

SISTEMAS ELECTRICOS DE DISTRIBUCION

ROBERTO ESPINOZA Y LARA

FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTROMECANICA

SEGUNDA EDICION: 1989

D-70

54204 Y 6

F-789FI
2-70
1989
86

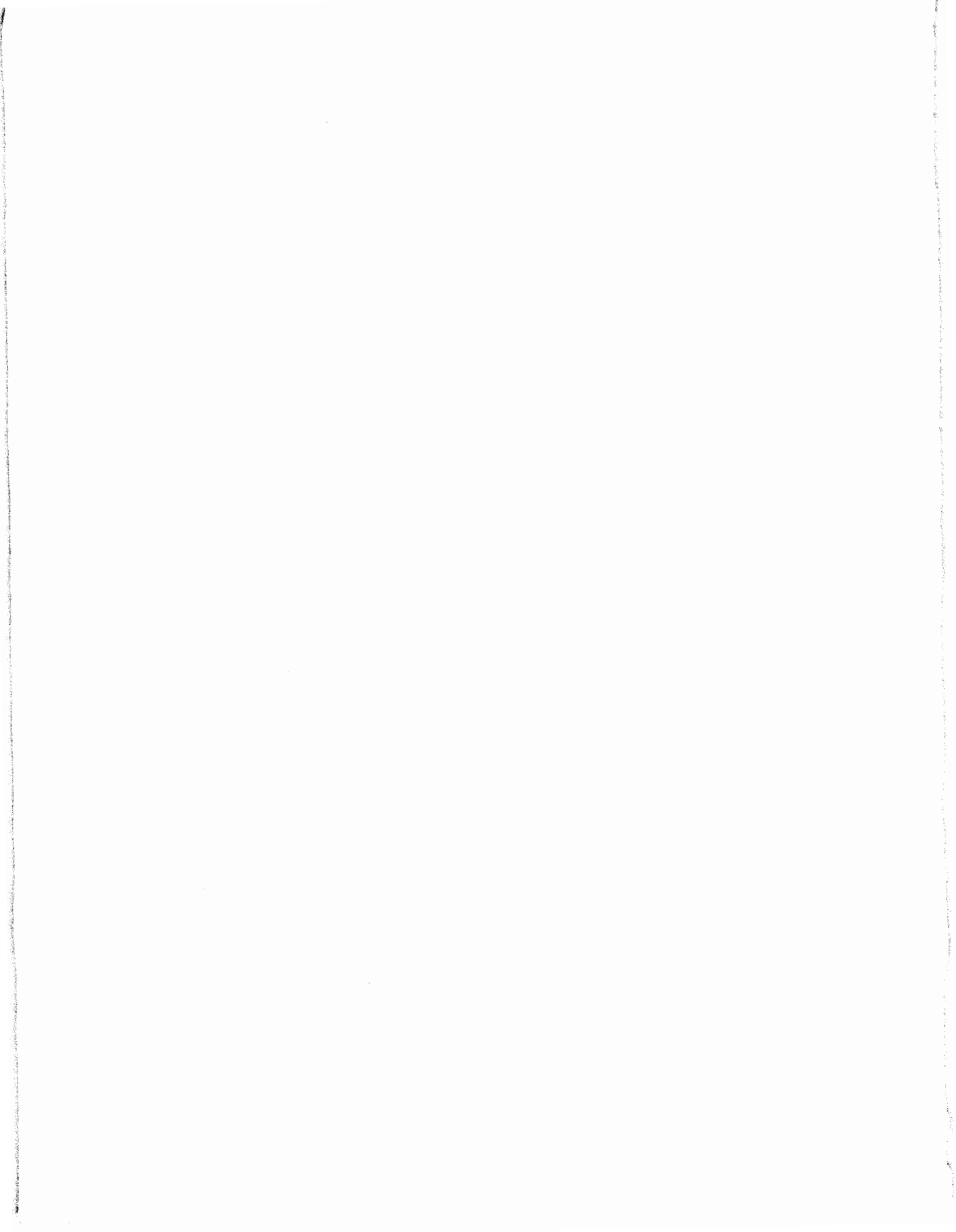


DEPA

INDICE GENERAL

CAPITULO 1.-	CARACTERISTICAS GENERALES
CAPITULO 2.-	CARACTERISTICAS DE LA CARGA
CAPITULO 3.-	CALCULOS FUNDAMENTALES
CAPITULO 4.-	APLICACION DE CABLES DE ENERGIA
CAPITULO 5.-	TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

BIBLIOGRAFIA



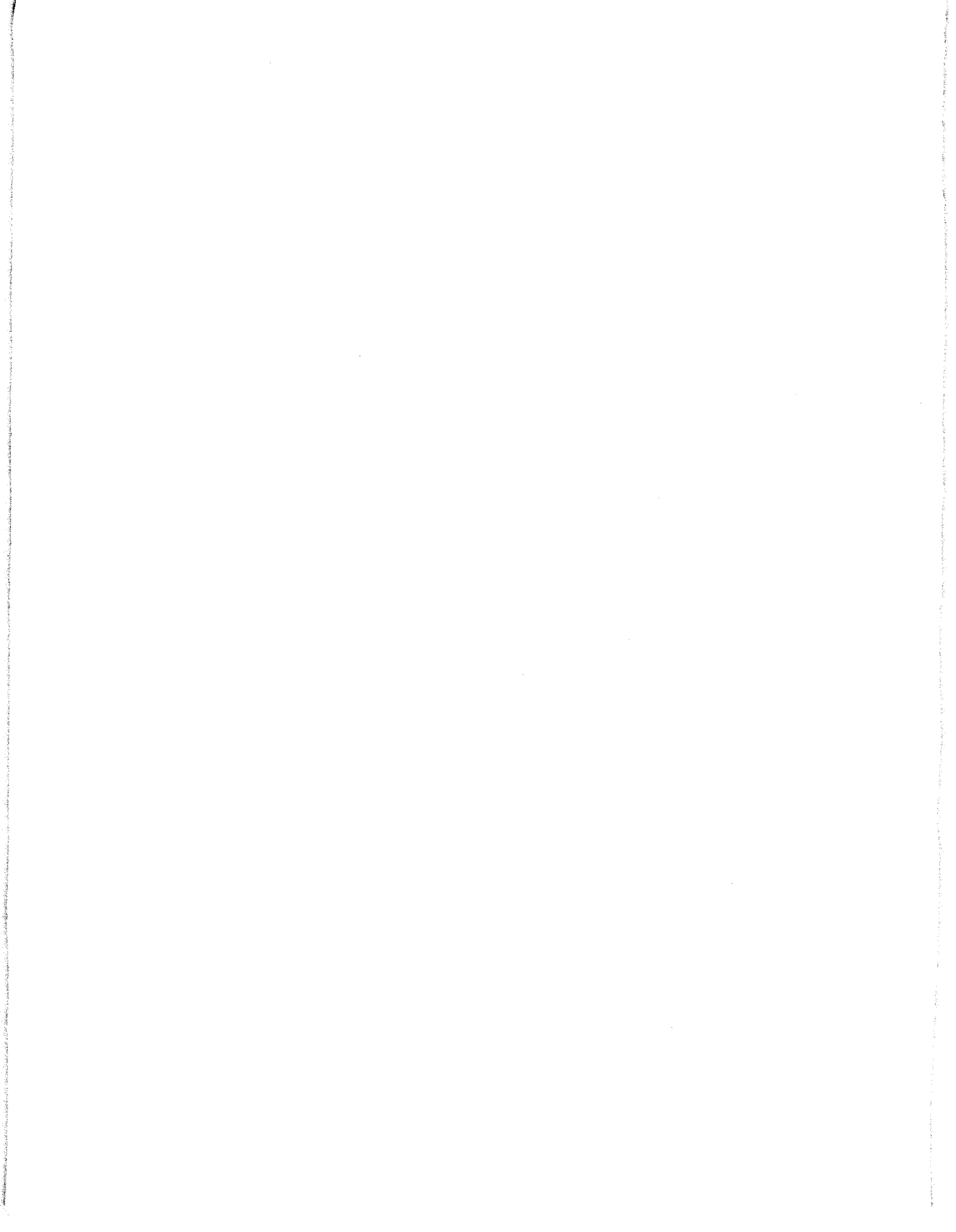
1.- CARACTERISTICAS GENERALES DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION

1.1.- ANTECEDENTES

1.2.- ESTRUCTURAS DE REDES SUBTERRANEAS

1.3.- LINEAS AEREAS

1.4.- CUESTIONARIO



1.- CARACTERISTICAS GENERALES DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION.

1.1 Antecedentes

Definición

Un sistema de distribución eléctrico 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.

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, cuando 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.

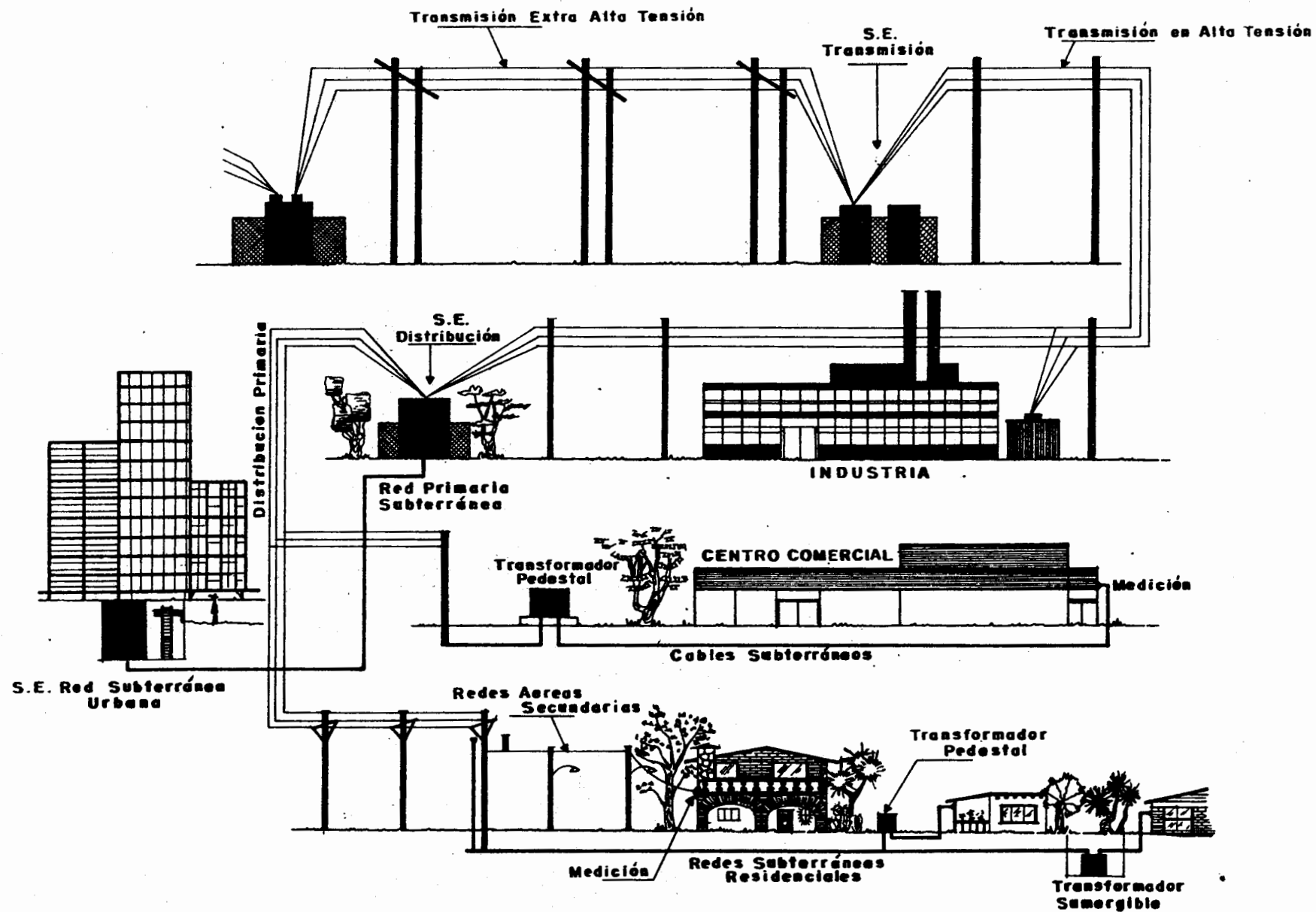


FIGURA 1.1.- SISTEMA DE DISTRIBUCION (AEREO Y SUBTERRANEO)

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

Equipos de protección contra sobretensiones y sobrecorrientes

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:

TRONCAL

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 (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, en - - general 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 se-
meja 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 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 fases 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 si, 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 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 normal-- mente 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 flotan-- te 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 de 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 conec- tados en estrella con neutro aterrizado, no se introducen corrientes armó- nicas de orden impar en los circuitos primarios disminuyéndose la posibilidad de que se presenten sobretensiones por fenómenos de ferorresonan

cia.

En cuanto a las conexiones en el lado secundario de los transformadores trifásicos , normalmente son en 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 y equilibrar las tensiones al neutro ante cargas desbalanceadas. 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 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 Tomás 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 (comunmente 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:

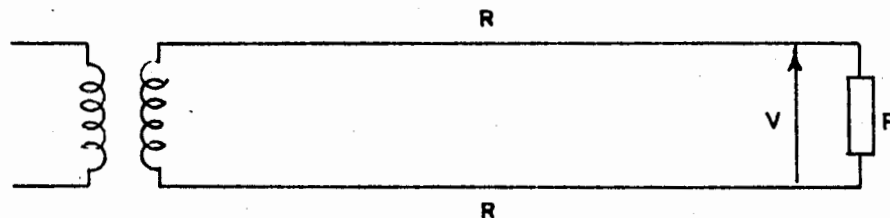
1. Monofásicos dos hilos
2. Monofásicos tres hilos
3. Trifásicos cuatro hilos

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:

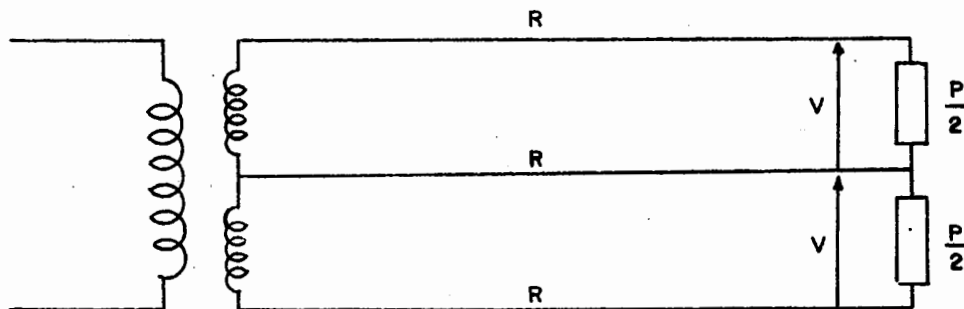
$$\text{Per} = 2RI^2 = \frac{2RP^2}{V^2 \cos^2 \phi}$$

haciendo el cociente $RP^2/V^2 \cos^2 \phi$ 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 Per:

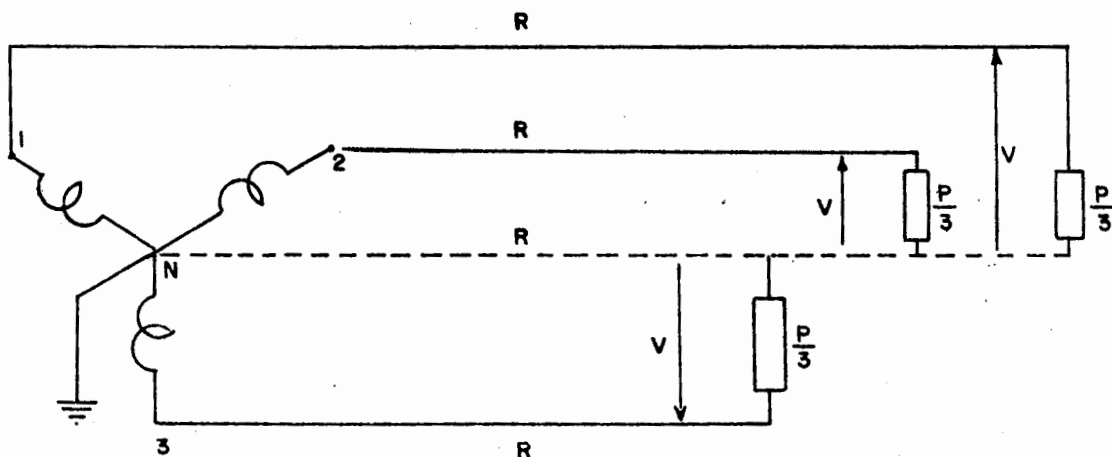
$$Per = 2RI^2 = \frac{RP^2}{2V^2 \cos^2 \phi}$$

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

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

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:

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

El valor de las pérdidas Per :

$$\text{Per} = 3 R I^2 = \frac{R P^2}{3 V^2 \cos^2 \phi}$$

haciendo el cociente $R P^2 / V^2 \cos^2 \phi = k$, 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 instalaciones del usuario.

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

Equipo de protección contra sobrecorrientes y sobretensiones.

Estos elementos juegan un papel muy importante en los sistemas de distribución, ya que garantizan la integridad del sistema protegiéndolo contra corrientes de falla o sobretensiones originadas por descargas atmosféricas. En el primer caso se tienen fusibles e interruptores en alta y baja tensión y en el segundo se cuenta con apartarrayos o hilos de guarda

Elementos componentes secundarios

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

Cuchillas

Reactores

Capacitores

Restauradores

Seccionalizadores

Aisladores

Postes de concreto, fierro o madera

Varillas de tierra

Bóvedas y registros

Ductos de asbesto o PVC

1.2. Estructuras de redes subterráneas.

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
- 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 todos 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 subterráneas de baja tensión en nuestro país debido a la complejidad en su operación y costo.

Estructura de Mediana Tensión

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 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/Km²) y tasas de

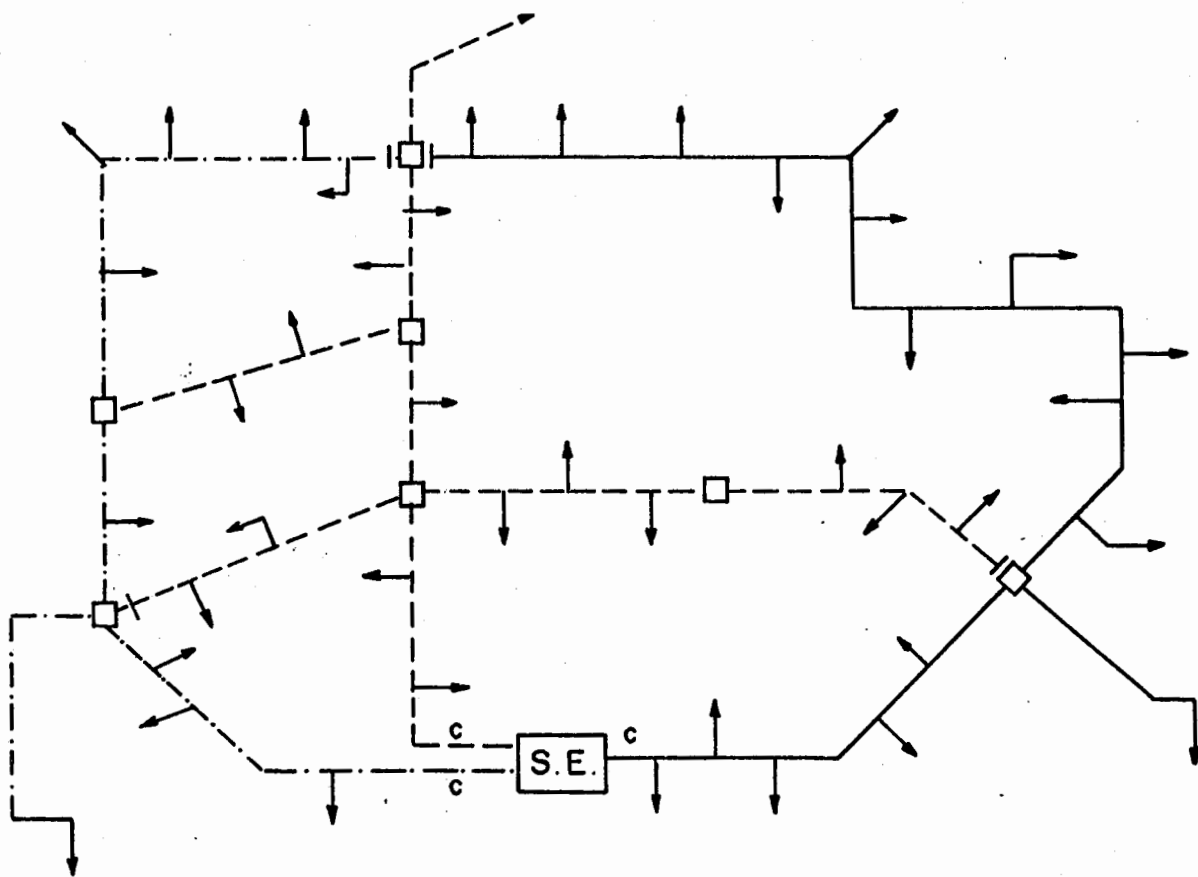


FIGURA 1.2 -- SECCIONAMIENTO DE UNA ESTRUCTURA RADIAL SUBTERRANEA

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.

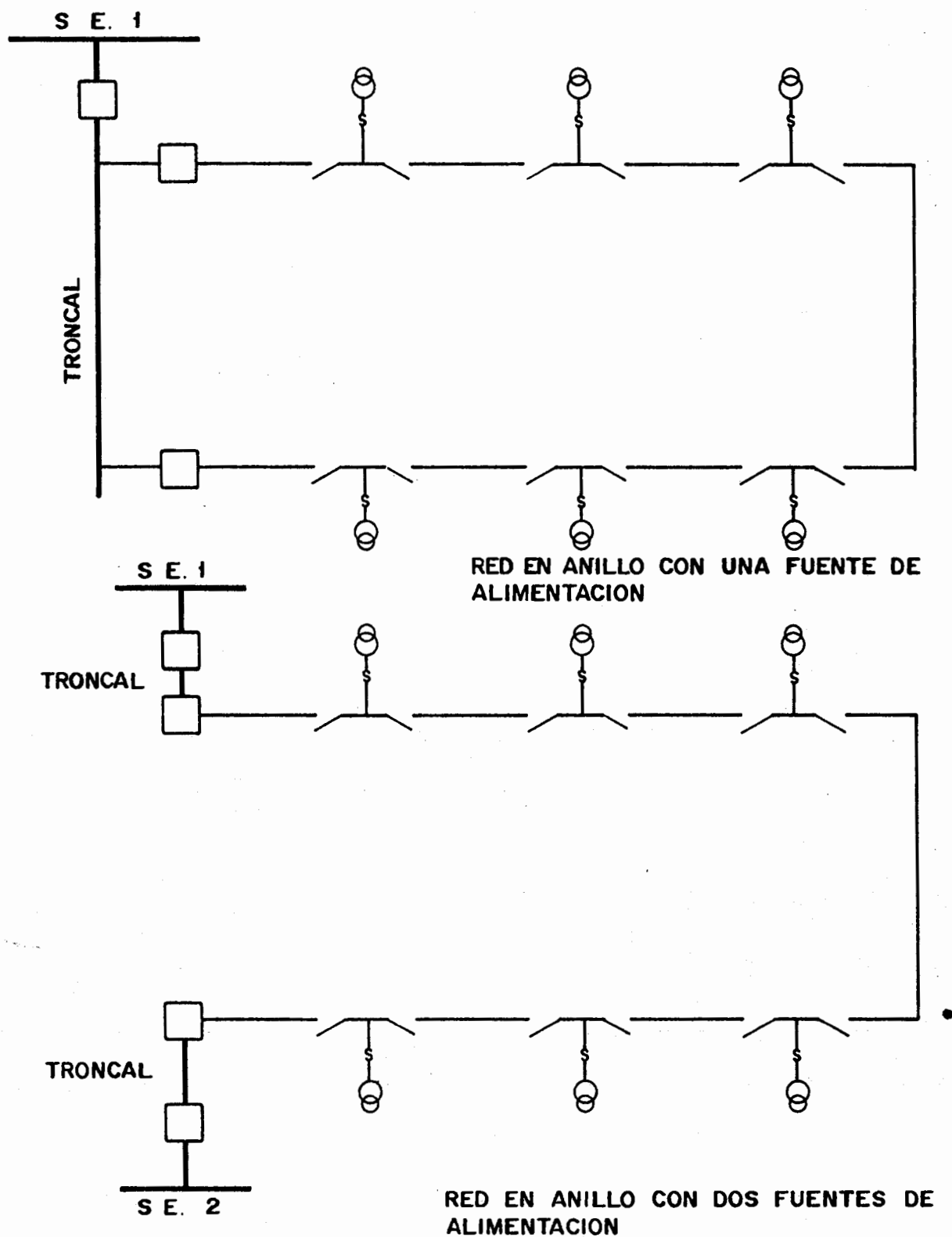


FIGURA 1-3 ESTRUCTURA EN ANILLO CON UNA O DOS FUENTES DE ALIMENTACION

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 cargas marcadamente vertical, es decir, zonas de edificios altos y por ende, grandes concentraciones de carga.

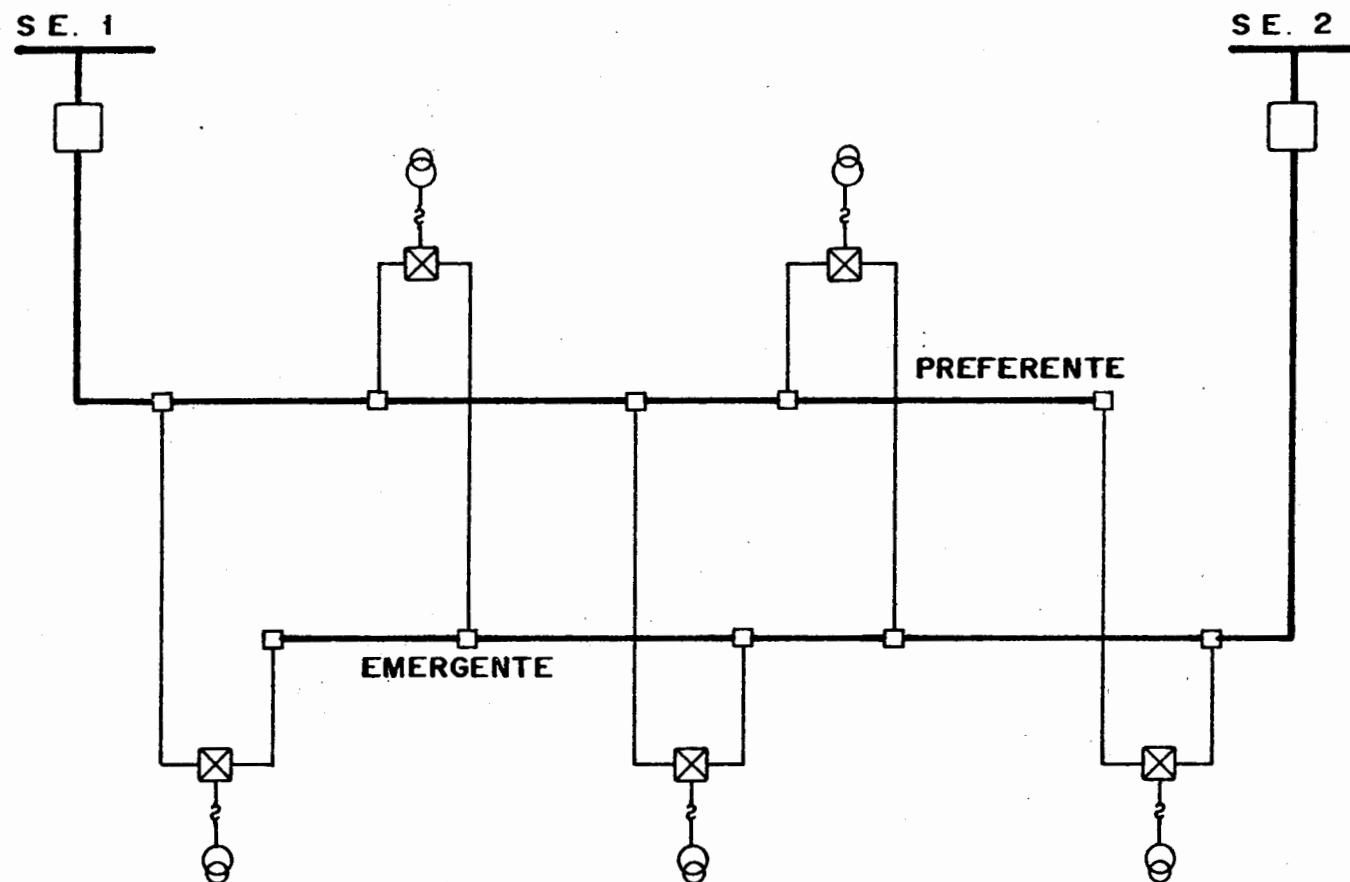


FIGURA 1.4 ESTRUCTURA EN DOBLE ALIMENTACION

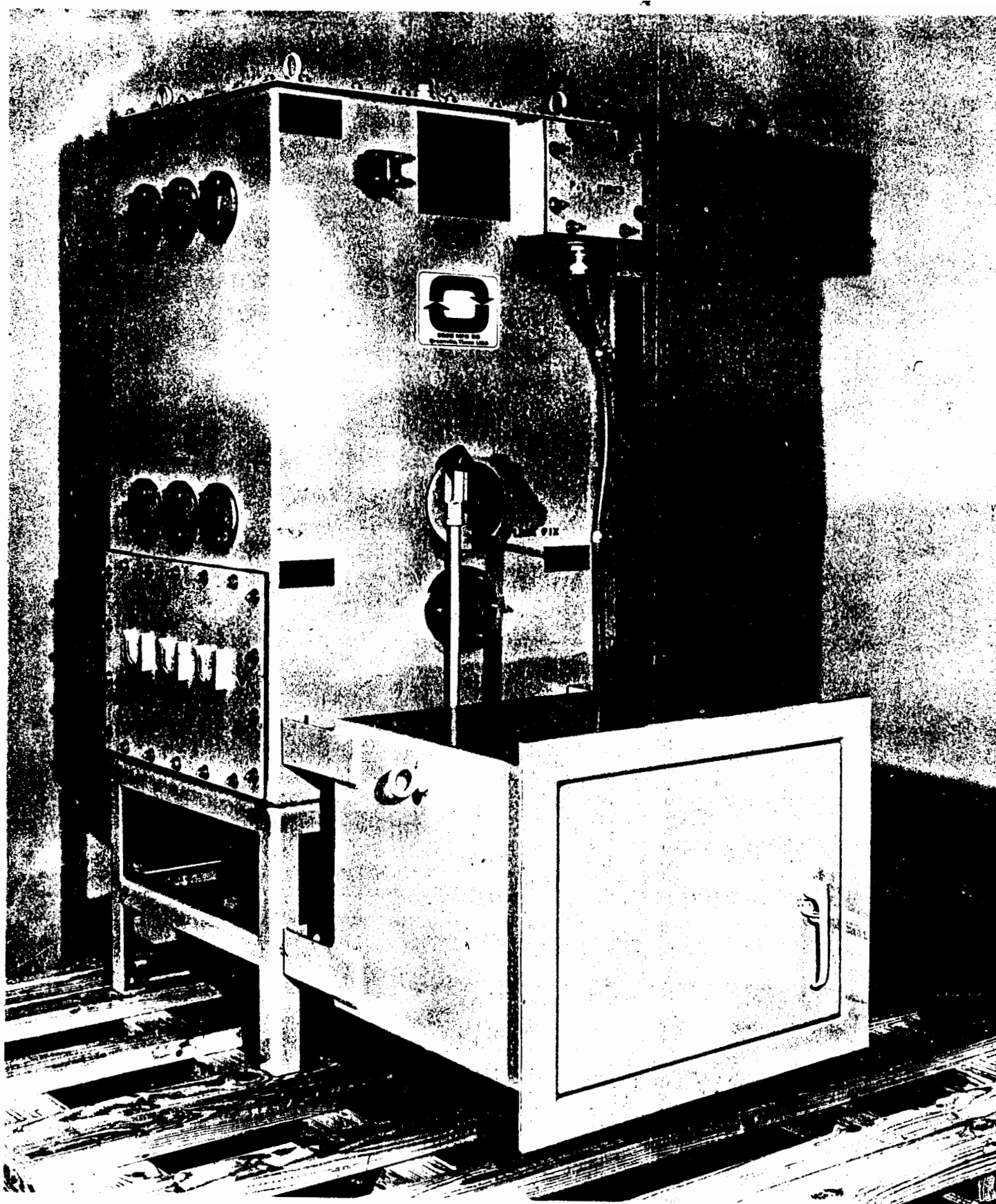


FIGURA 1.5 INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA AUTOMATICA DE CARGA
CLASE 15 KV.

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

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-

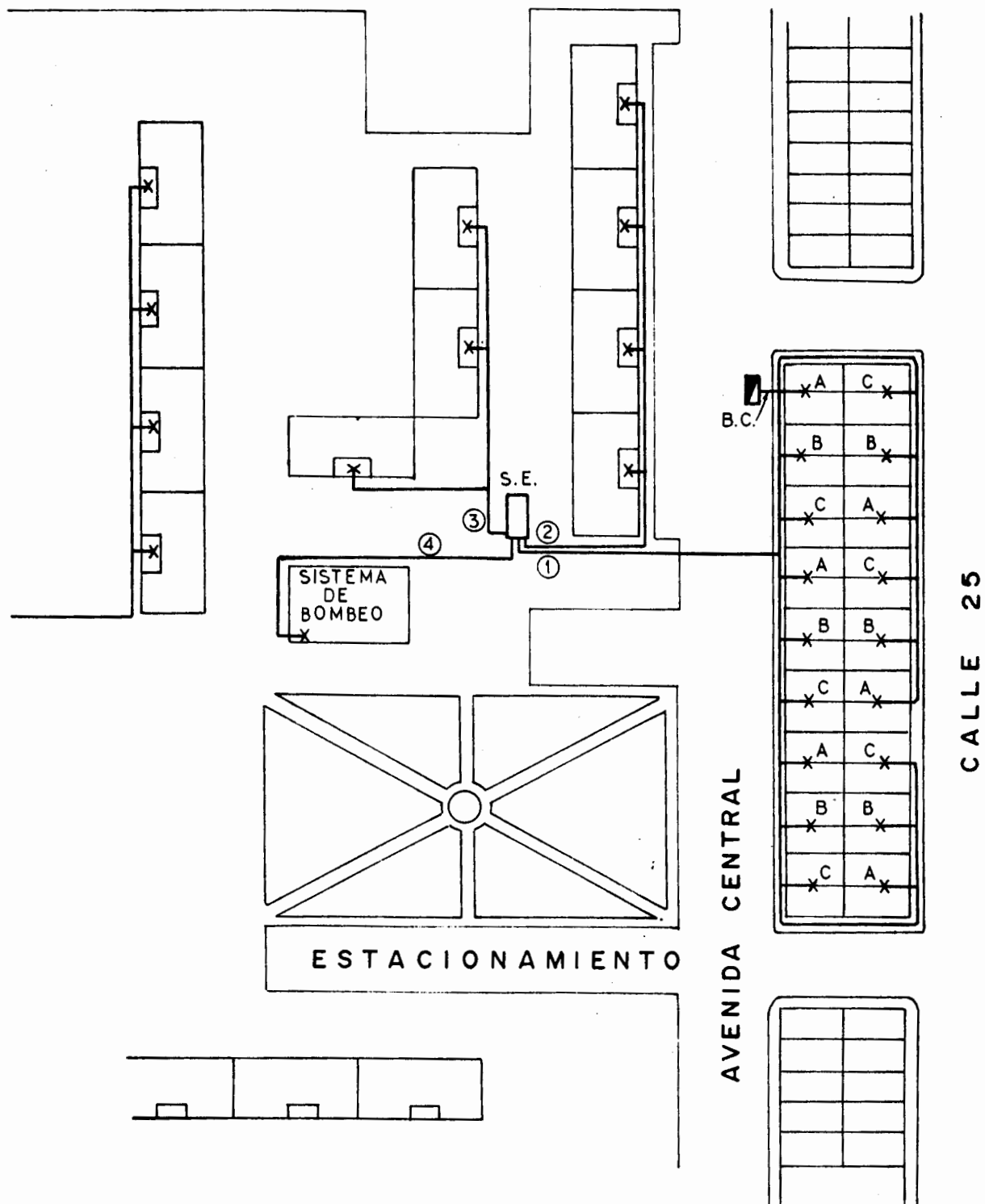


FIGURA 1-7 ESTRUCTURA RADIAL SIMPLE

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.

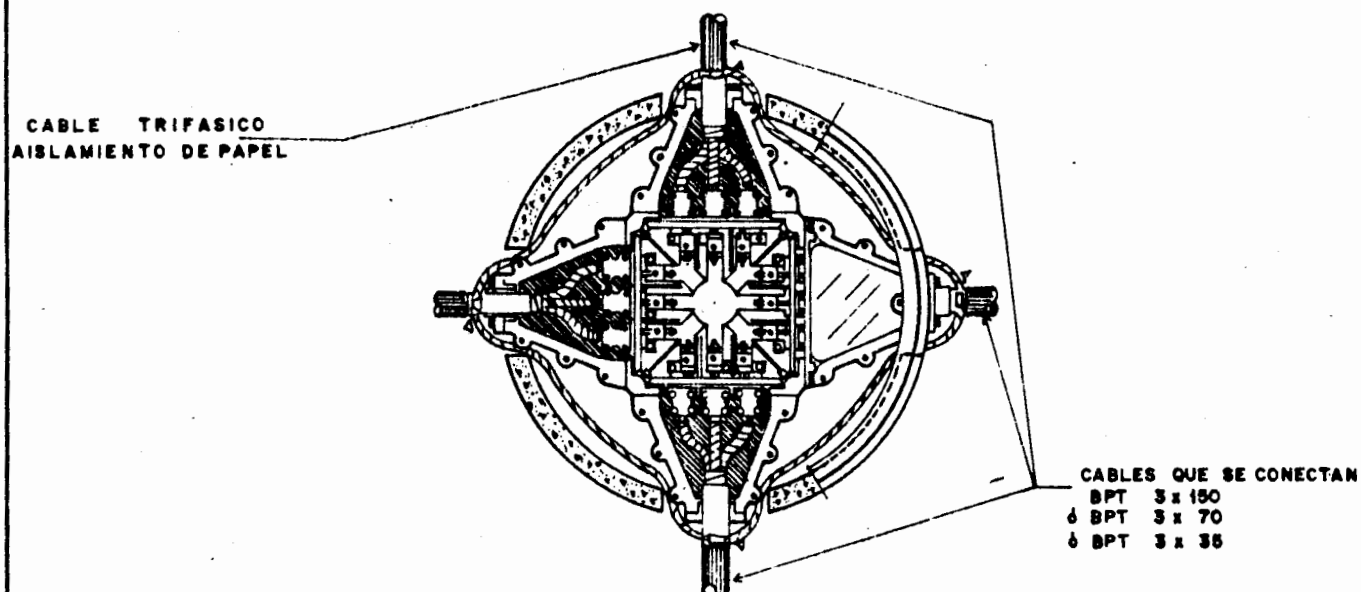
Malla o red automática en B. T.

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, aún en el caso de presentarse fallas en M. T. o B. T.

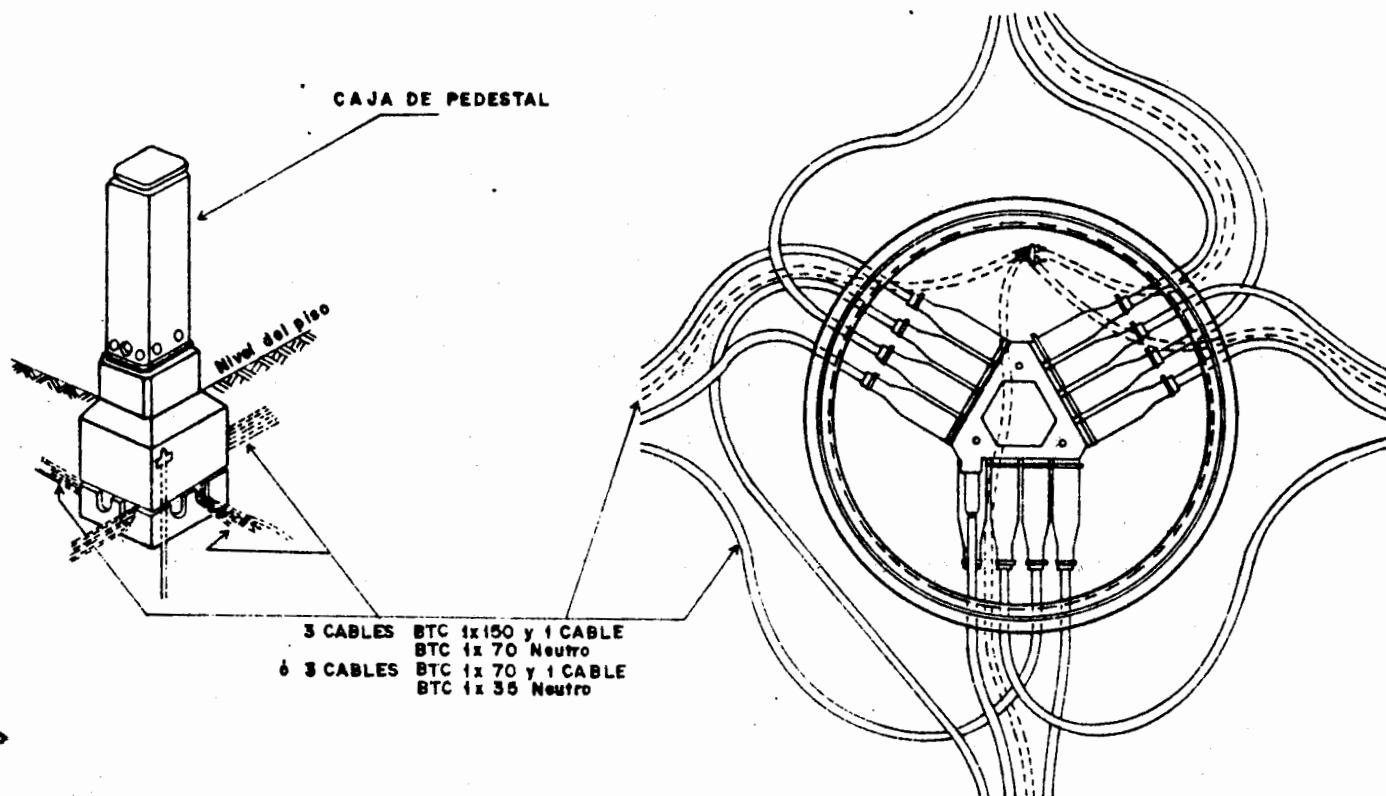
La estructura mallada debe ser implantada en zonas de densidades mayores a los 30 MVA/km² y en donde la carga se encuentre uniformemente repartida a lo largo de las calles.

