

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

DISEÑO Y MANTENIMIENTO DE
SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

TESINA

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICISTA

PRESENTA

ALFREDO ARRIETA TAMEZ

T
TK175
A7
1997
c.1

K1751

997

.1



1080097035

CONTENIDO

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA

1. SUBESTACIONES ELECTRICAS

1.01 INTRODUCCION

1.02 CONCEPTOS BASICOS

1.03 REQUISITOS PARA LA INSTALACION DE UNA S.E.

1.04 **DISEÑO Y MANTENIMIENTO DE** TRANSFORMADOR

1.05 **SUBESTACIONES ELECTRICAS** UN TRANSFORMADOR

1.06 APARTARRAYOS

1.07 PROTECCION DE LAS SUBESTACIONES

T
TK 1251
FA
FPPI

2. DISEÑO DE UNA S.E.

2.1 CALCULOS MATEMATICOS

2.2 CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA

2.3 ANALISIS DE

TESINA

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO ELECTRICISTA

P R E S E N T A

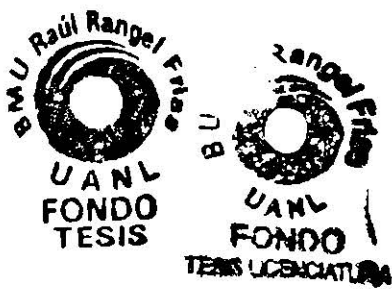
ALFREDO ARRIETA TAMEZ



Cd. Universitaria

Mayo de 1997

T
TK 1751
A7
1997



CONTENIDO

- 1 SUBESTACIONES ELECTRICAS**
 - 1.01 INTRODUCCION
 - 1.02 CONCEPTOS BASICOS
 - 1.03 REQUISITOS PARA LA INSTALACION DE UNA S.E.
 - 1.04 PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR
 - 1.05 PUESTA EN SERVICIO DE UN TRANSFORMADOR
 - 1.06 INTERRUPTORES
 - 1.07 APARTARRAYOS
 - 1.08 PROTECCION DE LAS SUBESTACIONES

- 2 DISEÑO DE UNA S.E.**
 - 2.1 CALCULOS MATEMATICOS
 - 2.2 CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA
 - 2.3 ANALISIS DE CORTO CIRCUITO

- 3 MANTENIMIENTO DE UNA S.E.**
 - 3.1 MANTENIMIENTO DE LA SUBESTACION
 - 3.2 TIPOS DE MANTENIMIENTO

CAP. 1 SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

1.1 INTRODUCCIÓN.

En el empleo de la energía eléctrica, ya sea para fines industriales, comerciales o de uso residencial, intervienen una gran cantidad de máquinas y equipo eléctrico para transmitir la energía eléctrica a dichos centros de consumo.

Por razones técnicas (aislamiento, enfriamiento, etc.), los voltajes de generación en las centrales son relativamente bajos en relación con los voltajes de transmisión, por lo que si la energía eléctrica se va a transportar a grandes distancias estos voltajes de generación resultarían incosteables debido a que se tendría una gran caída de voltaje. De aquí se presenta la necesidad de transmitir la energía eléctrica a voltajes más elevados que resulten más económico. Por ejemplo, si se va transmitir energía eléctrica de una central generadora a un centro de consumo que está situado a una distancia de 1000 Km. sería necesario elevar el voltaje de generación que supondremos de 13.8 Kv. a otro de transmisión más conveniente que asumimos sea de 110 Kv. Para poder elevar el voltaje de generación de 13.8 Kv. al de transmisión de 110 Kv. es necesario emplear una subestación.

Suponiendo que la caída de voltaje en la línea de transmisión fuera cero volts, tendríamos en el centro de consumo 110 kv. es necesario y es claro que este voltaje no es posible usarlo en instalaciones industriales y aun menos en comerciales y residenciales, de donde se desprende la necesidad de reducir el voltaje de transmisión de 110 Kv. a otros más convenientes de distribución en centros urbanos de consumo. Por tal razón, será necesario emplear otra subestación eléctrica para poder suministrar energía eléctrica a dichos centros de consumo según sus necesidades.

1.2 CONCEPTOS BÁSICOS

SUBESTACION ELÉCTRICA.- Es un conjunto de equipos, elementos o dispositivos que tienen el propósito de cambiar las características de la energía eléctrica como son el voltaje, la corriente, la frecuencia, etc. de equipo de C.A o de C.C o bien conservándolas dentro de ciertas características en un local o nave con una demanda grande de energía para obtener iluminación, calefacción, fuerza, así como otros servicios.

CLASIFICACIÓN DE LAS SUBESTACIONES.-

A.- Por su operación

- a) de C.A.
- b) de C.C

B.- Por su construcción

- a) de interperie
- b) de interior
- c) blindado

C.- Por su servicio

a) Primarias

- 1) Elevadoras
- 2) Receptoras
- 3) De distribución o enlace
- 4) De switcheo o de maniobra
- 5) Convertidoras o
- 6) Rectificadoras

b) Secundarias

1) Receptoras

(1') reductoras

(1") elevadoras

- 2) Distribuidoras
- 3) De enlace
- 4) Convertidoras o Rectificadoras

APARATOS DE MEDICIÓN

El control de una subestación, de operación manual o automática, requiere de una cantidad considerable de aparatos indicadores, registradores o elementos de señal, en particular la subestación de control manual, ya que en ellos se basan las maniobras necesarias y en menor grado las que se operan en forma automática para fines de ajuste, inspección, prueba, etc. Los instrumentos se clasifican en tres categorías según indique, registren o integren alguna magnitud en tiempo determinado; los aparatos son de uso momentáneo, los registradores sirven para ajustes o reparación de algún órgano que no cumpla con su función y los integradores sirven para determinar consumos de energía, demandas y otras cantidades relacionadas con el tiempo.

LOS PRINCIPALES INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN QUE SE UTILIZAN EN UNA SUBESTACION SON:

Amperímetros.- Sirven para (además de lo que indica su nombre):

1. Indicar calentamiento de las máquinas conductores, reactores y equipo de conducción e interrupción de un sistema.
2. Repartir la carga entre máquinas que operen en paralelo.
3. Para reducir el efecto Joule total.
4. Determinar las características de demanda de circuitos diversos.
5. Revelar algunas fallas de conducción y operación.

Volímetros.- (aparte de medir volts) se usan para:

1. Dar a un sistema la tensión correcta.
2. Poner en paralelo una nueva unidad.
3. Revelar algunas fallas.

Wattmetros.- Se utilizan en:

1. Determinar las características de demanda.
2. Revelar algunas fallas.
3. Controlar los intercambios de energía entre sistemas en paralelo.

Factorímetros.- Son usados para:

1. Medir el consumo de los circuitos especiales.
2. Señalar el monto de la energía para el pago del impuesto.
3. Calcular demandas con base en cualquier intervalo.
4. Determinar la eficiencia media de la subestación.

1.3 REQUISITOS PARA LA INSTALACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN

Los requisitos que debemos considerar en el diseño de una subestación eléctrica son los siguientes:

1. deberá cumplir con los requisitos mínimos de C.F.E.
2. deberá ser funcional y de alta confiabilidad.
3. deberá tener flexibilidad.
4. deberá contar con equipo de protección adecuado.
5. deberá de contemplar la mejor alternativa económica para su adquisición y su operación.

Parámetros para obtener estos requisitos.-

Para obtener estos requisitos se analizan los siguientes parámetros y después se hará una breve descripción de cada uno de ellos:

LUGAR DE INSTALACIÓN.- Si se trata de una instalación nueva es muy conveniente determinar la posición adecuada dentro de los terrenos de la planta tomando en cuenta la acometida o la alimentación que tengamos, la ubicación de las cargas que son principales. Los vientos dominantes si se tratara de una empresa que pudiera contaminar la subestación eléctrica de alguna manera. Si se tratara de una ampliación convendrá determinar si cuenta con el espacio suficiente para colocar el equipo, así mismo es importante estudiar la manera en que se va a conectar con lo ya existente evitando con ello tiempo perdido.

CAPACIDAD DE LA SUBESTACIÓN.- Si es nueva la instalación será conveniente conocer la carga así como la esperada en los próximos 5 años, así mismo es necesario considerar la posibilidad de contar con uno o dos transformadores para satisfacer la capacidad. Teniendo perfectamente definidos los puntos anteriores se deberá hacer una solicitud a la compañía suministradora de energía, en este caso la C.F.E., indicando la carga instalada y la esperada los próximos 5 años, acompañada con un diagrama unifilar de protección y medición de la subestación, disposición general del equipo, plantas y cortos red de tierras, etc. Después de lo anterior la C.F.E. nos debe de entregar los siguientes datos:

- a) voltaje de suministro y punto de entrega.
- b) valor del corto circuito en el punto de entrega.
- c) lugar de la medición y equipo a utilizar.
- d) equipo de desconexión y protección de la acometida.

Y con éstos podemos terminar de analizar los siguientes puntos de diseño:

NIVELES DE VOLTAJE EN ALTA Y BAJA TENSION.- Si se tratará de un ampliación el equipo es el que nos da la pauta a seguir y si se trata de una instalación nueva necesitamos conocer la características de la carga a conectar, las distancias entre cargas. Para esto es conveniente conocer los valores de voltaje que existen en la región en el que se va a instalar la subestación y con ello lograr que en caso de una falla podamos repararla en forma más rápida y eficaz.

MEDICIÓN DE C.F.E.- Dada la economía de las empresas en general y del país es muy importante analizar donde se va a colocar la medición ya sea en el lado de alta o en el lado de baja tensión, para poder determinar el lugar primero se debe consultar a la C.F.E. para ver si no tiene ningún inconveniente de colocar la medición en cualquier lado, también necesitamos evaluar la conveniencia económica y técnica, ya que según las tarifas actuales si la medición se lleva a cabo en el lado de baja tensión se hará un recargo del 2% sobre el consumo total y si se hace del lado de alta tensión este cargo es del 0%, pero se tendrá que invertir en la adquisición de los transformadores de medición.

SELECCIÓN DEL EQUIPO.- Esta es una actividad que generalmente manejan las áreas de ingeniería y de compras y rara vez participa el departamento de mantenimiento, ya que cuando se toma la decisión se basa primordialmente en el aspecto económico descartado así una valiosa fuente de información para lograr la adquisición del equipo optimo para lograr una buena selección del equipo. Generalmente no se presta mucha atención a unos aspectos muy importantes en la selección del equipo, estos puntos generalmente son:

Compatibilidad del equipo con los ya instalados,
Disponibilidad de refacciones,
Simplicidad de operación y mantenimiento,
Confiabilidad del equipo reconocido,
Maniobras para sacar o meter equipo en la subestacion,
Ampliaciones futuras, etc.

1.4 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL TRANSFORMADOR

El funcionamiento del transformador está basado en el funcionamiento de la interacción electromagnética de dos, o en el caso general, de cualquier número de circuitos fijos o estacionarios entre sí.

Si se aplica una tensión C.A. entre los bornes de uno de los arrollamientos, debido a la acción del flujo magnético que corta a los dos arrollamientos se establecerá una f.e.m. alterna en el secundario la cual a su vez producirá en él una corriente alterna que alimentará el circuito conectado en sus bornes.

De esta manera se transfiere una potencia C.A. desde el circuito primario hasta el secundario.

Para reforzar el acoplamiento electromagnético entre los arrollamientos se provee un núcleo laminado constituido por chapas de acero eléctrico. Para convertir (transformar) una tensión y una corriente primaria en una tensión y una corriente secundaria es necesario primero calcular y luego acoplar los arrollamientos primario y secundario.

LOS TIPOS DE ENFRIAMIENTO MÁS EMPLEADOS EN LOS TRANSFORMADORES SON:

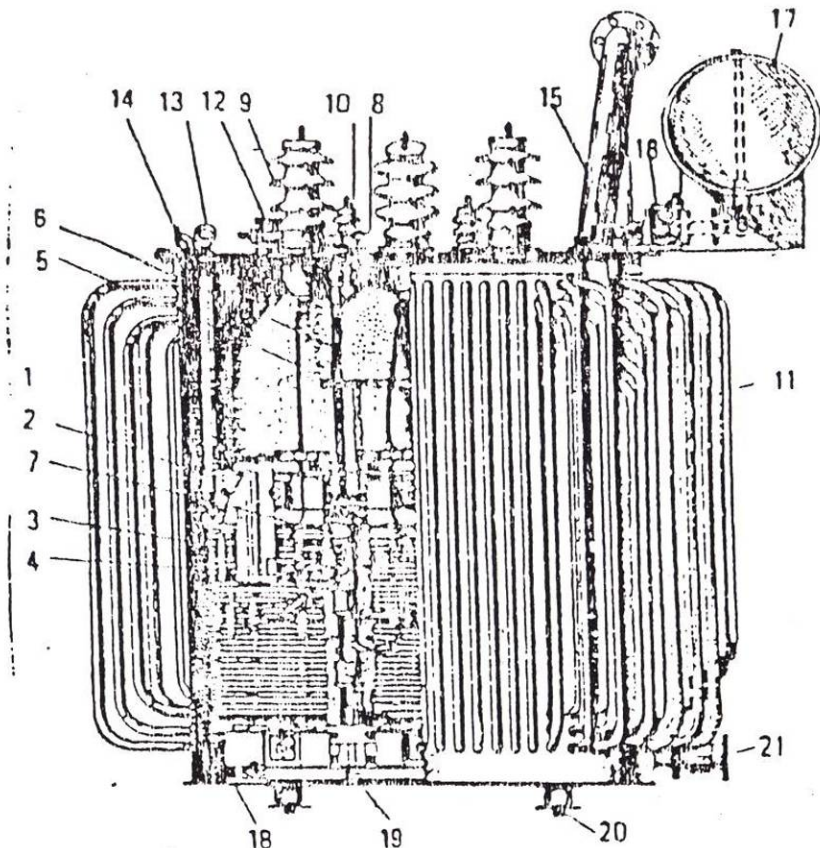
TIPO OA. Sumergido en aceite con enfriamiento propio. Por lo general en transformadores de más de 50KVA se usan tubos radiadores o tubos corrugados para disminuir las pérdidas, en capacidades mayores de 300KVA se usan radiadores del tipo desmontable. El tipo de transformador con voltajes de 46KVA o menores pueden tener como medio de enfriamiento líquido inerte aislante en vez de aceite.

TIPO OA/FA. Sumergido en aceite con enfriamiento propio, por medio de aire forzado. Este es básicamente un transformador OA, con adición de ventiladores.

TIPO OA/FA/FOA. Sumergido en aceite con enfriamiento propio a base de aire forzado y aceite forzado. Este transformador es básicamente un OA, con adición de ventiladores y bombas para la circulación de aire y aceite.

