cubierta textil empleada generalmente es el yute impregnado de asfalto recubierta con cal y talco, para evitar que las capas adyacentes del cable en el carrete se peguen.

Las cubiertas termoplásticas usuales son: el PVC (cloruro de polivinilo), polietileno de alta y baja densidad.

Las cubiertas termoestables son el neopreno y polietileno clorosulfonado.

El neopreno es obtenido de la polimerización del clorobutadieno obtenido a su vez del acetileno y del ácido hidroc্লórico. Por sus propiedades es considerado como un hule sintético.

El polietileno clorosulfonado es obtenido del polietileno expuesto a la influencia del anhídrido sulfuroso y del cloro. El nom-

bre comercial que Dupont le ha dado es Hypalon, considerado como un hule sintético.

ARMADURAS

Cuando se desea una protección contra daños mecánicos, generalmente se colocan sobre la cubierta interna uno o más flejes de acero galvanizado, sobre los cuales se pone una cubierta sintética de hule o de plástico.

En el caso de cables con aislamiento de papel impregnado, se coloca antes del fleje una cama de yute y/o papel asfaltados para protección del tubo de plomo, ya que al flexionarse el fleje dañaría el plomo.

En cables trifásicos de aislamiento seco, los rellenos extruidos sirven de protección de las partes internas del cable.

Si el cable va a estar sujeto a tensiones axiales (como en el caso de cables para tiro de mina), se emplea en lugar del fleje una corona de hilos de acero galvanizado o de alguna otra aleación de aluminio, aplicadas helicoidalmente sobre el núcleo de las tres fases. De usarse la armadura de fleje, ésta, al tensionar el cable, se desenvolvería.

Cubierta sobre armadura. Con objeto de proteger a la armadura contra la corrosión, se suele poner una cubierta sintética sobre los hilos desnudos, o bien forrar individualmente los alambres de acero galvanizado. Algunos diseños especiales suelen llevar dos cubiertas, una bajo la armadura y la otra sobre ella.

TABLA 4-1

PROPIEDADES FISICAS DEL COBRE Y EL ALUMINIO

PROPIEDAD	UNIDAD	COBRE SUAVE RECOCIDO	AL ESTIRADO
			EN FRIO
Conductividad eléctrica por volumen a 20°C	% IACS *	100.0	61.0
Densidad a 20°C	gr/cm ³	8.89	2.703
Resistividad eléctrica por volumen a 20°C	ohms/mm ² /km	17.241 10.371	28.264 17.002
Coeficiente "α" de va- riación de resistencia por temperatura	0°C GRADOS CENTIGRA	0.00427	0.00438
	20°C DOS RECIPROCOS	0.00393	0.00403
	25°C	0.00395	0.00395
Punto de fusión	°C	1083.0	652 - 657
	°F	1981.4	1205 - 1215
Calor latente de fusión	Calorías/gramo	43.3	93.0
Coeficiente de expansión líneas por temperatura	°C	1.7 x 10 ⁻⁵	2.3 x 10 ⁻⁵
	°F	9.4 x 10 ⁻⁶	1.28 x 10 ⁻⁵
Conductividad térmica a 25°C	°C - cm ³ /watt	3.89	2.26

* IACS - INTERNATIONAL ANNEALED COPPER STANDARDS

4.2 PARAMETROS ELECTRICOS.

Resistencia a la corriente directa.

La resistencia a la corriente directa de un conductor eléctrico, formado por un alambre de cualquier material está expresada por la fórmula:

$$R_{dc} = \rho \frac{L}{A} \text{ en Ohms} \quad (4.1)$$

en donde:

L = Longitud del conductor

A = Area seccional del conductor

ρ = Resistividad volumétrica del material de conductor en unidades compatibles con "L" y con "A".

El valor de la resistividad por unidad de masa para el cobre que ha normalizado la IACS a 20°C y 100% de conductividad es 0.15328 ohm-gramo/m². Para su aplicación práctica, la resistividad se suele dar por volumen. Algunos valores en diferentes unidades usadas en los cálculos de ingeniería son:

1.7241	microhoms-cm
0.67879	microhms-pulgada
10.371*	ohm-cmil/pie
17.241*	ohm-mm ² /km

Los valores para el aluminio grado EC con 61% de conductividad a 20°C, según IACS, son:

2.828	microhms-cm
1.128	microhms-pulgada
17.002*	ohm-cmil/pie
28.28*	ohm-mm ² /km

* Estos valores son los más comúnmente usados para el cálculo de resistencias de conductores eléctricos.

EFFECTO DE CABLEADO.

Cuando se trata de conductores cableados, su resistencia es igual a la resistencia de cada uno de los alambres dividida por el número de ellos.

$$R_{cd} = \frac{R'}{n} = \frac{p}{n} \cdot \frac{L}{A'} \quad (4.2)$$

en donde:

R' y A' son la resistencia y el área de cada alambre, respectivamente. Sin embargo, esta fórmula sería válida sólo si todos los alambres tuviesen la misma longitud. Como en realidad esto no es exacto, ya que las longitudes de los alambres de las capas superiores tienen una longitud mayor, el incremento de resistencia por efecto de cableado, para fines prácticos se puede suponer:

$$R_{cd} = p \frac{L}{A} (1 + k_c) \quad (4.3)$$

en donde:

k_c es el "factor de cableado" y los valores correspondientes para diferentes tipos de cuerdas se encuentran en la Tabla 4.2, y en

las tablas a continuación se encuentran los valores de Resistencia.

TABLA 4.2

INCREMENTO DE LA RESISTENCIA
POR EFECTO DE CABLEADO

Tipo de cableado	Kc
Redondo normal	0.020
Redondo compacto	0.020
Sectorial	0.015
Segmental	0.020

TABLA 4.3. Resistencia a la corriente directa a 20°C de conductores de cobre en cableado concéntrico normal comprimido y compacto.

mm ²	AWG MCM	AREA DE I.A. SECCION (mm ²)	RESISTENCIA ELECTRICA NOMINAL CD. 20°C (Cu Suave) Ω /Km
	8	8.37	2.10
	6	13.30	1.322
	5	16.77	1.050
	4	21.15	0.830
	3	26.70	0.658
	2	33.60	0.523
35		34.40	0.511
	1	42.20	0.415
50		48.30	0.364
	1/0	53.50	0.329
	2/0	67.50	0.261

70		69.00	0.255
	3/0	85.00	0.207
	4/0	107.20	0.164
	250	127.70	0.139
150	300	152.00	0.1157
	350	177.40	0.0991
	400	202.70	0.0867
240		242.50	0.0726
	500	253.35	0.0696
	600	304.10	0.0578
	700	354.70	0.0496
	750	380.00	0.0463
	800	405.40	0.0434
	1000	506.7	0.0343

TABLA 4.4. Resistencia a la corriente directa a 20°C de conductores de aluminio en cableado concéntrico normal, comprimido y compacto.

DESIGNACION	AREA DE LA	RESISTENCIA ELECTRICA
AWG	SECCION TRANSVERSAL	NOMINAL A CD
MCM	(mm ²)	OHM/KM A 20° C
2	33.6	0.858
1/0	53.5	0.539
2/0	67.1	0.4277
3/0	85.0	0.3391
4/0	107.2	0.2689
250	126.7	0.2275
350	177.3	0.1628

500	253.4	0.1139
600	304.0	0.0948
700	354.7	0.0813
1000	506.7	0.0569

- Efecto de la temperatura en la resistencia.

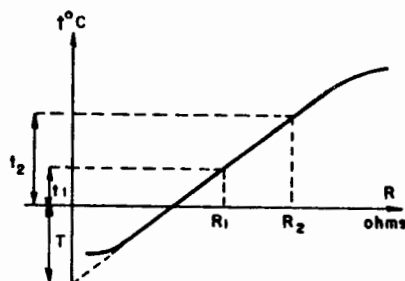
Dentro de los rangos normales de operación de los conductores eléctricos, los únicos cambios apreciables en los materiales usados son los incrementos en resistencia y longitud que éstos sufren en virtud de cambios en su temperatura. El más importante (para los cables aislados) es el cambio en el valor de la resistencia, ya que el incremento en la longitud sólo es importante en el caso de líneas aéreas con grandes tramos interpostales.

En cables aislados bastará con usar una técnica adecuada de instalación que permita absorber el cambio dimensional del conductor.

Si efectuáramos mediciones de la resistencia en un conductor a distintas temperaturas y trazáramos los valores obtenidos en una gráfica, obtendríamos la siguiente curva:

Figura 4.4

Variación de la resistencia de un conductor eléctrico metálico en la temperatura.



en donde:

α se denomina "coeficiente de corrección por temperatura" y sus dimensiones son grados centígrados recíprocos. El valor de la resistividad es expresado generalmente a una temperatura estándar de 20°C (68°F), y puesto que la resistencia de un conductor dado es proporcional a su resistividad, podemos escribir:

La resistencia (R_2) a una temperatura cualquiera T_2 en función de la resistencia (R_1) a una temperatura T_1 distinta de cero es taría dada por:

$$R_2 = R_1 [1 + \alpha (T_2 - T_1)] \quad (4.4)$$

El punto de intersección de la prolongación de la parte plana de la curva de la figura con el eje de las "T" (temperaturas), es un valor constante para cada material; en esta temperatura el valor teórico de la resistencia del material es nula. Valores de "T" en $^{\circ}\text{C}$, para los materiales comúnmente usados en la fabricación de conductores eléctricos están dados a continuación:

- T = 234.5°C para cobre recocido estirado en frío con 100% de conductividad.
- T = 241°C para cobre semiduro estirado en frío con 97.3% de conductividad.
- T = 228°C para aluminio estirado en frío con 61% de conductividad.

De la figura 4.4 se deduce que:

$$\frac{R_2}{R_1} = \frac{t_2 + T}{t_1 + T} \quad (4.5)$$

expresión útil para cálculos prácticos de ingeniería (ver tabla 4.5). Asimismo, es fácil demostrar que si:

$$\alpha = \frac{1}{234.5} = 0.00427 \text{ a } 0^{\circ}\text{C}$$

entonces:

$$\alpha = \frac{1}{243.5 + X^{\circ}\text{C}} \text{ a } X^{\circ}\text{C} \quad (4.6)$$

TABLA 4.5

Factores de corrección por temperatura para cálculo de resistencias de conductores eléctricos de cobre y aluminio

Temperatura del conductor en $^{\circ}\text{C}$	Factor de corrección a 20°C	
	Cobre	Aluminio
0	1.085	1.088
5	1.062	1.064
10	1.040	1.042
15	1.020	1.020

20	1.000	1.000
25	0.980	0.980
30	0.962	0.961
35	0.944	0.943
40	0.927	0.925
45	0.910	0.908
50	0.894	0.892
55	0.879	0.876
60	0.869	0.861
65	0.850	0.846
70	0.836	0.832
75	0.822	0.818
80	0.809	0.805
85	0.796	0.792
90	0.784	0.780

Los factores de corrección para cobre de 100% de conductividad, se obtuvieron de la siguiente fórmula:

$$\frac{R_1}{R_2} = \frac{234.5 + 20}{234.5 + T} = \frac{254.5}{234.5 + T} \quad (4.7)$$

Los factores de corrección para aluminio de 61% de conductividad, se obtuvieron de la siguiente fórmula:

$$\frac{R_1}{R_2} = \frac{228 + 25}{228 + T} = \frac{253}{228 + T} \quad (4.8)$$

- Resistencia a la corriente alterna.

La resistencia de un conductor eléctrico por el que circula corrien

te alterna, es mayor que la resistencia que presenta el mismo con ductor a la corriente directa. Este incremento es ocasionado por dos factores.

- . El efecto superficial o piel
- . El efecto de proximidad

Por lo que la resistencia a la corriente alterna se calcula de acuerdo a la siguiente expresión:

$$R_{CA} = R_{CD} (1 + Y_s + Y_p) \quad (4.9)$$

donde:

R_{CA} = Resistencia a la corriente alterna.

R_{CD} = Resistencia a la corriente directa corregida.

Y_s = Factor debido al efecto piel.

Y_p = Factor debido al efecto de proximidad.

Si se hace circular una corriente alterna por un conductor, las pérdidas de energía por resistencia resultan algo mayores que la pérdida que se produce cuando circula una corriente continua de magnitud igual al valor eficaz de la corriente alterna.

Para explicar este fenómeno podemos imaginar el conductor compuesto por una serie de filamentos paralelos al eje del conductor, to dos ellos de la misma sección y de la misma longitud y consecuentemente de la misma resistencia.

Al circular corriente continua por el conductor tendremos que la

diferencia de potencial aplicada a cada filamento es la misma, y ya que la resistencia de todos los filamentos es igual, la corriente en cada filamento será igual al de los demás y se tendrá una densidad de corriente uniforme en toda la sección del conductor.

Cuando circula una corriente alterna, el flujo magnético que producirá esta corriente cortará los filamentos de que hemos considerado compuesto el conductor. Los filamentos de la parte central del conductor se eslabonan con más líneas de fuerza de otros filamentos, que los que se eslabonan con los filamentos externos del conductor; por tanto, la fuerza contra electromotriz inducida en los filamentos centrales será mayor que en la inducida en los filamentos superficiales.

Como la diferencia de potencial entre los extremos de todos los filamentos tiene que ser igual, ya que están conectados en paralelo, tendrá que verificarse que las caídas de potencial sean iguales y, por tanto, las corrientes en los filamentos centrales en los que la fuerza contra electromotriz inducida es mayor, tendrán que ser menores que las corrientes en los filamentos superficiales, o sea que la densidad de corriente es mayor en la superficie del conductor que en el centro.

A este fenómeno también se le conoce como "Efecto pelicular" o "Efecto Kelvin".

El factor Y_s del efecto piel se calcula por:

$$Y_s = \frac{X_s^4}{192 + 0.8 X_s^4} \quad (4.10)$$

con:

$$X_s^2 = \frac{8 \pi f}{R'} \cdot 10^{-4} \text{ ks} \quad (4.10')$$

donde:

f = Frecuencia del sistema HZ

R' = Resistencia del conductor a la CD corregida a la temperatura de operación ohm/km.

Valores de ks dados en la tabla 4.6.

- Efecto de proximidad.

Con un conductor por el que fluye una corriente eléctrica de variación cíclica se encuentra cercano a otro que transporta un flujo de iguales características pero de sentido contrario, crea una resta vectorial de densidad de flujo, originando una reducción en la inductancia de las caras próximas y un aumento en las diametralmente opuestas, dando por resultado una densidad de corriente y un aumento aparente de la resistencia efectiva que se calcula afectando la resistencia original por un factor (Y_p).

Esto es válido para cables paralelos que alimentan cargas monofásicas y trifásicas. La fórmula siguiente da el valor de Y_p .

$$Y_p = \frac{X_p^4}{192 + 0.8 X_p^4} \left(\frac{dc}{s} \right)^2 \left[0.312 \left(\frac{dc}{s} \right)^2 + \frac{1.18}{\frac{X_p^4}{192 + 0.8 X_p^4} + 0.27} \right]$$

con:

$$x_p^2 = \frac{8 \pi f}{R'} 10^{-4} \text{ kp} \quad (4.11')$$

donde:

dc = Diámetro del conductor (cm)

s = Distancia entre ejes de los conductores (cm)

En el caso de cables tripolares con conductor segmental, el valor de Y_p obtenido se deberá multiplicar por 2/3 para obtener el factor de proximidad. También se deberá sustituir en la fórmula original.

dc = dx que es el diámetro de un conductor redondo de la misma área que el conductor sectoral.

s = dx + t

donde: t es el espesor de aislamiento.

TABLA 4.6

FACTORES K_s y K_p	K_s	K_p
Conductor redondo compacto de cobre	1.0	0.6
Conductor redondo de cobre	1.0	0.8
Conductor compacto segmental de cobre	0.39	0.46
Conductor redondo compacto de aluminio	1.0	0.5
Conductor redondo de aluminio	1.0	0.5

500	1.018	1.007	1.13	1.06
600	1.025	1.010	1.16	1.08
750	1.039	1.015	1.21	1.11
1000	1.067	1.036	- --	1.19
1250	1.102	1.040	- --	1.27
1500	1.142	1.058	- --	1.36
1750	1.185	1.079	- --	1.46
2000	1.233	1.100	- --	1.56
2500	1.326	- --	- --	- --

NOTA: (1) Use la columna (1) para relación CA/CD para:

- A) Conductor monofásico con cubierta no metálica, instalados en ai re o en ducto no metálico.
- B) Conductor monofásico con cubierta metálica, instalados con las cubiertas aisladas, en aire o en ductos no metálicos separados.

La columna (1) incluye únicamente el efecto piel (skin). Los factores de proximidad que varían con el espaciamiento, pueden ge neralmente ser despreciados para instalaciones espaciadas en forma uniforme.

NOTA: (2) Use la columna (2) para relación CA/CD para:

- A) Cables multiconductores con cubierta metálica.
- B) Cables multiconductores con cubierta no metálica en conduit metá lico.

De donde:

R_1 = Resistencia a 20°C

R_2 = Resistencia medida a la temperatura de prueba

T = Temperatura de prueba

TABLA 4.7

Relación de Resistencia CA/CD para conductores de Cobre y Aluminio a una frecuencia de 60 CPS. Cableado concéntrico normal.

Calibre conductor AWG 6 MCM	Para cubiertas no metálicas. Ver Nota 1		Para cables con cubiertas metálicas. Ver Nota 2	
	1		2	
	COBRE	ALUMINIO	COBRE	ALUMINIO
3 y menores	1.000	1.000	1.00	1.00
2	1.000	1.000	1.01	1.00
1	1.000	1.000	1.01	1.00
1/0	1.001	1.000	1.02	1.00
2/0	1.001	1.001	1.03	1.00
3/0	1.002	1.001	1.04	1.01
4/0	1.004	1.001	1.05	1.01
250	1.005	1.002	1.06	1.02
300	1.006	1.003	1.07	1.02
350	1.009	1.004	1.08	1.03
400	1.011	1.005	1.10	1.04

- C) Dos o múltiplo de dos conductores monofásicos con cubiertas no metálicas, instalados en el mismo conduit metálico.
- D) Cables multiconductores con cubiertas no metálicas, instalados al aire o en conduit no metálico.

La columna (2) incluye la corrección por efecto superficial (skin), proximidad y todas las otras pérdidas inductivas de corriente alterna.

INDUCTANCIA Y REACTANCIA INDUCTIVA

INDUCTANCIA. Cuando en un conductor eléctrico circula una corriente de magnitud variable con el tiempo, se crea un flujo magnético variable, el cual se enlaza con los demás conductores del circuito (por lo que también circulan corrientes de naturaleza análoga), a la relación de la variación del flujo magnético con la variación de la corriente en el tiempo se le conoce como: inductancia.

$$L \propto \left\{ \begin{array}{l} \text{Variación del flujo magnético en el tiempo.} \\ \text{Variación de la corriente en el tiempo.} \end{array} \right.$$

En donde la inductancia L está dada en Henrys.

La inductancia de un cable está dada por la suma de la inductancia propia o interna L_o (ya que parte del flujo generado corta al conductor mismo) más la externa o mutua L_m .

$$L = L_o + L_m \quad 4.12$$

La inductancia propia (L_o) de un conductor es constante, dependiendo únicamente de su construcción, si es sólido o cableado. Matemáticamente se puede demostrar que podemos considerar un conductor imaginario al cual el flujo generado no lo corta. Lo anterior se logra afectando al radio (R) de la sección conductora por una constante (ver tabla 4.8), que da lugar al radio de un conductor imaginario, donde todo el flujo es externo. Al radio así calculado se le conoce como radio medio geométrico del conductor (RMG) y la ecuación 4.12 se puede expresar en función de RMG según se indica en la tabla 4.9.

TABLA 4.8

 RADIO MEDIO GEOMETRICO DE CONDUCTORES USUALES

CONSTRUCCION DEL CONDUCTOR	R	M	G
Alambre sólido	0.779	R	
Cable de un solo material			
7 hilos	0.726	R	
19 hilos	0.758	R	
37 hilos	0.768	R	
61 hilos	0.772	R	
R = Radio del conductor			

La inductancia mutua depende de la separación y disposición de los cables, de la construcción del cable en cuanto al conductor y si está provisto u no de pantallas o cubiertas metálicas y conexión a tierra de las mismas.

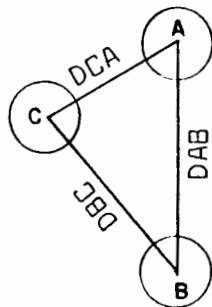
En el cálculo de la inductancia total (incluidos los efectos de la inductancia mutua y propia) se pueden distinguir los siguientes casos:

- Cables sin pantalla o cubierta metálica o bien los cables que provistos de pantallas o cubiertas metálicas, se encuentren conectadas a tierra de tal forma que no existen corrientes a través de las mismas.
- Cables con pantallas o cubiertas metálicas que se encuentren conectadas a tierra de tal forma que permitan corrientes circulantes a través de las mismas.

TABLA 4.9

FORMULAS DE CALCULO DE INDUCTANCIA TOTAL (H/Km)

- Cables sin pantallas o cubiertas metálicas, o cables que provistos de éstas se encuentran conectadas a tierra de tal forma que no permiten el paso a corrientes circulantes.



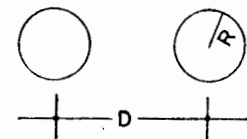
El valor medio de inductancia total del sistema es:

$$L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{DMG}{RMG}$$

Donde DMG es la distancia media geométrica y queda definida como:

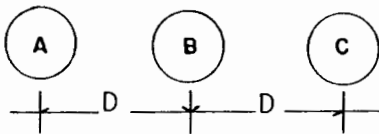
$$DMG = \sqrt[3]{DAB \times DBC \times DCA}$$

DAB ≠ DBC ≠ DCA
Formación Triangular



$$L_m = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{D}{RMG}$$

Formación Triangular
Equidistante

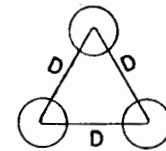


El valor medio de inductancia total es:

$$L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{DMG}{RMG}$$

$$\text{DONDE } DMG = \sqrt[3]{2} \times D$$

Formación Plana



$$L = L_A = L_B = L_C$$

$$L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{D}{RMG}$$

REACTANCIA INDUCTIVA. El valor de la reactancia inductiva depende de la frecuencia del sistema y del valor de la inductancia total (suma de inductancia propia y mutua) del cable; y se obtiene de la siguiente expresión:

$$X_L = 2\pi f L \quad \text{Ohms/Km}$$

4.13

Donde: f = Frecuencia del sistema en Hz.

L = Inductancia en Henrys/Km

Cables con pantalla o cubiertas metálicas que se encuentren conectadas a tierra de tal forma que permitan corrientes circulantes a través de las mismas.

Para el cálculo de la inductancia y reactancia inductiva en cables provistos de pantallas y cubiertas metálicas que se encuentran conectadas a tierra en dos o más puntos, es necesario considerar el flujo producido por las corrientes que circulan por la pantalla o cubierta metálica.

RESISTENCIA Y REACTANCIA APARENTE. Una forma simplificada de determinar los efectos de las corrientes circulantes en pantallas y cubiertas metálicas es considerar un cable imaginario sin pantalla, que presente una resistencia y reactancia comparable a la que presenta un conductor real, incluidos los efectos de la pantalla.

A la resistencia y reactancia de este cable imaginario se le conoce como resistencia y reactancia aparente, y los valores derivados de estos parámetros permiten de manera directa el cálculo de impedancia de la línea, caída de tensión, etc.

El valor final de la resistencia aparente se obtiene de adicionar a la resistencia efectiva a la C. A. un término (ver tabla 4.10) - que incluye los efectos de la corriente inducida en la pantalla o cubierta metálica.

De forma análoga, la reactancia aparente se obtiene de sustraer a la reactancia que se obtendría de un cable idéntico sin pantalla o cubierta metálica, un término similar de naturaleza inductiva.

La reducción aparente en la reactancia inductiva, debido a las corrientes circulantes, es de poca magnitud y de ninguna manera comparable al incremento aparente que afecta a la resistencia, por lo que es de esperarse en cables con pantallas o cubiertas metálicas valores mayores de caída de tensión e impedancia que en los cables desprovistos de

estas.

En circuitos trifásicos con cables monopolares colocados equidistantes o circuitos monofásicos, la resistencia aparente (RA) y reactancia inductiva aparente (XLA) están dadas por:

$$R_A = R + \frac{X_m^2 R_p}{X_m^2 + R_p^2} \quad 4.18$$

$$X_{LA} = X_L - \frac{X_m^3}{X_m^2 + R_p^2} \quad 4.19$$

donde:

R = Resistencia efectiva del conductor a la C.A, en ohms/km.

$$X_L = 2 \pi f L \quad \text{ohms/Km}$$

L = Calculada de acuerdo a la tabla 4.9

$$X_m = 2 \pi f M$$

M = Inductancia mutua entre conductor y pantalla o cubierta metálica.

$$X_m = 2 \pi f (2 \times 10^{-4} \ln \frac{d}{R_o}) =$$

$$= 0.0754 \ln \frac{d}{R_o} \left(\frac{\text{OHMS}}{\text{KM}} \right) \quad 4.20$$

Rp = Resistencia de la pantalla a la temp. de operación. Ver tabla 4.12

f = Frecuencia en ciclos por segundo.

d = Distancia entre centros de los cables, en cms

Ro = Radio medio de la pantalla, en cms

TABLA 4.10

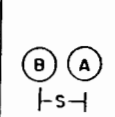
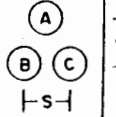
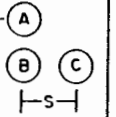
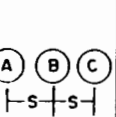
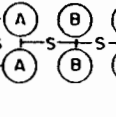
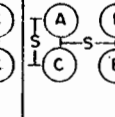
Resistencia aparente (R_A), en ohms/Km.

FASE A	$R + \frac{R_p}{4} \left[\frac{\sqrt{3} (\sqrt{3} + P)}{(P^2 + 1)} + \frac{(1 - \sqrt{3} Q)}{(Q^2 + 1)} \right]$
FASE B	$R + \frac{R_p}{Q^2 + 1}$
FASE C	$R + \frac{R_p}{4} \left[\frac{\sqrt{3} (\sqrt{3} - P)}{(P^2 + 1)} + \frac{(1 + \sqrt{3} Q)}{(Q^2 + 1)} \right]$
PROMEDIO	$R + R_p \left[\frac{P^2 + Q^2 + 2}{2(P^2 + 1)(Q^2 + 1)} \right]$

Reactancia aparente (X_{LA}), en ohms/Km.

FASE A	$X_L - X_M + \frac{R_p}{4} \left[\frac{\sqrt{3} (\sqrt{3}P - 1)}{(P^2 + 1)} + \frac{(Q + \sqrt{3})}{(Q^2 + 1)} \right]$
FASE B	$X_L - X_M + \frac{R_p Q}{Q^2 + 1}$
FASE C	$X_L - X_M + \frac{R_p}{4} \left[\frac{\sqrt{3} (\sqrt{3}P + 1)}{(P^2 + 1)} + \frac{(Q - \sqrt{3})}{(Q^2 + 1)} \right]$
PROMEDIO	$X_L - X_M + R_p \left[\frac{Q(P^2 + 1) + P(Q^2 + 1)}{2(P^2 + 1)(Q^2 + 1)} \right]$

CONFIGURACIONES PARA EL CALCULO DE RESISTENCIA Y
REACTANCIA APARENTE

	I	II	III	IV	V	VI
	MONOFASICA	EQUILATERA	RECTANGULAR	PLANA	DOBLE CIRCUITO	DOBLE CIRCUITO
CONFIGURACION						
$P = \frac{R_p}{Y}$		$Y =$	$(XM + \frac{a}{2})$	$(XM + a)$	$(XM + a + \frac{b}{2})$	$(XM + a - \frac{b}{2})$
$Q = \frac{R_p}{Z}$		$Z =$	$(XM - \frac{a}{6})$	$(XM - \frac{a}{3})$	$(XM + \frac{2}{3} - \frac{b}{6})$	$(XM + \frac{a}{3} - \frac{b}{6})$

$$XM = 2\pi f (2 \times 10^{-4} \ln \frac{2}{r_0}); \quad a = 2\pi f (2 \times 10^{-4} \ln 2);$$

$$b = 2\pi f (2 \times 10^{-4} \ln 5)$$

$$\text{En ohms/Km } XM = 0.0754 \ln \frac{2}{r_0}; \quad a = 0.0523; \quad b = 0.1214$$

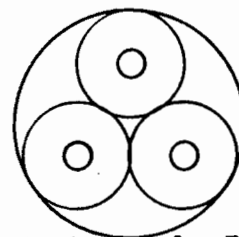
En el caso de cables tripolares con pantalla o cubierta común, el valor de la resistencia aparente del conductor está dada por la siguiente ecuación:

$$R_A = R + R_E \quad \text{ohms/Km}$$

donde:

R = Resistencia efectiva del conductor a la CA.

$$R_e = \frac{1.3 \times S^2}{R_p R_o^2} \times 10^{-3} \quad \text{Ohms/Km}$$



S = Distancia del centro de los conductores al centro geométrico del cable (cms)

para conductores redondos

$$S = \left(\frac{1}{\sqrt{3}} \right) (d + 2t)$$

TABLA 4.12

Fórmulas para cálculo de resistencia eléctrica en pantalla y cubierta metálica	
Pantalla de alambres	Resistencia eléctrica $R_p = \frac{\rho \cdot 1.02}{n d^2 \times 0.7854} \quad \text{ohms/km}$ ρ = Resistividad del material a la temperatura de operación de los alambres de la pantalla (ohms mm²/km) n = Número de alambres que forman la pantalla. d = Diámetro de los alambres (mm)
Tubular de plomo	$R_p = \frac{\rho}{d_m \cdot e} \quad \text{Ohms/Km}$ ρ = Resistividad de material en Ohms mm²/Km a la temperatura de operación. e = Espesor del forro metálico (mm) d_m = Diámetro medio del forro metálico (mm)
Pantalla de cintas de cobre con traslape	$R_p = \frac{5.33 \rho K}{D_o \times e} \quad \text{Ohms/Km}$ ρ = Resistividad del material en (Ohms - mm²) / Km D_o = Diámetro medio de la pantalla (mm). e = Espesor de la cinta (mm). (Aprox. 0.12 mm). K = Factor para incrementar la resistencia debido al contacto en el traslape ()
M A T E R I A L (ρ) RESISTIVIDAD A 20°C ($\frac{\text{ohms} \cdot \text{mm}^2}{\text{Km}}$)	
COBRE	17.241
ALUMINIO	28.28
PLOMO	241

INDUCCION DE CABLES EN PARALELO. En ocasiones, las conexiones de los sistemas deben realizarse a través de más de un cable por fase, dando lugar a sistemas con dos o más cables en paralelo.

La inducción, y consecuentemente la reactancia inductiva de cables en paralelo de una misma fase, debe ser igual para todos, puesto que de ellos depende la distribución de la corriente en ellos, por ejemplo: en un sistema con dos cables en paralelo es de esperarse que cada uno conduzca la mitad de la carga; si el sistema no tiene una reactancia inductiva uniforme, esto ocasionará que uno de los cables conduzca una carga mayor de la que fue proyectada, ocasionando envejecimiento prematuro de los aislamientos y consecuentemente, fallas.

Se obtiene una distribución completamente uniforme de la corriente sólo utilizando cables de tres conductores, puesto que de esa forma se elimina la influencia inductiva de los cables próximos.

En el caso de cables monopolares en paralelo que están dispuestos en configuración plana, si los cables de una misma fase están agrupados y tendidos uno junto al otro (Fig. 4.5), se obtiene un coeficiente de inducción muy irregular. Es mejor agrupar los cables de distintas fases en sistemas y mantener las separaciones entre los cables (d) pertenecientes a un sistema menor que las distancias (D) entre sistemas.