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**

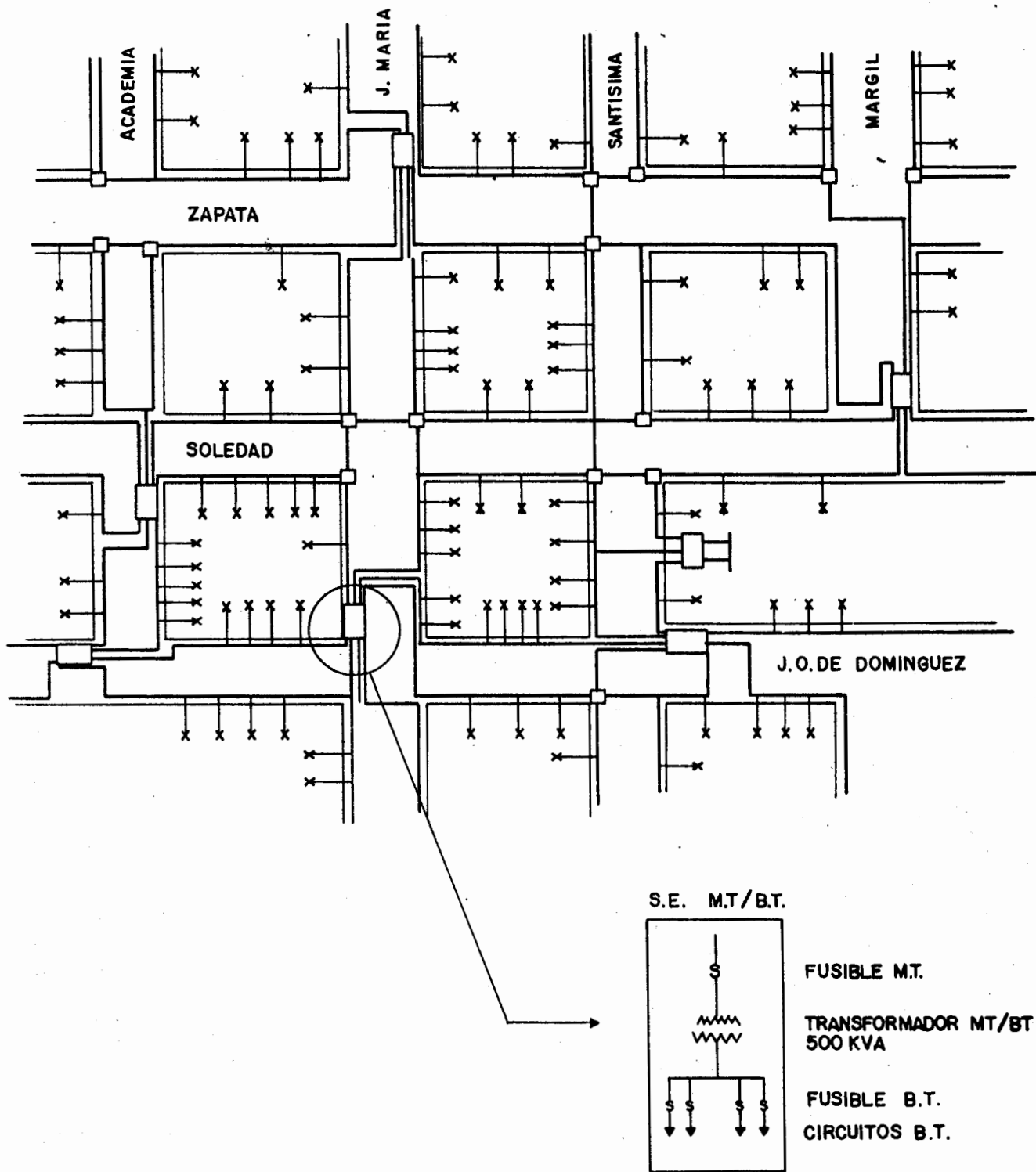


FIG.-1.9 ESTRUCTURA DE BAJA TENSION CON SECCIONAMIENTO

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

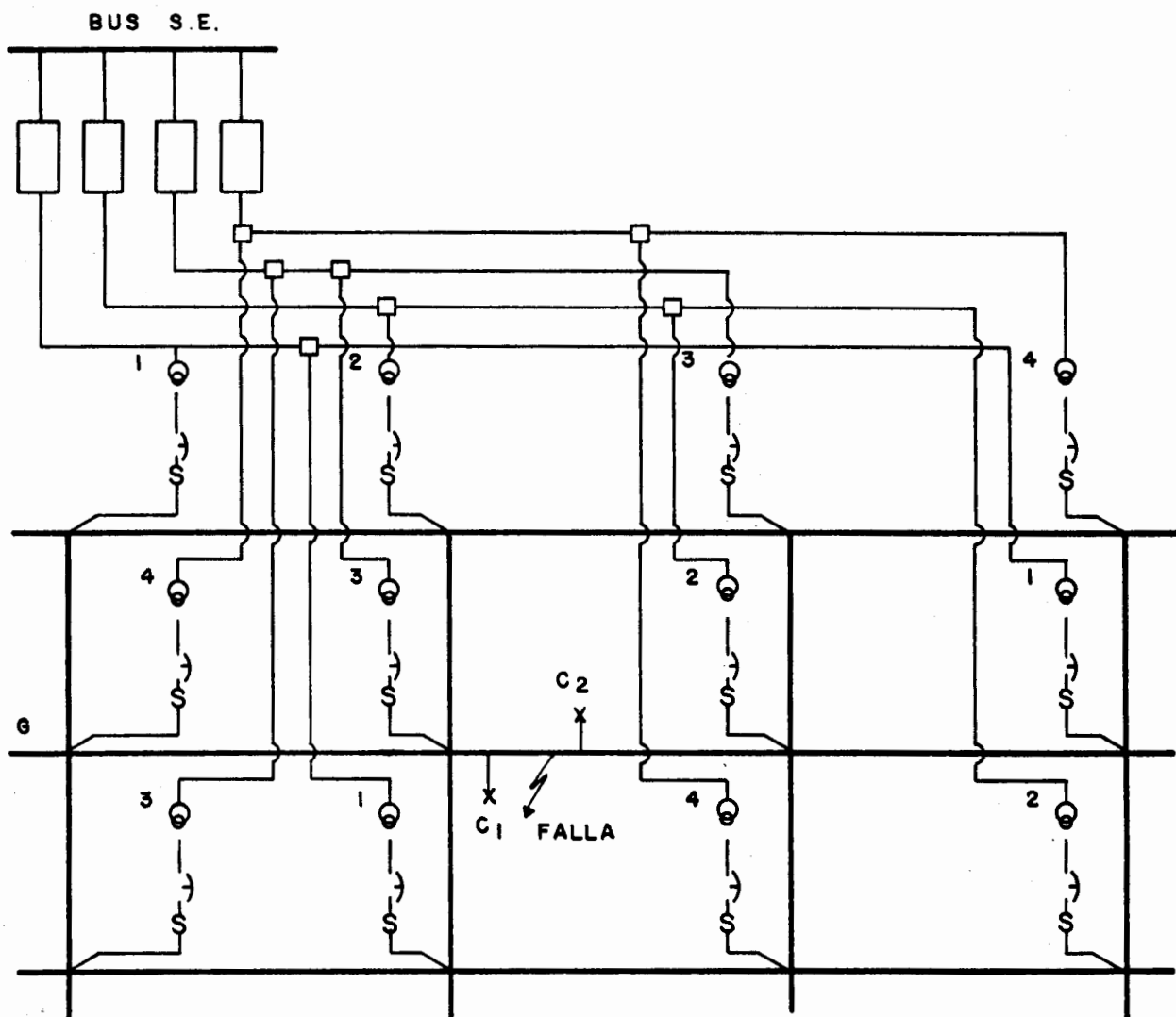
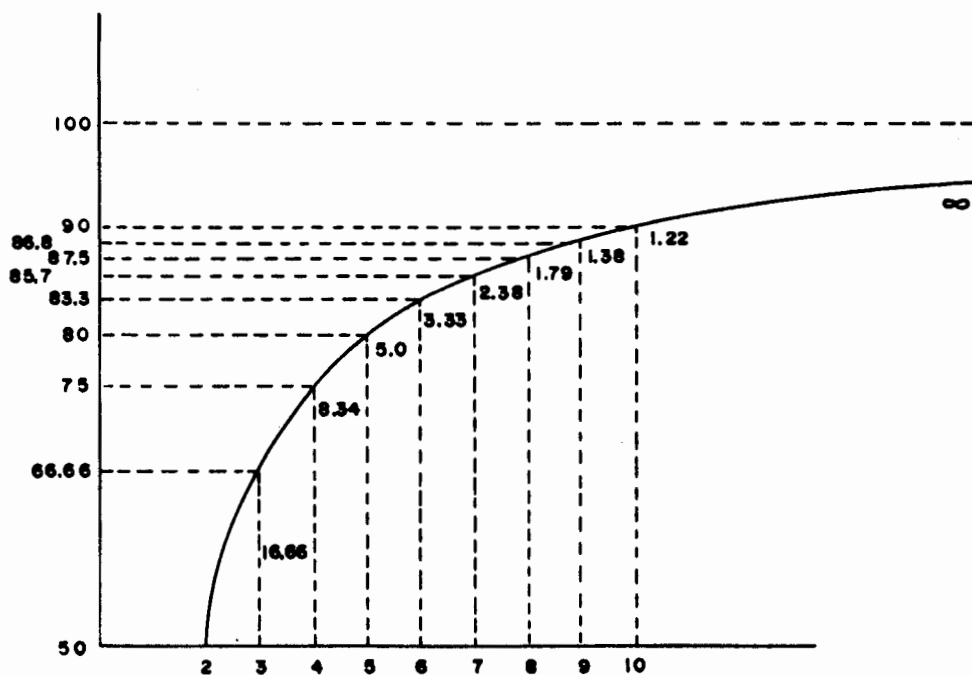


FIG. I.10.- RED MALLADA DE BAJA TENSION

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.



C O N S I D E R A N D O :

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 falle 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.

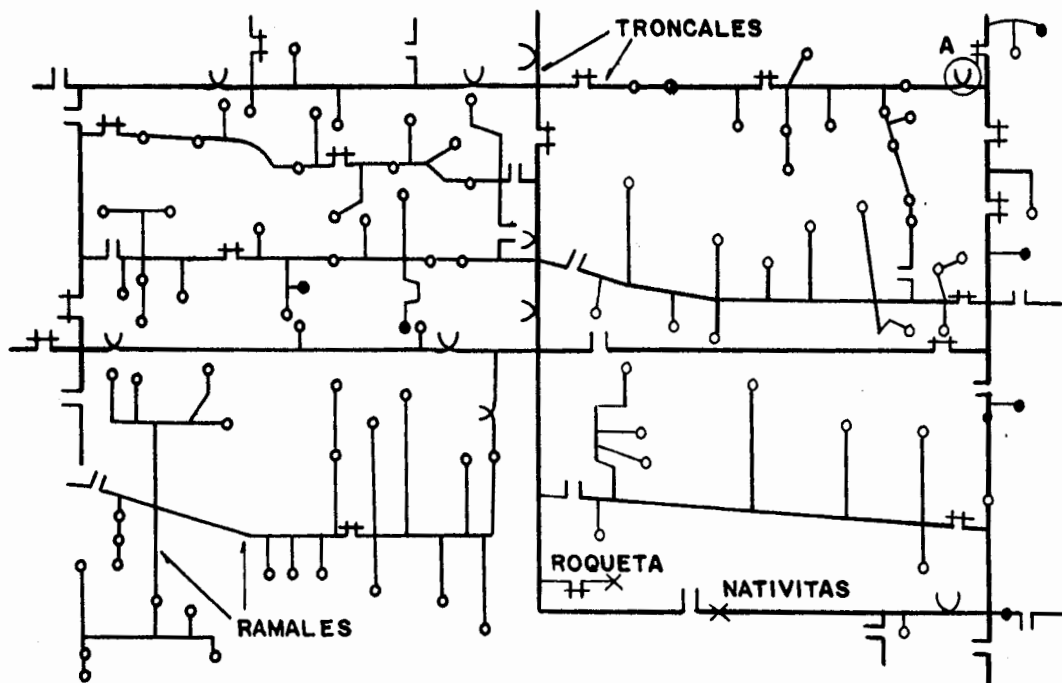


FIGURA 1.12

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

Parte 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/O, 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:

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

cerradas o poner en paralelo dos alimentadores.

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.

Los servicios suministrados en alta tensión tienen, además, protección contra sobretensiones por medio de apartarrayos. 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 sobretensiones que no -- soporten los apartarrayos.

En cuanto a los transformadores de distribución tipo poste, se -- recomienda que siempre se instalen apartarrayos para obtener una protección adecuada.

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 tanto como en las redes subterráneas, los sistemas aéreos - también deben contar con suficiente flexibilidad para absorber los - crecimientos de la carga sin tener que proceder a reestructuraciones - radicales, es decir, la instalación inicial debe realizarse considerando - las tasas de crecimiento. Sin embargo, aquí no es tan grave tener - que remplazar 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 máximo 150 kVA 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

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

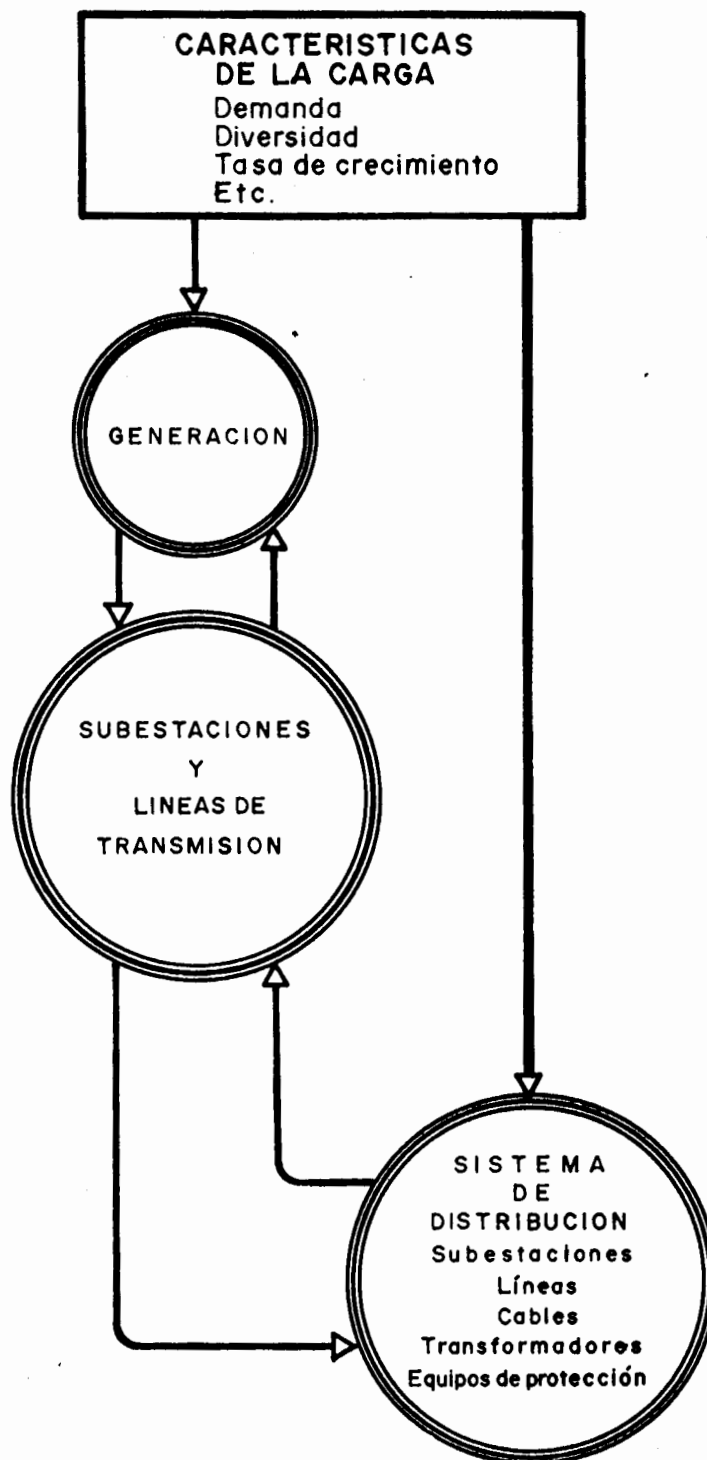


Figura 2.1.— Las características de la carga influyen en los sistemas da potencia y distribución pero no viceversa

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:

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

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

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

TABLA 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, ventiladores.	60 %
. Motores para: operaciones semicontinuas en fábricas y plantas de procesamiento.	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 (DM), 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.

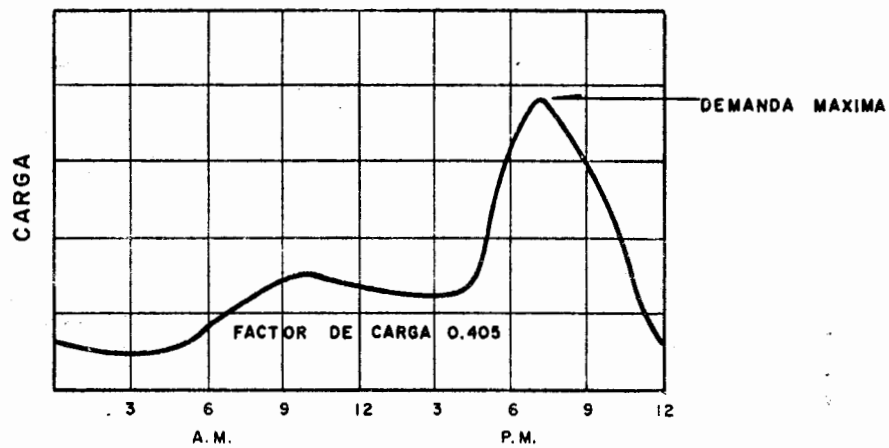


FIGURA 2.2- CURVA DE CARGA HABITACIONAL

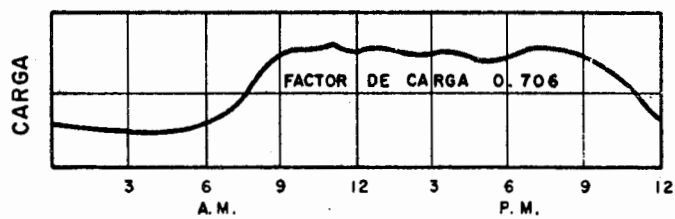


FIGURA 2.3- CURVA DE CARGA COMERCIAL

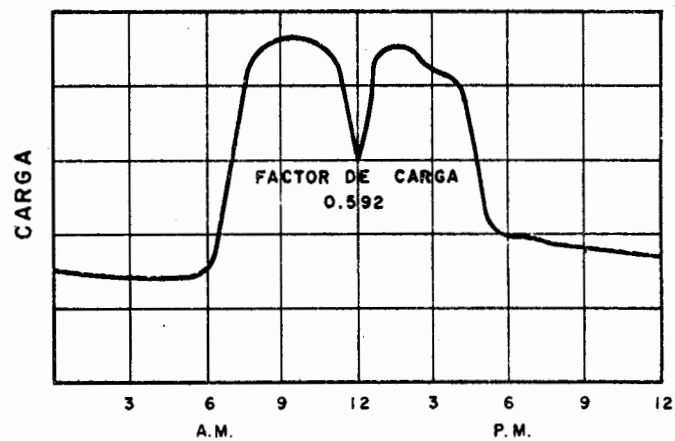


FIGURA 2.4- CURVA DE CARGA INDUSTRIAL

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 ésta 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 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 :

$$F_d = \frac{\sum_{i=1}^n D_{Mi}}{D_{Msis}} \quad (2.7)$$

Este factor podrá aplicarse 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 subestación o entre subestaciones de un mismo sistema de distribución; es entonces 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_{co}
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 residencia (cr) comercial (cc), industrial (ci). La demanda total aplicada, por ejemplo, a un alimentador subterráneo que energice car gas diferentes se calculará:

$$D_{\text{Malim}} = {}^*F_{\text{cc}} \left[\text{No. cr } D_{\text{Micr}} + \text{No. cc } D_{\text{Micc}} + \right. \\ \left. \text{No. ci } D_{\text{Mici}} \right] \quad (2.9)$$

${}^*F_{\text{co}}$ - Se obtiene de la figura 2.5 considerando el número de consumidores = $[\text{No. cr} + \text{No. cc} + \text{No. ci}]$

- 2.- La curva 1 de la figura 2.6 puede usarse para consumidores que tienen equipo de aire acondicionado con control individual y la curva 2 para consumidores con equipo de aire acondicionado de 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

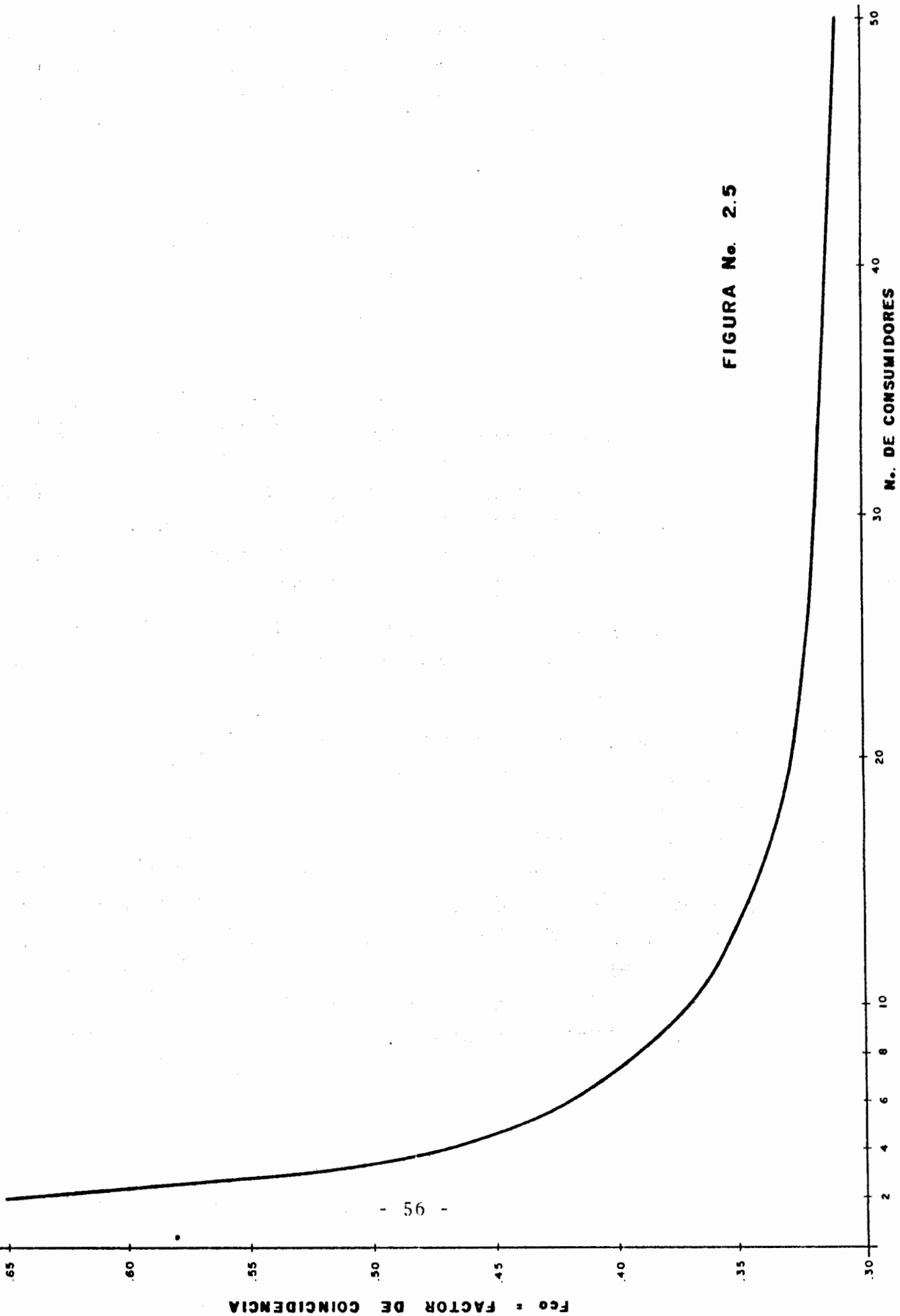


FIGURA No. 2.5

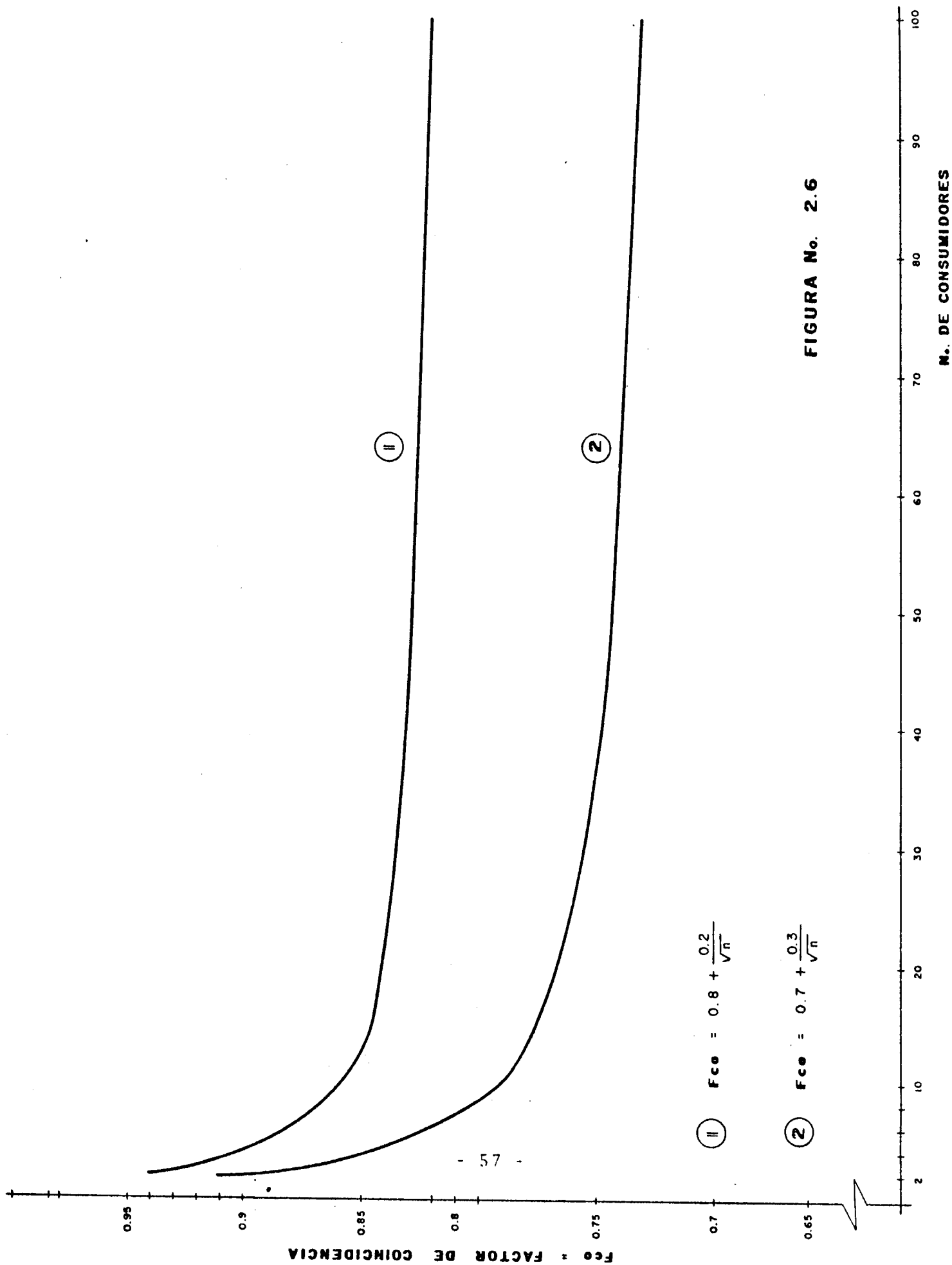
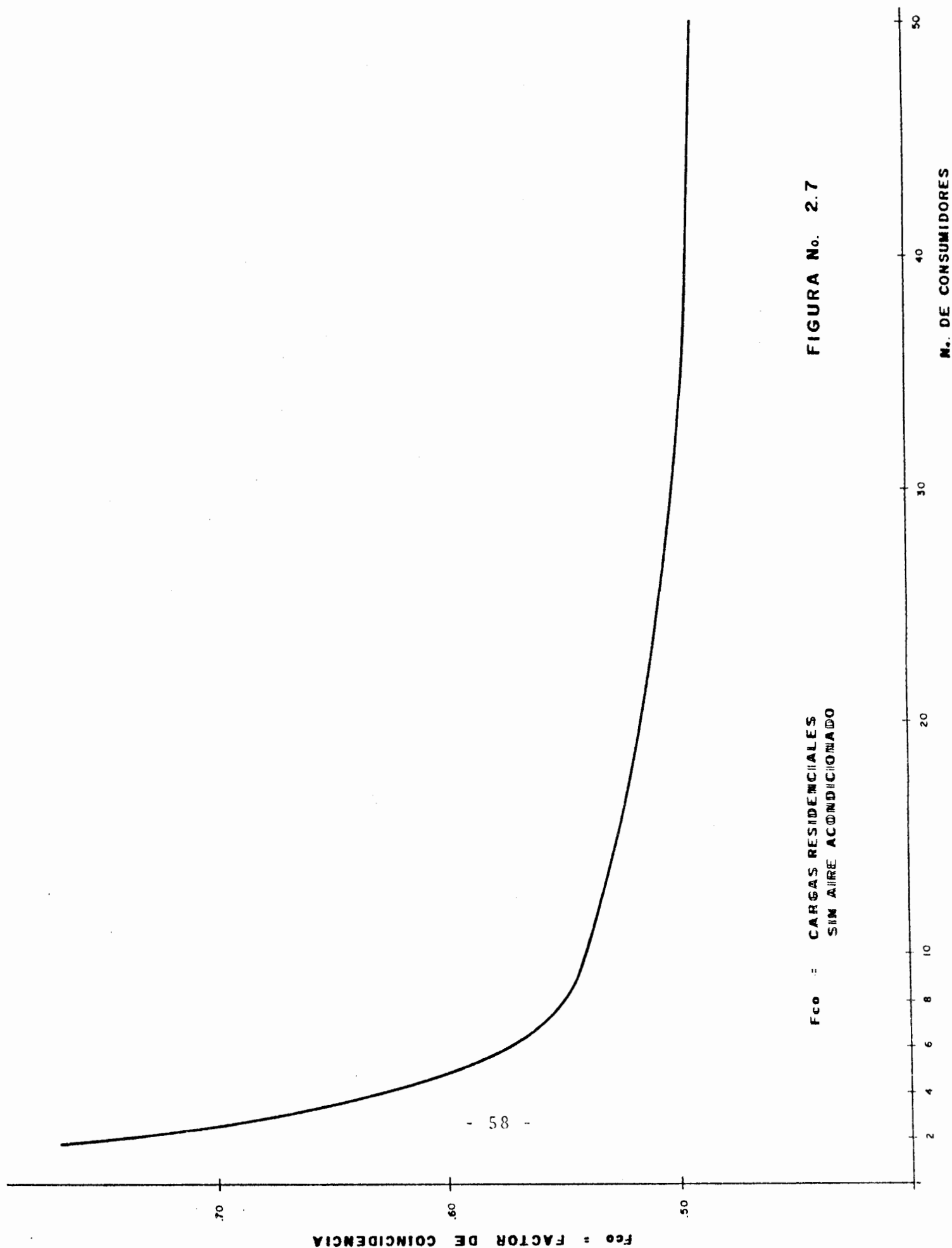


FIGURA No. 2.6



**Fco = CARGAS RESIDENCIALES
SIN AIRE ACONDICIONADO**

FIGURA No. 2.7

N. DE CONSUMIDORES

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:

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

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

NUMERO DE AÑOS

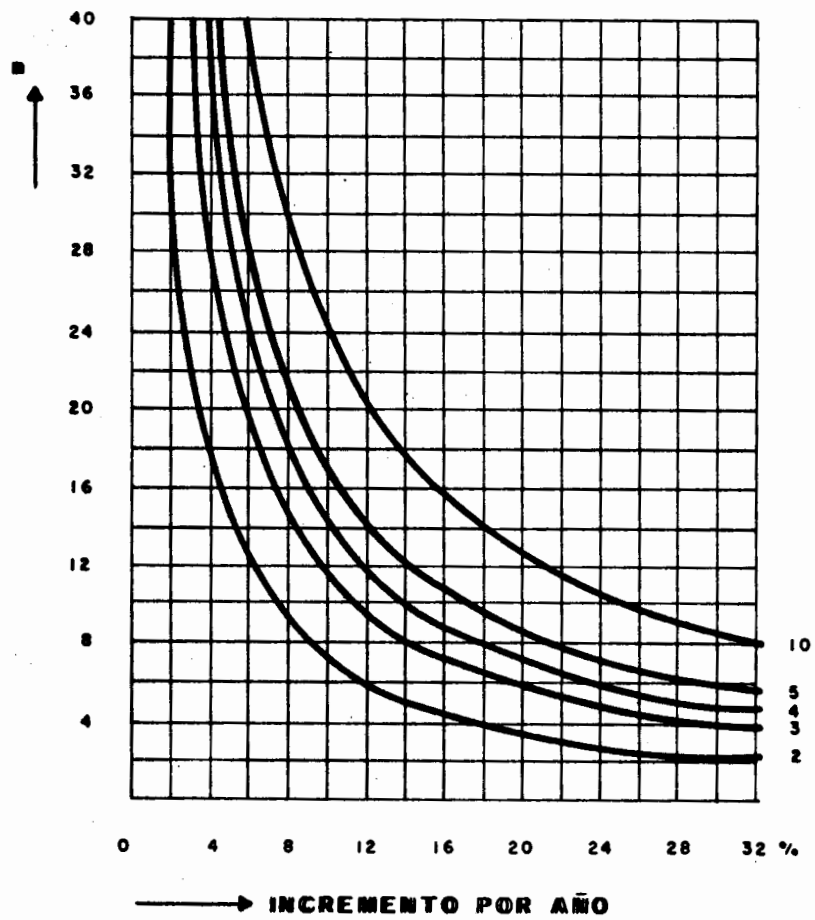


FIGURA 2.8

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

ESTADOS
UNIDOS

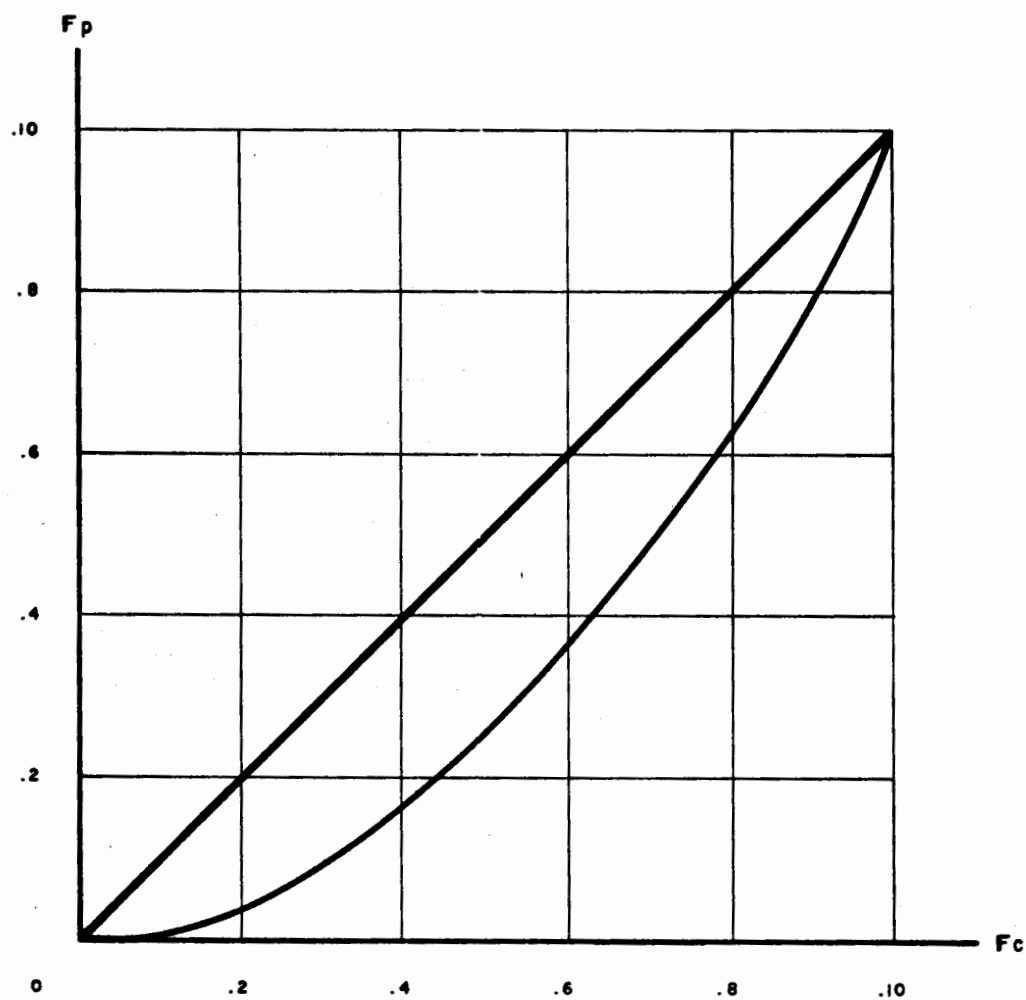
$$F_P = 0.3 F_C + 0.7 F_C^2 \quad (2.15)$$

EUROPA

$$F_P = 0.4 F_C + 0.6 F_C^2 \quad (2.16)$$

$$F_P = 0.5 F_C + 0.5 F_C^2 \quad (2.17)$$

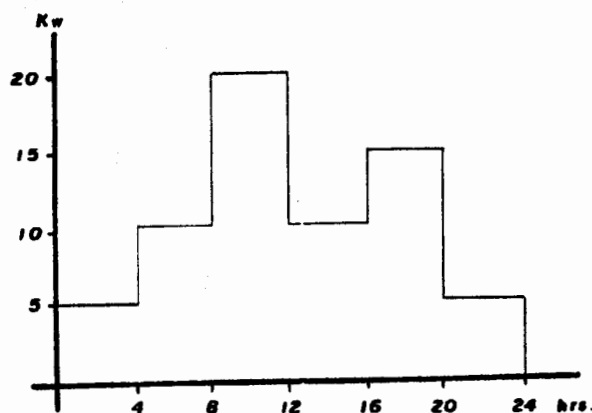
FIGURA 2.9.- RELACION ENTRE EL FACTOR DE PERDIDAS Y FACTOR DE CARGA



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:

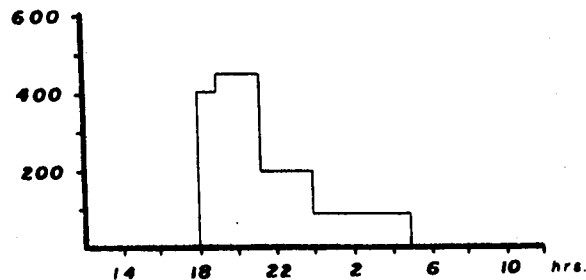
- a) 1.0
- b) 0.8
- c) 1.2
- d) 1.4
- e) NINGUNO .



