

621.3192
SIS 74
1176

ESTUDIO PARA LA NORMALIZACION DE ACOMETIDA EN ALTA TENSION
Y CAMARAS DE TRANSFORMACION. EQUIPO DE PROTECCION



TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE INGENIERO
EN LA ESPECIALIZACION DE ELECTRICIDAD DE LA
ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

CARLOS SIGCHA ALVAREZ

Quito, Julio de 1.974

see Fac. Ing. Eléctrica
4. X. 34

Certifico que la presente tesis de grado ha sido realizada en su totalidad por el señor Carlos Sigcha Alvarez.



Ing. Remigio Maldonado

Director de Tesis

Dedicatoria:

A mis queridos padres que con sus sacrificios colaboraron para la culminación de mi carrera.

Agradecimiento

A los profesores de la Facultad de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional que supieron guiarme durante mis estudios.

A INECEL e INEN que prestaron su colaboración para la realización de la presente tesis.

A la División de Transmisión y Distribución de la Empresa Eléctrica "Quito".

Al Departamento de Distribución de "Emelec".

INDICE DE MATERIAS

	PAG.
CAPITULO I	
Generalidades	1
1.1 Objeto y alcance	1
1.2 Terminología	3
1.3 Simbología	8
CAPITULO II	
Principios y procedimientos para acometidas en alta tensión	13
2.1 Aislamiento y tamaño de los conductores de acometida	14
2.1.1 Componentes de la acometida de servicio	15
2.1.2 Sección del conductor	17
2.1.3 Tensiones primarias normalizadas	17
2.2 Disposiciones a cumplirse para la bajada de acometida	22
2.2.1 Bajada de acometida para instalación aérea	23
2.3 Acometida subterránea	26
2.3.1 Aplicación	26
2.3.2 Cajas de registro	27
2.3.3 Conductores de acometida	28
2.3.4 Disposiciones para la instalación. Protección mecánica	
2.3.5 Zanjas y ductos	
2.4 Equipo de acometida	33
2.4.1 Terminales o cabezotes	33
2.4.2 Equipo de medición	34
2.4.2.1 Capacidades y parámetros de contadores	36
2.4.2.2 Contadores con transformador de medida	38
2.4.3 Transformadores de medida	40
2.4.3.1 Transformadores de corriente	41
2.4.3.2 Transformadores de potencial	44

CAPITULO III

Transformadores en instalaciones interiores	47
3.1 Generalidades y situación	48
3.1.1 Situación	48
3.1.2 Potencia	49
3.1.3 Pérdidas	50
3.1.4 Rendimiento	51
3.1.5 Tensión de cortocircuito e impedancia de cortocircuito	51
3.1.6 Grupo de conexiones	55
3.1.7 Tomas	55
3.1.8 Generalidades sobre transformadores monofásicos	56
3.1.8.1 Polaridad	56
3.1.8.2 Bancos Trifásicos	57
3.1.8.3 Tipos de transformadores monofásicos por el dispositivo de protección	62
3.2 Protección contra agentes externos	63
3.2.1 Sistemas de seguridad	63
3.2.1.1 Resguardo de partes activas	63
3.2.1.2 Protección mecánica	65
3.2.2 Lugares peligrosos	65
3.2.3 Protección contra el fuego	68
3.3 Disposiciones específicas aplicables a los tipos de transformador utilizados	70
3.3.1 Clasificación de los materiales aislantes	70
3.3.2 Transformadores con aislamiento de askarel	72
3.3.3 Transformadores en baño de aceite	74
3.3.3.1 Transformadores de hornos	76
3.3.4 Transformadores de tipo seco	77
3.3.5 Niveles de ruido permisibles	79
3.4 Situación y requerimientos de las cámaras de transformación	81
3.4.1 Volumen	82
3.4.2 Requerimientos de construcción de la cámara	83
3.4.3 Puertas	84

3.4.4	Drenaje, cañerías de agua y bases de los transformadores	85
3.4.5	Ventilación	86
3.4.5.1	Volumen de aire para la evacuación del calor	87
3.4.5.2	Fuerza ascensional del aire caliente	90
3.4.5.3	Superficie de las aberturas de ventilación	92

CAPITULO IV

	Protección de la acometida en alta tensión y cámara de transformación	94
4.1	Características y funcionamiento de fusibles	95
4.1.1	Características básicas de fusibles	95
4.1.2	Tipos de fusibles a utilizarse	97
4.1.2.1	Fusibles de alta tensión	97
4.1.2.2	Fusibles de baja tensión	100
4.1.2.3	Tiras fusibles	101
4.2	Características y funcionamiento de interruptores	102
4.2.1	Características generales de disyuntores	103
4.2.2	Funcionamiento de los interruptores automáticos	107
4.2.2.1	Desconexión del interruptor	109
4.2.2.2	Proceso de interrupción	110
4.3	Tipos de interruptores	111
4.3.1	Seccionadores	111
4.3.1.1	Desconectadores en carga	114
4.3.1.2	Desconectadores en carga con fusibles	114
4.3.2	Interruptores de reducido volumen de aceite	115
4.3.2.1	Desconector de potencia o interruptor-seccionador de potencia	116
4.3.2.2	Interruptores de potencia	117
4.4	Protección contra sobrecargas y cortocircuitos	118
4.4.1	Consideraciones respecto a las corrientes de cortocircuito	119
4.4.1.1	Relación X/R	120

4.4.1.2	Valores eficaces de las ondas de corriente alternas	121
4.4.2	Determinación de las corrientes de cortocircuito	122
4.4.3	Dimensionamiento de las protecciones	125
4.4.3.1	Consideraciones referentes a la selección de fusibles	126
4.4.3.2	Consideraciones referentes a la selección de interruptores	131
4.4.4	Especificaciones de los equipos de protección	133
4.4.5	Coordinación de la protección	134
4.4.6	Protección de bancos de transformadores	135
4.5	Protección contra sobretensiones con pararrayos	138
4.5.1	Funcionamiento del pararrayos	141
4.5.2	Características de los pararrayos	142
4.5.3	Aplicación de los pararrayos en instalaciones aéreas	145
4.5.3.1	Localización efectiva de los pararrayos	149
4.5.3.2	Coordinación del aislamiento	151
4.5.4	Aplicación de pararrayos en la protección de una instalación subterránea	154

CAPITULO V

	Conclusiones y recomendaciones	158
5.1	Características técnicas del equipo descrito	158
5.2	Código Eléctrico Ecuatoriano	162
5.3	Conclusiones	175

INDICE DE FIGURAS

TITULO	FIG. Nº
Componentes de un sistema de potencia	2.1
Diagrama unifilar de la acometida en alta tensión	2.2
Plataforma para transformadores. Alimentación a tensión primaria.	2.3
Diagrama para el cálculo de la regulación de la extensión de línea primaria.	2.4
Diagrama fasorial monofásico de la extensión de la línea primaria y de la acometida en A.T.	2.5
Terminal monopolar	2.6
Cable de cinturón tripolar, 10KV, NKBA.	2.7
Cable tripolar armado, 8KV, MT.	2.8
Cable unipolar, 8KV, apantallado.	2.9
Instalación de acometida subterránea en alta tensión.	2.10
Pendiente de ductos.	2.11
Terminal invertido para cable terminal armado.	2.12
Terminal recto para cable armado.	2.13
Contador-monofásico de energía.	2.14
Conexiones de medida para un sistema trifásico de 3 conductores sin neutro.	2.15
Diagrama fasorial de voltajes y corrientes.- Secuencia 1-2-3.	2.16
Diagrama de alambrado de la alimentación de los transformadores de medida.	2.17
Defasaje de tensiones y fuerzas electromotrices en un transformador monofásico.	2.18
Variación de la potencia con la temperatura.	3.1
Diagrama fasorial simplificado del transformador.	3.2
Disposición para el ensayo de cortocircuito.	3.3
Triángulo de cortocircuito.	3.4
Conexión Dy	3.5
Ensayo para la determinación de la polaridad.	3.6

VI

Diagrama de conexiones para un banco trifásico $\Delta-\Delta$, polaridad aditiva.	3.7
Diagrama de conexiones para un banco trifásico Y- Δ , polaridad aditiva.	3.8
Diagrama de conexiones para un banco trifásico Y-Y, polaridad aditiva.	3.9
Representación esquemática de un banco trifásico conectado en Y abierta- Δ abierta.	3.10
Diagrama de conexiones de un banco trifásico conectado en Y abierta- Δ abierta.	3.11
Curva tiempo-temperatura normalizada para ensayo de materiales.	3.12
Distancias mínimas permisibles para la instalación de transformadores secos.	3.13
Dimensiones de una cámara para transformadores.	3.14
Circulación del aire en una cámara de transformación.	3.15
Superficie de ventilación en función de la altura.	3.16
Cortacircuitos fusible tipo abierto.	4.1
Cortacircuitos fusible tipo cerrado.	4.2
Fusible limitador de alta tensión.	4.3
Fusible de baja tensión MH	4.4
Tiempos de formación de arco.	4.5
Circuito monofásico para el estudio de la interrupción del arco.	4.6
Proceso de desconexión en un interruptor automático.	4.7
Desconectador tripolar de cortacircuitos con interruptor auxiliar adosado para fines de desenganche y aviso.	4.8
Seccionador en carga tipo AL con portafusibles colocado arriba o abajo.	4.9
Interruptor-seccionador de potencia con portafusibles colocado en la parte superior.	4.10
Interruptor hidrodinámico tipo G con acumulador de fuerza de conexión.	4.11

VII

Decremento de la componente de c.c. Transformación de la corriente asimétrica en simétrica.	4.12
Diagrama unifilar del sistema.	4.13
Diagrama de impedancias secuenciales.	4.14
Corrientes de falla y dispositivos de protección de la instalación.	4.15
Acción limitadora de los fusibles de corriente límite.	4.16
Corriente de paso en función de la corriente de desconexión.	4.17
Características tiempo-corriente medias de fusibles limitadores.	4.18
Curvas de fusión de fusibles NH.	4.19
Curvas de corriente límite de fusibles NH.	4.20
Coordinación de la protección.	4.21
Onda normalizada de tensión de impulso.	4.22
Efecto de la separación entre un pararrayos y el equipo protegido sobre el grado de protección.	4.23
Características de distribución de voltaje.	4.24
Características de protección de un pararrayos Alugard y de aislamiento de un transformador.	4.25
Parámetros de los cuales depende la sobrecorriente en un pararrayos.	4.26
Protección de un sistema subterráneo mediante pararrayos.	4.27
Coordinación del aislamiento para un sistema subterráneo.	4.28

VIII

INDICE DE TABLAS

Nº	TITULO	PAGINA
2.1	Tensiones primarias normalizadas	17
2.2	Series básicas de Renard	19
2.3	Distancias verticales mínimas entre partes activas y superficies de trabajo	25
2.4	Distancias mínimas entre partes activas y entre partes activas y tierra	26
2.5	Cargas normalizadas para los transformadores de corriente	44
2.6	Cargas normalizadas para transformadores de tensión	46
3.1	Espacio de trabajo libre mínimo en el frente de los equipos eléctricos	64
3.2	Clasificación de los materiales aislantes	71
3.3	Límites de temperatura y aumento de temperatura de los aislantes	72
3.4	Niveles de ruido normalizados	81
3.5	Peso y volumen necesarios para evacuar el calor de una cámara de transformación	89
3.6	Fuerza ascensional del aire	92
3.7	Pérdidas en transformadores trifásicos	93
4.1	Características de protección de pararrayos	144
4.2	Capacidades de pararrayos para circuitos de distribución a cuatro alambres, con múltiple conexión a tierra	148
4.3	Capacidades de pararrayos para circuitos de distribución a tres alambres	149

Aislado.- Dícese de un dispositivo o de un conductor que está cubier to con material reconocido como aislante.

Alambrón.- Producto macizo de sección circular, producido per lami nación o extrusión en caliente.

Alambre.- Producto de cualquier sección maciza, obtenido a partir del alambrón, que resulta en un cuerpo de metal estirado, generalmen te de forma cilíndrica y sección circular.

Aparato.- Es un dispositivo de utilización, generalmente no indus trial, construídos normalmente en tamaños standard, que se instala como una unidad para desempeñar una o más funciones.

Armadura.- Parte del revestimiento formado por cintas o alambres me tálícos, destinados a proteger el cable contra las acciones mecáni cas exteriores.

Askarel.- Líquido sintético no inflamable que cuando se descompon e por el arco eléctrico, produce únicamente gases no explosivos.

Automático.- Significa que un equipo o aparato actúa por sí mismo, o que opera por su propio mecanismo cuando se ve influenciado por un cambio en el valor mínimo o de puesta en trabajo de la magnitud eléctrica a la cual responde (corriente, tensión, etc.).

Blindado.- Se refiere a una cubierta aislada que evita el contacto accidental de una persona con partes bajo tensión eléctrica.

Conductor de alambre.- Conjunto de alambres no aislados entre sí, destinados a conducir la corriente eléctrica.

Conductor de puesta a tierra.- Conductor que sirve para conectar un equipo, dispositivo o instalación eléctrica con uno o más elec trodos de conexión a tierra.

tuyen una parte componente de otro aparato, transformadores para el uso con rayos X, los utilizados en anuncios luminosos y transformadores para alumbrado por descarga eléctrica, ya que este grupo de equipos son estudiados en otros capítulos del código.

1.2 TERMINOLOGIA

Acometida.- Conjunto de conductores y equipo utilizado para suministrar energía desde la red de distribución de servicio público hasta el equipo de medición y/o de protección del inmueble.

Acometida, bajada de .- Es la parte de conductores aéreos entre el poste u otro soporte aéreo y el punto de fijación al inmueble.

Acometida, canalización de.- Es el conjunto de tubería conduit, tubería metálica en general, conductos de concreto o asbesto-cemento por el que van los conductores de servicio hasta el medidor, interruptor o fusible del sistema de suministro eléctrico.

Acometida aérea, conductores de.- Son aquellos que van desde el último poste de la línea de distribución hasta el equipo de acometida.

Acometida subterránea, conductores de.- Son aquellos conductores entre el sistema de suministro eléctrico y el medidor o equipo de acometida, incluyendo cualquier tubería vertical en un poste u otra estructura.

Acometida, equipo de.- El equipo necesario compuesto por un disyuntor o un interruptor con fusibles y sus accesorios instalados cerca de la entrada de los conductores de acometida de un inmueble y que constituye el medio principal de control o de interrupción de la alimentación.

Aislante.- Material que protege a conductores y dispositivos, de los esfuerzos debidos a la acción de un campo eléctrico y a la acción de agentes mecánicos.

tarios del inmueble, o el personal que ha hecho la instalación, con el fin de precautelar la conservación de los bienes y la vida de las personas.

En base a este propósito y en vista de la carencia de un documento que regule las relaciones entre el productor y el usuario del servicio eléctrico, el Colegio de Ingenieros Eléctricos de Píchincha, elaboró el primer Código Eléctrico Ecuatoriano. Así pues, se dio el primer paso que constituyó la base para mejorar y ampliar el documento. Precisamente con este objeto se reunieron INEW e INECEL para emprender la revisión y actualización de este documento, revisión que se está haciendo de acuerdo con las necesidades del País, haciendo un balance entre los aspectos técnico y económico.

Dentro de los diversos capítulos a tratarse en este código, uno de los de mayor importancia es el de acometida en alta tensión y cámaras de transformación en instalaciones que por su capacidad así lo requieren. Este capítulo ha servido como tema para desarrollar la presente tesis de grado.

Esta tesis tiene por objeto analizar los procedimientos generales para proyectar acometidas tanto aéreas como subterráneas los requerimientos aplicables a cámaras de transformación, así como también los medios de protección aplicables al conjunto acometida-transformador como un paso previo a la futura normalización en este campo.