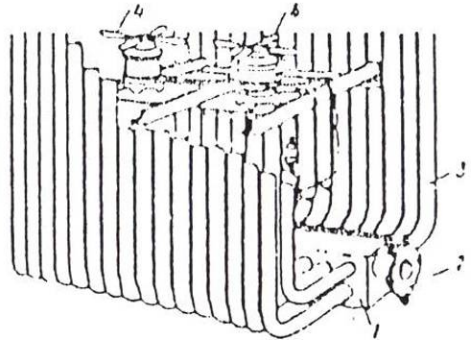
TIPO FOA. Sumergido en aceite, enfriado con aceite forzado y con enfriador de aire forzado. Este tipo de transformador se usa únicamente donde se desea que operen al mismo tiempo las bombas de aceite y los ventiladores; tales condiciones absorben cualquier carga pico a plena capacidad.

TIPO FOA. Sumergido en aceite, enfriado con aceite forzado y con enfriador de aire forzado. Este tipo de transformadores se usa únicamente donde se desea que operen al mismo tiempo las bombas de aceite y los ventiladores; tales condiciones absorben cualquier carga pico a plena capacidad.



1— Transformador con tanque provisto de radiador de tubos.

1, núcleo laminado del circuito magnético; 2, filijación del cable en la culata; 3, arrollamiento de baja tensión; 4, arrollamiento de alta tensión; 5, derivaciones de alta tensión; 6, derivaciones de baja tensión; 7, conmutador triple para las tomas o derivaciones del arrollamiento de alta tensión; 8, mecanismo del conmutador; 9, pasatapas de AT (alcalador); 10, pasatapas de BT; 11, tanque con radiador de tubos; 12, válvula de cebado de aceite; 13, argolla de elevación; 14, tubo para conexión de la bomba de vacío; 15, tubo de escape; 16, relé a gas; 17, conservador de aceite; 18, viga soporte en parte inferior del tanque; 19, perno vertical para la fijación de los canales en la culata; 20, rodillos; 21, espigas de drenaje del aceite.



Radiador con dos filas de tubos.

TIPO OW. Sumergido en aceite y enfriador con agua. Este tipo de transformadores el agua de enfriamiento es conocido por serpentines, los cuales están en contacto con el aceite aislante del transformador. El aceite circula alrededor de los serpentines por convección natural.

TIPO AA. Tipo seco, con enfriamiento propio, no contiene aceite ni otros líquidos para enfriamiento, son usados en voltajes nominales menores de 15, en pequeñas capacidades.

TIPO AFA. Tipo seco, enfriado por aire forzado. Estos transformadores tienen una capacidad simple y sencilla basada en la circulación de aire forzado por ventiladores o sopladores.

CONEXIONES DE LOS TRANSFORMADORES

1) CONEXIÓN DELTA - DELTA. Esta conexión se utiliza en lugares donde existen tensiones relativamente bajas. En sistemas de distribución se utiliza para alimentar cargas trifásicas a tres hilos. Esta conexión presenta la desventaja de no tener hilo de retorno; en cambio tiene la ventaja de poder conectar los devanados primario y secundario sin desfaseamiento.

2) CONEXIÓN ESTRELLA - ESTRELLA. Esta conexión se emplea en tensiones muy elevadas, ya que se disminuye la cantidad de aislamiento. La conexión estrella - estrella debe evitarse a menos que se haga una conexión neutra muy sólida (de muy baja impedancia) entre el primario y la fuente de potencia. Si no se proporciona un neutro, los voltajes de fase tienden a desequilibrarse severamente cuando se desbalancea la carga. También surgen problemas con las armónicas terceras.

3) CONEXIÓN DELTA - ESTRELLA. Esta conexión se emplea en aquellos sistemas de transmisión en que es necesario elevar voltajes de generación, en sistemas de distribución conviene porque se pueden tener dos voltajes diferentes (entre fase y neutro). Cuando se emplea una conexión delta - estrella debe estar preferiblemente del lado de alto voltaje y el neutro conectarse a tierra. Entonces el aislamiento del transformador puede diseñarse para $1/1.7321$ veces el voltaje de línea. Más bien que para el voltaje completo de línea. Algunas veces es necesario tener la estrella en el lado de bajo voltaje, si se requiere un neutro para el circuito de bajo voltaje. Un transformador que se escoja para proveer voltaje trifásico de 120 a 280 volts, deberá tener sus devanados de bajo voltaje en estrella, y en la mayoría de los casos probablemente los devanados primarios de alto voltaje en delta.

4) CONEXIÓN ESTRELLA - DELTA. Se utiliza esta conexión en los sistemas de transmisión de las subestaciones receptoras cuya función es reducir voltajes. En sistemas de distribución es poco usual; se emplea en algunas ocasiones para distribución rural 20 Km. La conexión estrella - delta da como resultado en desplazamiento de 30° entre los voltajes primarios y secundarios. En los Estados Unidos es normal conectar estos transformadores de modo tal que los voltajes secundarios vayan 30° atrás de los primarios.

5) CONEXIÓN DELTA ABIERTA - DELTA ABIERTA. Esta puede considerarse como una conexión de emergencia en transformadores trifásicos ya que si un transformador se quema o sufre una avería en cualquiera de sus fases, se puede seguir alimentando carga trifásica operando el transformador a dos fases, solo que su capacidad disminuye a un 58.8 % aproximadamente. Los transformadores trifásicos V-V se emplean en sistemas de baja capacidad y usualmente operan como autotransformadores.

Se usa generalmente en alguna de las siguientes circunstancias.

1. Como una solución cuando se dañan una fase de una conexión delta - delta.
2. En áreas en las cuales se espera un crecimiento de cargas y se prevé para el futuro la adición de un nuevo transformador (un tercero) para completar la delta.
3. Para soportar cargas que son una combinación de una carga monofásica grande y una carga trifásica más pequeña.

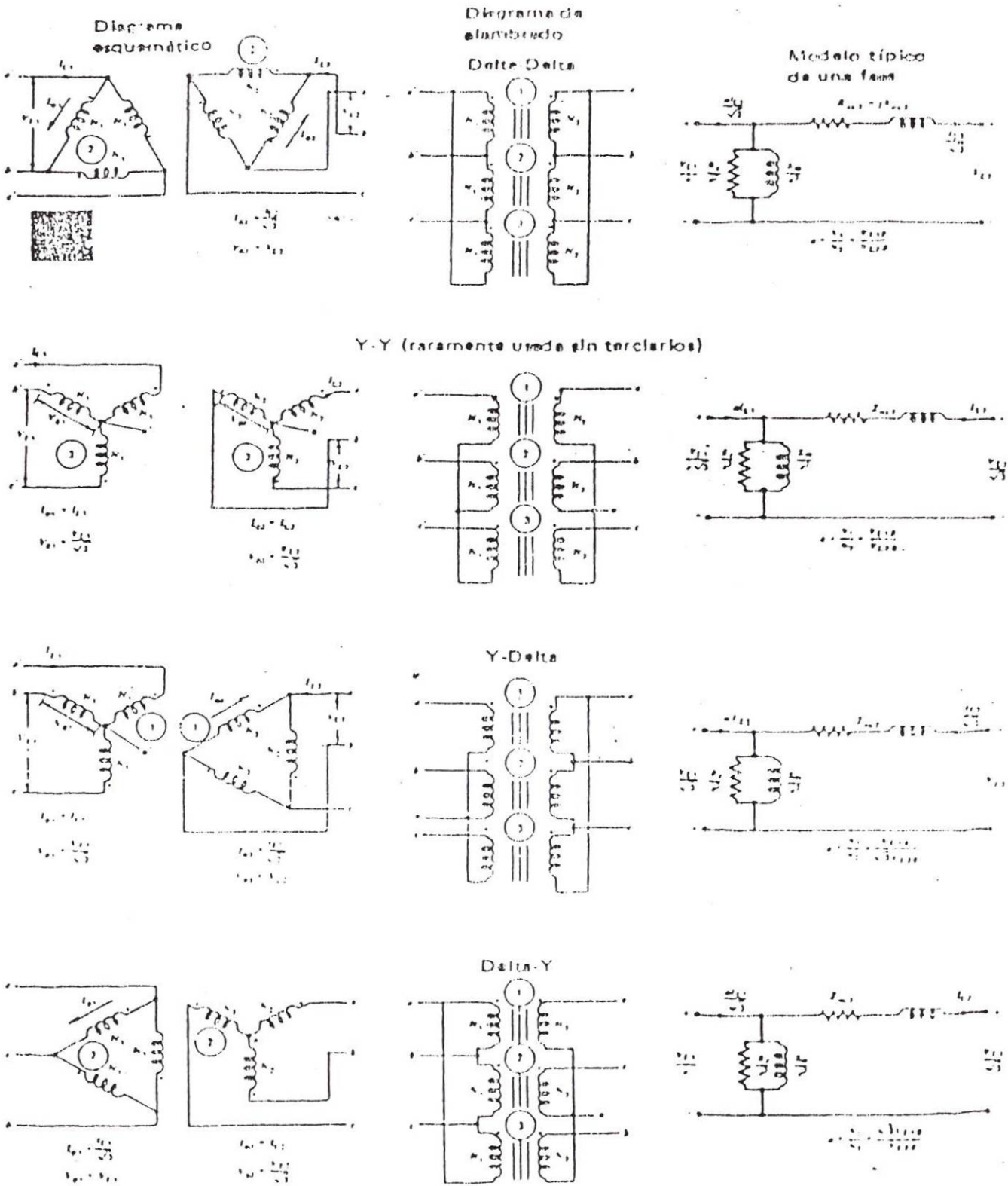
Cuando esta conexión puede ser más económica en el uso de materiales. Por ejemplo, ciertos autotransformadores trifásicos (como el caso de un compensador de arranque para un motor de inducción).

FUNCIONAMIENTO EN PARALELO DE LOS TRANSFORMADORES

Con el crecimiento de carga puede ser necesario aumentar la capacidad de KVA de un grupo de transformadores adicionando otro en paralelo o cuando es conveniente suministrar a una carga importante desde varios grupos de transformadores a fin de mantener la continuidad del servicio a pesar de la avería de uno de los transformadores en paralelo.

Los transformadores conectados en paralelo funcionarán en las mejores condiciones si se observan las siguientes estipulaciones:

- a) Las tensiones nominales del primario y las correspondientes del secundario de todos los transformadores que funcionan en paralelo deben ser iguales. La primera estipulación implica prácticamente el requisito de que todas las relaciones de transformación deben ser iguales.



Conexiones básicas de un transformador para tres fases. Las corrientes y los voltajes que se muestran son magnitudes, no fasores

- b) Los transformadores que funcionan en paralelo deben pertenecer a un grupo.
- c) Las componentes activa y reactiva de la tensión en corto circuito de todos los transformadores deben ser iguales.

En la práctica solo deben cumplir rigurosa e incondicionalmente la segunda estipulación; la primera y tercera admiten ciertos márgenes de divergencia cuyos límites se fijan en la práctica.

1.5 PUESTA EN SERVICIO DE UN TRANSFORMADOR

Antes de poner en operación un transformador dentro de una subestación eléctrica conviene efectuar una revisión como la siguiente:

- 1) Rigidez dieléctrica del aceite. Una lectura baja de rigidez dieléctrica nos indicara suciedad, humedad en el aceite. Para corregir esto se filtrará el aceite las veces que sea necesario hasta obtener un valor correcto.
- 2) Resistencia de aislamiento.
- 3) Secuencia de fases correcta (polaridad).
- 4) Tener cuidado de que las lecturas de parámetros (voltaje corriente y potencia) sean las adecuadas).

1.6 INTERRUPTORES

Es un dispositivo que tiene la función de interrumpir y restablecer la continuidad de un circuito eléctrico.

Si la operación se efectúa sin carga, el interruptor recibe el nombre de desconectador o cuchilla desconectadora.

Si en cambio, la operación se efectúa con carga o corriente de corto circuito, el interruptor recibe el nombre de disyuntor o interruptor de potencia.

TIPOS DE INTERRUPTORES DE POTENCIA

Todos los interruptores se distinguen principalmente por su cámara de extinción y más concretamente por los diferentes medios extintores que utilizan para apagar el arco eléctrico.

- a) INTERRUPTOR DE ACEITE. Este interruptor se vale de aceite aislante como medio extintor del arco eléctrico.
- b) INTERRUPTORES NEUMÁTICOS. Este interruptor utiliza el aire comprimido para cortar el arco eléctrico.
- c) INTERRUPTOR EN VACÍO. Este interruptor necesita vacío para cortar el arco eléctrico.
- d) INTERRUPTORES DE SOPLO MAGNÉTICO. Estos utilizan el campo magnético como extintor para cortar el arco eléctrico.

PRUEBAS A INTERRUPTORES

Las pruebas que generalmente se realizan a los interruptores o antes de poner en funcionamiento un sistema son:

- a) PRUEBAS DE PRESTACIÓN. Con ella sacamos el valor de la corriente de apertura o la de cierre en algunos casos (corriente de falla).
- b) PRUEBA DE AISLANTE. Mediante esta prueba se determina el comportamiento del interruptor a la tensión nominal y comprobar la calidad de los aislantes utilizados.
- c) PRUEBA DE SOBRECARGA. Mediante ella se comprueba si el interruptor soporta la corriente de sobrecarga fijada.

- d) PRUEBA MECÁNICA. Mediante esta prueba observamos si el interruptor es lo suficientemente fuerte de acuerdo con su capacidad de diseño en KVA.
- e) PRUEBA DE PRESIÓN. Mediante esta prueba observamos si el tanque soporta las presiones internas originadas en una falla.
- f) PRUEBA DE TEMPERATURA. Nos sirven para observar la manera de comportamiento del interruptor al ser sometido a temperaturas elevadas a mayores que la nominal.

INTERRUPTORES DE GRAN VOLUMEN DE ACEITE

Estos interruptores reciben el nombre debido al gran volumen de aceite que contiene, generalmente se construyen en tanques cilíndricos y pueden ser trifásicos o monofásicos.

Los trifásicos son para operar voltajes relativamente pequeños y sus contactos se encuentran contenidos en un recipiente común, separados entre sí por aislantes.

Las partes fundamentales de estos interruptores son:

- 1) Tanque o recipiente.
- 2) Boquilla y contactos fijos.
- 3) Conectores (elementos de conexión al circuito).
- 4) Vástagos y contactos móviles.
- 5) Aceite de refrigeración.

PROCESO DE INTERRUPCIÓN

Cuando opera el circuito, debido a una falla, los contactos móviles se desplazan hacia abajo, separándose de los contactos fijos, al alejarse de los contactos móviles de los fijos se va creando un arco

eléctrico en función de la distancia que los separa, el arco da lugar a la formación de gases de tal manera que desplazan un determinado volumen de aceite.

Conforme aumenta la separación de los contactos, el arco crece y la burbuja se hace mayor de tal manera que al quedar los contactos en separación total la presión ejercida por el aceite es considerable por lo que en la parte superior se instala un tubo fuga de gases.

INTERRUPTOR DE GRAN VOLUMEN DE ACEITE CON CÁMARA DE EXTINCIÓN

Los interruptores de gran volumen de aceite de gran capacidad originan fuertes presiones internas, que en ocasiones provocan explosiones.

Para disminuir estos riesgos se idearon dispositivos donde se forman las burbujas de gas reduciendo con esto las presiones a un volumen menor.