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:

El factor de coincidencia.

La demanda máxima no coincidente.

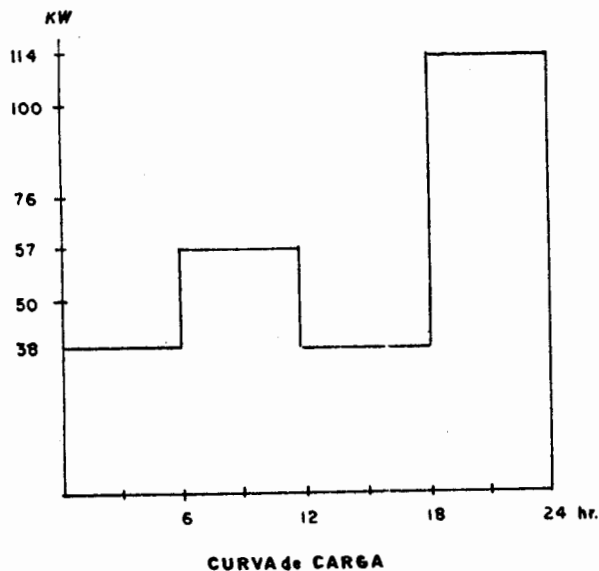
La suma de las demandas máximas individuales.

El factor de diversidad.

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

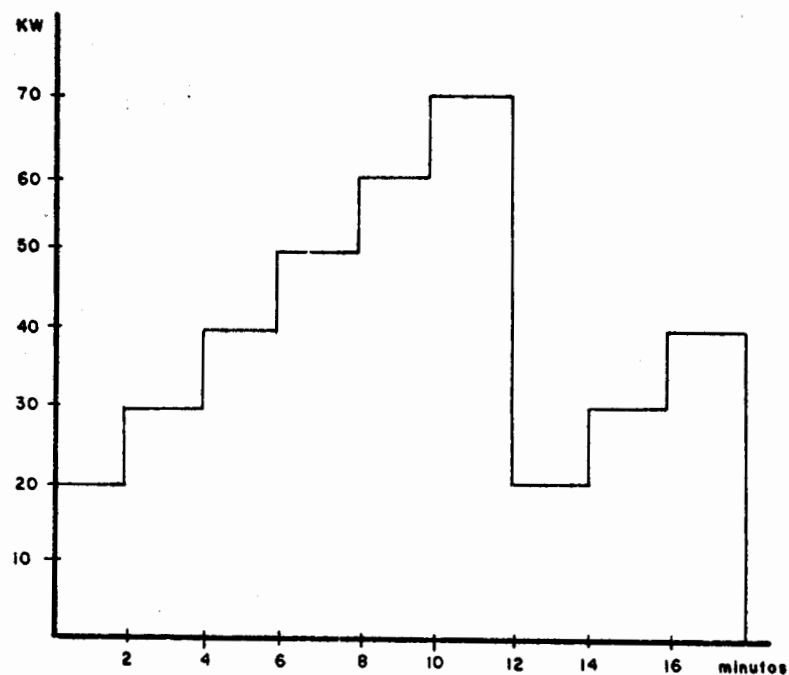
La impedancia en serie ($Z_c = 10 + j 20$). y la curva de demanda de carga diaria que aparece en la gráfica.

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 continua 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.

3.4.- CALCULO DE PERDIDAS

3.5.- CUESTIONARIO

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:

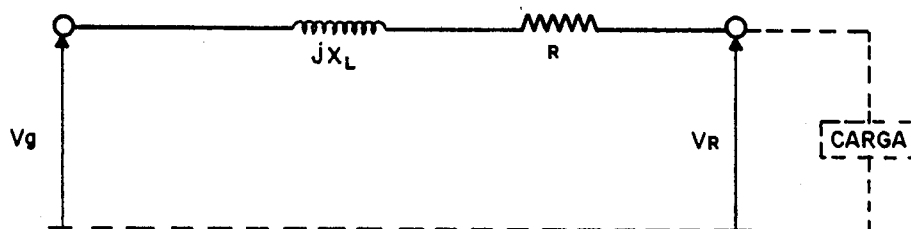


Figura 3.1

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

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:

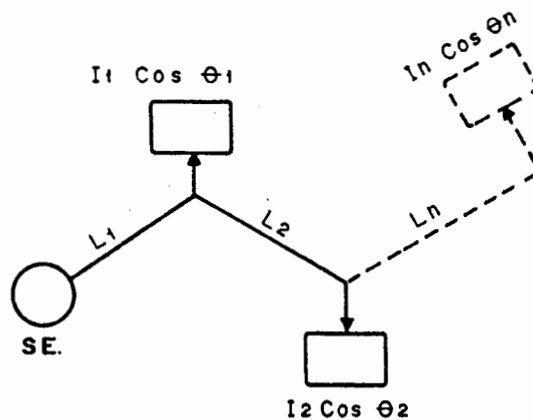


Figura 3.2

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:

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

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

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 $XI \cos \Theta \cong RI \sin \Theta$, 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.

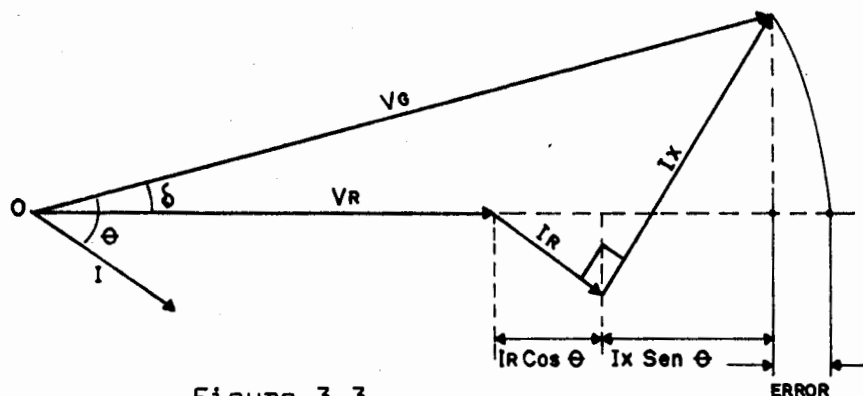


Figura 3.3

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:

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

En redes de distribución en muchos alimentadores, las cargas que se conectan son de características similares, v_{gr} , 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:

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

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

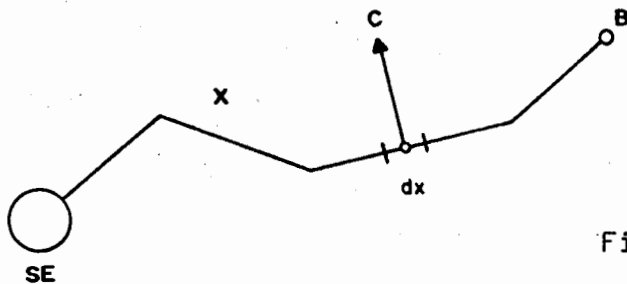


Figura 3.4

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

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

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:

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

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 cali--bre de los alimentadores, es posible deducir la relación óptima que debe existir en estas secciones. Basándose en la figura 3.5 y supo--niendo que tenemos un alimentador monofásico con dos cargas I_1 e I_2 , tendremos:

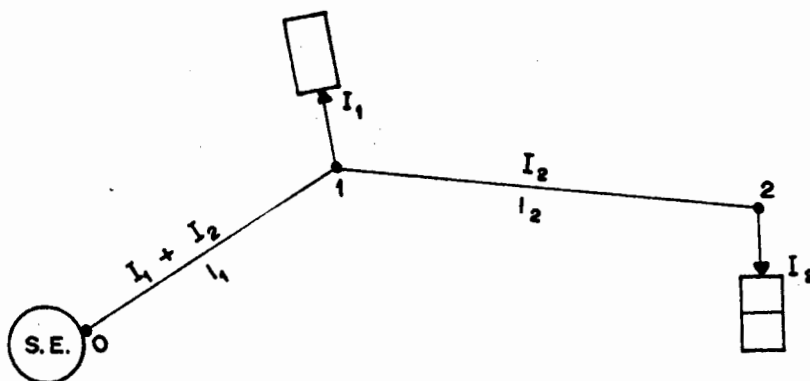


FIG. 3.5

$$\Delta V_{0-1} = R_{0-1} (I_1 + I_2) = \frac{2\rho l_1}{a_1} (I_1 + I_2) \quad 3.8'$$

$$\Delta V_{1-2} = R_{1-2} (I_2) = \frac{2\rho l_2}{a_2} (I_2) \quad 3.8''$$

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:

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

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:

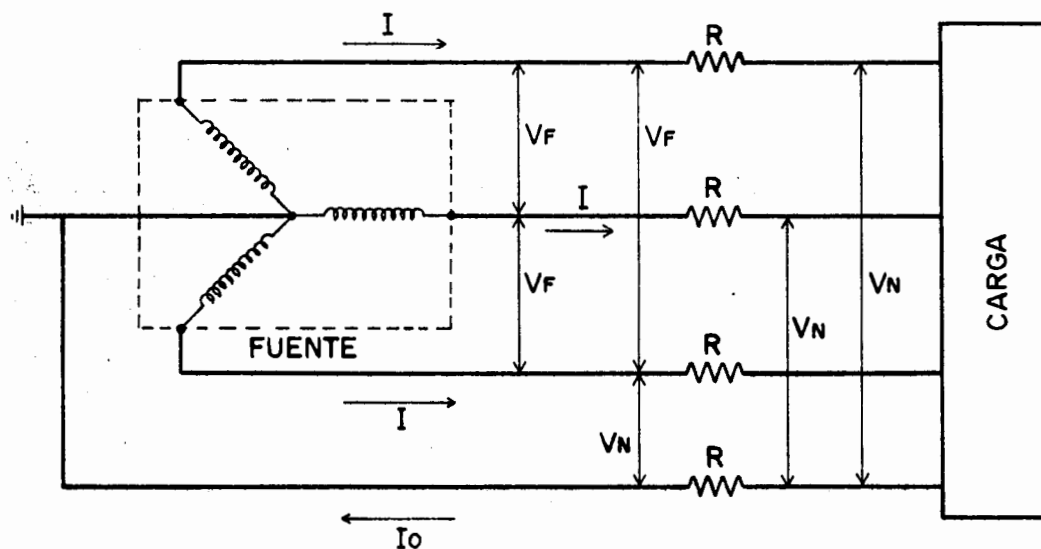
$$\frac{a_1}{a_2} = \left[\frac{I_1 + I_2}{I_2} \right]^{\frac{1}{2}} \quad 3.9'$$

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:

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

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

$$S = C \leq l i \cos \theta \quad 3.15$$

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

$$\Delta V\% = 3$$

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

$$\text{nos queda: } C = \frac{\sqrt{3} \cdot \frac{1}{44.33} \cdot 100}{3 \cdot 220} = 0.00591996 \quad 3.18$$

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

al sustituir 3.18 y 3.19 en las ecuaciones 3.15, 3.16 y 3.17, ten-
dremos:

$$S = 0.00503196 \leq l_i \quad 3.20$$

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

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

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 constan-
te, y si consideramos $\leq l_i = LI$, o sea una carga concentrada, podre-
mos despejar la longitud "L" o la corriente "I" quedándonos la si--
guiente 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:

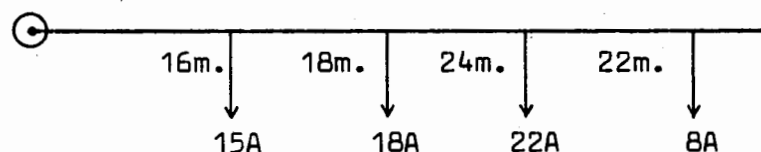
- La corriente equivalente concentrada será igual a la suma de cada una de las corrientes parciales, $I_{EQ} = \sum i$ 3.24
- La distancia a la cual se localizará la corriente equivalente, se puede calcular con la siguiente expresión:

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

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

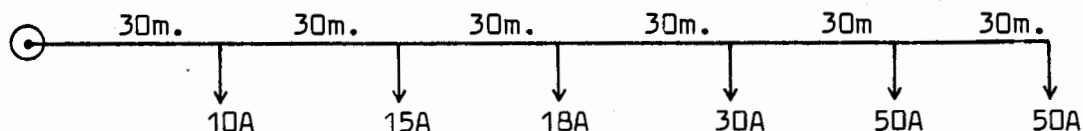
$$\text{EC 3.25 : } L_{EQ} = \frac{\sum l_i}{\sum i} = \frac{2768}{63} = 43.93$$

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:



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

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

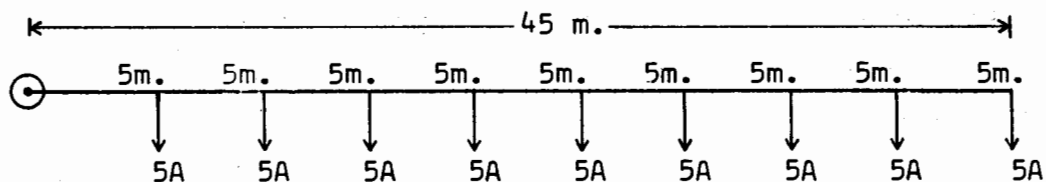
la distancia equivalente será:

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

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:



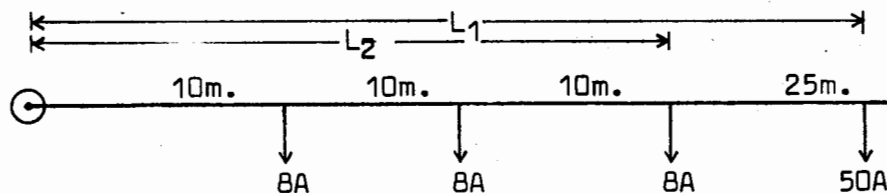
$$\text{De la ec. 3.22 tenemos: } (N + 1) \frac{L_1}{2} = (9 + 1) \frac{45 \times 5}{2} = 1125$$

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

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

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

$$\begin{aligned} \sum l i &= L_1 I = (10 + 10 + 10 + 25) 50 \\ &= 2750 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} (N + 1) \frac{L_2 i}{2} &= (3 + 1) \frac{30 \times 8}{2} \\ &= 480 \end{aligned}$$

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

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

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

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.

DISTANCIAS APROX. EN m. DE CABLE

PUNTOS

1 a 2	16 m
2 a 3	45 m
2 a 6	42 m
3 a 4	14 m
3 a 5	18 m
6 a 7	4 m
6 a 8	12 m

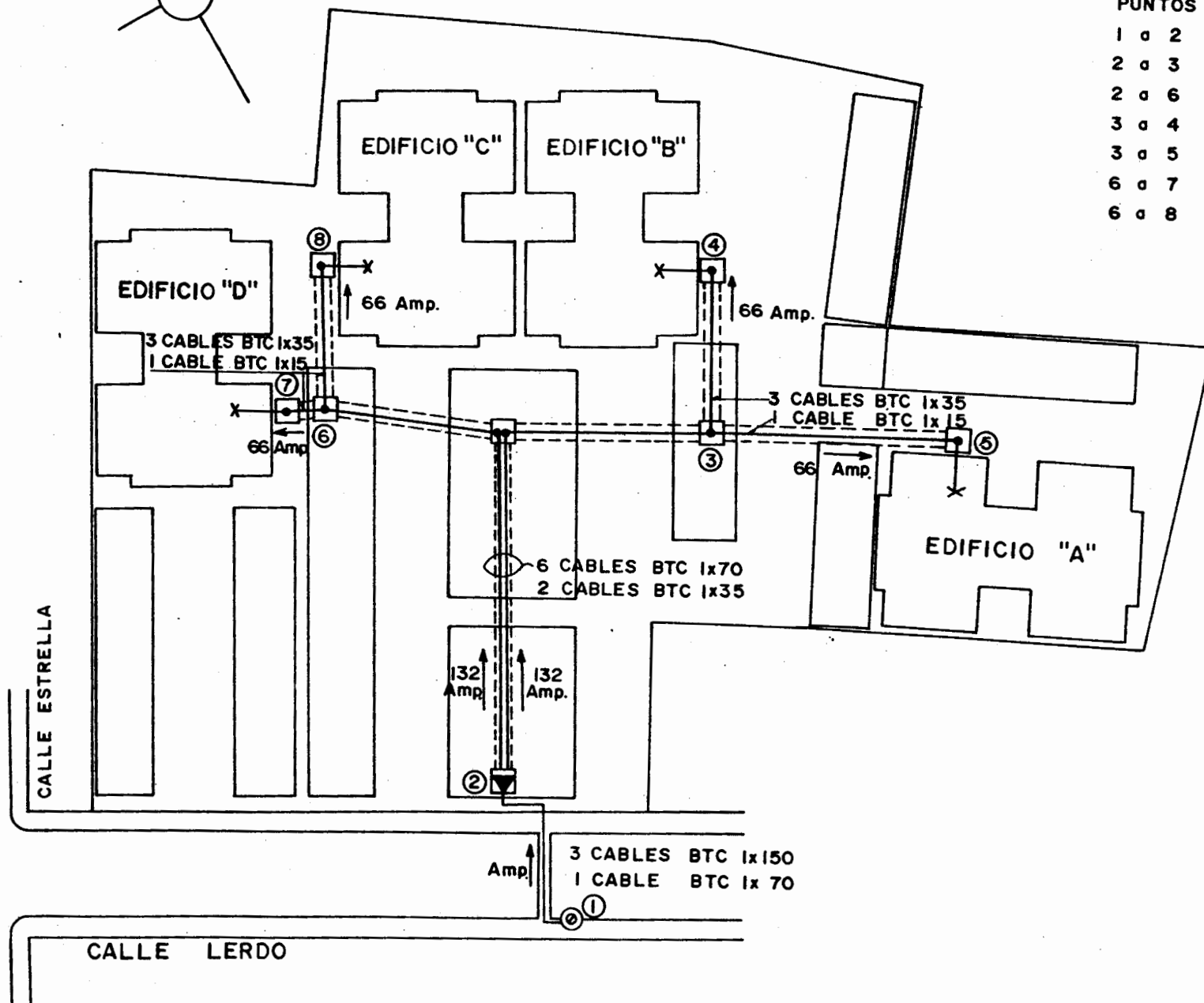


FIGURA "A"
del ejemplo 5

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

$$M_E = \sum_{K=1}^n M_{II}$$

- CARGAS DIFERENTES UNIFORMEMENTE REPARTIDAS

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

- CARGAS IGUALES UNIFORMEMENTE REPARTIDAS

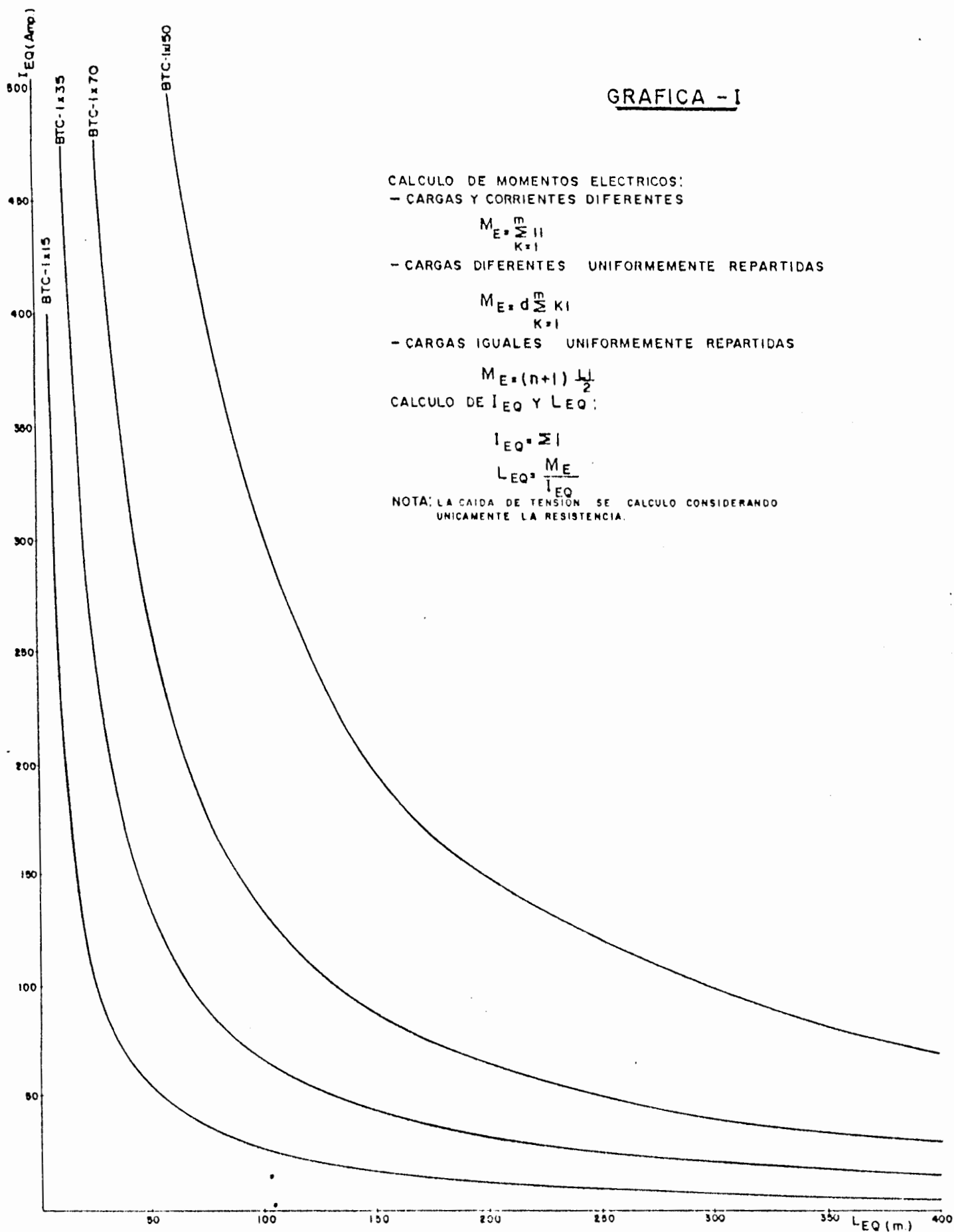
$$M_E = (n+1) \frac{L I}{2}$$

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

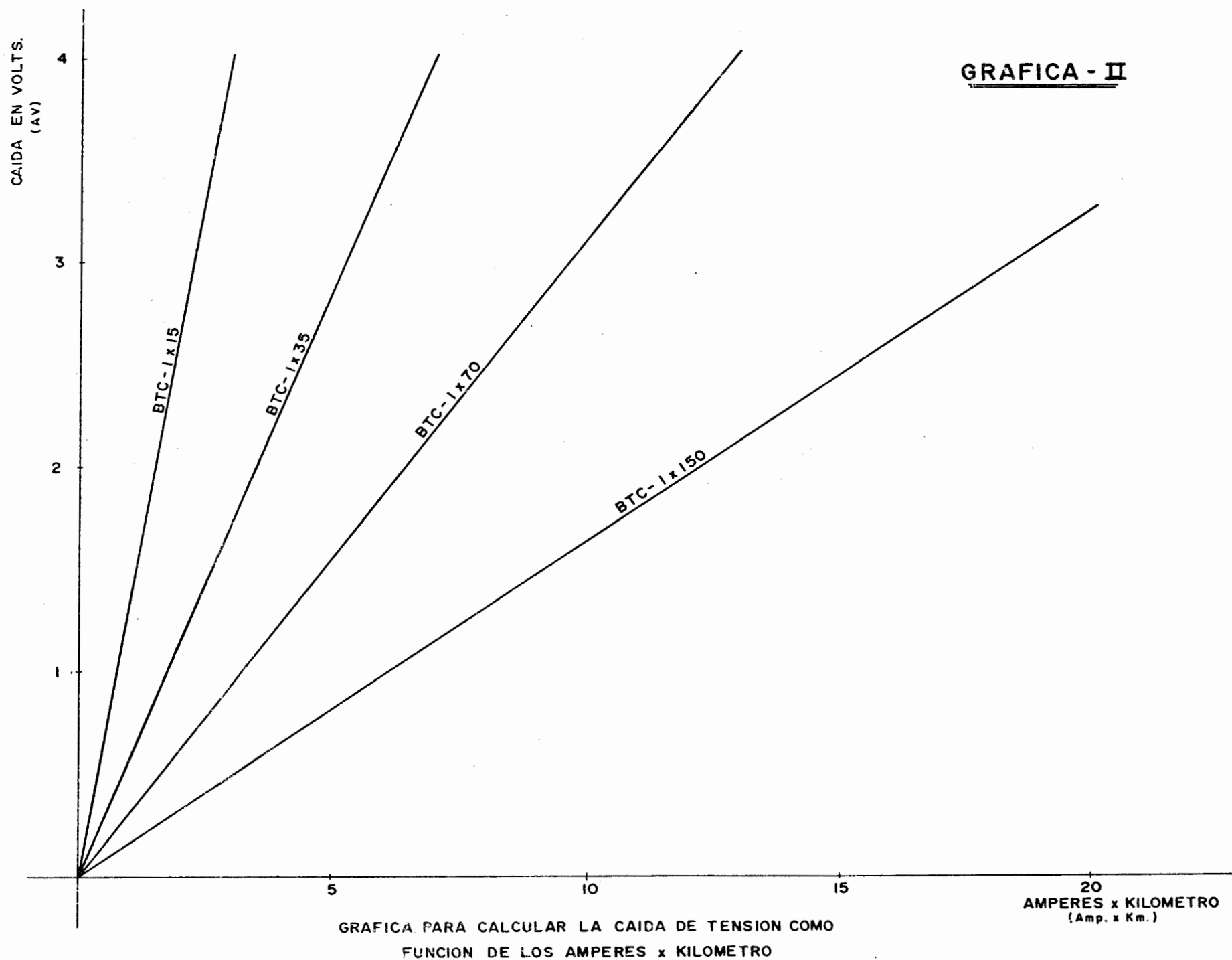
$$I_{EQ} = \sum I$$

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

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



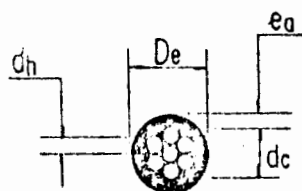
GRAFICA - II



CABLES BTC

1x15 a 1x400

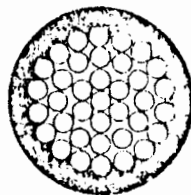
NORMAS Ly F
MATERIAL
2.0041



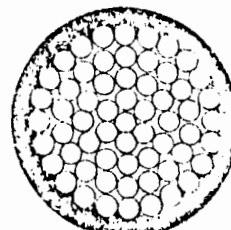
7 hilos



19 hilos



37 hilos



61 hilos

SIM BOLO	CARACTERISTICAS	UNIDAD	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	405.4
N	Número de hilos	-	7	7	19	37	37	61
dc	Diámetro del conductor	mm	4.67	7.42	10.62	16.00	20.65	26
dh	Diámetro de cada hilo	mm	1.55	2.47	2.13	2.29	2.95	2.9
ea	Espesor del aislamiento de pn - lietileno de cadena cruzada	mm	1.57	1.57	1.93	2.39	2.39	2.77
De	Diámetro del cable	mm	7.81	10.55	14.53	20.78	23.45	31.54
	Peso aproximado del cobre	Kg/Km	120	305	511	1377	2295	3626
	Peso aproximado del aislamiento	Kg/Km	28.03	40.76	72.03	125.95	174.50	250
	Peso total del cable	Kg/Km	148.06	345.76	683.06	1503.95	2469.50	3876
	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	172.88	341.53	751.93	1234.75	1163.4
Rca	Resistencia Ohmica a 50 Hz y 90°C	Ohm/Km	1.685	0.565	0.333	0.149	0.090	0.066
X	Reactancia a 50 Hz circuito tri- fásico cables horizontales	Ohm/Km	0.078	0.078	0.076	0.075	0.075	0.044
ΔV	Caída de tensión por fase	$\frac{\text{Volt}}{\text{Amp-Km}}$	1.394	0.5796	0.312	0.163	0.117	0.071
I	Enterrados corriente normal de trabajo	Amp	110	170	270	420	-	-
	Enterrados 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	950

Jul 78 | 3-v | Oct 78 | Nov 78 | Dic 78 | Ago 78

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:

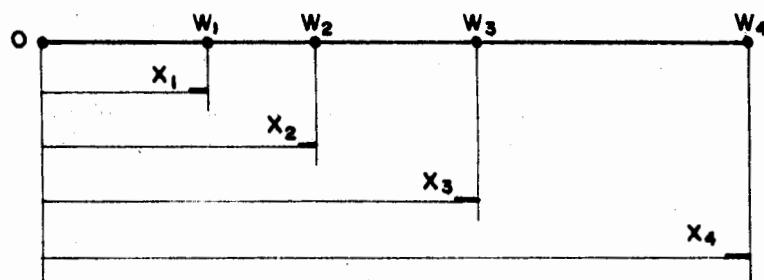


FIG. 3.7

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 alneamiento, 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.

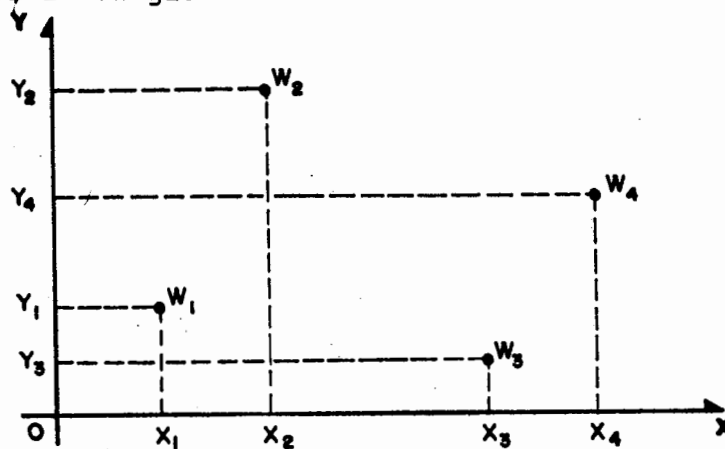


FIG. 3.8

- 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

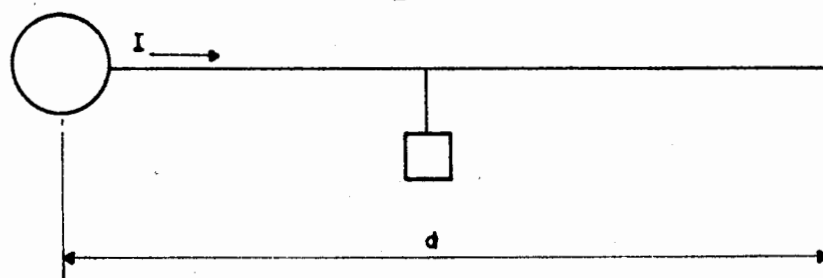


FIGURA 3.9

Haciendo:

$$A = 2 aC$$

3.30

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

3.31

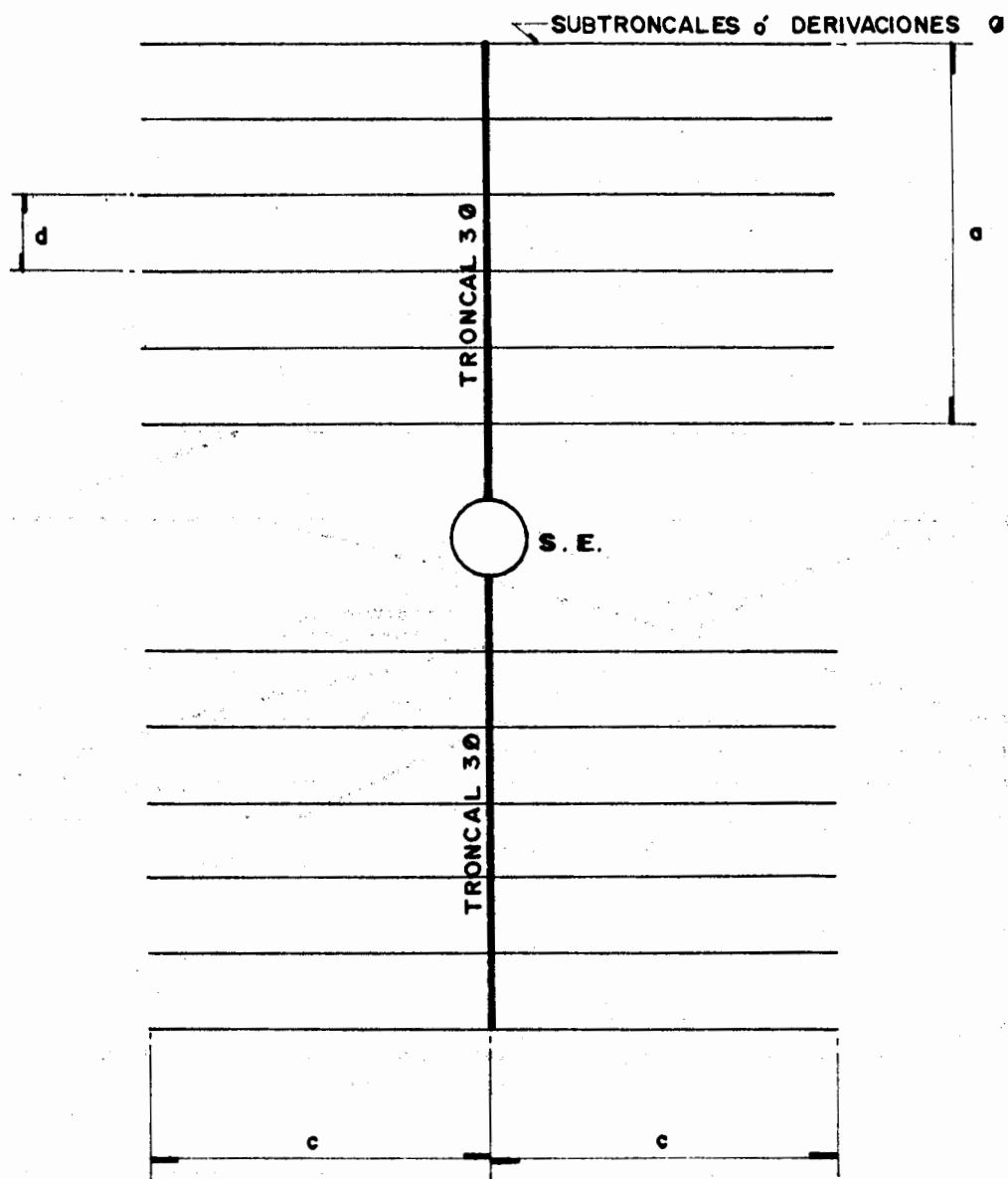


FIGURA 3.10

LONGITUD DEL ALIMENTADOR TRONCAL
Y DERIVACIONES EN m² CARGA DEL ALIMENTADOR

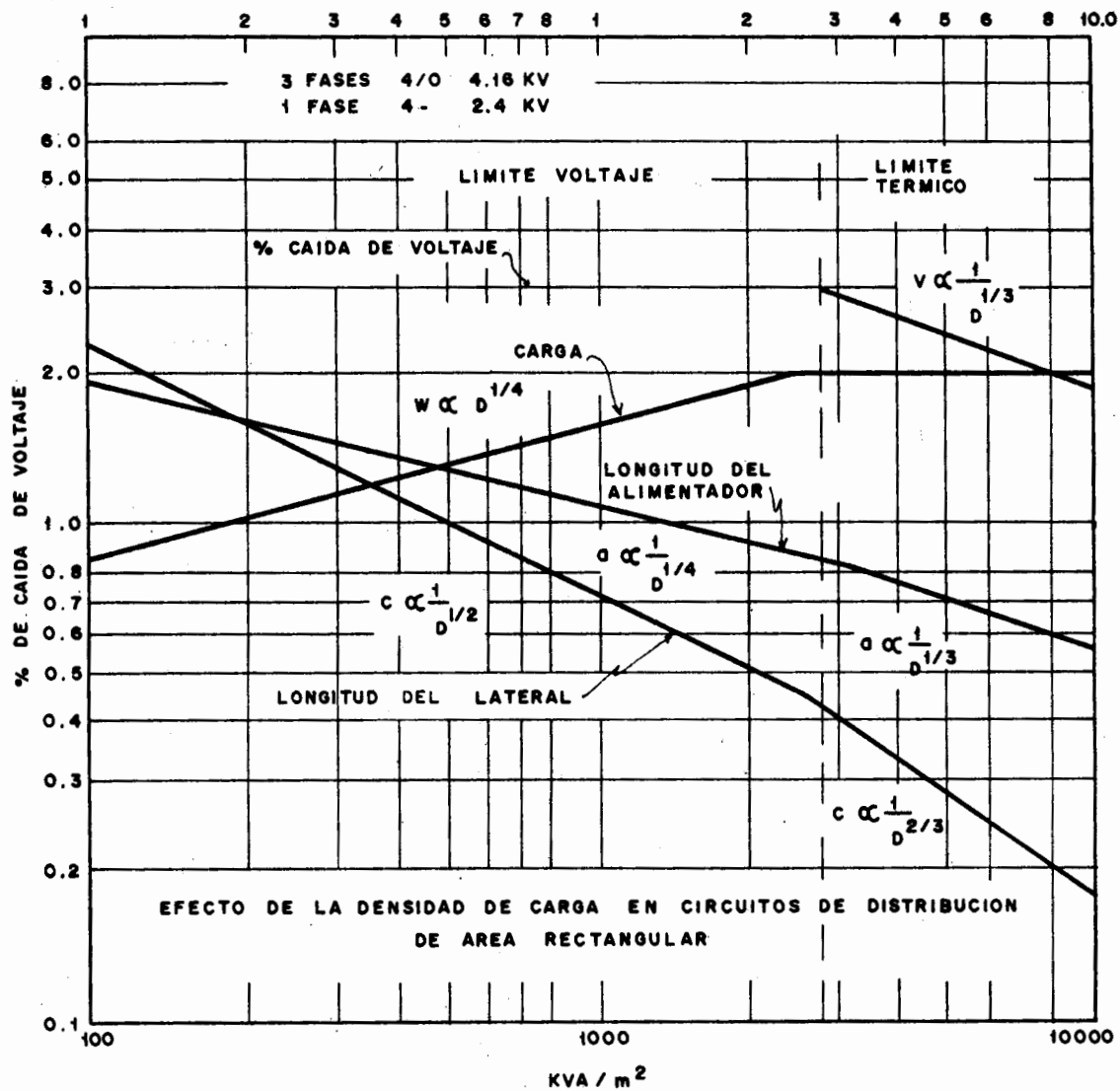


FIGURA 3.11

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

Substituyendo en 3.29:

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

Estableciendo esta misma ecuación, en porciento tendremos:

$$\begin{aligned} \% \Delta V_1 &= \frac{\sqrt{3} \times 0.1}{E} \cdot \frac{a^2 c D Z_1}{\sqrt{3} E} \\ \% \Delta V_1 &= \frac{0.1 a^2 c D Z_1}{E^2} \end{aligned} \quad 3.32$$

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:

$$\begin{aligned} W_1 &= \frac{W d}{2a} = \frac{2acD d}{2a} \\ W_1 &= Dcd \quad \text{KVA/derivación} \\ I_1 &= \frac{\sqrt{3} Dcd}{E} \end{aligned}$$

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

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

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

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

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:

$$\% \Delta V_T = 0.1 \frac{a^2 c D Z_1}{E^2} + 0.3 \frac{Dc^2 dZ_2}{E^2}$$

$$\% \Delta V_T = \left[\frac{0.1 D Z_1}{E^2} \right] a^2 C + \left[\frac{0.3 d Z_2}{E^2} \right] C^2$$

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 cortos 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 $\% V_T = \text{constante} = K_3$. 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 :

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

Igualando 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 porciento 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 :

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

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

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

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

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

Despejando a tendremos:

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

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:

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

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:

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

$$\text{o bien: } \frac{a}{c} \sim \frac{D^{1/4}}{E^{1/2}} \quad 3.41$$

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

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

o bien:

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

La carga permisible por alimentador será:

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

Por tanto:

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

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

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

La longitud real de las troncales y las derivaciones, así como sus relaciones -- óptimas dependen, asimismo, de los factores de impedancia Z_1 y Z_2 , por lo que podemos afirmar que $K_1 \sim Z_1$ y $K_2 \sim Z_2$. 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 como 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 :

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

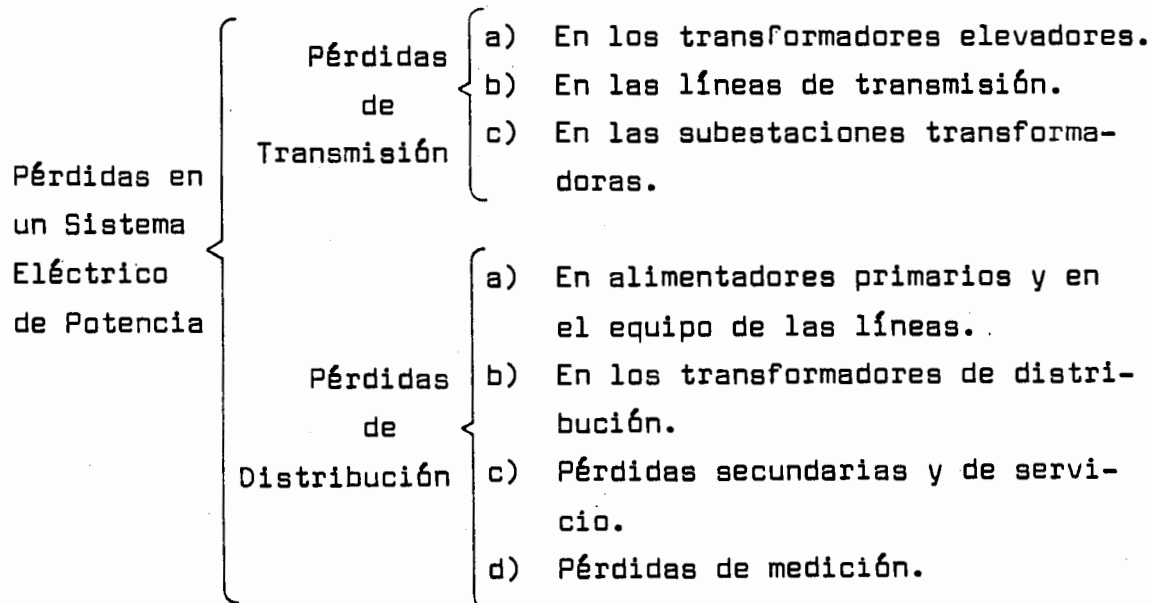
3.4 DETERMINACION DE PERDIDAS EN ALIMENTADORES PRIMARIOS DE DISTRIBUCION

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:

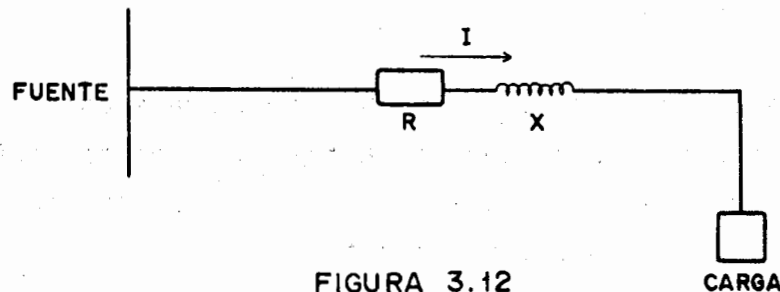


FIGURA 3.12

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

o también:

Pérdidas de Potencia

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

Pérdidas de Potencia

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

Donde:

$$I_R = \text{Componente activa de la corriente}$$

$$I_X = \text{Componente reactiva de la corriente}$$

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.