Las disposiciones contenidas en la presente tesis se aplicarán a los dispositivos localizados en la acometida de alta tensión y subestación de transformación, que alimenta a instalaciones de edificios o de industrias cuya tensión de trabajo está sobre los 600 voltios. Así mismo, en el capítulo correspondiente a transformadores especialmente, las disposiciones en él constantes se aplicarán a todos los transformadores de las instalaciones en estudio, excepto los transformadores secos que consti

C A P I T U L O I

G E N E R A L I D A D E S

1.1 OBJETO Y ALCANCE

En la actualidad la civilización avanza cada día más rápidamente a la consecución de nuevos logros dentro del plano científico, tecnológico e industrial y dentro de éstos, el que marca la pauta y da la medida del grado de desarrollo de un país es inquestionablemente la electrificación. De ahí que una de las metas actuales del Ecuador es alcanzar lo más pronto posible un nivel adecuado de electrificación que permita incorporar a un número cada vez mayor de ecuatorianos a niveles de vida superiores.

Dentro de este panorama, una de las aplicaciones más importantes de la energía eléctrica es su utilización para los servicios de alumbrado, fuerza, calefacción, aire acondicionado, etc., correspondientes a instalaciones interiores; por lo mismo cada país debería tener su propio reglamento o código para dar las disposiciones mínimas de seguridad que deberían cumplir los propie-

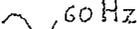
Ubicación seca.- Un lugar que normalmente está libre del contacto con agua u otros líquidos.

Tensión de un circuito.- La diferencia de tensión eléctrica de un circuito de corriente continúa, o la eficaz entre dos conductores de un circuito de corriente alterna.

Tensión contra tierra.- En circuitos con conexión a tierra, es la diferencia de tensión entre el conductor considerado y otro conductor del circuito.

1.3 SIMBOLOGIA

Identificación de circuitos

Corriente alterna	
Indicación de frecuencia	
Corriente monofásica	1 
Corriente bifásica	2 
Corriente trifásica	3 
Corriente polifásica	n 
Polaridad positiva	
Polaridad negativa	

Sistemas de conexión de enrollamientos

Enrollamiento trifásico en triángulo	
Enrollamiento trifásico, en estrella	
Enrollamiento trifásico, en estrella con neutro afuera	
Enrollamiento trifásico, en zig zag	

Símbolos para sistemas de distribución

materiales fácilmente combustibles son: barracas, proscenios de teatros, librerías, imprentas, tiendas, carpinterías, fábricas de tejidos, etc.

Operable desde el exterior.- Dícese de un equipo instalado en un gabinete capaz de ser maniobrado sin exponer al operador a contacto con partes bajo tensión eléctrica.

Pantalla.- Capa conductora para que el campo eléctrico se distribuya radialmente alrededor de cada conductor.

Personal calificado.- Todo aquel familiarizado con la construcción y funcionamiento de una instalación o equipo eléctrico y el riesgo que éstos puedan originar.

Resistente al polvo.- Dícese de algún equipo o aparato construido en tal forma que una acumulación de polvo no interfiere ni afecta su operación eficiente.

Seccionador.- Aparato de maniobra destinado a separar un circuito eléctrico de la fuente de energía. No tiene capacidad de interrupción de corriente y está destinado a ser manipulado solamente después que un circuito ha sido abierto por algún otro medio.

Tablero (general).- Es aquel desde el cual se alimenta toda la instalación interior de un inmueble y puede servir para cortar la corriente al mismo. Incluye el equipo de acometida, barras, equipos de medición, instrumentos, relés, transformadores para instrumentos y dispositivos automáticos contra sobrecorriente. Está formado por un tablero o grupo de tableros diseñados para estar agrupados en forma de tablero único y puede ser para montaje superficial o empotrado o puede ser accesible por todos los lados.

Ubicación mojada.- Lugar sometido a la acción del agua u otros líquidos o también a la intemperie. La instalación subterránea o en tubos de concreto, directo con la tierra, se considera como ubicación mojada.

Factor de carga.- El factor de carga de cualquier sistema o parte de él, es la razón de la carga media sobre un determinado período de tiempo a la carga máxima que se presenta en el mismo período.

Impermeable al agua.- Elemento construido en tal forma que el agua no pueda pasar a través de él.

Impermeable al polvo.- Elemento construido en tal forma que el polvo no pueda pasar a través de él.

Instalación interior.- Es el conjunto de aparatos de medida, de seguridad, tableros, canalizaciones interiores aéreas y/o subte-
rráneas y accesorios para instalaciones de alumbrado, calefacción
usos domésticos e industriales, ubicado en el exterior o interior
de los edificios y que están alimentados por redes de distribu-
ción de las empresas de servicio público o plantas de servicio
privado.

Intemperie, a prueba de.- Material o equipo construido o protegi-
do de tal forma que el estar expuesto a la intemperie no afecte
su correcto funcionamiento.

Interruptor de uso general.-Dispositivo para interrumpir la ali-
mentación a un circuito. Su capacidad está dada en amperios y
puede interrumpir el circuito con la carga y a la tensión para la
cual fue diseñado.

Local húmedo.- Todo local cuyo ambiente está o puede estar expues-
to a un grado de humedad moderado como sótanos, establos, cámaras
frigoríficas, cuartos de baño, cervecerías, curtiembres, lavande-
rías, etc.

Material de fácil combustión.- Todo material que arde con facili
dad como son: papel, géneros, virutas, paja, etc. Locales con

Conductor cableado.- Conductor formado por un conjunto de alambres o cualquier combinación de conjuntos de alambres.

Cable.- Conductor cableado con aislantes y otras cubiertas, o sin ninguna de ellas (cable de un conductor) o combinación de conductores aislados entre sí (cable de varios conductores);

Carga.- Refiriéndose a la potencia desarrollada o absorbida, parte de la potencia que absorbe o desarrolla una máquina o aparato eléctrico.

Refiriéndose a la intensidad de corriente de amperios que circula por una máquina o circuito eléctrico, la mayor o menor corriente con respecto a la máxima corriente admisible en el circuito.

Ducto.- Canal cuyo fin es alojar conductores eléctricos o también llevar el aire necesario para ventilación hasta el lugar donde está localizada la cámara de transformación.

Dispositivo.- Accesorio de un sistema eléctrico por el cual circula la corriente; pero que relativamente no consume energía eléctrica en cantidad apreciable.

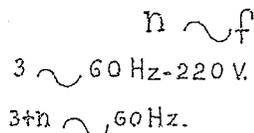
Desconexión, medio de.- Un dispositivo o grupo de dispositivos, mediante los cuales se pueden desconectar de su fuente de alimentación los conductores de un sistema.

Disyuntor.- Es un dispositivo diseñado para abrir y cerrar un circuito por medios no automáticos y para abrir automáticamente el circuito a una intensidad predeterminada sin sufrir daño cuando se aplica correctamente, dentro de su capacidad.

Empalme.- Punto donde se unen los extremos de dos o más alambres o cables, cuando se efectúa su instalación, para obtener contacto eléctrico.

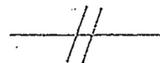
Equipo.- Término general que incluye artefactos, aparatos y dispositivos usados en una instalación eléctrica.

Sistema polifásico, a n fases, de frecuencia f
 Sistema trifásico, 60 Hz, 220 voltios
 Sistema trifásico, con conductor neutro, 60 Hz

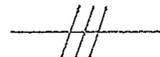


Símbolos para circuitos eléctricos

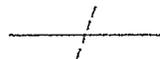
Dos conductores



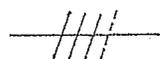
Tres conductores



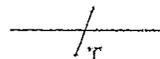
Conductor neutro



Sistema trifásico a cuatro conductores



Conductor de tierra



Bornes y conexiones de conductores

Bornes, conexión de conductores



Cruce de dos conductores sin conexión



Cruce de dos conductores con conexión eléctrica



Derivación



Elementos eléctricas

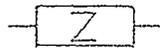
Tierra



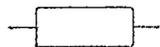
Enrollamiento de máquina o equipo



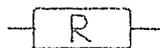
Impedancia



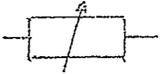
Resistencia



Resistencia no reactiva



Resistencia variable, símbolo general



Inductancia

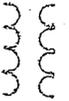


Condensador



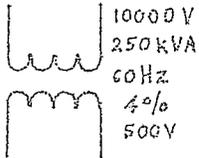
Símbolos de transformadores

Transformador de dos enrollamientos



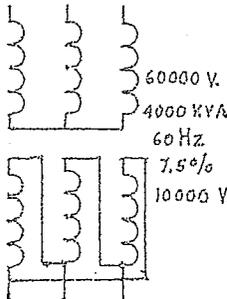
Transformador monofásico de dos enrollamientos

Ej.: 10.000/500 V; 250 KVA; 60 Hz; Tensión de cortocircuito 4%

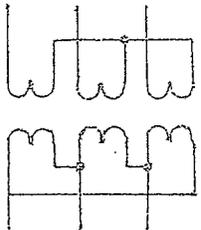


Transformador trifásico de dos enrollamientos

Ej.: 60.000/10.000 v; 4.000 KVA; 60 Hz; Tensión de cortocircuito 7.5 %



Grupo de tres transformadores monofásicos de dos enrollamientos



Aparatos de separación y corte

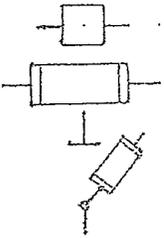
Seccionador



Interruptor

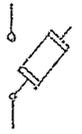


Disyuntor



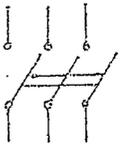
Fusible

Seccionador con cortacircuito de fusible incorporado

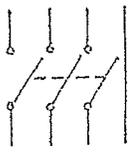


Interruptor seccionador con cortacircuito de fusible incorporado

Interruptor tripolar a 3 conductores



Interruptor tripolar sin interrupción del neutro



Aparatos de protección contra sobretensiones

Limitador de sobretensión a explosión

Pararrayos

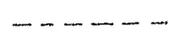


Líneas y cables

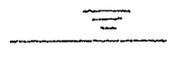
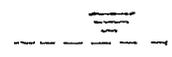
en proyecto

en servicio

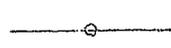
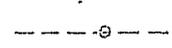
Línea o cable, símbolo general



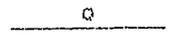
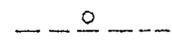
Línea subterránea



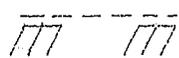
Línea aérea en conductor desnudo



Línea aérea en conductor aislado



Línea aérea en conductor aislado sobre fachadas



Soportes y accesorios para líneas y cables

Poste de madera



Poste metálico



Poste de hormigón



Disyuntor termomagnético

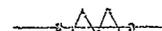


Terminal o cabezote



Equipo de medición

Transformador de corriente



Transformador de tensión o potencial



Medidor de energía



C A P I T U L O I I

PRINCIPIOS Y PROCEDIMIENTOS PARA ACOMETIDAS EN ALTA TENSION

La acometida es uno de los componentes de un sistema eléctrico de potencia que lleva la energía generada en las centrales eléctricas desde el sistema de distribución hasta el abonado, de ahí que es necesario hacer incapié en el estudio de los procedimientos y equipos empleados en las acometidas, aún más tratándose de acometidas a tensiones peligrosas para la vida de las personas. Para este estudio nos basaremos en las normas y recomendaciones dadas por las Empresas eléctricas de Quito y Guayaquil, como que son representativas de las instalaciones más utilizadas en nuestro País.

En este capítulo nos ocuparemos pues de las características principales de los conductores de las acometidas aéreas, luego de las técnicas usadas y de los procedimientos empleados en la

14

"bajada de acometida", sea para una acometida aérea o para una subterránea proveniente de una red aérea. Luego estudiaremos más detalladamente las acometidas subterráneas en sus diversas variaciones para finalmente terminar el capítulo con un examen del equipo de acometida, sobre todo de terminales, medidores y transformadores de medición, dejando para el capítulo IV todo lo concerniente al resto de equipo de acometida como fusibles, disyuntores, etc. que se los tratará minuciosamente como elementos protectores del sistema.

2.1 AISLAMIENTO Y TAMAÑO DE LOS CONDUCTORES DE ACOMETIDA

Antes de tratar las disposiciones que deben cumplir las acometidas aéreas en alta tensión hagamos un ligero análisis de los componentes de un sistema eléctrico de potencia.

En esencia éste consiste de una fuente de generación, los transformadores de elevación, el sistema de transmisión, una subestación intermedia, a continuación el sistema de subtransmisión, las subestaciones de distribución, los alimentadores primarios, los transformadores de distribución, el circuito secundario y la acometida en baja tensión en forma general. Sin embargo hay que anotar que otros sistemas se componen de solo algunos de estos elementos, a saber: Fuente de generación, transformadores de elevación, sistemas de transmisión, subestación de distribución, alimentadores primarios y acometida de alta tensión, o sea a tensión primaria, según se ve en la figura 2.1.

Entiéndese por acometida propiamente dicha al conjunto de conductores y componentes utilizados para transportar la energía desde el último poste al que llegan los alimentadores primarios hasta los bornes de entrada del disyuntor general en el caso de varios transformadores, o hasta la entrada a las barras de alta tensión en el caso de un solo transformador, lo cual puede verse en el diagrama unifilar de la figura 2.2. La prolongación de los