ⒶⒶⒶ ⒷⒷⒷ ⒸⒸⒸ

a) Posición incorrecta; cables de la misma fase contiguos.

Ⓐ Ⓑ Ⓒ Ⓒ Ⓑ Ⓐ Ⓐ Ⓑ Ⓒ

b) Posición correcta; cables de distintas fases formando sistemas.

Ⓐ Ⓑ Ⓒ Ⓐ Ⓑ Ⓒ Ⓐ Ⓑ Ⓒ

c) Posición incorrecta; cables con una mala secuencia de fases.

Fig. 4.5

El orden de las fases dentro de un sistema es igualmente de gran importancia. En concordancia con el número de sistemas trifásicos se recomienda la sucesión de fases de la Fig. 4.5 (b).

Con esta disposición, los coeficientes de inducción de los cables paralelos en una fase son prácticamente iguales, mientras que las fases A, B y C difieren entre sí. Sin embargo, esto es menos perjudicial que la diferencia en inducción de cables de la misma fase.

En la Fig. 4.5 (c) tenemos un ejemplo de distribución que cumple con las condiciones de agrupar cables de distintas fases en sistemas y también conservar la separación entre sistemas ($D \gg d$) mayor que la que existe entre cables, pero es desfavorable pues en este caso difieren, no sólo los coeficientes de inducción entre fases ABC, sino también los de los cables paralelos en una misma fase.

En el caso de cables en charolas puede suceder que además de tener cables en configuración plana, se tengan más charolas en posición vertical. En esta situación se recomienda agrupar a los cables como se muestra en la figura 4.6

A	B	C
C	B	A
A	B	C

Fig. 4.6

Cables dispuestos en charolas

El coeficiente de inducción de los cables conectados en paralelo es prácticamente uniforme si se adopta esta disposición. Los coeficientes de inducción de las distintas fases son diferentes, lo cual no tiene importancia, ya que en la mayoría de los casos los circuitos son de poca longitud.

CAPACITANCIA

Capacitancia es la propiedad que tiene cualquier arreglo de dos electrodos entre los cuales se intercala un dieléctrico para almacenar energía eléctrica cuando los electrodos están sometidos a una diferencia de potencial. El arreglo físico de los elementos anteriores recibe el nombre de "capacitor".

Un cable de energía aislado para media tensión es, por tanto, un capacitor, uno de los electrodos el conductor, y el otro la pantalla eléctrica metálica del cable; el dieléctrico es por supuesto el aislamiento.

Constante dieléctrica

Recibe este nombre la relación de la capacitancia de un capacitor con dieléctrico de material conocido (C) y la capacitancia del mismo capacitor cuando se usa como dieléctrico el vacío absoluto (C₀). El aire tiene una constante dieléctrica un poco mayor de uno.

$$\epsilon = \frac{C}{C_0} \quad 4.21$$

TABLA 4.13

AISLAMIENTO ϵ (a 60 Hz y 75° C) cos ϕ

PAPEL	3.5	0.01
VULCANEL EP	2.6	0.0005
VULCANEL XLP	2.3	0.0004
SINTENAX	9.0	0.1
POLIET. NATURAL	2.3	0.0004

Capacitancia de un cable de energía

La fórmula desarrollada para un capacitor formado por dos cilindros coaxiales es aplicable para cables de energía aislados para media tensión, unipolares o tripolares, provistos de pantallas eléctricas metálicas individuales:

$$C = \frac{0.0241 \epsilon}{\log \frac{d_a}{d_c}} \mu \text{ F/Km} \quad 4.22$$

en donde ϵ es la constante dieléctrica del aislamiento, permitividad relativa SIC (Specific Inductive Capacitance), " d_a " es el diámetro sobre el aislamiento y " d_c " es el diámetro del conductor. (Ver tabla 4.13; incluyendo la cinta semiconductora sobre el conductor en caso de tenerla).

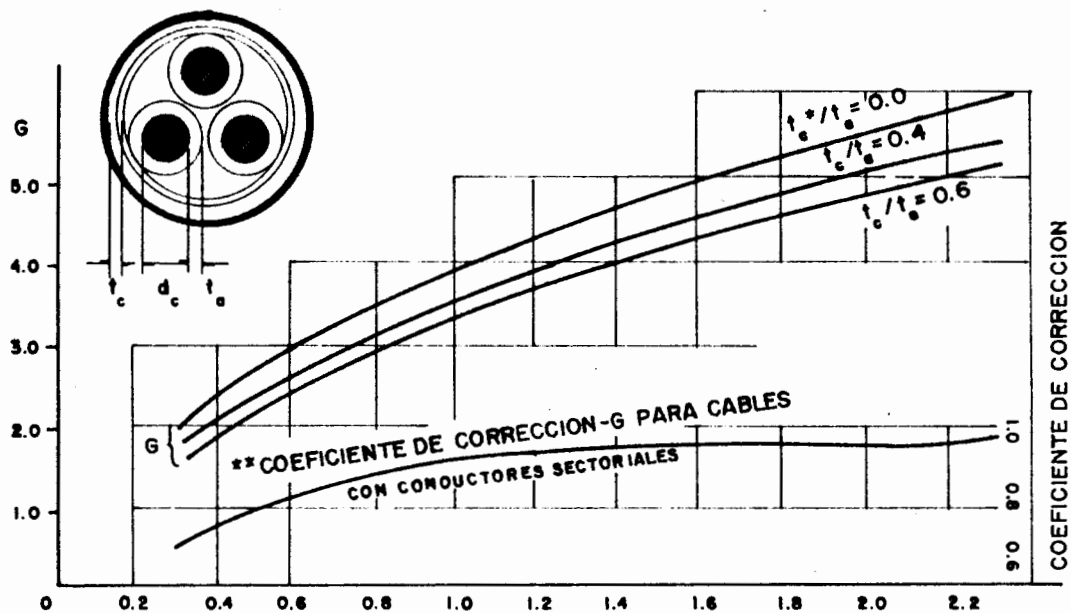
El valor obtenido en la fórmula anterior corresponde a la capacitancia en derivación y/o estrella según se trate de sistemas monofásicos o trifásicos. El punto común será en las pantallas eléctricas, siempre y cuando estén en contacto íntimo o tengan sus extremos conectados entre sí y sólidamente conectados a tierra.

Cable tripolar con cubierta común

La capacitancia para este tipo de cables se da en función del llamado geométrico G, de la siguiente manera:

$$C = \frac{0.166 \epsilon}{G} \times \mu \text{ F/Km} \quad 4.23$$

El factor geométrico G lo determina la construcción del cable; es adimensional y depende únicamente de la relación entre conductores y aislamiento. Los valores adecuados para G pueden tomarse en la gráfica de la figura 4.7.



Para encontrar el valor del factor geométrico G , hay que hacer lo siguiente:

- 1o. Calcular las relaciones $\frac{t_a + t_c}{d_c}$ y $\frac{t_c}{t_a}$
- * 2o. Encontrar el valor de G de la gráfica. El valor de $\frac{t_c}{t_a} = 0$ se utiliza para cables sin cintura
- ** 3o. Si el cable es sectorial, multiplicar el factor geométrico G por el valor correspondiente del factor de corrección utilizando como entrada a la gráfica la relación $\frac{t_a + t_c}{d_c}$

FIG. 4.7.- COEFICIENTE GEOMETRICO "G" EMPLEADO EN EL CALCULO DE LA CAPACITANCIA.

En el caso de conductores sectoriales, el factor geométrico es menor que para un conductor redondo de la misma sección y espesor de aislamiento; el valor correspondiente se obtiene al considerar al conductor sectorial en términos de su equivalente redondo, y multiplicando por el factor de reducción también indicado en la gráfica de la figura 4.7.

Reactancia capacitiva

La reactancia capacitiva queda definida por la siguiente ecuación:

$$X_C = \frac{1}{2 \pi f C} \quad 4.24$$

donde:

X_C = reactancia capacitiva, en Mohm/km

C = capacitancia, en farad/km, calculada en los incisos anteriores

f = frecuencia del sistema

Factor de potencia del aislamiento

Todo dieléctrico de cualquier capacitor en operación permite el flujo de una corriente llamada comúnmente "corriente de drenado o de fuga". Es por ello que el circuito equivalente de un capacitor incluye una resistencia en paralelo, tal como muestra la figura No 4.8 b (una interpretación más rigurosa adiciona una resistencia en serie con un capacitor además de los elementos anteriores).

Regresando a la figura No 4.8 c, la potencia aparente "PA" será igual al producto de "Ic", corriente a través del capacitor por el voltaje "V" de operación del cable (voltaje de fase a tierra).

$$PA = I_c \cdot V$$

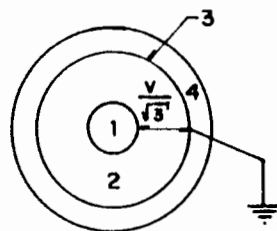
Dado que ϕ no difiere mucho de 90° , la potencia reactiva "Pr" es aproximadamente igual a la aparente, por tanto, la potencia activa se puede expresar como:

$$Pa = I_a \cdot V = I'_c \cdot V \cos \phi = I_c \cdot V \cos \phi$$

El cociente de la potencia activa entre la aparente define a $\cos \phi$ como el factor de potencia del aislamiento.

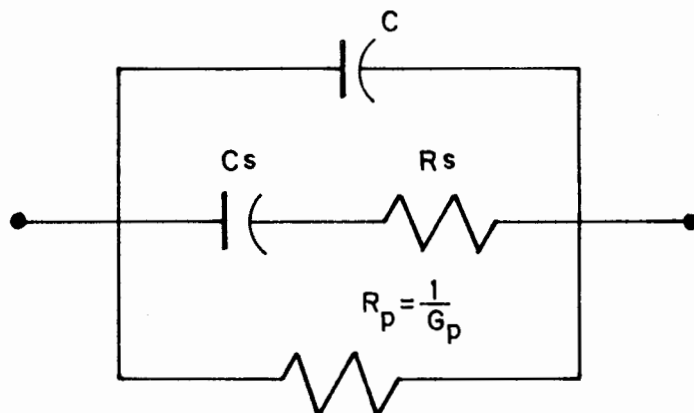
$$\frac{Pa}{PA} = \frac{I_c \cdot V \cos \phi}{I_c \cdot V} = \cos \phi \quad 4.25$$

El valor de $\cos \phi$ se puede expresar como el de la $\cot \phi$ (recuérdese que $\phi \rightarrow 90^\circ$), y la $\cot \phi \approx \tan \delta$; todas estas denominaciones de un mismo valor aparecen indistintamente en la literatura técnica internacional de cables de energía, ver Tabla 4.13 para valores de $\cos \phi$.

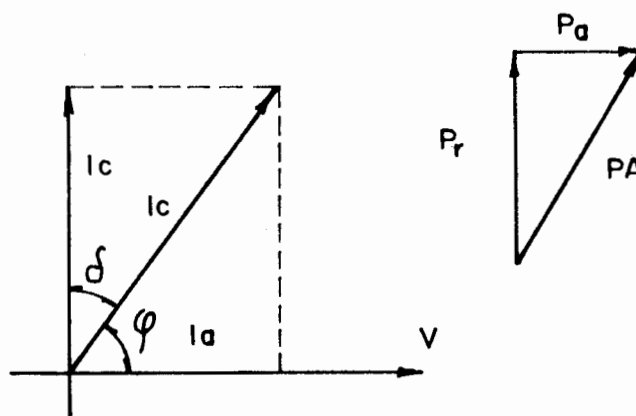


- 1.- Conductor
- 2.- Aislamiento
- 3.- Pantalla Metálica
- 4.- Cubierta

a.- Capacitor formado por el conductor y la pantalla metálica.



b.- Circuito eléctrico equivalente.



c.- Relación entre corriente y voltaje cuando se supone $R_s = 0$ y $C_s = 0$.

Fig. N° 4.8.- Interpretación del efecto capacitivo de un cable aislado de energía, unipolar.

4.3 CALCULO DE AMPACIDADES

La capacidad de conducción de un cable aislado es función de diversos factores, tales como: la temperatura permisible de operación - del cable, la resistencia térmica de los elementos que constituyen el aislamiento del cable, la resistencia del medio que rodea al cable y la temperatura del medio ambiente. La corriente que pasa por un cable genera calor, el que se disipa a través de su aislamiento, pantalla, cubierta protectora y la tierra que lo circunda. Cuando el calor generado es igual al calor disipado, se establece un equilibrio, diciéndose que el sistema es "estable"; si el calor generado es mayor que el calor disipado, se dice entonces que el sistema es "inestable", y esto puede originar que el aislamiento envejezca prematuramente y falle.

El mecanismo de flujo de calor para el caso de un cable monopolar se muestra en la figura 4.9a. En la figura 4.7b se muestra el circuito térmico equivalente. En este caso el conductor de cobre tiene una cierta temperatura y está conectado a un polo de la fuente de calor. La superficie de la tierra representa el otro polo, de tal forma que la diferencia de temperatura (análoga a la fuerza electromotriz de un circuito eléctrico) está dada por la diferencia entre la temperatura del conductor y la del medio ambiente. El calor fluye a través del aislamiento del cable (R_a), de la cinta semiconductora que abraza al cable (R_p), de la cubierta protectora (R_c) y de la resistencia térmica del suelo (R_{s1}).

De acuerdo con lo anterior, el calor generado es igual al producto del cuadrado de la corriente que circula por el cable por la resistencia óhmica por cm. de longitud del conductor de cobre a la temperatura de operación y por el número de cables considerado, lo que matemáticamente puede expresarse de la siguiente manera:

$$C_g = I^2 R_{co}$$

4.26

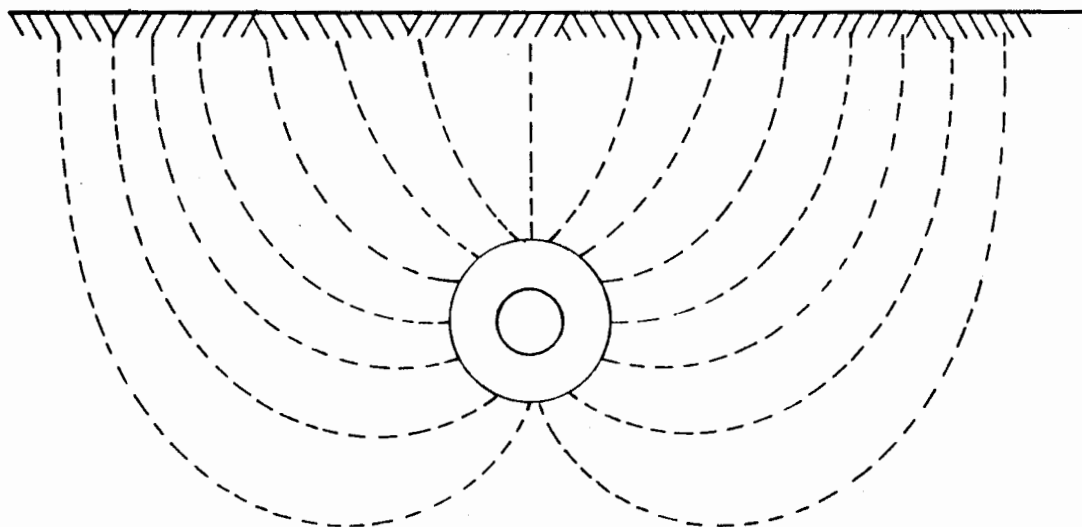


FIGURA 4.9a:- TRAYECTORIA DEL FLUJO DE CALOR DE UN CABLE ENTERRADO DIRECTAMENTE EN EL SUELO

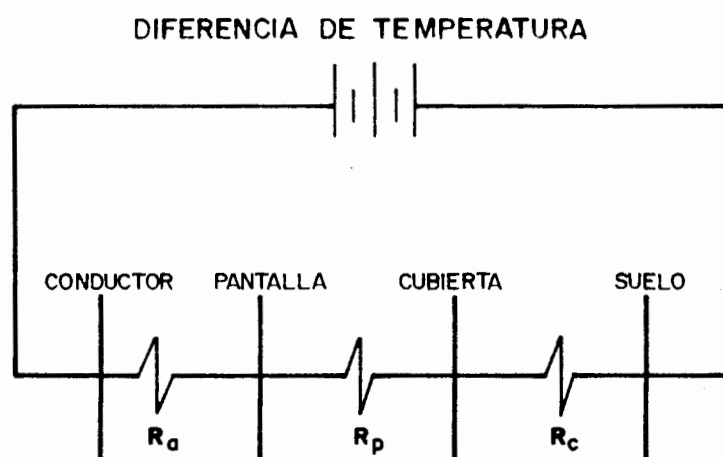


FIGURA 4.9b:- CIRCUITO TERMICO EQUIVALENTE

en donde:

C_g = Calor generado

I = Corriente que conduce el cable

R_{co} = Resistencia a la temperatura máxima de operación del conductor.

El calor disipado es igual al cociente de la diferencia de temperatura (θ) y la resistencia térmica total (R_t), o sea:

$$C_d = \frac{\theta}{R_t} \quad 4.27$$

en donde:

C_d = Calor disipado

θ = Diferencia de temperatura

R_t = Resistencia térmica total

Considerando que se alcanza un nivel de estabilidad cuando el calor disipado es igual al calor generado:

$$I^2 R_{co} = \frac{\theta}{R_t} \quad 4.28$$

la corriente que puede conducir el cable será:

$$I = \left[\frac{\theta}{R_{co} R_t} \right]^{\frac{1}{2}} \quad 4.29$$

Los cálculos de capacidad de conducción para un cable instalado directamente enterrado se basan en el hecho de que las pérdidas caloríficas debidas a las corrientes se disipan finalmente en la atmósfera, lo que significa que tienen que superar la resistencia térmica del cable y del suelo, así como la resistencia térmica de transición en la superficie del suelo. Para simplificar el problema se considera que la resistividad térmica del suelo y la temperatura ambiente son constantes, y que la resistencia térmica de transición en la superficie del suelo es tan pequeña que se puede despreciar.

La capacidad de conducción de un cable aislado instalado directamente enterrado se puede determinar con la siguiente ecuación, la que es similar a la anterior con la salvedad de que se ha substituido el valor de θ .

$$I = \left[\frac{T_c - T_a - T_d}{R_{co} R_t} \right]^{\frac{1}{2}} \quad 4.30$$

en donde:

- I = Corriente del cable, en Amperes
- T_c = Temperatura permisible de operación del cable, en $^{\circ}\text{C}$.
- T_d = Elevación de temperatura debida a las pérdidas dieléctricas, en $^{\circ}\text{C}$.
- T_a = Temperatura ambiente, en $^{\circ}\text{C}$.
- R_{co} = Resistencia del conductor, en ohms.cm
- R_t = Resistencia térmica total del circuito, que es igual a la suma de las resistencias térmicas del aislamiento, pantallas y cubierta del cable y la resistencia térmica del suelo. O sea:

$$R_t = R_a + R_p + R_c + R_{s1} \quad 4.31$$

Sustituyendo el valor de R_t en la ecuación 4.30

$$I = \left[\frac{T_c - T_a - T_d}{R_{co} (R_a + R_p + R_c + R_{s1})} \right]^{\frac{1}{2}} \quad 4.32$$

en donde:

R_a = Resistencia térmica del aislamiento, en $^{\circ}\text{C-cm/watt}$.

R_p = La suma de las resistencias térmicas de las pantallas, en $^{\circ}\text{C-cm/watt}$.

R_c = Resistencia térmica de la cubierta, en $^{\circ}\text{C-cm/watt}$.

R_{s1} = Resistencia térmica del suelo, en $^{\circ}\text{C-cm/watt}$.

El valor de la resistencia térmica del aislamiento:

$$R_a = \frac{\rho_a}{2} \ln \frac{D}{d} \quad 4.33$$

en donde:

ρ_a = Resistividad térmica del aislamiento, en $\frac{^{\circ}\text{C-cm}}{\text{W}}$

D = Diámetro exterior del cable.

d = Diámetro del conductor.

El valor de la resistencia térmica del suelo es:

$$R_s = \frac{\rho_s}{2} \ln \frac{4h}{D} \quad 4.34$$

en donde:

ρ_s = Resistividad térmica del suelo.

h = Profundidad del cable.

D = Diámetro exterior del cable.

Cuando se trata de cables de baja tensión, el cálculo de la resistencia térmica del circuito se reduce a la suma de la resistencia térmica del aislamiento R_a y la resistencia térmica del suelo R_{s1} , ya que la resistencia térmica de las pantallas R_p y de la cubierta R_c son iguales a cero. Asimismo, para este caso particular, se puede despreciar el incremento de temperatura por pérdidas dieléctricas T_d debido a que representa un valor muy pequeño y el grado de error que se comete es mínimo. Con base en esto, la ecuación 4.32 se convierte en:

$$I = \left[\frac{T_c - T_a}{(R_a + R_{s1}) R_{co}} \right]^{\frac{1}{2}} \quad 4.35$$

Cuando los circuitos de distribución que se emplean en el sistema de distribución son trifásicos, la ecuación anterior sólo permite calcular la capacidad de conducción para un cable monopolar. Es entonces necesario emplear una expresión que permita determinar I en función de las condiciones impuestas para circuitos de n cables. Esto se logra aplicando la ecuación anterior con la salvedad de que se modifica la resistencia térmica del suelo R_{s1} en función de las separaciones entre los cables y de su profundidad.

De acuerdo con lo anterior, el nuevo valor de la resistencia térmica del suelo R_{s2} , se puede calcular con la siguiente expresión:

$$R_{s2} = R_{s1} + \sum_{j=1}^n B_{ij} \quad 4.36$$

en la ecuación 4.36 , B_{ij} es función del número de cables, de su separación y de la profundidad a la que estén enterrados. Esta sumatoria representa un incremento de la resistencia térmica del suelo R_{s1} y, por tanto, también se expresa en $^{\circ}\text{C} - \text{cm/watt}$. El valor de B_{ij} se determina con la siguiente ecuación:

$$B_{ij} = \frac{\rho_s}{2\pi} \ln \left[1 + \left(\frac{2h}{X_{ij}} \right)^2 \right]^{\frac{1}{2}} \quad 4.37$$

en donde X_{ij} es la separación en cm entre el cable i y el cable j , y h la profundidad (en cm) de los cables. Para aplicar la ecuación 4.37 a un cable i del circuito en cuestión, se mantiene constante la i , y la j se varía de 1, 2, 3 a n cables del circuito, a medida que se calculan las diferentes B_{ij} . A continuación se explican los pasos necesarios para aplicar la ecuación 4.37 en un caso particular:

- 1.- Calcule la resistencia térmica del suelo R_{s1} con la ecuación 4.34.
- 2.- Calcule B_{ij} para cada uno de los cables usando la ecuación 4.37. En cada caso X_{ij} es la distancia entre centros del cable i y el cable j .
- 3.- Sume los diferentes valores de B_{ij} obtenidos en el segundo paso y agréguale el valor de R_{s1} , obteniendo en el paso 1. Esto da el valor de R_{s2} para el cable No 1. Ecuación 4.36
- 4.- Repita los pasos 1, 2 y 3 para el cable No 2 ($i = 2$). Esto da el valor de R_{s2} para este cable.
- 5.- Repita los pasos 1, 2 y 3 para cada uno de los otros cables de la trinchera, para obtener su R_{s2} .

Si todos los cables son similares y conducen la misma corriente, el cable localizado en el centro del circuito tendrá el más alto valor de R_{s2} . Esta es la razón por la cual no es absolutamente necesario calcular la capacidad de conducción de todos los cables

(en circuitos balanceados), sino únicamente la del caso más crítico.

Cuando los cables no conduzcan la misma corriente, el valor de B_{ij} para el cable i debe multiplicarse por la relación: Pérdidas en el cable j / Pérdidas en el cable i , al efectuar el cálculo de R_{s2} para el cable i . Se deben emplear relaciones similares cuando se calcula R_{s2} para cada uno de los otros cables que componen el circuito. En la figura 4.10 se muestra el diagrama de flujo empleado para escribir un programa para calcular la capacidad de conducción en cables aislados.

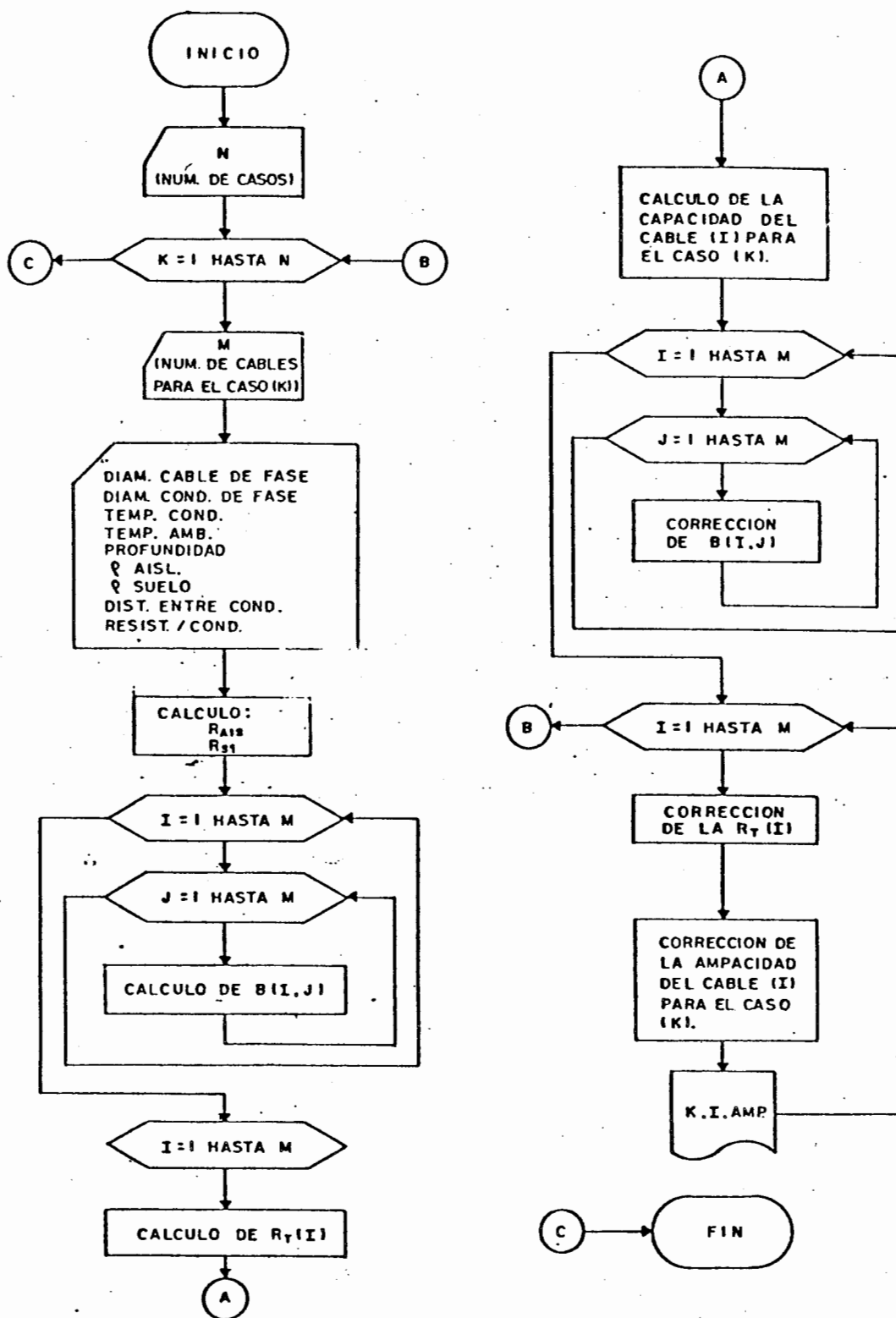
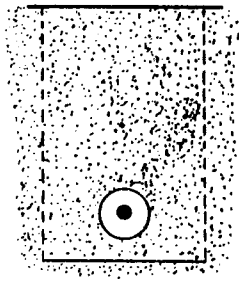


FIGURA 4.10 DIAGRAMA DE FLUJO DEL CALCULO DE CAPACIDAD DE CONDUCCION DE CABLES AISLADOS.

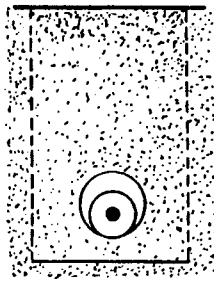
4.4 INSTALACIONES.

Tipos de Instalación.

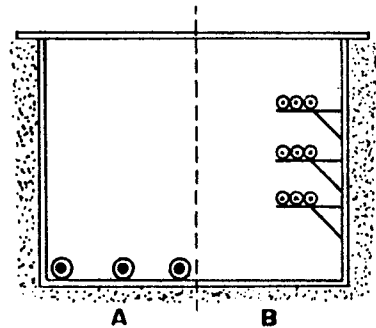
En instalaciones subterráneas, los conductores eléctricos se instalan en tres formas, que son:



DIRECTAMENTE
ENTERRADO



EN DUCTOS
SUBTERRANEOS



EN TRINCHERAS

- Directamente enterrados. Los conductores se encuentran en contacto directo con el subsuelo, y la tierra circundante le sirve para disipar el calor generado en el conductor.
- En ductos subterráneos. Los conductores se encuentran en contacto directo con el aire contenido en el ducto y éste es el que sirve para disipar el calor generado en los conductores y transmitirlo al material del ducto, y éste a su vez al subsuelo; generalmente se instalan de uno a tres cables por ducto.

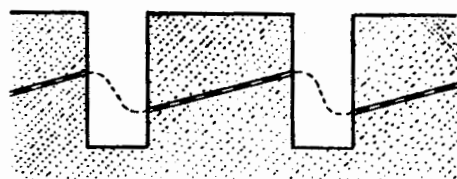
- En trincheras. Las instalaciones en trincheras se hacen en dos formas: en ménsulas sobre las paredes de las trincheras colocadas a diferentes alturas y directamente en el suelo de la trinchera. Los conductores se encuentran en contacto directo con el aire y éste le sirve para disipar el calor generado por los conductores, los cuales se instalan en grandes cantidades.

Precauciones:

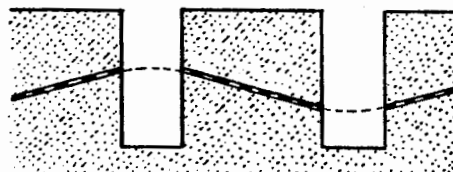
Cada uno de los tipos de instalación tiene diferentes puntos donde se debe prestar especial atención al tender los conductores. Resumiendo los problemas que se pueden presentar, las precauciones que deberemos tomar son:

- En instalaciones directamente enterradas. Se debe tender el conductor directamente del carrete que lo contiene a la zanja donde se enterrará, cayendo por gravedad y sin ninguna tensión, sobre una cama de arena cernida de 10 cm. de espesor y cubriéndolo con otra capa de 10 cm de espesor; el resto de la excavación se rellena con el material extraído procurando quitar las piedras y desechos de construcción. Cuando se tengan empalmes, estos deberán ser elaborados perfectamente siguiendo las indicaciones y recomendaciones del fabricante de estos accesorios, debiéndose tener perfectamente localizados, ya que son puntos débiles en la instalación.
- En ductos subterráneos. En la construcción de los ductos es indispensable que se eviten los filos en las terminaciones de los ductos; esto se logra emboquillando la entrada de los mismos; también se debe evitar la introducción de materiales o elementos extraños a la instalación, como pudieran ser piedras o trozos de cemento en las uniones. Dar las pendientes adecuadas a los duc-

tos para evitar tener agua estancada dentro de los mismos; además se deben alinear las salidas en los registros evitándose con esto los dobleces pronunciados de los cables.