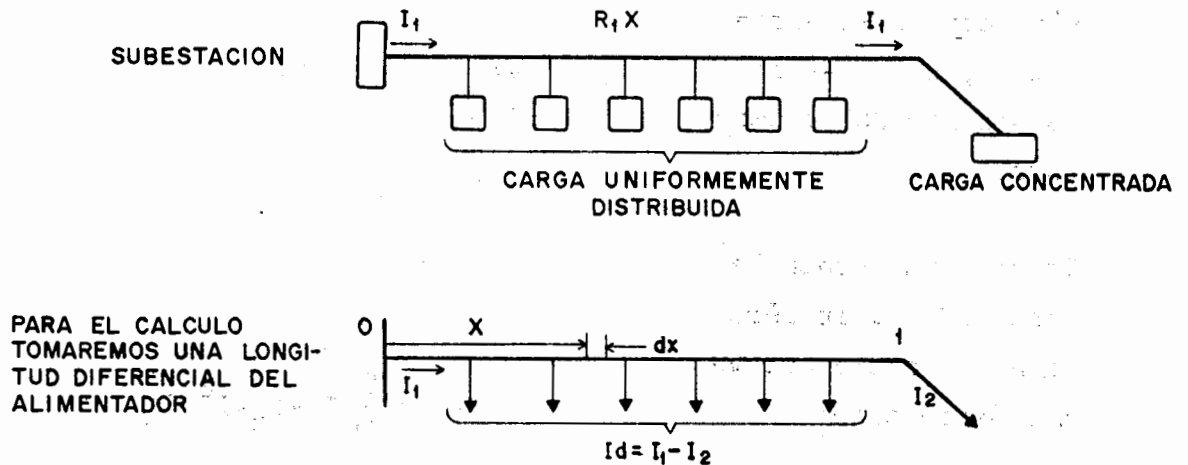


FIGURA 3.13

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

$$\begin{aligned}
 L &= 3 R \int_0^1 [I_1 - (I_1 - I_2)x]^2 dx = 3R \int_0^1 [I_1(1-x) + I_2x]^2 dx = \\
 &= 3 R \int_0^1 [I_1^2(1-x)^2 + 2I_1I_2x(1-x) + I_2^2x^2] dx = \\
 &= 3R \left[I_1^2 \int_0^1 (1-x)^2 dx + 2I_1I_2 \int_0^1 (x-x^2) dx + I_2^2 \int_0^1 x^2 dx \right] = \\
 &= 3R \left\{ -I_1^2 \left[\frac{(1-x)^3}{3} \right]_0^1 + 2I_1I_2 \left[\frac{x^2}{2} - \frac{x^3}{3} \right]_0^1 + I_2^2 \left[\frac{x^3}{3} \right]_0^1 \right\} = \\
 &= 3R \left(\frac{I_1^2}{3} + \frac{I_1I_2}{3} + \frac{I_2^2}{3} \right) \Rightarrow L = (I_1^2 + I_1I_2 + I_2^2) R \quad 3.53
 \end{aligned}$$

Tomando las características al inicio y al final de la sección

del alimentador, tenemos que:

$$I_1 = \frac{f_d \cdot KVA_1}{\sqrt{3} \cdot KV} ; \quad I_2 = \frac{f_d \cdot KVA_2}{\sqrt{3} \cdot KV}$$

sust.. en 3.53 :

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

Factorizando :

$$L = \frac{1}{3} \left(\frac{f_d}{KV} \right)^2 \frac{(KVA_1^2 + KVA_1 KVA_2 + KVA_2^2)}{1000} R \text{ [KW]} \quad 3.54$$

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

$$L = \frac{1}{3} \left(\frac{f_d \cdot KVA_1}{KV} \right)^2 \frac{R}{1000} \text{ [KW]} \quad 3.55$$

Pérdidas monofásicas en un sistema con estrella aterrizada

En este caso :

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

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 :

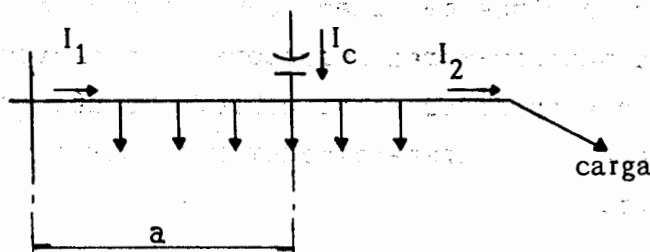
$$L = 2 \left(\frac{f_d}{KV} \right)^2 (\text{KVA}_1^2 + \text{KVA}_1 \text{KVA}_2 + \text{KVA}_2^2) \frac{R}{1000} \quad 3.56$$

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



$$L_c = \frac{a}{2} \frac{[2f_d Kvar_1 Kvar_c - af_d (Kvar_1 - Kvar_2) Kvar_c - Kvar_c^2] R}{KV^2 \cdot 1000} \quad 3.57$$

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) :

$$L = L - L_c + L_e \quad 3.59$$

La relación de carga de un alimentador primario en el momento de su máxima demanda con respecto al momento del pico del sistema puede ser definida como el factor de coincidencia del pico de 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:

$$EL = (L) (F_p) (8760) \left[KWh \right] \quad 3.60$$

donde:

$$F_p = \text{factor de pérdidas}$$

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

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

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:

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

[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:

$$EL_T = EL - EL_c + EL_e$$

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).

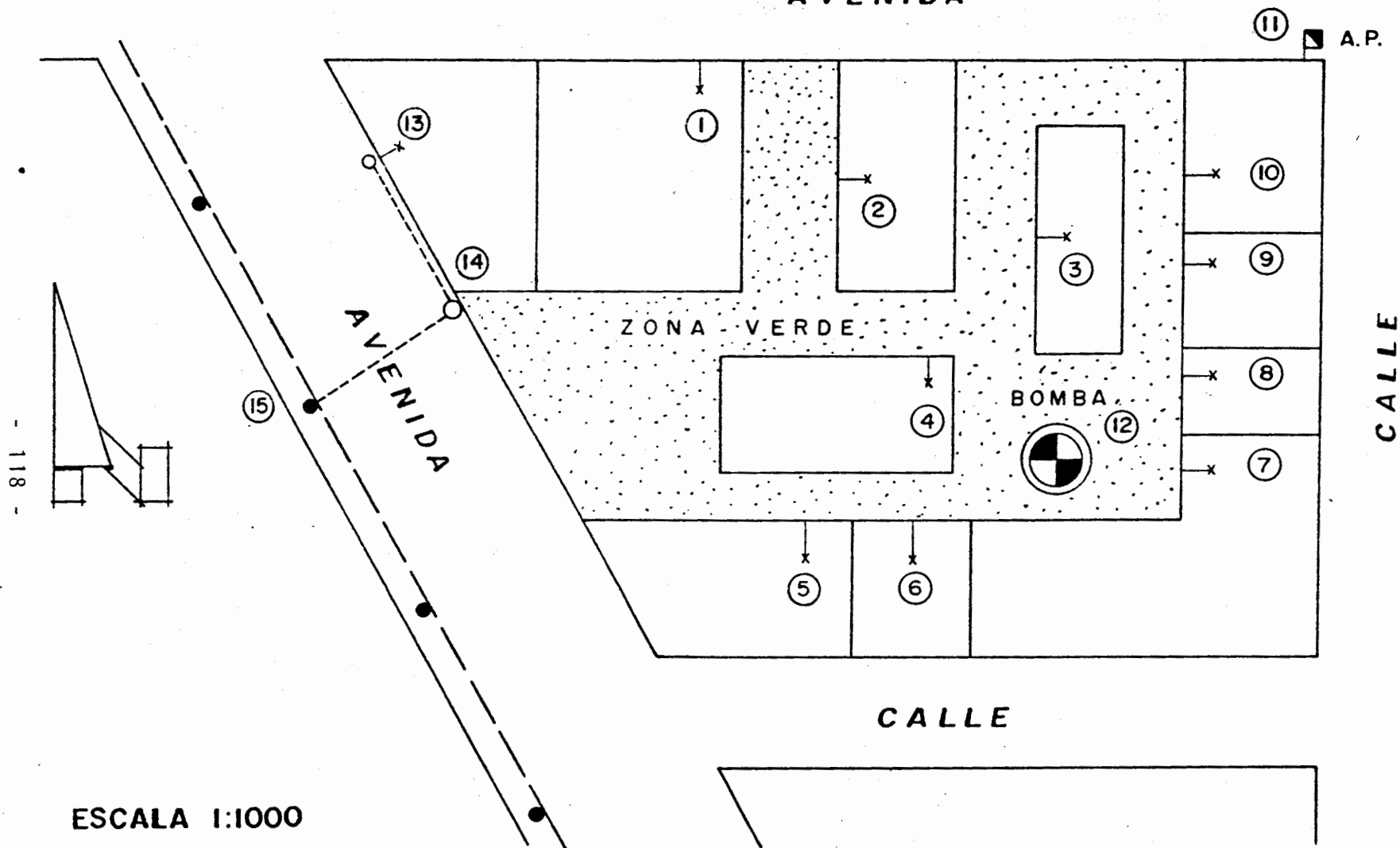
Atienda esta solicitud indicando en la figura la red subterránea recomendada, número de cables, calibre y localización de la subestación. Las características de las cargas se muestran en el cuadro No. 1.- Las características de los transformadores usados son las siguientes:

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:

- Balance 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

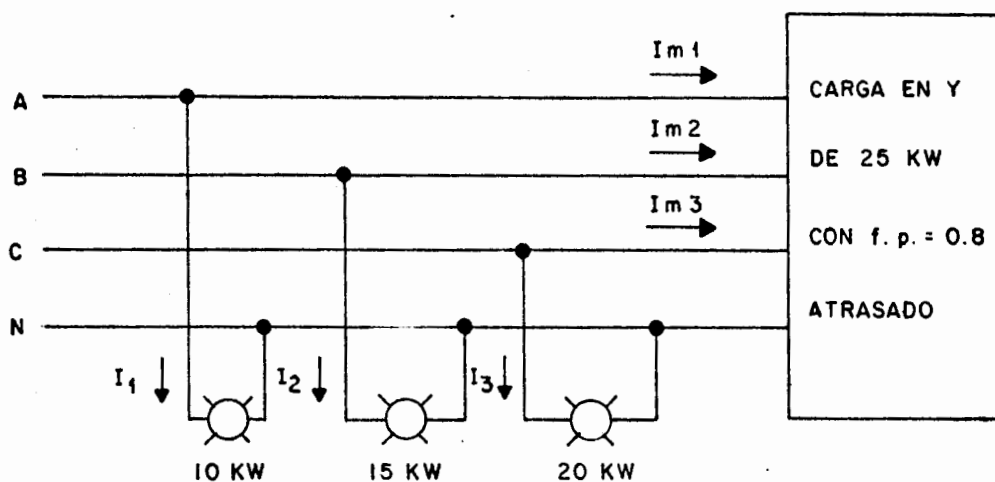
CARGA No.	CONCEPTO	VALOR DE LA CARGA	F.P	SERVICIO
1	ESCUELA	23.5 KW (F.D.= 0.85)	0.9	3 Ø
2	EDIF. A 20 DEPTOS.	2 KW POR DEPTO.	0.85	3 Ø
3	EDIF. B 10 DEPTOS.	2 KW POR DEPTO.	0.85	3 Ø
4	GUARDERIA	10 KW	0.9	3 Ø
5	LOTE	6 KW	0.85	2 Ø
6	LOTE	5 KW	0.85	1 Ø
7	COMERCIO	12 KVA	0.8	3 Ø
8	LOTE	5 KW	0.85	1 Ø
9	LOTE	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
CABLE A.T.	250	590	0.12	253.2	37
	35	140	0.57	35	19
	70	225	0.40	70	19
	150	390	0.25	150	37

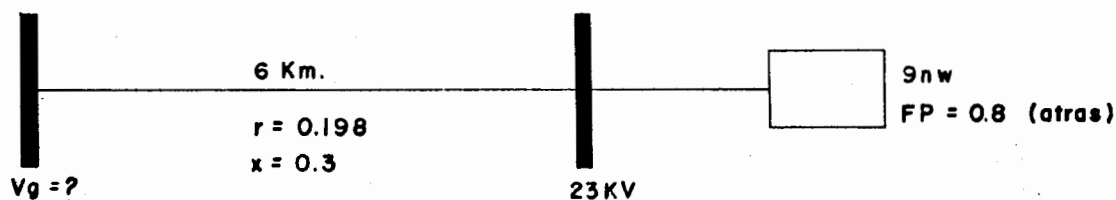
NOTA IMPORTANTE:

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.

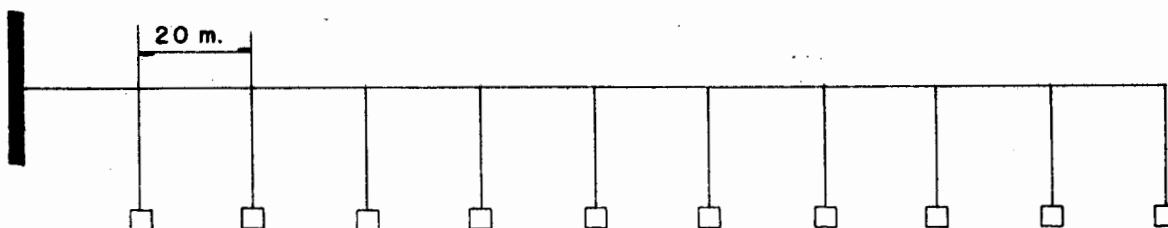


PROBLEMA 3.- En el siguiente circuito de 23 KV de 6 Km de longitud, se tiene una carga de 9000 KW cuyo factor de potencia es igual a 0.8 atrasado. La resistencia unitaria de la línea es igual a 0.198 ohms/Km y su reactancia de 0.3 ohms/Km. Determine el valor de la tensión V_g al principio de la línea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



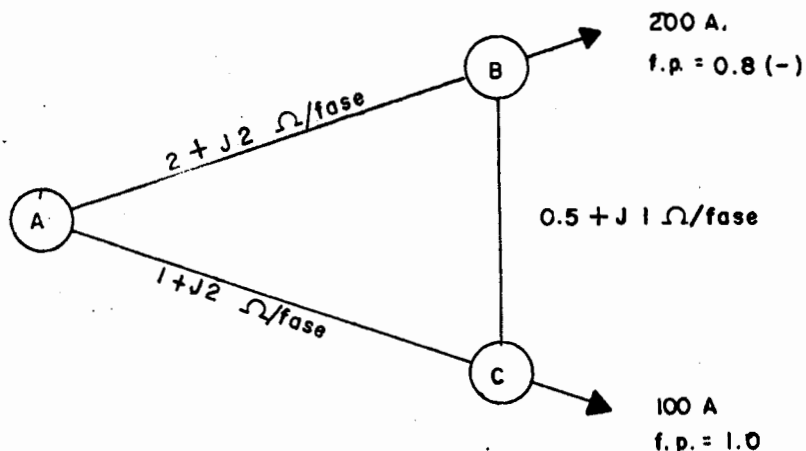
PROBLEMA 6.- Un alimentador de 23 KV de forma rectangular tal como el de la figura 3.10 tiene una densidad de carga de 10 MVA/Km², la separación entre los ramales d es igual a 0.5 KM, la troncal del alimentador tiene una impedancia de $Z_1 = 0.4$ ohms/Km y los ramales $Z_2 =$ ohms/ Km. Determine:

- 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 .

4.1. CARACTERISTICAS CONSTRUCTIVAS

La función primordial de un cable de energía aislado es la de transmitir potencia eléctrica a una intensidad y tensión preestablecidas - - 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.

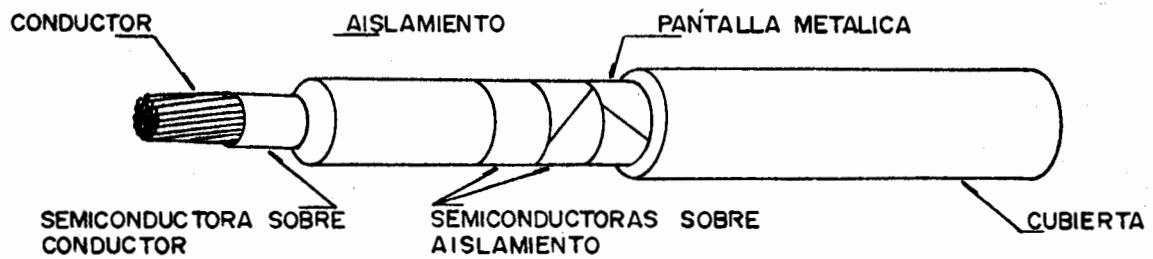


FIG. 4.1

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.

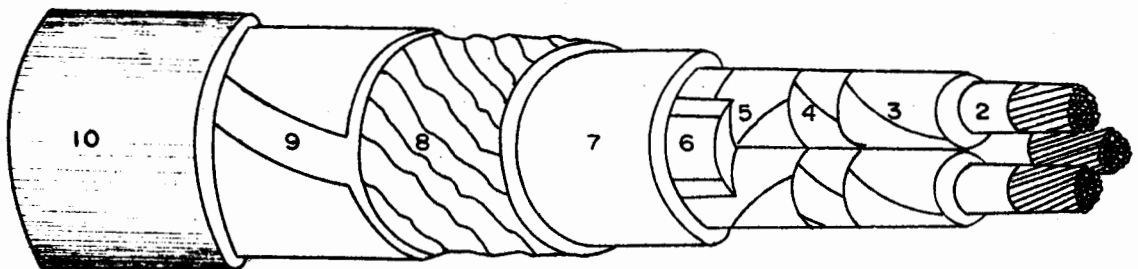


FIG. 4.2

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.

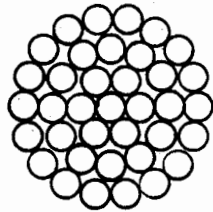
CONDUCTORES

- 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

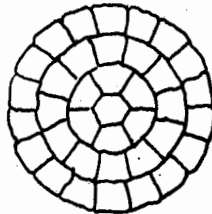
Quando se emplean materiales aislantes que para su vulcanización requieran azufre o lo contengan, el conductor de cobre deberá estañarse para evitar la corrosión del cobre.

- 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).

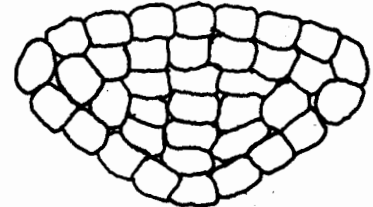
Reducción del Area
del 8%



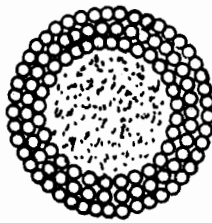
a. Redonda
Concéntrica



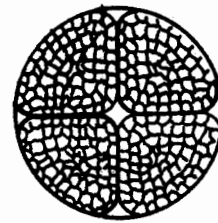
b. Redonda
Compacta



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 o 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:

- Aceite viscoso
- Aceite viscoso con resinas refinadas
- Aceite viscoso con polímeros de hidrocarburos
- Aceite de baja viscosidad
- 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 monopolímeros o copolímeros. Los monopolímeros 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 plastómeros 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

- Semiconductores sobre conductor; pueden ser: de cintas o extruidas.

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

- Semiconductores sobre el aislamiento. Pueden ser: de cintas o extruidas.

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

En cables con aislamiento de papel impregnado, suelen utilizarse semiconductores 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 aislamiento y como pantalla eléctrica.

Nivel del aislamiento

Una vez seleccionado el material apropiado para el aislamiento del cable, es necesario determinar el espesor de acuerdo con el fabricante, tomando como base la tensión de operación entre fases y las características del sistema, según la clasificación siguiente:

CLASE 1. NIVEL 100% Quedarán incluidos en esta clasificación los cables que se usen en sistemas protegidos con relevadores que liberen fallas a tierra lo más rápido posible, en un tiempo no mayor a un minuto. Este nivel de aislamiento es aplicable a la mayoría de los sistemas con neutro a tierra y puede también aplicarse a otros sistemas (en los puntos de aplicación del cable) donde la razón entre la reactancia de secuencia cero y de secuencia positiva (X_0/X_1) no esté en el intervalo de - 1 a - 40 y que cumplan la condición de liberación de falla, ya que en los sistemas incluidos en el intervalo descrito pueden encontrarse valores de tensión excesivamente altos en condiciones de fallas a tierra.

CLASE 2. NIVEL 133% Anteriormente, en esta categoría se agrupaban los sistemas con neutro aislado. En la actualidad, se incluyen los cables destinados a instalaciones en donde las condiciones de tiempo de operación de las protecciones no cumplan con los requisitos del nivel 100%, pero que, en cualquier caso, se libera la falla en no más de una hora.

El nivel 133% se podrá usar también en aquellas instalaciones donde se desee un espesor del aislamiento mayor al 100%. Por ejemplo, cables submarinos, en los que los esfuerzos mecánicos propios de la instalación y las características de operación requieren un nivel de aislamiento mayor.

CLASE 3. NIVEL 173% Los cables de esta categoría deberán aplicarse en sistemas en los que el tiempo para liberar una falla no está definido. También se recomienda el uso de cables de este nivel en sistemas con problemas de resonancia, en los que se pueden presentar sobretensiones de gran magnitud.

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 comunmente 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 hidróclórico. 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.

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.

Propiedades de los Materiales Conductores		
	Cobre	Aluminio
Número Atómico	29	13
Peso Específico	8.89 gr/cm ³	2,703 gr/cm ³
Coefficiente de temperatura por °C a 20°C	0.00393	0.00403
Conductividad Eléctrica	100% *	60.97 % *
Conductividad Térmica	0.93 cal/cm ³	0.52 cal/cm ³
Temperatura de Fusión	1083°C	660°C
Coefficiente de Dilatación lineal por °C	16.22 x 10 ⁻⁶	23.0 x 10 ⁻⁶
Calor Específico	0.0918 cal/gr/°C	0.2299 cal/gr/°C
Resistividad Volumétrica a 20°C	0.017241 ohms-mm ² /m	0.02828 ohms-mm ² /m
Resistividad Eléctrica (ohms en 304.8m a 20°C)	10.371 ohms	17.0 ohms
Esfuerzo de tensión, Temple duro	3870 kg/cm ²	1820 kg/cm ²
Esfuerzo de tensión, Temple suave	2,250 kg/cm ²	845 kg/cm ²
Módulo de elasticidad	1,200,000 kg/cm ²	702,000 kg/cm ²
Resistencia al Corte	1,750 kg/cm ²	665 kg/cm ²
Resistencia Límite de Fluencia	560 kg/cm ²	350 kg/cm ²

* VALORES ESTABLECIDOS POR IACS = INTERNATIONAL ANNEALED COPPER STANDARDS

TABLA 4-1

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:

$$R_{dc} = p \frac{L}{A} \text{ Ohms} \quad (4. 1)$$

en donde:

L - Longitud del conductor

A = Area seccional del conductor

P = Resistividad volumétrica del material del conductor en unidades compatibles con "L" y "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	microhoms-pulgada
10.371*	ohm-cmil/pie
17.241*	ohm-mm ² /km

Los valores para el aluminio 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 comunmente 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:

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

en donde:

kc es el "factor de cableado", los valores correspondientes para diferentes tipos de cuerdas se encuentran en la Tabla 4.2, y en la tabla 4.3 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 4.4 Resistencia a la corriente directa a 20°C de conductores de aluminio en cableado concéntrico normal, comprimido y compacto.

DESIGNACION AWG MCM	AREA DE LA SECCION TRANSVERSAL (mm ²)	RESISTENCIA ELECTRICA NOMINAL A CD 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

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 LA SECCION (mm ²)	RESISTENCIA ELECTRICA NOMINAL CD. 20°C (ohms/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
50	1	42.20	0.415
		48.30	0.364
	1/0	53.50	0.329
70	2/0	67.50	0.261
		69.00	0.255
	3/0	85.00	0.207
	4/0	107.20	0.164
150	250	127.70	0.139
	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	506.70	0.0343

- Efecto de la temperatura en la resistencia

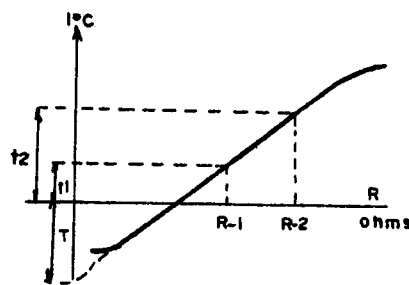
Dentro de los rangos normales de operación de los conductores eléctricos, los únicos cambios apreciables en los materiales usados son -- los incrementos en resistencia y longitud que éstos sufren en virtud -- de cambios en su temperatura. El más importante (para los cables -- aislados) es el cambio en el valor de la resistencia, ya que el incre-- mento 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 instala-- ción que permita absorber el cambio dimensional del conductor.

Si efectuáramos mediciones de la resistencia en un conductor a dis-- tintas temperaturas y trazáramos los valores obtenidos en una gráfi-- ca, obtendríamos la siguiente curva:

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

FIGURA 4.4



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 estaría dada por:

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

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).

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 ° 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:

$$\alpha = \frac{1}{234.5 + X^{\circ}\text{C}} \text{ a } X^{\circ}\text{C} \quad (4.6)$$

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 conductor 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, todos 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

TABLA 4.5

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

Temperatura del conductor en °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

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 produce - - cortará a los filamentos que componen el conductor. Los filamentos de - la parte central del conductor se eslabonan con más líneas de fuerza que los filamentos externos; por tanto, la fuerza contraelectromotriz 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, las caídas de potencial serán iguales y por tanto, las corrientes en los filamentos centrales en los que la fuerza contraelectromotriz inducida es mayor, - tendrán que ser menores que las corrientes en los filamentos superficiales, es decir la densidad de corriente es mayor en la superficie del conductor que en el centro.

A este fenómeno 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.

Si 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 .

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

(4.11)

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

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 γ_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 Ks y Kp	Ks	Kp
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

TABLA 4.7

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

Calibre - conductor AWG o MCM	Para cubiertas no metálicas. 1		Para cables con cubiertas metálicas 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
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 aire - 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 generalmente 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 metálico.
- 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.

En general los fabricantes de cables aislados publican gráficas, como la que se muestra en la figura 4.5, para diferentes tipos de instalaciones, sección de cables y temperatura.

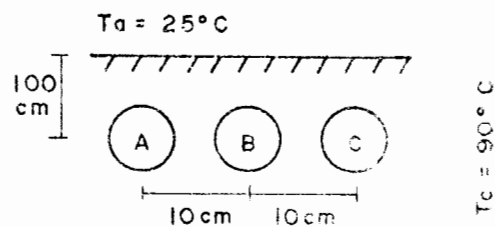
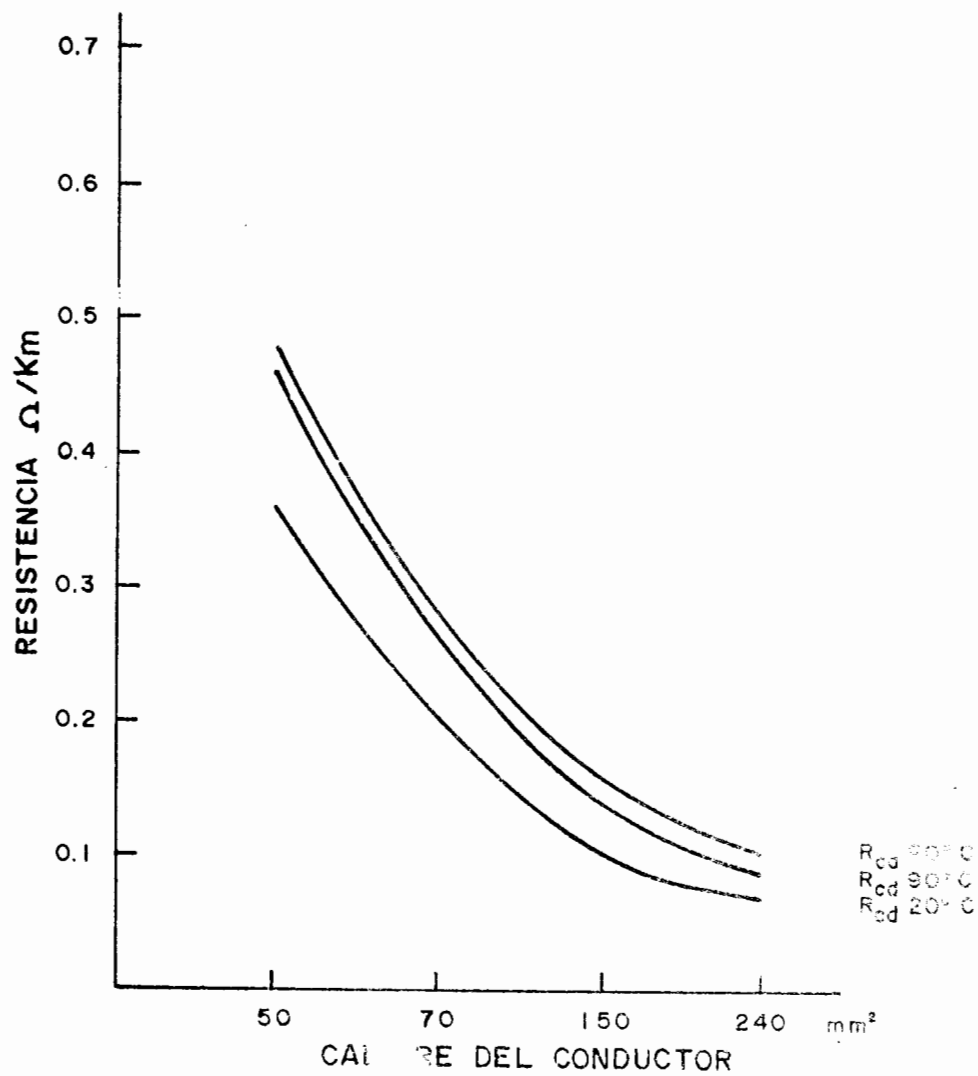


Figura 4.5 RESISTENCIA DE CABLES MONOPOLARES TIPO 23 TC 65N AISLAMIENTO DE XLP Y CONDUCTOR DE COBRE

- INDUCTANCIA

Al circular una corriente alterna (variando su magnitud en el tiempo) a través de un conductor, aparece un flujo magnético también variable que se enlazar  con los otros cables que conformen el circuito. La relación de dividir la variación del flujo magnético entre la variación de la corriente se define como INDUCTANCIA y está expresado en henrys.

La inductancia total (L) será la suma de la inductancia propia del cable (L_o) más la mutua o externa (L_m) causada por los cables adyacentes. Matemáticamente esto se puede expresar como sigue:

$$L = L_o + L_m$$

4.12

La inductancia propia o interna del conductor es constante dependiendo únicamente de su construcción, es decir si es sólido o está formado por varios cables. Debido a que parte del flujo magnético también afecta al propio cable es necesario crear un artificio para suponer que todo el flujo magnético es externo para ello se puede considerar un conductor imaginario que no es cortado por el flujo generado afectando el radio R del conductor por una constante, obteniéndose así, el radio de un conductor imaginario para el cual todo el flujo es externo, este radio es conocido como radio medio geométrico del conductor (RMG) y será el que se debe utilizar para el cálculo de la inductancia propia, en la Tabla 4.8 se resume el RMG para los cables más comunmente utilizados.

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 o 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

CALCULO DE INDUCTANCIA TOTAL PARA CIRCUITOS CON CABLES SUBTERRANEOS EN H/km.

	$L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{DMG}{RMG} \quad 4.13$
	$DMG = (DAB \times DBC \times DCA)^{\frac{1}{3}}$
	$DAB \neq DBC \neq DCA$
	$L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{DMG}{RMG} \quad 4.14$
	$DMG = 1.26 D$
	$L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{D}{RMG} \quad 4.15$
	$L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{D}{RMG} \quad 4.16$

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:

$$X_L = 2 \pi f L \quad \text{Ohms/km} \quad 4.17$$

Donde: f = Frecuencia del sistema en Hz.

L = Inductancia en Henry /km.

Las fórmulas para el cálculo de la inductancia total para diferentes disposiciones en los cables se resumen en la tabla 4.9.

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 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 de la C.A. en ohms/km.

X_L = $2 \pi f L$ ohms/km.

L = Calculada de acuerdo a la tabla 4.9

X_m = $2 \pi f M$

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

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

X_m = $0.0754 \ln \frac{D}{R_o}$ (Ohms/km) 4.20

R_p = Resistencia de la pantalla a la temperatura de operación.
Ver tabla 4.11

f = Frecuencia en Hz.

D = Distancia entre centros de cables en cm.

R_o = Radio medio de la pantalla en cm.

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	$X_L - X_M + \frac{R_p}{Q^2 + 1}$
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	$X_L - X_M + R_p \left[\frac{Q(P^2 + 1) + P(Q^2 + 1)}{2(P^2 + 1)(Q^2 + 1)} \right]$

Existen gráficas proporcionadas por los fabricantes que permiten conocer la resistencia y reactancia inductiva aparente para cada tipo de cable - e instalación, como ejemplo se anexa el de la figura 4.6

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:

$$R_A = R + R_e \text{ (ohms/km)} \quad 4.21$$

donde:

R = Resistencia efectiva del conductor a la corriente alterna.

$$R_e = \frac{4.2 \times D^2}{R_p \ R_o^2} \times 10^{-3} \text{ Ohms/km} \quad 4.22$$

R_p = resistencia de la pantalla en ohm/km

D = distancia del centro de los conductores al centro geométrico del cable en cm.

TABLA 4.11

CALCULO DE LA RESISTENCIA DE PANTALLAS

Y CUBIERTAS METALICAS (R_p ohm/km)

PANTALLA DE CINTAS - - DE COBRE (CABLE NUEVO)	$R_p = \rho \frac{2.7}{dm}$	4.23
PANTALLA DE ALAMBRES	$R_p = \rho \frac{1.3}{n d^2}$	4.24
TUBO DE PLOMO (ESPESOR 0.24 mm)	$R_p = \rho \frac{1.3}{dm}$	4.25

donde:

dm = diámetro medio de la pantalla en mm.

d = diámetro de los alambres de la pantalla en mm.

ρ = resistividad del material del conductor en ohm-mm²/km --
(COBRE = 17.2, AL= 28.2 y PLOMO = 221)

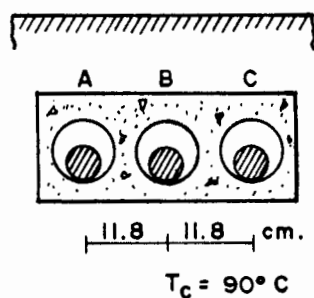
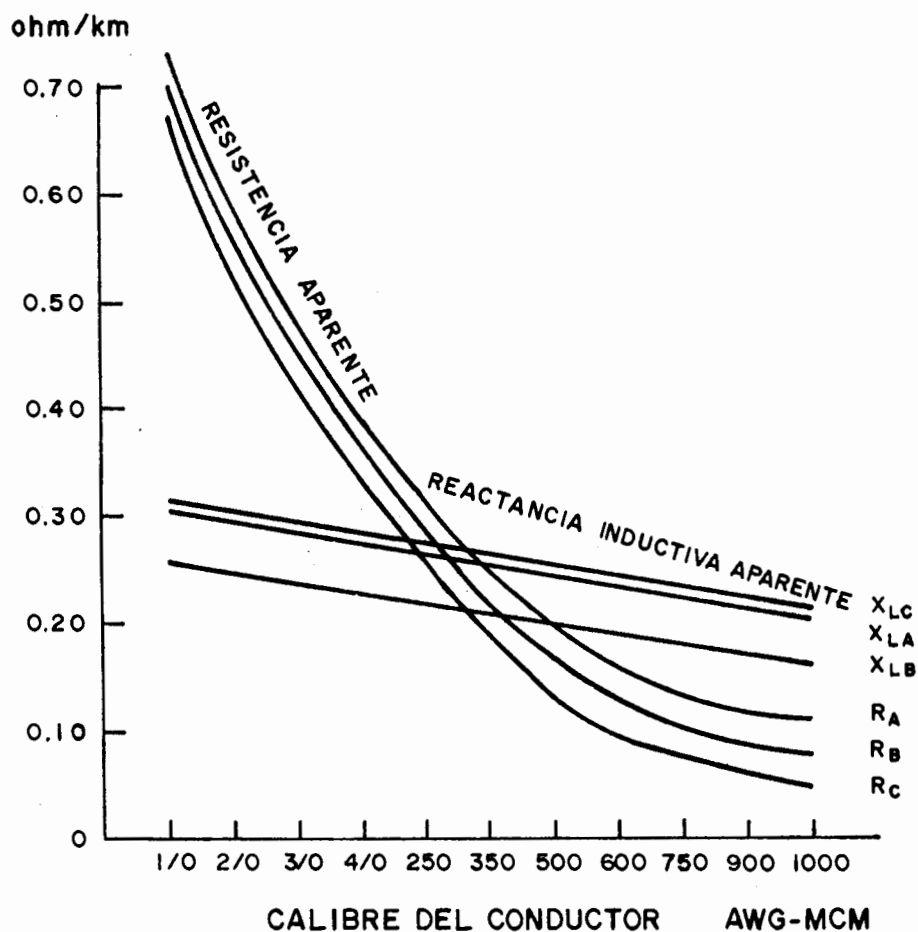


Figura 4.6 RESISTENCIA Y REACTANCIA INDUCTIVA APARENTES DE CABLES DE 15 Y 25 kV

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 (Co). El aire tiene una constante dieléctrica un poco mayor de uno.

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

4.26

TABLA 4.12

AISLAMIENTO	ϵ	$\cos \varphi$
PAPEL	3.5	0.01
ETILENO-PROP.	2.6	0.0005
POL.CADENA CRUZ.	2.3	0.0004
POL.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:

$$C = \frac{0.0241 \epsilon}{\log \frac{d_a}{d_c}} \quad \mu F/Km \quad 4.27$$

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 4.12; incluyendo la cinta semiconductora sobre el conductor en caso de tenerla .