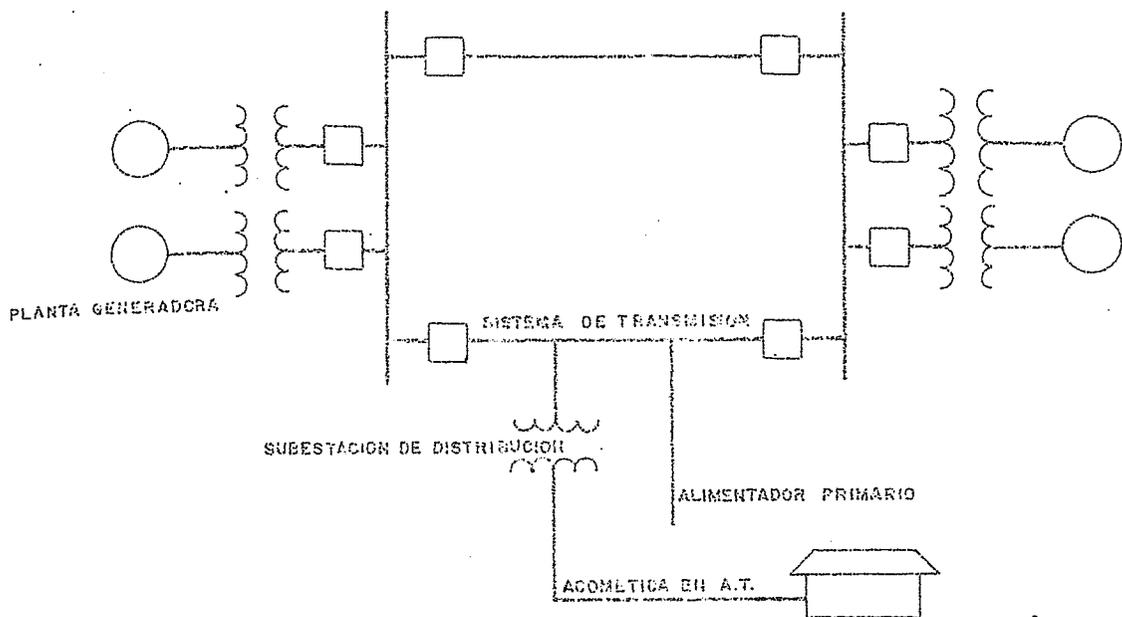


FIG. 2.1

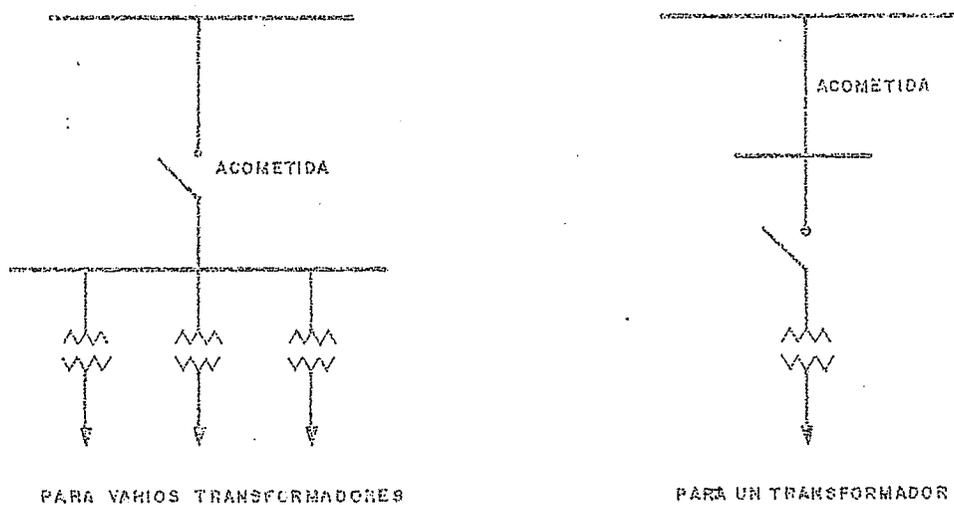


FIG. 2.2

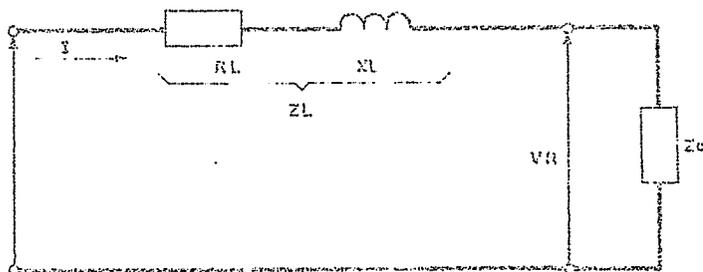


FIG. 2.4

conductores a tensión primaria que llegan a dicho poste constituye la "extensión de la línea primaria".

2.1.1. COMPONENTES DE LA ACOMETIDA DE SERVICIO

La instalación de la acometida de servicio eléctrico a tensión primaria para un inmueble consta básicamente de los siguientes componentes:

- 1.- Poste de distribución o empalme en la línea primaria.
- 2.- Cable de acometida
 - a) Aéreo (Este servicio incluye el soporte para recibir el cable).
 - b) Subterráneo (Este servicio incluye un tubo de bajada de acometida, canalización de ductos y cajas de registro).
- 3.- Caja para contador y accesorios
- 4.- Contador (auto-contenido o con equipo adicional de medición)
- 5.- Medios de desconexión
- 6.- Cámaras de transformación (o plataforma para transformadores).

En esta sección nos referiremos a las normas mínimas recomendables para las acometidas aéreas.

La acometida aérea en alta tensión es muy poco utilizada en áreas residenciales y urbanas, más bien su aplicación se limita a locales ubicados en la periferia de una ciudad que por tener considerables requerimientos de energía, sobre todo para instalaciones de fuerza, necesitan su propia subestación que va colocada sobre una plataforma, en un terreno contiguo al edificio de la fábrica. Ver figura 2.3. Para otras compañías de suministro, la acometida aérea se considera aquella que va desde el último poste de acometida hasta el punto de fijación en la cámara de transformación localizada sobre el nivel del suelo.

En cuanto al aislamiento de la acometida se debe anotar que

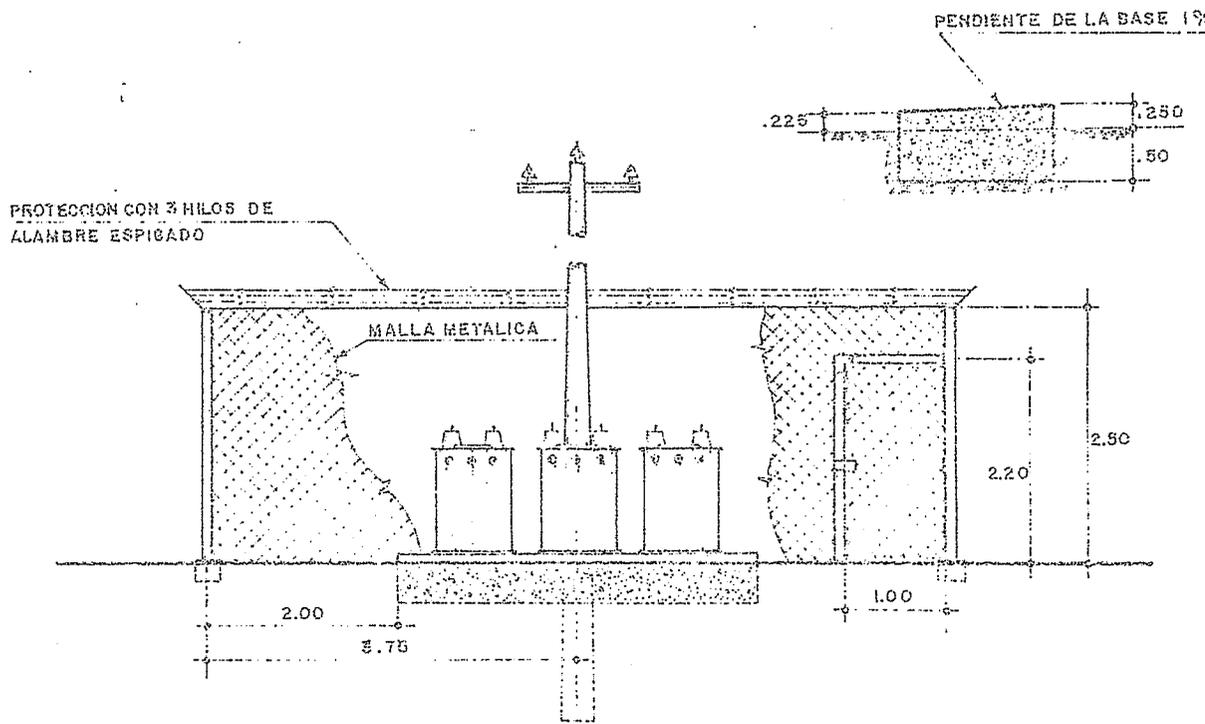
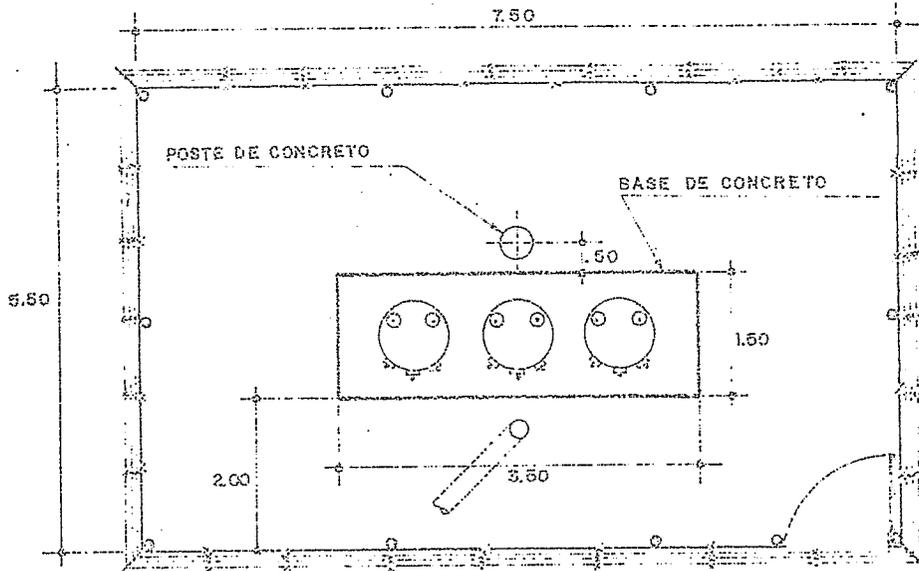


FIG. 2.3

PLATAFORMA PARA TRANSFORMADORES. ALIMENTACION A TENSION PRIMARIA.

NOTAS:

- 1- MALLA METALICA ALAMBRE GALVANIZADO No. 10 Y AGUJERO 2"x2"
- 2- LAS DIMENSIONES DE PLATAFORMA Y BOVEDA SON MINIMAS
- 3- PROTECCION ADICIONAL CON 3 HILOS DE ALAMBRE ESPIGADO.
- 4- LOS POSTES ESQUINEROS Y EN LINEA DEBEN DE TUBO GALVANIZADO DE 2-1/2" Ø
- 5- AREA DE SUBESTACION CUBIERTA CON 5" DE GRAVA DE 3/4"
- 6- MCHLAS EN METROS

$$\frac{\text{Precio de conductor de aluminio equivalente al cobre}}{\text{Precio de conductor de cobre considerado}} = \frac{1x1100}{2x3100} = 0.18$$

2.1.2 SECCION DEL CONDUCTOR

La sección del conductor necesario para transmitir energía a un consumidor depende de tres factores: de la carga instalada del consumidor; de la caída de tensión admisible, de tal modo que la tensión en cualquier punto de la utilización no salga fuera de cierto rango establecido, 1 % para alimentadores; y de la resistencia mecánica del conductor.

En cuanto se refiere al primer factor debemos conocer la corriente nominal de la instalación a servirse, la cual se obtiene a base de la potencia total requerida. Esta potencia es igual a la suma de las cargas de luz, fuerza, calefacción, aire acondicionado etc., requeridos por el cliente, considerando en cada caso los factores de demanda y diversificación correspondientes y dejando un margen adecuado de reserva (aproximadamente 40%) para un futuro crecimiento de la carga.

2.1.3 TENSIONES PRIMARIAS NORMALIZADAS

Previamente a entrar al cálculo de la corriente total de una instalación típica debemos referirnos a las tensiones primarias normalizadas en el país, las cuales constan en la Tabla 2.1

TABLA 2.1

<u>CLASE</u>	<u>VOLTAJE DEL CIRCUITO TRIFASICO</u>	
5 KV	4000	3 alambres delta o 3 alambres Y
	4160*	4 alambres Y
	4330	3 alambres delta
	4300	3 alambres delta

8.66 KV	6300*	3 alambres	△
	6600	3 alambres	△
	6900	3 alambres	△ o 4 alambres Y
	7200	3 alambres	△ o 4 alambres Y
	7500	4 alambres	Y
	8320	4 alambres	Y
15 KV	11000	3 alambres	delta
	11500	3 alambres	delta
	12000	3 alambres	delta o 4 alambres Y
	12500	4 alambres	Y
	*** 13200 [#]	3 alambres	delta o 4 alambres Y
	13800	3 alambres	delta
	14400	3 alambres	delta
25KV	22900 [#]	4 alambres	Y
	24940	4 alambres	Y

- * Más comunes tensiones primarias utilizadas en el Ecuador
- ** En Quito se emplea 22KV como una variación
- *** Utilizado mucho en Guayaquil

La Comisión Internacional de Electrificación (IEC) ha adoptado la serie R 10 de los números preferidos para normalizar los valores de los parámetros eléctricos, y según la tabla 2.2 los valores de 4.16, 6.30 y 8 caen dentro de ella. Además, hay que anotar que el valor 13.2 se encuentra en la serie 40. En vista de estas consideraciones se escogerían las cuatro tensiones anteriores como standar, pero con la salvedad de que la de 4.16 esta desapareciendo paulatinamente en nuestro medio, nos inclinaríamos por sugerir finalmente estos tres: 6.3, 7.8 (aproximación) y 13.2 KV.

TABLA 2.2
SERIES BASICAS DE RENARD

R 5	R 10
1.00	1.00
	1.25
1.60	1.60
	2.00
2.50	2.50
	3.15
4.00	4.00
	5.00
6.30	6.30
	8.00
10.00	10.00

Como nos hallamos en el caso de acometida aérea, éstas llegan a las barras de la subestación, cuya capacidad más económica, según experiencias obtenidas en Norte América debe ser de 500, de 750 o de 1500 KVA. Escogiendo el primero de estos valores y una tensión primaria de 6.3 KV que nos van a servir como valores de referencia, la corriente viene dada por:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times V \times \cos. \phi} \quad (2.1)$$

- donde: P = potencia trifásica en KVA
V = tensión entre fases en KV.
cos.φ = factor de potencia

Asumiremos el factor de potencia correspondiente a una instalación industrial en 0.8. Entonces:

$$I = \frac{500 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 6.3 \times 0.8} = 57.3 \text{ A.}$$

En consideración de que la distancia desde el alimentador a las barras de la subestación no excedería 50 mt., vamos a probar que el conductor de calibre No. 6 AWG, es el mínimo permitido por el código. Lo elegimos cableado (3 hilos) debido a su fácil manejo, en tanto que un conductor sólido tiene las desventajas de debilidad y tendencia a romperse después de un corte en el conductor.

Los valores de resistencia y reactancia inductiva del cobre duro recocido de 97.3 % de conductividad, para una temperatura del cobre de 50°C, y una distancia media geométrica (GMD) de 60 cm. según la disposición de conductores más usada en Quito son las siguientes:

$$R = 2.41 \text{ } \Omega \text{/milla} = 1.51 \text{ } \Omega \text{/Km}$$

$$X = 0.71 \text{ } \Omega \text{/milla} = 0.44 \text{ } \Omega \text{/Km.}$$

Para el cálculo de la regulación en un tramo de una línea de distribución como la que nos ocupa nos valdremos de la figura 2.4, que se refiere a una de las fasces del sistema eléctrico, en la cual se tiene:

$$V_s = \text{ voltaje fase-neutro del alimentador primario}$$

$$I = \text{ corriente fase-neutro}$$

$$R_L = \text{ resistencia de la sección de línea}$$

$$X_L = \text{ resistencia inductiva de la sección de línea}$$

$$Z_L = \text{ impedancia compleja de la sección de línea}$$

$$V_R = \text{ voltaje en el lugar de recepción}$$

El diagrama fasorial correspondiente lo tenemos en la figura 2.5 tomando como referencia el vector V_R .

De la figura 2.5 se ve que $V_S = V_R + I \cdot Z_L$, donde el producto $I \cdot Z_L$ constituye la caída de tensión. Haciendo el correspondiente desarrollo matemático de acuerdo con dicha figura, y considerando que aproximadamente $V_S \approx OE$, tendremos:

$$V_S \approx V_R + I \cdot X_L \cdot \text{sen } \phi_R + IR_L \cdot \text{cos } \phi_R \quad (2.2)$$

$$\text{o: } V_S - V_R \approx IX_L \cdot \text{sen } \phi_R + IR_L \cdot \text{cos } \phi_R \quad (2.3)$$

El miembro derecho de la expresión de arriba constituye la pérdida de voltaje, que, como se advierte, es igual a la proyección de V_S sobre el eje horizontal. En rigor la caída de tensión es igual a la suma de esta proyección más la proyección en el eje vertical, pero para líneas de distribución es lícito aceptar la fórmula (2.3) o sea:

$$V_S - V_R = 57.3 \text{ A} (0.44 \times 0.6 + 1.51 \times 0.8) 0.05$$

$$V_S - V_R = 4.2$$

$$V_R = V_S - 4.2$$

Suponiendo que el voltaje en el extremo de entrada de línea es 6300 voltios tenemos:

$$V_R = 6300 - 4.2 = 6295.8$$

La regulación viene dada por:

$$R \text{ } \phi \text{ (\%)} = \frac{|V_S| - |V_R|}{|V_R|} \times 100 \sqrt{3} = \quad (2.4)$$

$$R \text{ } \phi \text{ (\%)} = 0.116 \%$$

Del análisis expuesto se deduce que adoptando una acometida de 50 mt. de longitud y con un calibre mínimo No. 6 AWG estamos alejados, de los límites de regulación permisibles para llevar cierta cantidad de energía eléctrica al cliente, de ahí que se concluye

que en instalaciones de este tipo casi no se considere la caída de tensión para el dimensionamiento de los conductores.