Estos dispositivos reciben el nombre de cámara de extinción y dentro de estas cámaras se extingue el arco.

INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS

Los interruptores termomagnéticos protegen contra falla de sobrecarga y corto circuito.

RESTAURADORES

En los sistemas de distribución, además del problema de la protección de los equipos eléctricos, se presenta la de la continuidad

del servicio, es decir la protección que se planea en las redes de distribución se hace pensando en los dos factores mencionados anteriormente. Para satisfacer esta necesidad se ideó un interruptor de operación automática que no necesita de accionamiento manual para su operación de cierre o apertura (la operación manual se refiere al mando de control remoto) es decir construido de tal manera que en un cierre está calibrado de antemano y opera bajo una secuencia lógica predeterminada y constituye un interruptor de operación automática con características de apertura y cierres regulables de acuerdo con las necesidades de la red de distribución que se va a proteger. Este interruptor recibe por tales condiciones el nombre de restaurador.

Un restaurador es más que un interruptor de aceite con sus tres contactos dentro de un mismo tanque y que obra en capacidades interruptivas bajas y tensiones no muy elevadas.

Los restauradores normalmente están constituidos para funcionar con tres operaciones de cierre y cuatro de apertura, con un intervalo entre una y otra, calibrado de antemano en la última apertura el cierre debe ser manual, ya que indica que la falla es permanente.

OPERACIÓN DE UN RESTAURADOR

El restaurador opera en forma semejante a un interruptor trifásico, ya que sus contactos móviles son accionados por un vástago común, conectado y desconectado en forma simultánea.

El proceso de apertura y cierre puede describirse brevemente como sigue:

- 1) Cuando ocurre una falla la bobina de disparo se energiza y actúa sobre un trinquete mecánico que hace caer a los contactos móviles.

- 2) Los contactos móviles disponen de resortes tensionados de tal forma que la apertura es rápida. Al caer los contactos móviles energizan la bobina de cierre que se encuentra calibrada para operar con un cierto intervalo.
- 3) La bobina de cierre acciona un dispositivo mecánico que opera los contactos móviles, conectándose nuevamente los contactos fijos.
- 4) Si la falla es transitoria, el restaurador queda conectado y preparado para otra falla. Si la falla es permanente, repetirá todo el proceso anterior hasta quedar fuera según sea el número de cierres para el cual se ha calibrado.

CUCHILLAS FUSIBLES

La cuchilla fusible es un elemento de conexión de circuitos eléctricos. Tiene dos funciones: como cuchilla desconectadora, para lo cual se conecta o se desconecta y como elemento de protección.

El elemento de protección lo constituyen el dispositivo fusible, que se encuentra dentro del cartucho de conexión y desconexión. El dispositivo fusible lo seleccionan de acuerdo con el valor de corriente nominal que va a circular por él. Pero los fabricantes tienen el correspondiente valor de corriente de ruptura de cualquier valor de corriente nominal.

Los elementos fusibles se construyen fundamentalmente de lata en casos (especiales), cobre electrolítico con aleación de plata o cobre con estaño.

Existen diferentes tipos de cuchillas fusibles, de acuerdo con el empleo que se les da. Entre los principales tipos y características tenemos las siguientes:

CUCHILLAS DESCONECTORAS (SECCIONADORAS)

La cuchilla desconectadora es un elemento que sirve para desconectar físicamente un circuito eléctrico. Por lo general operan sin carga, pero con unos aditamentos se puede operar con carga, hasta ciertos límites.

CLASIFICACIÓN DE LAS CUCHILLAS FUSIBLES DESCONECTORAS

Por su operación:

- a) Con carga (con tensión nominal).
- b) Sin carga (con tensión nominal).

Por su tipo de accionamiento:

- a) Manual.
- b) Automático.

Por su forma de conexión:

- a) Con tres aisladores, dos fijos y uno giratorio al centro (horizontal), llamado también de doble arco.
- b) Con dos aisladores (accionados con pértiga) operación vertical.
Con dos aisladores, uno fijo y uno giratorio en el plano horizontal.

SOBRETENSIONES

FUENTES DE SOBREVOLTAJE. Hay muchas y muy variadas fuentes de sobrevoltaje de magnitud suficiente para causar daños al aislamiento de los sistemas de distribución industriales de potencia C.A.

Los sobrevoltajes más comunes son:

- 1) La estática.
- 2) El contacto físico con un sistema de voltaje más alto.
- 3) Los efectos de la resonancia, en los circuitos inductivos capacitivos seriales.
- 4) Cortocircuitos intermitentes repetitivos.
- 5) Sobrevoltajes de swicheo.
- 6) Interrupción de la corriente cero y la corriente forzada.
- 7) Las conexiones de los autotransformadores.
- 8) De origen atmosférico (el rayo).

ESTÁTICA

La arena o el polvo arrojados por el viento, pueden llegar a estar cargados y producir un voltaje alto a los conductores eléctricos o cables aéreos expuestos. Las bandas en movimiento sobre las poleas no metálicas, también pueden desarrollar voltaje alto por medio de la estática, si los marcos internos eléctricos están impropriadamente aterrizados. Esto se elimina aterrizando todos los equipos a tierras.

EL CONTACTO FÍSICO CON UN SISTEMA DE VOLTAJE MAS ALTO

Si los conductores de un circuito eléctrico de voltaje alto entran el contacto con los de voltaje más bajo, entonces existiría el mismo potencial, en el punto de contacto de ambos circuitos. Si el circuito de bajo voltaje no tiene su aterrizaje neutral, su potencia aumentará como en el de un sistema de alto voltaje o sobrevendrá una descarga.

FALLAS DE TIERRA INTERMITENTES

Los sobrevoltajes substanciales pueden ser desarrollados en los sistemas industriales de C.A. no aterrizados, por medio de conexiones defectuosas a tierra intermitentes o chisporroteos. El carácter intermitente del curso del corto circuito, puede ser resultado de la vibración, la cual la causa un conductor eléctrico, para que ocurra un contacto intermitente a tierra, se debe a partículas dispersadas de metal de conductor fundido el cual establece un curso intermitente de conducción a tierra y como resultado hay averías sucesivas y cierres de los espacios separados entre el conductor y tierra.

SOBRETENSIONES POR SWICHEO

Para una sobretensión de fase a tierra o fase a fase en un punto dado del sistema debida a una operación específica de maniobras de interruptores, falla u otra causa, la forma como puede referirse para los propósitos de coordinación de aislamiento es semejante a aquellas del impulso normalizado usada para las pruebas de impulso por maniobra. Tales sobretensiones tienen por lo general un alto amortiguamiento y corta duración.

SOBRETENSIONES POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS (RAYO)

PROTECCIÓN DE LA SUBESTACION. La protección de subestaciones contra sobretensiones de origen externo o contra sobretensiones de origen de maniobra (swicheo), consiste básicamente de bayonetas en las estructuras, hilos de guarda y a pararrayos.

Como protección adicional y al equipo y al personal de operación se tiene la red de tierras cuyo diseño esta en función de la corriente de falla a tierra, la corriente del rayo y la forma en que se encuentra el

equipo conectado a tierra. El número de bayonetas que se instalan en una subestación tipo intemperie no está sujeto a un cálculo ya que se puede localizar tantas bayonetas como columnas de los marcos de la estructura de las subestaciones.

1.7 APARTARRAYOS

Los apartarrayos en rangos de 1000 V y superiores son clasificados de acuerdo con su principal característica y campo de aplicación como sigue:

- 1) Apartarrayos tipo de distribución.
- 2) Apartarrayos tipo línea.
- 3) Apartarrayos tipo estación.

APARTARRAYOS TIPO DISTRIBUCIÓN. Son disponibles en rangos de voltaje de 1,3,6,9,12,15 y 18 KV. Aunque son diseñados principalmente para la protección de transformadores de distribución, ellos también pueden ser usados para la protección de otros equipos como para propósito de medición y swicheo, reguladores de voltaje pequeños, unidades ligeras que son montables en postes y crucetas, tienen razonablemente buenas características de protección y muy bajo costo.

APARTARRAYOS TIPO LÍNEA. Son disponibles en rangos de voltaje de 20,25,30,37,40,60, y 73 KV. Ellos son relativamente pequeños y ligeros, son moderados en su costo y tienen buenas características de protección de transformadores pequeños y subestaciones de rango de voltaje medio.

APARTARRAYOS TIPO ESTACIÓN. Son de construcción robusta y son mucho más confiables y con mejores características de

protección que cualquiera de los otros tipos de distribución y tipo línea. Ellos son usados para la protección de todo lo grande o aparatos importantes. Los rangos de voltaje estándar disponibles son: 3,6,9,12,15,20,25,30,37,40,50,60,73,97,109,131,133,145,169,195,242 KV.

1.8 PROTECCIÓN DE LAS SUBESTACIONES

El equipo de la subestación al exterior debe ser protegido contra descargas directas por una buena selección. Esto puede tomar la forma de mástiles de acero o extensiones en el arreglo de la estructura de acero de manera que se desvíen de ella misma todos los golpes de descarga que puedan de alguna manera golpear el bus, interruptor de desconexión, terminales de cuchilla, otras partes que lleven corriente. Los mástiles o equivalentes son diseñados de manera que dentro de la zona de protección queden todos los puntos vulnerables. Con un mástil sencillo la zona de protección es usualmente considerada a ser un cono desde lo alto de la cima del mástil lo cual hace un ángulo con la vertical de 30° o 40° con dos o más mástiles la zona de protección es aumentada siendo el área entre ellos.

1.9 REDES DE TIERRAS

Uno de los aspectos principales para la protección contra sobrecorrientes en las subestaciones es la de disponer de una red de tierra adecuada, a la cual se conectan los neutros de los aparatos, los apartarrayos, los cables de guarda, las estructuras metálicas, los tanques de los aparatos y todas aquellas otras partes metálicas que deben estar a potencial de tierras.

NECESIDAD DE LA RED DE TIERRA. La necesidad de contar con una red de tierra adecuada, a la cual se conectan los aparatos y

demás instrumentos en las subestaciones es la de cumplir con las siguientes funciones:

- a) Proporcionar un circuito de muy baja impedancia para la circulación de las corrientes de tierra, ya sean debidas a una falla de aislamiento o la operación de un pararrayo.
- b) Evitar que durante la circulación de estas corrientes de tierra, puedan producirse diferencias de potencial entre distintos puntos de la subestación, que puedan ser peligrosos para el personal.
- c) Facilitar mediante sistemas de relevadores la eliminación de las fallas a tierra en los sistemas eléctricos.
- d) Dar mayor confiabilidad y continuidad al servicio eléctrico.

DISPOSICIONES BÁSICAS DE LAS REDES DE TIERRA

Para las redes de tierra, se han considerado básicamente 3 sistemas:

- a) Sistema radial.
- b) Sistema de anillo.
- c) Sistema de red.

El sistema radial es el más barato por lo menos satisfactorio ya que al producirse una falla en un aparato, se producen grandes gradientes de potencial.

Este sistema radial consiste en uno o varios electrodos a los cuales se conectan las derivaciones a cada aparato.

El sistema de anillo se obtiene colocando en forma de anillo un cable de cobre de suficiente calibre (aproximadamente 1000 MCM) alrededor de la superficie ocupada por el equipo de la S.E. y conectando derivaciones a cada aparato, usando alambre más delgado

(500 MCM o 4/0 AWG). Es un sistema económico y eficiente y en él se eliminan las grandes distancias de carga a tierra del sistema radial. Los potenciales peligrosos son disminuidos al dispararse la corriente de falla por varios caminos en paralelo.

El sistema de red es el más usado actualmente en nuestros sistemas eléctricos y consiste como su nombre lo indica en una malla formada por cable de cobre (aproximadamente 4/0) y conectado a través de electrodos de varillas de copperweld a partes más profundas para buscar zonas de menor resistividad este sistema es el más eficiente pero también el más caro de los tres tipos.

ELEMENTOS DE LA RED A TIERRA

CONDUCTORES. Los conductores utilizados en los sistemas de tierra son de cable de cobre de calibres arriba de 4/0 AWG dependiendo del sistema que se utilice. Se ha escogido el calibre mínimo de 4/0 AWG en cobre por razones mecánicas, ya que eléctricamente pueden usarse cables de cobre hasta N° 2 AWG. Para sistemas de anillo se han usado en la actualidad cable de cobre 4/0 AWG en donde se usaba 1000 MCM.

Se utiliza el cobre por su mejor conductividad eléctrica como térmica y sobre todo por ser resistente a la corrosión debido a que es catódico respecto a otros materiales que pudieran estar enterrados cerca de él.

ELECTRODOS. Son las varillas que se clavan en terrenos más o menos blandos y que sirven para encontrar zonas más húmedas y por lo tanto menor resistividad eléctrica. Son especialmente importantes en

sistemas desprotegidos de vegetación y cuya superficie al quedar expuesta a los rayos del sol está completamente seca.

Los electrodos pueden ser fabricados de tubos o varillas de fierro galvanizado o bien de varillas copperweld.

BARRAS PARA RAYOS. Con este nombre distinguimos al conjunto de electrodos que se instalan sobre la parte más elevada de las estructuras de una subestación y que sirven para completar la red de cables de guarda que se extienden sobre los copetes de las estructuras de la S.E. para proteger la subestación de las posibles descargas directas de los rayos.

Dichos electrodos están fabricados usando tramos de tubos de fierro galvanizado de unos 40 mm de diámetro y 3m de largo atornillados a la estructura de la S.E. y cortados en bisel en su parte superior para producir el efecto de punta.

CONECTORES Y ACCESORIOS. Son aquellos elementos que nos sirven para unir a la red de tierras, los electrodos profundos, las estructuras, los neutros de los bancos de transformadores, etc.

Los conectores utilizados en los sistemas de tierra son principalmente de tres tipos:

- a) Conectores atornillados.
- b) Conectores a presión.
- c) Conectores soldados.

Todos los tipos de conectores deben poder soportar la corriente de la red de tierras en forma continua. Los conectores atornillados se fabrican con bronce de alto contenido de cobre, formado de dos

piezas que se unen por medio de tornillos cuyo material está formado por bronce al silicio que les da alta resistencia mecánica y a la corrosión.

Los conductores a presión son más económicos que los atornillados y dan mayor garantía de buen contacto.

Los electrodos soldados, solo se usan en la actualidad para conectar a tierra los rieles de los transformadores.

1.10 GENERALIDADES DE SISTEMAS DE TIERRAS

Los fines de puesta a tierra de la maquinaria de las centrales eléctricas son:

- a) Fijar el nivel de potencia de todas las masas metálicas con respecto al suelo.
- b) Proteger las máquinas y los aparatos de las sobretensiones.
- c) Asegurar la protección del personal en lo que se refiere a los peligros de la corriente eléctrica.

Las funciones principales de un sistema de tierras son las siguientes:

1. Proporcionar un circuito de muy baja impedancia para la circulación de las corrientes de tierra.
2. Evitar que durante la circulación de estas corrientes de tierra puedan producirse diferencias de potencial entre diferentes puntos de la subestación.
3. Facilitar mediante relevadores el uso de otros elementos, la eliminación de las fallas a tierra en los sistemas eléctricos.
4. Dar mayor confiabilidad y continuidad al servicio eléctrico.