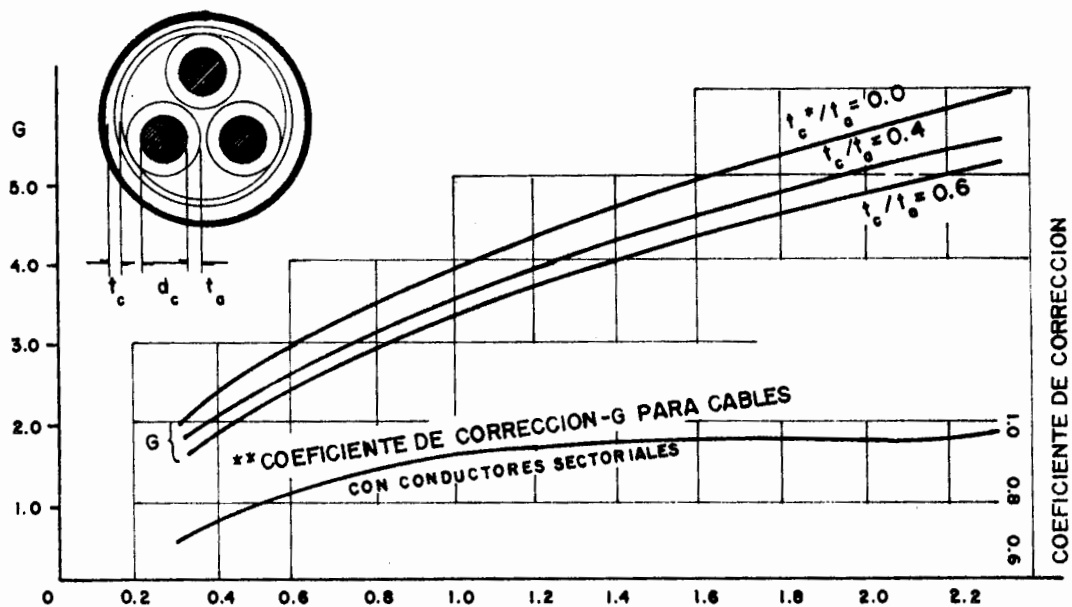
El valor obtenido en la fórmula anterior corresponde a la capacitancia en derivación y/o estrella según se trate de sistemas monofásicos o trifásicos. El punto común será en las pantallas eléctricas, siempre y cuando estén en contacto íntimo o tengan sus extremos conectados entre sí y sólidamente conectados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

Cable tripolar con cubierta común

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

$$C = \frac{0.166 \epsilon}{G} \times \mu F/Km \quad 4.28$$

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:

$$X_C = \frac{1}{2 \pi f C} \quad 4.29$$

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).

$$PA = I_c \cdot V \quad 4.30$$

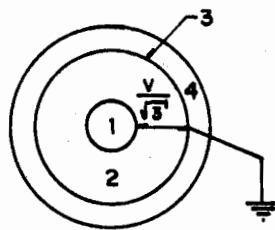
Dado que φ no difiere mucho de 90° , la potencia reactiva Pr es - aproximadamente igual a la aparente, por tanto, la potencia activa se puede expresar como:

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

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

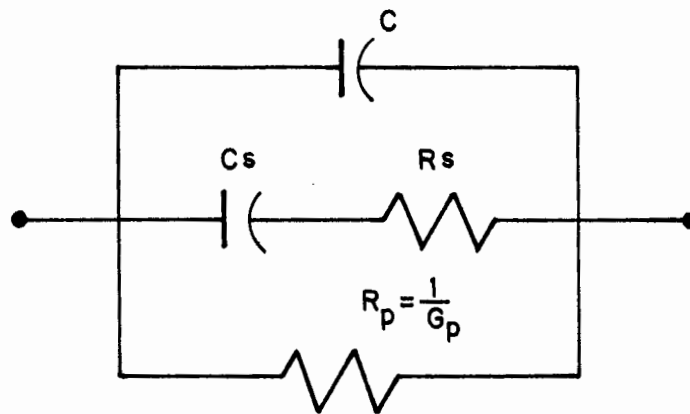
$$\frac{Pa}{PA} = \frac{I_c \cdot V \cos \varphi}{I_c \cdot V} = \cos \varphi \quad 4.31$$

El valor de $\cos \varphi$ se puede expresar como el de la $\cot \varphi$ (recuérdese que $\varphi \rightarrow 90^\circ$), y la $\cot \varphi \doteq \tan \delta$; todas estas denominaciones de un mismo valor aparecen indistintamente en la literatura técnica internacional de cables de energía, ver Tabla 4.12 para valores de $\cos \varphi$.

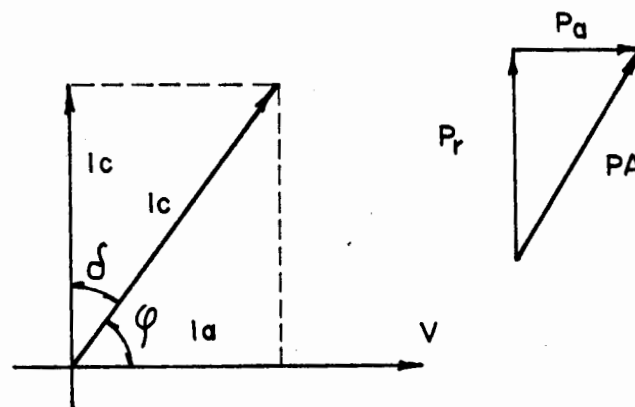


- 1.- Conductor
- 2.- Aislamiento
- 3.- Pantalla Metálica
- 4.- Cubierta

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 4.9b 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:

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

4.32

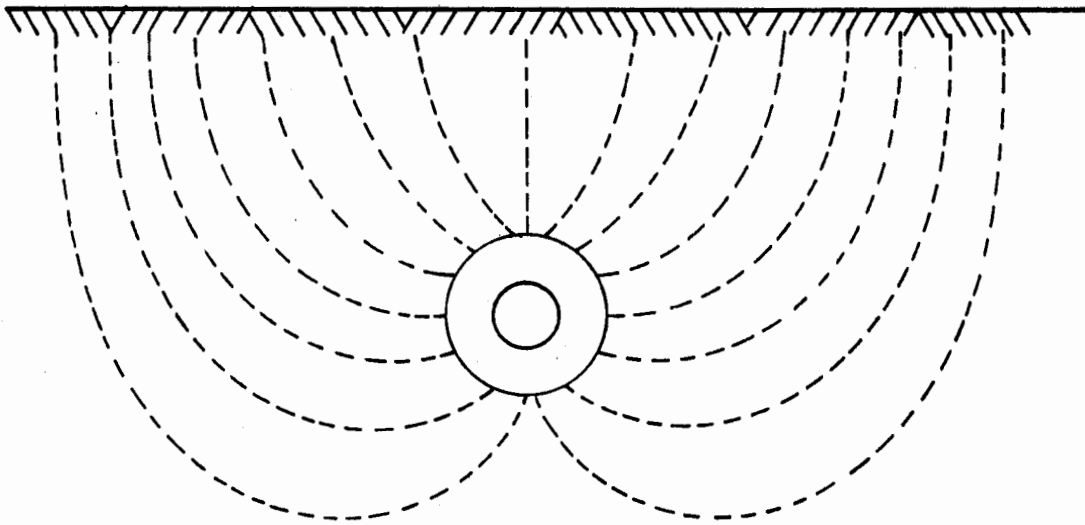


FIGURA 4.9a: TRAYECTORIA DEL FLUJO DE CALOR DE UN CABLE ENTERRADO DIRECTAMENTE EN EL SUELO

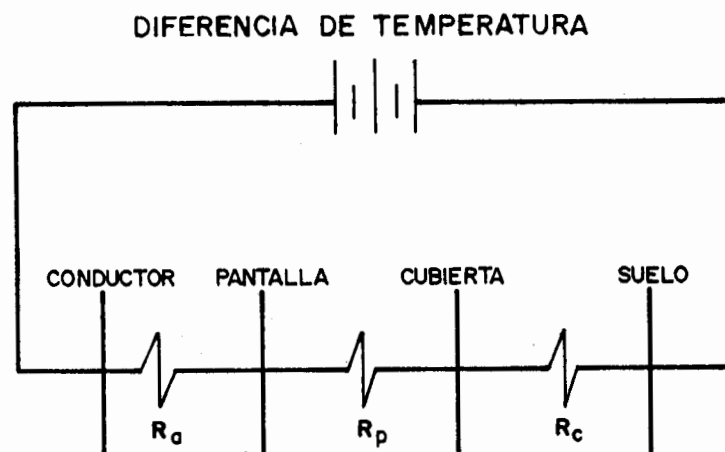


FIGURA 4.9b: CIRCUITO TERMICO EQUIVALENTE

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:

$$C_d = \frac{\theta}{R_t} \quad 4.33$$

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:

$$I^2 R_{co} = \frac{\theta}{R_t} \quad 4.34$$

la corriente que puede conducir el cable será:

$$I = \left[\frac{\theta}{R_{co} R_t} \right]^{\frac{1}{2}} \quad 4.35$$

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 .

$$I = \left[\frac{T_c - T_a - T_d}{R_{co} R_t} \right]^{\frac{1}{2}} \quad 4.36$$

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:

$$R_t = R_a + R_p + R_c + R_{s1}$$

Sustituyendo el valor de R_t en la ecuación

$$I = \left[\frac{T_c - T_a - T_d}{R_{co} (R_a + R_p + R_c + R_{s1})} \right]^{\frac{1}{2}} \quad 4.37$$

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:

$$R_a = \frac{\rho_a}{2} \ln \frac{D}{d} \quad 4.38$$

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:

$$R_s = \frac{\rho_s}{2} \ln \frac{4h}{D} \quad 4.39$$

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 4.37 se convierte en:

$$I = \left[\frac{T_c - T_a}{(R_a + R_{s1}) R_{co}} \right]^{\frac{1}{2}} \quad 4.40$$

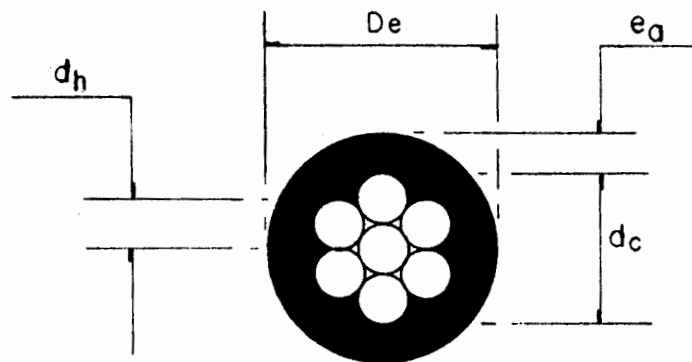
En la tabla 4.13 se muestran las características generales de cable normalizadas de una empresa eléctrica, así como sus ampacidades y caída de tensión para su empleo en proyectos de redes de distribución.

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.

CABLES BTC

1x15 a 1x400



7 hilos

TABLA 4.13

SIM-BOLO	CARACTERISTICAS	UNIDAD	CALIBRE				
			1x15	1x35	1x70	1x150	1x400
	Sección nominal del conductor de cobre	mm ²	15	35	70	150	400
	Sección real del conductor de cobre	mm ²	13.5	33.6	67.4	152.1	405.4
N	Número de hilos	-	7	7	19	37	61
d _c	Diámetro del conductor	mm	4.67	7.42	10.62	16.00	26
d _h	Diámetro de cada hilo	mm	1.55	2.47	2.13	2.29	2.9
e _a	Espesor del aislamiento de polietileno de cadena cruzada	mm	1.57	1.57	1.98	2.39	2.77
D	Diámetro del cable	mm	7.81	10/55	14.58	20.78	31.54
R _{CA}	Resistencia Ohmica a 50 Hz y 90°C	Ohm/Km	1.685	0.655	0.333	0.148	0.066
X	Reactancia a 50 Hz circuito trifásico cables horizontales	Ohm/Km	0.078	0.078	0.075	0.075	0.044
AV	Caída de tensión por fase	Volt					
I	Enterrados corriente normal de trabajo	Amp-Km	1.394	0.5796	0.312	0.163	0.071
	Enterrados corriente máxima de trabajo	Amp	110	170	270	420	-
	En aire corriente normal de trabajo	Amp	150	240	350	520	-
	En aire corriente máxima de trabajo	Amp	-	-	-	-	600
		Amp	-	-	-	-	950

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

$$R_{s2} = R_{s1} + \sum_{j=1}^n B_{ij} \quad 4.41$$

En la ecuación 4.41, 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:

$$B_{ij} = \frac{\rho_s}{2\pi} \ln \left[1 + \left(\frac{2h}{X_{ij}} \right)^2 \right]^{\frac{1}{2}} \quad 4.42$$

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 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, 4.42 en un caso particular:

Calcule la resistencia térmica del suelo R_{s1}

Calcule B_{ij} para cada uno de los cables. En cada caso X_{ij} es la distancia entre centros del cable i y el cable j .

Sume los valores obtenidos de B_{ij} y sume el valor de R_{s1} . Esto

da el valor de R_{s2} para el cable No. 1.

Repita los pasos 1, 2 y 3 para el cable No. 2 ($i = 2$). Esto da el valor de R_{s2} para este cable.

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 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. Usualmente los fabricantes publican gráficas que permiten determinar para diferentes condiciones de instalación y carga la capacidad de los cables. En la figura 4.10 se muestra como ejemplo una de ellas.

CONDICIONES DE SOBRECARGA Y CORTOCIRCUITO EN CABLES AISLADOS.

Si el valor de la corriente nominal de un cable se incrementa, la respuesta térmica no es instantánea, es decir la temperatura en el cable va aumentando paulatinamente hasta alcanzar su nivel máximo de equilibrio térmico. Es por esto que las normas para cables, admiten la posibilidad de sobrecarga bajo un tiempo limitado, durante una emergencia. La tabla 4.14 da los valores de temperaturas recomendados en operación normal, de emergencia y cortocircuito, de los principales aislamientos usados en cables de energía de media tensión fabricados en México, limitando el tiempo de operación de emergencia por sobrecarga a 100 horas/año, en no más de cinco periodos.

TABLA 4.14

TEMPERATURA DE OPERACION DE CABLES DE ENERGIA DE MEDIA TENSION

TIPO DE AISLAMIENTO	T E M P E R A T U R A S		
	MAXIMA CONTINUA	MAXIMA EMERGENCIA	CORTOCIRCUITO
Papel im- pregnado.			
8 KV	90°C	105°C	200°C
15 KV	90°C	100°C	200°C
25 KV	90°C	95°C	200°C
37 KV	80°C	90°C	200°C
XLP	90°C	130°C	250°C
EP	90°C	130°C	250°C

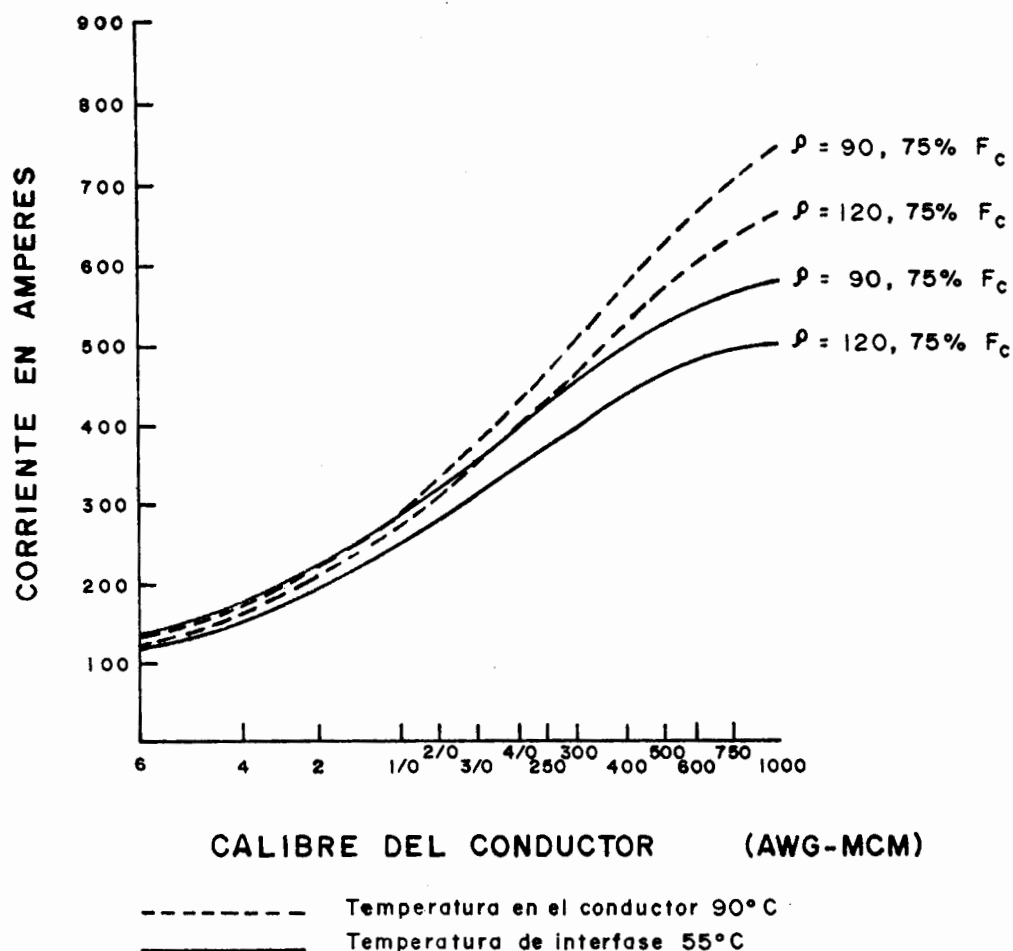


Figura 4.10 CORRIENTE EN CABLES EP Y XLP, 5,15,25,35 kV
 DIRECTAMENTE ENTERRADOS Y PANTALLAS A TIERRA

Siempre que el aislamiento de un cable falla, se genera una corriente de cortocircuito de gran magnitud que fluye de la fuente de corriente al punto en donde el aislamiento se ha degradado, la energía producida se presenta en forma de calor en los conductores considerándose que toda ésta es absorbida por los conductores. Para prevenir el daño masivo del aislamiento debido a éstas altas corrientes se han establecido límites de temperatura máximos de acuerdo al tipo de aislamientos, estos varían de acuerdo al fabricante, a la instalación y algunos otros parámetros; sin embargo a continuación se indican los valores promedio establecidos en la actualidad:

TABLA 4.15

TIPO DE CABLE	AISLAMIENTO	CONDUCTOR	PANTALLA
Aislamiento de papel	200 °C	200 °C	200 °C
Aislamiento XLP o EP.	250 °C	250 °C	350*°C
Aislamiento PVC o PE	130 °C	150 °C	250 °C

* Para cables con pantalla de plomo esta temperatura debe limitarse a 200°C.

El calibre del cable seleccionado deberá siempre ser lo suficientemente grande para conducir la sobrecorriente de cortocircuito o sobrecarga durante un tiempo que no permita que se rebasen las temperaturas máximas establecidas. Para corrientes de cortocircuito este intervalo se considera no mayor a 10 segundos. Existen curvas de daño de los cables que permiten determinar su capacidad térmica ante corrientes de cortocircuito, éstas son publicadas por los fabricantes. En las figuras 4.11, 4.12 y 4.13 se muestran como ejemplo gráficas para cables con aislamiento de papel, EP y XLP con conductores de cobre y aluminio.

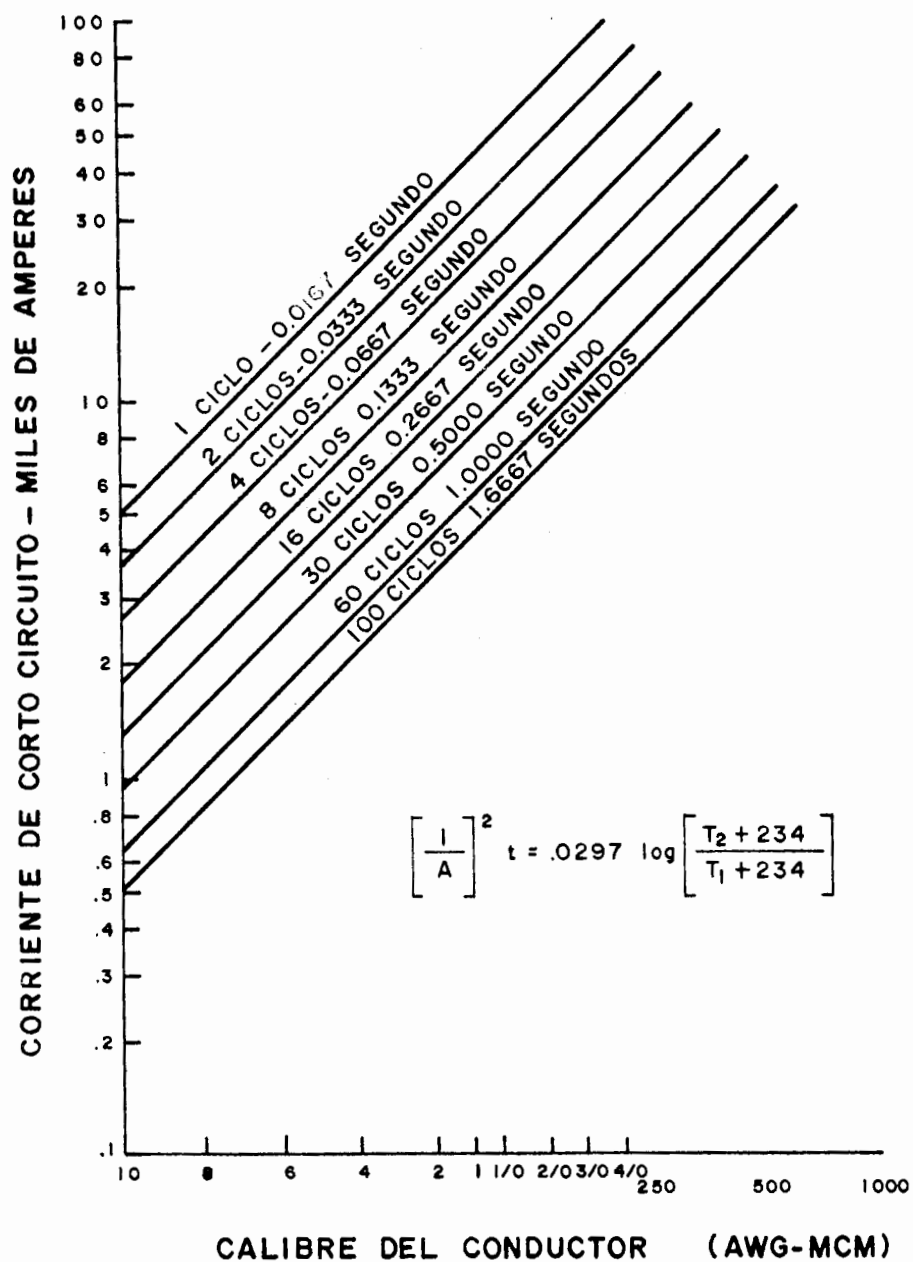


Figura 4.11 CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO PERMISIBLES PARA CABLES AISLADOS CON CONDUCTOR DE COBRE

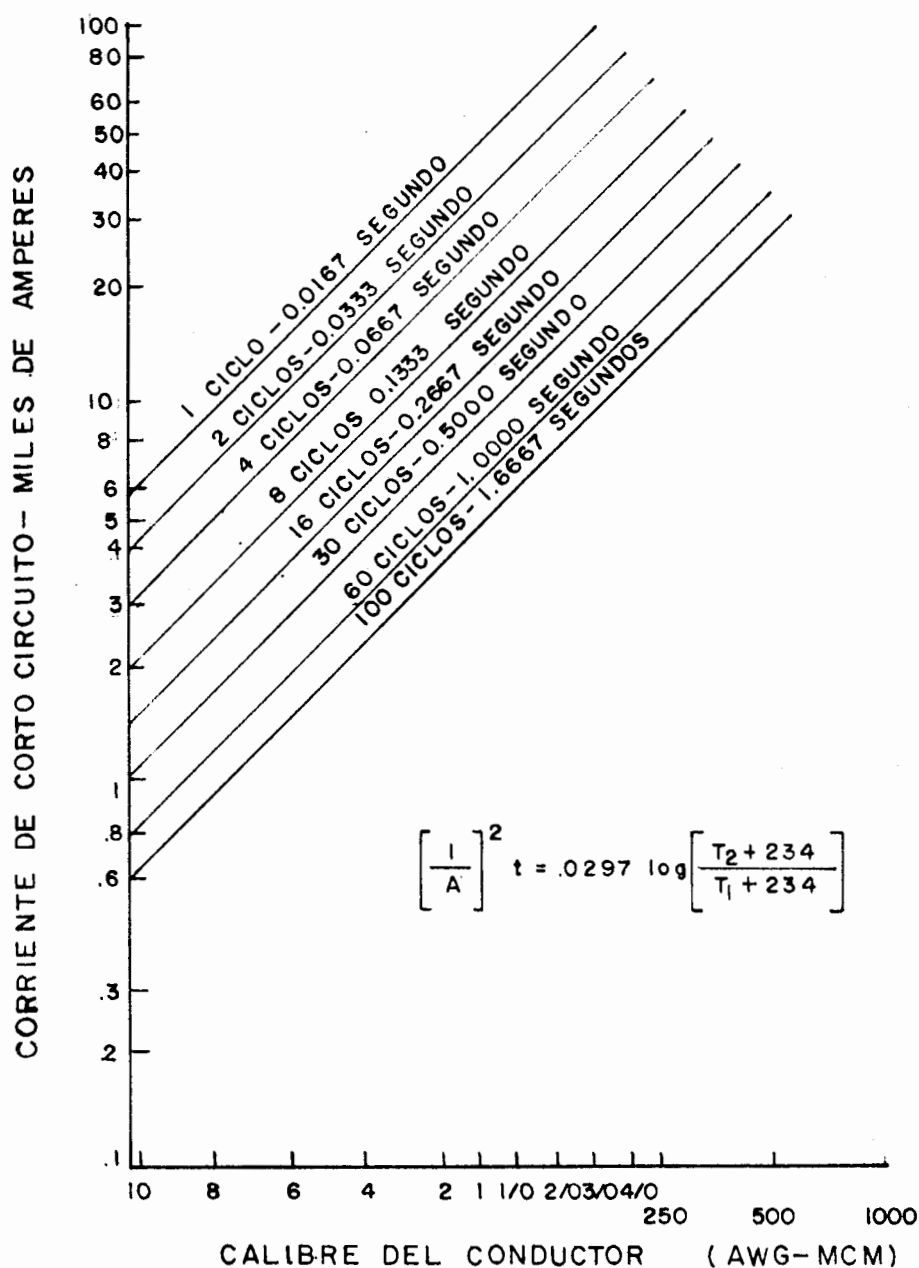


Figura 4.12 CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO PERMISIBLES PARA CABLES AISLADOS CON XLP Y EPR CON CONDUCTOR DE COBRE

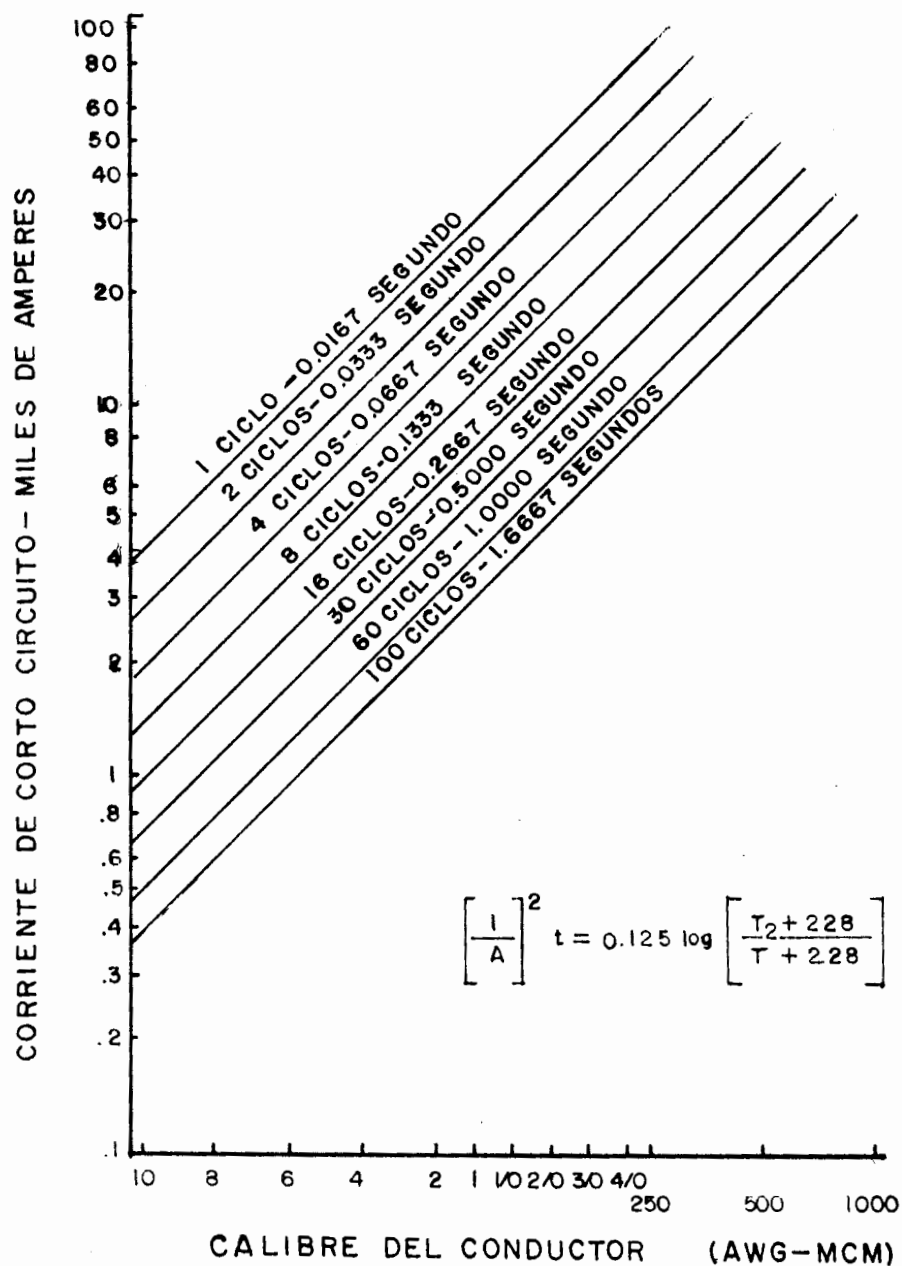


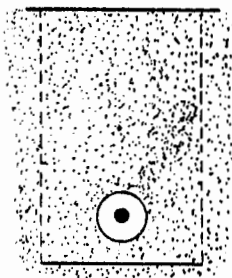
Figura 4.13 CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO PERMISIBLES PARA CABLES AISLADOS CON XLP Y EPR CON CONDUCTOR DE ALUMINIO

4.4 INSTALACIONES.

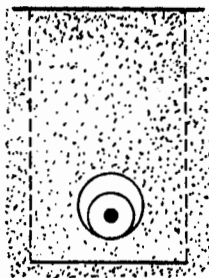
Tipos de Instalación.

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

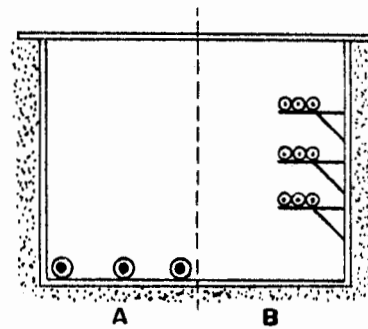
FIGURA 4.14



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.

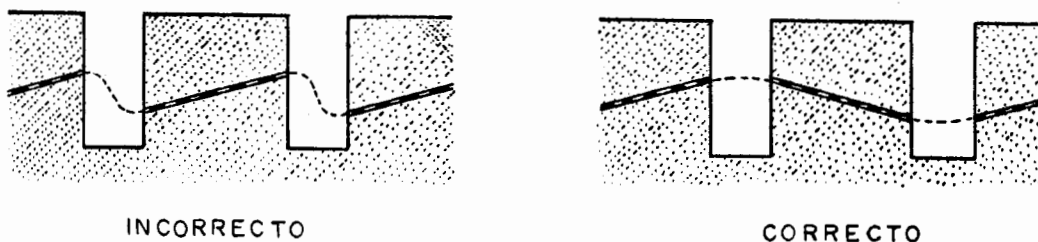
Precauciones:

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 se deben 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. 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 hechos perfectamente siguiendo las indicaciones y recomendaciones del fabricante, 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 ductos.

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.

FIGURA 4.15



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.

- 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.

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

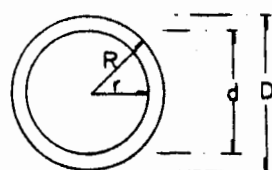
$$\text{EN LB} \begin{cases} 11.84 \times \text{Area del conductor en milímetros cuadrados.} \\ 0.006 \times \text{Area del conductor en circular mils.} \end{cases}$$

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

EN KG. 0.703 X cada centímetro cuadrado del área de plomo.

EN LB. 1,500 X cada pulgada cuadrada del área de plomo.

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

$$\left. \begin{aligned} A &= \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) = 0.7854 (D^2 - d^2) \\ A &= \pi (R^2 - r^2) = 3.1416 (R^2 - r^2) \end{aligned} \right\} 4.43$$


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

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

$$T = L \times W \times f \quad 4.44$$

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:

$$P = \frac{\text{Tensión en el tramo}}{\text{Radio de curvatura}} \quad 4.45$$

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

$$T = T_1 e^{fa} \quad 4.46$$

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 4.16).

TABLA No 4-16

VALORES e^{fa}

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 4.17

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 4.18

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.

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:

$$x_s^2 = \frac{8 \pi f}{R'} \quad 10^{-4} \text{ KS}$$

$$x_s^2 = \frac{8 \pi 60}{0.0885} \quad 10^{-4}$$

$$x_s^2 = 1.7039$$

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

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

$$x_p^2 = \frac{8 \pi 60}{0.0885} \times 10^{-4} \times 0.6 = 1.022$$

Substituyendo este valor en la ecuación 4.11, tendremos:

$$Y_p = 0.0002$$

De tal manera que:

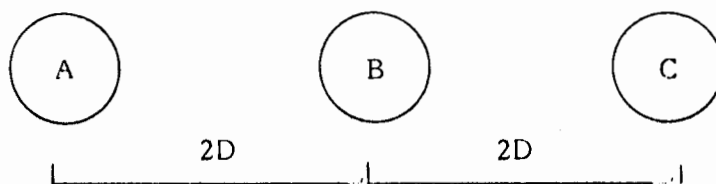
$$R_{CA90^{\circ}C} = R_{CD} (1 + Y_S + Y_p) \quad (4.9)$$

$$\begin{aligned} R_{CA90^{\circ}C} &= 0.0885 (1 + 0.015 + 0.0002) \\ &= 0.0898 \text{ ohms/km.} \end{aligned}$$

Comparando este método con el usado exclusivamente con tablas (0.0898 ± 0.0903) podemos observar que el error es mínimo.

EJEMPLO 4.2

Calcular la inductancia y reactancia inductiva de un sistema trifásico 60 Hz, con cables 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, tabla 4.9

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

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 XLP 15 KV cobre tiene las siguientes dimensiones:

$$\text{Diámetro del conductor} = 13.2 \text{ mm}$$

$$\text{Diámetro total} = 28.7 \text{ mm}$$

$$\text{RMG} = \frac{1}{2} \times 0.768 \times (13.2) = 5.0688 \text{ mm}$$

$$\text{DMG} = \sqrt[3]{2} \times (2 \times 28.7) = 72.32 \text{ mm}$$

$$L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{72.32}{5.1}$$

$$L = 0.532 \left(\frac{\text{mH}}{\text{Km}} \right)$$

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 4.22:

$$C = \frac{0.0241 (2.6)}{\log \frac{29.43}{20.19}} \frac{\mu F}{km} = 3.829 \times 10^{-1} \frac{\mu F}{km}$$

De la ecuación 4.24:

$$X_C = \frac{1}{2 \pi f C} \text{ Mohm} \cdot km$$

$$X_C = \frac{1}{2 \pi (60) (3.829 \times 10^{-1})} = 0.00692 \text{ M}\Omega \cdot km$$

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 SELECCION Y CARGA DE LOS TRANSFORMADORES
- 5.4 CONEXION DE TRANSFORMADORES
- 5.5 LIMITE ECONOMICO DE TRANSFORMADORES Y DETERMINACION DE SU RELACION OPTIMA DE PERDIDAS
- 5.6 CONEXION DE TRANSFORMADORES TRIFASICOS Y FERRO-RRESONANCIA
- 5.7 CUESTIONARIO

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 de distribución que represente - una complicación mecánica; son aparatos sencillos; no es así para grandes transformadores o de potencia. 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 construye por secciones bobinas 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 transformadores de distribución llevan sus devanados inmersos en un baño de aceite que cumple dos funciones: Aislamiento y refrigeración. Esta circunstancia requiere rodear al transformador 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 pueden ser de dos tipos: para ventilación natural y 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 inexplorivos que lo sustituirían. Uno de ellos es el llamado Pyranol, una patente americana. Actualmente ya no se emplea por su alto grado de toxicidad, además no es biodegradable.

En general en los 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 podemos destacar los siguientes:

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, su resistencia 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 de secciones grandes 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 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 opera 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:

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 aceite0.4%

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 recomienda, 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 planteados 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 tempera-- tura de funcionamiento por debajo del máximo que puede soportar el ais-- lamiento 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, hay que aumentar el área - de la superficie, o proveer medios artificiales para facilitar la refrigera-- ción. Esto se logra dotando de conductos de ventilación a los devanados, aumentando las dimensiones de radiación del tanque y adicionando elemen-- tos que ayuden a una rápida disipación del calor.

Los refrigerantes más empleados son: el aire, el aceite dieléctrico, líqui-- dos 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 devana-- dos 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 tan-- que o por medio de radiadores adaptados a éste o montados por sepa-- rado.

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 eletromagnético.

VALVULA AUXILIAR: Esta válvula se emplea para obtener muestras de aceite para verificar las propiedades dieléctricas, se encuentra en la parte inferior, pues es ahí 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 CONEXIONES: Esta caja va colocada en uno de los costados del transformador y sirve para instalar las 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:

- Existencia de flujo de aceite.
- 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.

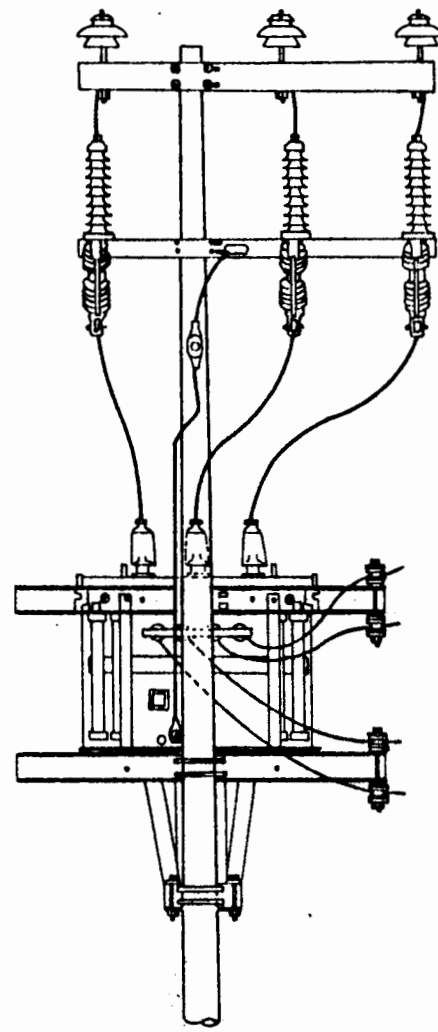
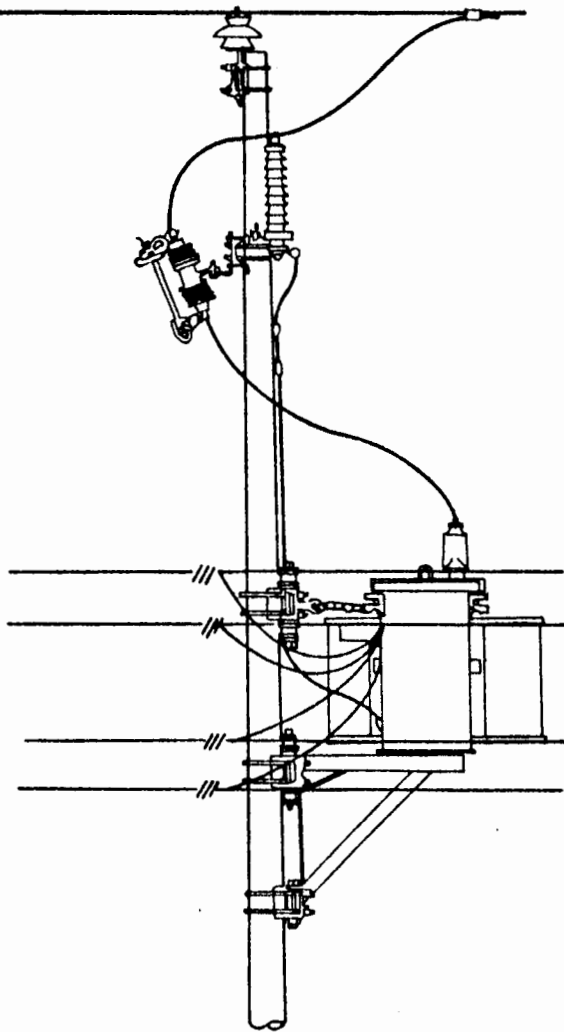
FUSIBLES.- Todo equipo eléctrico necesita un elemento o medio que permita su desconexión y/o protección de las fallas que ocurran en el sistema donde opera y al mismo tiempo proteger al sistema de las fallas que ocurran en el interior del equipo.

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.