Como se dijo antes, en la selección del calibre de los elementos de transmisión y distribución es necesario considerar la resistencia mecánica de los conductores con el objeto de prevenir que éstos soporten los esfuerzos combinados debido al peso del propio conductor, la acción del viento, etc., estudio que está fuera del alcance de esta tesis.

2.2 DISPOSICIONES A CUMPLIRSE PARA LA BAJADA DE ACOMETIDA

En la última parte de la sección anterior llegamos a establecer las condiciones mínimas que debe reunir una acometida aérea en alta tensión en lo que se refiere a aislamiento y calibre de los conductores, llegándose a concluir que una bajada de acometida aérea de 50 mts. de longitud con un calibre No. 6 AWG proporciona los límites permisibles de regulación para instalaciones interiores, sea de fábricas o edificios, que pocas ocasiones tendrán una carga conectada superior a los 1000 KVA.

A propósito de este punto cabe anotar que uno de los artículos de la Ley Básica de Electrificación expedida recientemente establece que las empresas de suministro de energía eléctrica están obligadas a extender las líneas primarias hasta donde lo necesitan los usuarios, sin costo adicional para éstos, y además deben correr con los gastos que llevaría la colocación de la acometida hasta una distancia de 30 mts. desde el poste al que llega la línea primaria, tocándole al cliente pagar los gastos que demandaría una bajada de acometida más larga. Naturalmente una bajada de acometida de mayor longitud que 30 mts. debe tener un calibre de conductor más grueso para compensar la caída de tensión adicional.

A continuación anotamos las principales disposiciones concernientes a la bajada de acometida, algunas de las cuales van a

constar en la sección ACOMETIDA DEL SERVICIO ELECTRICO de la edición corregida del Código Eléctrico Ecuatoriano, con la consideración de que la mayoría de las mismas son producto de la experiencia obtenida a través de las instalaciones realizadas y han surgido de la necesidad de suministrar ante todo seguridad para bienes y servicios.

2.2.1 BAJADA DE ACOMETIDA PARA INSTALACION AEREA

Si se emplean instalaciones a la vista en sitios no accesibles más que a personas calificadas, los conductores de acometida deben estar rigidamente soportados por aisladores de porcelana aprobados para este fin, los cuales los mantendrán a una distancia entre sí de por lo menos 20 cm., excepto en los terminales del equipo, y no deben estar a menos de 5 cm. de las superficies sobre las que están tendidos, y de 8 cm. cuando la tensión exceda de 2500 voltios.

Las bajadas de acometida no deben ser fácilmente accesibles y cuando excedan de 600 voltios deben satisfacer lo siguiente:

Los conductores deben tener una separación del suelo, o de cualquier plataforma o saliente, no menor de 3 mts., desde la cual puedan ser alcanzados. Esta localización tiene por objeto protegerlos contra daños mecánicos producidos por objetos tales como escaleras, por ejemplo:

Todo rótulo o anuncio debe ser instalado de modo que no obstruya las líneas de distribución de la compañía de suministro. El rótulo o cualquier otro accesorio tal como tirantes del mismo debe estar a una distancia mínima de 50 cm. (encima o abajo) de las líneas secundarias de distribución y a una distancia mínima de 1 mt. de las líneas primarias de distribución desde 2.3 KV, aumentando la distancia 3 cm. por cada KV para tensiones mayores.

Los conductores usados para bajada de acometida deben sujetarse a los soportes de la estructura de la subestación mediante ajustes aprobados para este fin. Dentro de estos ajustes podemos mencionar las cadenas de aisladores de porcelana tipo suspensión.

Las instalaciones se consideran accesibles a personal calificado cuando están aisladas por elevación. Las partes activas se consideran aisladas por elevación cuando: (1) la separación con respecto al suelo y a los edificios cumple con la primera de las disposiciones contenidas más arriba; y (2) la distancia entre el suelo o cualquier otra superficie de trabajo y los seccionadores a la vista, portafusibles u otras partes activas no protegidas es por lo menos igual a las distancias dadas en la tabla 2.3.

Los conductores de bajada de acometida, barras y soportes, entre los cuales se incluyan aisladores junto con sus uniones de montaje y conductores, bastidores y crucetas, serán capaces de soportar en forma segura los esfuerzos magnéticos máximos que puedan producirse cuando dos o más conductores de un circuito sean asiento de corrientes de cortocircuito.

Toda el área de la subestación debe estar protegida con un cierre o una valla metálica, de una altura mínima de 2.50 mts. y de suficiente consistencia con el fin de evitar el acceso a la instalación de personal no calificado. Este cierre no debe ser salvado desde el exterior sin ayuda de escaleras o útiles especiales.

En la puerta de entrada del área destinada a la subestación y en el centro de cada una de las orientaciones del cercado se colocarán carteles de advertencia a una altura de 2 mts. sobre el suelo.

En la franja de terreno situada a una distancia de 1.50 mts, más 1.20 cm. por cada kilovoltio de la tensión de servicio desde el cierre citado anteriormente, no se dispondrá ningún elemento

de la instalación de alta tensión.

La altura mínima de la estructura general que contiene las barras será de 4.50 mts. y la de los demás elementos con tensión más próximos a tierra será mayor o igual a 2.40 mts.

TABLA 2.3

Tensión entre fases (voltios)	Mínima distancia vertical de las partes no protegidas (metros)
601 - 6600	2.50
6601 - 11000	2.70
11001 - 22000	2.80

Las distancias mínimas entre partes bajo tensión, conductores o entre los anteriores y tierra serán las dadas en la tabla 2.4, debiéndose tomar, para tensiones, intermedias la distancia correspondiente a la tensión normalizada inmediatamente superior.

Las disposiciones para la instalación de los conductores de una bajada de acometida subterránea proveniente de una red aérea serán tratadas en la sección 2.3.2 de este capítulo.

Como parte final de esta sección, nos resta señalar las características de una acometida aérea típica en alta tensión de acuerdo con las normas establecidas por la Empresa Eléctrica del Ecuador. La acometida comienza en el último poste correspondiente a la extensión de la línea primaria, desde donde parten los conductores monopolares, éstos se introducen en terminales individuales (Ver fig. 2.6) o en campanas, de las cuales salen en forma de cables monopolares, para continuar el trayecto correspondiente a la bajada de acometida con la guía del cable mensajero. Los ca

bles bajan así formando un manojo que va sostenido a intervalos de 50 cm. por medio de grapas plásticas o metálicas.

Se entiende por cable mensajero un cable de acero galvanizado que sirve para soportar el esfuerzo mecánico y los cables de acometida utilizando grapas aprobadas para este fin convenientemente espaciadas.

El punto de fijación de los conductores de acometida a una cámara de transformación deberá quedar a una altura mínima de 3 mt. desde el suelo. Los medios de fijación de los conductores de acometida consisten de tuercas de ojo, ganchos, soportes, pernos de ojo empotrados en la pared exterior del inmueble u otros accesorios similares para fines de retención.

TABLA 2.4

Tensión nominal	Distancia entre fases	Distancia a tierra
6000 voltios o menos	15 cm.	15 cm.
10000 " "	25 cm.	25 cm.
45000 " "	75 cm.	75 cm.

N.E.C 1971

2.3 ACOMETIDA SUBTERRANEA

2.3.1 APLICACION

La acometida subterránea en alta tensión se utiliza en forma general en zonas servidas por los siguientes tipos de cargas: Comerciales, industriales y edificios de oficinas o departamentos de gran capacidad instalada, sobre los 50 KVA, o que tengan una superficie total de por lo menos 1200 m²., o también si el número de locales o consumidores servidos es mayor de 15.

La acometida subterránea tiene dos variaciones; una en la cual los conductores son subterráneos en toda su extensión, pues provienen de un sistema de distribución primario subterráneo, y otra en la cual la acometida proviene de un alimentador primario o de una extensión primaria aérea con conductor desnudo, en cuyo caso la acometida propiamente dicha consiste en una bajada con cable tripolar o con tres monopolares hasta el nivel del suelo, para luego llegar hasta la cámara de transformación mediante cable o cables íntegramente subterráneos. En esta última el servicio requiere la instalación de tubos de bajada, cajas de registro y canalización de ductos.

2.5.2 CAJAS DE REGISTRO

Las cajas de registro o pozos de revisión son aberturas en forma de paralelepípedo practicadas a nivel del terreno o aún a nivel del piso de un edificio; destinadas a ser ocupadas por el personal de la compañía de suministro eléctrico para realizar labores de mantenimiento de los cables, de aislamiento, etc. El fondo de estos pozos generalmente es de tierra sin ningún revestimiento, en cambio las paredes son de ladrillo enlucido y la tapa removible de hormigón armado de por lo menos 10 cm. de espesor. Hay ocasiones en que, debido a la profundidad del pozo es necesario instalar peldaños de varilla de hierro empotrados en una de las paredes.

Quando el poste de distribución y la cámara o plataforma de transformadores están a una distancia máxima de 10 mts., se puede eliminar la caja de registro introduciendo el ducto de bajada directamente en la cámara o en la plataforma. Si la distancia entre el poste de distribución y la cámara es mayor de 10 mts., entonces la compañía de suministro determinará el número de las cajas de registro que faciliten la introducción del cable en el ducto, recomendándose instalarlas en los puntos de cambio de dirección del ducto.

2.3.3 CONDUCTORES DE ACOMETIDA

Para acometidas de servicio subterráneas, cuando el servicio es tomado de las líneas primarias de distribución, el cable subterráneo de acometida es suministrado e instalado por la compañía de electricidad en una distancia no mayor de 50 mts.. Cuando la distancia es mayor, el cliente debe contribuir con el costo de la extensión adicional de cable. Analizaremos dos tipos de cables tripolares empleados en la Empresa Eléctrica Quito, uno de acuerdo con normas europeas y el otro de acuerdo con normas americanas.

El primero de ellos es un cable tripolar armado con aislamiento de papel impregnado de aceite, construido según las normas VDE 0255, para tensiones nominales de hasta 30 KV. Podemos visualizar y explicar sus componentes de acuerdo con la fig. 2.7.

Los conductores son de cobre o de aluminio, en forma de sector, su configuración es de cable de camisa y se lo puede instalar tendido directamente en el suelo y en ductos de cemento para cruces de calzada.

Cada uno de los conductores lleva aislamiento de papel impregnado, se cablean entre sí y reciben en conjunto una nueva envoltura de papel a manera de arrollamiento, lo cual constituye el llamado aislamiento de cinturón, sobre el cual se sujeta a presión una envoltura de plomo sin costuras. Los espacios que quedan entre los tres conductores reciben un relleno de papel.

Hay que anotar que el papel es un excelente material aislante siempre y cuando no presente pequeños poros, que lo hacen un material higroscópico. Este inconveniente se evita impregnando el cable con un aceite aislante con una temperatura entre 100 y 120° C. La masa se hace fluida a esta temperatura y es absorbida por el cable que se halla bajo la acción del vacío. A las temperatu-

ras de servicio del cable, la masa impregnante es entre viscosa y plástica. Para evitar la entrada de humedad se rodea al cable de una funda de plomo.

Para tendido bajo el suelo, se rodea al cable de una banda de papel asfáltico, una armadura en dos capas de cinta de hierro y una vaina protectora exterior de yute impregnado.

El segundo tipo es un cable tripolar armado para 8 KV con aislamiento de papel, envoltura de plomo y capa de PVC, construido según las normas AMIC-IPCEA, para cuya descripción nos valdremos de la Fig. 2.8.

Cada uno de los conductores de cobre cableados lleva una capa de papel estañado en forma de tiras, sobre la cual se coloca un aislamiento de papel impregnado a prueba de migración de aceite. A continuación se envuelve una cinta de cobre o pantalla electrostática (a veces no requerida) junto con una cinta o papel de color que diferencie cada fase; encima de los tres conductores que se unen para formar el cable tripolar aparece otra vez el aislamiento de papel, luego la envoltura de plomo y finalmente una capa de PVC.

En la Empresa Eléctrica del Ecuador se utiliza en cambio para acometida aérea en alta tensión tres cables monopolares que están recubiertos de una capa de "vulkene", sobre ella una cinta semiconductora, luego una pantalla electrostática de cobre y por último un recubrimiento termoplástico de PVC.

Hay ciertas circunstancias que favorecen la instalación de 3 cables monopolares antes que de un tripolar para la utilización desde el poste hasta el punto de llegada a los bornes de los transformadores y éstas son las siguientes: se reduce la probabilidad de fallas fase-fase, facilita la separación de la acometida y las conexiones del dispositivo de seccionalización y en caso de fallas

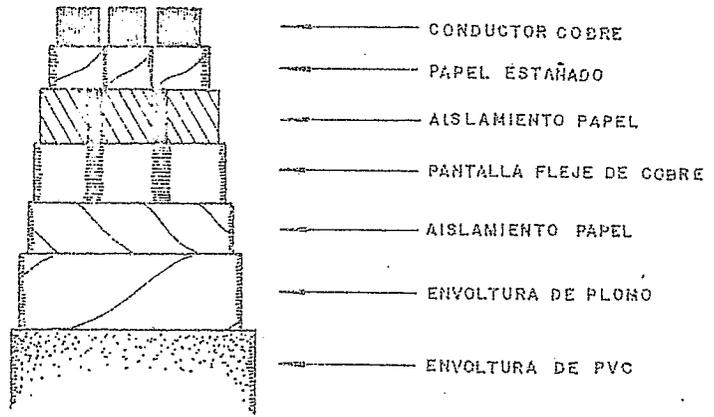


FIG. 2.8

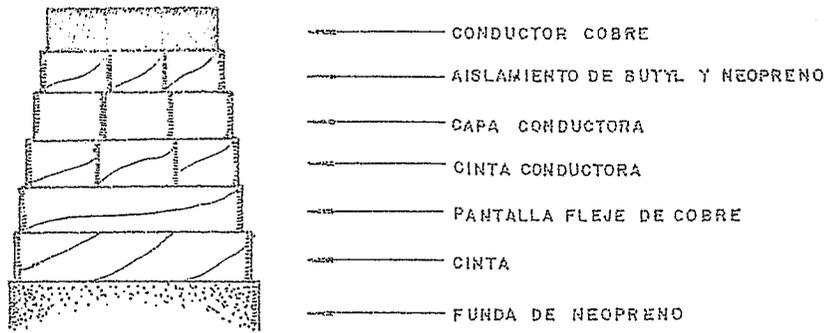


FIG. 2.9

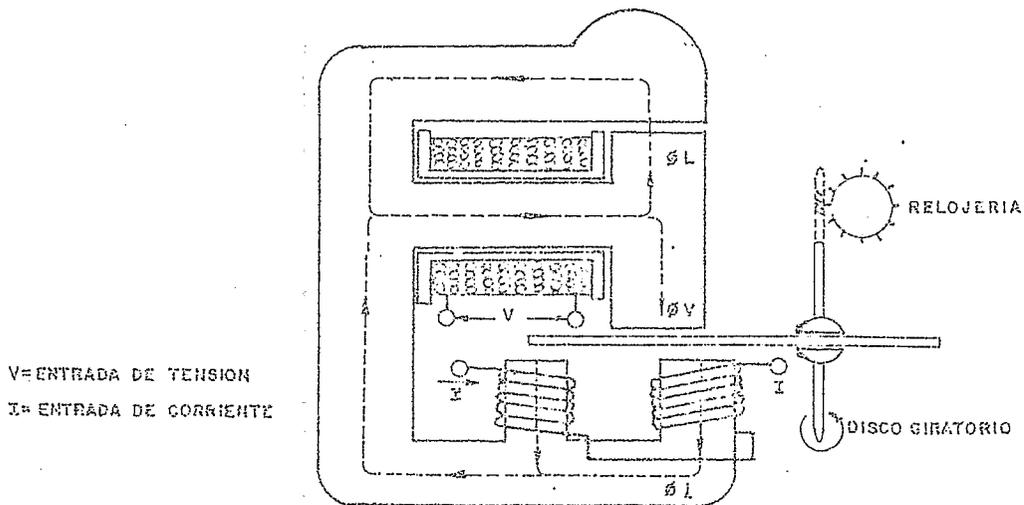


FIG. 2.14

en el cable es más fácil su reparación.