INCORRECTO



CORRECTO

Cuando se tienen curvas en el tendido se deben considerar los radios de curvatura a los que pueden ser sometidos los conductores.

El cálculo del esfuerzo de tensión para tender los cables dentro de los ductos es muy importante y depende del peso del cable, el coeficiente de fricción del ducto, los ángulos de curvatura y el largo del tramo a cablear.

La tensión máxima aplicada a un cable no debe exceder los siguientes valores. Ver tabla 4.2.

- a) Para conductor de cobre de cualquier temple o aluminio temple duro, con ojillo de tracción en el conductor.

$$\text{EN KG} \quad \left\{ \begin{array}{l} 7.15 \times \text{Area del conductor, en milímetros cuadrados.} \\ 0.003624 \times \text{Area del conductor, en circular mils.} \end{array} \right.$$

$$\text{EN LB} \begin{cases} 15.79 \times \text{Area del conductor, en milímetros cuadrados.} \\ 0.008 \times \text{Area del conductor, en circular mils.} \end{cases}$$

b) Para conductor de aluminio temple semiduro con ojillo de tracción en el conductor.

$$\text{EN KG} \begin{cases} 5.371 \times \text{Area del conductor, en milímetros cuadrados.} \\ 0.002721 \times \text{Area del conductor, en circular mils.} \end{cases}$$

$$\text{EN LB} \begin{cases} 11.84 \times \text{Area del conductor, en milímetros cuadrados.} \\ 0.006 \times \text{Area del conductor, en circular mils.} \end{cases}$$

c) Para cable con cubierta de plomo cuando la tensión es aplicada a una grapa o mallas sobre el cable.

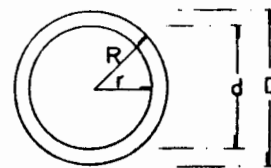
EN KG. $0.703 \times$ cada centímetro cuadrado del área de plomo.

EN LB. $1,500 \times$ cada pulgada cuadrada del área de plomo.

El área a considerar será la sección del plomo y se calcula:

$$A = \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) = 0.7854 (D^2 - d^2)$$

$$A = \pi (R^2 - r^2) = 3.1416 (R^2 - r^2)$$



d) Para cables con cubierta termoplástica, la tensión no deberá ser mayor de 1,000 lbs, o sean 453.6 kg.

La fórmula para el cálculo de la tensión necesaria para cablear tramos rectos es:

$$T = L \times W \times f$$

Donde: T, Tensión, en kilogramos. L, Longitud, en metros.
W, Peso del cable, en kilos por metro. f, coefi-
cientes de fricción.

Para tramos con curvas: La presión sobre las paredes de la curva no debe exceder de 445 Kg./metro (300 lbs/pie) y se calcula con la fórmula:

$$P = \frac{\text{Tensión en el tramo}}{\text{Radio de curvatura}}$$

La tensión en el tramo de la curva se calcula con la fórmula:

$$T = T_1 e^{fa}$$

Donde:

T_1 = Tensión para la sección recta anterior a la curva.
e = Base de logaritmos neperianos (2.718)
f = Coeficiente de fricción
a = Angulo de curvatura (radianes)

Para comodidad en la aplicación de la fórmula daremos algunos valores tabulados del factor "e" para los ángulos y - coeficiente de fricción más comunes (ver tabla 4.14).

TABLA No 4.14

VALORES f_a
e

Angulo en		Materiales de los Ductos			
		Plástico	Fierro	Cemento	Barro y otros
		Coeficiente de Fricción			
Grados	Radianes	0.30	0.40	0.50	0.75
15	0.261	1.08	1.11	1.14	1.22
30	0.523	1.16	1.23	1.30	1.48
45	0.785	1.26	1.37	1.48	1.81
60	1.047	1.36	1.52	1.68	2.20
75	1.308	1.48	1.68	1.92	2.66
90	1.570	1.60	1.88	2.19	3.24
105	1.832	1.73	2.08	2.49	3.95
120	2.09	1.87	2.30	2.84	4.79

TABLA No 4.15

Tipo de Conductor con Ojillo de - Tracción	Tensión Máxima de Jalado	
	Kg.	Lb.
Cobre cualquier temple o aluminio • temple duro.	$7.15 \times \text{área del conductor en mm}^2$ $0.003624 \times \text{área del conductor en circular mils}$	$15.79 \times \text{área del conductor en mm}^2$ $0.008 \times \text{área del conductor en circular mils.}$
Aluminio temple semiduro	$5.371 \times \text{área del conductor en mm}^2$ $0.002721 \times \text{área del conductor en circular mils.}$	$11.84 \times \text{área del conductor en mm}^2$ $0.006 \times \text{área del conductor en circular mils.}$
Cable con cubierta de plomo de grapa o malla sobre el cable	$0.0703 \times \text{cada centímetro}^2$ de área del plomo	$1500 \times \text{cada pulgada}^2$ de área del plomo
Cable con cubierta termoplástica	453.6	1,000

TABLA No 4.16

RADIOS DE CURVATURA PARA CABLES

Voltaje de Operación	Diámetro Exterior del Cable		
	menos de 2.54 cm.	De 2.54 a 5.08 cm	más de 5.08 cm.
	Cables con Pantalla de Alambre		
Hasta 8 Kv.	4 D	5 D	6 D
Más de 8 Kv.	5 D	6 D	7 D
	Cables con Pantalla de Cinta		
T o d o s	12 D	12 D	12 D

4.5 EJEMPLOS.PROBLEMAS

Ejemplo 4.1 Se alimenta una carga trifásica por medio de 3 cables monopolares (operación 90° C) separados 20 cm. entre centros, deseándose conocer su resistencia efectiva si el conductor escogido es de cobre suave, de un calibre de 500 mcm.

Método 1

Resistencia a la C. D. a 20° C de la tabla 4.3

$$R_{CD20^{\circ}C} = 0.0696$$

Corrección por temperatura de operación 90° C (tabla 4.5)

$$R_{CD90^{\circ}C} = \frac{0.0696}{0.784} = 0.0887$$

Factor de corrección por efecto piel y proximidad (tabla 4.7)

$$R_{CD90^{\circ}C} = 0.0887 \times 1.018 = 0.0903 \text{ ohms/km.}$$

Método 2

Aplicando la ecuación 4.3

$$R_{CD20^{\circ}C} = \rho \frac{L}{A} (1 + K_c)$$

$$R_{CD20^{\circ}C} = \frac{17.241}{253.35} (1 + 0.02)$$

$$R_{CD20^{\circ}C} = 0.0694 \text{ ohm/km}$$

De la ecuación 4.6

$$\alpha = \frac{1}{234.5 + 20} = 0.00392$$

Substituyendo en la ecuación 4.4

$$\begin{aligned} R' &= R_{CD90^{\circ}C} = 0.0694 [1 + 0.00392 (90-20)] \\ &= 0.0885 \text{ ohm/km} \end{aligned}$$

Calculando el efecto piel (tabla 4.6 y ecuación 4.10'), tendremos:

$$x_s^2 = \frac{8 \pi f}{R'} \cdot 10^{-4} \text{ KS}$$

$$x_s^2 = \frac{8 \pi 60}{0.0885} \cdot 10^{-4} \cdot 1$$

$$x_s^2 = 1.7039$$

Aplicando ahora la ecuación 4.10:

$$y_s = \frac{x_s^4}{192 + 0.8 x_s^4}$$

tendremos:

$$y_s = \frac{(1.7039)^2}{192 + 0.8 \times (1.7039)^2} = 0.0149$$

Aplicando la ecuación 4.11' y de la tabla 4.6

$$x_p^2 = \frac{8 \pi f}{R'} \cdot 10^{-4} \text{ kp}$$

$$x_p^2 = \frac{8 \pi 60}{0.0885} \times 10^{-4} \times 0.6 = 1.022$$

Substituyendo este valor en la ecuación 4.11, tendremos:

$$Y_p = 0.0002$$

De tal manera que:

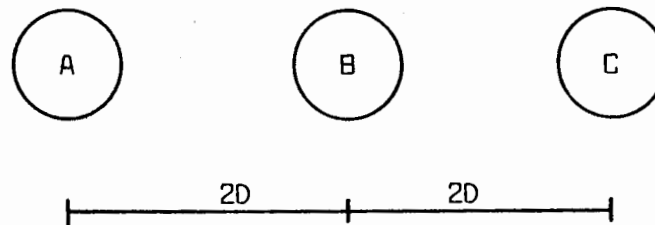
$$R_{CA90^{\circ}C} = R_{CD} (1 + Y_S + Y_p) \quad (4.9)$$

$$\begin{aligned} R_{CA90^{\circ}C} &= 0.0885 (1 + 0.015 + 0.0002) \\ &= 0.0898 \text{ ohms/km.} \end{aligned}$$

Comparando este método con el usado exclusivamente con tablas (0.0898 ± 0.0903) podemos observar que el error es mínimo.

EJEMPLOS 4.2

Calcular la inductancia y reactancia inductiva de un sistema trifásico 60 Hz, con cables Vulcanel XLP, 15 kV, 250 MCM conductor de cobre 37 hilos en formación plana y separados una distancia igual a dos veces su diámetro. Las pantallas están conectadas de un solo lado a tierra, por lo que no hay corrientes inducidas circulantes.



- Búsqueda de datos para calcular la inductancia total de la Tabla 4.9.

$$L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{DMG}{RMG} \left(\frac{H}{Km} \right)$$

donde:

de 4.17

$$DMG = \sqrt[3]{2} \times D$$

D = Distancia entre centros de cables.

El RMG depende de la construcción del conductor, que en este caso es de 37 hilos; por tanto, de la tabla 4.8 vemos que:

$$RMG = 0.768R$$

donde:

R = es el radio del conductor

El cable Vulcanel XLP 15 KV cobre tiene las siguientes dimensiones

Diámetro del conductor = 13.2 mm

Diámetro total = 28.7 mm

SOLUCION NUMERICA

$$RMG = 0.768 (13.2) = 5.0688 \text{ mm}$$

$$DMG = \sqrt[3]{2} \times (2 \times 28.7) = \\ = 72.32 \text{ mm}$$

$$L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{72.32}{5.1} \left(\frac{\text{H}}{\text{Km}} \right)$$

$$L = .532 \left(\frac{\text{mH}}{\text{Km}} \right)$$

La reactancia inductiva está dada por:

$$X_L = 2 \pi f L \left(\frac{\text{ohms}}{\text{Km}} \right) \quad \text{de 4.13}$$

donde:

f es la frecuencia de operación del sistema

$$f = 60 \text{ Hz}$$

L es la inductancia total en $\left(\frac{\text{H}}{\text{Km}} \right)$

$$X_L = 2 \pi (60) (.532 \times 10^{-3}) \left(\frac{\text{ohms}}{\text{km}} \right)$$

$$X_L = 0.198 \left(\frac{\text{ohms}}{\text{Km}} \right)$$

EJEMPLO 4.3

Calcular la capacitancia y reactancia capacitiva de un cable de energía EP, 15 KV, calibre 500 MCM.

Características del cable y del sistema:

Diámetro sobre aislamiento = 29.43 mm

Diámetro bajo aislamiento = 20.19 mm

Constante inductiva específica EP = 2.6, tabla 4.13. La frecuencia de operación del sistema es 60 Hz.

De la ecuación 4.21

$$C = \frac{0.0241 (2.6)}{\log \frac{29.43}{20.19}} \frac{\mu F}{km} = 3.829 \times 10^{-1} \frac{\mu F}{km}$$

De la ecuación:

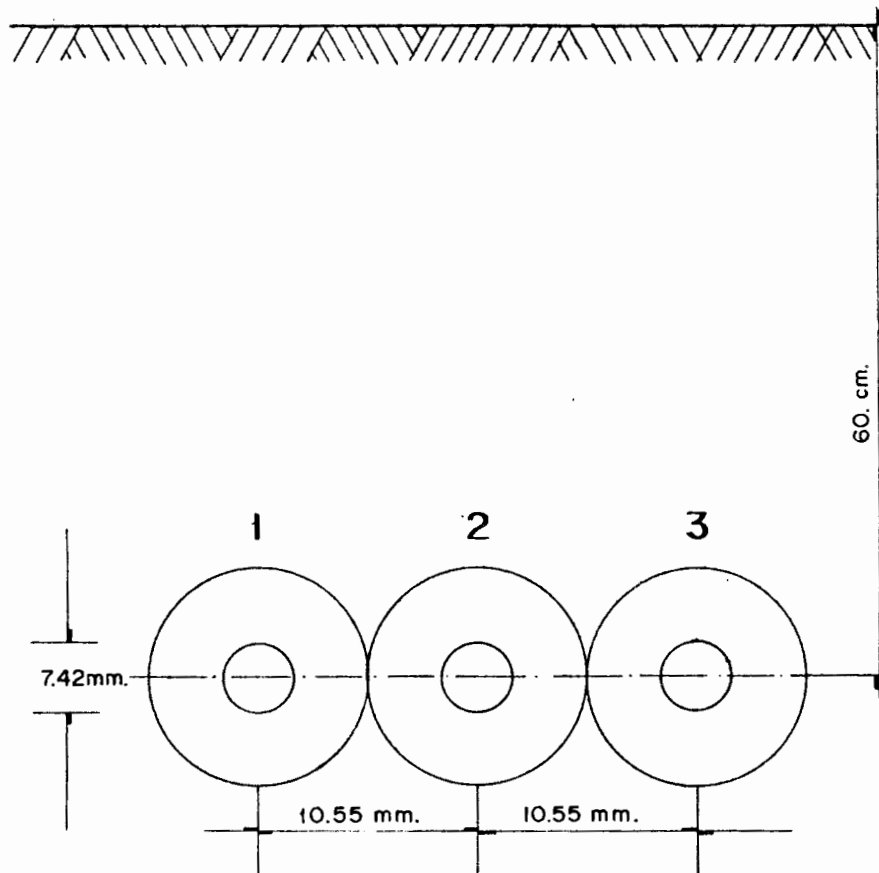
$$X_C = \frac{1}{2 \pi f C} \text{ Mohm} - km$$

$$X_C = \frac{1}{2 \pi (60) (3.829 \times 10^{-1})} = 0.00692 \text{ M}\Omega - km$$

EJEMPLO No 4.4

Determine la corriente nominal del circuito trifásico que se muestra a continuación; los cables son (resistencia = 0.666 ohm/km) de 35 mm^2 de sección transversal, de cobre, y están directamente enterrados a 60 cm de profundidad.

La resistividad del suelo es de $120 \text{ }^{\circ}\text{C-cm/watt}$ y la del aislamiento de los cables de $250 \text{ }^{\circ}\text{C-cm/watt}$. La temperatura ambiente es de 30°C y la máxima temperatura de operación del cable bajo condiciones normales, es de 90°C .



La resistencia de aislamiento del cable:

$$R_{ais} = \frac{ais}{2} \ln \frac{D}{d} = \frac{250}{6.28} \ln \frac{10.55}{7.42} = 19.6 \frac{^{\circ}\text{C-cm}}{\text{watt}}$$

La resistencia del suelo; para los cables 1,2 y 3:

$$R_{s11} = R_{s12} = R_{s13} = \frac{SUELO}{2} \ln \frac{4h}{d} = \frac{120}{6.28} \ln \frac{240}{1.055} = 103.7 \frac{^{\circ}\text{C-cm}}{\text{watt}}$$

Cálculo de los valores de B_{ij} .

$$B_{12} = \frac{SUELO}{2} \ln \left(1 + \frac{120}{1.055} \right)^2 = \frac{120}{6.28} \ln 113.75 = 90.45 \frac{^{\circ}\text{C-cm}}{\text{watt}}$$

$$B_{23} = B_{12}^{1/2}$$

$$B_{13} = \frac{SUELO}{2} \ln \left(1 + \frac{120}{211} \right)^2 = \frac{120}{6.28} \ln 56.89 =$$

$$77.2 \frac{^{\circ}\text{C-cm}}{\text{watt}}$$

El nuevo valor de la resistencia térmica del suelo para los cables 1, 2 y 3

$$R_{s21} = 103.7 + 90.45 + 77.2 = 271.35 \frac{^{\circ}\text{C-cm}}{\text{watt}}$$

$$R_{s22} = 103.7 + 90.45 + 90.45 = 284.6 \frac{^{\circ}\text{C-cm}}{\text{watt}}$$

$$R_{s23} = 103.7 + 90.45 + 77.2 = 271.35 \frac{^{\circ}\text{C-cm}}{\text{watt}}$$

La corriente nominal de cada cable:

$$1/2$$

$$I_1 = \frac{60 \times 10^5}{0.656(271.36 + 19.6)} = 176 \text{ AMPERES}$$

$$I_2 = \frac{60 \times 10^3}{0.666(284.60 + 19.6)} = 172 \text{ AMPERES}$$

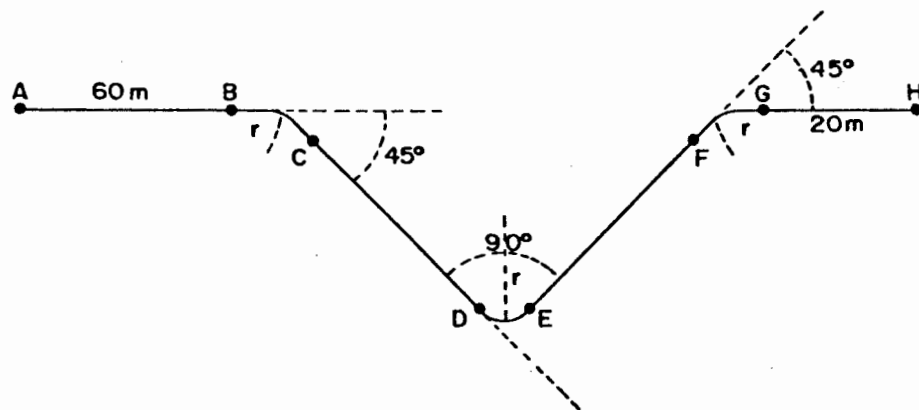
$$I_3 = I_1 = 176 \text{ AMPERES}$$

La corriente nominal del circuito se toma igual a 172 Amperes.

Ejemplo 4.5 CALCULO DE TENSION

Analicemos el siguiente ducto con la instalación de un cable monofásico POLIPHEL EPR 23 KV, 500 MCM, conductor de aluminio semiduro con ojillo de tracción sujeto al conductor instalado en ductos de asbesto cemento de 10 cm de diámetro.

Peso del cable, $W = 2194 \text{ Kg/Km.} = 2.194/\text{Kg/m}$ Area
de conductor, $A = 500,000 \text{ CM} = 253.3 \text{ milímetros cuadrados.}$
Coeficiente de fricción, $f = 0.5$
Radios de curvatura, $r = 3 \text{ metros.}$



$$\text{Tensión A - B} = T_1 = 60 \times 2.194 \times 0.5 = 65.820 \text{ kg.}$$

$$C = T_2 = T_1 e^{fa} = 65.820 \times 1.48 = 97.414 \text{ kg.}$$

$$D = T_3 = T_2 + T_{CD} = 97.414 + (30 \times 2.194 \times 0.5) \\ = 130.324 \text{ Kg.}$$

$$E = T_4 = T_3 e^{fa} = 130.324 \times 2.19 = 285.410 \text{ kg.}$$

$$F = T_5 = T_4 + T_{EF} = 285.410 + (30 \times 2.194 \times 0.5) \\ = 318.320 \text{ kg.}$$

$$G = T_6 = T_5 e^{fa} = 318.320 \times 1.48 = 471.114 \text{ kg.}$$

$$H = T_7 = T_6 + T_{GH} = 471.114 + (20 \times 2.194 \times 0.5) \\ = 493.054 \text{ kg.}$$

Tensión permisible en el conductor, en kilos:

$$T = 0005.371 \times \text{área del conductor, en milímetros}^2$$

$$T = 0005.371 \times 253.3 = 1360 \text{ kg.}$$

Presión sobre las paredes en las curvas:

$$\text{Curva B-C} \quad P = \frac{97.414}{3} = 32.471 \text{ kg.}$$

$$\text{Curva D-E} \quad P = \frac{285.410}{3} = 95.137 \text{ kg.}$$

$$\text{Curva F-G } P = \frac{471.048}{3} = 157.048 \text{ kg.}$$

Por los datos obtenidos vemos que es perfectamente factible el cableado desde el punto A hasta el punto H. Es conveniente hacer el cálculo de tensión considerando la posibilidad de cablear en sentido contrario; en este caso tendríamos:

$$\text{Tensión H-G} = T_1 = 20 \times 2.194 \times 0.5 = 21.940 \text{ kg}$$

$$F = T_2 = T_1 e^{fa} = 21.940 \times 1.48 = 32.471 \text{ kg}$$

$$E = T_3 = T_2 + T_{FE} = 32.471 + (30 \times 2.194 \times 0.5) = 65.381 \text{ kg}$$

$$D = T_4 = T_3 e^{fa} = 65.381 \times 2.19 = 143.184 \text{ kg}$$

$$C = T_5 = T_4 + T_{DE} = 143.184 + (30 \times 2.194 \times 0.5) = 176.09 \text{ kg}$$

$$B = T_6 = T_5 e^{fa} = 176.09 \times 1.48 = 260.619 \text{ kg}$$

$$A = T_7 = T_6 + T_{BA} = 260.619 + (60 \times 2.194 \times 0.5) = 326.439 \text{ kg}$$

Como podemos observar es más conveniente cablear del punto H al punto A porque se necesita menos tensión a aplicar y,

por consiguiente, la presión en las paredes de las curvas es menor.

- En las instalaciones en trincheras. Es necesario calcular el tendido del cable considerándolo como un ducto, cuando el cable sea jalado a todo lo largo de la trinchera. Una vez tendido el cable es necesario cubrir la trinchera para evitar daños a los conductores con elementos extraños a la instalación.

5.- TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.

5.1.- GENERALIDADES

5.2.- APLICACION DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

5.3.- CONEXION DE TRANSFORMADORES

5.4.- DETERMINACION ECONOMICA DE LA IMPEDANCIA, RELACION DE PERDIDAS Y EFICIENCIA.

5.5.- CONSIDERACIONES PARA LA APLICACION DE LOS TRANSFORMADORES.

5.6.- CUESTIONARIO.

5.- TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

5.1 GENERALIDADES

El transformador es un aparato eléctrico estático que sirve para transferir la energía de un circuito de corriente alterna a otro mediante un acoplamiento magnético.

El transformador funciona según el principio de inducción mutua entre dos (o más) bobinas o circuitos acoplados inductivamente. Dicho de otra manera, cuando se colocan dos bobinas cercanas una de la otra, y a una de ellas le aplicamos una corriente alterna, esta corriente originará una imantación variable, la cual producirá, en la otra bobina, una corriente alterna. Nada hay en los transformadores pequeños que represente una complicación mecánica; son aparatos sencillos.

Pero no es así para grandes transformadores. En este caso, el problema constructivo es mucho más complejo. Su núcleo, por ejemplo, es una verdadera estructura metálica que puede adoptar formas muy distintas según el fabricante, aunque su sección casi nunca se aparte de los tipos clásicos: cuadrados, rectangulares, cruciformes y escalonados, con o sin canales de ventilación.

Es fácil comprender que el bobinado de grandes transformadores requiere técnicas especiales. Lo más usual es que la bobina perteneciente a un núcleo se construya por secciones bobinadas con maquinaria especial. Estas secciones se impregnan de aislante líquido (laca, barniz, aceites, etc.) y, previa una operación de secado en unos depósitos especiales (tanques de secado al vacío), se montan en el núcleo estableciendo una separación entre cada sección del bobinado.

Pueden montarse sobre tubos de papel baquelizado y con separadores de madera secada y aceitada.

Las bobinas se construyen con hilo o pletina de cobre barnizado, aislado con cubierta textil.

Los grandes transformadores, y también los de tipo mediano, llevan sus devanados inmersos en un baño de aceite que cumple dos funciones: aislamiento y refrigeración. Esta circunstancia requiere rodear al transformador propiamente dicho de una caja capaz de contener el aceite; caja que puede ser de paredes planas, onduladas, con tubos o con radiadores adicionales, según las necesidades de refrigeración que exija el tipo de transformador y el lugar de emplazamiento.

Estas cajas para aceite de que hemos hablado responden fundamentalmente a dos tipos: para ventilación natural y para ventilación forzada.

Los transformadores con refrigeración forzada suelen tener lisa la caja. El sistema de ventilación es interior, en forma de canales por los que se hace circular aire impulsado por uno o más ventiladores.

Como es fácil comprender, el aceite para transformadores es un producto de notable importancia; hasta hace poco tiempo se venían usando materiales incombustibles e inexplosivos que lo sustituían. Uno de ellos es el llamado Pyranol, una patente americana. Actualmente ya no se emplea por su alto grado de toxicidad, además no es desintegrable.

Como final, digamos que en estos transformadores intervienen muchas piezas que es difícil catalogar por modelos, puesto que su forma depende directamente de las necesidades específicas derivadas de los deseos del constructor. Entre estos elementos varios podemos destacar los siguientes, dando una breve descripción de ellos:

NUCLEO: En la construcción de núcleos, se emplea en su mayoría láminas de acero con 4% de silicio; este tipo de láminas se emplea por las ventajas que presenta en lo referente a costo, facilidad de manipulación, pérdidas pequeñas por histéresis y por corrientes circulantes y gran permeabilidad a inducciones magnéticas relativamente altas.

DEVANADOS: Los devanados consisten en bobinas fabricadas sobre hormas y cubiertas de cinta aislante y cosidas. En los transformadores pequeños para baja tensión se emplea hilo redondo, pero en los transformadores

grandes, los conductores suelen ser barras rectangulares.

Si la longitud recta de un conductor macizo es grande o la frecuencia es alta, la resistencia de un conductor a la corriente alterna puede ser considerable. Para reducir las pérdidas adicionales debidas a la distribución no uniforme de la corriente en el interior de los conductores, los grandes conductores suelen dividirse en varios hilos aislados entre sí y traspuestos adecuadamente.

AISLAMIENTO: El aislamiento en los transformadores está formado por varios elementos que van colocados para dar un perfecto aislamiento entre las partes componentes del núcleo y los devanados; así también se prevé un aislamiento entre las partes conductoras y el tanque.

El aislamiento empleado para aislar los elementos del núcleo depende de la capacidad del transformador; así, en transformadores pequeños, la laminación está aislada entre sí únicamente por una película de óxido por cada lado de la lámina. En los mayores, la laminación tiene una capa de barniz que cubre la laminación.

Los birlos o elementos que sujetan mecánicamente la laminación van aislados del núcleo por medio de tubos de micarta.

El aislamiento que cubre las bobinas depende del voltaje que deben soportar las mismas. Así tenemos que pueden estar aisladas únicamente por una capa de papel o cinta cambray, hasta las que tienen varios elementos aislantes en su fabricación.

Los aislamientos entre bobinas y de éstas al núcleo se colocan también en forma de capas.

La buena operación y vida activa (disponibilidad) de cualquier equipo eléctrico está en función de la relación que existe entre la temperatura de diseño del equipo y la temperatura a la cual operará normalmente, siendo esta última resultante de la temperatura del medio ambiente más la que se genera en el interior del transformador durante su funcionamiento.

Para seleccionar adecuadamente la temperatura de operación (incremento nominal de temperatura permisible) debe conocerse y considerarse lo siguiente:

A) INCREMENTO DE TEMPERATURA PERMISIBLE.

Es la temperatura máxima de operación normal permisible por el tipo _ de aislamiento y está dada por la temperatura generada en el interior _ del transformador y que, por tanto, excede a la del medio ambiente. Este incremento permisible va de 55° a 150°C sobre la temperatura ambiente, dependiendo de la clase de aislamiento y la altura de operación del equipo.

Sobre el nivel del mar que no excede de 1000 metros (3,300 pies), no _ debe hacerse ninguna corrección a la temperatura por la variación de _ altitud.

Para aparatos estándar enfriados por aire, probados a alturas sobre el _ nivel del mar mayores de 1000 metros, deben hacerse las siguientes correcciones por cada 100 metros (330 pies) arriba de los 1000;

Transformadores autoenfriados	
en aceite	0.4%
Transformadores de tipo seco	0.5%
Transformadores en aceite,	
ventilación forzada	0.6%
Transformadores con ventiladores	1.0%

BUSHING Y TERMINALES: Las terminales de conexión de los transformadores son generalmente zapatas terminales con conectores del tipo de placa y se emplean como terminales de conexión para baja tensión menor de 600 volts. Esta terminal remata en una zapata que une al conector que va en la parte superior de la boquilla.

En las boquillas de A. T, el hueco contiene, además de la terminal de _ conexiones, una lámina muy fina enrollada en torno a la terminal; con _ esto se tiene un condensador, lo que da lugar a un campo magnético uniforme dentro de la boquilla, reduciendo con ello los esfuerzos por el _

mismo concepto.

Existen también boquillas que en su interior llevan almacenado un transformador de corriente de diseño especial que se utiliza para la protección.

CAMBIADOR DE DERIVACIONES (TAPS): el cambiador de derivaciones se emplea para suprimir o aumentar el número de vueltas o de bobinas de un devanado, con lo que se obtiene un nivel más o menos estable de la tensión requerida.

Los derivadores son generalmente colocados en el devanado de alta tensión, por ser éste el devanado exterior; consecuentemente, la conexión de derivadores puede hacerse fácilmente y sin dificultad por cuanto el aislamiento. Del mismo modo, como el devanado de alto voltaje tiene un gran número de vueltas, el derivador puede ajustar éstas para tener una mejor regulación en el voltaje.

Los derivadores en el lado de la baja tensión no se recomiendan, pues los conductores de los devanados son de mayor sección, llevando por ello una corriente considerable que podría ocasionar arcos durante el cambio.

Los cambiadores de derivaciones se clasifican en dos grupos que son:

A) CAMBIADOR DE DERIVACIONES SIN CARGA

Son aquellos diseñados para ajustar la relación del transformador, en forma poco frecuente, cuando el transformador puede desconectarse de la línea. Este ajuste generalmente es manual y se hace para adaptar el transformador al voltaje promedio existente en la localidad del transformador.

B) CAMBIADOR DE DERIVADORES CON CARGA

Estos cambiadores se diseñan para trabajar bajo carga puesto que deben alimentar continuamente la carga aun en el período cuando el derivador está cambiando. Por este hecho, cada dos derivadores deben estar puenteados en el mismo camino durante el cambio del derivador, para prevenir el excesivo flujo de corriente entre derivadores.

TANQUE: Los transformadores que emplean como medio refrigerante los líquidos deben tener su núcleo y devanados necesariamente encerrados en tanques que eviten las pérdidas del refrigerante. Estos tanques se construyen de láminas o placas de acero soldadas y pueden tener forma circular, ovalada o rectangular. El tanque tiene espacio suficiente para permitir la dilatación y contracción térmicas del aceite.

MEDIO REFRIGERANTE: En los transformadores pequeños, la superficie es relativamente grande frente al volumen. La refrigeración por radiación y por convección natural suele ser suficiente para mantener la temperatura de funcionamiento por debajo del máximo que puede soportar el aislamiento sin reducir seriamente su función. Sin embargo, al aumentar el tamaño de un objeto, el volumen crece como el cubo de sus dimensiones lineales, mientras que el área de su superficie lo hace con el cuadrado.

Con esto se ve que al aumentar el tamaño, o hay que aumentar el área de la superficie, o hay que proveer medios artificiales para facilitar la refrigeración. Esto se logra dotando de conductos de ventilación a los devanados, aumentando las dimensiones de radiación del tanque y adicionando elementos que ayuden a una rápida disipación del calor.

Los refrigerantes más empleados son: el aire, el aceite dieléctrico, líquidos dieléctricos no inflamables y el agua.