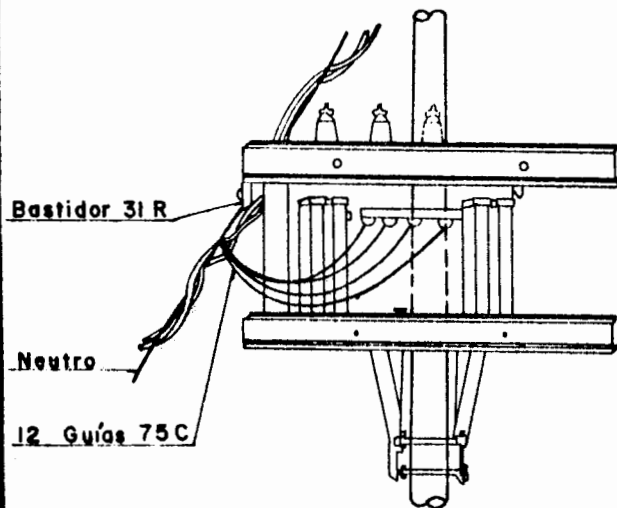
Algunos de los elementos descritos en los párrafos anteriores se utilizan únicamente en lo que se conoce como transformadores de potencia que se consideran aquellos de capacidades iguales o mayores a los 1000 KVA. Los transformadores de distribución cuyas capacidades son siempre menores a 1000 KVA no requieren por lo general de todos estos dispositivos.

→A



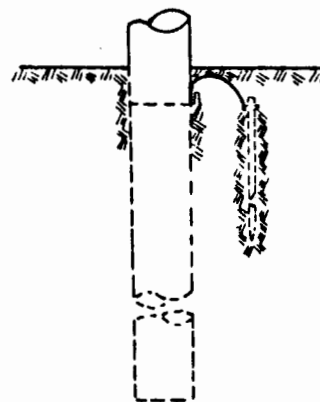
VISTA A-A'

→A'



Conexión a Cable BM Cu.

Figura 5.1



CLASIFICACION DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

Para clasificar todos los transformadores que se emplean en los sistemas de distribución pueden seguirse varios criterios:

Por el número de fases:

- Monofásicos
- Trifásicos

Por su construcción:

- Núcleos devanados
- Núcleos laminados

Por su tamaño :

- De instrumento y control
- De distribución

Por su aplicación:

- Montaje en poste
- Montaje en una subestación
- Montaje subterráneo
- Montaje sobre la superficie (tipo pedestal)

Por el tipo de enfriamiento:

- Tipo seco
- Tipo refrigerante:
 - OA, AA (aceite y aire)
 - FA, AFA (aceite y aire forzado)
 - FOA (Aceite, aire y aceite forzado)

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 aéreo que se muestra en la Figura 5.2 es la forma más común. Los alimentadores primarios suministran desde una subestación, por medio de troncales, a varios ramales, 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 generalmente a través de portafusibles y suministran energía a los circuitos secundarios radiales, a los cuales está conectado el servicio del consumidor.

Los interruptores automáticos en aceite con dispositivo de sobrecarga se conectan entre los alimentadores y las barras bus de la subestación. Así, un cortocircuito en un alimentador, abre su interruptor correspondiente y deja sin servicio a todo lo que esté conectado a este alimentador. Frecuentemente se instalan cuchillas tripolares operadas manualmente, como se muestra en la Figura 5.2, colocadas en los puntos de unión de los ramales y del alimentador principal o troncal. Cuando ha sido localizada la falla y la sección dañada se ha aislado abriendo las cuchillas apropiadas, el servicio continua en el resto del alimentador 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 evitan en esta forma, una interrupción completa en todo el alimentador.

Es obvia la necesidad de que los fusibles de los transformadores y el interruptor del alimentador, tengan 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. Todos los consumidores serán afectados si la falla está localizada de tal manera que origine que el interruptor de la Subestación se abra.

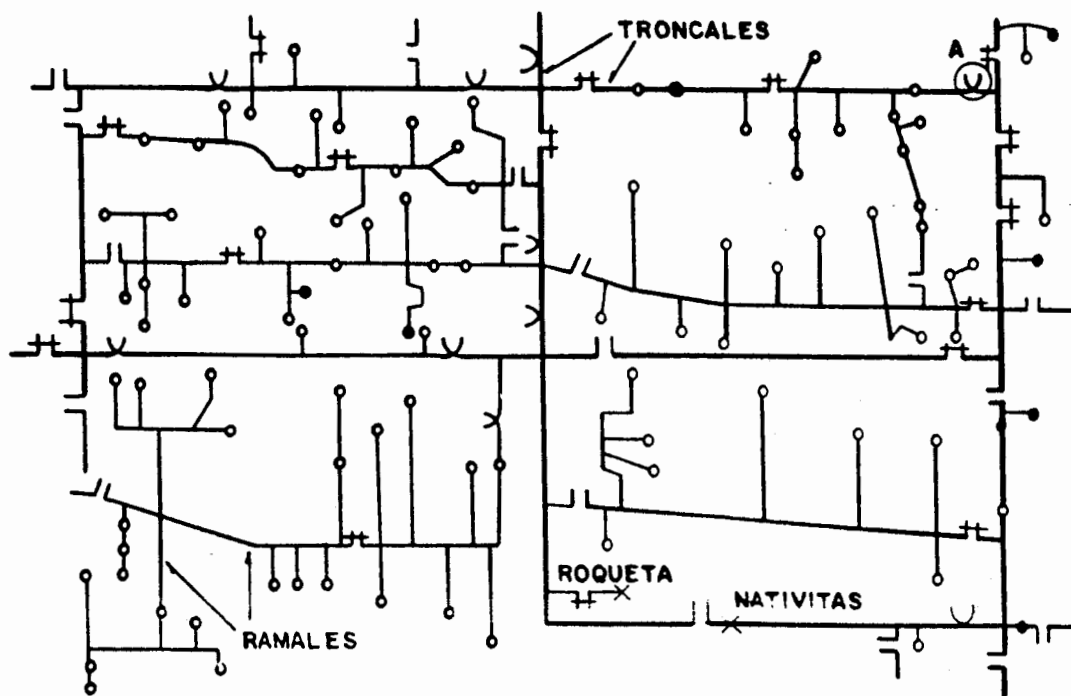


Figura 5.2

Se ha encontrado que las fallas más frecuentes que dejan sin energía al alimentador no son permanentes y que, si el interruptor de la subestación 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 cuchillas tripolares de enlace entre los alimentadores adyacentes para reducir el tiempo de interrupción.

Existen casos; sin embargo, en donde esto no es factible dado que no hay alimentadores cercanos y un enlace de este tipo resulta muy costoso; este es el caso de alimentadores en zonas suburbanas o rurales. Ver figura 5.3

$$I_1 = \left[\frac{60 \times 10^5}{0.656(271.36 + 19.6)} \right]^{1/2} = 176 \text{ AMPERES}$$

$$I_2 = \left[\frac{60 \times 10^5}{0.666(284.60 + 19.6)} \right]^{1/2} = 172 \text{ AMPERES}$$

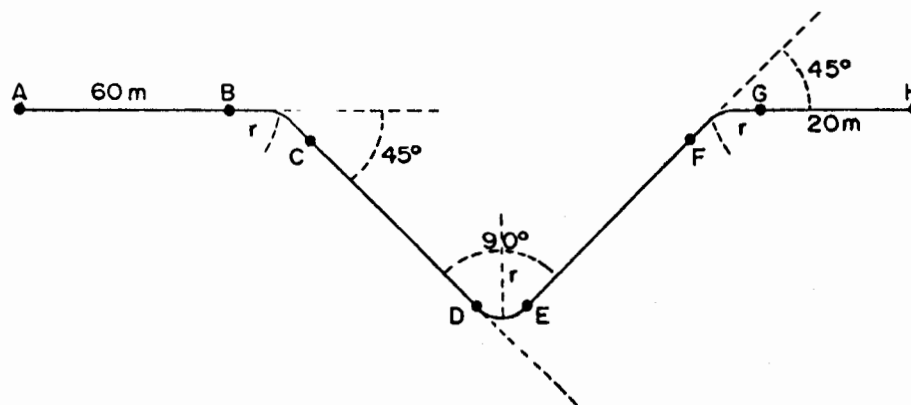
$$I_3 = I_1 = 176 \text{ AMPERES}$$

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 POLIPHIL 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, $r = 3 \text{ metros.}$



$$\text{Tensión A - B} = T_1 = 60 \times 2.194 \times 0.5 = 65.820 \text{ kg.}$$

$$C = T_2 = T_1 e^{fa} = 65.820 \times 1.48 = 97.414 \text{ kg.}$$

$$\begin{aligned}
 D &= T_3 = T_2 + T_{CD} = 97.414 + (30 \times 2.194 \times 0.5) \\
 &= 130.324 \text{ Kg.}
 \end{aligned}$$

$$E = T_4 = T_3 e^{f\theta} = 130.324 \times 2.19 = 285.410 \text{ kg.}$$

$$\begin{aligned}
 F &= T_5 = T_4 + T_{EF} = 285.410 + (30 \times 2.194 \times 0.5) \\
 &= 318.320 \text{ kg.}
 \end{aligned}$$

$$G = T_6 = T_5 e^{f\theta} = 318.320 \times 1.48 = 471.114 \text{ kg.}$$

$$\begin{aligned}
 H &= T_7 = T_6 + T_{GH} = 471.114 + (20 \times 2.194 \times 0.5) \\
 &= 493.054 \text{ kg.}
 \end{aligned}$$

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:

$$\text{Curva B-C} \quad P = \frac{97.414}{3} = 32.471 \text{ kg.}$$

$$\text{Curva D-E} \quad P = \frac{285.410}{3} = 95.137 \text{ kg.}$$

$$\text{Curva F-G} \quad P = \frac{471.048}{3} = 157.048 \text{ kg.}$$

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:

$$\text{Tensión H-G} = T_1 = 20 \times 2.194 \times 0.5 = 21.940 \text{ kg}$$

$$F = T_2 = T_1 e^{fa} = 21.940 \times 1.48 = 32.471 \text{ kg}$$

$$E = T_3 = T_2 + T_{FE} = 32.471 + (30 \times 2.194 \times 0.5) = 65.381 \text{ kg}$$

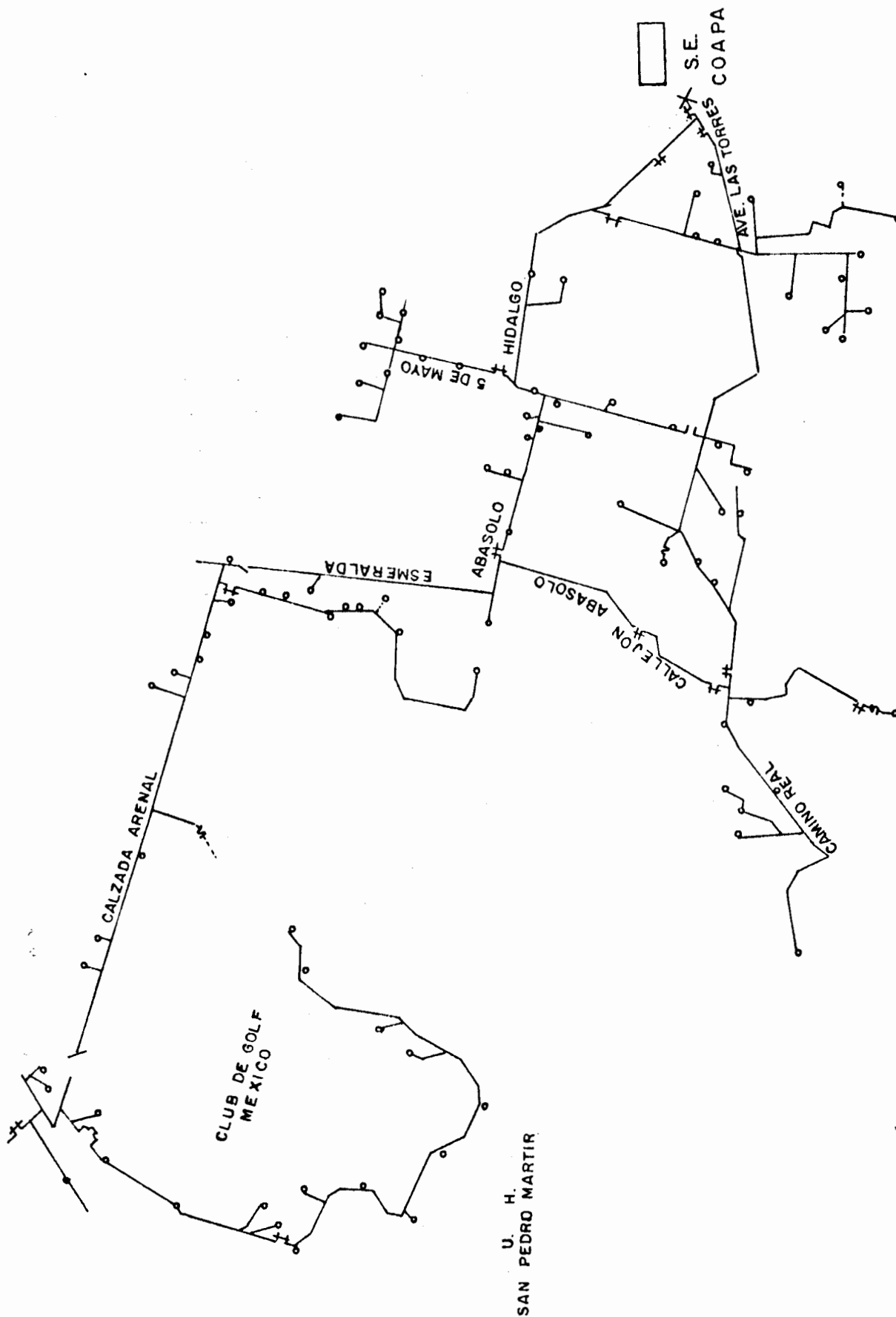
$$D = T_4 = T_3 e^{fa} = 65.381 \times 2.19 = 143.184 \text{ kg}$$

$$C = T_5 = T_4 + T_{DE} = 143.184 + (30 \times 2.194 \times 0.5) = 176.09 \text{ kg}$$

$$B = T_6 = T_5 e^{fa} = 176.09 \times 1.48 = 260.619 \text{ kg}$$

$$A = T_7 = T_6 + T_{BA} = 260.619 + (60 \times 2.194 \times 0.5) = 326.439 \text{ kg}$$

Como podemos observar es más conveniente cablear del punto H al punto A porque se necesita menos tensión a aplicar y,



ALIMENTADOR RADIAL AEREO

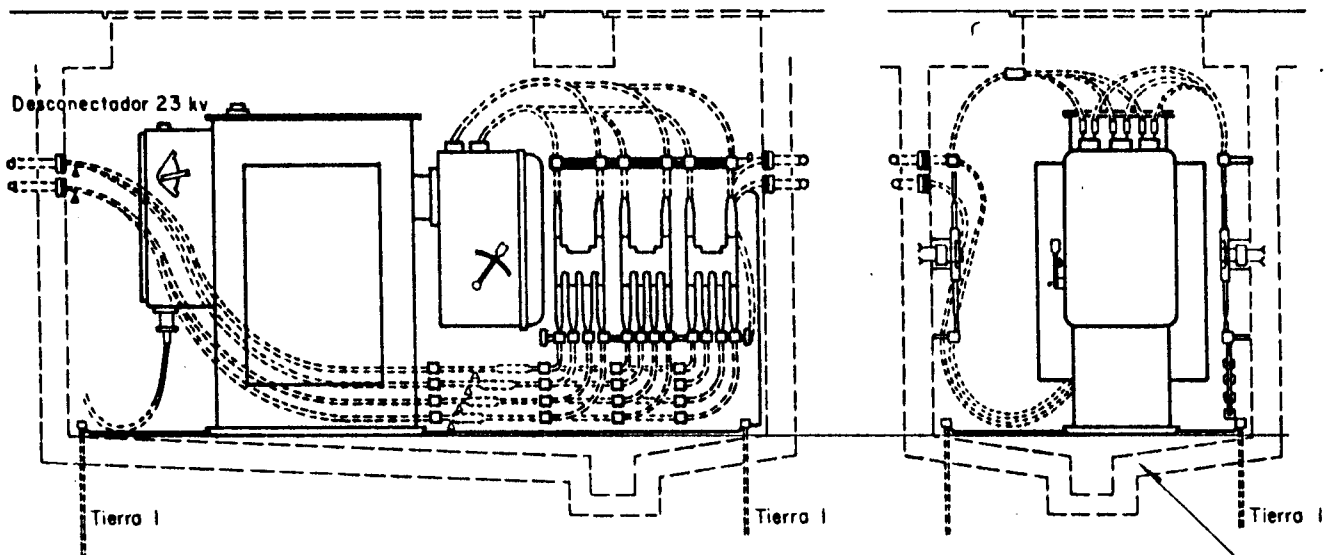
Figura 5.3

Hay diferentes métodos por los cuales el exceso de energía puede ser - -
llevado mientras se hacen las reparaciones necesarias. La capacidad adicion
nal 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 aliment
tador puede ser conectado a él en un momento de urgencia. También es -
posible instalar un gran número de alimentadores en una zona y entrelazar-
los, quedando en tal forma que un alimentador dañado puede ser conectado
fácilmente a los demás. Es evidente que cuando se usan alimentadores in--
terconectados, el exceso de capacidad que cada uno debe suministrar dismin
uye 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 subestación 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 gener
almente 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 densi-
dades de carga. En estos casos, los transformadores de distribución están
colocados, generalmente, en bóvedas debajo de las calles o de las aceras.
En muchos lugares, el equipo puede estar parcial o totalmente sumergido
en agua y, por tanto, debe emplearse el transformador de tipo sumergi-
ble. Ver figura 5.4

S.E. BOVEDA 23B 750 AUT

NORMAS Ly F
MONTAJE
4.0115



BOVEDA 4800 x 2200 x 2500

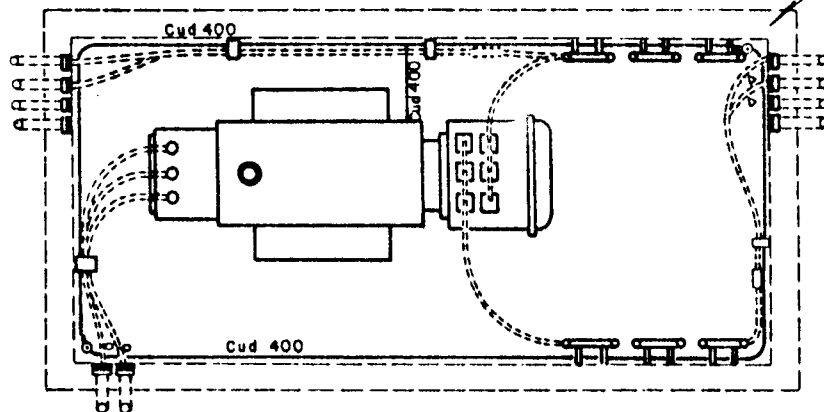
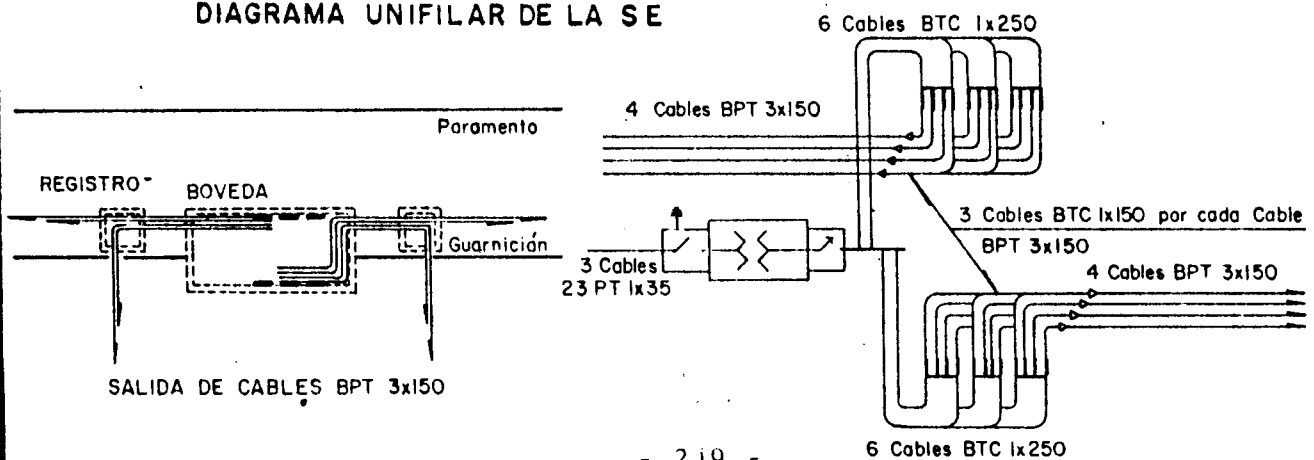


Figura 5.4

DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SE



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. En la figura 5.5 se muestra un transformador empleado en estas redes.

El sistema de alimentación en anillo tiene dos caminos desde la fuente de energía hasta los transformadores que suministran energía al consumidor. El primer sistema de red automática, 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 mejor sistema para suministrar energía a través de sistemas subterráneos a las zonas de las ciudades que tienen alta densidad de carga, como el centro de la Ciudad de México principalmente porque asegura la continuidad del servicio.

El empleo de este sistema de red automática exige 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 desconectoras, 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. Los transformadores de red normalizados-

son de capacidades de 300, 500, 750 y 1000 kVA. ver figura 5.4. son 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 importancia tales como hospitales, teatros, cines, hoteles, almacenes comerciales, oficinas públicas, etc. requieren una gran seguridad en la continuidad del servicio, lo cual no puede lograrse mediante el suministro de energía a través de un solo alimentador.

La introducción de los sistemas de redes secundarias de baja tensión puede hacer aprovechable el equipo para mejorar los diseños que actualmente - se usan para estas cargas, este sistema se conoce como mancha de red. - Los transformadores de red están conectados a distintos alimentadores primarios, y sus secundarios están en paralelo a través de los protectores de red, formando un anillo desde el cual la carga es alimentada radialmente. En la actualidad, su empleo está muy generalizado en sistemas subterráneos que suministran energía a cargas muy importantes 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 una serie de transformadores localizados 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, empleándose transformadores con aislamiento seco o no inflamable como el silicón o similar.

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.

En México como en otros países los nuevos fraccionamientos, centros comerciales e industriales están desarrollando sus redes de distribución con instalaciones subterráneas, ya que éste tipo de instalación tiene una mejor apariencia, conservando la estética de las zonas urbanas, al eliminar postes y líneas aéreas.

Para este tipo de instalaciones se pueden utilizar dos tipos de transformadores:

Pedestal

Sumergible

El transformador de distribución subterránea tipo pedestal, consiste básicamente en un transformador convencional con las boquillas tanto de alta -- como de baja tensión dispuestas en una de las paredes largas del tanque, -- cubiertas por un gabinete tipo intemperie provisto con tapa removible, -- puerta (s) y seguro para candado, de tal forma que las partes energizadas queden inaccesibles al público.

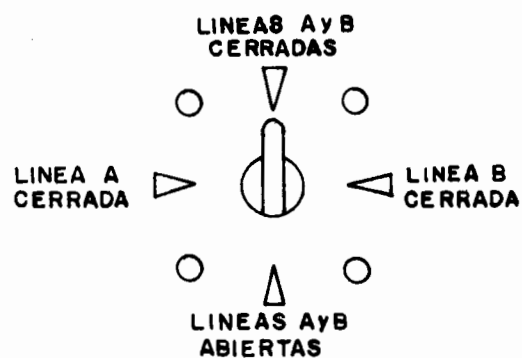
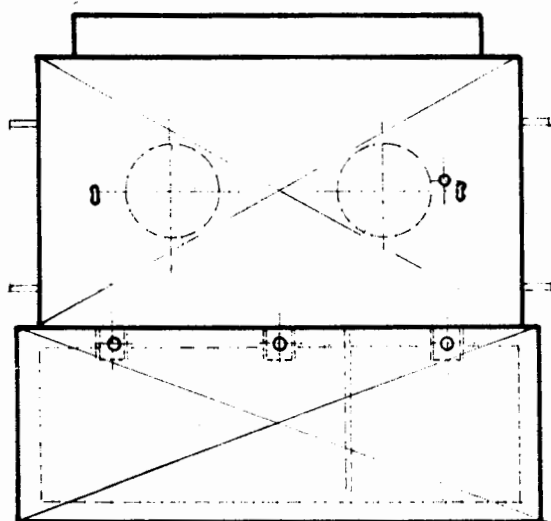
El conjunto tanque gabinete se instala sobre un pedestal de concreto. Es condición de diseño que éste conjunto no tenga tuercas, tornillos u otros dispositivos de sujeción que puedan ser removidos exteriormente, así mismo evitar cualquier orificio por donde pueda introducirse objetos extraños al transformador, tales como varillas, alambres, etc.

Los principales componentes del transformador tipo pedestal son: Parte -- energizada, tanque y gabinete.

La primera está constituida igual a la de los transformadores convencionales, con la excepción de que el núcleo es tipo acorazado con el objeto de evitar sobrecalentamientos excesivos en el tanque causados por desbalanceo de fases o cortocircuitos.

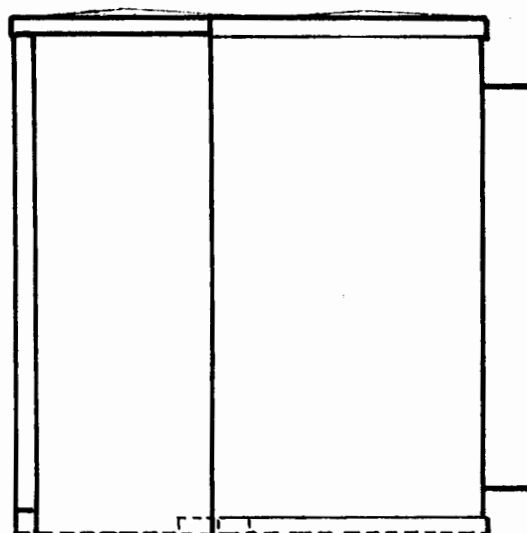
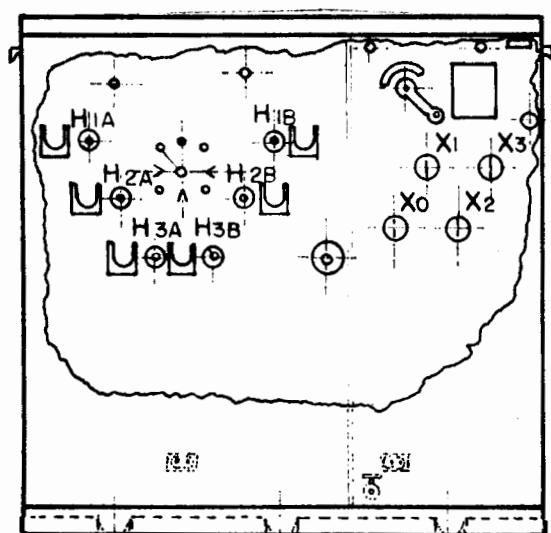
En una de las paredes largas del tanque se sitúa el frente del transformador, el cual se divide verticalmente en dos partes; en el lado izquierdo se-

TRANSFORMADORES TRIFASICOS 23-BT-45 a 300 DRS PEDESTAL



Detalle del Seccionador

Figura 5.5



localiza el panel de alta tensión y en el lado derecho el de baja tensión, en los cuales se encuentran las boquillas y accesorios correspondientes.

En transformadores trifásicos los compartimientos de alta y baja tensión están separados internamente por una barrera aislante no hidróscópica - de material acrílico, de tal forma que cada compartimiento tiene su - propia puerta. El compartimiento de alta tensión es accesible únicamente después de abrir la puerta de baja tensión.

Los transformadores tipo sumergible tienen como principal característica la de estar instalados en bóvedas bajo el nivel del terreno. Estas bóvedas pueden localizarse en banquetas, jardines, plazas, etc.; en la parte superior de ésta a la altura del terreno o de la banqueta se coloca un registro, que tiene como objetivo evitar el acceso al transformador por personas no autorizadas y al mismo tiempo permitir la dispersión del calor generado por el transformador.

Debido a que estos transformadores pueden estar sumergidos totalmente en agua o lodos la tapa del transformador y accesorios como boquillas, registros de mano y palancas de operación deben sellarse hermeticamente.

Además, es condición de diseño que el transformador sea de frente - muerto, es decir, que ninguna parte energizada esté expuesta.

Las terminales de alta y baja tensión al igual que todos los accesorios como dispositivos de seccionalización, protección y cambiador de derivaciones se localizan en la tapa con el fin de facilitar las maniobras de - inspección y operación desde la superficie sin que sea necesario entrar en la bóveda.

Uno de los principales accesorios de estos transformadores son los elementos de seccionalización, los cuales permiten la conexión y desconexión de la alimentación primaria del transformador.

En transformadores monofásicos, la seccionalización se efectúa con un - - inserto de operación con carga, el cual es recibido por la boquilla tipo - pozo. A su vez, el inserto se adapta al extremo de un codo aislante, en - cuyo otro extremo se conecta el cable alimentador.

En transformadores trifásicos, se utilizan seccionadores internos de operación bajo carga, utilizando para esto el mismo aceite del transformador, - estos seccionadores son para operación exterior.

Dependiendo del sistema en el que se desee instalar el transformador, - se pueden utilizar dos tipos de seccionadores.

De dos posiciones, para operación radial (abierto y cerrado) Fig.5.6 a.

Y de cuatro posiciones para operación en anillo, el cual es posible substituirlo por dos de dos posiciones, Fig.5.6 b Pudiendo efectuar con éste las maniobras del anillo así como la conexión y desconexión del transformador.

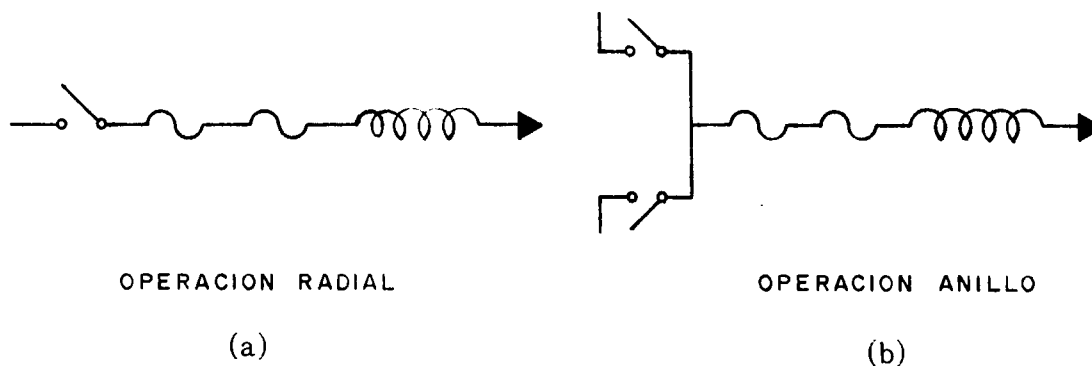


FIGURA · 5.6

Debido a que este tipo de transformadores se encuentran instalados en sitios donde pueden causar daños severos a las instalaciones y aún más a personas. Es necesario que su protección sea diseñada cuidadosamente.

Atendiendo a la magnitud de los daños, estas fallas pueden considerarse - como catastróficas, y pueden producirse por la combinación de ciertos -- factores, siendo algunos de ellos:

- Pequeños arqueos sostenidos durante un tiempo muy largo, lo cual provoca que la presión dentro del tanque se eleve.
- Incremento de la presión estática debido al calentamiento y ex--pansión del aceite provocado por sobrecargas excesivas.
- Fallas con altas corrientes de arqueo dentro del transformador.
- Operación de fusibles de tipo expulsión sumergidos en aceite, - - bajo altas corrientes de falla.

Existen diferentes dispositivos para proteger el transformador y el sistema asociado. El empleo de uno o más de ellos está basado en diferentes factores tales como economía, capacidad disponible de falla, conveniencia de operación y márgenes de seguridad deseados. Uno de los métodos más utilizados para la protección de este tipo de transformadores es el que - - emplea fusibles de expulsión.

Se le denomina fusible de expulsión a aquel que durante su operación de interrupción, expulsa gases para extinguir el arco.

La aplicación más común de estos fusibles en transformadores para distribución subterránea, es el ensamble conocido como Bayoneta. Fig. 5.7 En -- éste, dos fusibles son colocados en serie; Fusible Principal y Fusible de - Aislamiento, ambos van sumergidos en el aceite del transformador.

El Fusible Principal está dispuesto de forma tal que fácilmente es removable desde el exterior. El Fusible de Aislamiento es accesible después - de destapar el transformador. El elemento de los dos fusibles está constituido por una aleación eutéctica de bajo punto de fusión, comunmente 145°C. La ventaja de ésta característica es que el elemento puede ser - sensible tanto a las sobrecargas como a las fallas. El fusible de aislamiento requiere mucho más energía (Corriente Y/O Tiempo), que el Principal.

Si llegase a circular una corriente superior al rango del Fusible Principal (Falla del transformador), el Fusible de Aislamiento se fundiría, evitando - así que la unidad dañada sea reenergizada mediante el reemplazo del -- Fusible Principal. Esto le da protección al operador, pues es muy probable que no se de cuenta que el transformador ha sido destruido por - - altas corrientes de falla.

Otra aplicación de estos fusibles es montándolos fijamente en la parte - interior del transformador sin tener acceso por la parte exterior.

Las ventajas que presentan estos fusibles son:

- Buena habilidad para interrumpir bajas corrientes de falla.
- Facilmente reemplazable cuando se aplica el ensamble tipo Bayoneta .
- Bajo costo. Su costo no es sensible a las variaciones de capacidad y voltaje dentro de su rango de fabricación.

Sus desventajas son:

- Relativamente baja capacidad interruptiva. Los rangos de capacidad interruptiva son aproximadamente: 3,000 Amp. a 8.3 kV. - - 2,000 Amp. a 15 kV y 1,000 Amp. a 20 kV. Cuando circulan -- corrientes mayores que las indicadas se generan gases, los cuales incrementan peligrosamente la presión del tanque antes de que - opere el fusible de respaldo.

Los transformadores son dispositivos muy eficientes; sin embargo dentro de ellos ocurren pérdidas de energía. Las debidas al campo magnético - del núcleo (PERDIDAS EN EL NUCLEO) son independientes de la carga del transformador; las debidas a la resistencia eléctrica de los devanados (PERDIDAS DE CARGA), varían con el cuadrado de la carga. En la mayoría de los transformadores de distribución, las pérdidas de carga son de 3 a 5 veces mayores que las pérdidas en el núcleo, por tanto las pérdidas - totales son muy sensibles a la carga en el transformador, especialmente - con cargas arriba de la capacidad nominal.

Estas pérdidas de energía dentro del transformador ocasionan que se eleve su temperatura arriba de la circundante (temperatura ambiente), lo cual - tiene un efecto adverso sobre su vida útil esperada. Esto se debe a que - la exposición a elevadas temperaturas ocasiona deterioros en el aislamiento, reduciendo su capacidad para soportar sobrevoltajes o fuerzas mecánicas producidas por cambios mayores de carga o cortocircuitos externos. Esta degradación del aislamiento, comunmente llamada "envejecimiento", - es el resultado de reacciones químicas que ocurren con mayor rapidez - conforme se incrementa la temperatura de aislamiento, de acuerdo con - la ecuación de Arrhenius:

$$r_T = Ae^{-B/T} \quad 5.1$$

en donde:

r_T = la intensidad de la reacción de la temperatura T

A y B = constante

e = la base del logaritmo neperiano

T = la temperatura absoluta

Si se define la vida del aislamiento como el tiempo de exposición a una temperatura (T), que se requiere para reducir sus propiedades originales de manera que falle bajo un esfuerzo especificado, podemos escribir:

$$\text{Log}_e L = A + B/T \quad 5.2$$

en donde:

L = la vida del aislamiento a la temperatura absoluta T

Existe un procedimiento de prueba estándar (ANSI C57.100), con la cual se mide la vida útil esperada de los transformadores de distribución, y los resultados de tales pruebas en transformadores típicos se proporcionan en la Guía de Carga para Transformadores de Distribución Sumergidos en Aceite (Loading Guide for Oil-Immersed Distribution Transformers - ANSI C57.91).

Esta guía también proporciona un método para calcular la vida útil esperada cuando la temperatura no es constante. Observe que aquí se usa el término "vida útil esperada" en vez de "vida útil", ya que el transformador puede durar mucho más tiempo que el indicado por la guía, en caso que esté protegido contra esfuerzos eléctricos y mecánicos de la magnitud usada para detectar "el fin de vida" en el procedimiento de prueba.

Los datos de vida útil esperada y los métodos de cálculo presentada en la Guía de Carga, hacen posible el cálculo, con un grado bastante bueno de exactitud, de la vida esperada de transformadores bajo diversas cargas y condiciones ambientales.

El análisis de carga de transformadores de distribución es especialmente complejo debido a que aquella puede tener ciclos diarios, semanarios y anuales y también incrementos anuales en su magnitud. Un método efectivo para resolver este problema supone que:

- Son conocidas las características térmicas y de vida útil esperada del transformador en cuestión.

- El transformador esta operando en un ciclo de carga típicamente residencial, que se caracteriza por pronunciados picos anuales, y
- Se ha determinado la forma del ciclo de carga anual por medio de gráficas apropiadas o registradores digitales de estudio de carga, con el correspondiente ciclo de temperatura ambiente.

Algunos resultados de estas pruebas se muestran en la Tabla 5.1 Note que más del 80% del envejecimiento anual ocurre en un solo día, aproximadamente el 97% en tres días y 99% en seis días, de manera que un estudio detallado del envejecimiento producido durante el resto del año no tiene objeto.

Numerosos estudios similares de envejecimiento anual han demostrado que:

- Los resultados mostrados en la Tabla 5.1 son los que ocurren con más frecuencia.
- El factor de carga del ciclo es tan importante como la magnitud del pico, para determinar el envejecimiento producido.
- La temperatura ambiente contribuye significativamente al envejecimiento producido por la carga.

Es evidente que la vida útil esperada está determinada por la temperatura en el transformador, la cual a su vez, depende de la carga. Una carga excesiva puede dar por resultado una vida esperada inaceptablemente corta. Esta situación impone un LIMITE TERMICO en la carga del transformador.

La demostración anterior de la existencia de un límite térmico de carga se aplica tanto a los sistemas subterráneos como a los aéreos. Sin embargo, -
debemos reconocer que el límite térmico para los transformadores en los -
sistemas subterráneos puede ser diferente, y frecuentemente mucho más -
bajo que el de los transformadores montados sobre postes. Esto es debido a -
que la temperatura a la cual está expuesto el aislamiento del transformador
se determina no sólo por el calor generado por las pérdidas en el mismo, -
sino también por la facultad del transformador para disipar ese calor.

En general, los transformadores tipo pedestal pueden cargarse a los mismos -
niveles que las unidades montadas sobre postes. Sin embargo, debe aplicarse a
las unidades de tipo pedestal con cierta precaución. Algunos de ellos están -
rodeados de arbustos, o aun paredes para ocultarlos. Otros están instalados -
cerca de las paredes de los edificios. En tales casos, no serán enfriados por
el aire tan efectivamente como las unidades montadas sobre postes.

Los transformadores sumergibles instalados en bóvedas disipan el calor en -
una manera muy compleja. No solamente está muy restringido el flujo de -
aire alrededor de ellos, sino también el calor radiado de ellos (más de la -
mitad del total) calienta las paredes de la bóveda que después radian el -
calor de regreso al transformador. Debido a la multitud de variables involu-
cradas es imposible generalizar estos efectos, pero no es raro que un trans-
formador en una bóveda tenga una elevación de temperatura, con carga -
nominal, que es 10° a 20°C mayor que la que tendría si estuviera instalado -
al aire libre. Para neutralizar cuando menos parcialmente esta condición los
fabricantes diseñan los transformadores sumergibles para que tengan una -
elevación de 55°C con carga nominal, como se prueban en la fábrica, pero -
usan sistemas de aislamiento apropiados para 65°C de elevación. Estas -
acciones son efectivas solamente cuando:

- La bóveda y su cubierta están diseñadas para asegurar la máxima
circulación práctica de aire alrededor del transformador, y
- Se tiene cuidado para mantener la bóveda libre de acumulaciones
de hojas, cortes de pasto, tierra y otras materias que puedan -
obstruir el flujo de aire.

5.3 SELECCION Y CARGA DE LOS TRANSFORMADORES

Hablando en términos generales, los transformadores en distribución subterránea están sujetos a las mismas limitaciones generales de carga (térmica, - económica y voltaje) que aquellos que se usan en la distribución aérea; sin embargo, debido a la naturaleza de los sistemas y al ambiente al cual están expuestos, estos límites pueden tener efectos relativamente muy diferentes.

TABLA 5.1

Envejecimiento anual de un transformador de distribución de 25 kVA y un ciclo de carga - residencial.

Pico diario (KVA)	Pérdida de vida por día (porciento)	Frecuencia de ocurrencia	Pérdida anual de vida (porciento)
60	.3127	1	.3127
55	.3205	2	.0641
50	.00347	3	.0104
45	.00035	6	.0021
40	.00004	10	.0004
T O T A L			.3897

La selección de la capacidad de un transformador, se debe basar en el estudio de la demanda de energía eléctrica en una zona determinada, los análisis de la demanda son muy variables en general, las variaciones son causadas tanto por los hábitos de los usuarios como por las condiciones ambientales. (ver capítulo 2).

El ciclo normal de carga de los transformadores de distribución consiste en una carga baja al inicio del día hasta alcanzar un valor pico durante unas horas, repitiéndose este ciclo. Durante el día, Figura 5.8a.- Un ciclo de carga diario muestra que en cierto momento podemos tener que un transformador se expondrá a cargas mayores a su capacidad nominal durante un día. Uno por la mañana y otro por la tarde. De igual manera se podría graficar los valores pico de carga que suceden durante un año.