Dentro de los cables monopolares empleados por la Empresa Eléctrica Quito podemos citar tres variedades: cable "protodur" y cable "prototaen", ambos para 20 KV, y cable con aislamiento de butyl y neopreno para 8 KV. Los tres son similares, diferenciándose únicamente en el tipo de la primera capa de aislamiento que recubre el conductor. Así pues, analizaremos la estructura de uno de ellos por ser el de mayor demanda. Ver figura 2.9.

Esta variedad consta de un conductor cableado, sobre el cual aparece una cinta aislante, sobre ésta tenemos la capa de butyl y neopreno con un espesor que varía de acuerdo con el calibre. La siguiente capa es de material conductor y encima de ésta se envuelve una cinta conductora; a continuación hay una pantalla muy fina de cobre, la cual es protegida con otra cinta de material textil y recubriendo a todo el conjunto una funda de neopreno. El espesor del aislamiento de butyl y de la funda de neopreno está de acuerdo con las normas IPCEA.

Refiriéndonos ahora al tamaño de los conductores de acometida debo anotar que el mínimo aceptado por los códigos de diferentes países para instalación subterránea es el número 8 AWG, aunque naturalmente hay empresas suministradoras de energía como la de Guayaquil que han estandarizado el calibre número 2 AWG para esta aplicación.

2.3.4. DISPOSICIONES PARA LA INSTALACION.- PROTECCION MECANICA

Analizaremos en primer lugar los accesorios necesarios para el tendido de los cables cuando la red primaria es de tipo aéreo, los cuales pueden verse en conjunto en la figura 2.10.

La instalación comienza con la "extensión de línea primaria" que llega al poste de distribución. En la cruceta superior se coloca el porarroyos, generalmente tipo autoválvula, con su respectiva

conexión a tierra, consistente de cable desnudo de cobre, cableado y estañado, A partir del alimentador primario la acometida en pieza propiamente con la conexión, mediante un conector de bronce tipo perno hendido, a un cortacircuitos fusible con su respectiva tirafusible y de aquí al terminal tipo invertido para cable tripolar, relleno con masa compound aislante, de donde sale el cable tripolar armado pegado al poste, hasta una distancia de tres metros desde el suelo, desde donde va recubierto por un tubo de hierro galvanizado, el cual penetra en el terreno en forma curvada hasta dar con la canalización que va debajo de la acera. (Ver figura 2.10) En este trayecto el cable generalmente va directamente enterrado, pero cuando atraviesa calles y terrenos contiguos a la cámara va en ductos de dos vías, cuatro vías, etc. Finalmente la canalización termina por debajo de la cámara de transformación y de este sitio en adelante el cable tripolar continua su trayectoria hasta dar con un terminal vertical, desde donde salen, a través de aisladores de porcelana, cables monopolares similares a los descritos anteriormente, los mismos que van al equipo de medición, si ésta se realiza en el lado de alta tensión, o sino a las barras generales.

Es necesario describir brevemente el sistema empleado en Guayaquil para la instalación de los conductores de acometida. Del último poste al cual llega la extensión de la línea primaria parten los conductores a los cortacircuitos-fusibles, sin utilizar para rrayos debido al bajo nivel isocerámico y de aquí pasan a los terminales (pothead) individuales, como los de la figura 2.6, o a las campanas (cones), de donde salen a tres cables monopolares protegidos por un tubo de hierro galvanizado en una longitud de 7.50 mts., el mismo que baja pegado al poste, penetra dentro de la acera formando una curva suave y sigue así debajo de la misma hasta llegar al punto de entrada a la cámara, desde donde los cables monopolares van finalmente al equipo de medición si ésta se realiza en alta tensión, o sino, preparados previamente, caen directamente a los bornes primarios del banco de transformadores.

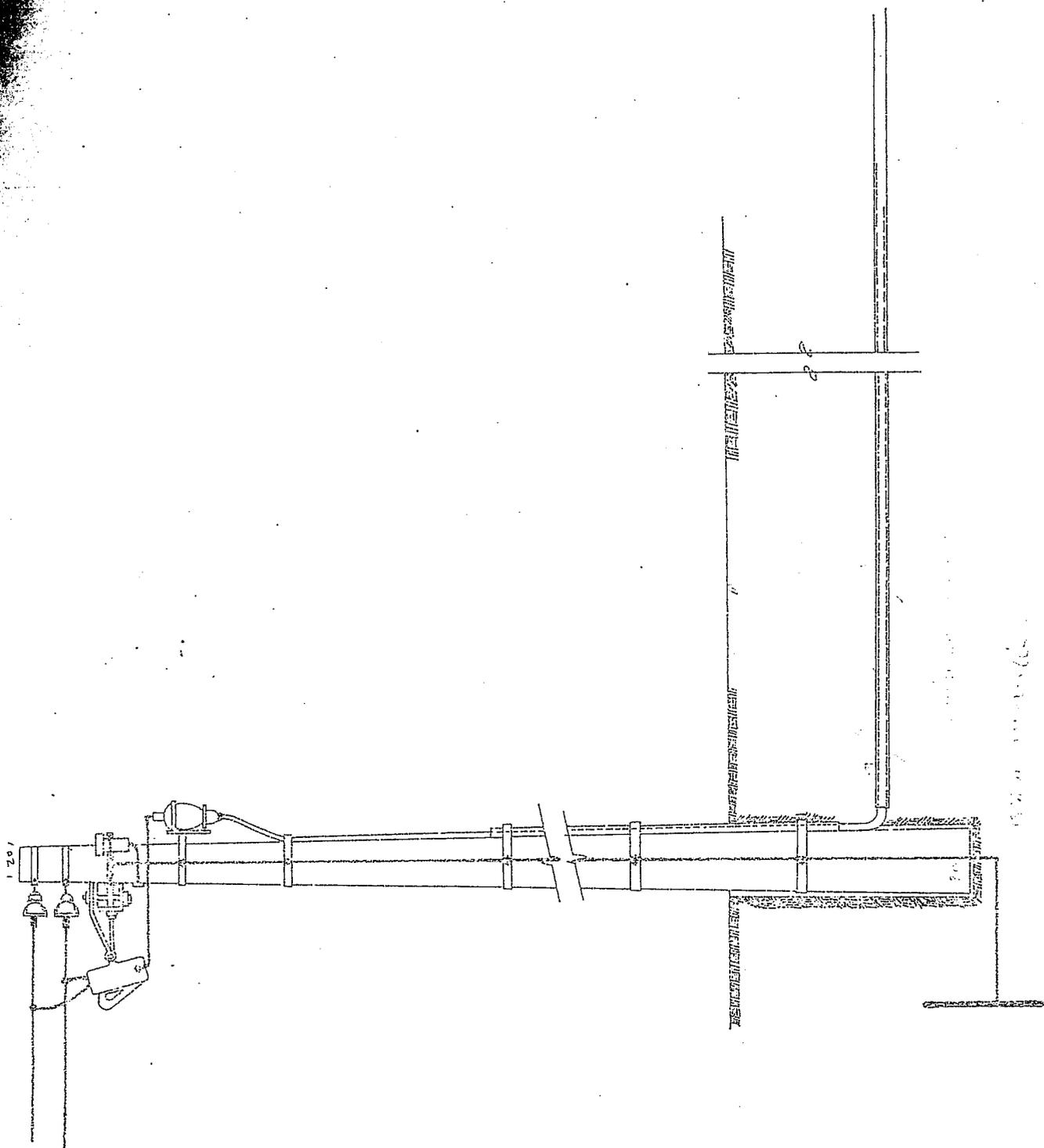


FIG. 2.10

INSTALACION DE ACOMETIDA SUBTERRANEA EN ALTA TENSION.

2.3.5 ZANJAS Y DUCTOS

Las zanjas para los circuitos de acometida primaria no necesitan ser muy profundas; sin embargo, de acuerdo con las normas utilizadas de varios países, nos inclinaremos a seleccionar una distancia de 60 cm. como profundidad mínima a la cual deben colocarse los cables.

En la Empresa Eléctrica Quito la instalación del cable se realiza cavando una zanja de 80 cm. de profundidad, sobre ella se echa arena amarilla para usarse como colchón del cable, se coloca éste, luego viene otra capa de arena también de unos 10 cm. y sobre ésta ladrillos tipo "mambrón". Encima del ladrillo viene la tierra hasta tapar completamente la zanja, a menos que eventualmente vayan en la misma canalización cables de baja tensión y alumbrado público, en cuyo caso sobre el ladrillo nombrado últimamente vendrá una capa de arena, luego los cables, arena otra vez, un último ladrillo y finalmente la capa de tierra.

En el tendido de los cables hay que protegerlos principalmente contra la tensión, pandeo, tracción excesiva, así como contra la presión y curvatura muy pronunciada. El radio mínimo de curvatura en cables de alta tensión debe ser por lo menos 15 veces mayor que el diámetro exterior del cable.

El ancho de la zanja puede variar de 15 a 75 cm. en las instalaciones, dependiendo de si la zanja es utilizada para otros servicios, de si se usa ducto o tubería, etc. Una protección mecánica sobre los cables directamente enterrados es la mejor práctica, pero no siempre necesaria. Se puede conseguir una adecuada protección mediante tabloncitos de madera impregnados con sustancias anticorrosivas o también con canales de concreto provistos en forma de "V" invertida colocados sobre los cables.

Los cables con envoltura de plomo generalmente son usados solo en sistemas que usan conduit o ducto y no en sistemas con el cable

en el cable es más fácil su reparación.

Dentro de los cables monopolares empleados por la Empresa Eléctrica Quito podemos citar tres variedades: cable "protodur" y cable "prototaen", ambos para 20 KV, y cable con aislamiento de butyl y neopreno para 8 KV. Los tres son similares, diferenciándose únicamente en el tipo de la primera capa de aislamiento que recubre el conductor. Así pues, analizaremos la estructura de uno de ellos por ser el de mayor demanda. Ver figura 2.9.

Esta variedad consta de un conductor cableado, sobre el cual aparece una cinta aislante, sobre ésta tenemos la capa de butyl y neopreno con un espesor que varía de acuerdo con el calibre. La siguiente capa es de material conductor y encima de ésta se envuelve una cinta conductora; a continuación hay una pantalla muy fina de cobre, la cual es protegida con otra cinta de material textil y recubriendo a todo el conjunto una funda de neopreno. El espesor del aislamiento de butyl y de la funda de neopreno está de acuerdo con las normas IPCEA.

Refiriéndonos ahora al tamaño de los conductores de acometida debo anotar que el mínimo aceptado por los códigos de diferentes países para instalación subterránea es el número 8 AWG, aunque naturalmente hay empresas suministradoras de energía como la de Guayaquil que han estandarizado el calibre número 2 AWG para esta aplicación.

2,3,4. DISPOSICIONES PARA LA INSTALACION.- PROTECCION MECANICA

Analizaremos en primer lugar los accesorios necesarios para el tendido de los cables cuando la red primaria es de tipo aéreo, los cuales pueden verse en conjunto en la figura 2.10.

La instalación comienza con la "extensión de línea primaria" que llega al poste de distribución. En la cruceta superior se coloca el pararrayos, generalmente tipo autoválvula, con su respectiva

conexión a tierra, consistente de cable desnudo de cobre, cableado y estañado. A partir del alimentador primario la acometida en pieza propiamente con la conexión, mediante un conector de bronce tipo perno hendido, a un cortacircuitos fusible con su respectiva tirafusible y de aquí al terminal tipo invertido para cable tripolar, relleno con masa compound aislante, de donde sale el cable tripolar armado pegado al poste, hasta una distancia de tres metros desde el suelo, desde donde va recubierto por un tubo de hierro galvanizado, el cual penetra en el terreno en forma curvada hasta dar con la canalización que va debajo de la acera. (Ver figura 2.10) En este trayecto el cable generalmente va directamente enterrado, pero cuando atraviesa calles y terrenos contiguos a la cámara va en ductos de dos vías, cuatro vías, etc. Finalmente la canalización termina por debajo de la cámara de transformación y de este sitio en adelante el cable tripolar continua su trayectoria hasta dar con un terminal vertical, desde donde salen, a través de aisladores de porcelana, cables monopolares similares a los descritos anteriormente, los mismos que van al equipo de medición, si ésta se realiza en el lado de alta tensión, o sino a las barras generales.

Es necesario describir brevemente el sistema empleado en Guayaquil para la instalación de los conductores de acometida. Del último poste al cual llega la extensión de la línea primaria parten los conductores a los cortacircuitos-fusibles, sin utilizar para rayos debido al bajo nivel isocerámico y de aquí pasan a los terminales (pothead) individuales, como los de la figura 2.6, o a las campanas (cones), de donde salen a tres cables monopolares protegidos por un tubo de hierro galvanizado en una longitud de 7.50 mts., el mismo que baja pegado al poste, penetra dentro de la acera formando una curva suave y sigue así debajo de la misma hasta llegar al punto de entrada a la cámara, desde donde los cables monopolares van finalmente al equipo de medición si ésta se realiza en alta tensión, o sino, preparados previamente, caen directamente a los bornes primarios del banco de transformadores.

2.3.5 ZANJAS Y DUCTOS

Las zanjias para los circuitos de acometida primaria no necesitan ser muy profundas; sin embargo, de acuerdo con las normas utilizadas de varios países, nos inclinariamos a seleccionar una distancia de 60 cm. como profundidad mínima a la cual deben colocarse los cables.

En la Empresa Eléctrica Quito la instalación del cable se realiza cavando una zanja de 80 cm. de profundidad, sobre ella se echa arena amarilla para usarse como colchón del cable, se coloca éste, luego viene otra capa de arena también de unos 10 cm. y sobre ésta ladrillos tipo "mambrón". Encima del ladrillo viene la tierra hasta tapar completamente la zanja, a menos que eventualmente vayan en la misma canalización cables de baja tensión y alumbrado público, en cuyo caso sobre el ladrillo nombrado últimamente vendrá una capa de arena, luego los cables, arena otra vez, un último ladrillo y finalmente la capa de tierra.

En el tendido de los cables hay que protegerlos principalmente contra la tensión, pandeo, tracción excesiva, así como contra la presión y curvatura muy pronunciada. El radio mínimo de curvatura en cables de alta tensión debe ser por lo menos 15 veces mayor que el diámetro exterior del cable.

El ancho de la zanja puede variar de 15 a 75 cm. en las instalaciones, dependiendo de si la zanja es utilizada para otros servicios, de si se usa ducto o tubería, etc. Una protección mecánica sobre los cables directamente enterrados es la mejor práctica, pero no siempre necesaria. Se puede conseguir una adecuada protección mediante tabloncillos de madera impregnados con sustancias anticorrosivos o también con canales de concreto prevaciados en forma de "V" invertida colocados sobre los cables.