Con respecto a su funcionalidad los sistemas de tierra se clasifican de la siguiente manera:

SISTEMA DE TIERRAS DE PROTECCIÓN. Tienen la misión de limitar el valor de la tensión contra tierra de aquellas partes del sistema eléctrico que no deben ser mantenidas ni en tensión ni aisladas y con las cuales se puede poner en contacto el personal.

SISTEMAS DE TIERRAS DE FUNCIONAMIENTO. Sirven para poner a tierra por necesidad de funcionamiento determinados puntos del sistema eléctrico.

SISTEMAS DE TIERRAS DE TRABAJO. Son sistemas de tierra con carácter provisional efectuados para poner a tierra una parte de una instalación eléctrica, normalmente en tensión, a los cuales se debe llegar para efectuar un trabajo o reparación.

CONSTITUCIÓN. Los sistemas de tierras comprenden:

- * **EL DISPERSOR.** Constituido por un cuerpo metálico o cuerpos metálicos puestos en contacto directo con la tierra y destinados a dispersar la corriente de tierra.
- * **EL CONDUCTOR DE TIERRA.** Lo constituye un conductor que sirve para unir las partes de puesta a tierra con el dispersor.
- * **LOS COLECTORES EVENTUALES DE TIERRA.** Conjunto de colectores en los cuales se hacen conductores y dispersores de corriente las terminales de ellos.

Las principales características que interesan para un sistema de dispersión son:

- * LA CORRIENTE DE TIERRA I, que corresponde al valor máximo que se provee de la corriente que debe ser dispersada en el sistema de tierras.
- * LA TENSIÓN DE TIERRA V, que equivale a la máxima resistencia de potencial en volts, existente entre el sistema de dispersión y un punto en el infinito cuando el sistema de tierras dispersa la corriente de tierra (I).
- * LA RESISTENCIA DE TIERRAS R, cuyo valor en ohms se define por medio de la relación entre la tensión y la corriente de tierra o sea $R=V/I$.
- * EL GRADIENTE DE TIERRA E, que indica la diferencia de potencial entre dos puntos del terreno en el cual esta embebido el sistema de dispersión.

DIMENSIONADO. Por lo que refiere al dimensionado del sistema de tierras con el fin de proteger al personal del peligro de la corriente eléctrica se consideran las siguientes características:

- a) La tensión de contacto y
- b) La tensión de paso.

Se define como tensión de contacto al valor de la tensión que se presenta al paso de la corriente a tierra entre las masas conectadas a tierra y el terreno circunvecino que puede eventualmente de alguna forma entrar en contacto con alguna persona.

La tensión de paso es la que se manifiesta al paso de la corriente de tierra entre dos puntos del terreno distantes un paso entre sí. No existe actualmente una regla que normalice los valores de estas

tensiones de contacto y de paso. Las normas en curso toman en cuenta valores para el interior y el exterior que parecen aceptables en 125 V cuando se asegure una interrupción de la corriente de falla de 0.3 segundos.

El dimensionado del sistema de dispersión debe resolverse teniendo en cuenta las siguientes exigencias que se deben satisfacer:

RESISTENCIA DE TIERRA. Este valor que deberá ser el más bajo depende directamente de la resistividad del terreno en el cual esta embebido el sistema de dispersión; también de sus características particulares. La resistividad del terreno de los cuales la resistencia de los sistemas de tierra es función directa está representada aproximadamente en la siguiente tabla:

TIPO DE TIERRA	OHMS/O
Arcilla, marga, fósil, mantillo húmedo	10_2
Arcilla, marga, fósil, mantillo seco	10_2
Arena húmeda	10_3
Arena fina y yeso seco	10_4
Basalto	10_5
Roca compacta	10

IMPEDANCIA DE ONDA

Los sistemas de tierra pueden ser destinados a difundir en el terreno también descargas a frecuencias elevadas entonces deberán ser aptos para dispersar corrientes de alta frecuencia y con frente escarpada. Para estas corrientes tiene influencia preponderante la impedancia de onda del sistema de conductores de conexión a los dispersores que deberán ser lo más bajo posible.

INSTALACIÓN DE LOS DISPERSORES EN EL TERRENO

Para cumplir con el requisito de tener una baja densidad específica de corriente en la superficie del dispersor se necesitará lograr un buen contacto de la superficie metálica con el terreno circunvecino empleando tierra vegetal u otras sustancias.

TENSIONES DE PASO Y DE CONTACTO

Los sistemas de dispersión no deben presentar tensiones de contacto y de paso superiores a los valores peligrosos para las personas que puedan estar próximas a los dispersores. Estos valores no deben superar los 125 V y cuando se prevea la rápida desconexión de la corriente de tierra siempre que sea posible debe tener 125 V. Estas condiciones se pueden obtener fácilmente con la colocación de una malla de conductores de lado variable entre los 5 y los 20 metros a una profundidad de entre 0.5 a un metro de modo de obtener una superficie equipotencial. Cuando esto no se puede realizar la zona en la cual estén distribuidos los dispersores deberá ser inaccesibles para el personal.

MATERIALES

Para las instalaciones particulares es conveniente emplear en la construcción de los dispersores metales resistentes a la corrosión. Bajo esta consideración el cobre es sin lugar a duda el metal más adecuado. Se podrán utilizar sin embargo metales no ferrosos protegidos por una capa de zinc. Los perfiles, varillas y los conductores que se usen como dispersores deben tener un diámetro no inferior a 8mm; los platillos y las planchas un espesor no menor de 3mm; los tubos un diámetro exterior de cuando menos 40mm y un espesor de cuando menos 2.5mm; los perfiles un espesor no menor de 5mm y las otras

dimensiones transversales como mínimo 50mm; el diámetro de los hilos elementales de los conductores no debe ser inferior a 1.8mm; el diámetro de los hilos correspondientes de la red deben ser de 3mm o más. En caso de que se utilicen metales no ferrosos no protegidos con zinc, los espesores mínimos arriba indicados deben ser aumentados en un 50%. Para uniones de dispersores en las partes de líneas eléctricas hay que usar un solo tornillo de un diámetro mínimo de 16mm.

Los elementos principales en el sistema de tierras son:

1. Red de conductores enterrados, a una profundidad entre 0.5 y 1.0 metros.
2. Electrodo de tierra, conectados a la red de conductores y enterrados a la profundidad necesaria para obtener el valor mínimo de resistencia a tierra.
3. Conductores de puesta a tierra, a través de los cuales se hace la conexión a tierra de la instalación o del equipo que se refiere dicha instalación.

CARACTERÍSTICAS DL SISTEMA DE TIERRAS

DISPOSICIÓN FÍSICA: Se recomienda un cable continuo que forme el perímetro exterior de la malla de manera que encierre toda el área en que se encuentra el equipo de la subestación. Se recomienda que los conductores de la malla sean de cobre, con un calibre mínimo de 4/0 AWG y que los conductores de puesta a tierra no sean de un calibre menor al 2 AWG. En cada cruce de los conductores de la malla estos deben de conectarse rigidamente entre sí y, en los puntos adecuados, conectarse a electrodos de tierra de 2.50 metros de longitud o más clavados verticalmente.

MATERIALES:

Cada elemento del sistema de tierras debe ser elegido de manera que cumpla con lo siguiente:

- Tener un punto de fusión considerablemente alto para no sufrir deterioro bajo las más severas condiciones de las magnitudes de corriente de falla y duración de las mismas.
- Tener resistencia mecánica suficiente y ser resistente a la corrosión.
- Tener suficiente conductividad, de manera que dichos elementos no contribuyan substancialmente a originar diferencias de potencial peligrosas.

RESISTENCIA A TIERRA DE LA MALLA:

La resistencia total de la malla con respecto a tierra se puede determinar en forma simplificada por la expresión:

Donde "r" es el radio en metros de una placa circular equivalente, cuya área es la misma que la ocupada por la malla real de tierra. "L" es la longitud de los conductores enterrados en metros. "P" es la resistividad eléctrica del terreno en ohms - metro.

La resistencia eléctrica total del sistema debe de conservarse en un valor lo más bajo posible para lograr esto se puede aumentar el área total de la malla reduciendo los espaciamientos entre los conductores de esta, o bien, usar un mayor número de electrodos.

Se recomienda hacer las pruebas necesarias para comprobar que los valores reales de la resistencia a tierra de la malla se ajustan a los valores que da el diseño.

CAP 3 MANTENIMIENTO DE LAS SUBESTACIONES Y TRANSFORMADORES

3.1 MANTENIMIENTO DE LA SUBESTACION:

Aunque al parecer, el mantenimiento de una subestación es sencillo, no deja de tener gran importancia, por estar ahí el corazón de la empresa, ya que cualquier falla en el transformador o transformadores, en el interruptor o simplemente en una cuchilla, mufa o cable, ocasiona la paralización total de todas las actividades de la empresa. Es por eso que el electricista no debe descuidar esta parte tan vital aconsejándole desde luego que hacerse cargo del mantenimiento su primera verificación debe ser a la subestación de acuerdo con las siguientes instrucciones:

1. Tenga ante todo presente que se encuentra usted en un lugar peligroso, en que debe pensar antes de hacer cualquier cosa.
2. Observe el estado general de la subestación, pues el lugar ha sido poco visitado y se encuentra lleno de polvo y basura. Anote en su libreta limpieza del local.
3. Dirijase a los transformadores tomando las lecturas de los termómetros y niveles, los cuales no deben marcar más de 55° C que es la temperatura máxima normal a que deben trabajar. En caso de que alguno marque una temperatura mayor, anotelo para más tarde averiguar la causa. La inspección del interruptor debe concentrarse a observar si no existe ruido en los relevadores, cuya intensidad sea demasiada.
4. Ahora vea los tableros de baja tensión y tome la lectura de los voltímetros y amperímetros anotando sus valores, o en caso de no tenerlos, observe si no están calientes o no muestran huella de estar calentando.

En caso de que al hacer el estudio de sus anotaciones encuentre todo normal, el mantenimiento se concentrará en lo siguiente:

mantener limpia la subestación, con objeto de que no acumule polvo, sobre todo en las partes en que se puede ocasionar un arqueo y por lo consiguiente un corto circuito. La limpieza de las subestaciones debe efectuarse estando la planta parada. Antes de esto se llega a un acuerdo, con la C.F.E., para que realicen ellos una libranza (corte), lo cual consiste en desconectar las cuchillas de entrada y el interruptor (en la subestación). Una vez desconectada la corriente, por medio de un soplador eléctrico retire el polvo acumulado.

En los casos de las subestaciones tipo abiertas, limpie por medio de un trapo seco los bornes de alta y de baja tensión de los transformadores, los aisladores y tapas metálicas; lo mismo hará con los tableros e interruptores expuestos al aire. Apriete todos los conectores.

Rectificar las lecturas de los transformadores, niveles, amperímetros, voltímetros, etc. Abriendo la tarjeta de control con la flecha de la inspección y anotando las nuevas inspecciones para cada 30 días, período en el que deberá volver y verificar todo lo que se ha explicado, lo que permitirá detectar con anticipación cualquiera de las fallas, las cuales serán analizadas posteriormente.

3.2 TIPOS DE MANTENIMIENTO

Resulta evidente que el mantenimiento es un elemento de gran relevancia dentro de las empresas, en las que se desea conservar el equipo o en mejores condiciones que cuando se adquirió, además de que no se registren imprevistos y que resulten económicos y confiables.

El gasto en mantenimiento es una de las partes importantes de los costos de operación; dependiendo del tipo de industria puede representar entre el 15% (industria ligera) y el 40% (industria pesada). Otros estudios indican que más de la tercera parte de los costos de mantenimiento se desperdician por ser estos inadecuados o innecesarios, pero no podemos olvidar que tienen un impacto directo en los costos de producción, en la calidad del producto, en la confiabilidad de la operación y en la competitividad.

Existen tres tipos básicos de mantenimiento: MC mantenimiento centrado en la confiabilidad, MTP mantenimiento total productivo y MTAT mantenimiento justo a tiempo.

Todos ellos cuentan con cuatro rubros fundamentales de mantenimiento:

- A) Mantenimiento de emergencia.
- B) Mantenimiento correctivo.
- C) Mantenimiento preventivo.
- D) Mantenimiento predictivo.

NOTA: Muchos autores consideran al preventivo y al predictivo como uno ya que la línea que lo divide es muy sutil.

MANTENIMIENTO DE EMERGENCIA

Es la corrección de fallas que no afectan mucho al sistema.

Mantenimiento de emergencia.- Repara sólo lo que falló y lo que ocasionó el paro del equipo, es una técnica reactiva: espero - falla - actúo es el más caro de los mantenimientos aunque también es el más confiable, en él se confía mucho en la experiencia. Tiene la

desventaja de que la industria que lo adopta vive de sorpresa en sorpresa aparte de que acorte la vida del equipo.

MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Como su nombre lo indica se basa en la ejecución de las correcciones necesarias, basándose en la información del mantenimiento predictivo se analizan las fallas, la vida útil de los materiales y los costos para introducir modificaciones de ingeniería que mejoren la operación y abatan los costos.

MANTENIMIENTO RUTINARIO

Es la corrección de las fallas del equipo, instalaciones, edificios, etc, que requieren ser corregidas en plazo breve. Ejemplo:

1. Se presenta la falla que se manifiesta durante la operación, generalmente se descubre por aviso, es decir el problema es detectado. Los operadores conocen o pretenden conocer las características y funcionamiento del equipo lo suficiente para dar indicaciones acerca del trabajo necesario para corregir la falla; esto en ciertos casos es de gran ayuda, pero no es fiable 100% ya que el diagnóstico no es siempre correcto.
2. Se solicita la acción del trabajo por medios y procedimientos usuales.
3. En el momento oportuno el encargado de mantenimiento ordena el análisis a efectuar que es: inspeccionar el equipo, planear el trabajo a realizar a fin de corregir la falla, estimar la mano de obra, estimar el material, estimar formas y tiempo de conclusión del servicio.
4. El encargado del mantenimiento ordena la ejecución del trabajo especificando el pago de su previsión.

5. Efectuando el trabajo el personal de mantenimiento debidamente calificado.
6. Se entrega el equipo en condiciones operativas seguras y eficientes, se documenta y cierra el servicio.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Ejecuta rutinas de mantenimiento en tiempos predeterminados mismos que basados en estadísticas globales tienden a reducir las emergencias. Consta de trabajos periódicos como el de inspecciones visuales, lubricación, cambio de aceite, ajustes programados, sustituciones programadas, etc. Se basa en mantenimiento de programas de mantenimiento tentativos; diseñados tomando en cuenta el factor tiempo. En otras palabras cambia, ajusta y repara porque ya le toca. Cuesta la tercera parte de lo que cuesta el mantenimiento de emergencia, aparte de que se puede ajustar positivamente en relación a los tiempos de producción y evita los paros imprevistos. Aun más brinda la oportunidad de planificar con tiempos la adquisición de refacciones.