SISTEMAS DE DISIPACION DE CALOR DESPRENDIDO POR EL NUCLEO Y DEVANADOS:

La energía convertida en calor en el circuito magnético y en los devanados de un transformador se transmite al aceite en el cual éstos se hallan sumergidos. Este, a su vez, lo transmite a los fluidos que sirven para enfriarlo como son el aire y el agua, lográndose a través del tanque o por medio de radiadores adaptados a éste o montados por separado.

ACCESORIOS: Dentro de esta clasificación se encuentran los siguientes elementos:

TAPA DE VISITA: Esta tapa va colocada en la parte superior del transformador y se emplea para cambio de conexiones o revisión ocular de las condiciones de los elementos del circuito electromagnético.

VALVULA AUXILIAR: Esta válvula se emplea para obtener muestras de aceite para verificar las propiedades dieléctricas. Esta válvula se encuentra en la parte inferior, pues es esta parte en donde se depositan los sedimentos, humedad, etc.

CONSERVADOR DE ACEITE: Es el dispositivo que va en la parte superior del tanque y sirve para proteger el transformador contra sobrepresiones. Cuando se pide el conservador, se solicita también un dispositivo desecador de aire, que pone al aire en contacto con la atmósfera, evitando el paso de humedad.

OREJAS DE MANIOBRAS: Estos dispositivos vienen soldados o vaciados en el cuerpo del tanque y se emplean para izar o transportar el transformador de un lugar a otro.

BASES: El tipo de éstas depende de la capacidad del transformador y están de acuerdo con la forma en que se desee desplazar. Así, tenemos base cuyo fondo descansa sobre una palanca, en viguetas, en ruedas fijas y móviles.

BOMBA DE ACEITE: Este dispositivo se emplea para hacer circular el líquido refrigerante en el transformador.

CAJA DE CONTROL (CAJA DE CONEXIONES)

Esta caja va colocada en uno de los costados del transformador y sirve para el control, sin tener en sí todos los elementos de control. En esta caja únicamente existen tablillas de conexiones en donde llegan las terminales de los elementos de control que se encuentran dentro o fuera del transformador.

DISPOSITIVOS DE PROTECCION Y CONTROL PARA TRANSFORMADORES:

A continuación se describen algunos de los dispositivos de protección y control más usuales en cada transformador, dependiendo de su importancia y capacidad.

DIAFRAGMA.- Este dispositivo va colocado en la tapa superior del transformador. En sí consta de un recipiente tubular y una membrana que resiste una presión determinada, y que se fractura cuando la presión interior del tanque se torna peligrosa. Eso ocurre, por ejemplo, cuando se presenta un corto circuito en el lado primario, o bien un cruzamiento entre devanados, lo que provoca una elevación de temperatura que ocasiona aumento de presión y fractura de la membrana; ... permite así la salida del aceite hasta equilibrar las presiones, evitando con ello que el tanque llegue a explotar.

DETECTOR DE PRESION DE GAS.- Este dispositivo se emplea en transformadores que tienen tanque conservador de aceite. Este relevador detecta la presión que existe en el interior del tanque y actúa conforme a ella; así por ejemplo, en caso de sobrecarga crítica o una pequeña falla que provoque un aumento de presión en el tanque, el relevador hace sonar una alarma, pero si la falla es grave y la presión es extremadamente alta el relevador manda una señal al control de interruptor de potencia para que saque de servicio al transformador, protegiéndolo así de sufrir un daño mayor.

DESHUMIDIFICADOR.- Este dispositivo se emplea para eliminar la humedad provocada por la condensación en el interior del tanque, debido a las variaciones de temperatura. Es un dispositivo que contiene en su interior un inhibidor de humedad-sílice gel- y está conectado al tanque del transformador por medio de tubería.

INDICADOR DE FLUJO DE ACEITE.- Este dispositivo se emplea en transformadores que como parte de su enfriamiento tienen circulación forzada de aceite. Su funcionamiento puede indicar cualquiera de estas situaciones:

- 1.- Existencia de flujo de aceite.
- 2.- Ausencia de flujo de aceite (motivo: bomba fuera, circulación invertida, etc.)

INDICADOR DE NIVEL DE ACEITE.- Este dispositivo se emplea para indicar

si existe cantidad suficiente de aceite para el enfriamiento del transformador, permitiendo así también la detección de una falla en el sistema de bombeo o una rotura del tanque.

TERMOMETRO.- Este dispositivo se usa para conocer la temperatura del aceite y con ella poder determinar si la máquina se encuentra trabajando en condiciones normales. Generalmente los termómetros traen consigo su aguja de arrastre, la cual indica la temperatura máxima alcanzada en un cierto período. En ocasiones también cuenta con terminales que se conectan a una alarma que indicará temperaturas anormales de operación.

DETECTORES DE TEMPERATURA.- Estos detectores se fabrican de una aleación metálica, la cual al aumentar la temperatura se dilata, lo que provoca una generación de voltaje. Estos dispositivos se emplean para detectar la temperatura de los devanados. Normalmente estos detectores se solicitan con TRO (Detector de Imagen Térmica) que tienen 3 microswitch y tienen la siguiente secuencia de operación :

- | | |
|-------|--|
| T_1 | Cierra a temperatura más alta-conecta sistema ventilación. |
| T_2 | Cierra a una temperatura mayor a la normal-conecta alarma |
| T_3 | Temperatura peligrosa en extremo; desconecta al transformador. |

RELEVADOR DE SOBRE CARGA DE TIEMPO INVERSO.- Es un dispositivo ya sea de operación normal o de tiempo inverso, que envía señales para desconectar el equipo cuando la corriente excede un valor dado.

RELEVADOR DE CORRIENTES BALANCEADAS.- Es un relevador que opera a una diferencia de señal de corriente entre una señal de entrada y una de salida.

RELEVADOR DE BLOQUEO.- Es un relevador empleado para sacar o mantener fuera el equipo en condiciones anormales de operación.

APARTARRAYOS.- Los transformadores en sistema de distribución precisan ser instalados de modo que se hallen protegidos contra tensiones exce--

sivas para lo cual generalmente se emplean apartarrayos, estos deben disponerse de modo que sea fácil su mantenimiento y no constituyan un serio peligro de explosión o accidente. Las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas (rayos) producen ondas progresivas de frente de onda muy pronunciado que se propagan en ambos sentidos desde el punto de incidencia en las líneas de hilos y se refleja en los extremos y en los empalmes, originando una serie de picos de tensión agudos. Cuando alcanzan las terminales de un transformador, una de estas ondas de alta tensión puede atravesar el aislante. La forma inmediata de reducir al mínimo el efecto de estas ondas es conectar dispositivos entre la línea de potencia y tensión, los apartarrayos, los cuales proporcionan un camino para las corrientes intensas alrededor del transformador y así disipar la energía de la onda sin efectos nocivos.

FUSIBLES.- Todo equipo eléctrico necesita un elemento o medio que permita su desconexión y/o protección de las fallas que ocurran en el sistema donde opera y al mismo tiempo proteger al sistema de las fallas que ocurran en el interior del equipo.

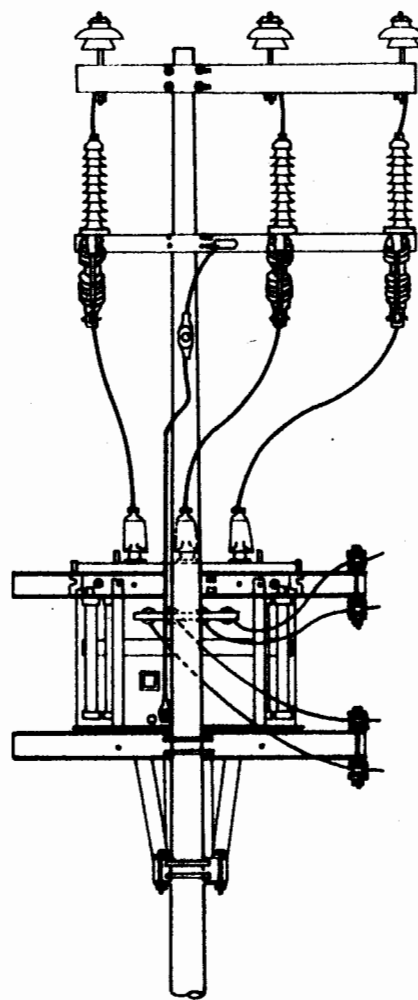
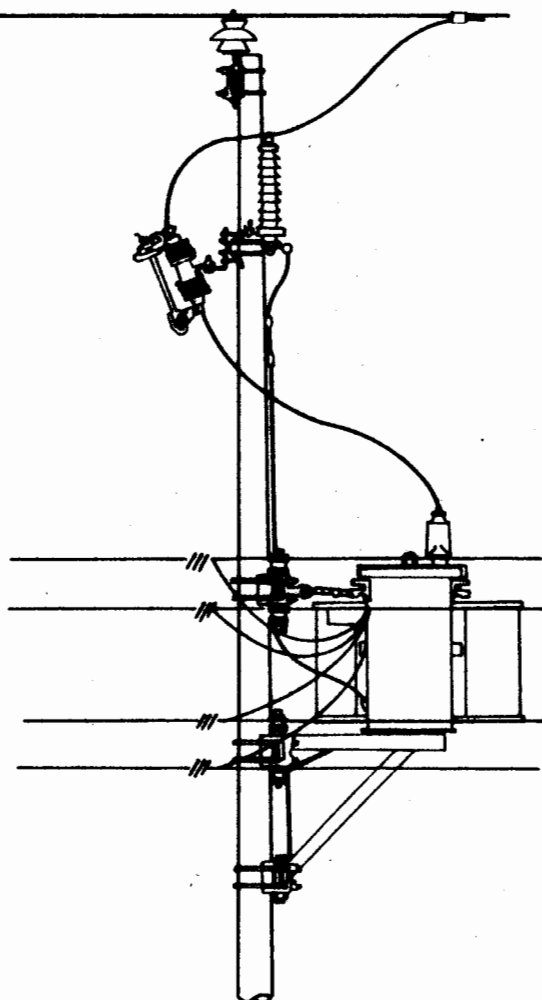
Generalmente los equipos eléctricos instalados correctamente cumplen este requisito, empleando para tal fin: elementos fusibles, elementos termomagnéticos o interruptores de potencia. El uso de alguno de ellos depende de la importancia de la instalación y de las condiciones existentes.

En las instalaciones de transformadores, la función de desconexión y protección se deja a cargo de un interruptor de potencia apropiadamente calibrado o de elementos fusibles especiales. En la figura 5.1 se muestra el montaje normalizado de un transformador en poste de distribución, en donde se pueden apreciar los herrajes de protección contra sobrecorriente y sobretensiones.

TRANSFORMADOR POSTE 23-300

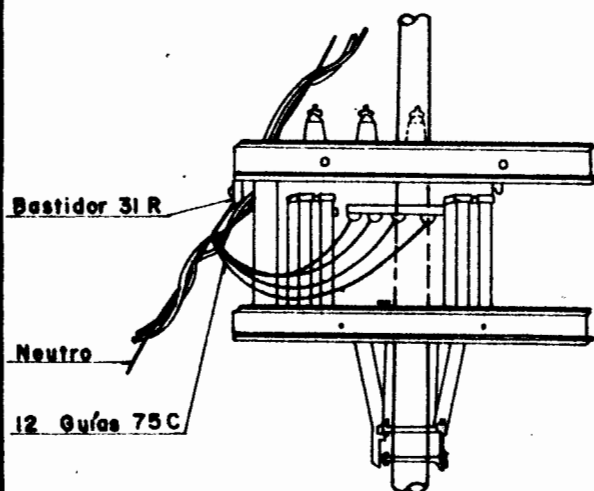
NORMAS Ly F
MONTAJE
4.0041

→A



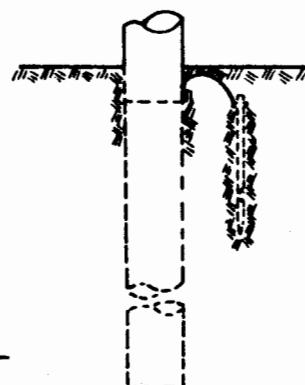
VISTA A-A'

→A'



Conexión a Cable BM Cu.

Figura 5.1



CLASIFICACION DEL TRANSFORMADOR:

Para clasificar todos los transformadores que se emplean prácticamente, pueden seguirse varios criterios:

a) Por el número de fases:

- Monofásicos.
- Trifásicos.
- Polifásicos.

b) Por su construcción:

- Núcleos devanados.
- Núcleos laminados.

c) Por su tamaño:

- De instrumento y control.
- De distribución.
- De transmisión.

d) Por su aplicación:

- Montaje en poste.
- Montaje en una subestación.
- Montaje subterráneo.

e) Por el tipo de enfriamiento:

- Tipo seco.
- Tipo refrigerante
 - OA, AA (aceite y aire)
 - FA, AFA (aceite y aire forzado)
 - FDA (aceite, aire y aceite forzado)
 - OW, FOW (aceite, agua, agua forzada)

5.2 APLICACION DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

Los transformadores de distribución desde 3 a 1000 KVA y hasta 34500 volts son usados ordinariamente para bajar la tensión de los sistemas de distribución al valor de utilización. El sistema de distribución radial que se muestra en la Figura 5.2 es la forma más común. Los alimentadores primarios suministran desde una sub-estación, por medio de ramales laterales, a varios sub-alimentadores, los cuales se extienden por toda la zona a la que se va a dar energía. Los transformadores de distribución se conectan a los alimentadores primarios y ramales, generalmente a través de unos fusibles y suministran los circuitos secundarios radiales, a los cuales está conectado el servicio del consumi-dor.

Los interruptores automáticos en aceite con dispositivo de sobrecarga se conectan entre los alimentadores y las barras bus de la sub-estación. Así, un corto circuito en un alimentador, abre su interruptor correspondiente y deja sin servicio a todo lo que esté conectado a este alimentador. Frecuentemente se instalan conmutadores seccionalizadores operados manualmente, como se muestra en la Figura 5.2, colocados en los puntos de unión de los sub-alimentadores y del alimentador prin-cipal.

Cuando ha sido localizada la falla, y la sección dañada se ha aislado abriendo las cuchillas apropiadas, el servicio continúa en el resto de los alimentadores mientras se hacen las reparaciones necesarias.

Los fusibles, que van colocados en las guías de alta tensión del transformador de distribución, abren el circuito en caso de fallas en el propio transformador o en las líneas asociadas a su secundario y evi-tan, en esta forma, una interrupción completa en todo el alimentador.

Los subalimentadores y los laterales están provistos, generalmente, de fusibles para evitar que se dispare el interruptor de alimentador y reducir, así, la extensión de la interrupción cuando la falla ocurre en uno de ellos. Es obvia la necesidad de que los fusibles del transforma-dor y de los ramales, así como el interruptor del alimentador, tengan

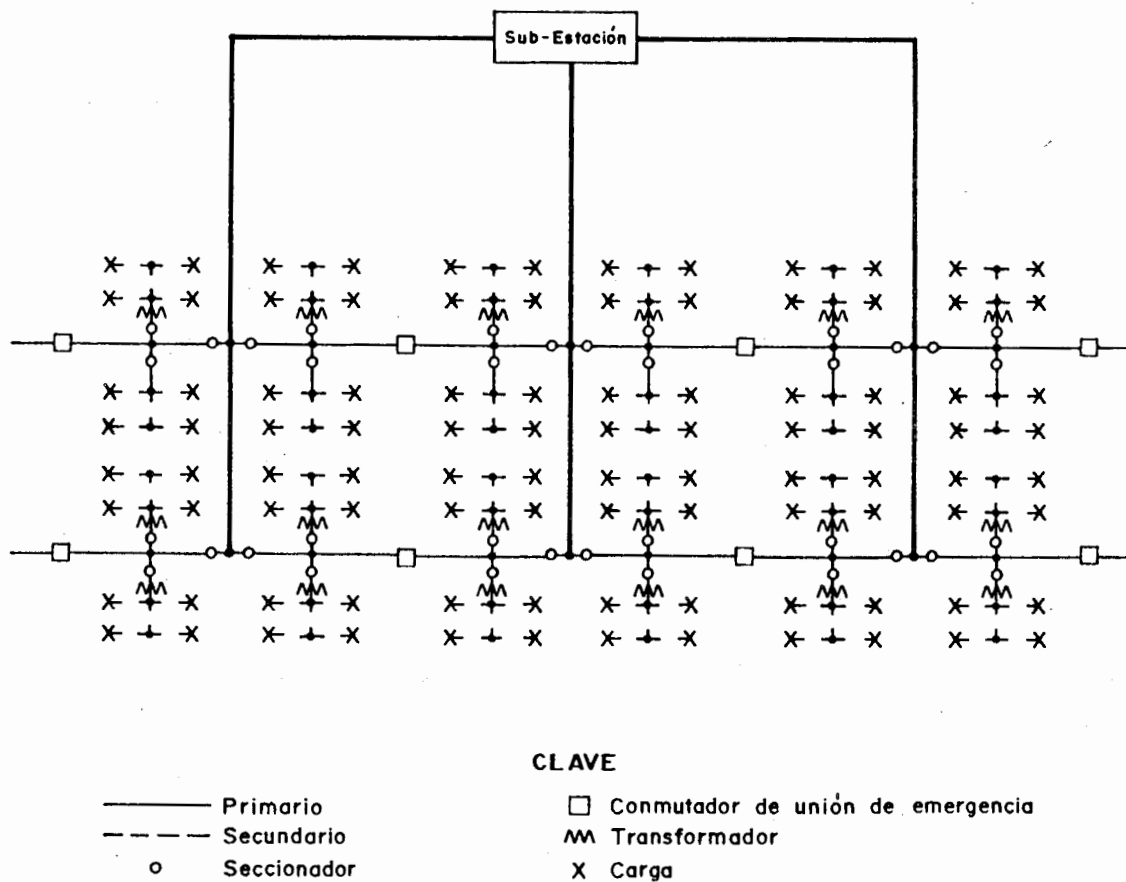


Fig. 5.2 Sistema radial de distribución

una coordinación apropiada de tal manera que el circuito se abra en el punto adecuado para reducir a un mínimo la sección dañada cuando la falla ocurra. Sin embargo, un número de consumidores conectados al alimentador permanecerá sin servicio durante un período considerable, mientras la falla no haya sido reparada y revisadas las otras secciones del alimentador o sus líneas secundarias. Todos los consumidores, por supuesto, serán afectados si la falla está localizada de tal manera que origine que el interruptor de la sub-estación se abra.

Se ha encontrado que las fallas más frecuentes que dejan sin energía al

alimentador no son permanentes y que, si el interruptor de la sub-estación tiene dispositivo de recierre, el circuito permanecerá en servicio en el 80% de los casos. Por este hecho, los interruptores de los alimentadores llevan dispositivo automático de recierre. Este equipo proporciona hasta tres recierres antes de que el interruptor quede abierto definitivamente.

La falta de continuidad del servicio es el principal defecto de los sistemas radiales de distribución. Con frecuencia se usan conmutadores de enlace, de emergencia, entre los alimentadores adyacentes o laterales para reducir el tiempo de interrupción.

Este sistema está operado, por lo general, con este tipo de conmutadores (que se muestran en la Figura 5.2), normalmente abiertos. Después de que un alimentador dañado ha sido dividido en secciones, al abrir sus conmutadores seccionalizadores, los conmutadores de enlace de emergencia se cierran para conectar a los alimentadores adyacentes aquellas secciones que no han sido dañadas. Frecuentemente los circuitos primarios no permiten llevar capacidades extra para los casos de los circuitos de enlace; y como estos circuitos llevan normalmente cargas pesadas, pueden sobrevenir fuertes sobrecargas en un alimentador porque, además de su energía, debe llevar otra adicional para dar servicio a las secciones del alimentador dañado.

Hay diferentes métodos por los cuales el exceso de energía puede ser llevado a las secciones buenas de un alimentador dañado mientras se hacen las reparaciones necesarias. La capacidad adicional puede ser repartida en los otros alimentadores de tal manera, que estos alimentadores adyacentes pueden llevar con facilidad la carga del alimentador dañado. También los alimentadores pueden ser dispuestos por pares, entonces cada uno debe estar diseñado para llevar la carga de ambos. Un alimentador de un grupo puede ser construido con una gran capacidad de sobrecarga y situado de tal modo, que cualquier otro alimentador puede ser conectado a él en un momento de emergencia. También es posible instalar un gran número de alimentadores en una zona y entrelazarlos, quedando en tal forma que un alimentador dañado puede ser conectado fácilmente a

los demás. Es evidente que cuando se usan alimentadores interconectados, el exceso de capacidad que cada uno debe suministrar disminuye al aumentar el número de alimentadores en una zona. Todos estos arreglos son modificaciones que se hacen al sistema de distribución radial, en el cual la forma original consiste en que, tanto el circuito primario como el secundario, tienen un sólo camino desde la sub-estación hasta cada carga de un consumidor.

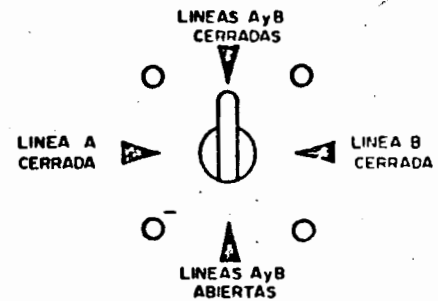
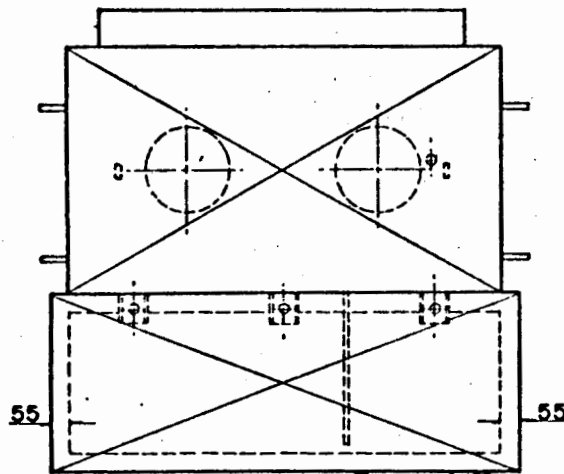
Los sistemas de distribución radial se usan ampliamente para suministrar energía en zonas de una densidad de carga ligera y aun mediana, y generalmente los circuitos primario y secundario van colocados sobre postes. En estos sistemas, los pequeños transformadores de distribución también van montados en postes y, cuando el peso del transformador es grande, suele ponerse una plataforma sostenida por dos postes, donde se puedan colocar fácilmente uno o varios transformadores. Si la distribución radial presenta una gran seguridad a las fallas, también puede emplearse para suministrar energía por sistemas subterráneos en zonas de fuertes densidades de carga. En estos casos, los transformadores de distribución están colocados, generalmente, en bóvedas debajo de las calles o de las aceras. En muchos de estos lugares, el equipo puede estar parcial o totalmente sumergido en agua y, por tanto, debe emplearse el transformador de tipo sumergible. Consultar Capítulo 1.

El sistema de distribución en anillo es usado particularmente en zonas industriales comerciales o grandes unidades habitacionales donde va a suministrarse energía a un gran volumen de cargas. La capacidad del alimentador en anillo debe ser lo suficientemente grande para alimentar la carga total, colocada en un extremo, sin ninguna dificultad. Una falla en un alimentador puede aislarse, sin ser interrumpido todo el servicio, usando interruptores automáticos controlados por alambre-piloto o relés de sobrecorriente direccional en cada una de las instalaciones de los consumidores. Ver figura 5.3

El sistema de alimentación en anillo provee dos caminos desde la sub-estación general hasta los transformadores que suministran energía al consumidor, pero requiere un equipo considerable de conmutadores y un 100% de capacidad adicional en cada anillo de alimentación.

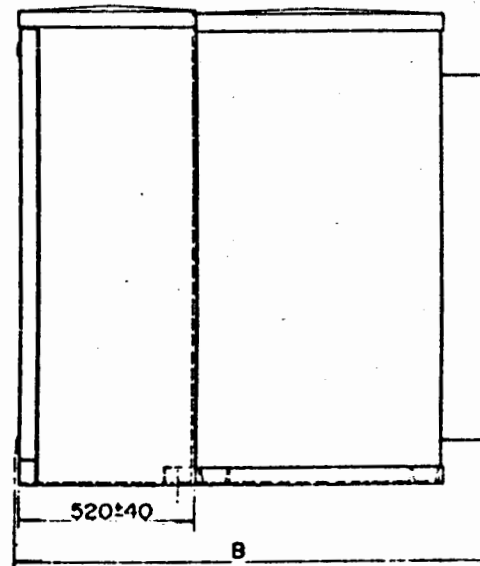
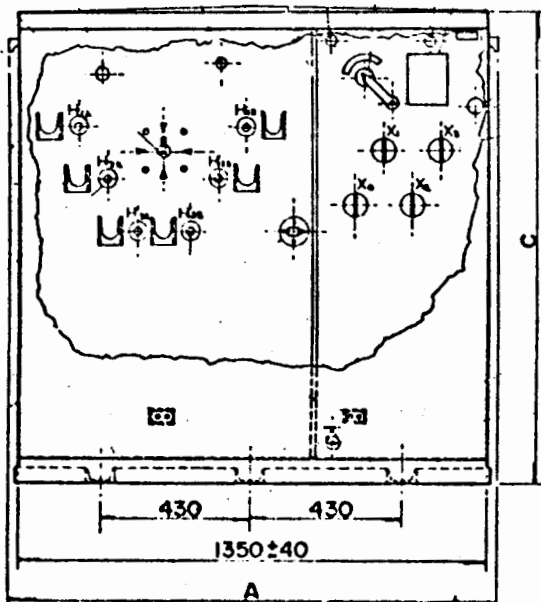
TRANSFORMADORES TRIFASICOS 23-BT-45 a 300 DRS PEDESTAL

NORMAS I y II
MATERIAL
2.0365



Detalle del Seccionador

Figura 5.3



Esc: 1:20

5.17

Anotaciones en mm.

Jul 77

Rev:

1.0

1.0

1.0

1.0

1.0

1.0

1.0

1.0

1.0

1.0

1.0

El primer sistema de red, automático, de baja tensión de corriente alterna fue puesto en servicio en 1922. Ver Capítulo 1. Hoy en día este tipo de sistema está reconocido como el método estandar para suministrar energía a través de sistemas subterráneos a las zonas de las ciudades que tienen alta densidad de carga; principalmente porque es económico, flexible y asegura la continuidad del servicio. El sistema de red secundaria se usa ampliamente en la actualidad en las plantas industriales modernas, por la misma razón que se adoptó en la distribución en las ciudades. El sistema de distribución de red subterránea de baja tensión tiene el secundario sólidamente conectado entre sí, formando de este modo un enrejado de donde el consumidor puede tomar el servicio. Esta red secundaria es abastecida por diversos alimentadores de alta tensión a través de transformadores de distribución. En estos sistemas, la falla de un alimentador no ocasiona la interrupción del servicio, ya que la energía puede suministrarse por medio de los restantes alimentadores. Es evidente; sin embargo, que si un corto circuito ocurre en un alimentador de alta tensión, aunque este alimentador sea desconectado de la sub-estación por un interruptor automático en aceite, es necesario que todos los transformadores de distribución que están sobre el alimentador se desconecten de la red por medio de algún sistema de protección para evitar la alimentación de energía de toda la red, a la falla. Por este hecho, los protectores automáticos de red se han desarrollado ampliamente.

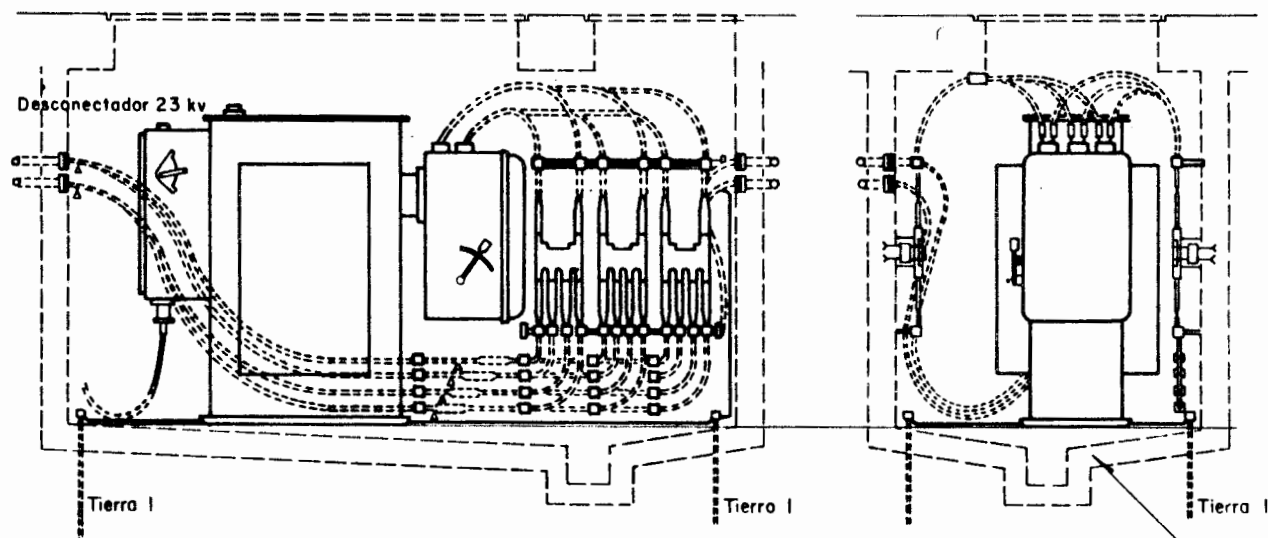
Estos protectores automáticos consisten en un interruptor en aire con mecanismos de disparo controlados por uno o varios reles apropiados. El protector se instala en las terminales del secundario de cada transformador de la red, y cuando la falla ocurre en un alimentador, se abren todos los protectores asociados con él, como resultado de la energía que va de la red al alimentador. Estos conmutadores también se abren cuando fluyen pequeñas cantidades de energía al desconectarse el alimentador de la sub-estación, y cuando los transformadores están excitados desde la red. En esta forma es posible aislar por completo cualquier alimentador, simplemente abriendo el interruptor de la sub-estación. Para volver a poner el alimentador en servicio, el operador de la sub-estación sólo tiene que cerrar el interruptor del alimentador. Entonces, si la tensión secundaria de los transformadores es ligeramente mayor y está aproximadamente en fa-

se con la tensión de la red, el protector se cerrará y quedará conectado el alimentador a la red a través de los transformadores asociados con él. Sin embargo, los protectores de la red no se cerrarán si una de la fases se ha cruzado, o si la relación de tensión de los dos lados del protector abierto es tal, que la energía fluye de la red a los alimentadores al cerrarse el protector. También se emplean, para proteger la red, fusibles de alta capacidad para mayor seguridad en caso de que los protectores no operen al ocurrir una falla. Estos fusibles están relacionados de tal modo, que ordinariamente no operarán cuando se produce un corto circuito en la red. No son necesarios los fusibles en las terminales del circuito primario y, por tanto, no se usan.