Los cables con envoltura de plomo generalmente son usados solo en sistemas que usan conduit o ducto y no en sistemas con el cable

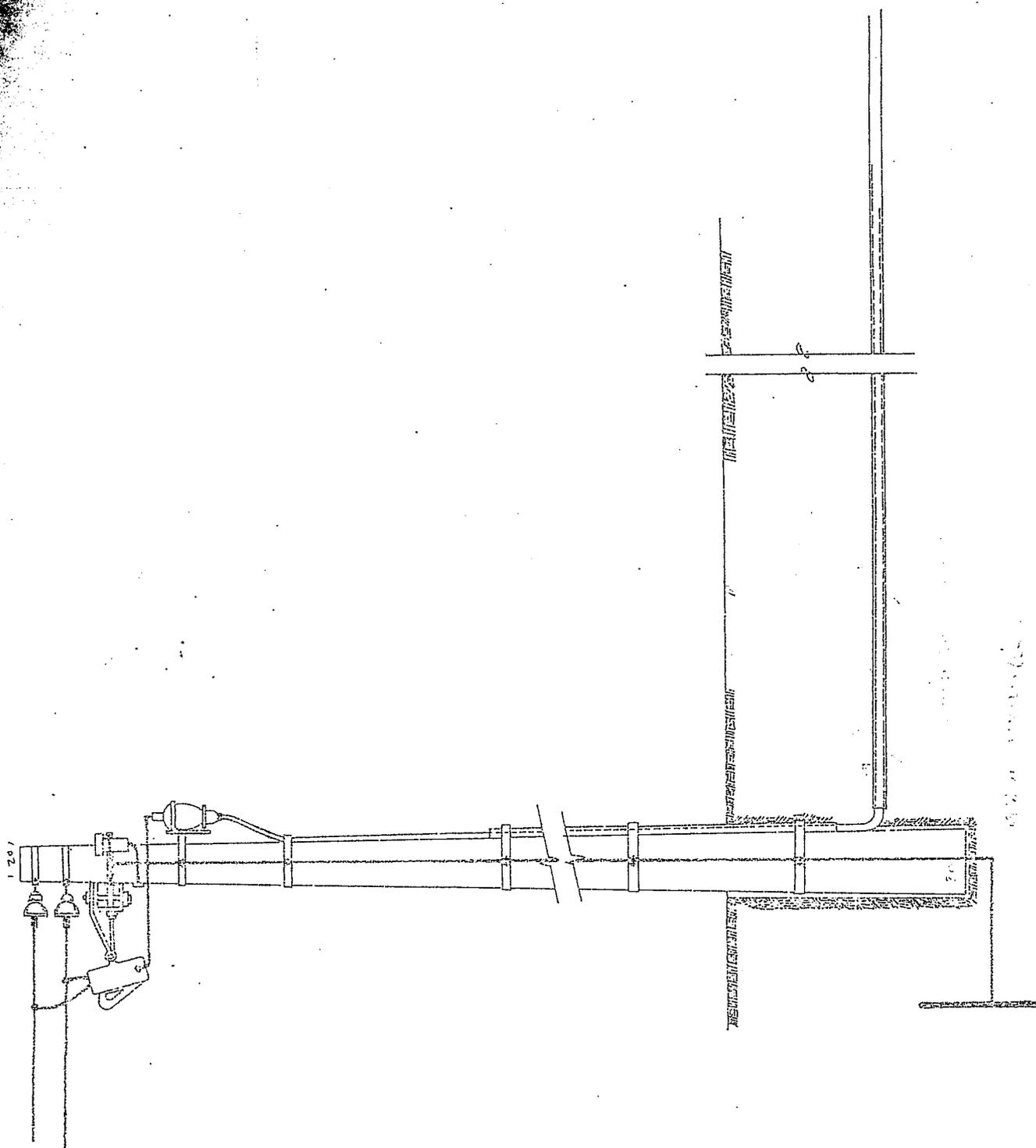


FIG. 2.10

INSTALACION DE AGOMETIDA SUBTERRANEA EN ALTA TENSION.

directamente enterrado. Otras instalaciones emplean cable forrado con neopreno aislado con caucho para sistemas en ductos y con cables directamente enterrados.

Cuando el sistema de ductos eléctricos corra paralelo con otras instalaciones subterráneas, no deberá instalarse debajo o encima de éste otro sistema, sino de un lado. Al cruzar otras instalaciones subterráneas se deberá mantener una separación mínima de 30 cm.

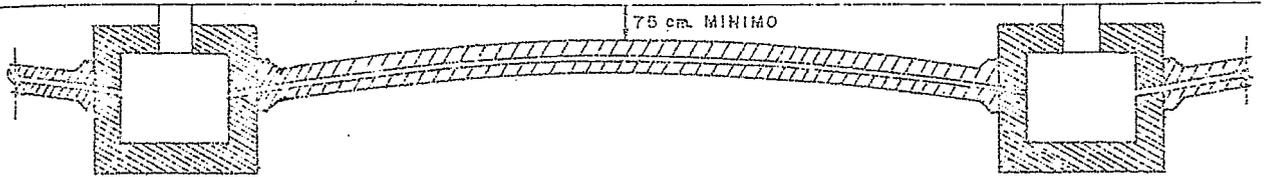
Las disposiciones mínimas para las pendientes de ductos utilizados en el tendido de cables subterráneos, sobre todo aplicables a las calles de Quito por su especial topografía, podemos observarlas en la figura 2.11.

2.4 EQUIPO DE ACOMETIDA

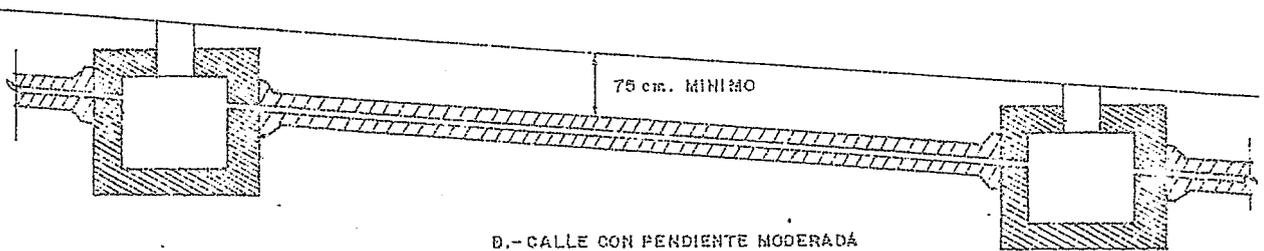
Se entiende por equipo de acometida el conjunto de aparatos y dispositivos localizados cerca del punto de entrada de los conductores de alimentación a un edificio que constituyen el control principal y los medios de corte de la energía al mismo edificio. Dentro de estos dispositivos se incluyen los disyuntores, seccionadores, fusibles y accesorios para los cables de entrada de acometida.

En ésta sección hablaremos de aspectos generales del equipo de acometida, y como en su mayoría está compuesto de dispositivos de protección, que los trataremos detalladamente en el Capítulo IV, sólo nos limitaremos a revisar las características principales de los accesorios para los cables de entrada de acometida, y por tratarse de un equipo asociado con el de acometida, también el equipo de medición.

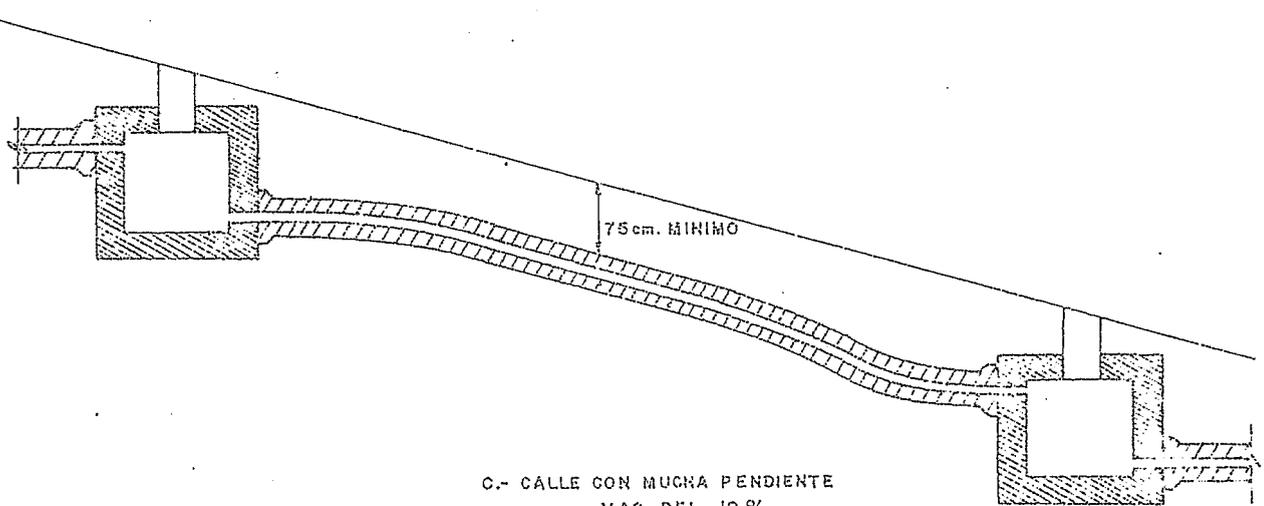
2.4.1 TERMINALES O CABEZOTES



A.- CALLE HORIZONTAL
PENDIENTE DOBLE



B.- CALLE CON PENDIENTE MODERADA
PENDIENTE MODERADA



C.- CALLE CON MUCHA PENDIENTE
MAS DEL 10 %.

PENDIENTE MINIMA REQUERIDA PARA LOS DUCTOS 0.3 %

FIG. 2.11

PENDIENTE DE DUCTOS

Dentro de los accesorios necesarios para los cables de una acometida subterránea debemos anotar el terminal invertido o cabezote para cable tripolar armado, expuesto a la intemperie, uno de cuyos modelos (casa ARG), lo podemos ver en la figura 2.12. Su misión principal es la de evitar la penetración de humedad en el interior del cable y además evitar la salida de la masa aislante de relleno.

Por otra parte, ya en la cámara de transformación se debe instalar un terminal recto para cable tripolar armado de alta tensión, instalación interior, Los componentes de este dispositivo los podemos visualizar en la figura 2.13 para el modelo G90150-99 de la casa BICO.

2.4.2 EQUIPO DE MEDICION

El equipo de medición constituye una de las partes más importantes de la instalación de un sistema de distribución, ya que permite a las compañías de suministro conocer cuantitativamente la energía consumida por sus clientes y así fijar las tarifas convenientes para obtener una rentabilidad razonable. En general a todos los clientes residenciales, comerciales y pequeños industriales con cos ϕ alto se les factura por el uso de la energía (Kwh), mientras que las facturas de consumidores industriales, comerciales y residenciales de gran consumo pueden incluir cargos por demanda. La medida de estas cantidades, dentro de una ajustada tolerancia, a un mínimo costo, es muy importante tanto para el productor como para el usuario del servicio eléctrico, tolerancia que usualmente se ha estipulado como el 1% según las normas internacionales en vigencia. A ciertos clientes industriales con cos ϕ bajo, es decir, con carga reactiva considerable, se les instala además contadores de energía reactiva.

Bajo condiciones normales de operación, el contador puede es -

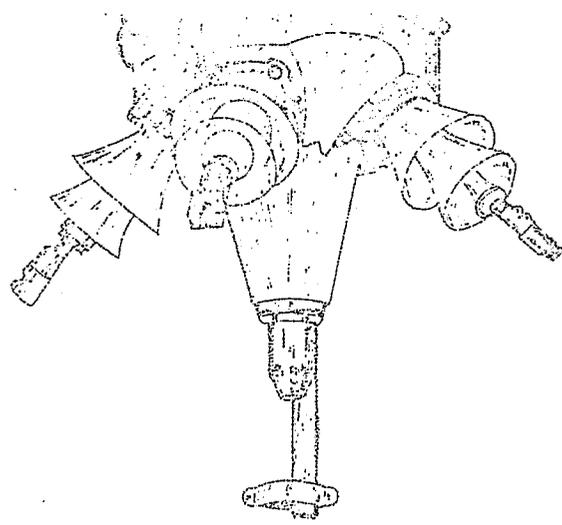


FIG. 2.12

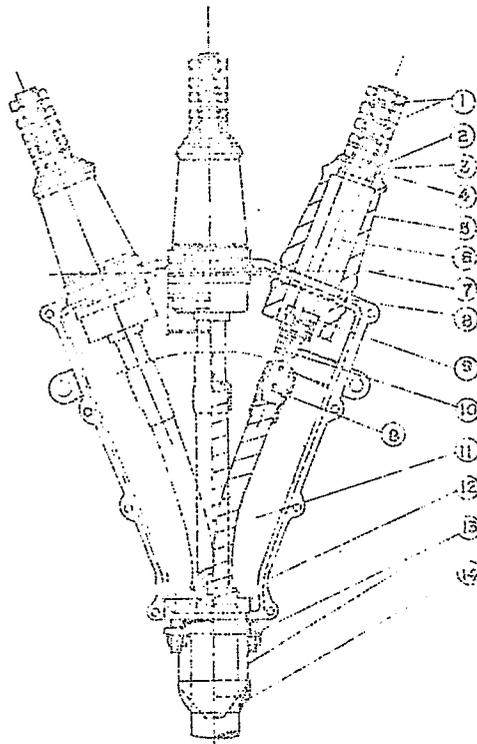


FIG. 2.13

- 1 YUERCAS DE SEGURIDAD DE BRONCE
- 2 ARANDELA DE BRONCE
- 3 ARANDELA DE UNION
- 4 MANGUITO DE MADERA
- 5 AISLADOR DE PORCELANA
- 6 VASTAGO DE COBRE
- 7 NIVEL DE COMPOUND, USO VERTICAL
- 8 CINTA AISLANTE
- 9 MANQUIVO ESPALMADOR AISLANTE
- 10 TUBO DE UNION DE COBRE
- 11 CAJA DE HIERRO PUEBLLO RELLENO CON COMPOUND SOLIDO MONTADO
- 12 LIGAZON DE CINTA
- 13 COLLARIN DE DOS PIEZAS

tar sujeto a variaciones en el voltaje de línea, frecuencia, carga, factor de potencia de la carga y temperatura.

En instalaciones de corriente alterna trifásica se emplean por lo general contadores de inducción, los cuales miden la energía eléctrica activa E , registrándose la potencia gracias a un sistema de medición que contiene bobinas de tensión con muchas espiras de hilo delgado, y bobinas de corriente, con pocas espiras de hilo grueso. Ver figura 2.14. Anotemos enseguida ciertas relaciones básicas que gobiernan el funcionamiento de estos mecanismos.

Ya que un contador consiste en esencia de un watímetro más un sistema integrador de tiempo, su funcionamiento responde a un momento motor

$$M_m = K_1 \cdot P, \quad (2.5)$$

Proporcional a la potencia activa P .