VENTAJAS DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO

- * Hay mejores condiciones de seguridad en la planta.
- * Se alarga la vida útil del equipo.
- * Se reduce el costo de las reparaciones.
- * Se reduce el costo de los inventarios.
- * La carga de trabajo es más uniforme.
- * Entre más complejas sean las instalaciones y más confiabilidad se requiera tendrá mayor aplicabilidad este tipo de mantenimiento.

PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

El plan no es más que las hojas escritas de lo que debe efectuarse y la periodicidad con que deben realizarse. El problema de realizar un plan de mantenimiento preventivo para determinado equipo consiste en determinar lo siguiente:

- a) Qué debe inspeccionarse.
- b) Con qué se debe inspeccionar y evaluarse.
- c) Con qué periodicidad debe darse el mantenimiento preventivo.
- d) A qué componentes debe asignarse vida útil.

Recursos técnicos.- Para realizar los puntos anteriores se debe recurrir a:

- Recomendaciones del fabricante.
- Recomendaciones de otras instalaciones similares.
- Experiencias.
- Análisis de la ingeniería.

MANTENIMIENTO PREDICTIVO

En un sistema que mediante el monitoreo y análisis de datos de las condiciones mecánicas, eléctrica, etc. Permite minimizar los intervalos entre reparaciones: está dirigido por las condiciones reales del equipo y no por estadísticas globales, por lo que permite mejorar la productividad, la calidad del trabajo, la eficiencia, la rentabilidad y la confiabilidad. Pero sus características da la opción de manejar las herramientas más efectivas en costo ya que se basa en datos reales y se apoya en técnicas estadísticas por lo que permite planear los trabajos y sólo lo que se necesita. Crea la base del mantenimiento

correctivo y es el más económico, este método se basa en cinco técnicas.

Técnica visual.- mediante el registro de las condiciones visuales y auditivas del equipo se pueden establecer tiempos de sustitución más razonables para baleros, mangueras, tuberías, etc.

Técnicas de monitoreo de vibraciones.- mide y registra el ruido y vibración de cada punto seleccionado de los equipos mecánicos, la correlación con la condición mecánica, y el monitoreo y el análisis determinará la degradación que existe.

Técnicas de monitoreo de parámetros de proceso.- para el mantenimiento total se determina que parámetros de proceso (temperatura, presión, flujos, etc.) están relacionados con el estado del equipo para monitorearlos, evaluar sus fluctuaciones y determinar reparaciones, ajustes o sustituciones.

Técnica de la termografía.- aunque su uso no es siempre redituable se puede determinar puntos de registro en cuanto a la temperatura en que están operando los cojinetes, motores, equipo eléctrico, lo que permite evaluar variaciones, tendencias y probabilidad de fallas.

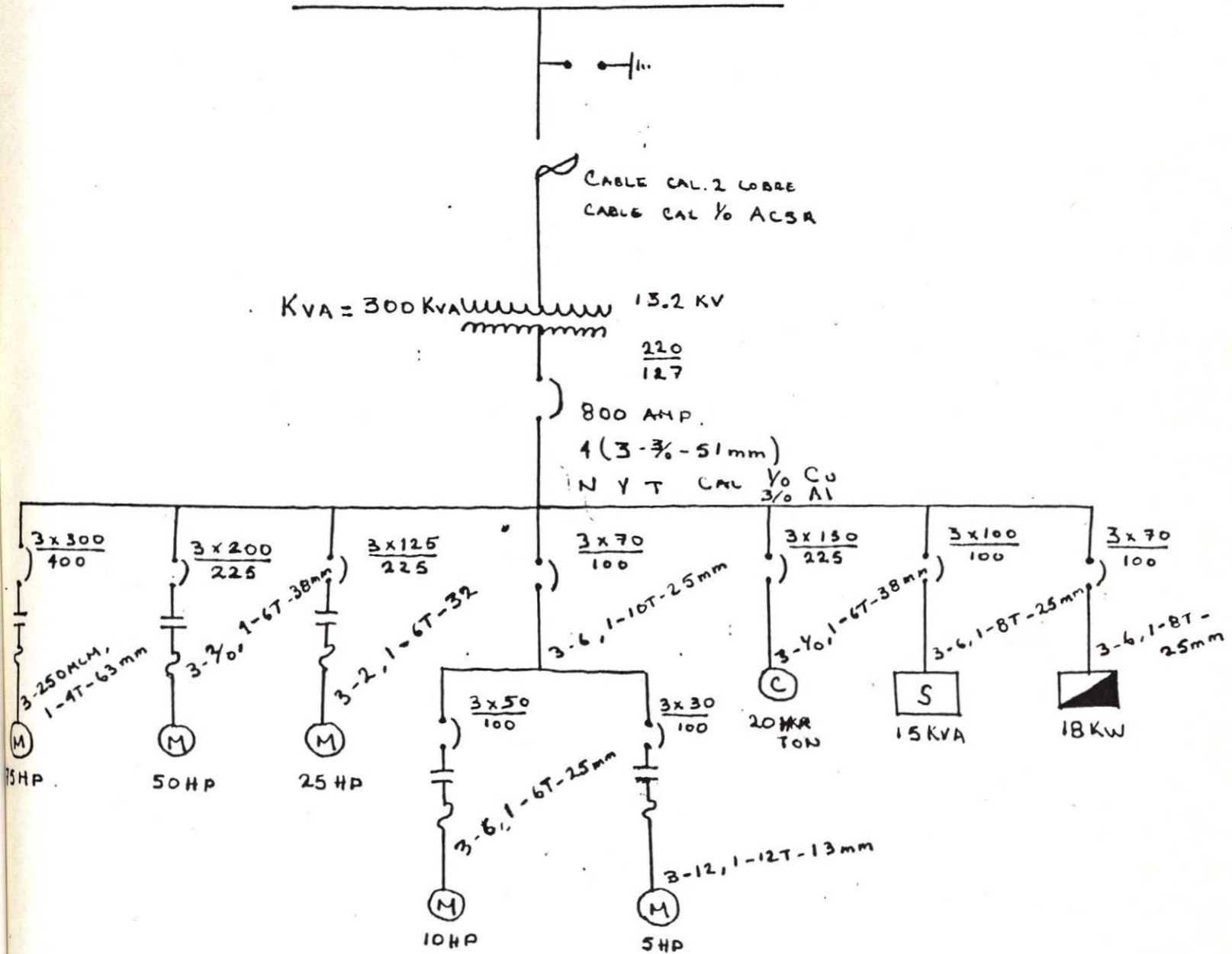
Técnicas de la tribiología.- es redituable cuando se aplica de su forma más simple como análisis rutinario de aceites, espectografía y análisis de partículas de desgaste. La información recabada puede resultar valiosa para mantener el servicio al equipo en mejores condiciones durante períodos más prolongados.

C A P I T U L O 2

DISEÑO DE UNA SUBESTACION ELECTRICA

(CALCULOS MATEMATICOS)

DIAGRAMA UNIFILAR



SOLUCION AL PROBLEMA

I.- Algunas equivalencias y formulas importantes para la solución del problema.

$$1 \text{ KVA} = \frac{0.746 \text{ HP}}{n \times \text{f.p.}} = 1 \text{ HP}$$

[0.746]

$$1 \text{ TON. REF.} = 1700 \text{ WATTS.}$$

$$\text{KVA}_{\text{alumbrado}} = \frac{\text{KW}}{\text{f.p.}}$$

$$\begin{aligned} \text{f.p. INCANDESCENTE} &= 1 \\ \text{f.p. FLUORESCENTE} &= 0.92 \\ \text{f.p. ADITIVOS METALICOS} &= 0.94 \end{aligned}$$

$$\text{KVA Transformador} = \text{KVA Inst.} \times \text{F.D.} + (20-30\%) \text{KVA Inst.}$$

$$\text{F.D.} = \frac{\text{DEMANDA MAXIMA MEDIDA}}{\text{CARGA TOT. INST. EN KW}} \leq 1$$

II.- CALCULO DE LOS KVA DEL TRANSFORMADOR

$$\text{KVA Inst.} = 75+50+30+10+5+ \frac{1.7 \times 20}{0.9} +15+ \frac{18 \text{ Kw}}{0.9}$$

$$\text{KVA Inst.} = 242.7 \text{ KVA} \quad *$$

F.D. = 0.75 → TALEER
MECANICO

$$\text{KVA Transf.} = \text{KVA Inst.} \times \text{F.D.} + (20-30\%) \text{ KVA Inst.}$$

$$\text{KVA Transf.} = (242.7) \times \overset{0.75}{\cancel{0.8}} + (0.25)(242.7)$$

$$\text{KVA Transf.} = \cancel{242.7} \text{ KVA.} \quad *$$

242.7

NOTA: Como en el mercado no hay transformadores de ~~242.7~~ KVA se instala uno de 300 KVA.
242.7

III.- CALCULO DEL FUSIBLE DE ALTA Y BAJA TENSION

$$S = \sqrt{3} \text{ VI}$$

$$I \text{ alta tensión} = \frac{S}{\sqrt{3} \text{ V}} = \frac{300 \text{ kva}}{\sqrt{3} \times 13.2} = 13.2 \text{ AMP.}$$

$$I \text{ FUSIBLE A.T} = I \text{ ALTA TENSION} \times 200\%$$

$$I \text{ FUSIBLE A.T} = 13.2 \text{ AMP.} \times 2 = 26.4 \text{ AMP.}$$

NOTA: Según la tabla para calculo de fusibles para protección de transformadores trifásicos a 13,200 Volts se selecciona el de 30 AMP. *

$$I \text{ BAJA TENSION} = \frac{S}{\sqrt{3} V} = \frac{300 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 0.22} = 787.29 \text{ AMP.} *$$

NOTA: Se coloca interruptor termomagnético de 800 AMP. porque no hay de 787.29 según la tabla de interruptores termomagnéticos tipo MA posteriormente se determinará que capacidad interruptiva.

SELECCION DE EQUIPO DE PROTECCION Y CONDUCTORES

IV.- CONSIDERACIONES IMPORTANTES.

- Para acometidas en alta tensión en ACSR utilizar cable de 1/0, 2/0, 3/0, hacia arriba.
- Para acometidas en alta tensión en cobre utilizar cable de 2, 1/0, 2/0, 3/0, hacia arriba.

CON LOS DATOS DE CORRIENTES EN ALTA Y BAJA TENSION SE-SELECCIONA EL SIGUIENTE MATERIAL:

* De tablas se selecciona el calibre 3/0 a una temperatura de 75°C que soporta una corriente de 200 AMP. por lo que se pueden colocar 4 cables juntos por fase para que soporten los 800 Amp.

* De tablas se selecciona el calibre 300 MCM a una temperatura de 75°C que soporta una corriente de 285 AMP. por lo que se pueden colocar 3 cables juntos por fase para que soporten los 800 AMP. (855 Amp).

* Para neutro y tierra física el calibre del cable para 800 - Amp. según tablas es: en cobre el calibre es de 1/0, en aluminio el calibre es 3/0.

V.- DATOS TECNICOS SOBRE MOTORES, CLIMAS, SOLDADORAS, ALUMBRADO Y CONDUCTORES:

Motores pequeños	0 - 7½ Hp	I X 200%
Motores medianos	10 - 25 Hp	I X 165%
Motores grandes	30 - Adelante	I X 140%
Climas		I X 150%
Soldadoras		I X 250%
Alumbrado		I X 125%
Conductor		I X 125%

CALCULOS

VI.- MOTOR DE 75 HP.

$$I = \frac{KVA \text{ ó } HP}{\sqrt{3} \times V} = \frac{75}{\sqrt{3} (0.22)} = 196.8 \text{ AMP.}$$

TERMOMAGNETICO

$$I = I_N \times 1.4 = 196.8 \times 1.4 = 275.54 \text{ AMP.} \quad *$$

Se selecciona interruptor termomagnético de 300 AMP. marco 400 y capacidad interruptiva de 42000 Amp. de tres polos clave LAL 36300.

CONDUCTOR

$$I = I_N \times 1.25 = 196.8 \times 1.25 = 246.025 \text{ AMP.}$$

De tablas se obtiene el calibre del cable.

calibre del cable = 250 MCM (255 Amp.)

De tablas también se obtiene el calibre para el cable a tierra y el diametro de la tuberia con la corriente del termomagnético.

Calibre de Tierra= 4 *

Diametro de Tuberia= 63mm

NOTA:Con el numero de cables.

VII.- MOTOR DE 50 HP.

$$I = \frac{\text{KVA} \text{ ó HP}}{\sqrt{3} \times V} = \frac{50}{\sqrt{3} (0.22)} = 131.21 \quad *$$

$$I = I_N \times 1.4 = 131.21 \times 1.4 = 183.7 \text{ Amp.}$$

$$I = I_N \times 1.25 = 131.21 \times 1.25 = 164.01 \text{ Amp.}$$

De tablas con $I=187.7$ Amp. obtenemos el interruptor termomagnético de 200 Amp. marco 225 KHL36200 y con una capacidad interruptiva de 65000 Amp.