El uso del sistema de red permite normalizar a un mínimo el tamaño de los transformadores y la localización de éstos en los puntos más convenientes. Cada carga conectada a la red es alimentada, por lo menos, en dos direcciones, y desde un número dado de transformadores en paralelo; por tanto, la caída de tensión es pequeña, y la regulación en el punto de servicio es mucho mejor que en el sistema radial. La continuidad de servicio que se obtiene con el sistema de red de baja tensión es superior a la que puede dar cualquier otro sistema de distribución. En un principio, en los sistemas de red subterráneos de baja tensión, se usaban transformadores del mismo tipo que los usados en los sistemas de distribución radial; sin embargo, con el tiempo se ha preferido emplear e incorporar ciertos aditamentos especiales a los transformadores, y de esta manera se ha desarrollado lo que comunmente llamamos transformadores de red, los cuales se adaptan a las necesidades particulares de este sistema. Estos aditamentos incluyen conexión a tierra en el lado de alta tensión, cuchillas desconectadoras, cambiador de derivación de operación manual, una impedancia mayor que la normal, etc. Los transformadores de red tienen, usualmente, una impedancia de 2 a 6%. El uso de una impedancia mayor que la normal es para mejorar la división de las cargas entre los diferentes bancos de transformadores; y para incrementar la reactancia propia del transformador se aumenta, al diseñarlo, el espacio entre bobinas, o bien se usa un reactor externo en sus guías secundarias. Los transformadores de red son de capacidades de 300, 500, 750 y 1000 KVA. Ver Fig.5.4

S.E. BOVEDA 23B 750 AUT

NORMAS Ly F
MONTAJE
4.0115



BOVEDA 4800 x 2200 x 2500

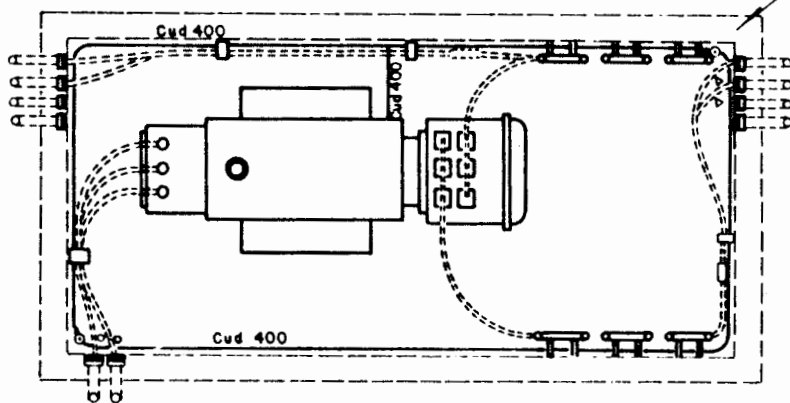
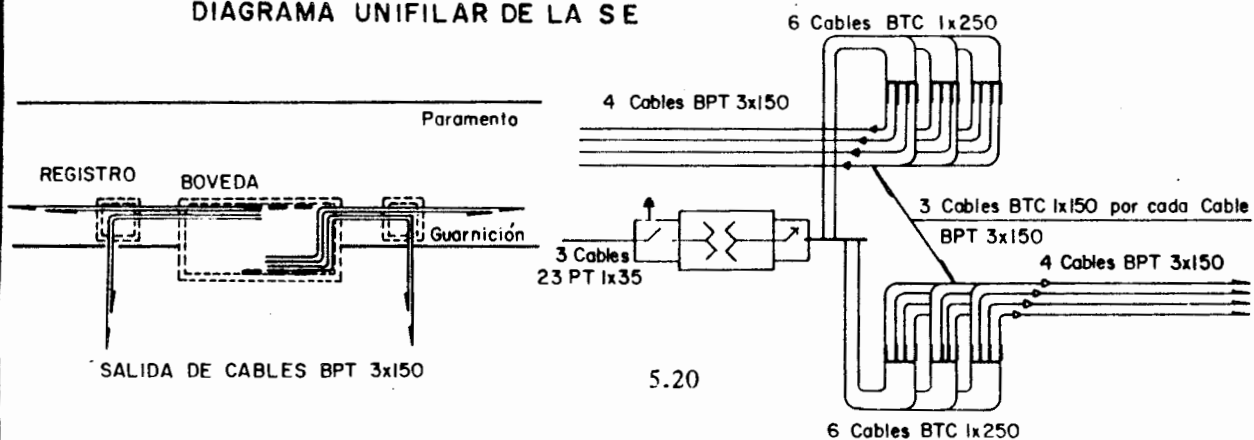


DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SE

Figura 5.4



son generalmente trifásicos y de mayores capacidades que las empleadas en los sistemas radiales. La instalación subterránea consiste en varias unidades estándar de 500 KVA y 750 KVA, y lleva conexión a tierra y cuchillas desconectadoras como partes propias de la unidad, así como una entrada para conexión subterránea con el protector de la red.

Cargas grandes y de cierta importancia, tales como hospitales, teatros, cines, hoteles, apartamentos, almacenes comerciales, oficinas públicas, etc., requieren una gran seguridad en la continuidad del servicio, lo cual puede lograrse mediante el suministro de energía a través de un solo alimentador. Esta garantía en el servicio es comúnmente proporcionada por medio de un alimentador secundario y por los cambios necesarios al equipo para conectar y desconectar la carga del alimentador principal sin dificultad.

La introducción de los sistemas de redes secundarias de baja tensión ha hecho aprovechable el equipo para mejorar los diseños que actualmente se usan en los dos sistemas fundamentales: la mancha de red y el primario selector. Los bancos de transformadores de la red de punto están conectados a distintos alimentadores primarios, y sus secundarios están en paralelo a través de protectores automáticos de red, formando un anillo desde el cual la carga es alimentada radialmente. En la actualidad, el empleo de mancha de red está muy generalizado en sistemas subterráneos que suministran energía a zonas de muchos edificios en las grandes ciudades.

Los sistemas verticales de red proporcionan un medio económico y satisfactorio de suministrar energía a edificios altos. Este tipo de sistema consiste en un número de instalaciones de mancha de red localizadas cerca de los centros de carga del edificio. Generalmente hay una instalación en la planta baja y una o más localizadas en los pisos superiores.

La carga de los edificios está alimentada, por lo general, en forma radial; y desde estos circuitos radiales a algunas barras bus de los sistemas de punto, hay uniones por medio de elevadores verticales para obtener mayor seguridad.

Todo lo anteriormente expuesto muestra la importancia de los transformadores de distribución en el suministro de energía eléctrica y da una somera idea de algunas de las condiciones bajo las cuales se encuentran instalados y operan.

5.3 CONEXION DE TRANSFORMADORES

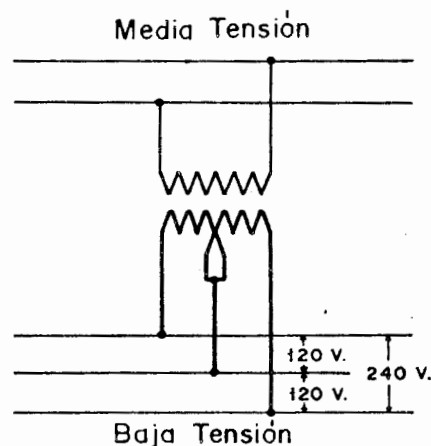
- CONEXIONES MONOFASICAS
- TRES HILOS SECUNDARIOS

La conexión que se usa más comúnmente en transformadores pequeños de distribución es aquella que suministra tensión a tres alambres secundarios a 120/240 Volts. Una conexión similar puede usarse para 240/480 Volts. El primario puede estar alimentado por una línea monofásica, por dos hilos de una línea trifásica o por un hilo y el neutro de una línea trifásica.

Las cargas a 120 Volts serán preferibles cuando estén balanceadas, es to es, cuando los dos devanados de la baja tensión están igualmente cargados. Esta conexión no es deseable cuando un devanado de baja tensión lleve más del 50% de la carga, es decir, cuando se sobrecargue uno de los devanados.

Sin embargo, en la mayoría de los diagramas siguientes, que muestran dos alambres (por fase) en el sistema secundario, muchas de estas conexiones pueden usarse para proporcionar una fase de un sistema trifásico empleando el punto medio de los devanados del secundario. En muchos de los diagramas que siguen también es posible alimentar en forma combinada cargas monofásicas, bifásicas y trifásicas. En estos casos es preferible usar capacidades desiguales en KVA en los diferentes transformadores, para que así todos lleven el mismo porcentaje de carga.

Figura 5.5



OPERACION EN PARALELO DE DOS UNIDADES MONOFASICAS

La operación en paralelo de los transformadores que tienen la misma relación de tensión en alta y en baja es frecuentemente utilizada en aquellos casos en que es necesario aumentar la capacidad total del banco.

No es económico operar dos transformadores en paralelo cuando puede ser empleada una sola unidad, por la razón de que dos unidades en paralelo tienen mayores pérdidas que una sola unidad equivalente de la misma capacidad.

Cuando la relación de la reactancia a la resistencia es aproximadamente la misma para los dos transformadores, se puede obtener la máxima capacidad del banco; de otra manera, debe tomarse el menor de los dos valores que se obtengan de las dos fórmulas siguientes:

Capacidad del banco (basada en el transf. No 1 no sobrecargado =

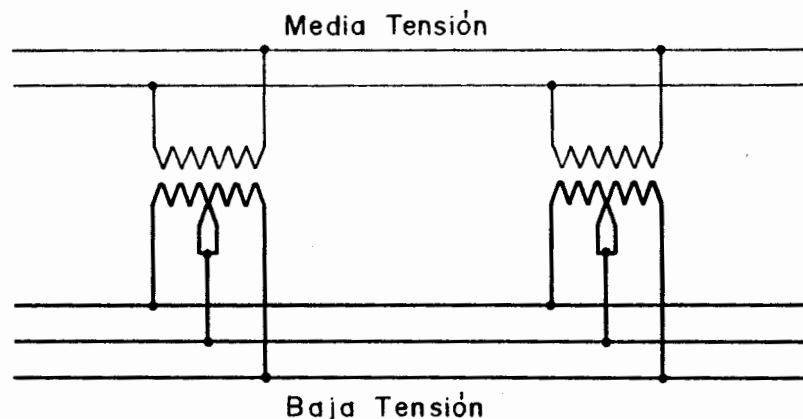
$$\frac{C_1 Z_2 + C_2 Z_1}{Z_2}$$

Capacidad del banco (basada en el transf. No 2 no sobrecargado =

$$\frac{C_1 Z_2 + C_2 Z_1}{Z_1}$$

en donde C_1 y C_2 representan la capacidad en KVA de la placa, y Z_1 y Z_2 , el porcentaje de impedancia marcado en la placa de los transformadores No 1 y No 2, respectivamente.

Figura 5.6

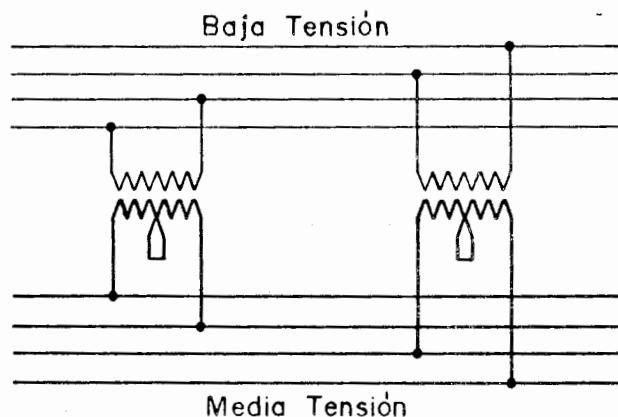


CONEXIONES BIFASICAS

DOS FASES - CUATRO HILOS

Con esta conexión bifásica de 4 hilos se transforma a dos fases, 4 hilos de una tensión diferente, sin conexiones entre las dos fases.

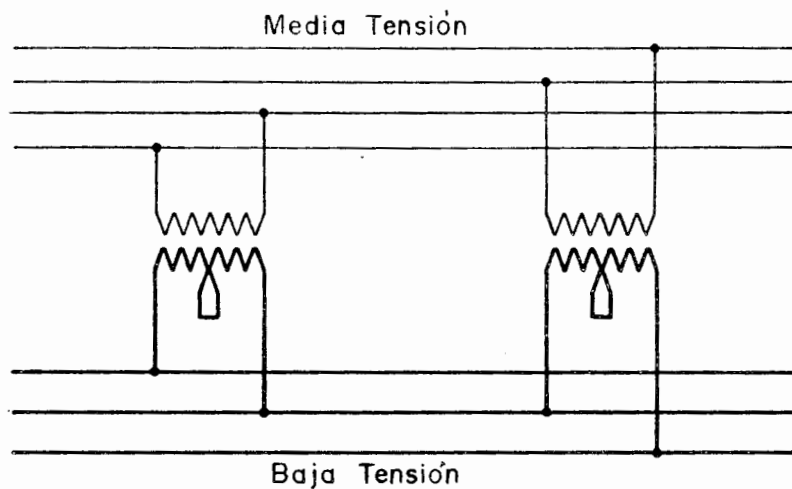
Figura 5.7



DOS FASES - TRES HILOS

Las dos fases en el lado de baja tensión están unidas eléctricamente. El tercer hilo común muchas veces es conectado a tierra. Con cargas balanceadas la corriente, en el hilo común, es 2 veces mayor que en los otros.

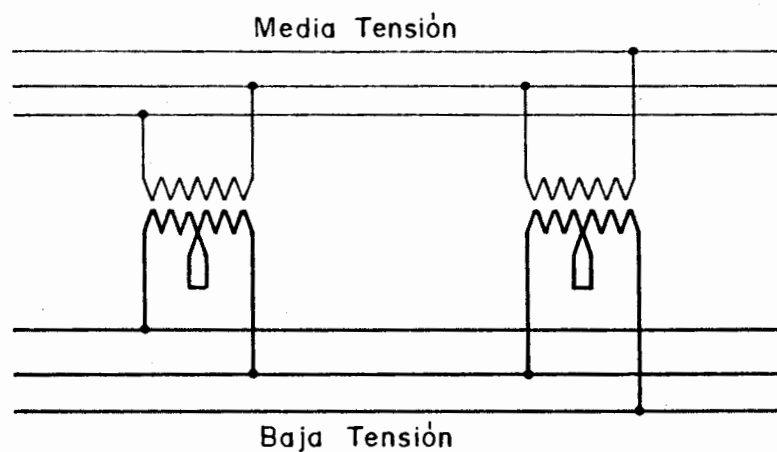
Figura 5.8



DOS FASES - TRES HILOS INTERCONECTADOS

En esta conexión las dos fases están eléctricamente unidas por medio de un tercer hilo común. Esto es permisible únicamente en ciertos casos. El tercer hilo común frecuentemente es conectado a tierra. Con cargas balanceadas, la corriente en el hilo común es 2 veces mayor que en los otros.

Figura 5.9

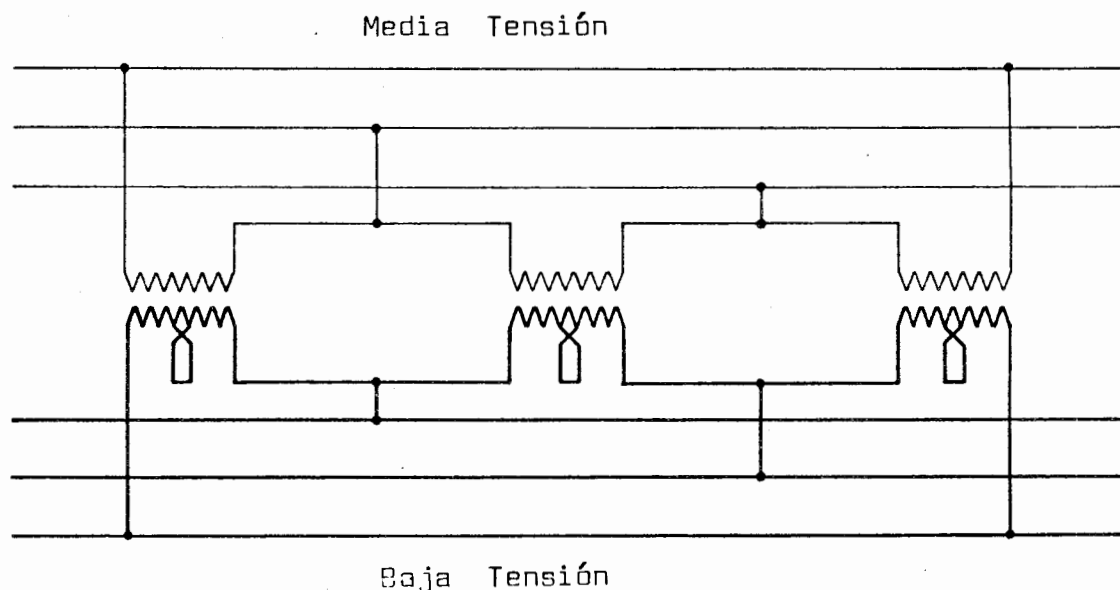


CONEXIONES TRIFASICAS

Tipo estándar

Trifásico en delta cerrada

Figura 5.10



Cuando se operan tres transformadores en un banco delta debe tenerse cuidado de que las impedancias de cada una de las tres unidades sea prácticamente la misma. Los transformadores que tengan una diferencia mayor de un 10% en la impedancia no se pueden operar formando un banco en delta, a no ser que se usen reactores para aumentar la impedancia de las unidades que la tengan baja hasta un valor igual para todas.

Si en cada uno de los transformadores la relación de tensión no es la misma, habrá una diferencia de tensión que hará circular una corriente dentro de la delta. Esta corriente estará limitada por la impedancia de los tres transformadores, considerados como un circuito serie.

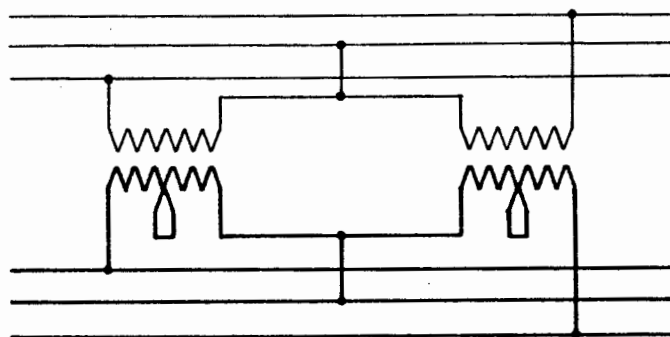
Siempre es recomendable que, antes de conectar el tercer transformador para cerrar la delta, se ponga un alambre-fusible en los extremos de los dos transformadores. El tamaño de este alambre-fusible

debe ser de una capacidad suficiente para llevar la corriente de excitación de los transformadores. Su empleo ofrece un medio sencillo de verificar la polaridad apropiada de los transformadores.

Trifásico delta abierta

Figura 5.11

Media Tensión



Baja Tensión

Es posible usar dos transformadores similares, en delta abierta, en los circuitos trifásicos en alta y en baja. En este tipo de conexión, las unidades sólo podrán llevar el 86% de su carga; por ejemplo, un banco de dos unidades de 100 KVA cada una, conectadas en el ta abierta, sistema trifásico en alta y baja de 2,300 Volts a 230/115 Volts, tendrá solamente una capacidad total de 172 KVA.

En la conexión delta abierta no es necesario que el porcentaje de impedancia sea el mismo. Sin embargo, es preferible que dicho porcentaje sea igual para el caso en que fuera necesario formar la delta cerrada en un banco de tres unidades, ya que éstas deben tener igual impedancia.

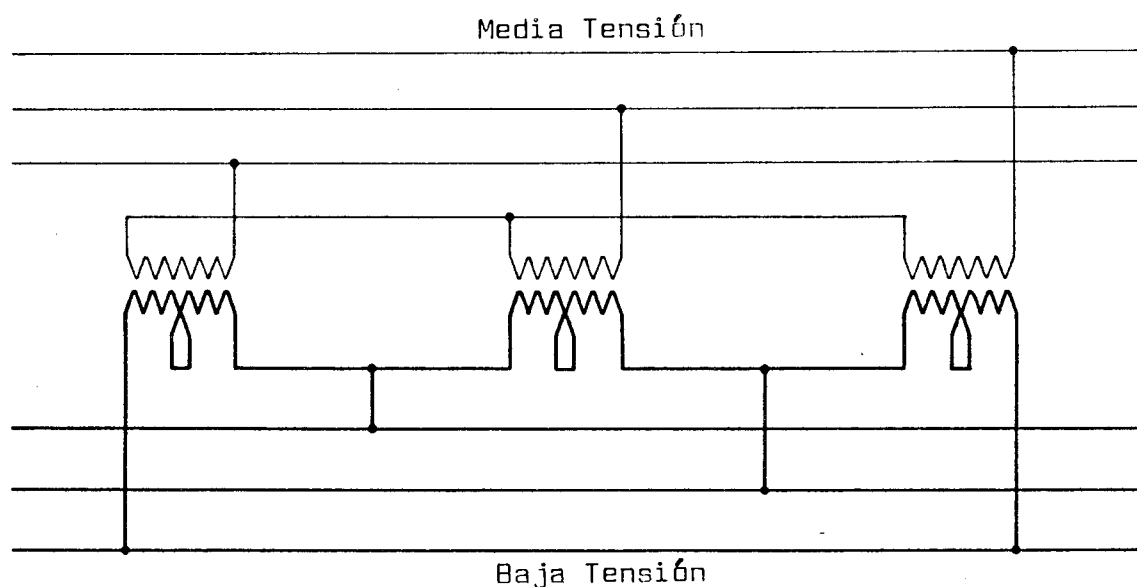
La delta abierta se usa con frecuencia temporalmente. mientras se espera que la carga aumente, y ofrece, así, un medio sencillo de manejar un sistema. Si en el ejemplo anterior aumentamos una tercera unidad de 100 KVA, resulta que la capacidad del banco se aumenta de 172 a 300 KVA.

La regulación de un banco en delta abierta no es tan buena como en un banco en delta cerrada. La caída de tensión a través de un banco delta abierta es mayor que a través de cada uno de los transformadores por separado.

Estándar

Figura 5.12

Tres Fases. Tres Hilos-Estrella-Alta Tensión. Tres Hilos
- Delta-Baja Tensión

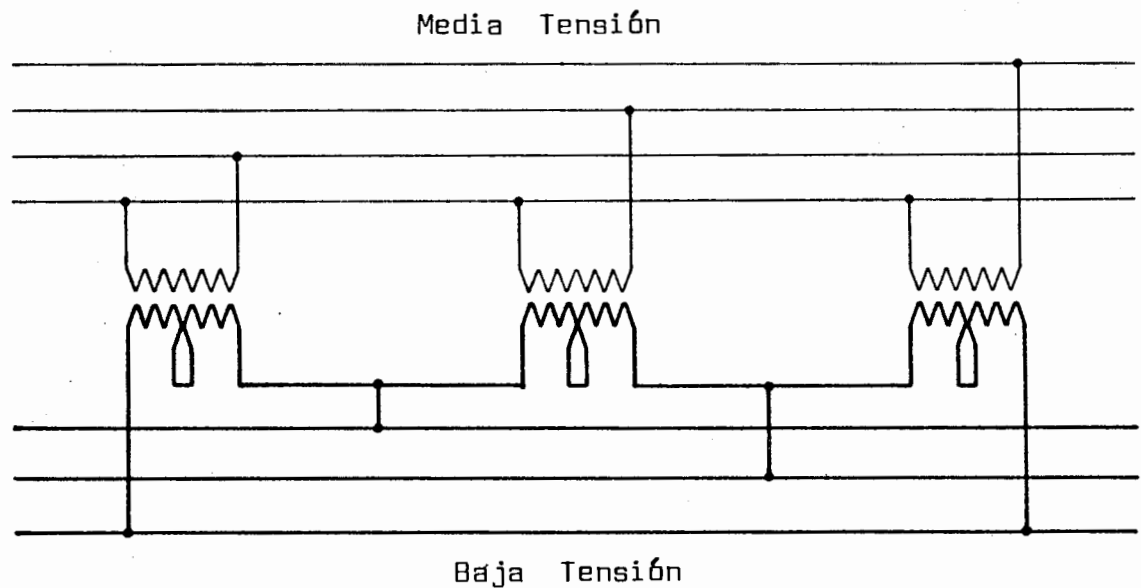


Cuando un banco de tres transformadores está operado en estrella en el lado de alta tensión, la tensión de la línea es $\sqrt{3}$ o 1.73 veces la tensión en el devanado de un transformador. Esta conexión es muy popular y representa un método sencillo de tener una tensión en la línea más alta, sin necesidad de transformadores adicionales.

En general, todos los transformadores con tensiones de 23,000 Volts y menores, están aislados para la conexión estrella en el devanado de alta tensión. En esta conexión no es necesario que la impedancia en los tres transformadores sea igual.

Tres Fases. Estrella, Cuatro Hilos-Alta Tensión. Delta, Tres Hilos
Baja Tensión

Figura 5.13



Esta conexión permite, en sistemas trifásicos, transmitir la energía a la tensión de la estrella y, al mismo tiempo, se puede tomar energía monofásica de la línea conectando el transformador entre el neutro y uno de los tres hilos. En esta conexión no es necesario que la impedancia de los tres transformadores sea la misma. El neutro de alta tensión está generalmente conectado a tierra.

5.4 DETERMINACION ECONOMICA DE LA IMPEDANCIA, RELACION DE PERDIDAS Y EFICIENCIA DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.

El aumento en los costos de la energía eléctrica y la necesidad de optimizar el uso de este recurso han incrementado la importancia de una adecuada evaluación de las pérdidas originadas en los transformadores. Se plantean las siguientes preguntas:

- ¿Está el sector eléctrico comprando los transformadores más económicos?
- ¿Están dichos transformadores operando de manera económica en el sistema de distribución?

Estas son algunas de las interrogantes a las que los ingenieros de distribución de una empresa suministradora de energía eléctrica se enfrentan y deben resolver, especialmente en estos momentos de crísis económica por la que atraviesa el país. Aquí se plantea un método simplificado para determinar el costo a valor presente de las pérdidas en el núcleo y en los devanados de los transformadores de distribución, basado en las condiciones medias de carga de las redes en las cuales se piensen instalar y en las tarifas eléctricas, lo que a su vez servirá para determinar el valor de impedancia, eficiencia y relación de pérdidas más económico para dichos transformadores.

El incremento en los costos de los combustibles y en la construcción de nuevas plantas generadoras, combinado con la creciente dificultad de satisfacer las demandas de energía eléctrica, han obligado a las industrias eléctricas a determinar correctamente el valor de las pérdidas en los sistemas eléctricos.

Un sistema eléctrico de potencia puede dividirse en cuatro partes: generación, transmisión, distribución y consumo. La Fig. 5.14 describe en forma conceptual las pérdidas en un sistema de potencia (generación termoeléctrica) típico.

La eficiencia de una planta termoeléctrica está limitada por las características del vapor y el ciclo básico térmico. La inversión de capital y el punto de operación de la planta termoeléctrica también afectan la eficiencia en la generación.

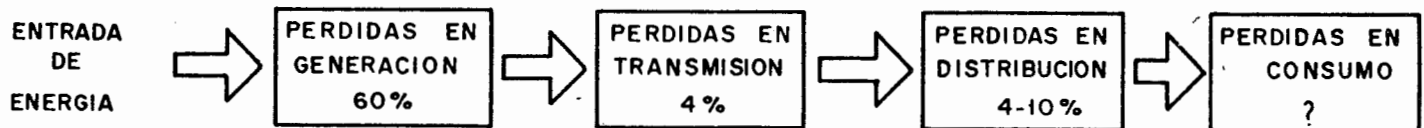


FIGURA 5.14 DIAGRAMA CONCEPTUAL DE LAS PERDIDAS EN UN SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA CON GENERACION TERMOELECTRICA.

Las pérdidas en transmisión son aproximadamente el 4% de la energía generada. Un sistema de potencia que tenga muchos generadores y suministre energía a un gran número de consumidores en un territorio amplio debe utilizar bastantes líneas de transmisión para alcanzar la carga. La disposición de estas líneas generalmente es un anillo, y se utilizan programas de flujos de potencia para determinar, dependiendo de las condiciones de carga, la potencia activa y reactiva - que debe ser inyectada a la red para tener la operación más eficiente.

La eficiencia de los equipos en los centros de carga es muy difícil de determinar, por lo que se utiliza la eficiencia relativa, es decir, se puede comparar el mismo producto realizado por diferentes fabricantes o el mismo producto bajo diferentes principios.

En los sistemas de distribución, en los cuales se centra este estudio, las pérdidas se presentan principalmente, por las siguientes causas:

- Pérdidas en los conductores
- Pérdidas en transformadores (en el núcleo y en los devanados)
- Pérdidas por la falta de coordinación de los elementos suministradores de reactivos.

- Pérdidas debidas a las características de la carga.

La selección adecuada del calibre de los conductores, generalmente limita las pérdidas en los mismos y su reemplazo es muy costoso y tardado.

Las pérdidas en los transformadores son sensibles a las variaciones de tensión del sistema, a la calidad y características de diseño del transformador y a los diferentes factores de potencia que se presentan a lo largo de los alimentadores.

Sin los elementos de control de reactivos adecuados se pueden presentar pérdidas adicionales debidas a los deficientes factores de potencia en el sistema.

Las características de la carga juegan un papel importante en las pérdidas del sistema de distribución debido a que durante los periodos de carga máxima, la tensión a lo largo del alimentador puede quedar abajo de su valor nominal. Lo mismo ocurre cuando se opera el sistema con niveles mayores al nominal.

Los métodos que se utilizan más frecuentemente para la reducción de las pérdidas en los sistemas de distribución son los siguientes:

- Cambio de calibre de conductores.
- Instalación de bancos de capacitores.
- Instalación de transformadores de distribución de capacidades y características óptimas.

Aquí se plantea un método práctico para determinar los valores óptimos (económicamente) de eficiencia, impedancia y relación de pérdidas de los transformadores de distribución a que se refiere este último punto. Las clases de pérdidas que se originan por el funcionamiento de los transformadores son dos y se conocen comúnmente como "pérdidas en vacío" y "pérdidas en los devanados". Las primeras son debidas a efectos de la magnetización alterna del núcleo, produciéndose pérdidas por histéresis, que a su vez se traducen en calor.

Por otra parte, la variación alterna del flujo magnético produce en las chapas del núcleo corrientes de Foucault; y para reducirlas se emplean chapas de pequeño espesor y aisladas entre sí.

La circulación de dichas corrientes da origen también a calor que debe, así mismo, evacuarse para que el núcleo no alcance temperaturas elevadas. El flujo magnético actúa, a su vez, sobre los pasadores de fijación del núcleo y demás elementos metálicos del transformador. También existen los fenómenos de histéresis en los aislamientos. Todas estas pérdidas suelen llamarse "pérdidas en vacío" y comprenden en la práctica las originadas en el primario por efecto Joule y debidas a la corriente en vacío que, por ser de reducido valor, no se toman en consideración. Las pérdidas en vacío pueden considerarse prácticamente constantes a todas las temperaturas y condiciones de carga usuales de funcionamiento.

Las pérdidas en los devanados son debidas al efecto Joule, por el paso de la corriente a través de los devanados primario y secundario. Estas, además varían con el aumento de temperatura, porque cuanto mayor valor alcanza, mayor es también la resistencia de aquellos circuitos. Por otro lado, en corriente alterna, la resistencia de un conductor aumenta con respecto al valor que se obtendría por el paso de corriente continua, siendo el motivo de ello el efecto pelicular o superficial. A este aumento de resistencia se le denomina pérdida adicional y está comprendida en el conjunto de pérdidas en los devanados.