La energía eléctrica consumida será $E = P \cdot t$, (2.6) pero como la potencia suministrada puede variar constantemente, la energía se expresa como

$$E = \int_{t_1}^{t_2} P \cdot dt \quad (2.7)$$

donde $t_2 - t_1 =$ intervalo de tiempo de medición

Además existe un momento de frenamiento M_t , proporcional a la velocidad angular de rotación del disco, ω_0 , cuya expresión es:

$$M_t = k_2 \cdot \omega_0 = K_2 \cdot 2\pi f = K_2 \cdot 2\pi \cdot n/t$$

donde: $f =$ frecuencia (2.8)

$n =$ número de revoluciones

$t =$ intervalo de tiempo

O tomando incrementos:

$$M_t = K_2 \cdot 2 \pi \cdot dn/dt \quad (2.9)$$

Para una velocidad constante del disco los dos momentos deben equilibrarse. O sea:

$$M_m = M_E \quad (2.10)$$

$$K_1 \cdot P = K_2 \cdot 2 \pi \cdot dn/dt$$

$$K_1 \cdot P \cdot dt = K_2 \cdot 2 \pi \cdot dn$$

$$\int_{t_1}^{t_2} P \cdot dt = K \int_{n_1}^{n_2} dn$$

donde: n_1 = número de vueltas del disco al empezar la medición

n_2 = número de vueltas del disco al concluir la medición

$$\text{Finalmente tenemos:} \quad E = K \cdot n \quad (2.11)$$

El primer miembro de la ecuación determina el valor de la energía medida E (en un intervalo de tiempo) y el segundo da el número de vueltas del disco efectuado durante la medición. En definitiva, para un correcto registro del contador, debe cumplirse que la velocidad debe ser directamente proporcional a la potencia media, y el momento de frenado debe ser directamente proporcional a la velocidad.

2.4.2.1 CAPACIDADES Y PARAMETROS DE CONTADORES.- Para fines de aplicación se debe considerar las capacidades preferidas y las capacidades estandarizadas. En cuanto a las primeras, han sido establecidas mediante un compromiso entre la industria y el consumidor; mientras que las segundas se han reducido a señalar las especificaciones para los contadores tipo botonera y tipo socket.

Los medidores con bloque de terminales en la parte inferior se denominan tipo botonera (A), son muy utilizados en la Empresa Eléctrica Quito. Los medidores con terminales de bayoneta y cuyas conexiones quedan hechas automáticamente al instalárselos en una base metálica especialmente construida para el efecto se denominan tipo



socket (S), y son empleados en gran cantidad por la Empresa Eléctrica del Ecuador.

Los parámetros usuales aplicados a los contadores son la tensión, la frecuencia, la corriente y la carga nominal en KW

La especificación de voltaje de un contador para una aplicación particular depende del tipo de sistema que alimenta la carga a medirse. Para contadores autocontenidos aplicados a un sistema trifásico, 3 alambres, el medidor es especificado para un voltaje línea a línea. Para la medición de una carga servida desde un sistema trifásico, 4 alambres Y, el contador es especificado para un voltaje línea-neutro. Un contador diseñado para un voltaje entre líneas puede aplicarse en un sistema trifásico, 4 alambres delta.

Los valores normalizados de voltaje son 120, 240 y 480 V. y la frecuencia estandar es 60 ciclos/segundo. Dos especificaciones de corriente normalizadas son aplicables a cada medidor. De acuerdo con las normas AEIC-EEI-NEMA, la designación de clase de un contador denota el máximo del rango de carga en amperios. Las capacidades de corriente estandarizadas de las clases respectivas son 10 (para medidores conectados a través de transformadores), 100 y 200.

La capacidad de corriente de prueba de un medidor corresponde con el valor de corriente al cual el medidor es calibrado para la operación sobre su rango de carga. Los valores normalizados de la corriente de prueba de contadores monofásicos, tipos socket y botonera correspondientes a las siguientes clases son:

Clase	10	2.5	Amperios
"	20	2.5	Amperios (con transformadores)
"	100	15	Amperios
"	200	30	"

Además de los parámetros ya citados, en la placa de características del contador deben estar la clase de precisión en %, la forma de conexión (directamente o a través de transformadores de medida), capacidad de sobrecarga en % de la corriente nominal, la constante del contador en rev/Kw.h, la corriente límite en A., y la tensión de utilización (junto con el número de hilos). La corriente límite es la intensidad máxima a la cual un contador puede recibir una carga térmica constante, y hasta la cual se atiene a las disposiciones técnicas de medida.

En cuanto a la capacidad de sobrecarga hay que anotar que generalmente los contadores se pueden sobrecargar hasta el 200% y 400%, que se los utiliza sobre todo en viviendas que tienen cocina eléctrica, en locales de negocios y oficinas, en restaurantes, o si hay que contar con un gran aumento de la carga instalada en el domicilio del cliente.

2.4.2.2 CONTADORES CON TRANSFORMADOR DE MEDIDA.- Las cajas para contadores trifásicos se construyen hasta para 500 voltios y 200 amperios por fase, (caja tipo socket para contador trifásico). Para mayores tensiones y corrientes los contadores deben estar conectados a transformadores de medida, en cuyo caso se llaman contadores con transformador de medida. En general se deben emplear medidores en conjunto con transformadores en caso de cargas superiores a 70 KW. Los contadores que deben funcionar con dichos transformadores se suministran para tensiones de 120 y 240 voltios y para una intensidad nominal de 5 amperios y máxima de 20 amperios.

De lo anteriormente expuesto, se ve que se pueden medir cargas en el secundario de hasta 200 amperios sin necesidad de utilizar transformadores de corriente. Por otro lado, se puede demostrar que es factible realizar medición secundaria con transformadores de corriente para potencias de hasta 400 KW, ya que:

$$I = \frac{400 \text{ KV}}{0.224 \times 1.73 \times 0.85} = 1200 \text{ amperios,}$$

que pueden ser conducidos sin mayor problema por tres conductores de 500 MCM sin menoscabo de las normas mínimas de seguridad, ya que ellos pueden conducir continuamente 380 amperios. De éste modo se lograría un ahorro apreciable en el costo de transformadores de medida con la medición secundaria, ya que con ésta se podría evitar usar transformadores de corriente en muchos casos, en tanto que con la medición primaria siempre se tendría que adquirir ambos tipos de transformadores.

Los contadores con transformador, con mecanismo contador de primario indican directamente en Kwh el consumo del primario, ya que en la relación de transformación del mecanismo contador se encuentra la relación de transformación nominal de los transformadores de medida, por lo tanto estos contadores sólo pueden conectarse a los transformadores indicados en la placa de características, la cual también contiene el número de revoluciones del disco referido a la potencia del primario. Los datos de la tensión nominal de entrada y de la intensidad nominal del primario y las correspondientes magnitudes nominales del secundario se indican en forma de quebrados.

En otras ocasiones es conveniente elegir contadores de transformador con mecanismo contador de secundario. Para obtener el consumo del primario, los Kwh indicados por el contador se deben multiplicar por la relación de transformación nominal de transformadores de corriente y tensión. Si se designa por U_1 la relación de transformación de los transformadores de tensión y por U_2 la de los transformadores de corriente, el registro de los contadores se debe multiplicar $U_1 \times U_2$.

Los contadores con mecanismo contador de secundario ofrecen la

ventaja de que, en todo momento, pueden cambiarse a voluntad, sin tener en cuenta las relaciones de transformación de los transformadores de medida. Si el valor de conexión de una instalación varía de modo que los transformadores de corriente instalados deben reemplazarse por otros con diferente relación de transformación, entonces los contadores pueden quedar como están, en cuyo caso sólo ha de cambiarse el rótulo adicional que llevan éstos por otro que lleve los nuevos valores del transformador y el nuevo factor de multiplicación.

Finalmente anotemos que en Guayaquil las instalaciones que requieren cámara de transformación, para un sólo cliente, necesitan medidores de energía (Kwh) y además de demanda (KW o KVA), ya que la empresa de Guayaquil considera que no puede darse el lujo de cobrar sólo una tarifa por el consumo mensual sino también otra por los cargos de inversión con los que ella ha corrido para proporcionar al cliente la máxima carga que ésta ha solicitado, aun en el caso que no la llegara a utilizar.

La Empresa "Quito" en cambio establece un consumo mínimo de energía para estas instalaciones. En el primer caso hay que considerar la tarifa máxima para el cálculo del precio básico y se recurre al promedio de carga máxima en KW, que aparece en el transcurso de un período de lectura; entonces se necesita de los llamados contadores de demanda, en donde el control del mecanismo contador de demanda se efectúa mediante un interruptor horario. En forma general, este tipo de medidores tiene como fin facilitar la regulación del precio de venta de la energía, ya que generalmente los abonados que han solicitado el servicio en alta tensión deben pagar una tarifa especial por el mismo, comunmente conocida como "tarifa por bloques".

2.4.3 TRANSFORMADORES DE MEDIDA

Son transformadores especiales que transforman intensidades y

tensiones a valores determinados para accionamiento de los aparatos de medida y a la vez, aíslan a éstos dispositivos de medida contra altas tensiones. La diferencia entre la magnitud primaria y secundaria, teniendo en cuenta la relación, es el error del transformador de medida. La suma vectorial de las cargas que consumen los instrumentos, contadores e inclusive los conductores secundarios forman en su conjunto la carga total (burden), consistiendo ésta de partes activas y reactivas.

Un esquema para la medición de la energía en alta tensión es el de la figura 2.15, en el cual se ha incluido dos transformadores de intensidad y dos de tensión, conectados en "V" lo cual nos proporciona una lectura trifásica completa, según el teorema de Blondel. El medidor es tipo botonera para sistema trifásico de cuatro conductores.

2.3.1 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Para el pedido de un transformador de corriente hay que dar las siguientes especificaciones al fabricante:

- a) Clase de voltaje nominal
- b) Nivel básico de aislamiento (BIL)
- c) Frecuencia
- d) Corrientes nominales primaria y secundaria
- e) Carga normalizada
- f) Clase de precisión

El error de un transformador de medida se mide en magnitud y fase: errores de intensidad o de tensión en porcentaje y errores de ángulo (β) en minutos. Este análisis se hace más adelante.

En lugar de la carga nominal para la cual es diseñado un transformador de medida, la potencia se indica generalmente en VA.

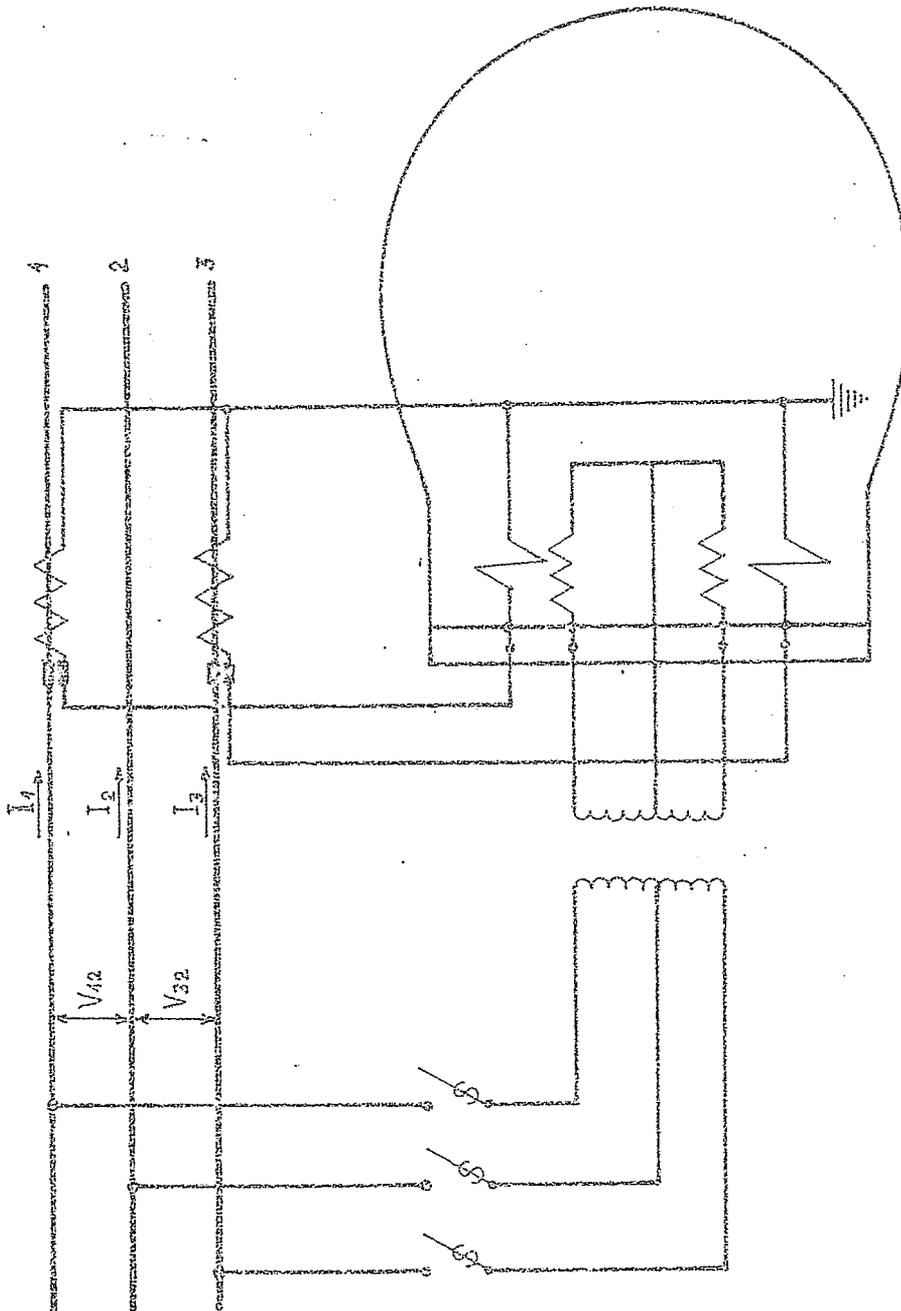


FIG. 2.15

CONEXIONES DE MEDIDA PARA UN SISTEMA TRIFASICO
DE 3 CONDUCTORES SIN NEUTRO

Las cargas normalizadas para transformadores de corriente se indican en la tabla 2.5, según lo especificado por las normas ASAC-57. La carga total de un transformador de medida puede expresarse analíticamente de dos formas:

$$\text{CARGA TOTAL } (\Omega) = \sqrt{(R_T)^2 + (X_T)^2} \quad (2.12)$$

$$\text{CARGA TOTAL (VA)} = \sqrt{(W_T)^2 + (\text{VAR})^2} \quad (2.13)$$

donde: R_T = resistencia total de los aparatos y conductores. $\left[\Omega \right]$
 X_T = reactancia total de los aparatos y conductores. $\left[\Omega \right]$
 W_T = consumo en vatios de los mismos aparatos
 VAR = consumo en volt-amperios reactivos de los mismos aparatos.

Se entiende que estos aparatos y conductores van conectados al secundario del transformador de medida. El factor de potencia del circuito viene dado por:

$$\cos \varphi = \frac{R_T}{\text{carga total } (\Omega)} = \frac{W_T}{\text{carga total (VA)}} \quad (2.14)$$

Hay que tener en cuenta que la potencia indicada por el contador estará afectada por el ángulo de fase β de los transformadores de corriente (ángulo entre las corrientes primarias y secundaria), por lo cual hay que encontrar cierto factor de corrección que compense dicho error. Para un esquema como el de la figura 2.15 que utiliza el método de los dos vatímetros tendremos que las lecturas de las potencias real y medida serán, de acuerdo al diagrama fasorial de la figura 2.16, las siguientes:

$$P = E_{12} \cdot I_1 \cdot \cos(\phi + 30) + E_{32} \cdot I_3 \cdot \cos(\phi - 30) \quad (2.15)$$

$$P_m = E_{12} \cdot I_1 \cdot \cos(\phi + 30 - \beta) + E_{32} \cdot I_3 \cdot \cos(\phi - 30 - \beta) \quad (2.16)$$

$$\begin{aligned} \text{donde: } I_1 &= I_{12} - I_{31} = I_{12} + I_{13} \\ I_3 &= I_{31} - I_{23} = I_{31} + I_{32} \end{aligned}$$

se han obtenido de acuerdo con el sentido de las corrientes indicado en la figura 2.17.