También de tablas pero ahora con la corriente de 164-Amp. y de 183.7 AMP. obtenemos:

Calibre del cable = 2/0

Calibre de la tierra= 6

De tablas con numero de conductores y calibre del cable:

Diametro de la tuberia = 38 mm

VIII.- MOTOR DE 25 HP.

$$I = \frac{\text{KVA} \text{ ó } \text{KW}}{\sqrt{3} \times V} = \frac{25}{\sqrt{3} (0.22)} = 65.62 \text{ Amp.}$$

$$I_N = I \times 1.65 = 65.62 \times 1.65 = 108.2 \text{ Amp.}$$

$$I_N = I \times 1.25 = 65.62 \times 1.25 = 82.1 \text{ Amp.}$$

De tablas con $I_N = 108.2$ y $I_N = 82.1$ Amp. se obtiene:

Interruptor termomagnético = 125 Amp.
KHL36125

Calibre del cable = 2

Calibre de la tierra = 6

Diámetro de la tubería = 32 mm

IX.- MOTOR DE 10 HP

$$I = \frac{\text{KVA} \text{ ó } \text{KW}}{\sqrt{3} \times V} = \frac{10}{\sqrt{3} (.22)} = 26.24 \text{ Amp.}$$

$$I_N = I \times 1.65 = 26.24 \times 1.65 = 43.30 \text{ Amp.}$$

$$I_N = I \times 1.25 = 26.24 \times 1.25 = 32.8 \text{ Amp.}$$

De tablas: interruptor termomagnético = 50 Amp.
FHL36050

Calibre del cable = 6

Calibre de la tierra = 10

Diametro de la tubería = 25 mm

X.- MOTOR DE 5 HP

$$I = \frac{KVA \text{ ó } KW}{\sqrt{3} \cdot V} = \frac{5}{\sqrt{3} \cdot (.22)} = 13.12 \text{ Amp.}$$

$$I_N = I \times 2 = 13.12 \times 2 = 26.24 \text{ Amp.}$$

$$I_N = I \times 1.25 = 13.2 \times 1.25 = 16.4 \text{ Amp.}$$

De tablas:

Interruptor termomagnético = 30 Amp.
FHL36030

Calibre del cable = 10

Calibre de la tierra = 12

Diametro de la tubería = 13 mm

XI.- MOTORES DE 10HP Y 5 HP

$$I_N = I_N \text{ EQ. MAYOR} \times \% + I_N \text{ DE DEMAS EQUIPOS}$$

$$I_N = 26.24 \times 1.65 + 13.12 = 56.41 \text{ Amp.}$$

$$I_N = (26.24 + 13.12) \times 1.25 = 49.5 \text{ Amp.}$$

Por tablas se sacan los siguientes valores:

Interruptor termomagnético = 70 Amp. FAL36070

Calibre del cable = 6

Calibre de la tierra = 1/0

Diámetro de la tubería = 25 mm

XII.- CLIMA

$$I = \frac{\text{ton. ref} \times 1.7}{\sqrt{3} \text{ V}} = \frac{20 \times 1.7}{\sqrt{3} (0.22)} = 91.14 \text{ Amp}$$

$$I_N = I \times 1.5 = 91.14 \times 1.5 = 148.61 \text{ Amp.}$$

$$I_n = I \times 1.25 = 91.14 \times 1.25 = 123.42 \text{ Amp.}$$

Por tablas: Interruptor termomagnético = 150 Amp.
KHL36100

Calibre del cable = 1/0

Calibre de la tierra = 6 Diam. de Tubería = 38 mm

XIII.- SOLDADORA

$$I = \frac{KVA}{\sqrt{3} V} = \frac{15 \text{ kv}}{\sqrt{3} (0.22)} = 39.36 \text{ Amp.}$$

$$I_N = I \times 2.5 = 39.36 \times 2.5 = 98.41 \text{ Amp.}$$

$$I_N = I \times 1.25 = 39.36 \times 1.25 = 49.2 \text{ Amp.}$$

Por tablas: Interruptor termomagnético = 100 Amp.
FHL36100

Calibre del cable = 6

Calibre de la tierra = 8

Diámetro de la tubería = 25 mm

XIV.- ALUMBRADO

$$I = \frac{KVA \text{ ó } Kw}{\sqrt{3} V} = \frac{18}{\sqrt{3} (0.22)} = 49.72 \text{ Amp.}$$

$$I_N = I \times 1.25 = 49.72 \times 1.25 = 62.15 \text{ Amp.}$$

De tablas: Interruptor termomagnético = 70 Amp.
FAL 36070

Calibre del cable: 6

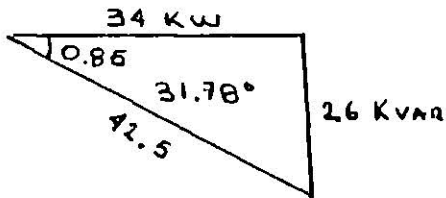
Calibre del cable de tierra = 8

Diámetro de la tubería = 25 mm

CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA

- MOTOR DE 75 HP = 0.8
- MOTOR DE 50 HP = 0.8
- MOTOR DE 25 HP = 0.8
- MOTOR DE 10 HP = 0.8
- MOTOR DE 5 HP = 0.8
- CLIMA DE 20 TON. = 0.85
- SOLDADORA 15 KVA = 0.60
- ALUMBRADO 18 KW = 0.94

** CLIMA



$$\cos \theta = \frac{KW}{KVA}$$

$$KVA = \frac{KW}{\cos \theta}$$

$$KVA = \frac{34KW}{0.85}$$

$$KVA = 42.5 \text{ KVA} *$$

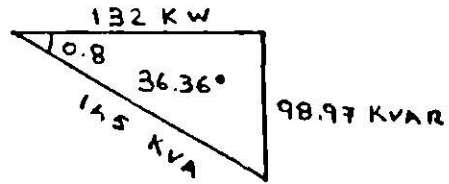
$$\sin \theta = \frac{KVAR}{KVA}$$

$$KVAR = KVA \sin \theta$$

$$KVAR = 42.5 (\sin 31.78^\circ)$$

$$KVAR = 26 \text{ KVAR} *$$

** MOTORES



$$\cos \theta = \frac{KW}{KVA}$$

$$KW = KVA \cos \theta$$

$$KW = (165)(0.8)$$

$$KW = 132 \text{ KW}$$

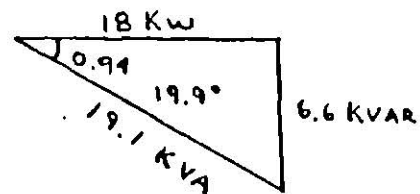
$$\sin \theta = \frac{KVAR}{KVA}$$

$$KVAR = KVA \sin \theta$$

$$KVAR = 165 (0.599)$$

$$KVAR = 98.97 \text{ KVAR} *$$

** ALUMBRADO



$$\cos \theta = \frac{KW}{KVA}$$

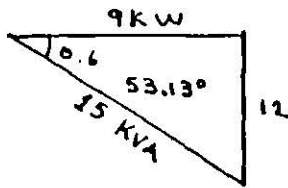
$$KVA = \frac{KW}{\cos \theta} = \frac{18 \text{ KW}}{0.94} = 19.14 \text{ KVA}$$

$$\sin \theta = \frac{KVAR}{KVA}$$

$$KVAR = KVA \sin \theta = 19.1 (\sin 19.9^\circ)$$

$$KVAR = 6.6 \text{ KVAR} *$$

** SOLDADORA



$$\cos \theta = \frac{KW}{KVA}$$

$$KW = KVA \cos \theta$$

$$KW = 15 (0.6)$$

$$KW = 9 \text{ W}$$

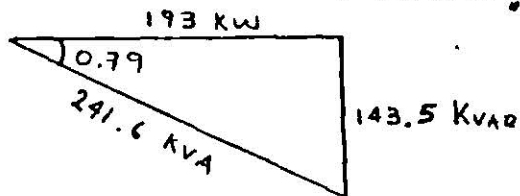
$$\text{SEN } \theta = \frac{KVAR}{KVA}$$

$$KVAR = KVA \text{ SEN } \theta$$

$$KVAR = 15 (\text{SEN } 53.13^\circ)$$

$$KVAR = 12 \text{ KVAR} *$$

HACIENDO LA SUMATORIA:



$$KW = KW_1 + KW_2 + KW_3 + KW_4$$

$$KW = 193 \text{ KW} *$$

$$KVAR = 143.5 \text{ KVAR} *$$

$$\cos \theta = \frac{KW}{KVA} = \frac{193}{241.6}$$

$$\cos \theta = 0.79 *$$

RESULTADO FINAL:

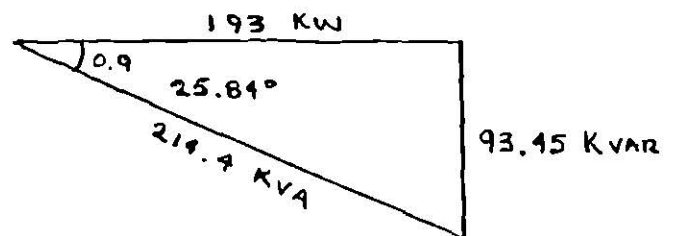
$$CKVAR = 143.5 - 93.45$$

$$CKVAR = 50.05 * \text{BANCO DE CAPACITORES.}$$

↑

↑

↑



$$\cos \theta = \frac{KW}{KVA}$$

$$KVA = \frac{KW}{\cos \theta} = \frac{193}{0.9}$$

$$KVA = 214.4 \text{ KVA} *$$

$$\text{SEN } \theta = \frac{KVAR}{KVA}$$

$$KVAR = KVA \text{ SEN } \theta$$

$$KVAR = 214 (\text{SEN } 25.84^\circ)$$

$$KVAR = 93.45 *$$

TABLAS PARA DISEÑO

DE

SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

⊕ Cálculo de Factores

$$\text{Factor de Demanda} = \frac{\text{Demanda Máxima}}{\text{Carga Conecta}} \leq 1$$

$$\text{Factor de Diversidad} = \frac{\text{Suma de las Demandas Máximas Individuales}}{\text{Sistema de la Demanda Máxima}} > 1$$

$$\text{Factor de Carga} = \frac{\text{Promedio de Carga en un Período}}{\text{Carga Máxima en el Mismo Período}} \leq 1$$

$$\text{Factor de Utilización} = \frac{\text{Demanda Máxima}}{\text{Potencia Nominal}} \leq 1$$

Factores de Demanda Aproximadamente Usuales

Comercial		Industrial	
Comercio	F. D.	Industria	F. D.
Alumbrado Público	1.00	Acetileno (Fca. de)	0.70
Apartamentos	0.35	Armadoras de Autos	0.70
Bancos	0.70	Carpinterías (talleres de)	0.65
Bodegas	0.50	Carne (Empacadoras)	0.80
Casinos	0.85	Cartón (Productos de)	0.50
Correos	0.30	Cemento (Fca. de)	0.65
Escuelas	0.70	Cigarros (Fca. de)	0.60
Garages	0.60	Dulces (Fca. de)	0.45
Hospitales	0.40	Fundición (talleres de)	0.70
Hoteles Chicos	0.50	Galletas (Fca. de)	0.55
Hoteles Grandes	0.40	Hielo (Fca. de)	0.90
Iglesias	0.60	Herrería (Talleres de)	0.50
Mercados	0.80	Imprentas	0.60
Multifamiliares	0.25	Jabón (Fca. de)	0.60
Oficinas	0.65	Lámina (Fca. Artículos)	0.70
Restaurants	0.65	Lavandería Mecánica	0.80
Teatros	0.60	Niquelado (Talleres de)	0.75
Tiendas	0.65	Maderería	0.65
		Marmolería (talleres de)	0.70
		Mecánico (Taller)	0.75
		Muebles (Fca. de)	0.65
		Pan (Fca. mecánica de)	0.55
		Papel (Fca. de)	0.75
		Periódicos (rotativas)	0.75
		Pinturas (Fca. de)	0.70
		Química (Industria)	0.50
		Refinerías (Petróleo)	0.60
		Refrescos (Fca. de)	0.55
		Textiles (Fca. telas)	0.65
		Vestidos (Fca. de)	0.45
		Zapatos (Fca. de)	0.65

KVA	220 +		440 +		550 +		2 400		4 160		6 000		8 800		13 200		22 000		33 000		44 000		
	Amperes	Fusible	Amperes	Fusible	Amperes	Fusible	Amperes	Fusible	Amperes	Fusible	Amperes	Fusible	Amperes	Fusible	Amperes	Fusible	Amperes	Fusible	Amperes	Fusible	Amperes	Fusible	
5	13.130	—	6.560	—	2.250	—	1.203	3	0.654	3	0.481	2	0.437	2	0.218	1	—	—	—	—	—	—	—
7.5	19.700	—	9.850	—	7.880	—	1.810	—	1.040	—	—	—	—	—	0.330	—	—	—	—	—	—	—	—
9	—	—	—	—	—	—	2.165	5	1.249	5	0.866	3	0.787	3	0.393	1	0.240	1	0.160	1	0.170	1	—
10	26.270	—	13.130	—	10.500	—	2.405	5	1.388	5	0.952	5	0.874	3	0.437	2	0.260	1	0.170	1	—	—	—
15	39.410	—	19.700	—	15.750	—	3.608	10	2.082	5	1.443	5	1.312	5	0.656	3	0.390	1.5	0.260	1	—	—	—
22.5	—	—	—	—	—	—	5.413	15	3.123	7	2.165	5	1.968	5	0.984	3	0.590	1.5	0.390	1.5	—	—	—
25	65.660	—	32.840	—	26.270	—	6.014	15	3.470	7	2.405	5	2.187	5	1.093	5	0.660	2	0.440	1.5	—	—	—
30	—	—	—	—	—	—	7.217	15	4.164	10	2.887	7	2.674	7	1.312	5	0.790	2	0.520	1.5	—	—	—
37.5	98.530	—	49.260	—	39.400	—	9.021	20	5.204	15	3.608	7	2.780	7	1.640	5	0.990	3	0.660	2	—	—	—
45	—	—	—	—	—	—	10.825	25	6.245	15	4.330	10	3.936	10	1.968	5	1.180	3	0.790	2	—	—	—
50	131.370	—	65.680	—	52.550	—	12.029	30	6.940	15	4.811	10	4.374	10	2.186	6	1.310	3	0.870	2	—	—	—
75	197.060	—	98.530	—	78.820	—	18.043	40	10.409	25	7.217	15	6.560	15	3.780	7	1.970	5	1.310	3	—	—	—
100	262.740	—	131.370	—	105.100	—	24.057	50	13.879	30	9.623	20	8.748	20	4.374	10	2.630	5	1.750	5	—	—	—
112.5	—	—	—	—	—	—	27.064	65	15.614	40	10.825	25	9.841	25	4.971	10	2.960	7	1.970	5	—	—	—
150	394.110	—	197.060	—	157.650	—	36.085	85	20.818	50	14.434	30	13.122	30	6.560	15	3.940	7	2.670	5	—	—	—
200	525.490	—	262.740	—	210.190	—	48.114	100	27.758	65	19.246	40	17.496	40	8.748	20	5.250	10	3.500	7	—	—	—
225	—	—	—	—	—	—	54.128	100	31.228	65	21.515	50	19.683	40	9.841	25	5.900	10	3.940	10	—	—	—
300	788.230	—	394.110	—	315.290	—	72.171	—	41.637	80	28.868	65	26.244	50	13.122	30	7.900	15	5.250	10	—	—	—
400	—	—	—	—	420.390	—	96.340	—	55.580	—	—	—	—	—	17.520	—	—	—	—	—	—	—	—
450	—	—	—	—	—	—	108.256	—	62.455	100	43.302	85	39.366	85	19.682	40	11.800	20	7.870	15	—	—	—
500	—	—	—	—	525.490	—	120.285	—	69.395	—	48.114	100	43.740	85	21.870	50	13.100	20	8.740	15	—	—	—
600	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	57.477	100	52.488	100	26.244	50	—	—	—	—	—	—	—
750	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	72.171	—	65.610	100	32.805	65	19.700	30	13.100	20	—	—	—
1000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	96.228	—	87.480	—	43.740	100	26.300	40	17.500	25	—	—	—
1200	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	115.473	—	104.976	—	52.489	100	—	—	—	—	—	—	—

una tensión entre fases de 4 160 volts, la corriente de la línea es de 2.08 amperes y mienda un fusible de 5 amperes.
 Si son tres transformadores monofásicos, úsese los KVA totales del banco. La corriente de línea será la misma, ya sea que se trate de conexión delta o estrella.
 Nota: La tabla indica el fusible que debe usarse con cualquier transformación a cualquier tensión dada. Unicamente se indican los amperes a plena carga.

En ningún caso el conductor de puesta a tierra debe ser más delgado que el calibre No. 8 AWG (8.37 mm) de cobre.

206.57 Sistemas de corriente alterna. Calibre del Conductor del elec. trodo de tierra.

En un sistema de corriente alterna el calibre del conductor del electrodo de tierra no debe ser menor al que se indica a continuación para conductores de cobre. Si se trata de otro material, su resistencia eléctrica no debe ser mayor que la equivalente al conductor de cobre correspondiente.