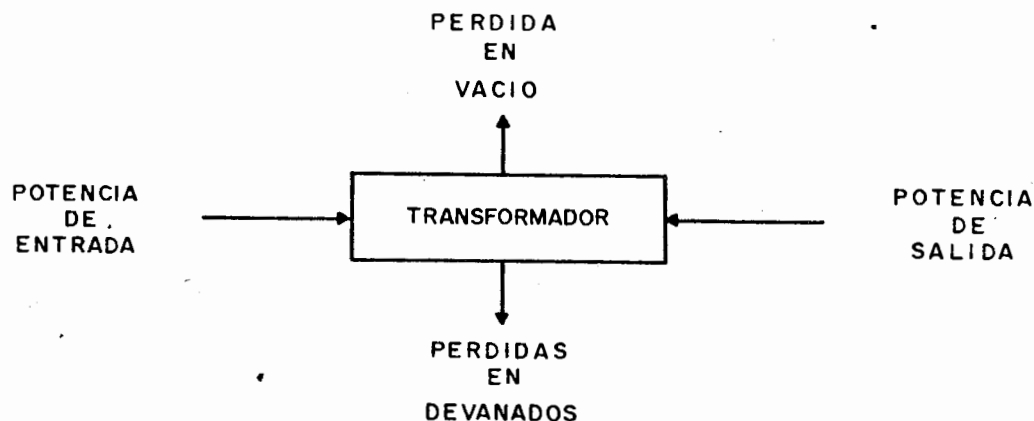


FIGURA 5.15 PERDIDAS EN UN TRANSFORMADOR

Con las consideraciones anteriores se observa que el funcionamiento del transformador lleva aparejada una pérdida de energía y como consecuencia, su eficiencia es menor que la unidad. Estas pérdidas representan un gasto anual, ya que la energía correspondiente a las mismas, que no puede suministrarse a los conductores, ha de generarse para dicho objeto, y como su producción exige gastos es de interes reducir al mínimo los valores de dichas pérdidas; esto se puede lograr aumentando la sección del núcleo y haciendo también menor la densidad de corriente en los conductores de los devanados; sin embargo, esto encarece, como es natural, el costo del transformador y por consiguiente nada se consigue con disminuir el costo de las pérdidas, si por otro lado la adquisición del transformador requiere de una mayor inversión inicial.

Además se debe considerar que los costos de generación de energía eléctrica continuarán incrementándose más rápidamente que el precio de venta a los consumidores, y que, las condiciones de carga de los transformadores varían considerablemente, por lo que es de gran importancia tomar en cuenta estos factores en la determinación del costo a valor presente de las pérdidas en el núcleo y en los devanados de los transformadores. Por otro lado, la energía eléctrica es un producto con características muy singulares, ya que sin importar la distancia entre el lugar de producción y el de consumo, se produce en el preciso momento de su utilización, es decir, no puede ser almacenada, y se proporciona en la medida exacta en que la demanda el consumidor.

Estas características hacen que la compañía suministradora venda dos productos a cada usuario:

- La energía que consume
- La capacidad de suministrarle la energía que requiera en la medida y momento que la necesite.

Consecuentemente, el COSTO TOTAL de la empresa se origina en la creación de estos dos productos.

Tradicionalmente los costos de una empresa se dividen en dos grandes grupos:

- Costos fijos
- Costos variables

Para el caso de una compañía suministradora de energía eléctrica se tiene lo siguiente:

COSTOS FIJOS: Estos son los que no varían directamente con el volumen de producción o número de consumidores, de manera que, se relacionan con el tamaño y capacidad de las instalaciones de la empresa utilizadas para proporcionar ese servicio; esto quiere decir que los costos fijos dependen directamente de la demanda de energía que cada consumidor tiene y de la diversidad con que la totalidad lo hace. Lo anterior se ha tomado en cuenta al considerar el costo de demanda base de facturación.

COSTOS VARIABLES: Estos dependen directamente de la producción de la empresa, por lo que en este caso son proporcionales a la energía suministrada. Este concepto se ha reflejado al considerar el costo de la energía eléctrica en este estudio.

CARACTERISTICAS DE CARGA DE LOS TRANSFORMADORES.

Un requisito esencial para diseñar un sistema eléctrico de distribución es conocer el tipo y características de la carga a la que se suministrará energía. Los tipos de carga se pueden clasificar en tres grandes grupos que son, residencial, comercial y mixto. Las características de carga de los transformadores son el resultado de la suma de las cargas coincidentes en los diferentes intervalos sucesivos que tienen los consumidores alimentados por el transformador.

Dichas características son función, principalmente, de cinco variables:

- Tipo de aparatos
- Número de consumidores
- Hábitos de los consumidores
- Actividad social y comercial de la zona
- Condiciones climatológicas.

Debido a lo anterior es peligroso para las compañías suministradoras de energía eléctrica considerar que sus factores son similares a los de otras compañías, o bien que todos los transformadores en su sistema experimentan condiciones de carga similares. Consecuentemente se justifica la investigación de las características de carga de las diferentes zonas en que se divide el sistema de distribución, para asegurar su adecuada planeación y una operación económica. Algunas de dichas características, fundamentales para la obtención de las pérdidas de los transformadores de distribución, se definen a continuación. (Consultar Capítulo 2).

DEMANDA MAXIMA

Las cargas eléctricas generalmente se miden en términos de Amperes KW o KVA. Antes de que todo un sistema o parte de él pueda ser eficientemente diseñado y construido, las características de las cargas eléctricas deben ser conocidas. En general, las cargas eléctricas varían su valor con respecto al tiempo aunque sean constantes para determinados intervalos del mismo. La fig. 5.16 muestra una curva de carga de 24 horas para un transformador de distribución. La carga varía entre un máximo, aproximadamente a las 19.30 horas, hasta un mínimo alrededor de las 3.30 horas.

En este intervalo de tiempo, la carga constantemente cambia. El patrón de cambio se repite constantemente aunque los valores sean diferentes.

El valor máximo de carga de la figura es conocido como demanda máxima para un período de 24 horas. El término "demanda" se usa frecuen

temente para expresar la demanda máxima en un período de tiempo específico.

Las demandas máximas no son de valor instantáneo, sino que son el promedio de las demandas en un intervalo de tiempo. Este intervalo de tiempo varía dependiendo de la aplicación que se le quiera dar; para nuestro estudio de evaluación de pérdidas se considerará la demanda máxima anual para intervalos de 15 minutos. En la fig. 5.17 se muestra una curva de carga que muestra demandas promedios para diferentes intervalos de tiempo.

FACTOR DE CARGA

El factor de carga es la relación de la carga media a la demanda máxima. El factor de carga puede ser calculado para un determinado período de tiempo, pero usualmente se da para un día, un mes o un año.

La carga media puede ser descrita como la carga continua e invariable que puede consumir la misma cantidad de energía en un determinado período de tiempo que la carga real. Por tanto, el factor de la carga representa el porcentaje de las horas totales sobre las cuales la demanda máxima consume la misma energía que la carga real. Si suponemos que cada consumidor tiene el mismo consumo de energía anual, y dado que el factor de carga puede expresarse en términos de energía anual y demanda máxima, entonces cada consumidor tiene el mismo factor de carga:

$$FC (N) = \frac{e}{8760 \cdot \bar{D} (N)}$$

en donde

FC = factor de carga para N consumidores, en por unidad

e = consumo anual de energía, en KWH

8760 = número de horas por año

$\bar{D} (N)$ = demanda máxima diversificada por consumidor en función del número de consumidores (N), en KVA.

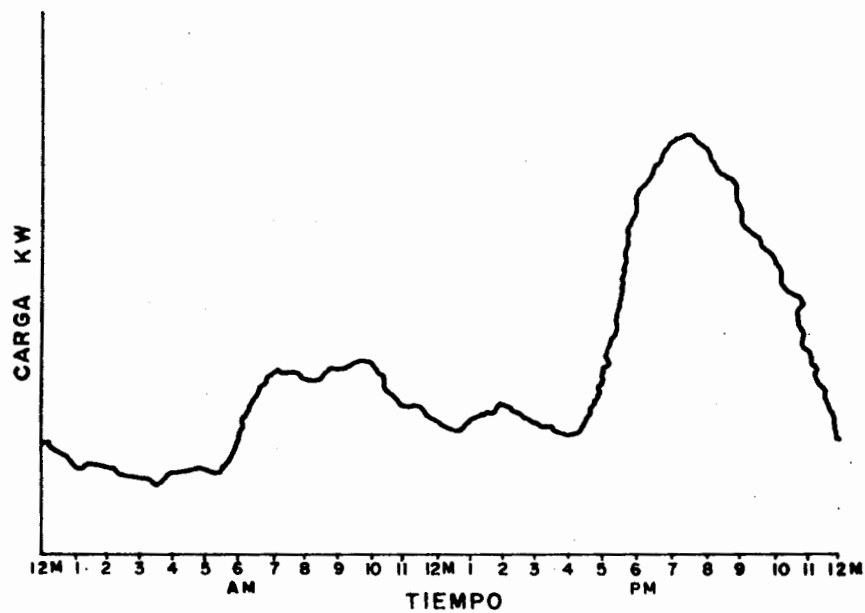


FIG. 5.16 CURVA TÍPICA DE CARGA PARA UN TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION.

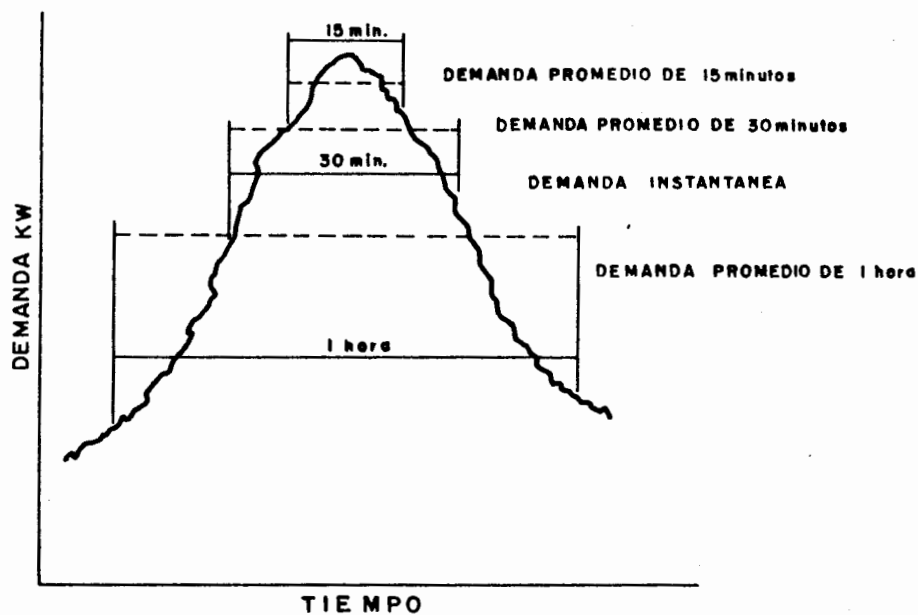


FIG. 5.17 LA MAGNITUD DE LA DEMANDA MAXIMA VARIA RESPECTO AL PERIODO DE TIEMPO EN QUE SE MIDE. MIENTRAS MAYOR SEA EL INTERVALO, EL VALOR DE LA DEMANDA DISMINUYE.

FACTOR DE COINCIDENCIA

El factor de coincidencia se aplica usualmente a un grupo de demandas máximas individuales para obtener la demanda máxima diversificada. Un grupo de cargas que fije un particular conjunto de demandas y de demandas máximas en el sistema tiene un factor de coincidencia específico. Es impráctico desarrollar o tratar de aplicar una curva de coincidencia a un grupo de cargas que no sean relativamente homogéneas. Las cargas homogéneas se considera que tienen demandas máximas individuales y ciclos de carga similares, pero los ciclos individuales no son necesariamente coincidentes con respecto al tiempo a través del período que comprende el ciclo de carga.

El factor de coincidencia lo podemos definir como:

$$FCOIN = \frac{D1 + 2 + 3 + \dots +}{D1 + D2 + D3 + \dots + D} = \frac{D1 + 2 + 3 \dots + n}{DS}$$

en donde

$D1, D2, D3$ y Dn = Demandas máximas de las cargas 1, 2, 3, y respectivamente, sea cual fuere el tiempo de ocurrencia de ellas.

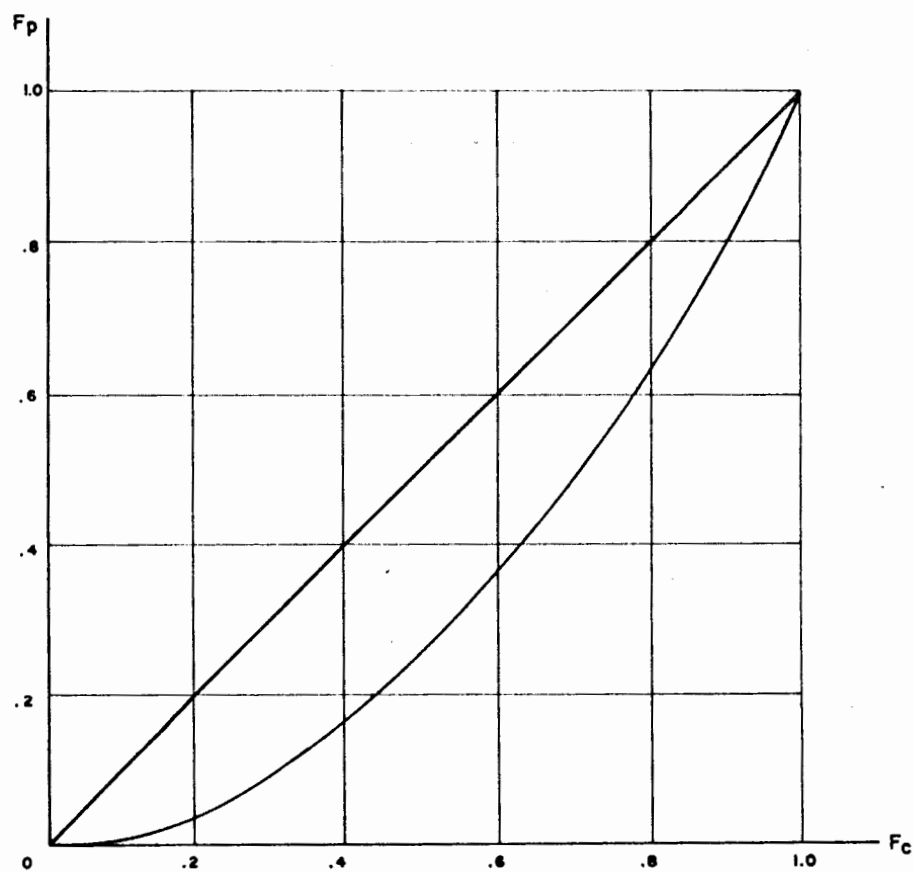
$D1+2+3+\dots+n$ = Demanda máxima del grupo de cargas ($1+2+3+\dots+n$).

FACTOR DE PERDIDAS

La determinación del factor de pérdidas, o relación de las pérdidas de potencia media a las pérdidas de potencia máximas en un período de tiempo determinado, es más difícil realizarla.

Aunque el factor de pérdidas no puede ser determinado directamente del factor de carga, las pérdidas son proporcionales al cuadrado de las pérdidas y se puede demostrar que el factor de pérdidas está entre los límites del factor de carga y el factor de carga al cuadrado tal y como se muestra en la figura. 5.18

FIGURA 5. 18 RELACION ENTRE EL FACTOR DE PERDIDAS Y FACTOR DE CARGA



VALORES EXTREMOS $F_c = F_p = 1'$
 $F_c = d', F_p = d'^2$

V. gr. $F_p = 0.3 F_c + 0.7 F_c^2$ ----- BULLER

Un considerable número de estudios se han realizado usando datos actuales de carga de transformadores de distribución, y se ha encontrado una "regla de cocina" para determinar el factor de pérdidas en relación al factor de carga:

$$FP = A \times FC + B \times (FC)^2$$

en donde A y B son constantes, de tal forma que $A + B = 1$.

Como no se sabe en qué tipo de alimentador se instalarán los transformadores, es conveniente determinar valores de factor de carga y factor de pérdidas únicos con base en la probabilidad que tiene dicho transformador de ser instalado en cada uno de los diferentes alimentadores, o sea, debemos determinar la esperanza matemática del factor de carga:

$$E(FC) = \sum (X_j \cdot f_c X) = f_c', \text{ en donde}$$

$f_c(X)$ = Factor de carga

X_j = Frecuencia relativa de ocurrencia de los factores de carga

f_c' = Factor de carga esperado.

Para la determinación del factor de pérdidas en este trabajo se empleará la fórmula de Buller:

$$F.P = 0.7 (f_c')^2 + 0.3 (f_c')$$

FACTOR DE RESPONSABILIDAD DE LA DEMANDA MAXIMA

El factor de responsabilidad de demanda máxima es la relación de la carga del transformador en la hora de la demanda máxima del alimentador con la demanda máxima del transformador; es decir, que es la responsabilidad que el sistema tiene de suministrar la carga del transformador en el momento de la demanda máxima del sistema. En la fig. 5.19 se muestran las curvas de carga del sistema, del alimentador y del transformador de distribución para un período de 24 horas. Se

puede apreciar que la demanda máxima del sistema ocurre a las 7.00 p.m. La demanda del transformador es 1080 Kw y ocurre a las 8.00 p.m. La carga del alimentador a la hora de la demanda máxima del sistema es de 930 Kw; entonces, el factor de responsabilidad de la demanda máxima para el alimentador es 0.86 P.V. Similarmente, la demanda máxima del transformador es de 43 Kw, la cual se presenta a las 1.00 a.m. La carga del transformador a la hora de la demanda máxima del sistema es de 31.5 Kw, por lo que $K=0.73$ P.V.

Como el valor máximo de pérdidas ocurre cuando se presenta la deman da máxima en el transformador, y esto puede o no suceder al mismo tiempo que la demanda total, entonces la generación debe ser máxima.

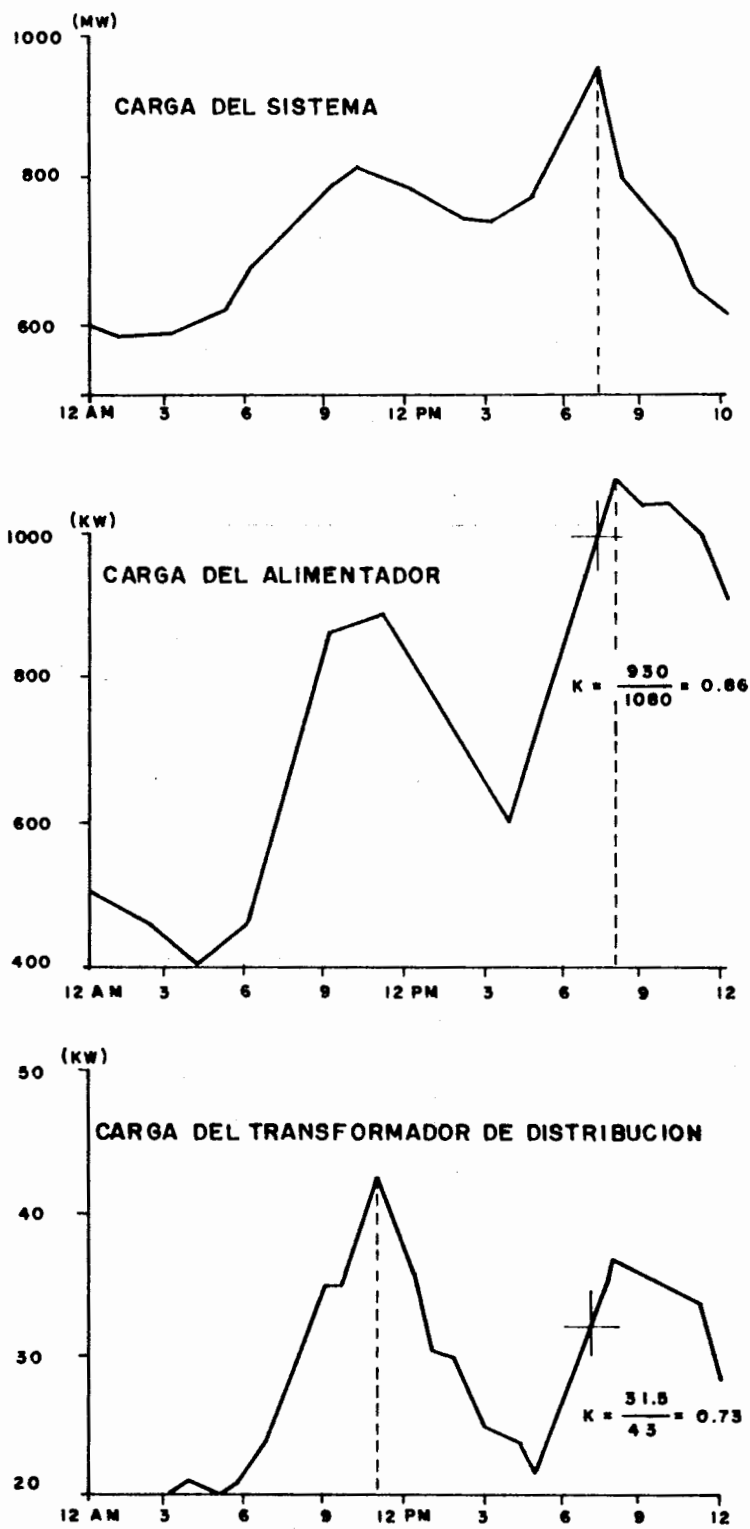


FIG. 5. 19 CICLO DE CARGA DIARIO.

FACTOR DE POTENCIA.

El factor de potencia se define como la relación de la potencia activa a la potencia aparente. Como la carga de los transformadores de distribución está cambiando, la definición de factor de potencia es aplicable a una condición de carga particular, tal como carga máxima, carga mínima o sobrecarga.

EVALUACION DEL COSTO DE TRANSFORMADORES.

El trabajo básico en la ingeniería económica es seleccionar los diseños y equipos que a largo plazo resulten ser los más económicos. Por supuesto, existen otras consideraciones que deben ser tomadas en cuenta, tales como impacto ambiental y estética, pero todo eso puede trasladarse al dominio de los costos.

En el caso de los transformadores se debe buscar el transformador más económico. Esto no quiere decir que se debe seleccionar el diseño más económico ni el más costoso, sino aquel que equilibre todos los costos de manera más efectiva, es decir, balancear el costo inicial del transformador con los costos de operación y mantenimiento que se vayan a tener durante la vida útil del transformador. Los costos de mantenimiento para transformadores de distribución, generalmente son mínimos por lo que el análisis se reduce al costo inicial del transformador y al costo de sus pérdidas.

Por tanto, la ecuación de costo anual total para un transformador de distribución, considerando inversión, más todos los costos de pérdidas, puede escribirse de la siguiente manera:

$$CA = CIT + CPV + CPRV + CPC + CPRC + CPR.$$

En donde:

- CA = Costo anual total del transformador, \$/año.
 CIT = Costo de inversión del transformador, \$/año.
 CPV = Costo anual de pérdidas en vacío, \$/año.
 CPRV = Costo anual de pérdidas reactivas en vacío, \$/año.
 CPC = Costo anual de pérdidas con carga, \$/año.
 CPRC = Costo anual de pérdidas reactivas con carga, \$/año.
 CPR = Costo anual de pérdidas de regulación, \$/año.

COSTO ANUAL DE LAS PERDIDAS EN VACIO.

Despreciando variaciones debidas a fluctuaciones de voltaje, las pérdidas en vacío permanecen constantes, durante el tiempo que esté energizado el transformador. Si el costo de la energía entregada al transformador permanece constante, el costo a valor presente de las pérdidas en vacío será:

$$[12 (CD) + 8760 (CE)] \sum_{0}^n \frac{1}{(1 + i)^n}$$

En donde:

- CD = Costo de demanda base de facturación (mensual) (\$/KW)
 CE = Costo de la energía eléctrica (\$/ KWH)

$\frac{1}{(1 + i)^n}$ = Factor de valor presente con tasa de interés anual sobre la vida esperada del transformador, en donde la vida esperada del transformador es $n + 1$ (el primer año es el año cero).

Desafortunadamente, los costos de energía no permanecen constantes. Suponiendo que dichos costos aumentan en la misma proporción, una aproximación en un año en particular puede obtenerse multiplicando los costos a valor presente por el factor $(1 + er)^n$, en donde "er" es la tasa de incremento promedio en los costos de energía, expresada en forma decimal. Introduciendo esta tasa de incremento en la fórmula tenemos que:

$$CPV = [12 (CD) + 8760 (CE)] \sum_0^n \frac{1 + er^n}{1 + i}$$

Eliminando la sumatoria mediante un proceso de integración:

$$CPV = [12 (CD) + 8760 (CE)] \int_0^n \frac{1 + er}{1 + i} dn$$

$$\text{Si } \frac{1 + er}{1 + i} = a \quad \text{entonces}$$

$$CPV = [12 (CD) + 8760 (CE)] \left[\frac{a^n - 1}{\ln a} \right] \$/Kwpv$$

COSTO ANUAL DE PERDIDAS REACTIVAS.

El costo de las pérdidas reactivas, en vacío y con carga, es muy pequeño (menos del 1%) en comparación con la inversión total del transformador y los costos de la energía perdida, por lo que generalmente se ignoran en la evaluación de pérdidas de transformadores.

COSTO ANUAL DE PERDIDAS EN LOS DEVANADOS.

El cálculo del valor de las pérdidas en los devanados requiere

de conocer la carga probable del transformador.

Considerando que la carga y los costos no cambian durante la vida del transformador, el costo de las pérdidas en el cobre será:

$$\left[12 (CD) (K) + (8760) (CE) (F.P.) \right] \left[\frac{CAIT}{CANT} \right]^2 \sum_{0}^n \frac{1}{(1 + i)^n}$$

En donde:

- F.P = Factor de pérdida del transformador
- CAIT = Carga máxima (inicial) anual del transformador
- CANT = Capacidad nominal del transformador
- K = Factor de responsabilidad de la demanda máxima.

El factor de pérdidas (FP) se utiliza para calcular la energía perdida en los devanadores de los transformadores, como se menciona anteriormente, el factor de pérdida se define como la relación entre la energía promedio perdida y la energía máxima perdida en los devanadores para un período de tiempo determinado. Este factor se puede obtener de manera aproximada a partir del factor de carga (relación entre la carga media y la carga máxima para un período de tiempo específico) mediante la fórmula de Buller obtenida empíricamente:

$$F.P. = 0.7 (F.C)^2 + 0.3 (F.C).$$

En donde:

- F.P = Factor de pérdidas.
- F.C = Factor de carga.

Substituyendo e integrando:

$$CPC = \left[12 (CD) (K) + 8760 (CE) (F.P) \right] \left[\frac{CAIT}{CANT} \right]^2 \left[\int_0^9 a^n b^{2n} dn + \int_{10}^{19} a^n b^{2(n-10)} dn \right]$$

$$CPC = \left[12 (CD)(K) + 8760 (CE) (F.P) \right] \left[\frac{CAIT}{CANT} \right]^2 \left[\frac{e^{9(1na+2lnb)} - 1}{1na + 2lnb} + \frac{e^{19(1na + 2lnb)} - e^{10(1na + 2lnb)}}{b^{20} (1na + 2lnb)} \right]$$

En donde:

- R_c = Tasa de crecimiento de la demanda
- CD = Costo de la demanda base de facturación
- CE = Costo de la energía eléctrica
- i = Tasa de interés anual
- er = Tasa de crecimiento del costo de energía
- F.P = Factor de pérdidas
- K = Factor de responsabilidad de la demanda máxima.

También podemos suponer que en el Sistema de Distribución, el descargue de los transformadores no se hace en forma programada, sino que es función del crecimiento de la carga (atención de nuevos servicios, quejas por bajo voltaje, etc.) por lo que es factible considerar un incremento en la demanda del 3% con lo que, para una vida útil de 20 años, el transformador llegará a tomar: $0.8 (1.03)^{20} = 1.45$, lo cual indica que no es necesario considerar ningún reemplazo.

$$CPC = \left[12(CD) + 8760 (CE) (F.P) \right] \left[\frac{CAIT}{CANT} \right]^2 \frac{e^{19(\ln a + 2 \ln b)} - 1.0}{\ln a + 2 \ln b}$$

Con el propósito de comparar cómo afecta en el costo anual total de los transformadores estos ciclos de carga, se evaluarán ambas posibilidades.

COSTO ANUAL DE PERDIDAS POR REGULACION.

El costo real de las pérdidas por regulación es el costo del equipo necesario para regular la tensión; es decir, reguladores, capacitores y cambiadores de derivación bajo carga. Como estos elementos se instalan independientemente del tipo de transformador utilizado, no es necesario considerar este costo en la evaluación.

METODO DE ANALISIS.

El método de análisis se ilustra en el diagrama de bloques. Para cada juego de datos de un transformador:

- Capacidad nominal
- Eficiencia
- Relación de pérdidas
- Costo inicial
- Impedancia.

Se calcula el costo de las pérdidas en vacío y de carga en los devanados, así como su costo total, variando la tasa de interés y la tasa de incremento en los costos de energía eléctrica.

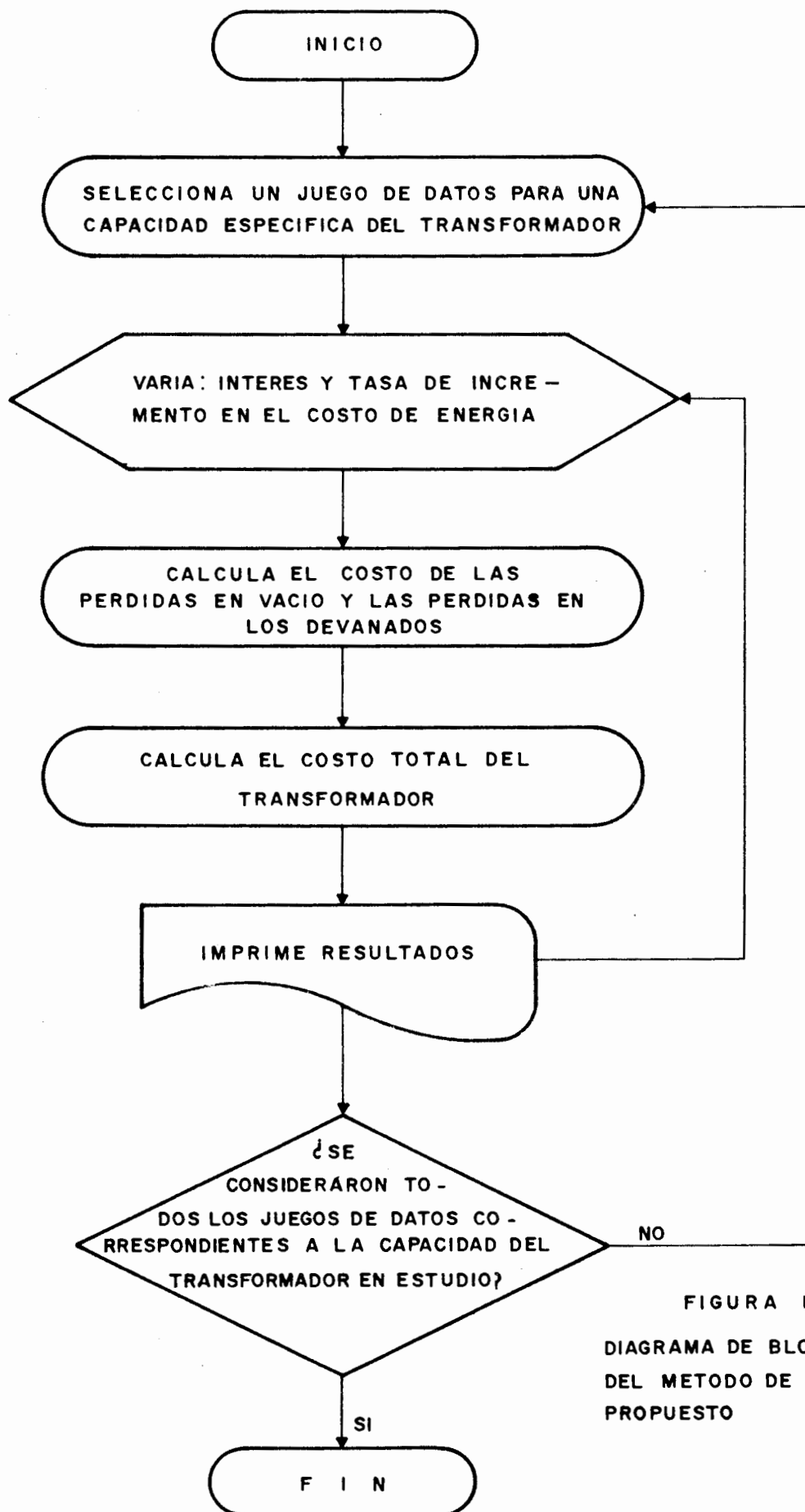


FIGURA No. 5.20
DIAGRAMA DE BLOQUES
DEL METODO DE EVALUACION
PROPUESTO

Tal y como se hizo para las pérdidas en vacío, una tasa de incremento en los costos de energía debe ser incluida, así como una tasa de incremento en la demanda; además debemos considerar que el transformador se encuentra sobrado para la carga conectada al principio de su instalación y a medida que pasa el tiempo, la carga conectada va aumentando. Como la demanda máxima de un año ocurre solamente durante una hora del día y unos cuantos días del año, es posible tener una demanda máxima del 160% de la capacidad del transformador, según guías de sobrecarga para transformadores sin que esto ocasione un deterioro en la vida del transformador.