El ciclo de carga diario se puede representar como un Diagrama Rectangular como se muestra en la Figura No. 5.8 b.

La obtención del ciclo de carga se obtiene como sigue:

A) Carga inicial.- De la siguiente ecuación:

$$CIE = 0.29 \left[(L_1)^2 + (L_2)^2 + (L_3)^2 + \dots + (L_{12})^2 \right]^{\frac{1}{2}} \quad 5.3$$

Siendo: "CIE" la carga inicial equivalente y L_1, L_2, L_3 , etc., la carga promedio tomada en lecturas e intervalos de una hora durante el período de doce horas que precede a la carga cresta. En el diagrama anterior, el valor CIE sería de 82.5 % de la capacidad nominal del transformador.

B) Carga de la cresta.- Partiendo de la ecuación:

$$CCE = \left[\frac{L_1^2 t_1 + L_2^2 t_2 + \dots + L_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n} \right]^{\frac{1}{2}} \quad 5.4$$

Donde: "CCE" es la carga de la cresta equivalente; son distintas cargas expresadas por unidad, o valores reales de la potencia aparente y t_1 , t_2 , etc., son los intervalos de tiempo de duración de estas cargas.

Para este ejemplo el valor CCE es 115.25% de la capacidad.

Con ayuda de la gráfica de la Figura 5.9 se puede encontrar un factor para determinar la capacidad del transformador según el ciclo de carga, esta gráfica está basada en años de experiencia.

Veamos como seleccionar la capacidad para el ciclo de carga de la Figura 5.8; para una carga de la cresta equivalente (CCE) de 115.25, durante un período de dos horas, con una carga inicial equivalente de 82.5, sabemos - que al inicio del ciclo tenemos 71.58 por ciento de la cresta. Entrando a la gráfica de la Figura 5.9, para un período de dos horas sobre la curva de 70 %, encontramos un "factor de capacidad" de 0.82, multiplicando - este factor por la carga de la cresta equivalente, obtendremos 94.5 que será la capacidad requerida para el transformador del ciclo de carga.

Cualquier capacidad y voltaje se puede obtener teóricamente, en el ejemplo deberíamos solicitar 94.5 kVA como capacidad requerida; sin embargo si se solicitará una capacidad determinada para cada zona, se tendría una gama de capacidades tan amplia como peces hay en el mar.

La solución a este problema se simplifica, ya que las capacidades se encuentran normalizadas en la actualidad a nivel nacional (NOM-j-116); en las tablas 5.2 y 5.3 se enlistan las capacidades normalizadas.

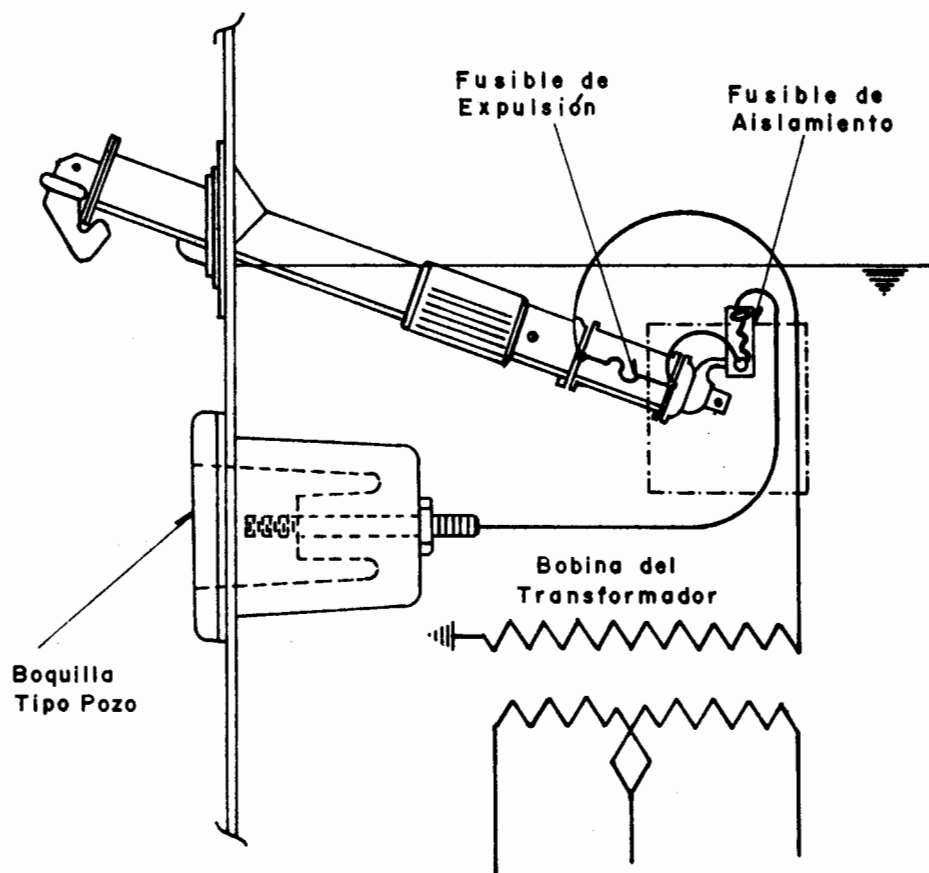


FIG. 5.7

ENSAMBLE TIPO BAYONETA PARA FUSIBLES DE EXPULSION

TRANSFORMADORES MONOFASICOS
CAPACIDAD (KVA)

5
10
15
25
37.5
50
75
100
167

TABLA 5.2

TRANSFORMADORES TRIFASICOS
CAPACIDAD (KVA)

15
30
45
75
112.5
150
225
300
500

TABLA 5.3

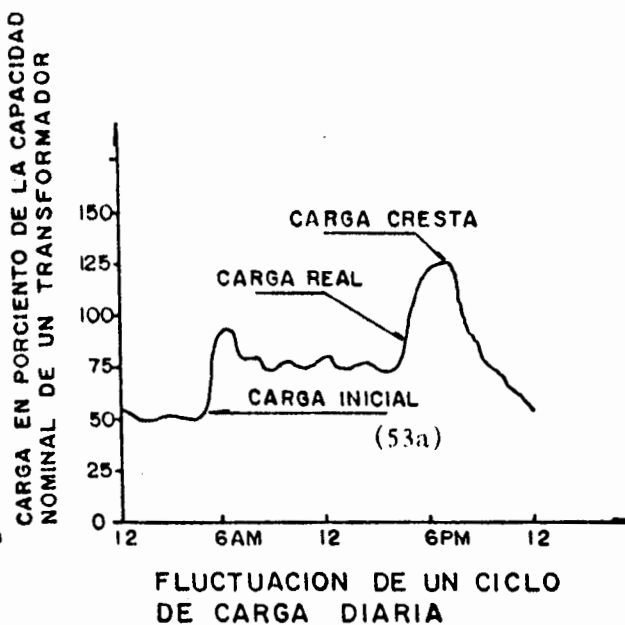
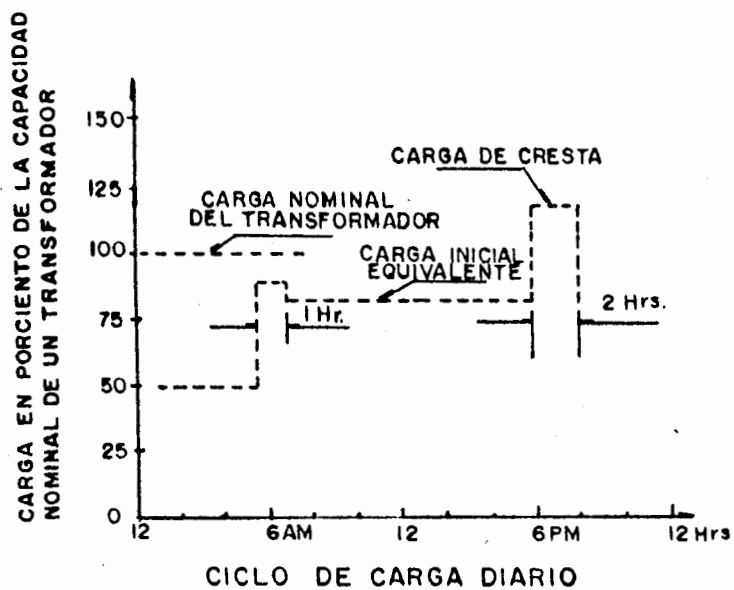
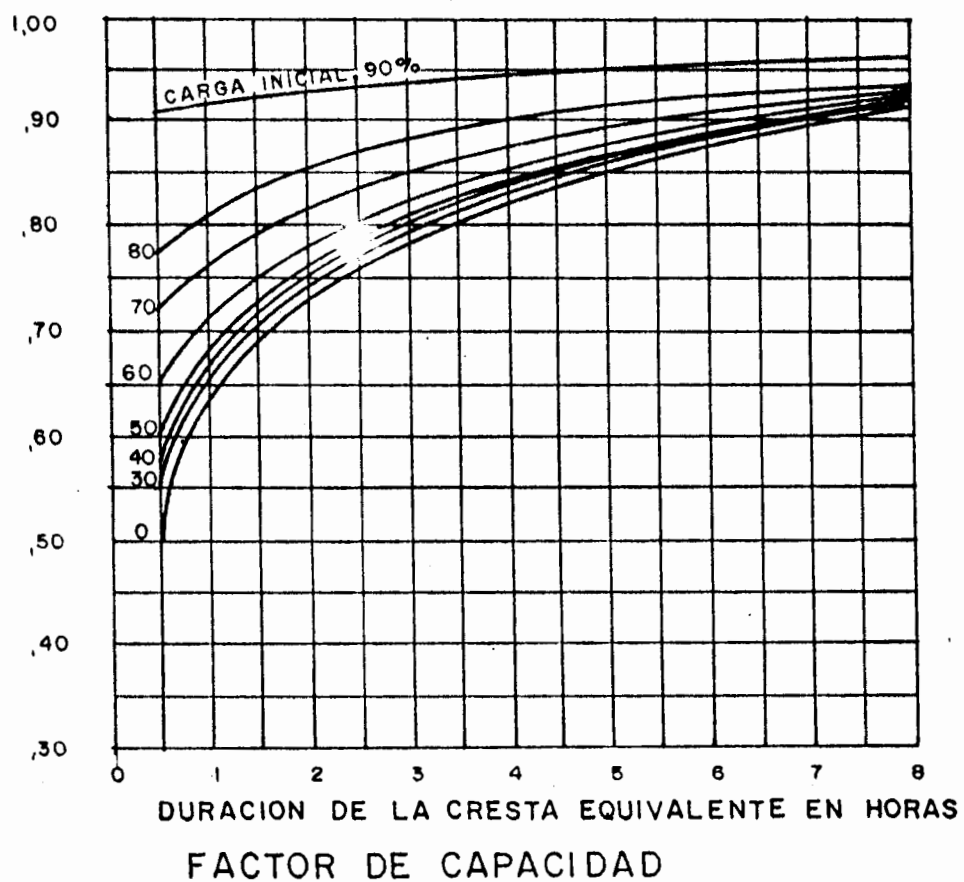


FIGURA 5.8

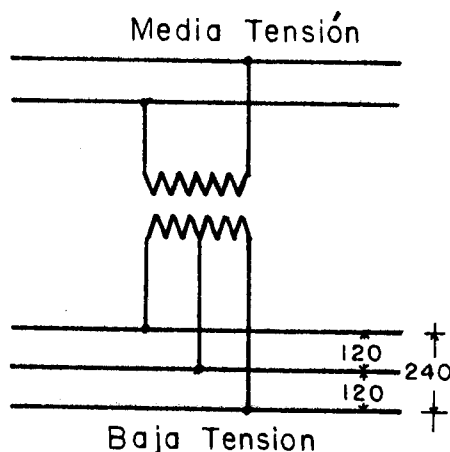


5.4 CONEXION DE TRANSFORMADORES

La conexión que se usa más comunmente 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 primero 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, esto 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, se 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 5.10



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 =

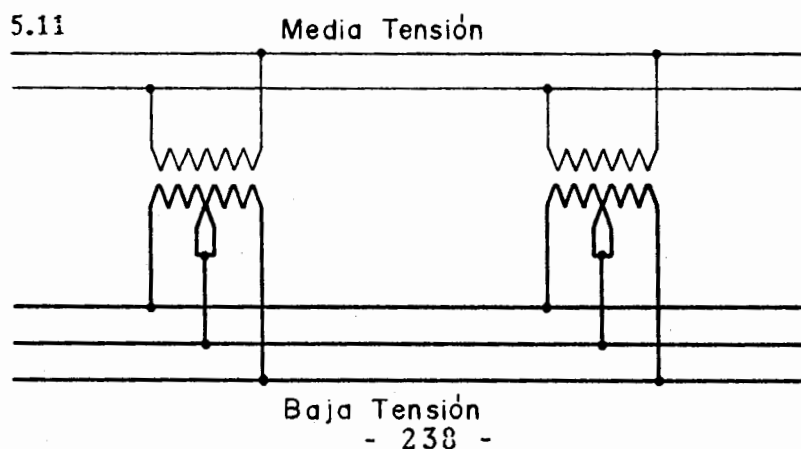
$$\frac{C_1 Z_2 + C_2 Z_1}{Z_2} \quad 5.5$$

Capacidad del banco (basada en el transf. No 2 no sobrecargado =

$$\frac{C_1 Z_2 + C_2 Z_1}{Z_1} \quad 5.6$$

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 5.11



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.

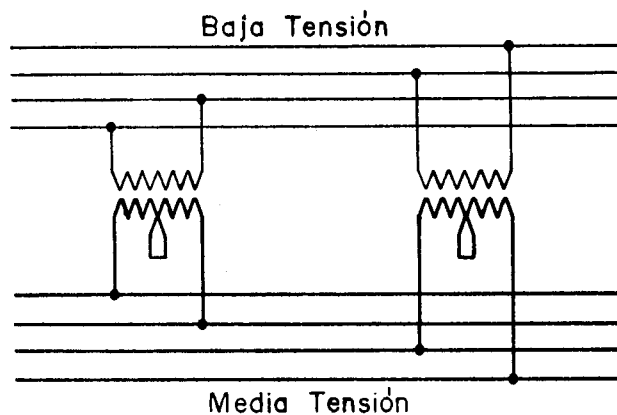


FIGURA 5.12

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.

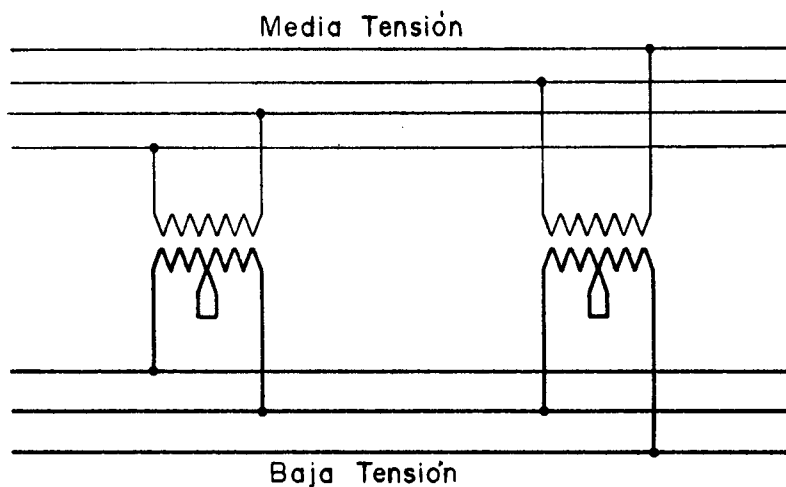


FIGURA 5.13

DOS FASES - TRES HILOS INTERCONECTADOS

En esta conexión las dos fases están eléctricamente unidas por medio de un tercer hilo común. Esto es permisible unicamente 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.

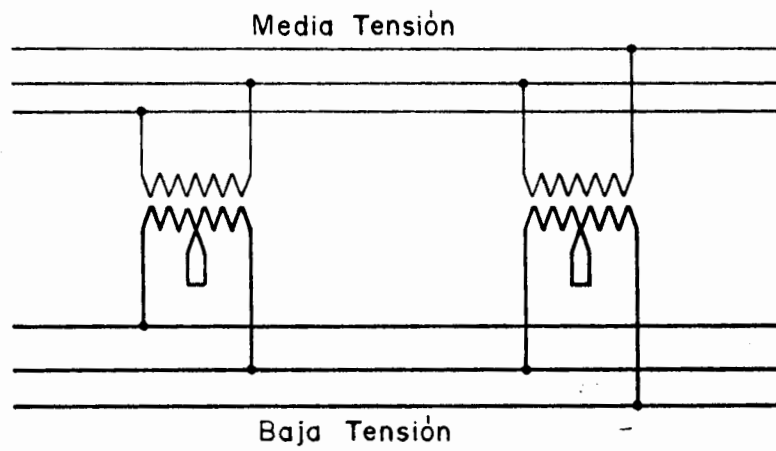
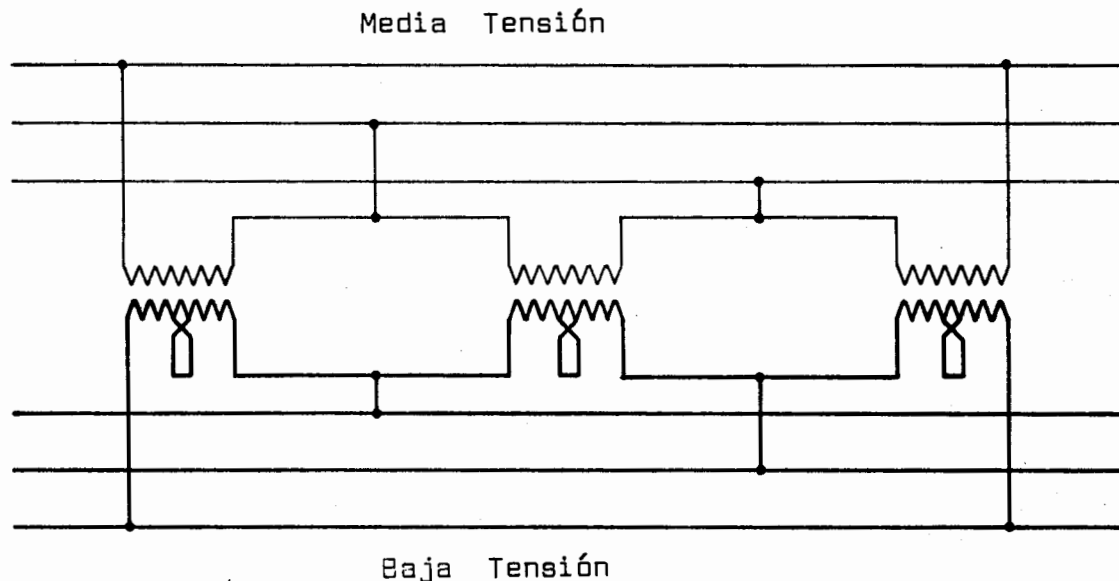


FIGURA 5.14

CONEXIONES TRIFASICAS

Trifásico en delta cerrada

FIGURA 5.15



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

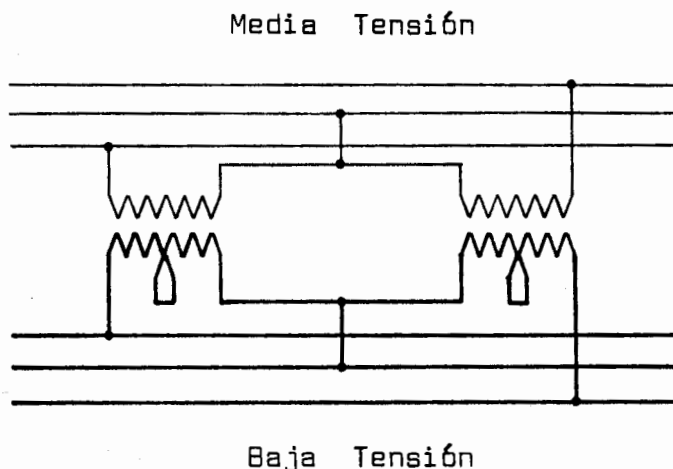


FIGURA 5.16

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 delta 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.

Tres Fases. Tres Hilos-Estrella-Alta Tensión. Tres Hilos
- Delta-Baja Tensión

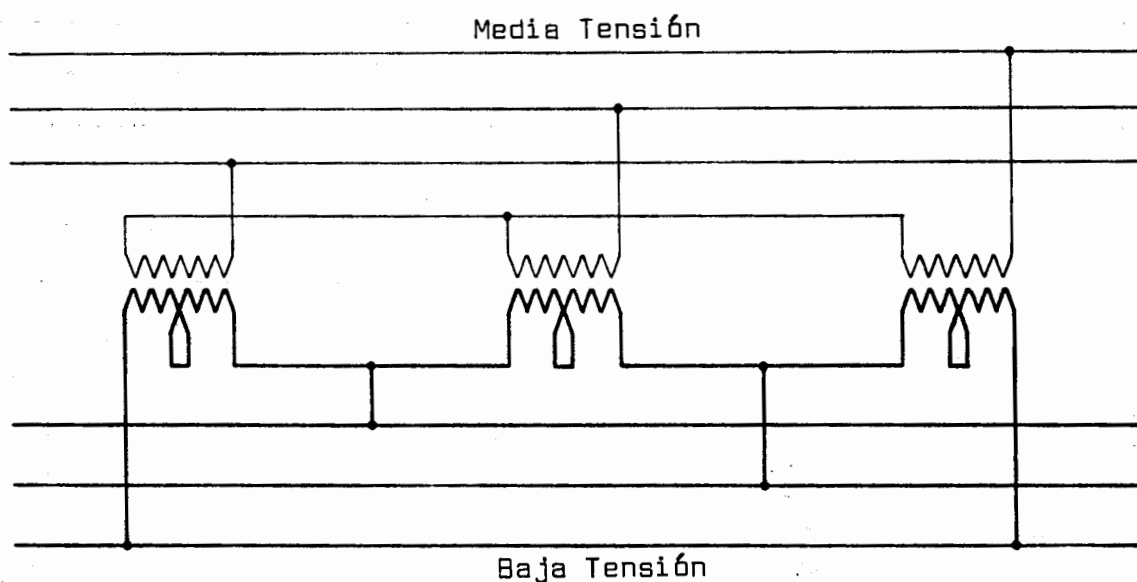


FIGURA 5.17

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

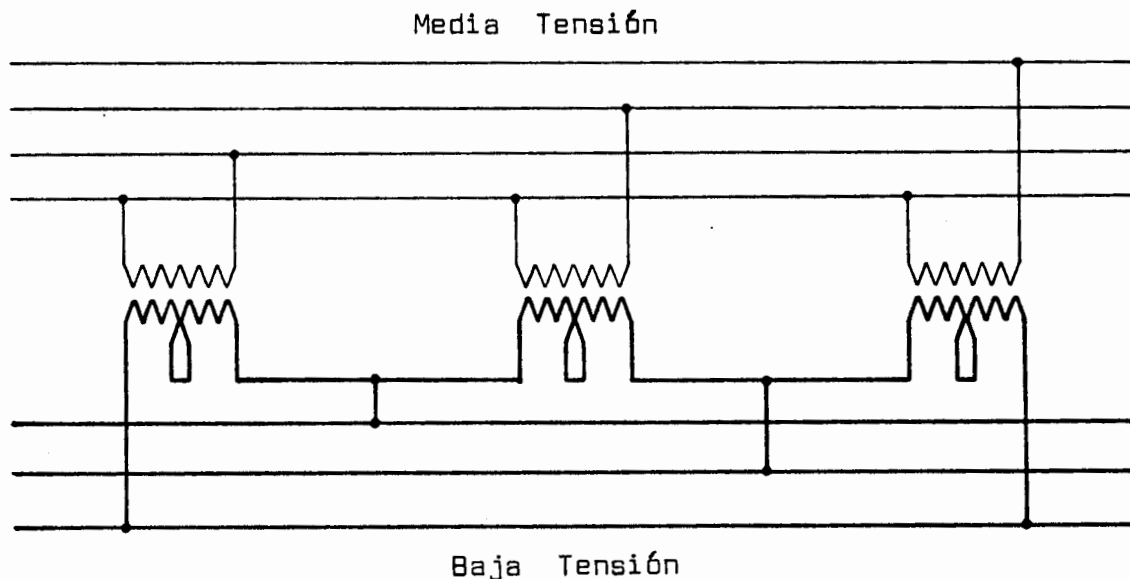
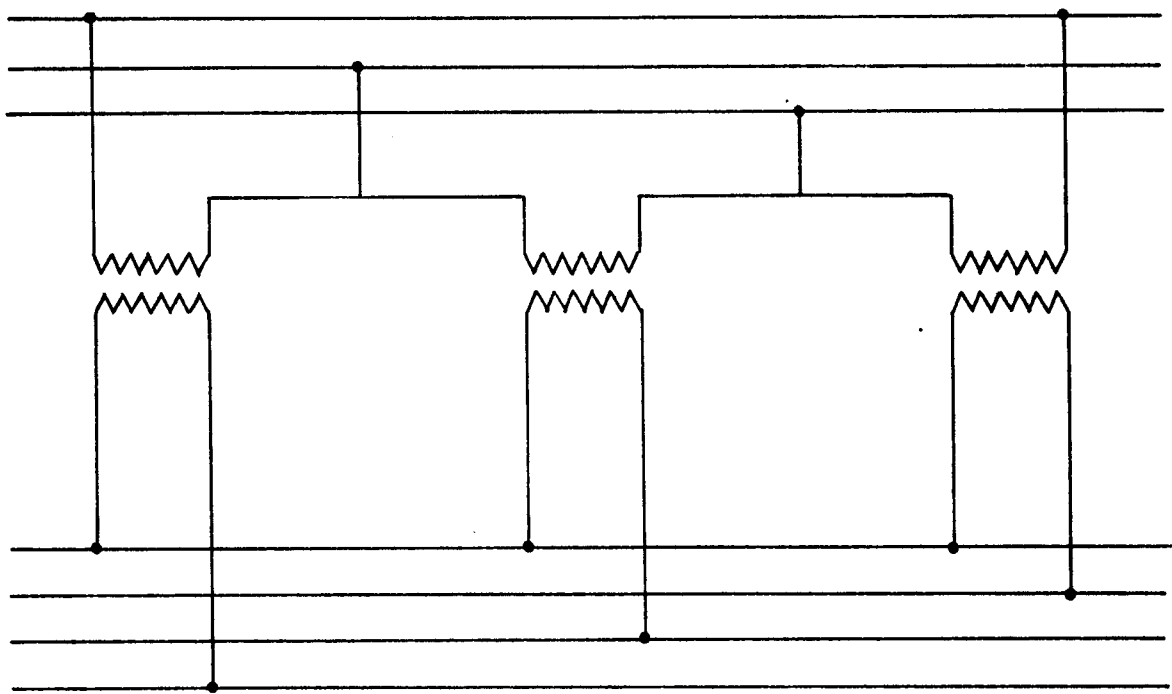


FIGURA 5.18

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.

En sistemas de distribución urbanos en el país generalmente se emplean transformadores trifásicos conectados en delta-estrella o estrella-estrella, este último desarrollado principalmente por el efecto ferorresonancia, que se puede presentar en los primeros en sistemas subterráneos; en las figuras 5.19 y 5.20 se presentan sus diagramas.

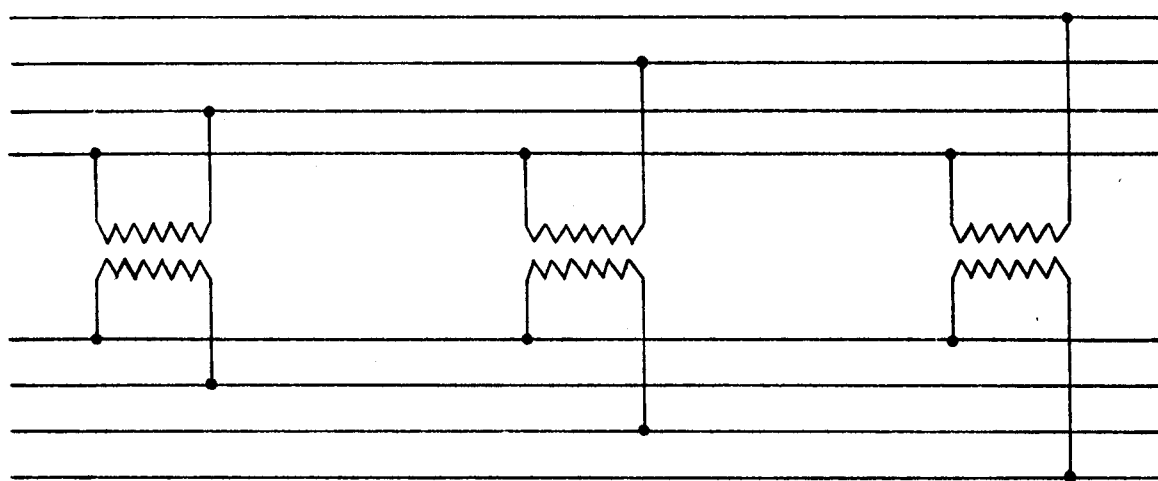
MEDIA TENSION



BAJA TENSION

FIGURA 5.19

MEDIA TENSION



BAJA TENSION

FIGURA 5.20

5.5.- LIMITE ECONOMICO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION Y DETERMINACION DE SU RELACION OPTIMA DE PERDIDAS.

Existen numerosos costos que resultan de adquirir y operar un transformador los cuales deben considerarse al seleccionar los transformadores para determinado uso. Estos costos caen en dos categorías:

- Aquellos que son independientes de la carga del transformador-
Costos de depreciación
Costos de pérdidas en el núcleo
Costos por corriente de excitación
- Aquellos que varían con la carga
Costos por pérdidas de carga
Costos por caída de voltaje

Los costos de depreciación son aquellos que resultan de haber comprado un transformador, ya sea que se utilice o no. Esto incluye el interés sobre el dinero erogado para el transformador, la amortización mínima aceptable - de cualquier inversión de capital, los impuestos de propiedad y las primas de seguros. Usualmente, una compañía determina la cantidad promedio de estos costos sobre una base anual, como un porcentaje del costo inicial - del transformador instalado. Este porcentaje se llama de diversas maneras, "tasa de carga de capital" "tasa de depreciación", o "tasa de cargo - - fijo". El costo anual de propiedad de un transformador es entonces, igual al costo del transformador multiplicado por la tasa de depreciación.

Como las pérdidas en el núcleo son una carga en el sistema, su costo - anual debe calcularse de la misma manera que el de suministrar cualquier otra carga, incluyendo tanto una demanda como un costo de energía.

El costo por la corriente de excitación del transformador ha sido evaluado en varias formas. Como es una corriente reactiva o "sin watts", puede suministrarse por capacitores en derivación en las líneas del primario. Si se hace esto, el costo anual de los capacitores requeridos para suministrar la corriente de excitación será su costo. Usualmente, éste es muy pequeño comparado con otros costos de operación y frecuentemente se desprecia.

Las pérdidas de carga, como las pérdidas en el núcleo son una carga en el sistema. A diferencia de éstas, no son constantes, sino que varían con el cuadrado de la carga en el transformador, lo cual debe considerarse al calcular la demanda y los costos de energía asociados con ellas. Por tanto, el costo de la demanda se multiplica por un "factor de responsabilidad pico", igual al cuadrado de la relación entre la carga del transformador coincidiendo con la carga pico del sistema, a la carga pico anual en el transformador. En forma similar, el cargo de energía se multiplica por el factor de pérdidas. (la relación de la carga promedio al cuadrado, a la carga pico, al cuadrado, durante el año).

Debido a su impedancia interna, el voltaje de salida de un transformador disminuye con sus incrementos de carga. Como parte de la carga conectada al transformador es sensible al voltaje, especialmente la iluminación incandescente, los verdaderos kilowatt-horas suministrados no serán tan grandes como podrían ser si el voltaje de salida no se hubiera reducido, dando por resultado una pérdida de ingresos. Aunque estos ingresos perdidos no son un costo real, tienen el mismo efecto sobre la utilidad, de manera que muchas compañías lo tratan como si fuera un costo cargable a la impedancia del transformador. Puede demostrarse que este costo como el de las pérdidas de carga, varía con el cuadrado de la carga en el transformador. Consecuentemente, su valor anual será igual a la reducción en ingresos con carga pico anual, multiplicada por el factor de pérdida anual de la carga del transformador.

Es evidente que, a cierto valor de carga promedio, el costo anual de operación del transformador más grande, más el costo anualizado

por reemplazar la unidad más pequeña por la mayor, será menor que el - costo anual de operación de la unidad más pequeña. Este es entonces, el LIMITE ECONOMICO de carga del transformador más pequeño; es decir:

$$\text{Comay} + \text{Cre} < \text{Comen}$$

5.7

La diferencia entre el límite económico de carga en los transformadores usados en la distribución subterránea y aquellos usados en los sistemas - aéreos no es tan grande como la diferencia en las limitaciones térmicas. El costo de transformadores para la distribución subterránea es mayor - generalmente que el de las unidades montadas sobre postes. Sin embargo, aunque estos costos inicialmente más elevados pueden afectar la selec--- ción inicial del transformador óptimo para determinada aplicación, ordina--- riamente no tienen una mayor importancia sobre el límite económico de carga.

La reducción del voltaje de salida del transformador al incrementarse - la carga reducirá como hemos indicado, la utilidad obtenida por la com--- pañía de servicio público. Pero también tiene otros efectos que son obje--- tables para el usuario si la caída de voltaje se vuelve excesiva. Las - - luces se opacan, los motores de los artefactos pueden sobrecalentarse, - reducir su velocidad o no arrancar, y las imágenes de la televisión se - encogen. Para limitar estos efectos, muchas compañías o agencias gu--- bernamentales han impuesto límites sobre la caída de voltaje. Como la caída de voltaje en el transformador es una parte principal de la caída total experimentada por el usuario, y es proporcional a la carga en el transformador, estos límites sobre la caída de voltaje son limitaciones- de voltaje sobre la carga del transformador.

Para calcular las pérdidas del cobre o de carga de los transformadores es necesario conocer sus valores de resistencia, reactancia e impedan--- cia totales, estos siempre deberán entonces ser proporcionados por los-

fabricantes. Usualmente son especificados como un porcentaje relacionado con el porcentaje de caída de voltaje. Este porcentaje dará un valor en volts cuando se aplique indistintamente a la tensión primaria o secundaria. Los valores en ohms se podrán conocer simplemente aplicando las corrientes nominales de ambos devanados.

El porcentaje de impedancia de un transformador representa el porcentaje de caída de voltaje a la tensión primaria nominal que ocurriría cuando por el secundario circulase la corriente nominal o de plena carga; de tal manera que, el porcentaje de impedancia puede usarse para determinar las impedancias en ohms del primario y del secundario.

$$Z_s = \frac{\% Z_s}{100} \times \frac{E_s}{I_s} \quad 5.8$$

$$Z_p = \frac{\% Z_p}{100} \times \frac{E_p}{I_p} \quad 5.9$$

donde:

E_p, E_s = tensiones nominales en volts

I_p, I_s = corrientes nominales en amperes

Siendo n la relación del número de vueltas del primario al secundario. -
($E_p = n E_s$)

$$\frac{Z_p}{Z_s} = \left(\frac{E_p}{E_s} \right)^2 = n^2 \quad 5.10$$

La relación entre la resistencia R , reactancia X e impedancia Z :

$$Z^2 = R^2 + X^2 \quad 5.11$$

Se aplicará cuando las cantidades estén dadas en ohms referidas al primario o secundario o en porciento. Por tanto:

$$\% X = \sqrt{(\% Z)^2 - (\% R)^2} \quad 5.12$$

el porciento de resistencia y reactancia puede ser convertida en ohms - referida al primario o secundario por medio de las siguientes relaciones:

$$R_p = \frac{\% R}{100} \cdot \frac{E_p^2}{kVA \times 1000} \quad (\text{ohms}) \quad 5.13$$

$$R_s = \frac{\% R}{100} \cdot \frac{E_s^2}{kVA \times 1000} = \frac{R_p}{n^2} \quad (\text{ohms}) \quad 5.14$$

$$X_p = \frac{\% X}{100} \cdot \frac{E_p}{kVA \times 1000} \quad (\text{ohms}) \quad 5.15$$

$$X_s = \frac{\% X}{100} \cdot \frac{E_s}{kVA \times 1000} = \frac{X_p}{n^2} \quad (\text{ohms}) \quad 5.16$$

Las pérdidas del cobre en watts a plena carga (W), son causadas por el - flujo de corriente que pasa por la resistencia de los embobinados, entonces:

$$W = R_p I_p^2 = R_s I_s^2 \quad (\text{watts}) \quad 5.17$$

Dado que los fabricantes especifican siempre las pérdidas del cobre, la resistencia equivalente puede ser calculada como sigue:

$$R_p = \frac{W}{I_p^2} \quad 5.18$$

$$R_s = \frac{W_s}{I_s^2} \quad 5.19$$

$$\frac{R_p}{R_s} = \frac{I_s^2}{I_p^2} = n^2 \quad 5.20$$

La determinación de la caída de voltaje en el transformador debe tomar en cuenta la impedancia, resistencia y reactancia del equipo. Esta caída puede estar referida al lado primario o secundario.

$$\Delta V_p = I_p (R_p \cos \theta + X \sin \theta) \quad 5.21$$

donde:

I_p = corriente en el primario

$\cos \theta$ = factor de potencia

$$\Delta V_s = I_s (R_s \cos \theta + x \sin \theta) \quad 5.22$$

$$\frac{\% \Delta V}{100} = \frac{\Delta V_p}{V_{np}} = \frac{\Delta V_s}{V_{ns}} \quad 5.23$$

Los valores de fase a neutro de Z , R y X pueden ser empleados para circuitos trifásicos dado que el voltaje entre fases, en un circuito trifásico es $\sqrt{3}$ veces el voltaje de fase a neutro y el valor del voltaje en las-

ecuaciones anteriores está al cuadrado la relación entre las características de fase-fase y fase-neutro será de 3 a 1.

Cuando los transformadores se conecten en paralelo o en bancos sus impedancias deben ser iguales o tan similares como sea posible, dado que si no se cumple esta condición, la carga no se repartirá en forma proporcional y ocurrirán desbalances indeseables y corrientes circulantes que disminuirán la capacidad del banco, incrementando además, sus pérdidas y calentamiento. Los transformadores de distribución tipo poste y en general - los que alimentan circuitos radiales tienen impedancias que fluctúan del 3 al 5 % con lo que se consigue una caída de tensión razonable; sin embargo, como se mencionó antes, los transformadores de red utilizados en las redes automáticas tienen impedancias hasta del 10% con objeto de asegurar una mejor repartición de carga, particularmente bajo condiciones de contingencia o salida de un alimentador de mediana tensión.

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.

A continuación se presenta un método 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 de carga de las redes en las cuales se piensen instalar y en las tarifas eléctricas, lo que servirá para determinar el valor de impedancia, eficiencia y relación de pérdidas más económico que dichos transformadores.

La Figura 5.22 describe en forma conceptual las pérdidas en un sistema de potencia con generación termoeléctrica.

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.

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 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.

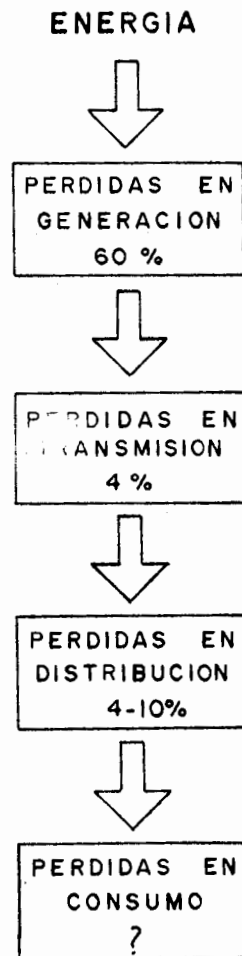


FIGURA 5.22

PERDIDAS EN UN SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA CON
GENERACION TERMoeLECTRICA

- 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 períodos 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 comunmente 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.

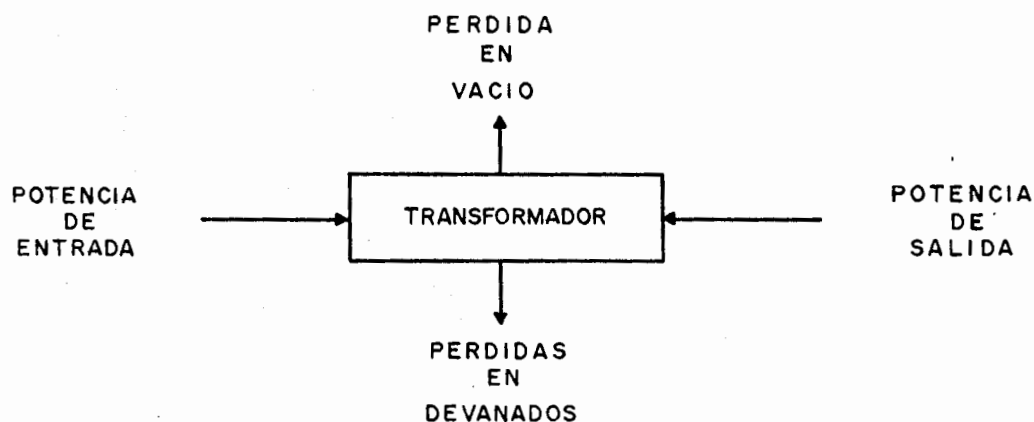


FIGURA 5.22 PERDIDAS EN UN TRANSFORMADOR

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 interés 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.