Calibre del conductor más grande de la acometida o su equivalente para conductores en paralelo. Calibre del conductor del electrodo de tierra.

AWG o MCM (Cobre)	AWG o MCM (Cobre)
2 o menor	8
1/0	6
2/0 o 3/0	4
4/0 a 350 MCM	2
400 a 600 MCM	2/0
Mayor de 600 a 1100 MCM	3/0
Más de 1100 MCM	1/0

o del alimentador general del servicio.

206.58 Calibre del conductor de puesta a tierra de equipos.

El calibre del conductor de puesta a tierra de equipos no debe ser menor al indicado en la Tabla 206.58, excepto en los casos particulares a que se refieren los artículos 206.59, 206.60 y 206.61.

Véanse los artículos 206.37 y 206.54, inciso b), para uso alternativo de canalizaciones o cubiertas metálicas de cables como medios de puesta a tierra.

Tabla 206.58

Calibre de los conductores para puesta a tierra de equipos y canalizaciones interiores

Capacidad nominal o ajuste del dispositivo de protección contra sobrecorriente ubicado antes del equipo, conductor, etc.

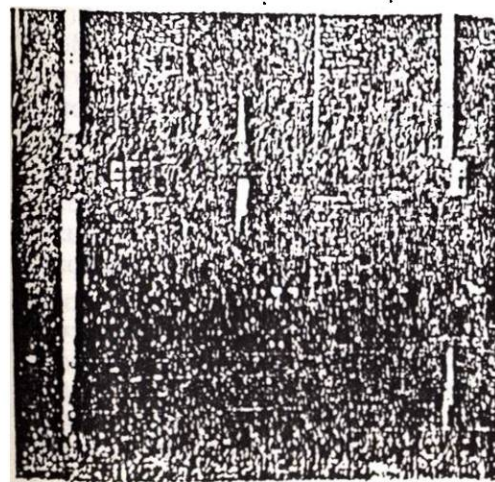
No. mayor de (números)	Cobre	Aluminio
15	14	12
20	14	12
30	12	10
40	10	8
60	10	8
100	8	6
200	6	4
400	4	2
600	2	2/0
800	1/0	3/0
1 000	2/0	4/0
1 200	3/0	250 MCM
1 600	4/0	350 "
2 000	250 MCM	400 "
2 500	350 "	500 "
3 000	400 "	600 "
4 000	500 "	800 "
5 000	700 "	1 000 "
6 000	800 "	1 200 "

b).- aislamiento y cubierta

Debido a la importante función que el aislamiento desempeña, en un cable se deberá tener mucho cuidado en una adecuada selección del material que lo va a componer, y más aún, cuando éste desempeña a la vez la función de cubierta.

Entre los materiales que actualmente se emplean en la elaboración de los cables para la construcción está el policloruro de vinilo (PVC), el polietileno de cadena cruzada (XLP) y el etileno propileno (EP), que ofrecen una alta resistencia a aceites, humedad, grasa, gasolina, solventes, agentes químicos en general, al calor, etc. Cuando el aislamiento desempeña la doble función de aislamiento y cubierta a la vez, debe ser resistente a los mismos agentes externos antes mencionados. En el caso del cable THW, el material empleado es un PVC especial que facilita su instalación, reduciendo costos de material, de mano de obra y reduce hasta cinco veces el esfuerzo de jalado.

El aislamiento o la cubierta en la mayoría de los cables es resistente a la propagación de la flama, cumpliendo con normas tanto nacionales como internacionales entre las que encontramos la prueba de la Electricité de France, en la que un haz de conductores es sometido a radiación de calor de un horno (800°C). Los conductores, a pesar de que se queman, no deben propagar el fuego más de 80 cm luego de 30 minutos de prueba.



CAPACIDAD DE CONDUCCION DE CORRIENTE (AMPERACIDAD)

El flujo de corriente a través de un conductor se traduce en calor que eleva su temperatura hasta cierto valor máximo (Tc) limitado por las propiedades térmicas del aislamiento.

En general, esta temperatura oscila entre 60° y 90°C y nunca

debe excederse, ya que, de hacerlo así, el aislamiento se deteriora rápidamente y puede presentarse una falla temprana en el cable.

A continuación se dan las ampacidades y los factores de corrección para la ampacidades, que pueden ser por temperatura o por agrupamiento.

Capacidad de Conducción de corriente de conductores de cobre aislado (amperes)*

Ta = 30°C

Temperatura Máxima del Aislamiento	60°C		75°C		90°C	
	Tipos TW TWD		THW, THWN, XHHW, RHW		RHH, THW*, THHN, XHHW	
	En Tubería o cable	Al Aire	En Tubería o cable	Al Aire	En Tubería o cable	Al Aire
20	--	--	--	--	20	27
18	--	--	--	--	21	28
16	--	--	--	--	22	29
14	15	20	15	20	25	30
12	20	25	20	25	30	40
10	30	40	30	40	40	55
8	40	55	45	65	50	70
6	55	80	65	95	70	100
4	70	105	85	125	90	135
2	95	140	115	170	120	180
1/0	125	195	150	230	155	245
2/0	145	225	175	265	185	285
3/0	165	260	200	310	210	330
4/0	195	300	230	360	235	385
250	215	340	255	405	270	425
300	240	375	285	445	300	480
350	260	420	310	505	325	530
400	280	455	335	545	360	575
500	320	515	380	620	405	660
600	355	575	420	690	455	740
750	400	655	475	785	500	845
1000	455	780	545	935	585	1000

* Datos obtenidos de las "Normas Técnicas para Instalaciones Eléctricas" Edición 1984

* NOTA. El conductor tipo THW debe considerarse para una temperatura de operación de 75°C en cualquier aplicación o en línea abierta. Este conductor puede trabajar a una temperatura de 90°C en aplicaciones especiales tal como en alambrados interiores de edificios con lámparas de descarga eléc. tra.

Factores de caída de tensión unitario para alambres de cobre (millivolts/ampere-metro)

Calibre AWG-KCM	$T_c = 60^\circ C$		$T_c = 75^\circ C$		$T_c = 90^\circ C$							
	Fp= 80%	Fp= 100%	Fp= 80%	Fp= 100%	Fp= 80%	Fp= 100%						
	No Metálico	No metálico	No Metálico	No metálico	No Metálico	No metálico						
22	49.29	49.29	61.5	61.5	—	—	64.7	64.7	—	—	67.75	67.75
20	30.89	30.89	38.5	38.5	—	—	40.4	40.4	—	—	42.40	42.40
18	19.52	19.52	24.3	24.3	—	—	25.5	25.5	—	—	26.80	26.80
16	12.23	12.23	15.2	15.2	—	—	16.0	16.0	—	—	16.80	16.80
14	7.75	7.75	9.6	9.6	8.12	8.12	10.07	10.07	8.54	8.54	10.60	10.60
12	4.89	4.89	6.03	6.03	5.13	5.13	6.34	6.34	5.34	5.34	6.60	6.60
10	3.10	3.10	3.79	3.79	3.26	3.26	4.00	4.00	3.42	3.42	4.20	4.20
8	1.97	1.97	2.38	2.38	2.07	2.07	2.51	2.51	2.14	2.14	2.60	2.60
6	1.27	1.27	1.50	1.50	1.32	1.32	1.57	1.57	1.42	1.42	1.70	1.70
4	—	—	0.943	0.943	0.85	0.85	0.992	0.992	0.89	0.89	1.04	1.04

Número máximo de conductores que puede alojarse en tubo conduit.

En general, al instalarse conductores en una canalización, debe haber suficiente espacio libre, tal que permita la disipación del calor generado, así como una fácil instalación y remoción de éstos en función de los factores de relleno permitidos.

En el Diario Oficial del día lunes 22 de abril de 1985 se publicó la expedición de adiciones, modificaciones y aclaraciones a las Normas Técnicas para Instalaciones Eléctricas, edición 1981, en las que mencionan los siguientes factores de relleno:

Artículo 304.4 Número de conductores (factor de relleno)

a) Todos los conductores que se alojen en un tubo, sean portadores de corriente o no, incluyendo su aislamiento y otros forros, no deben ocupar más del 40% de la sección transversal del tubo en el caso de 3 conductores o más; no más del 30% cuando sean 2 conductores o más; del 55% cuando se trate de un solo conductor.

En las tablas a continuación se menciona el número máximo de conductores que pueden alojarse en tubo conduit, en función del tipo de conductor, calibre y diámetro del tubo a utilizar.

TIPO DE CONDUCTOR	CALIBRE DE CONDUCTOR AWG KCM	DIAMETRO NOMINAL DE TUBO (m m)									
		13	19	25	32	38	51	63	76	89	102
T, TW y THW	14"	9	16	25	45	61	—	—	—	—	—
	14	8	14	22	39	54	—	—	—	—	
	12"	7	12	20	35	48	78	—	—	—	
	12	6	11	17	30	41	68	—	—	—	
	10"	5	10	15	27	37	61	—	—	—	
	10	4	8	13	23	32	52	—	—	—	
RHW y RHH (sin cubierta exterior)	8	2	4	7	13	17	28	40	—	—	
	14"	6	10	16	29	40	65	—	—	—	
	14	5	9	15	26	36	59	—	—	—	
	12"	4	8	13	24	33	54	—	—	—	
	12	4	7	12	21	29	47	—	—	—	
	10"	4	7	11	19	26	43	61	—	—	
T, TW y THW. RHW y RHH. (sin cubierta exterior)	10	3	6	9	17	23	38	53	—	—	
	8	1	3	5	10	13	22	32	49	—	
	6	1	2	4	7	10	16	23	36	48	
	4	1	1	3	5	7	12	17	27	36	
	2	1	1	2	4	5	9	13	20	27	
	1/0	—	1	1	2	3	5	8	12	16	
	2/0	—	1	1	1	3	5	7	10	14	
	3/0	—	1	1	1	2	4	6	9	12	
	4/0	—	—	1	1	1	3	5	7	10	
	250	—	—	1	1	1	2	4	6	8	
300	—	—	—	1	1	2	3	5	7		
350	—	—	—	1	1	1	3	4	6		
400	—	—	—	1	1	1	2	4	5		
500	—	—	—	1	1	1	1	3	4		

a.- GUIA PARA SELECCION DE APARTARRAYOS

1. APARTARRAYOS PARA CIRCUITOS CON NEUTRO NO ATERRIZADO:

Los apartarrayos para servicio en circuitos con neutro no aterrizado, son normalmente utilizados cuando el neutro está aterrizado o está aterrizado a través de un neutralizador de falla a tierra o a través de resistencia o reactancia de alto valor.

Estos apartarrayos se conocen también como apartarrayos "100%" pues ellos deben soportar el voltaje nominal de línea a línea cuando hay una falla a tierra o en una fase.

2. APARTARRAYOS PARA CIRCUITOS CON NEUTRO ATERRIZADOS:

Se dice que un circuito tiene su neutro sólidamente aterrizado a través de una impedancia, cuando se tienen las siguientes relaciones.

$$\frac{X_0}{X_1} \text{ varía de 0 a 3}$$

$$\frac{R_0}{X_1} \text{ varía de 0 a 1}$$

en donde:

X_0 reactancia de secuencia cero.

X_1 reactancia de secuencia positiva.

R_0 = resistencia de secuencia cero.

En estos circuitos y bajo cualquier condición de operación, el apartarrayos siempre estará permanentemente y sólidamente aterrizado.

La siguiente tabla nos da en forma directa la forma de definir el apartarrayo por aplicar, dependiendo del voltaje de operación de nuestro circuito y de que éste sea con neutro con o sin aterrizado.

APARTARRAYOS PARA OPERAR EN ALTITUDES HASTA DE 1830 M. S.N.M

VOLTAJE NOMINAL DE APARTARRAYOS	VOLTAJE DE CIRCUITO (KV)	
	CIRCUITO CON NEUTRO NO ATERRIZADO	CIRCUITO CON NEUTRO ATERRIZADO
3	2.40	4.16
6	4.80	7.20
9	7.20	12.47
12	11.20	13.20
15	13.20	18.00
20	18.00	23.00
25	23.00	27.60
30	27.60	34.50
37	34.50	-
40	-	46.00
50	46.00	57.50
60	57.50	69.00
73	69.00	-
79	-	92.00
97	92.00	115.00
109	-	138.00
121	115.00	138.00

b.- PRUEBAS DE AISLAMIENTO PARA APARTARRAYOS

(VOLTAJES SOPORTADOS EN LA PRUEBA)

CLASIFICACION DE AISLAMIENTO KV	RANGO DE VOLTAJE KV (1)	APARTARRAYOS TIPO ESTACION TODOS LOS RANGOS APARTARRAYOS TIPO DE LINEA Y DISTRIBUCION, PARA VOLTAJES DE 20 KV Y MAYORES			LINEA Y DISTRIBUCION APARTARRAYOS PARA VOLTAJES MENORES DE 20 KV.		
		60 CICLOS VOLTAJE DE PRUEBA RMS KV (2)		PRUEBA DE IMPULSO 1.5 X 40 µS CRESTA DE LA ONDA PLENA EN KV (2,3)	60 CICLOS VOLTAJE DE PRUEBA RMS KV (2)		PRUEBA DE IMPULSO 1.5 X 40 µS CRESTA DE LA ONDA PLENA EN KV (2,3)
		1 MIN. SECO	10 SEG. HUMEDO		1 MIN. SECO	10 SEG. HUMEDO	
21	3	21	20	60	15	13	45
51	6	27	24	75	21	20	60
87	9	35	30	95	27	24	75
15	15	50	45	110	35	30	95
23	25	70	60	150	-	-	-
34	37	95	80	200	-	-	-
46	50	120	100	250	-	-	-
69	73	175	145	350	-	-	-
92	97	225	190	450	-	-	-
115	121	280	230	650	-	-	-
138	145	335	275	850	-	-	-
161	169	385	315	750	-	-	-
196	196	465	385	900	-	-	-
230	242	545	445	1050	-	-	-

(1) Cuando se va a hacer la aplicación de un apartarrayos teniendo un voltaje menor que el voltaje del circuito en el cual va ser utilizado tal como en un circuito a tierra, la prueba de aislamiento será la que se especifica para la clase de aislamiento con un voltaje un poco menor que el del circuito.

(2) Todos los valores son soportados por la prueba de voltaje, su tolerancia negativa.

(3) Se puede usar cualquiera de las ondas de polaridad positiva o negativa, usando el valor más bajo.

INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS

LA

SELECCION

CAPACIDAD INTERRUPTIVA

Perfillo en el No. de Catálogo	No. de Polos	Corriente Nominal	Capacidad Interruptiva Nominal Amperes RMC Sinéctricos	
			Tensión Corriente Alterna 60 Hz	Tensión CD
LA-LAL	2	175-400	280 V	750 V
			42,000	10,000
LIL-LIL	3	175-400	30,000	22,000
			47,000	22,000
LIL-LIL	2	175-400	35,000	10,000
			65,000	25,000
LIL-LIL	3	175-400	35,000	25,000
			65,000	25,000

LA MARCO 1000 AMPERES, 11.500V MAXIMA CON V.C.A. DE 110 V.D. CAPACIDAD INTERRUPTIVA NORMAL

Corriente Nominal Amperes	Gama de Disparo Magnético Amperes		Dos Polos		Tres Polos	
	Baja	Alta	Int. Estándar	E-S-EPM	Int. Estándar	E-S-EPM
225	1125	2350	LAL 26225 *	LA 26225 *	LIL 26225	LA 26225
250	1250	2500	LAL 26250 *	LA 26250 *	LIL 26250	LA 26250
300	1500	3000	LAL 26300 *	LA 26300 *	LIL 26300	LA 26300
350	1750	3500	LAL 26350 *	LA 26350 *	LIL 26350	LA 26350
400	2000	4000	LAL 26400 *	LA 26400 *	LIL 26400	LA 26400

LH MARCO 1000 AMPERES, 11.500V MAXIMA CON V.C.A. DE 110 V.D. CAPACIDAD INTERRUPTIVA ALTA (ALMACA CRUI) 1-76,000

Corriente Nominal Amperes	Gama de Disparo Magnético Amperes		Dos Polos		Tres Polos	
	Baja	Alta	Int. Estándar	E-S-EPM	Int. Estándar	E-S-EPM
225	1125	2350	LHL 26225 *	LH 26225 *	LHL 26225	LH 26225
250	1250	2500	LHL 26250 *	LH 26250 *	LHL 26250	LH 26250
300	1500	3000	LHL 26300 *	LH 26300 *	LHL 26300	LH 26300
350	1750	3500	LHL 26350 *	LH 26350 *	LHL 26350	LH 26350
400	2000	4000	LHL 26400 *	LH 26400 *	LHL 26400	LH 26400

Int. Estándar indica un interruptor en su modalidad normal en el lado de línea y carga. E-S-EPM indica interruptor en su modalidad para montaje en estacion de distribución. E-S-EPM indica interruptor fabricado bajo orden especial.

El número de catálogo de los interruptores E-S-EPM de dos polos, se completa agregando los letras A, B, C o BC según el número de líneas de carga.

Ejemplo: Un interruptor de 400 A, se puede consultar con los datos siguientes:

Categoría de construcción	Int. de dos polos	Int. de tres polos
A - B	LA 26400	LA 26400
A - C	LA 26400 - AC	LA 26400 - AC
B - C	LA 26400 - BC	LA 26400 - BC
A - B - C	LA 26400 - BC	LA 26400

INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS

MA

SELECCION

CAPACIDAD INTERRUPTIVA

Perfillo en el No. de Catálogo	No. de Polos	Corriente Nominal Amperes	Capacidad Interruptiva Nominal Amperes RMC Sinéctricos	
			Tensión Corriente Alterna 60 Hz	Tensión CD
MA-MAL	2	500-1000	240 V	14,000
			42,000	14,000
MA-MAL	3	500-1000	22,000	14,000
			42,000	22,000
MIL-MIL	2	500-1000	21,000	14,000
			65,000	25,000
MIL-MIL	3	500-1000	25,000	25,000
			65,000	25,000

MA MARCO 1000 AMPERES, 11.500V MAXIMA CON V.C.A. DE 110 V.D. CAPACIDAD INTERRUPTIVA NORMAL

Corriente Nominal Amperes	Gama de Disparo Magnético Amperes		Dos Polos		Tres Polos	
	Baja	Alta	Int. Estándar	E-S-EPM	Int. Estándar	E-S-EPM
500	2500	5000	MAL 26500 *	MA 26500 *	MAL 26500	MA 26500
600	3000	6000	MAL 26600 *	MA 26600 *	MAL 26600	MA 26600
700	3500	7000	MAL 26700 *	MA 26700 *	MAL 26700	MA 26700
800	4000	8000	MAL 26800 *	MA 26800 *	MAL 26800	MA 26800
900	4500	9000	MAL 26900 *	MA 26900 *	MAL 26900	MA 26900
1000	10000	10000	MAL 261000 *	MA 261000 *	MAL 261000	MA 261000

MIL MARCO 1000 AMPERES, 11.500V MAXIMA CON V.C.A. DE 110 V.D. CAPACIDAD INTERRUPTIVA NORMAL

Corriente Nominal Amperes	Gama de Disparo Magnético Amperes		Dos Polos		Tres Polos	
	Baja	Alta	Int. Estándar	E-S-EPM	Int. Estándar	E-S-EPM
500	2500	5000	MIL 26500 *	MIL 26500 *	MIL 26500	MIL 26500
600	3000	6000	MIL 26600 *	MIL 26600 *	MIL 26600	MIL 26600
700	3500	7000	MIL 26700 *	MIL 26700 *	MIL 26700	MIL 26700
800	4000	8000	MIL 26800 *	MIL 26800 *	MIL 26800	MIL 26800
900	4500	9000	MIL 26900 *	MIL 26900 *	MIL 26900	MIL 26900
1000	5000	10000	MIL 261000 *	MIL 261000 *	MIL 261000	MIL 261000

Int. Estándar indica un interruptor en su modalidad normal en el lado de línea y carga. E-S-EPM indica interruptor en su modalidad para montaje en estacion de distribución. E-S-EPM indica interruptor fabricado bajo orden especial.

El número de catálogo de los interruptores E-S-EPM de dos polos, se completa agregando los letras A, B, C o BC según el número de líneas de carga.

Ejemplo: Un interruptor de 1000 A, se puede consultar con los datos siguientes:

Categoría de construcción	Int. de dos polos	Int. de tres polos
A - B	MA 261000 - AB	MA 261000
A - C	MA 261000 - AC	MA 261000
B - C	MA 261000 - BC	MA 261000
A - B - C	MA 261000 - BC	MA 261000

INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS

FA →

SELECCION

CAPACIDAD INTERRUPTIVA



HOM

Prefijo e el No. de Catálogo	No. de Polos	Corriente Nominal Amperes	Capacidad Interruptiva Nominal Amperes RMC Simétricos			
			Tensión Corriente Alterna 60 Hz			Tensión CD
			240 V	480 V	600 V	250 V
FA-FAL	2	15-100	18,000	14,000	14,000	10,000
	3	15-100	18,000	14,000	14,000	-----
FH-FHL	2	15-100	65,000	25,000	18,000	10,000
	3	15-100	65,000	25,000	18,000	-----

FA MARCÓ 100 AMPERES, TENSION MAXIMA 600 V A, 60 Hz, 250 V CD, CAPACIDAD INTERRUPTIVA NORMAL

Corriente Nominal Amperes	Punto de Disparo Magnético Amperes	Dos Polos		Tres Polos	
		Int. Estándar	I-LINE	Int. Estándar	I-LINE
15	430	FAL 26015 •	FA 26015 * •	FAL 36015	FA 36015
20	430	FAL 26020 •	FA 26020 * •	FAL 36020	FA 36020
30	430	FAL 26030 •	FA 26030 * •	FAL 36030	FA 36030
40	625	FAL 26040 •	FA 26040 * •	FAL 36040	FA 36040
50	625	FAL 26050 •	FA 26050 * •	FAL 36050	FA 36050
70	1125	FAL 26070 •	FA 26070 * •	FAL 36070	FA 36070
100	1300	FAL 26100 •	FA 26100 * •	FAL 36100	FA 36100

FH MARCÓ 100 AMPERES, TENSION MAXIMA 600 V A, 60 Hz, 250 V CD, CAPACIDAD INTERRUPTIVA ALTA (PALETA GRIS) 1-75,000

Corriente Nominal Amperes	Punto de Disparo Magnético Amperes	Dos Polos		Tres Polos	
		Int. Estándar	I-LINE	Int. Estándar	I-LINE
15	430	FHL 26015 •	FH 26015 * •	FHL 36015	FH 36015
20	430	FHL 26020 •	FH 26020 * •	FHL 36020	FH 36020
30	430	FHL 26030 •	FH 26030 * •	FHL 36030	FH 36030
40	625	FHL 26040 •	FH 26040 * •	FHL 36040	FH 36040
50	625	FHL 26050 •	FH 26050 * •	FHL 36050	FH 36050
70	1125	FHL 26070 •	FH 26070 * •	FHL 36070	FH 36070
100	1300	FHL 26100 •	FH 26100 * •	FHL 36100	FH 36100

Int. estándar indica un interruptor en caja moldeada con zapatillas en el lado de línea y carga
I-LINE indica interruptores enchufables para montaje en tableros de distribución **I-LINE**
I-LINE e **I-LINE** son marcas registradas.

- Interruptores fabricados bajo orden especial
- El número de catálogo de los interruptores **I-LINE** de dos polos, se completa agregando dos letras AB, AC o BC según la conexión de fases deseada.

Ejemplo: Un interruptor de 100A se puede conectar en las fases siguientes:

fases de conexión	int. de dos polos	int. de tres polos
A - B	FA 26100 - AB	-----
A - C	FA 26100 - AC	-----
B - C	FA 26100 - BC	-----
A - B - C	-----	FA 36100

CAPACIDAD INTERRUPTIVA

Prefijo en el No. de Catálogo	No. de Polos	Corriente Nominal Amperes	Capacidad Interruptiva Nominal Amperes RMC Simétricos			
			Tensión-Corriente Alterna 60 Hz			Tensión CD
			240 V	480 V	600 V	250 V
KA-KAL	2	125-225	25,000	22,000	22,000	10,000
	3	125-225	25,000	22,000	22,000	-----
KH-KHL	2	125-225	65,000	35,000	25,000	10,000
	3	125-225	65,000	35,000	25,000	-----

KA MARCO 225 AMPERES, TENSION MAXIMA 600 VCA, 60 Hz 250 VCD, CAPACIDAD INTERRUPTIVA NORMAL.

Corriente Nominal Amperes	Gama de Disparo Magnético Amperes		Dos Polos		Tres Polos	
	Baja	Alta	Int. Estándar	I-LINE	Int. Estándar	I-LINE
125	625	1250	KAL 26125 •	KA 26125 * •	<u>KAL 36125</u> ,-	KA 36125
150	750	1500	KAL 26150 •	KA 26150 * •	<u>KAL 36150</u>	KA 36150
175	875	1750	KAL 26175 •	KA 26175 * •	<u>KAL 36175</u>	KA 36175
200	1000	2000	KAL 26200 •	KA 26200 * •	KAL 36200	KA 36200
225	1125	2250	KAL 26225 •	KA 26225 * •	KAL 36225	KA 36225

KH MARCO 225 AMPERES, TENSION MAXIMA 600 VCA, 60 Hz 250 VCD, CAPACIDAD INTERRUPTIVA ALTA (PALANCA GRIS) I-75.000

Corriente Nominal Amperes	Gama de Disparo Magnético Amperes		Dos Polos		Tres Polos	
	Baja	Alta	Int. Estándar	I-LINE	Int. Estándar	I-LINE
125	625	1250	KHL 26125 •	KH 26125 * •	KHL 36125	KH 36125
150	750	1500	KHL 26150 •	KH 26150 * •	KHL 36150	KH 36150
175	875	1750	KHL 26175 •	KH 26175 * •	KHL 36175	KH 36175
200	1000	2000	KHL 26200 •	KH 26200 * •	KHL 36200	KH 36200
225	1125	2250	KHL 26225 •	KH 26225 * •	KHL 36225	KH 36225

Int. Estándar indica un interruptor en caja moldeada con zapatillas en el lado de línea y carga
I-LINE indica interruptores enchufables para montaje en tableros de distribución **I-LINE**
I-LINE e **I-75, (XX)** son marcas registradas.

- Interruptores fabricados bajo orden especial.
- El número de catálogo de los interruptores **I-LINE** de dos polos, se completa agregando dos letras AB, AC o BC según la conexión de fasces deseada.

Ejempl. Un interruptor de 150A se puede conectar en las fases siguientes:

fases de conexión	int. de dos polos	int. de tres polos
A - B	KA 26150 - AB	-----
A - C	KA 26150 - AC	-----
B - C	KA 26150 - BC	-----
A - B - C	-----	KA 36150

INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS

LA

SELECCION

CAPACIDAD INTERRUPTIVA

CLASE
660

NOM

Prefijo en el No. de Catálogo	No. de Polos	Corriente Nominal	Capacidad Interruptiva Nominal Amperes RMC Simétricos			
			Tensión Corriente Alterna 60 Hz			Tensión CD
			240 V	480 V	600 V	250 V
LA-LAL	2	125-400	42,000	30,000	22,000	10,000
	3	125-400	42,000	30,000	22,000	-----
LH-LHL	2	125-400	65,000	35,000	25,000	10,000
	3	125-400	65,000	35,000	25,000	-----

LA MARCO 400 AMPERES, TENSION MAXIMA 600 VCA, 60 II/ 250 VCD, CAPACIDAD INTERRUPTIVA NORMAL

Corriente Nominal Amperes	Gama de Disparo Magnético Amperes		Dos Polos		Tres Polos	
	Baja	Alta	Int. Estándar	I-LINE	Int. Estándar	I-LINE
225	1125	2250	LAL 26225 •	LA 26225 * •	LAL 36225	LA 36225
250	1250	2500	LAL 26250 •	LA 26250 * •	LAL 36250	LA 36250
300	1500	3000	LAL 26300 •	LA 26300 * •	LAL 36300	LA 36300
350	1750	3500	LAL 26350 •	LA 26350 * •	LAL 36350	LA 36350
400	2000	4000	LAL 26400 •	LA 26400 * •	LAL 36400	LA 36400

LH MARCO 400 AMPERES, TENSION MAXIMA 600 VCA, 60 II/ 250 VCD, CAPACIDAD INTERRUPTIVA ALTA (PALANCA GRIS) I-75,000

Corriente Nominal Amperes	Gama de Disparo Magnético Amperes		Dos Polos		Tres Polos	
	Baja	Alta	Int. Estándar	I-LINE	Int. Estándar	I-LINE
225	1125	2250	LHL 26225 •	LH 26225 * •	LHL 36225	LH 36225
250	1250	2500	LHL 26250 •	LH 26250 * •	LHL 36250	LH 36250
300	1500	3000	LHL 26300 •	LH 26300 * •	LHL 36300	LH 36300
350	1750	3500	LHL 26350 •	LH 26350 * •	LHL 36350	LH 36350
400	2000	4000	LHL 26400 •	LH 26400 * •	LHL 36400	LH 36400

Int. Estándar indica un interruptor en caja moldeada con zapatas en el lado de línea y carga
 I-LINE indica interruptores enchufables para montaje en tableros de distribución I-LINE
 X-LINE e I-75,000 son marcas registradas.

- Interruptores fabricados bajo orden especial.
- El número de catálogo de los interruptores I-LINE de dos polos se completa agregando dos letras AB, AC o BC según la conexión de fases deseada.
 Ejemplo: Un interruptor de 400A, se puede conectar con las fases siguientes

fases de conexión	int. de dos polos	int. de tres polos
A - B	LA 26400 - AB	...
A - C	LA 26400 - AC	...
B - C	LA 26400 - BC	...
A - B - C	...	LA 36400