Para tal estudio se consideró que los transformadores se instalan al 80% de su capacidad en la demanda máxima y que la carga tiene un índice de crecimiento del 7% anual, por lo que tarda 10 años en alcanzar su capacidad de pico, esto es:

$$0.8 (1.07)^{10} = 1.60.$$

Por lo que en los 20 años de vida estimada del transformador éste tendrá que sufrir un descargue.

Por tanto, la expresión para encontrar el valor de las pérdidas en el cobre será:

$$\text{CPC} = [12(\text{CD}) (K) + 8760 (\text{CE}) (\text{F.P})] \left[\frac{\text{CAIT}}{\text{CANT}} \right]^2 \left[\sum_0^q \left(\frac{1 + \text{er}}{1 + i} \right)^n \right. \\ \left. \left(1 + R_c \right)^{2n} + \sum_q^{19} \left(\frac{1 + \text{er}}{1 + i} \right)^n \left(1 + R_c \right)^{2(n-10)} \right]$$

Si $a = \frac{1 + \text{er}}{1 + i}$ y $b = (1 + R_c)$

EJEMPLO DE APLICACION Y RESULTADOS.

Se determinará con el método propuesto, el valor más económico de impedancia, relación de pérdidas y eficiencia de transformadores de distribución de 225 KVA que se instalarán en una red de distribución con las siguientes características :

CAIT = 0.8 (CANT)

FR = 1.0

FC = 0.63

FP = 0.467

Rg = 78

CE = 152 \$/KWH

CD = 207.8 \$/KW

i = 20%

er = 30%

Los datos de los transformadores que se considerarán para el ejemplo se muestran en la tabla.

Los resultados se muestran en las figuras 5.21, 5.22, 5.23, 5.24, en las cuales se ve la variación del costo total, dependiendo de la relación de pérdidas, la eficiencia, la impedancia y el costo inicial del transformador.

ANALISIS DE SENSIBILIDAD.

El efecto de la variación de ciertos parámetros para la evaluación del costo total del transformador se debe analizar para estar seguros de la confiabilidad de los resultados. Para el ejemplo descrito se considerarán los siguientes casos:

Caso 1 : Los parámetros de evaluación originalmente estimados (caso base del estudio)

Caso 2 : 1.5 veces la tasa de interés originalmente estimada

Caso 3 : 2.0 veces la tasa de interés originalmente estimada

Caso 4 : 5% menos en la tasa incremental del costo de la energía eléctrica

Caso 5 : 5% más en la tasa incremental del costo de la energía eléctrica

Caso 6 : 2.0 veces el costo inicial del transformador

Caso 7 : 3.0 veces el costo inicial del transformador

Caso 8 : La mitad del valor de la tasa incremental de la demanda.

También es importante conocer cómo afecta la variación del factor de carga, por lo que se considerarán dos casos adicionales.

Caso 9 : Se considera el factor de carga al 50% su valor original.

Caso 10 : Se considera 1.50 veces el factor de carga originalmente estimado.

Los resultados de este análisis, para los primeros 8 casos, se muestran en la figura 25 y para los 2 últimos casos en la figura 26 y 27.

CONCLUSIONES.

El método empleado resulta práctico para la determinación de los parámetros (eficiencia, relación de pérdidas e impedancia) más económicos que intervienen en la selección de transformadores de distribución.

El costo de las pérdidas en los devanados depende directamente del factor de carga; por tanto, en zonas con factores de carga bajos, la relación de pérdidas debe ser alta y viceversa. Esta práctica es muy usada por las compañías eléctricas de los Estados Unidos, en donde las compañías establecidas en la costa este utilizan relaciones de pérdidas entre 5 y 7, mientras que las compañías establecidas en la zona central utilizan una relación de pérdidas de 1.5.

El valor de eficiencia de un transformador repercute más en el costo total del mismo que en su costo inicial, es decir, puede resultar más económico un transformador con mejor eficiencia, aunque su costo inicial sea mayor.

Utilizando el ejemplo descrito tenemos que si se analiza la compra de 100 transformadores de 225 KVA, con impedancia del 3% (con sus tolerancias) y una eficiencia de 98.4%, la diferencia de costos para diferentes relaciones de pérdidas será:

REL. PER. PD/PV	COSTO INICIAL PESOS X 10 ⁶	COSTO TOTAL PESOS X 10 ⁶	COSTO INICIAL (P.U.)	COSTO TOTAL (P.U.)
1.5	99.0	308.53	0.4058	1.265
2.0	90.0	291.35	0.3689	1.194
2.5	82.0	277.51	0.3361	1.137
3.0	75.0	266.13	0.3074	1.091
3.5	69.0	256.73	0.2828	1.052
4.0	60.0	245.00	0.2460	1.004
4.5	61.5	244.27	0.2521	1.001
5.0	63.0	243.91	0.2582	1.000
5.5	65.0	244.34	0.2664	1.001
6.0	70.0	247.99	0.2870	1.002
7.0	75.0	250.80	0.3074	1.028

Como se puede apreciar en la tabla anterior, el costo inicial sólo representa la cuarta parte de la inversión, y aunque el costo inicial es menor para una relación de 4.0 se obtiene un ahorro en el costo total, a valor presente, de más de un millón de pesos comprando transformadores con una relación de pérdidas de 5.0.

Es importante que cada zona de la República Mexicana analice sus factores de carga con el propósito de especificar los valores de relación de pérdidas y eficiencia más económicos para cada capacidad de transformadores, evitando así dejar abierta la relación de pérdidas, ya que de no hacerlo se corren dos riesgos:

El fabricante puede proporcionar un transformador con un costo inicial bajo, pero con costos de operación altos debido a una inadecuada relación de pérdidas, resultando con esto un transformador más caro.

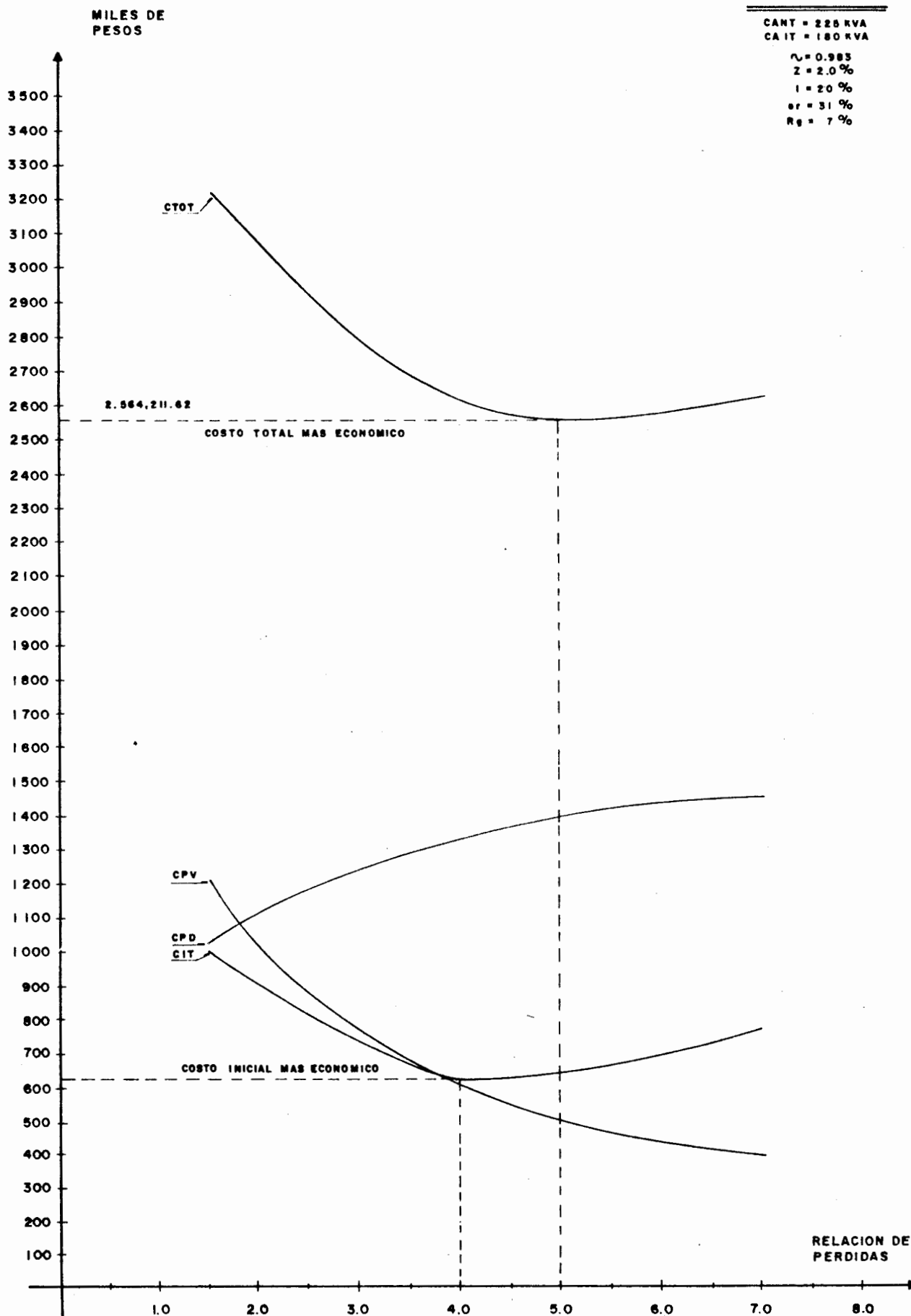
Se puede dar el caso que en una misma zona se tengan instalados transformadores de diferentes relaciones de pérdidas, lo cual complicaría mucho la evaluación de pérdidas debidas a transformadores en la zona.

T A B L A

CAPACIDAD (KVA)	IMPEDANCIA %	EFICIENCIA %	RELACION DE PERDIDAS (PD/PV)	COSTO.* (MILES DE PESOS)
225	2.0	98.3	1.5	1000
			2.0	920
			2.5	840
			3.0	760
			3.5	680
			4.0	610
			4.5	630
			5.0	640
			5.5	650
			6.0	680
			7.0	770
		98.4	1.5	1050
			2.0	970
			2.5	890
			3.0	800
			3.5	730
			4.0	660
			4.5	680
			5.0	690
			5.5	700
			6.0	730
			7.0	820
	3.0	98.3	1.5	940
			2.0	850
			2.5	780
			3.0	700
			3.5	640
			4.0	580
			4.5	600
			5.0	620
			5.5	640
			6.0	670
			7.0	740
		98.4	1.5	990
			2.0	900
			2.5	820
			3.0	750
			3.5	690
			4.0	600
			4.5	615
			5.0	630
			5.5	650
			6.0	700
			7.0	750

* Costos promedio proporcionados por 3 fabricantes de transformadores en mayo de 1983.

FIGURA N° 5.21



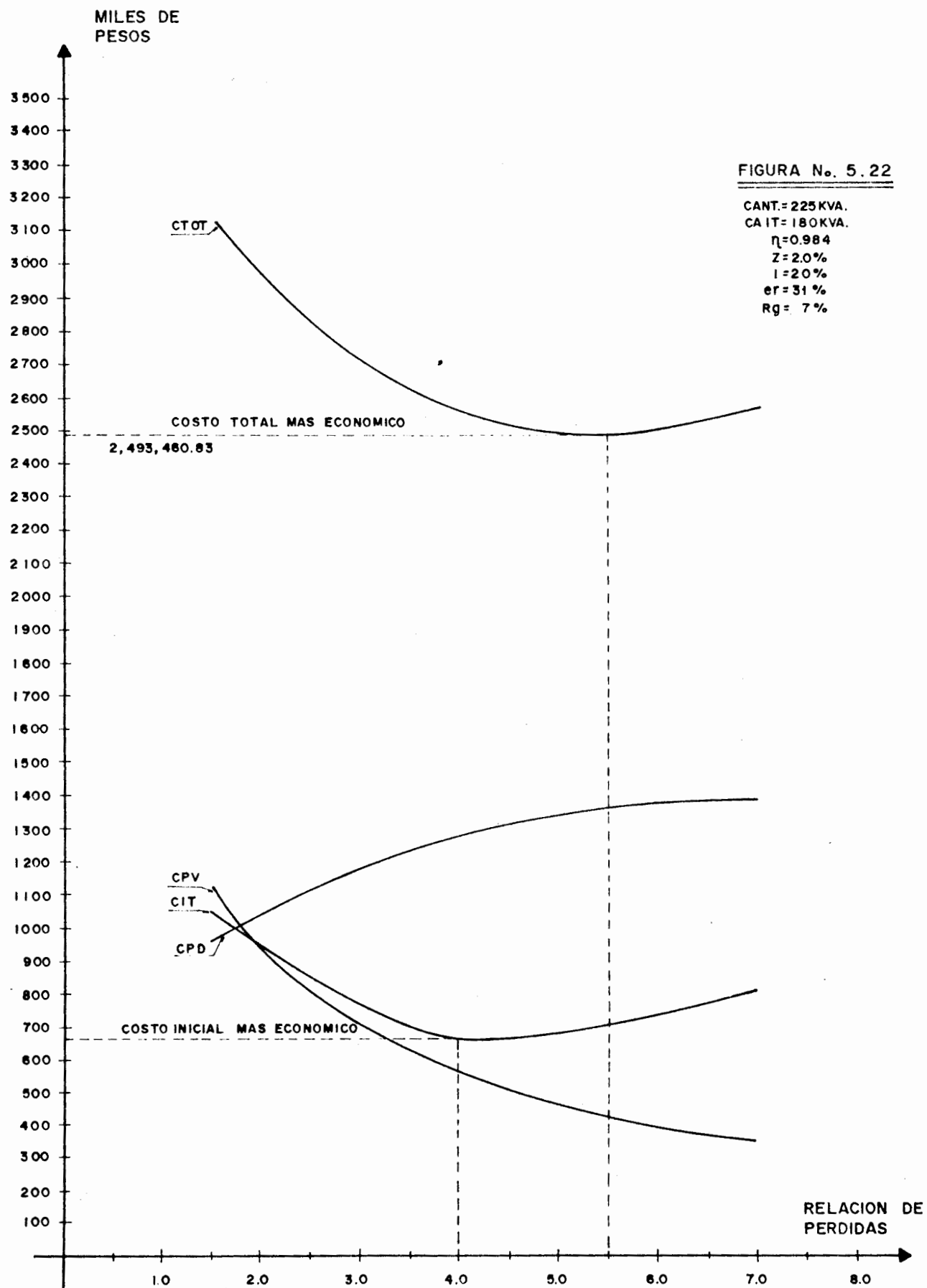
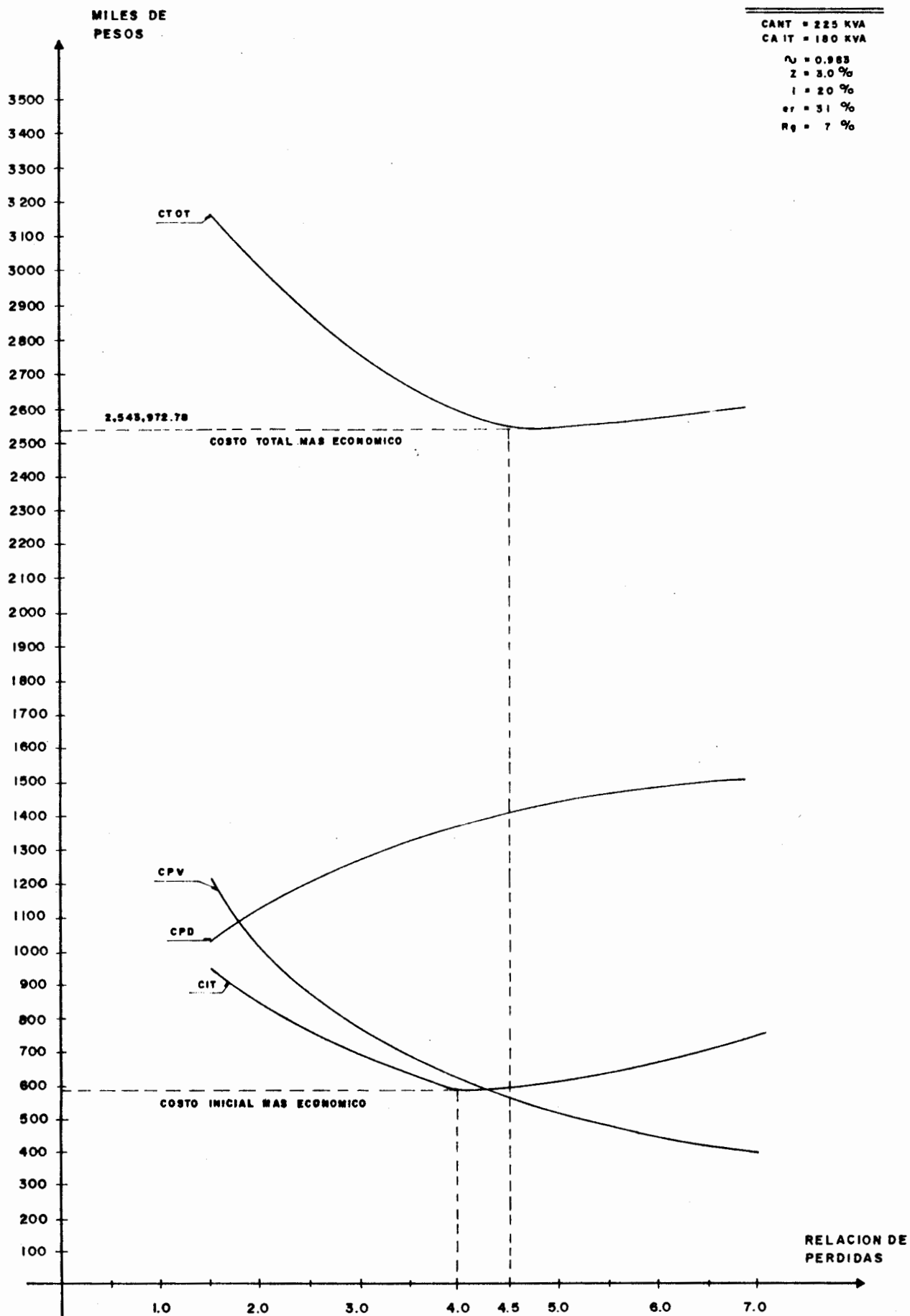
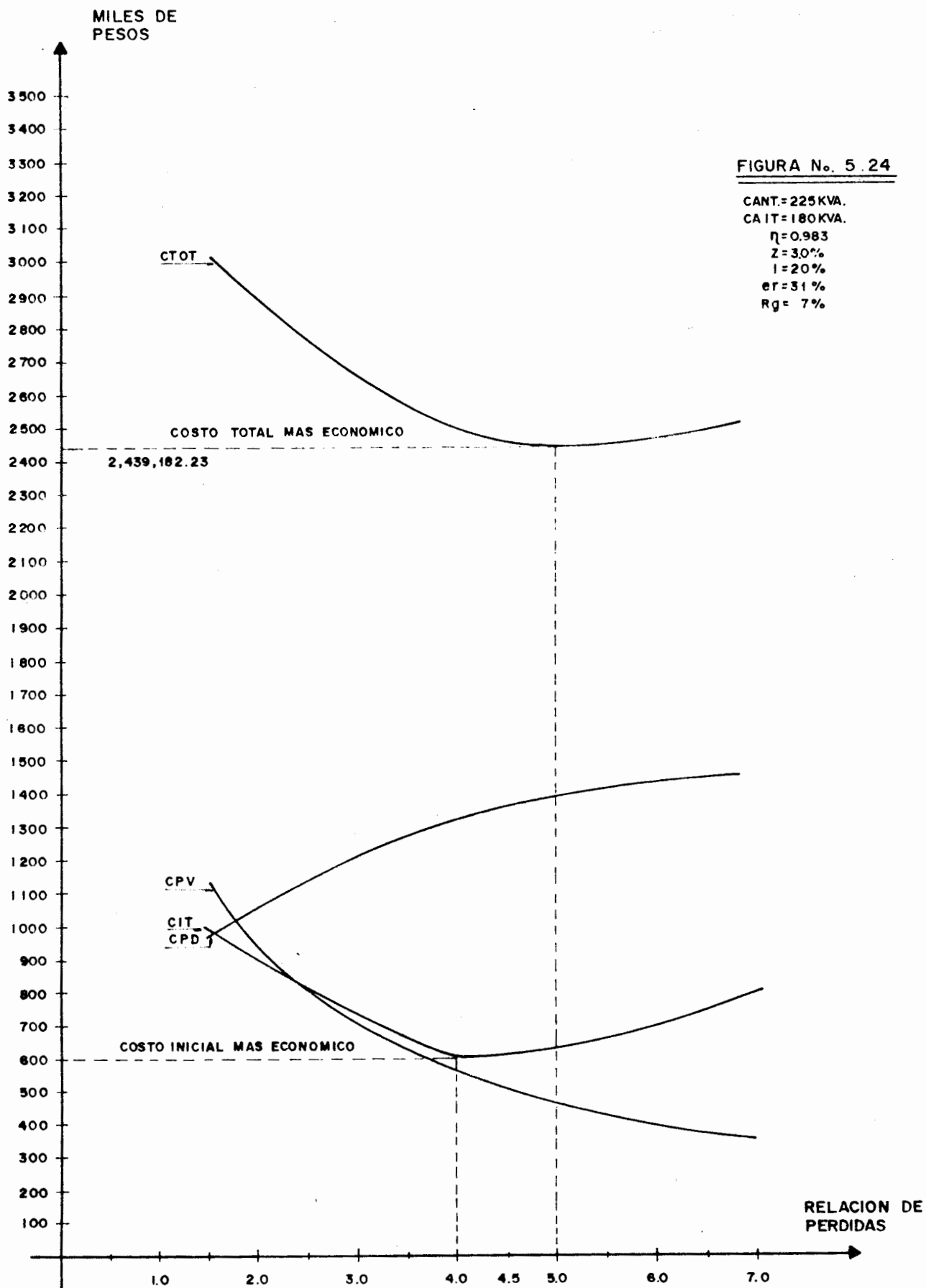
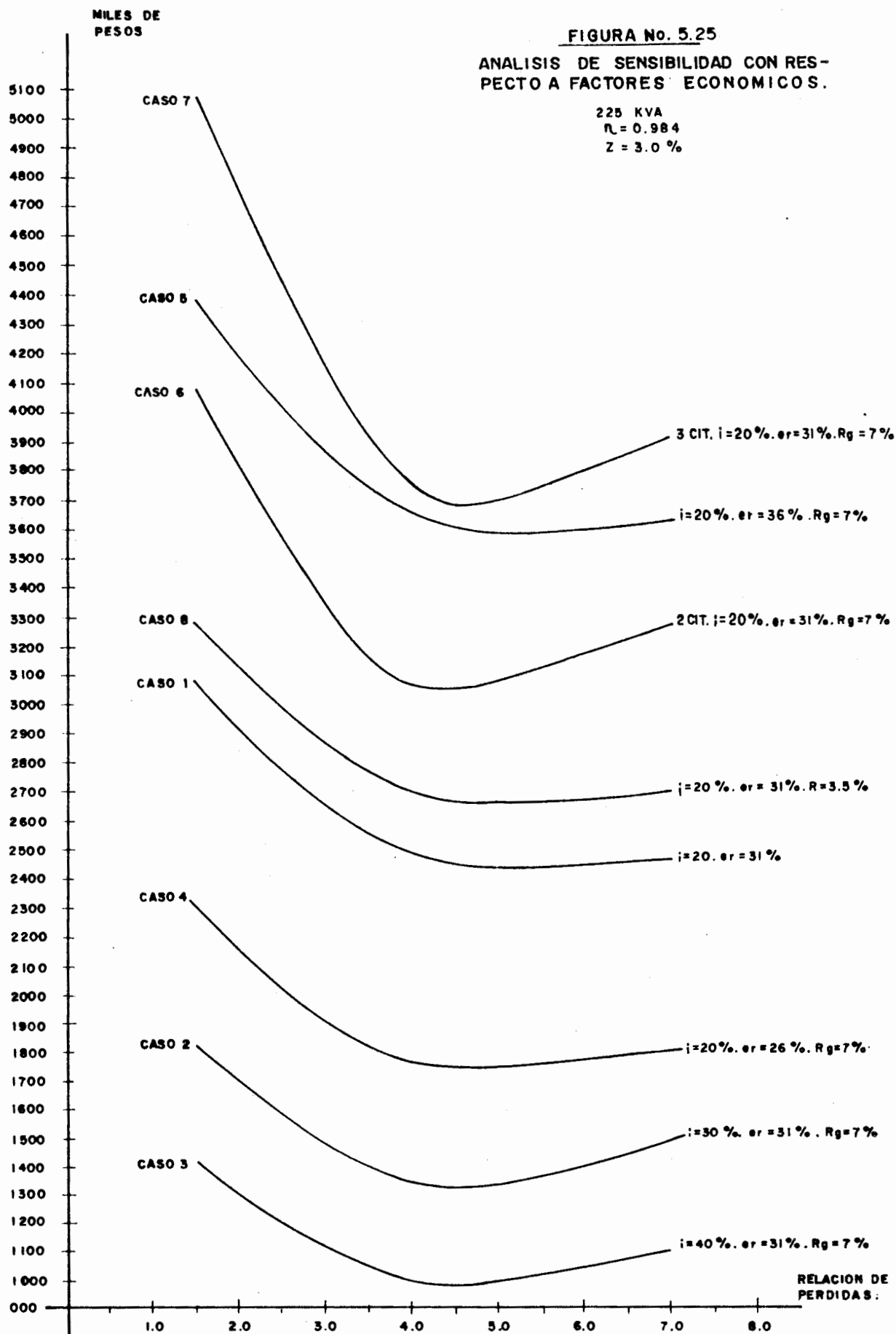
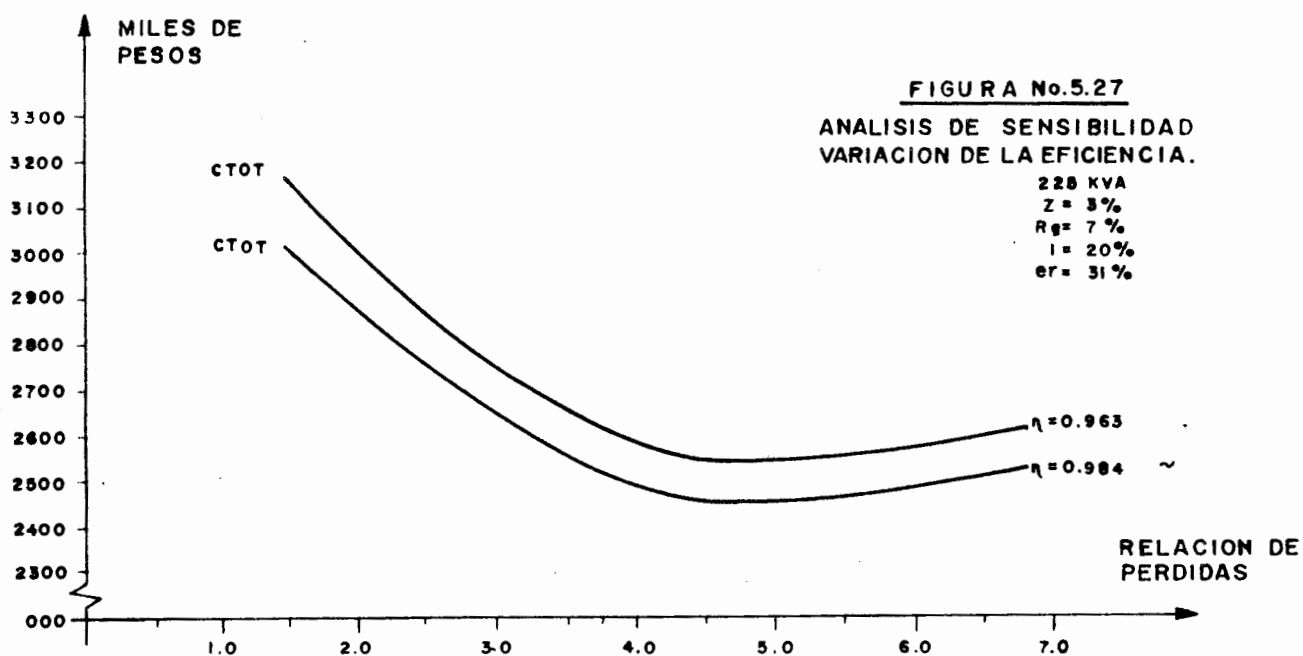
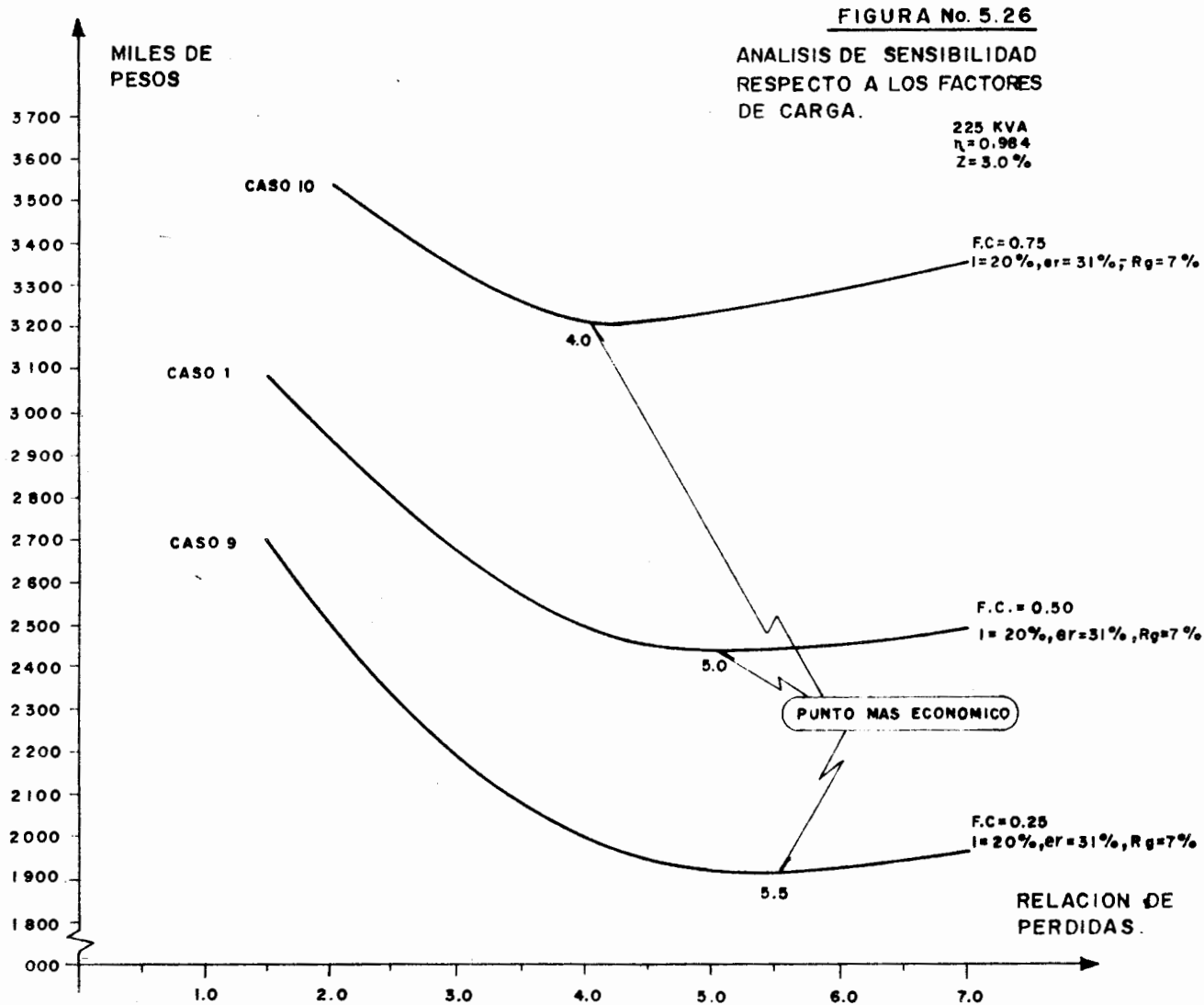


FIGURA N° 5.23









5.5.- CONSIDERACIONES PARA LA APLICACION DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION TRIFASICOS.