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. Las características fundamentales para la obtención de las pérdidas de los transformadores de distribución, se definen en el Capítulo 2.

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 la evaluación de pérdidas se considera la demanda máxima anual para intervalos de 15 minutos. En la Fig. 5.23a se muestra una curva de carga típica de un transformador de distribución y en la Fig. 5.23b demandas promedio para diferentes intervalos.

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.

Un considerable número de estudios se han realizado usando datos actuales de carga de transformadores de distribución, y se ha encontrado para determinar el factor de pérdidas una relación con factor de carga:

$$FP = A Fc + B (Fc)^2 \quad 5.24$$

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:

$$E (Fc) = \sum X_j f_c (X) = f c' \quad , \text{ en donde:} \quad 5.25$$

$f_c (X)$ = Factor de carga

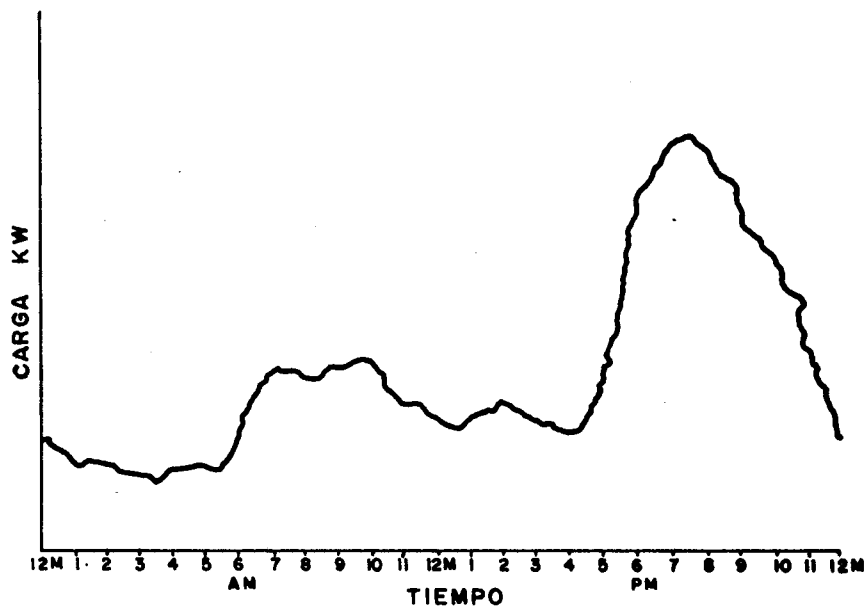
X_j = Frecuencia relativa de ocurrencia de los factores de carga

$f c'$ = Factor de carga esperado.

Para la determinación del factor de pérdidas se empleará la relación:

$$F.P = 0.7 (f c')^2 + 0.3 (f c') \quad 5.26$$

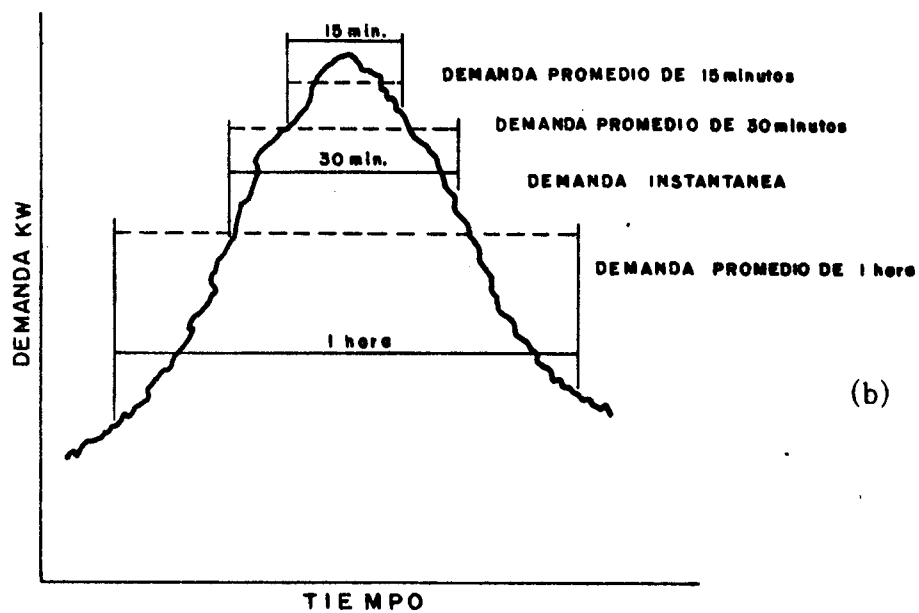
El factor de responsabilidad de demanda máxima es la relación de la carga del transformador en la hora de la demanda máxima del alimentador con la demanda máxima del transformador; es decir, la responsabilidad que el sistema tiene de suministrar la carga del transformador en el momento de su demanda máxima. En la figura 5.24 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 máxima del alimentador 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 pu. Similarmen- te, la demanda máxima del transformador es de 43 kW, la cual se presenta



(a)

CURVA TIPICA DE CARGA PARA UN TRANSFORMA-
DOR DE DISTRIBUCION.

FIGURA 5.23



(b)

LA MAGNITUD DE LA DEMANDA MAXIMA VARIA RES-
PECTO AL PERIODO DE TIEMPO EN QUE SE MIDE.
MIENTRAS MAYOR SEA EL INTERVALO, EL VALOR
DE LA DEMANDA DISMINUYE.

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 $FR = 0.73$

Como el valor máximo de pérdidas ocurre cuando se presenta la demanda máxima en el transformador, y esto puede o no suceder al mismo tiempo que la demanda total, entonces la generación debe ser máxima.

A continuación se presenta como deben evaluar a las pérdidas de los transformadores de distribución.

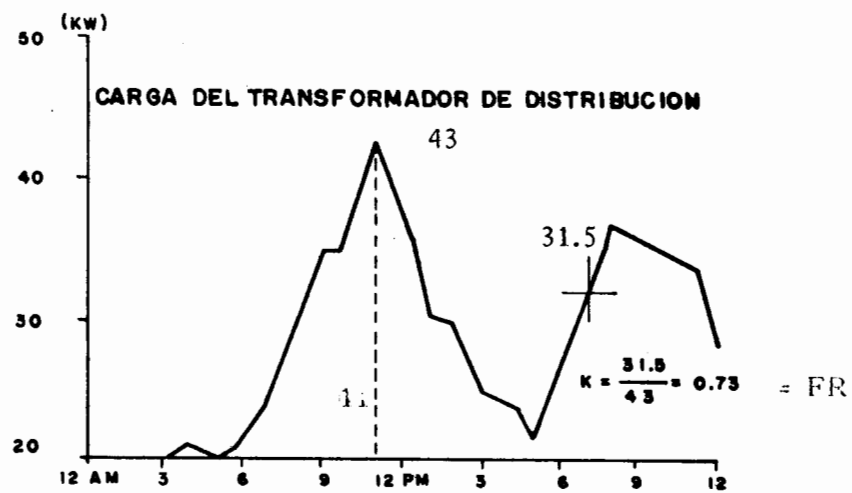
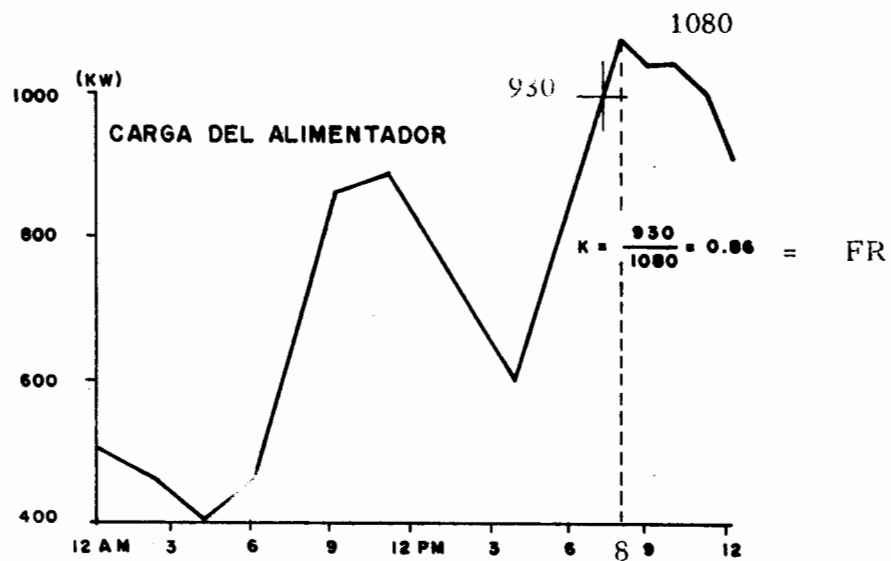
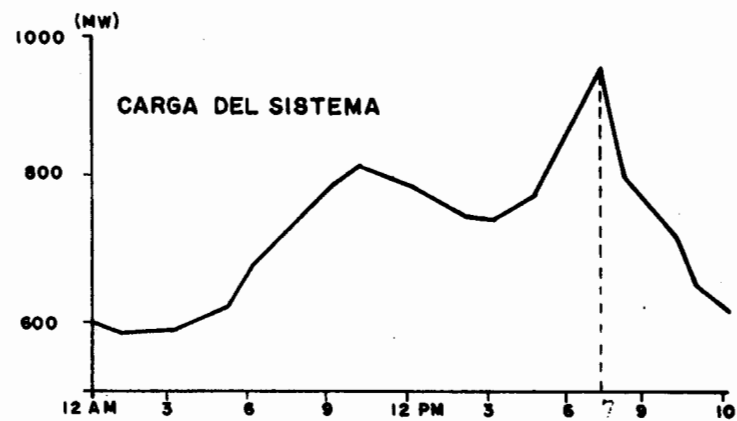


FIG. 5. 24 CICLO DE CARGA DIARIO.

Evaluación del costo de las pérdidas.

La ecuación de costo anual total para un transformador de distribución, considerando inversión más todos los costos, puede escribirse de la siguiente manera:

$$CT = CIT + CPV + CPD \quad 5.27$$

En donde:

- CT = Costo total del transformador
- CIT = Costo de inversión del transformador.
- CPV = Costo de pérdidas en vacío.
- CPD = Costo de pérdidas con carga.

Costo de las pérdidas en vacío.

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 permanece constante, el costo a valor presente de las pérdidas en vacío será:

$$CPV = [12 (CD) + 8760 (CE)] PV \sum_{0}^{n} \frac{1}{(1+i)^n} \quad 5.28$$

donde:

- CD = Cargo por demanda 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).

- PV = Pérdidas en vacío del transformador

$$PV = \left[\frac{CANT}{\eta} - CANT \right] \div [1 + RP] \quad 5.29$$

CANT = Capacidad nominal del transformador
 η = Eficiencia del transformador
 RP = Relación de pérdidas del transformador
 = PD/PV

Desafortunadamente, los costos de energía no permanecen constantes. Suponiendo que dichos costos aumenten 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 anterior tenemos que:

$$CPV = [12 (CD) + 8760 (CE)] \sum_0^n \left[\frac{1 + er}{1 + i} \right]^n \quad PV \quad 5.30$$

Desarrollando la expresión anterior y considerando la sumatoria como una constante "a", tendremos que:

$$CPV = [12 (CD) + 8760 (CE)] \left[\frac{(a^n - 1)}{\ln a} \right] \quad PV \quad 5.31$$

Costo anual de pérdidas en los devanados

El cálculo del valor de las pérdidas en los devanados requiere 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 los devanados será:

$$CPD = \left[12 (CD) (FR)^2 + (8760) (CE) (F P) \right] \left[\frac{CAIT}{CANT} \right]^2$$

$$\sum_0^n \left[\frac{1}{(1 + i)} \right] \quad (PD) \quad 5.32$$

en donde:

- F P = Factor de pérdidas del transformador.
 CAIT = Carga máxima inicial anual del transformador.
 CANT = Capacidad nominal del transformador.
 PR = Factor de responsabilidad en la demanda máxima.
 PD = Pérdidas en los devanados.

$$PD = \left[\frac{CANT}{\eta} - CANT \right] \div \left[1 + \frac{1}{RP} \right] \quad 5.33$$

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 se puede considerar que el transformador se encuentra sobrecargado para la carga conectada al principio de su instalación y a medida que pasa el tiempo, la demanda aumentará. 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 entre el 120% y el 160% de la capacidad del transformador, según guías de sobrecarga para transformadores, sin que esto ocasione un deterioro en la vida del transformador.

Por ejemplo si consideramos que los transformadores se instalan al 80 % de su capacidad en la demanda máxima y que la carga tiene un índice de crecimiento (Rc) del 7 % anual, entonces tardará 10 años en alcanzar su capacidad de demanda máxima, esto es:

$$0.8 (1.07)^{10} = 1.60$$

Por ejemplo si consideramos que la vida útil del transformador es de 20 años, su zona de carga tendrá que reemplazarse al llegar a los 10 años, tal y como se muestra en la figura 5.25

Por tanto, la expresión para encontrar el valor de las pérdidas en el cobre - será:

$$CPD = \left[12(CD) (FR)^2 + 8760 (CE) FP \right] \left[\frac{CAIT}{CANT} \right]^2$$

$$\sum_0^9 \left[\frac{1 + er}{1 + i} \right] (1 + Rc)^{2n} + \dots$$

$$\sum_9^{19} \left[\frac{1 + er}{1 + i} \right] (1 + Rc)^{2(n-10)} \quad (PD) \quad 5.34$$

donde:

- Rc = Tasa de crecimiento de la demanda
- CD = Cargo por demanda
- CE = Costo de la energía eléctrica
- i = Tasa de interés anual
- er = Tasa de crecimiento del costo de energía
- FP = Factor de pérdidas
- FR = Factor de responsabilidad en la demanda máxima.
- PD = Pérdidas en los devanados

El factor de responsabilidad de la demanda máxima (FR), se utiliza para - compensar el hecho de que la demanda máxima no ocurre al mismo tiempo que la facturación de la demanda. Esto significa que sólo una parte de la demanda máxima de las pérdidas de los devanados contribuirá para la factu ración de la demanda.

El diagrama de bloques de la figura 5.26 representa el método de análisis que toma en cuenta todos los datos necesarios para el cálculo; que deben - ser:

- 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.

Ejemplo 5.1.-

Se determinará con el método propuesto, el valor más económico de impe- dancia, 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	=	7%
CE	=	152 \$/KWH
CD	=	207.8 \$/KW
i	=	20%
er	=	31%

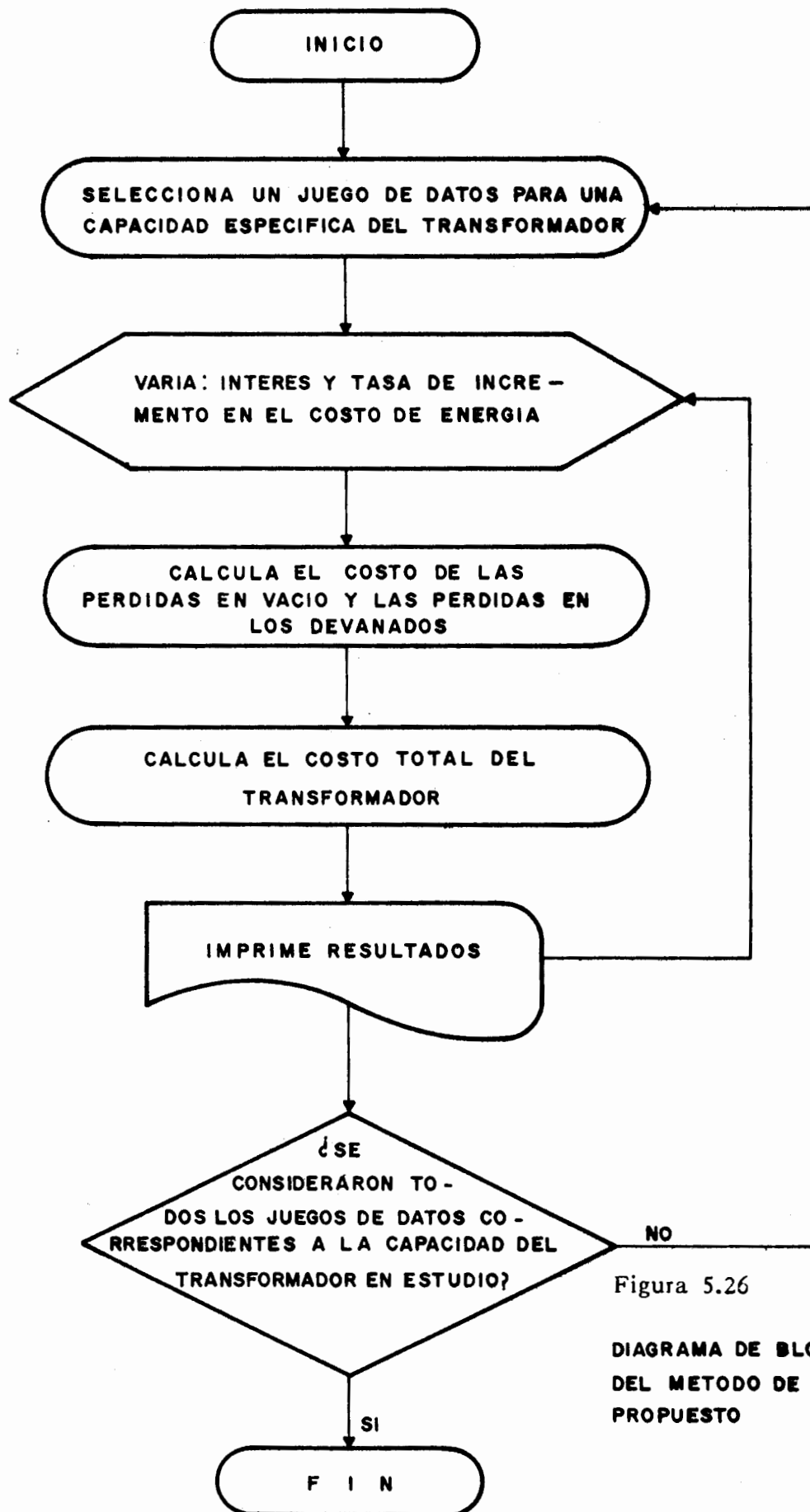


Figura 5.26

DIAGRAMA DE BLOQUES
DEL METODO DE EVALUACION
PROPUESTO

Utilizando los datos si se desea analizar la compra de 100 transformadores de 225 KVA, con impedancia del 3 % y una eficiencia de 98.4% la diferencia de costos para diferentes relaciones de pérdidas serán las que se resumen en la tabla 5.4 .

Los resultados se muestran en la figura 5.27, en la cual se ve la variación del costo total, dependiendo de la relación de pérdidas, la eficiencia, la impedancia y el costo inicial del transformador.

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.

Como se puede apreciar en la tabla 5.5 , 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, 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 económica 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 tenga instalados transformadores de diferentes relaciones de pérdidas, lo cual complicaría mucho la evaluación de pérdidas debidas a transformadores en la zona.

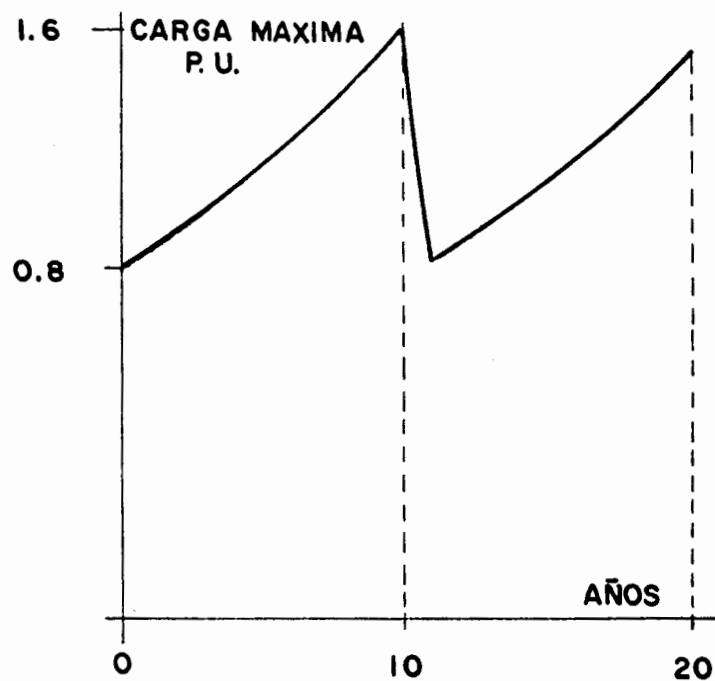
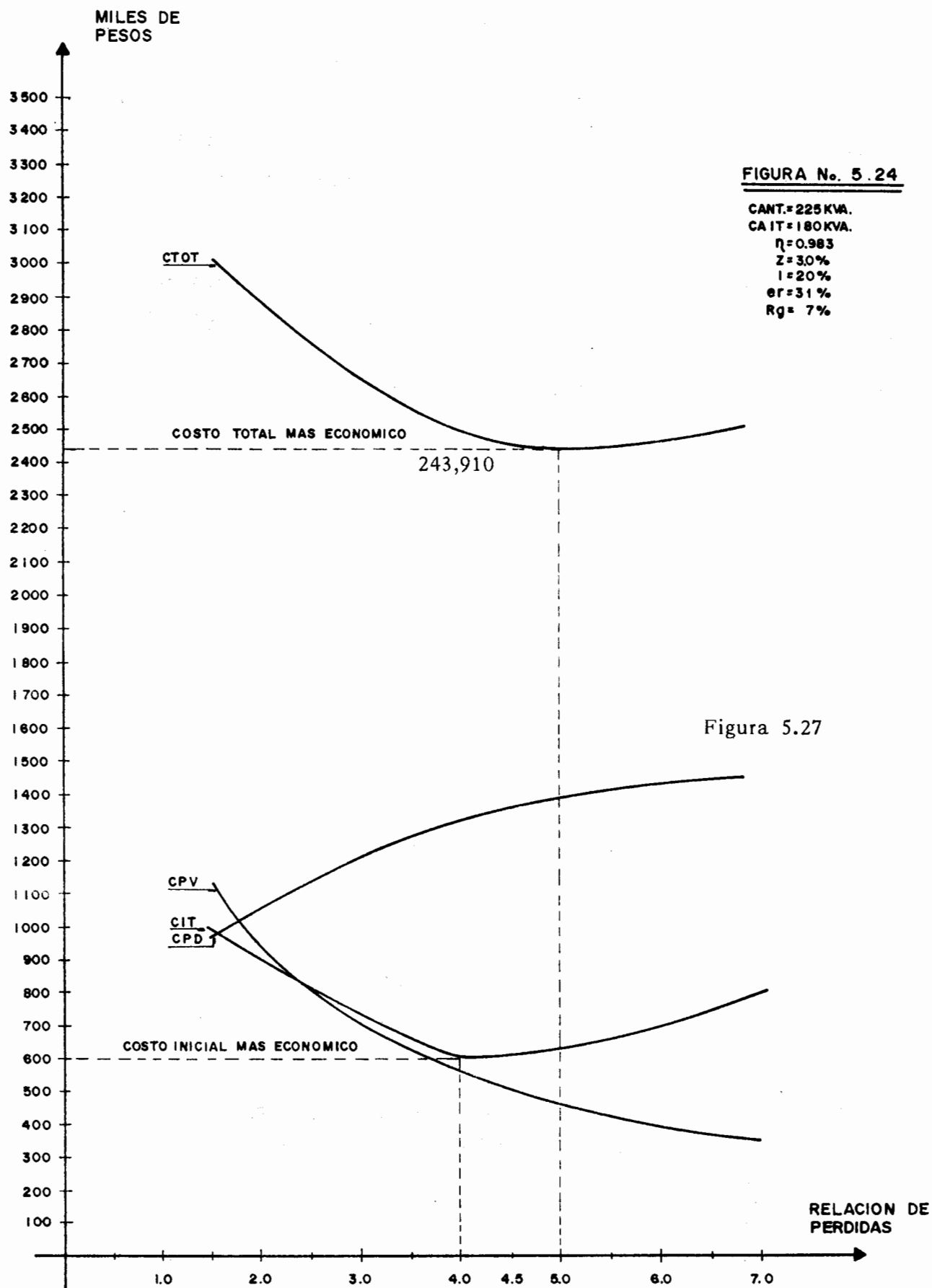


Fig 5.25 CICLO DE VIDA TIPICO DE UN TRANSFORMADOR.



T A B L A 5.4.

CAPACIDAD (KVA)	IMPEDANCIA %	EFICIENCIA %	RELACION DE PERDIDAS (PD/PV)	COSTO.* (MILES DE PESOS)
225	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.

T A B L A 5.5

REL. PER. PD/PV	COSTO INICIAL PESOS X 10	COSTO TOTAL PESOS X 10	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

5.6.- CONEXION DE TRANSFORMADORES TRIFASICOS Y FERRORRESONANCIA

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, mismos que influyen en la 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 transfor - mador. 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 gran - des corrientes armónicas, como es frecuente en el caso donde se utilizan equi - pos en estado sólido "ACONDICIONADORES DE POTENCIA" para rectificación; regulación de voltaje o control de velocidad; se aumenta el calentamiento y pue - den tenerse serios problemas.
- 3.- El voltaje que aparece a través de un fusible que ha operado y en otros disposi - tivos monofásicos de operación con carga (tales como codos conectores) es un voltaje de línea a línea, por tanto, esos dispositivos deben seleccionarse para so - portar dicho voltaje.
- 4.- Un cambio de 30° por fase ocurre entre los voltajes y corrientes primarias y se - cundarias, 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.- Ferrorresonancia; es posible que se presente cuando se realizan "switches" mono fásicos.
- 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 protegen _ rán 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 'switches' 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.

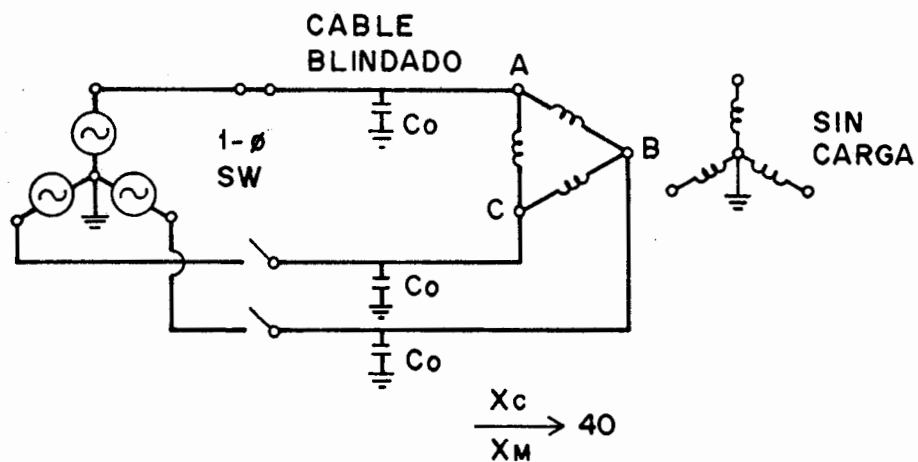
Con el blindaje en los conductores primarios enterrados, así como el incremento de los circuitos telefónicos con cables también enterrados, la interferencia telefónica desaparece.

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

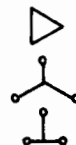
Muchos estudios sobre este fenómeno se han realizado, y muchos artículos se han escrito. Aquí revisaremos sus principios resumiendo las condiciones en las cuales puede presentarse e indicaremos valores que pueden ser considerados para minimizar la probabilidad de que se presente. En la figura 5.28 se 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 ferorresonancia 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 ferorresonancia es mucho mayor en sistemas subterráneos que en sistemas aéreos.

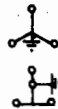
Cuando la conexión de devanado primario no es aterrizada, la probabilidad para que se presente la ferorresonancia puede reducirse si se tienen las condiciones que se muestran en la figura 5.29. El uso de seccionador trifásico es efectivo, pero costoso. Si la operación es realizada en las terminales del transformador, es muy difícil que se presente la ferorresonancia, 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 ferorresonancia 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 FERRORRESONANCIA NO SE PRESENTA CON ESTAS CONEXIONES DE LOS DEVANADOS.

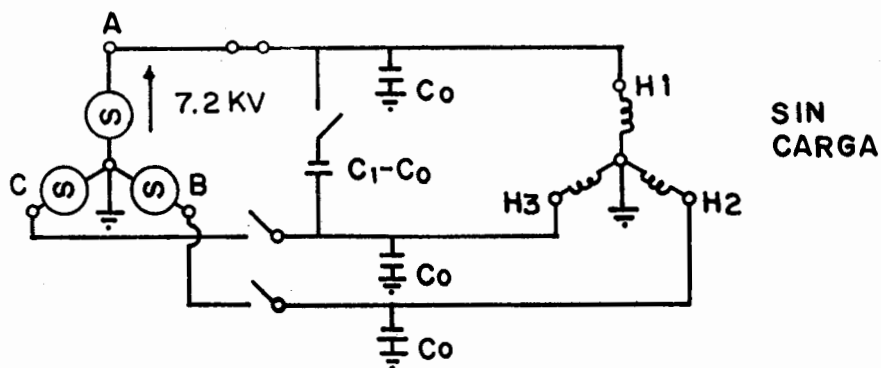


FIGURA 5.29

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.

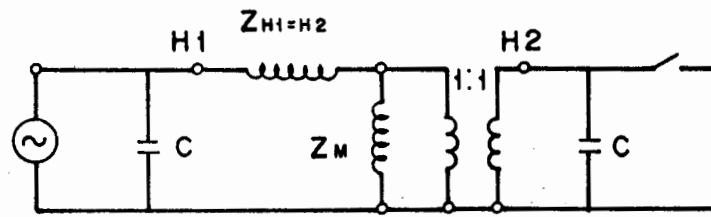
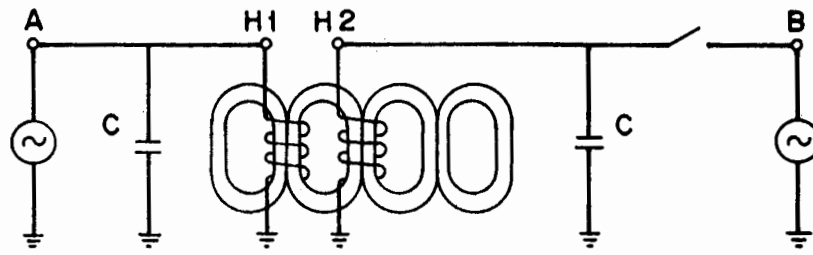
Una cuarta alternativa para minimizar la probabilidad de la ferorresonancia cuando se tiene operaciones monofásicas a distancia del transformador, es el uso de conexión estrella aterrizada/estrella aterrizada en un transformador. Esto no quiere decir que no se presentará, como veremos, sino que su posibilidad es mínima.

Finalmente, si el transformador fuera del tipo tríplex, el cual consiste realmente de tres transformadores monofásicos en un transformador, no hay acoplamiento magnético entre fases, y la ferorresonancia no puede presentarse.

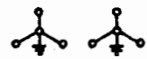
SOBREVOLTAJES CON LA CONEXION DE LOS DEVANADOS EN ESTRELLA ATERRIZADA.

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



FORMA IDEAL



CALENTAMIENTOS EN EL TANQUE DEL TRANSFORMADOR

◦ AMPOLLAS EN LA PINTURA

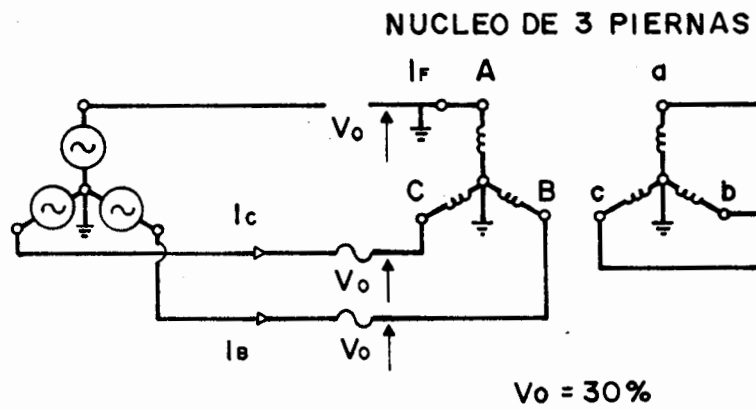


FIGURA 5.30

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 ve
rificar estas conclusiones.

CALENTAMIENTO DEL TANQUE CON LA CONEXION ESTRELLA ATE- RRIZADA

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

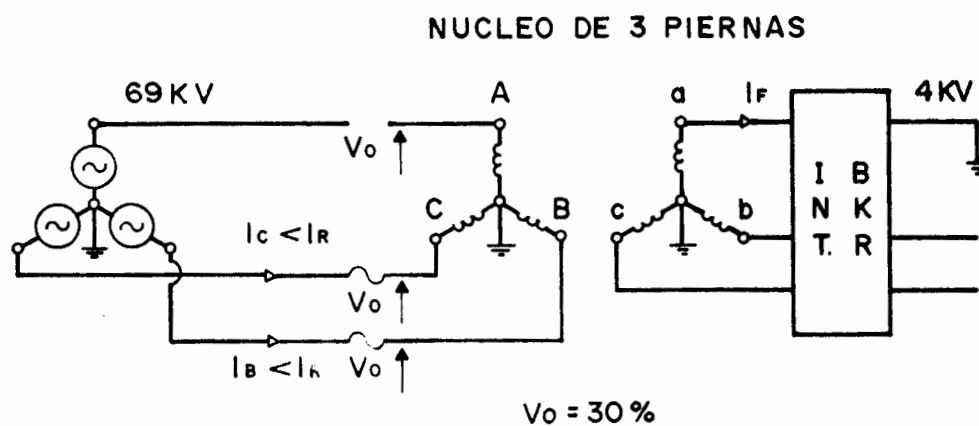


FIGURA 5.31

CALENTAMIENTOS EN EL TANQUE
DEL TRANSFORMADOR

◦ SOLUCIONES

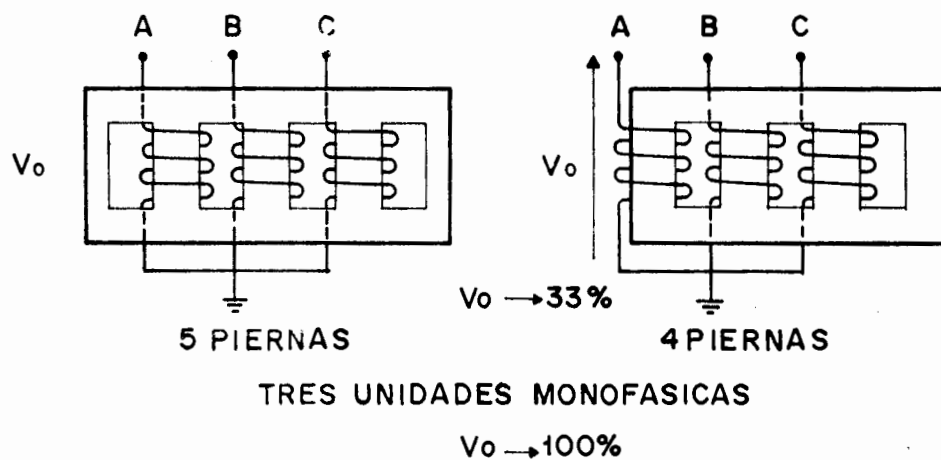


FIGURA 5.32

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

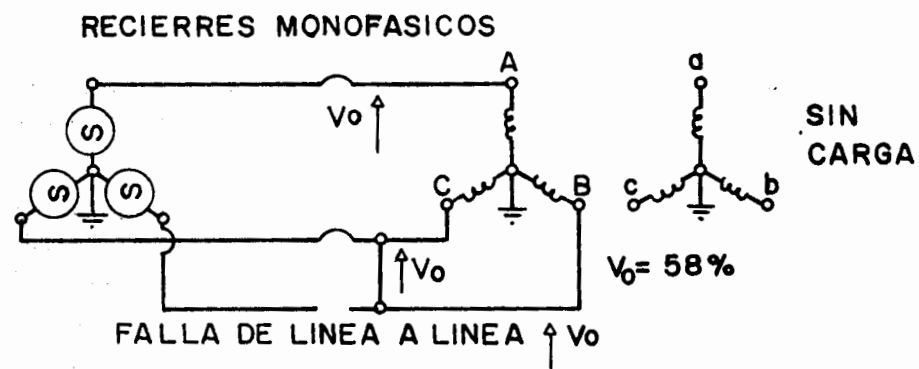


FIGURA 5.33

5.7.- 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 ferorresonancia 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

1 a. PARTE.

- 1.- ESPINOSA ROBERTO.- SISTEMAS DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA, EDIT. LIMUSA, S.A., 198 (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.

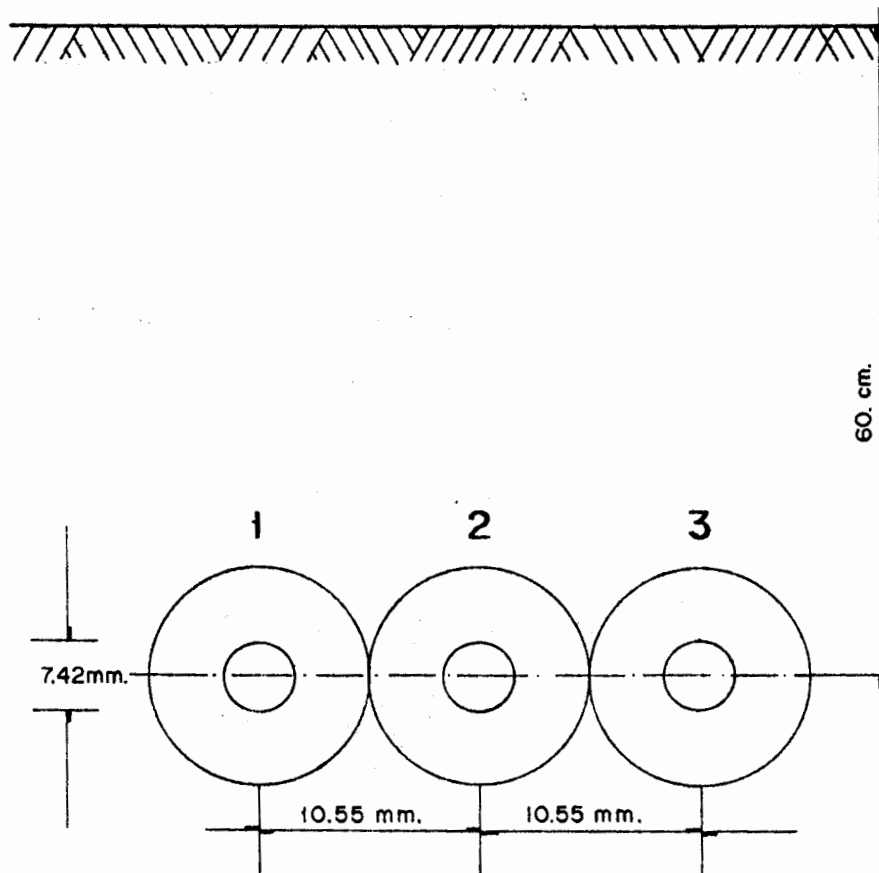
FE DE ERRATAS

<u>página</u>	<u>Renglón</u>	<u>Dice</u>	<u>Debe decir</u>
226	18	intrrupción	interrupción
255	11	caracterísitcas	características
272	3 texto: FIGURA No. 5.24	0.983	0.984
275	3	exitación	excitación

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 $350 \text{ }^{\circ}\text{C-cm/watt}$. 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:

$$R_a = \frac{\rho_a}{2 \pi} \ln \frac{D}{d} = \frac{350}{6.28} \ln \frac{10.55}{7.42} = 19.6 \frac{^{\circ}\text{C-cm}}{\text{watt}}$$

La resistencia del suelo; para los cables 1, 2 y 3:

$$R_{s11} = R_{s12} = R_{s13} = \frac{\rho_{\text{SUELO}}}{2 \pi} \ln \frac{4h}{d} = \frac{120}{6.28} \ln \frac{240}{1.055} = 103.7 \frac{^{\circ}\text{C-cm}}{\text{watt}}$$

Cálculo de los valores de B_{ij} .

$$B_{12} = \frac{\rho_{\text{SUELO}}}{2} \ln \left[1 + \left(\frac{120}{1.055} \right)^2 \right]^{1/2} = \frac{120}{6.28} \ln 113.75 = 90.45 \frac{^{\circ}\text{C-cm}}{\text{watt}}$$

$$B_{23} = B_{12}$$

$$B_{13} = \frac{\rho_{\text{SUELO}}}{2 \pi} \ln \left[1 + \left(\frac{120}{2.11} \right)^2 \right]^{1/2} = \frac{120}{6.28} \ln 56.89 =$$

$$77.2 \frac{^{\circ}\text{C-cm}}{\text{watt}}$$

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:

T
UNAM
1998 Rnc

u
p
:
S
RTS
1996
UT

F-DEPFI/D-70/1989/Ej.6



720887

F-DEPFI

D-10

1989

86

9121

22307