Las características, ventajas y desventajas de las diferentes conexiones internas de los devanados de un transformador han sido ampliamente discutidas en diferentes ocasiones; sin embargo, en los últimos años han tenido lugar cambios en los sistemas de distribución. Estos cambios han tenido una gran influencia en la relativa conveniencia de las conexiones que pueden ser usadas en los transformadores de distribución trifásicos.

En el pasado, la conexión más común en el lado de alta tensión (primario) fue la delta y la estrella en el lado de baja tensión (secundario). En la actualidad esta conexión es raramente usada en los sistemas de distribución subterránea. La mayoría de los transformadores para estas aplicaciones están conectados en estrella con neutro a tierra en sus dos devanados, alta y baja tensión. La razón de este cambio no tiene una evidencia inmediata, y puede ser de gran ayuda revisar el por qué se está usando y sus consecuencias en términos de operación de los sistemas de distribución.

COMPARACION GENERAL DE LAS CONEXIONES DELTA/ESTRELLA Y ESTRELLA/ESTRELLA.

Cada conexión tiene sus ventajas y desventajas. A continuación se enlistan aquellas características que resultan pertinentes para esta discusión y en cada caso, considerando que el alimentador primario está efectivamente conectado a tierra a) en la subestación, en el caso de la conexión delta en el primario, b) en todo el sistema, en el caso de la conexión estrella en el primario.

CONEXION DELTA/ESTRELLA

1.- La conexión delta en el primario provee una trayectoria a través de la cual la corriente circulará si la carga de un transformador trifásico no está balanceada. Esta corriente producirá un incremento de pérdidas y calor en el transformador. En el caso extremo de un desbalanceo, que se presenta en una falla de línea a tierra en el lado secundario, esta corriente circulante será muy grande y no fluye a través del equipo de protección externa. Estos equipos no pueden proteger al transformador de un daño debido a dicha falla.

- 2.- La conexión delta en el primario también provee una trayectoria por la cual _ pueden circular las corrientes de tercera armónica (y sus múltiplos). Estas es _ tán presentes en la corriente de carga y la corriente de excitación del transformador. La trayectoria tiene la ventaja de mantener fuera del alimentador dichas corrientes armónicas. Esto, sin embargo, produce un incremento de pérdidas y _ calentamiento en el transformador cuando la carga tiene un contenido de grandes corrientes armónicas, como es frecuente en el caso donde se utilizan equipos en estado sólido "ACONDICIONADORES DE POTENCIA" para rectificación; regulación de voltaje o control de velocidad; se aumenta el calentamiento y pueden tenerse serios problemas.
- 3.- El voltaje que aparece a través de un fusible que ha operado y en otros dispositivos monofásicos de operación con carga (tales como codos conectores) es un voltaje de línea a línea, por tanto, esos dispositivos deben seleccionarse para soportar dicho voltaje.
- 4.- Un cambio de 30° por fase ocurre entre los voltajes y corrientes primarias y secundarias, las cuales deben ser consideradas si dos o más transformadores se conectan en paralelo.
- 5.- El transformador puede ser construido con un núcleo de 3 piernas, sin problemas de calentamientos en el tanque, debido a fallas o desbalanceo de cargas en el sistema secundario.
- 6.- Ferorresonancia; es posible que se presente cuando se realizan "switcheos" monofásicos.
- 7.- Como fuente de suministro se puede utilizar un alimentador primario con tres hilos.

CONEXION ESTRELLA/ESTRELLA

- 1.- La ausencia de la conexión delta en el primario previene la circulación interna de corrientes debido a desbalanceos en el secundario. Así, las corrientes debido a desbalanceos de carga y fallas en el secundario de línea a tierra se reflejan en los alimentadores primarios. Entonces el efecto de corrientes circulantes se evita y las protecciones de sobrecorriente en el primario efectivamente protegerán al transformador.

- 2.- Las corrientes armónicas en las corrientes de carga y de excitación no están limitadas dentro del transformador, así el incremento de pérdidas y calentamiento debido a dichas corrientes se evita, sin embargo, el flujo de estas corrientes armónicas en el sistema de alimentación primario pueden producir interferencias electromagnéticas o interferencias telefónicas.
- 3.- El voltaje a través de un dispositivo monofásico de apertura con carga no excede el valor de línea a neutro a menos que exista una falla de línea a línea en el secundario, sin incluir tierra o algunas de las cargas secundarias que están conectadas de línea a línea.
- 4.- No hay cambio de fase entre los voltajes y corrientes primarias.
- 5.- Un núcleo de cuatro o cinco piernas se requiere para prever calentamientos en el tanque debido al desbalanceo de cargas o condiciones de falla.
- 6.- La ferorresonancia, debido a switcheos monofásicos remotos, es difícil que se presente, pero no imposible.
- 7.- Se requieren alimentadores primarios de cuatro hilos con uno de ellos efectivamente conectado a tierra.

La lista anterior claramente muestra por qué la conexión delta/estrella predominó por muchos años.

- a) Esta fue preferida para usarse en los primeros sistemas de distribución, los cuales fueron predominantemente sistemas de 3 hilos, evitándose la necesidad para un cuarto conductor en el primario.
- b) Esta no requirió núcleos con cuatro o cinco piernas; los transformadores generalmente fueron pequeños y ligeros.
- c) Los problemas debidos a terceras armónicas no afectaban a los sistemas primarios, donde podían causar interferencias telefónicas.

d) La vulnerabilidad para la ferorrresonancia no tuvo serios problemas.

Dos cambios mayores en las prácticas de distribución alteraron esta situación; sin embargo, una fue la tendencia de usar cuatro hilos, con circuitos primarios multiaterrizados, los cuales son predominantemente nuevos en construcciones aéreas, y el uso casi universal de sistemas subterráneos; esto elimina la ventaja "a". El otro cambio fue la tendencia hacia la distribución subterránea, lo cual significa que muchos, o tal vez la mayoría de los transformadores de distribución trifásicos son alimentados a través de cables subterráneos.

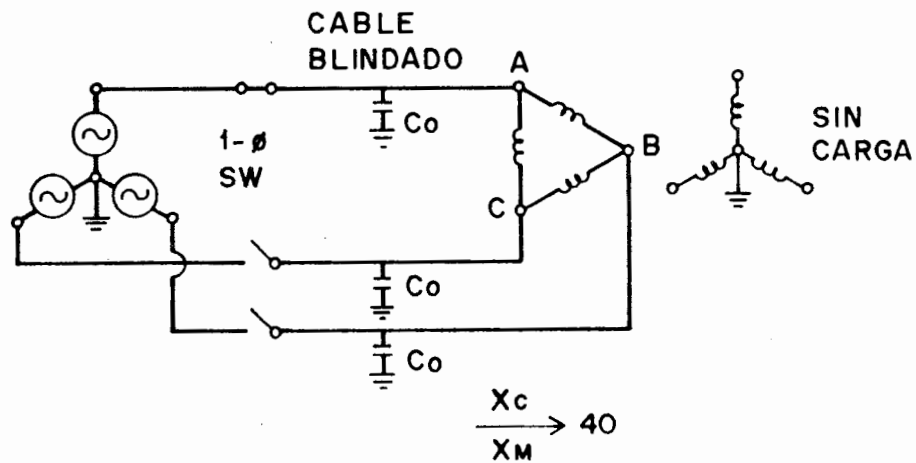
Con el blindaje en los conductores primarios enterrados, así como el incremento de los circuitos telefónicos con cables también enterrados, la interferencia telefónica desaparece.

Lo más importante es el uso de los conductores primarios con cables que incrementa la posibilidad de ferorrresonancia. Este fenómeno viene a ser un serio problema de operación; por esta razón, una revisión de la relativa vulnerabilidad de la conexión delta/estrella a la ferorrresonancia resulta interesante.

FERRORRESONANCIA

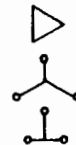
Muchos estudios sobre este fenómeno se han realizado, y muchos artículos se han escrito. Aquí revisaremos sus principios resumiendo las condiciones en las cuales puede presentarse e indicaremos valores que pueden ser considerados para minimizar la probabilidad de que se presente. En la figura 5.28 se muestra una fuente trifásica, efectivamente aterrizada, los cables de alimentación son monofásicos blindados, existe una capacitancia a tierra (C_0), pero esencialmente no existe la de fase a fase. En el extremo de los cables se tiene conectado un transformador trifásico con el devanado primario conectado en delta.

Cuando el seccionador es conectado sólo en la fase A, como se muestra en la figura, la no linealidad de la impedancia de excitación del transformador se energiza en serie con la capacitancia de los cables a tierra de la fase B y C.



ES POSIBLE SI LOS DEVANADOS PRIMARIOS ESTAN CONECTADOS EN:

- DELTA
- ESTRELLA NO ATERRIZADA
- T NO ATERRIZADA



Y:

- EXISTE CAPACITANCIA DE FASE A FASE Y/O FASE A TIERRA ENTRE EL SWITCH MONOFASICO Y EL TRANSF.
- $C = 0.32 \mu f / KM$ (SISTEMA SUBTERRANEO)
- $C = 0.006 \mu f / KM$ (SISTEMA AEREO)

FIGURA 5.28

Inicialmente estas capacitancias actúan similarmente a un cortocircuito, produciéndose corrientes elevadas. Dependiendo del magnetismo residual en el núcleo el transformador puede saturarse, permitiendo un mayor incremento en la corriente debido a la no linealidad del núcleo y al valor de la carga existente en la capacitancia de los cables. El resultado es el cambio de energía entre el transformador y los cables conectados a las fases B y C. Esto puede producir sobrevoltajes entre las fases B y C a tierra, y a través de los devanados del transformador. Cuando la segunda fase es energizada, el sobrevoltaje puede persistir, y ser aún más crítico. Puede producir cambios en la secuencia de fases, fallas en los apartarrayos y fallas de aislamientos del transformador o en otros equipos en el sistema primario.

En general, la ferorrresonancia puede presentarse si los devanados del primario de un transformador no están aterrizados, tal como se indica en la figura 5.28. En adición, la fuente debe estar también aterrizada y existir una capacitancia de fase y/o de fase a tierra entre las terminales, dado que los cables aislados utilizados en sistemas de distribución subterránea tienen valores del orden de 0.155 a 0.466 microfaradios por Km mientras que en los cables del sistema aéreo es del orden de 0.0062 microfaradios por Km, la reactancia capacitiva de un circuito subterráneo es aproximadamente del 5% de un cable aéreo de la misma longitud.

Es claro entonces, que la probabilidad de la ferorrresonancia es mucho mayor en sistemas subterráneos que en sistemas aéreos.

Cuando la conexión de devanado primario no es aterrizada, la probabilidad para que se presente la ferorrresonancia puede reducirse si se tienen las condiciones que se muestran en la figura 5.29. El uso de seccionador trifásico es efectivo, pero costoso. Si la operación es realizada en las terminales del transformador, es muy difícil que se presente la ferorrresonancia, pero cabe mencionar que se ha presentado en sistemas de distribución de alto voltaje (34.5/19.9 kv). Esto se debe a la resonancia entre la reactancia de magnetización del transformador y su capacitancia interna. Los sobrevoltajes debido a la ferorrresonancia serán limitados a valores aceptables si se tiene conec -

PARA MINIMIZAR SU PROBABILIDAD

- USO DE SWITCHEO TRIFASICO
- SWITCHEO SOLO EN EL TRANSFORMADOR
- CARGA RESISTIVA DEL 5-10% EN EL LADO SECUNDARIO

ES DIFICIL QUE SE PRESENTE SI LOS DEVANADOS PRIMARIOS ESTAN CONECTADOS EN:

- ESTRELLA ATERRIZADA
- T ATERRIZADA



MUCHOS ARTICULOS MENCIONAN QUE LA FERRORESONANCIA NO SE PRESENTA CON ESTAS CONEXIONES DE LOS DEVANADOS.

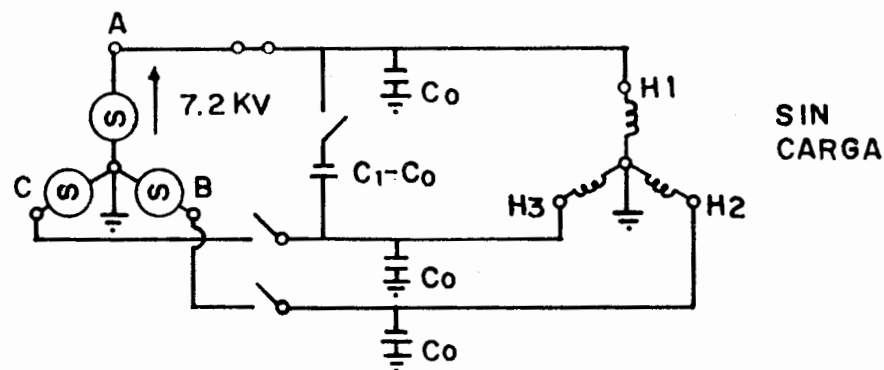


FIGURA 5.29

tada en el lado secundario del transformador una carga resistiva grande. La magnitud de la carga es función del tamaño del transformador, la longitud de los cables y del voltaje primario, pero generalmente una carga resistiva del 5 al 10% de la capacidad del transformador es suficiente.

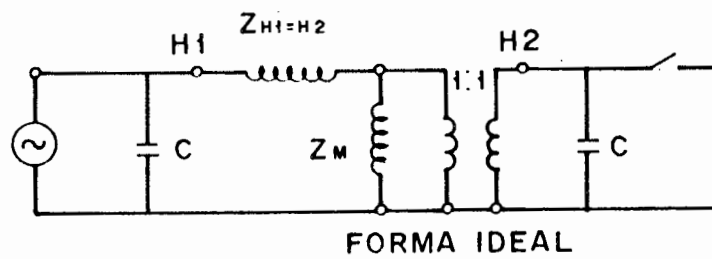
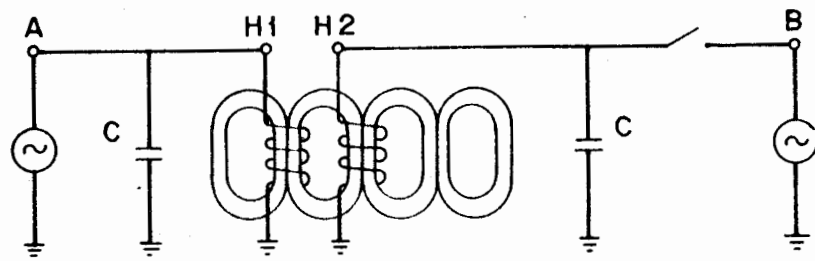
Una cuarta alternativa para minimizar la probabilidad de la ferorresonancia cuando se tiene operaciones monofásicas a distancia del transformador, es el uso de conexión estrella aterrizada/estrella aterrizada en un transformador. Esto no quiere decir que no se presentará, como veremos, sino que su posibilidad es mínima.

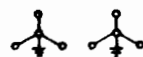
Finalmente, si el transformador fuera del tipo triplex, el cual consiste realmente de tres transformadores monofásicos en un transformador, no hay acoplamiento magnético entre fases, y la ferorresonancia no puede presentarse.

SOBREVOLTAJES CON LA CONEXION DE LOS DEVANADOS EN ESTRELLA ATERRIZADA.

Considerando el transformador con sus devanados primarios conectados en estrella aterrizada, el secundario sin carga, y los cables que alimentan al transformador monofásico, del tipo blindado, no hay acoplamiento capacitivo entre fases, pero existe acoplamiento magnético, a través del núcleo del transformador. Esta situación puede producir sobrevoltajes, pero de un tipo diferente de aquellas que hemos considerado. Estos sobrevoltajes no son verdaderamente debidos a la ferorresonancia; sin embargo, pueden presentarse y causar problemas.

Para explicar este fenómeno consideramos que el seccionador en la fase "A" es cerrado, energizando la terminal "HI" del transformador. Por




 CALENTAMIENTOS EN EL TANQUE
 DEL TRANSFORMADOR

◦ AMPOLLAS EN LA PINTURA

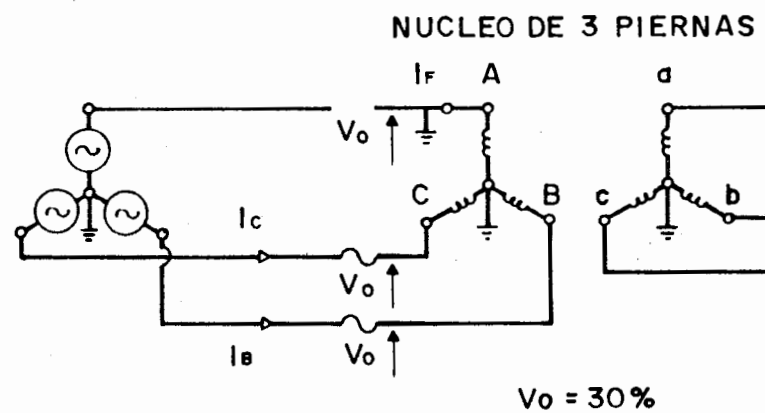


FIGURA 5.30

simplicidad se desprecia el cable C; entonces el circuito mostrado en la parte superior de la figura 5.30 representa la condición necesaria puede observarse que el núcleo del transformador puede tener tres, cuatro o cinco piernas. El voltaje desde la terminal "H1" a tierra es fijado por la fuente de voltaje. La terminal del transformador "2" está conectada a tierra a través de la capacitancia del cable de la fase "B". El transformador sólo se comporta como de dos devanados, con una relación de uno a uno. El circuito equivalente aproximado se muestra en la parte inferior de la figura. Aquí, "ZH1-H2" es la impedancia entre los dos devanados primarios y "ZM" es la impedancia equivalente de la magnetización. Como la capacitancia entre "H2" y tierra se incrementa de cero (circuito abierto), la corriente capacitiva en la impedancia de alta tensión (ZH1-H2) se incrementará. Teóricamente, si la impedancia en el circuito equivalente fuera lineal y no resistiva, habría un valor de "C" que causaría que el voltaje de "H2" a tierra tienda a infinito, afortunadamente, esto no ocurre ya que las pérdidas y la no linealidad de la impedancia preveé que el voltaje se incremente a valores no tan altos. Algunas pruebas han mostrado que voltajes mayores a los voltajes nominales de los devanados aparecen en las terminales no energizadas a tierra; sin embargo, estos valores no excedieron 2.1 veces el valor pico del voltaje aplicado. Aunque hay diferencias entre los resultados obtenidos por varios investigadores, es claro que la longitud de los cables para asegurar que la ferorresonancia no se presente con transformadores conectados en delta/estrella aterrizada debe ser muy corta; del orden de 15 metros. En contraste, pruebas con unidades conectadas en estrella aterrizada/estrella aterrizada indican que longitudes de 180 metros se pueden utilizar ya que cuando se presentaron sobrevoltajes, estos fueron de sólo dos veces la tensión nominal.

El análisis anterior y los resultados de pruebas muestran que el uso de la conexión estrella aterrizada/estrella aterrizada en transformadores alimentados a través de cables blindados es el mejor medio para minimizar las sobretensiones. La experiencia satisfactoria de las compañías su-

ministradoras de energía eléctrica con estos transformadores tienden a verificar estas conclusiones.

CALENTAMIENTO DEL TANQUE CON LA CONEXION ESTRELLA ATERRIZADA

El concepto de que excesivos calentamientos en el tanque pueden ocurrir en transformadores conectados en estrella aterrizada/estrella aterrizada con núcleos de tres piernas es perfectamente conocido. Esto ocurre porque los transformadores son diseñados de tal manera que el flujo en las piernas del núcleo tiende a la saturación en todas sus piernas bajo condiciones de cargas balanceadas. Bajo condiciones de cargas desbalanceadas, una o más piernas del núcleo se saturarán, y el flujo será forzado a salir del núcleo entrando al espacio que lo rodea, la pared del tanque forma una trayectoria para este flujo disperso siendo un conductor magnético pobre. Este flujo causa pérdidas eléctricas, que resultan en calentamientos del tanque. Un caso de este fenómeno es ilustrado en la figura 5.31. Aquí, una falla a tierra en la fase "A" del alimentador primario causa que el fusible en la fase "A" opere; sin embargo el conductor de la fase "A" permanece aterrizado. Un análisis del circuito, usando parámetros típicos, muestra que un desbalanceo de voltaje del 30% de voltaje nominal se presenta en el transformador y la corriente en el fusible de la fase "B" y "C" probablemente no cause que los fusibles operen. Con un 30% de desbalanceo en el voltaje, el flujo en el núcleo del transformador se escapa y produce calentamientos en los tanques. En algunos casos ha ocurrido que la temperatura del tanque alcance un nivel tal que cause que la pintura se dañe y en algunos el transformador falló térmicamente.

Para evitar la posibilidad de calentamientos en el tanque la mayoría de los transformadores conectados en estrella aterrizada se construyen con

CALENTAMIENTOS EN EL TANQUE
DEL TRANSFORMADOR

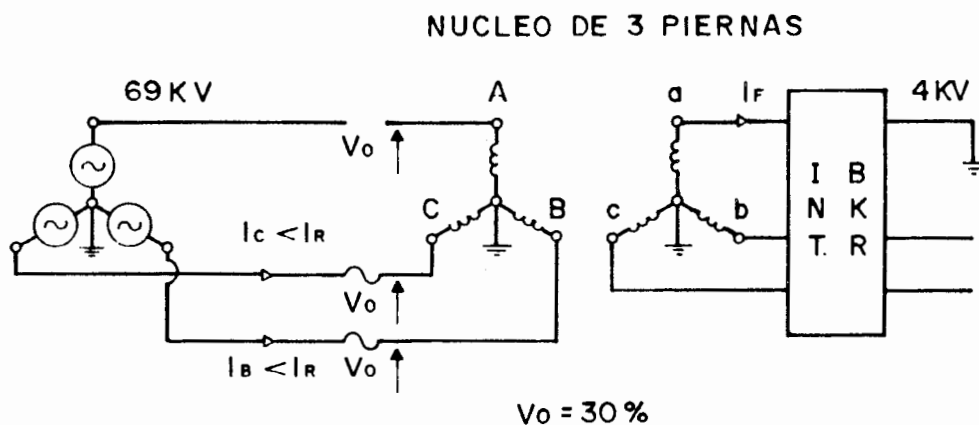


FIGURA 5.31

CALENTAMIENTOS EN EL TANQUE
DEL TRANSFORMADOR

◦ SOLUCIONES

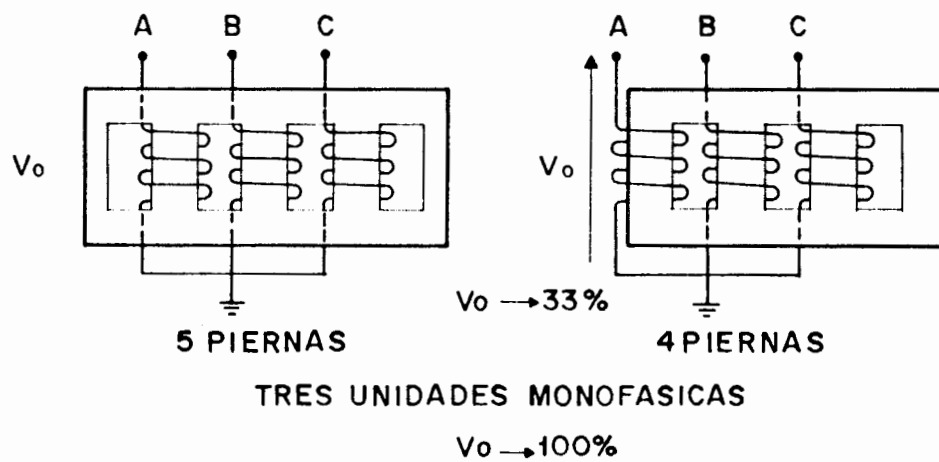


FIGURA 5.32

núcleos de 4 ó 5 piernas. La pierna o piernas adicionales proveen una _
trayectoria más al flujo debido a condiciones de desbalanceo, similares
a las que se muestran en la figura 5.30, donde el desbalanceo puede _
ser del orden del 33%, y así evitar calentamientos en el tanque.



 CALENTAMIENTOS EN EL TANQUE
DEL TRANSFORMADOR

EXCEPTO- CON NUCLEOS DE 4 ó 5 PIERNAS

RECIERRES MONOFASICOS

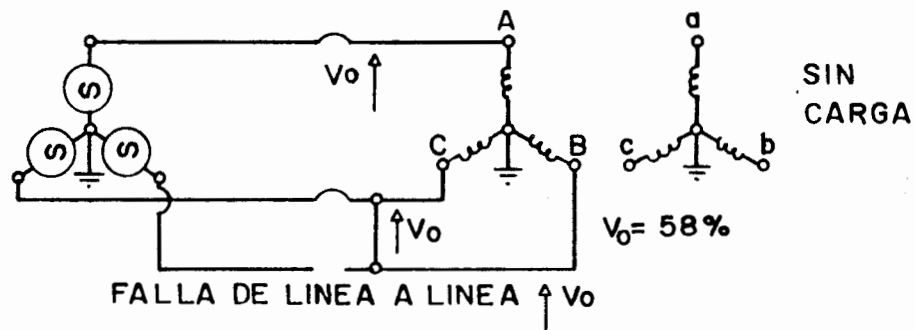


FIGURA 5.33

5.6.- CUESTIONARIO

- 1.- ¿De qué material se construyen generalmente los núcleos de los transformadores y por qué?.
- 2.- ¿Diga cuál es el tipo de corrección de temperatura de un transformador de distribución que trabaja en la Ciudad de México__ a 2300 m.s.n.m.?
- 3.- ¿En qué devanado se instala generalmente el cambiador de derivaciones y por qué?.
- 4.- ¿Qué objeto tiene el diafragma en un transformador?
- 5.- ¿Cómo se podrían clasificar los transformadores en general?.
- 6.- ¿Por qué los valores de impedancia de los transformadores de redes subterráneas automáticas son mas altos que los que operan con sistemas radiales?.
- 7.- ¿En forma general podemos decir que dos transformadores en paralelo, desde el punto de vista de operación, resultan más económicos que un transformador trifásico de una capacidad equivalente? _
- 8.- Dibuje usted las conexiones de tres transformadores monofásicos conectados en estrella, 4 hilos en A.T. y en delta tres hilos en baja tensión. _
- 9.- Describa usted con detalle los dos tipos de costos que afectan principalmente a una empresa suministradora de energía. _
- 10.- Escriba la ecuación del costo anual total de un transformador.
- 11.- Mencione las ventajas y desventajas que tienen las conexiones Δ/Y y Y/Y en transformadores de distribución. _
- 12.- ¿Cómo podemos disminuir la posibilidad del fenómeno de ferro rresonancia en transformadores de distribución subterránea conectados en Δ/Y .? --

- 13.- ¿ Qué funciones tiene el aceite empleado en los transformadores de distribución. ?
- 14.- ¿ Porqué se emplean valores de impedancia grande (2 al 6%) en los transformadores de red automática?.
- 15.- Calcule la capacidad de un banco monofásico compuesto por las dos unidades siguientes:
- Unidad 1 : 45 KVA, $Z = 2.5\%$
Unidad 2 : 37.5 KVA, $Z = 2.1 \%$
- Suponiendo que el transformador 2 no debe estar sobrecargado.
- 16.- Dibuje el diagrama unifilar de un banco trifásico A/Y y escriba sus características generales.
- 17.- ¿ Qué factor importante interviene en la relación de pérdidas para fijar su valor?.
- 18.- ¿En zonas de bajo factor de carga la relación de pérdidas debe ser _ grande o pequeña?.

BIBLIOGRAFIA

1a. PARTE.

- 1.- ESPINOSA R., YEBRA J., SISTEMAS DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA, EDIT. LIMUSA, S.A., 1985 (En imprenta).
- 2.- NORMAS Y ESPECIFICACIONES, CIA. DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO, 1982.
- 3.- GUIA DE DISEÑO DE REDES SUBTERRANEAS. CIA. DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO, S.A., 1982.
- 4.- INTERRUPCION N° 30055, NORMAS LyF, 1981
- 5.- BULLER F.H. AND WOODROW C.A. EQUIVALENTE HOUR VALUES COMPARED, ELECTRICAL WORLD, JULIO 1982, VOL. 92, N° 2.
- 6.- CARACTERISTICAS DAS CARGAS, ENGENHARIA DE ELECTRICIDADE DA ESCOLA POLITECNICA, UNIVERSIDADE DE SAO PAULO, 1975.
- 7.- DISTRIBUTION SYSTEMS. WESTINGHOUSE ELECTRICAL CORPORATION, FOURTH PRINTING, 1965.
- 8.- THE TRANSMISSION AND DISTRIBUTION OF ELECTRICAL ENERGY. HICOTTON, H. BARBER. THE ENGLISH UNIVERSITIES PRESS LTD, 1970.
- 9.- MANUAL TECNICO DE CABLES DE ENERGIA. 1a. PARTE SELECCION DE CABLES Y ACCESORIOS, CONDUMEX.
- 10.- TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION, INDUSTRIA ELECTRICA DE MEXICO, S.A., MARZO 1952.
- 11.- A. BASAVE, F. PEREZ F., R. ESPINOSA Y LARA DETERMINACION ECONOMICA DE LA IMPEDANCIA, RELACION DE PERDIDAS Y EFICIENCIA DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION, SEXTA REUNION DE DISTRIBUCION SUBTERRANEA, IEEE. ACAPULCO, 1984.
- 12.- MARTINEZ P. JAIME SEMINARIO SOBRE DISEÑO DE SISTEMAS SUBTERRANEOS DE DISTRIBUCION CONELEC, 1978.
- 13.- MONZON FERNANDO, SEMINARIO SOBRE DISEÑO DE SISTEMAS SUBTERRANEOS DE DISTRIBUCION CONELEC, 1978.

- 14.- CHANG E. NELSON, DETERMINACION DE PERDIDAS EN ALIMENTA
DORES PRIMARIOS, IEEE TRANSACTIONS, POWER APP. AND SYS-
TEMS, 1975.
- 15.- CONELEC INDUSTRIAS, BOLETIN TECNICO 401.

F/DEPFI/D-70/1987/EJ.2



702369