El factor de corrección por el cual se debe multiplicar la suma de las indicaciones de los instrumentos para obtener la potencia verdadera es:

$$K = \frac{\cos(\phi + 30) + \cos(\phi - 30)}{\cos(\phi + 30 - \beta) + \cos(\phi - 30 - \beta)} \quad (2.17)$$

que aproximadamente da:

$$K = \frac{1}{1 + \frac{\beta \cdot \text{tg } \phi}{3438}} \quad (\beta \text{ en minutos}) \quad (2.18)$$

Para compensar este error por defasaje hay que seleccionar adecuadamente la clase de precisión del transformador de medida. Las clases de exactitud normalizadas por la ASA para transformadores de corriente con fines de medición son: 0.3, 0.5, 0.6, 1.2, y 2.4. Esto significa por ejemplo que por cada 2.6 minutos de adelanto se obtiene una lectura 0.1% mayor que la real; por lo tanto la clase de precisión en este caso es 0.1 (para un factor de potencia de la línea 0.6).

Una especificación tal como 0.3 B 2.0 indicará que para todas las cargas de valor inferior a aquel dado por el transformador B 2.0 la exactitud deberá estar dentro de la clase 0.3.

Para protección del personal se deberán conectar a tierra tanto la caja como el secundario del transformador de medida.

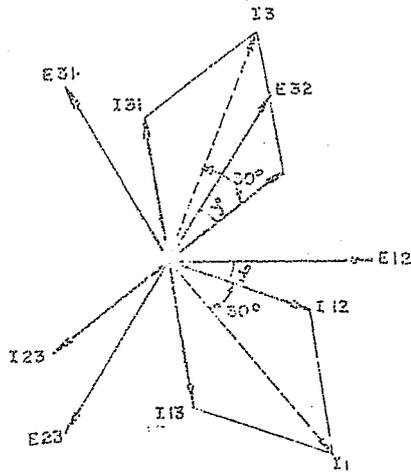


FIG. 2.16

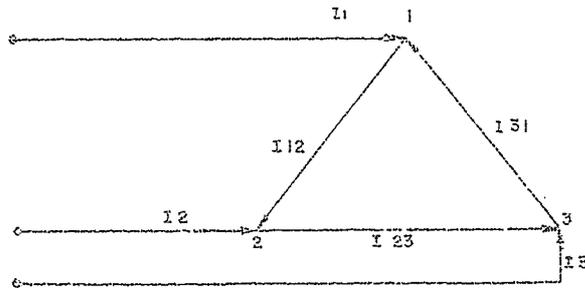


FIG. 2.17

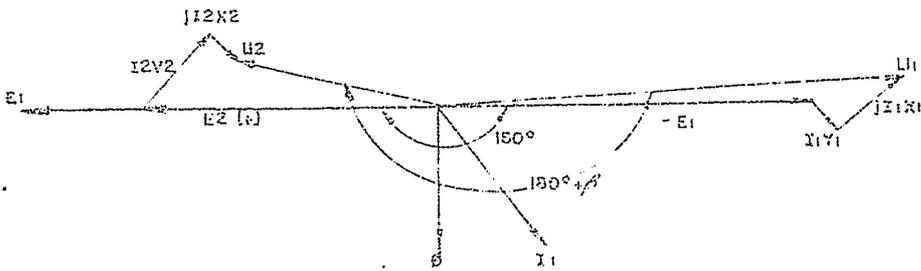


FIG. 2.18

Los transformadores de corriente se construyen del tipo seco para tensiones de hasta 3 KV y del tipo en masa aislante hasta tensiones de 15 KV.

Se deberá poner en cortocircuito el secundario de los transformadores de corriente antes de desconectar el instrumento, pues de otro modo toda la corriente primaria se convierte en corriente de excitación, engendrando así tensiones peligrosas.

TABLA 2.5

CARGAS NORMALIZADAS PARA LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

DESIGNACION DE LA CARGA NORMALIZADA	CARACTERISTICAS		CARACTERISTICAS PARA 60HZ Y 5A. DE I _s .		
	RESISTENCIA (Ω)	INDUCTANCIA (mH)	IMPEDANCIA (Ω)	VOLT-AMPERES	FACTOR DE POT.
B=0.1	0.09	0.116	0.1	2.5	0.9
B=0.2	0.18	0.232	0.2	5.0	0.9
B=0.5	0.45	0.580	0.5	12.5	0.9
B=0.9	0.81	1.044	0.9	22.5	0.9
B=1.8	1.62	2.088	1.8	45.0	0.9
B=1	0.50	2.300	1.0	25.0	0.5
B=2	1.00	4.600	2.0	50.0	0.5
B=4	2.00	9.200	4.0	100.0	0.5
B=8	4.00	18.400	8.0	200.0	0.5

2.4.3.2 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL.- Son aparatos de medida cuyo arrollamiento primario se conecta en derivación con la línea en la cual se desea saber la tensión. Se conseguiría una medición exacta de esta magnitud si la tensión secundaria fuera proporcional y defasada 180° con respecto a la tensión primaria, lo cual no se alcanza con precisión, ya que la tensión secundaria es algo menor que la que indicaría la relación de vueltas, y el defasamiento tampoco es exacto. Ver figura 2.12.

La diferencia con respecto a la magnitud se llama "error de relación", y la desviación de la posición correcta de fase se llama

"error de ángulo de fase".

El error de relación está definido por el valor del "factor de corrección de la relación" con la expresión:

$$\text{Factor de corrección de la relación} = \frac{\text{relación verdadera}}{\text{relación medida}}$$

$$\text{donde: relación verdadera} = \frac{\text{tensión primaria}}{\text{tensión secundaria}}$$

Para obtener la lectura correcta se deberá multiplicar la tensión medida por dicho factor. El ángulo de fase viene dado en minutos, y es positivo cuando el vector de la tensión secundaria, invertido, adelanta al vector de la tensión primaria.

El factor de corrección del ángulo de fase es similar al co - rrespondiente al de los transformadores de corriente y al obtenido en la fórmula (2.18) para la medición de la potencia trifásica trifililar con un vatímetro de dos elementos.

Los errores de un transformador de potencial dependen de la impedancia (burden) conectada en los terminales secundarios como de las propiedades del transformador. Las cargas normalizadas, según las normas ASA C-57, para transformadores de tensión están dadas en la tabla 2.66, considerando que la tensión secundaria puede to- narse fase-fase o fase-neutro.

TABLA 2.6

CARGAS NORMALIZADAS PARA TRANSFORMADORES DE TENSION

Cargas normaliz.		Características en base de 120 V				Caracter. en base de 69V.		
Design.	Volt-amp.	f. p.	Resist. (Ω)	Induct. (mH)	Imped. (Ω)	Resist. (Ω)	Induct. (H)	Imped. (Ω)
W	12.5	0.10	115.2	3.042	1152	38.4	1.014	384
X	25.0	0.70	403.2	1.092	576	134.4	0.364	192
Y	75.0	0.85	163.2	0.268	192	54.4	0.0894	64
Z	200.0	0.85	61.2	0.101	72	20.4	0.0336	24
ZZ	400.0	0.85	30.6	0.0504	36	10.2	0.0168	12

En cuanto se refiere a las clases de exactitud, las normas ASA toman en consideración el ángulo de fase, admitiendo que éste sea de mayor valor si el error de relación es tal que el efecto, introduciendo en la indicación del vatímetro por el ángulo, tiende a compensar el error de relación. Según estas normas, los transformadores de tensión con fines de medición tienen tres clases de exactitud: 0.3, 0.6 y 1.2. La designación completa sería por ejemplo 0.6 Y, lo cual significa que el ángulo β que hay que aumentar o disminuir por la lectura incorrecta es $(2.6 \text{ minutos} \times 0.6/0.1)$ y que el burden del transformador es 75 VA.

Las especificaciones para el pedido de un transformador de potencial son las siguientes:

- a) Clase de voltaje nominal.
- b) Relación de transformación.
- c) Nivel básico de aislamiento
- d) Frecuencia
- e) Carga normalizada
- f) Clase de precisión

C A P I T U L O I I I

TRANSFORMADORES EN INSTALACIONES INTERIORES

En el capítulo anterior hemos dado los procedimientos generales y las características básicas de los conductores, accesorios y equipo de acometida en alta tensión. Como complemento indispensable en este estudio debemos enfocar ahora la instalación de las cámaras de transformación, estudio que se referirá, con un criterio práctico, a la utilización de los transformadores y a la aplicación de las normas y recomendaciones con respecto a éstos y sus cámaras, antes que la profundización sobre la estructura y teoría del transformador.

En la primera parte daremos una visión en conjunto sobre aspectos generales de transformadores trifásicos y monofásicos. Enseguida abordaremos el análisis de los medios de protección contra agentes externos, que comprenden sistemas de seguridad mecánico, eléctrico y contra accidentes.

A continuación trataremos de una serie de disposiciones y recomendaciones aplicables a transformadores sumergidos de aceite, aska, rel y secos, los cuales tomarán en cuenta las clases de materiales empleados, como aislantes, así como también los niveles de ruido permisibles en instalaciones interiores. Terminaremos el capítulo con un estudio de los requerimientos mínimos que deben cumplir las cámaras de transformación en cuanto se refiere al volumen disponible, materiales de construcción, puertas, drenaje, cañerías, de agua y además con un cálculo de ventilación, tópicos que hasta hoy casi no se los ha considerado en los códigos y reglamentaciones nacionales existentes.

3.1 GENERALIDADES Y SITUACION

3.1.1 SITUACION.--

Un transformador es una máquina eléctrica de corriente alterna utilizada para transferir energía de un circuito a otro. En instalaciones interiores la energía llega en alta tensión a los bornes primarios y se la obtiene en baja tensión en los bornes secundarios o de utilización.

En éste y en los capítulos siguientes nos referiremos a transformadores que van situados en las llamadas cámaras de transformación, entendiéndose por transformador a una sola de éstas máquinas o a un banco polifásico de dos o tres transformadores monofásicos que funcionan como una unidad.

En cuanto se refiere a la continuidad del servicio, resulta más conveniente el uso de tres transformadores monofásicos, porque en caso de daño de alguno de ellos, los otros dos pueden seguir funcionando en conexión delta abierta, aunque sólo con el 52% de la capacidad hasta que se repare la falla.

Los transformadores deben instalarse de tal modo que permitan reducir al mínimo las posibilidades de su destrucción por el fuego o por cualquier otro agente nocivo. * [Los transformadores para zonas comerciales habrán de colocarse normalmente en cámaras situadas debajo de la acera o en los sótanos, lo más cerca del punto de entrada de los conductores de alimentación a tensión primaria.]

En las instalaciones industriales, sobre todo en las alejadas del centro de las urbes, los transformadores se colocan frecuentemente en cámaras situadas en el exterior del inmueble, sobre una pequeña construcción o estructura metálica, o en el suelo. Si la instalación industrial consta de varias secciones o edificios, es necesario instalar una cámara en cada uno de ellos, y en este caso tanto la subestación principal a la que llegan las líneas primarias de la compañía de electricidad como las cámaras mencionadas deben instalarse lo más cerca posible de los centros de carga con el fin de disminuir en todo lo posible la caída de tensión que pudiera presentarse.

3.1.2 POTENCIA

La potencia nominal de un transformador es la potencia útil que puede suministrar junto con las características de tensión, corriente, frecuencia y factor de potencia indicados por el fabricante. A mayores alturas de instalación sobre el nivel del mar se reduce la potencia debido a que disminuye la densidad del aire y la disipación del calor por convección también, según la ecuación:

$$W_c = 0.217 \times 10^{-3} \times F \cdot \theta^{4.25} \sqrt{g} \quad (3.1)$$

donde: W_c = vatios disipados

F = coeficiente de rozamiento del aire (1 para superficies planas.)

3.1.4 RENDIMIENTO

El rendimiento de un transformador es la relación entre la potencia útil suministrada por él y la potencia total absorbida por el mismo. Viene dado por:

$$\eta = \frac{P_a}{P_a + P_t} \cdot 100 (\%) \quad (3.2)$$

donde: P_a = Potencia activa suministrada por el transformador en KW
 P_t = Suma de las pérdidas totales en el hierro y en el cobre en KW

o también por:

$$\eta = 100 - \frac{P_o + a^2 \cdot P_c}{a \cdot P \cos \phi + P_c} \cdot 100 (\%) \quad (3.3)$$

donde: P = potencia nominal en KVA
 P_o = pérdidas en el hierro en KW
 P_c = pérdidas en el cobre en KW
 a = Factor de carga

3.1.5 TENSION DE CORTOCIRCUITO E IMPEDANCIA DE CORTOCIRCUITO

Para la determinación del valor de la tensión de cortocircuito nos valdremos de la figura 3.2, que nos muestra el diagrama fasorial simplificado del transformador.

El triángulo ABE de tal figura se llama triángulo de cortocircuito. Veamos su significado. Para obtener las magnitudes de éste triángulo debemos someter al transformador el ensayo en cortocircuito.

En la figura 3.3 se ha representado la disposición del ensayo a base también del diagrama equivalente simplificado. El ensayo consiste en unir los bornes secundarios del transformador en cortocircuito; se aplica entonces al primario una tensión de ensayo U_{cc} tal que, por dicho arrollamiento circule la corriente nominal I_1 . La tensión U_{cc} para una corriente de cortocircuito $I_{cc} = I_n$ se llama tensión de cortocircuito del transformador y es también igual a $I_1 \times Z_{cc}$, donde Z_{cc} es la impedancia de cortocircuito referida al primario. Dicha tensión toma un valor que viene dado por las resistencias óhmicas e inductivas del arrollamiento.

En general tensión de cortocircuito es la tensión que se debe aplicar a un devanado de un transformador para que, a través del mismo pueda circular su corriente nominal, mientras el otro devanado se halla en cortocircuito, con uno y otro en conexión para el funcionamiento a las tensiones nominales.

En la figura 3.4 tenemos en forma ampliada el triángulo de cortocircuito. De acuerdo a ella se tiene que:

$$U_{cc} = R_{cc} \cdot I_1 + j X_{cc} I_1 \quad (3.4)$$

$$U_{Rcc} = U_{cc} \cdot \cos \phi_{cc} \quad (3.5)$$

$$U_{Xcc} = U_{cc} \cdot \text{sen } \phi_{cc} \quad (3.6)$$

Los anteriores valores no suelen darse en voltios sino normalmente en porcentaje de la tensión nominal del bobinado en el cual se ha medido, como sigue:

$$E_{cc}\% = \frac{U_{cc}}{U_{1n}} \times 100 = \frac{Z_{cc} \cdot I_1}{U_{1n}} \times 100 \quad (3.7)$$

$$E_{Rcc}\% = \frac{U_{Rcc}}{U_{1n}} \times 100 = \frac{R_{cc} \cdot I_1}{U_{1n}} \times 100 \quad (3.8)$$

$$E_{Xcc}\% = \frac{UX_{cc}}{U_{1n}} \times 100 = \frac{X_{cc} \cdot I_1}{U_{1n}} \times 100 \quad (3.9)$$

- donde: Z_{cc} = impedancia de cortocircuito
 X_{cc} = reactancia de cortocircuito
 R_{cc} = resistencia de cortocircuito
 UX_{cc} = componente reactiva de la tensión de c.c
 UR_{cc} = componente resistiva de la tensión de c.c
 U_{1n} = tensión nominal de línea = U_1
 I_{1n} = Intensidad nominal de línea

Los valores porcentuales son independientes del lado del transformador en que se realice el ensayo, y de que se haga con referencia a la tensión entre fases o fase-neutro.

Por otra parte, colocando la ecuación (3.7) en la forma:

$$E_{cc} = \frac{Z_{cc}}{U_{1n}/I_{1n}} = \frac{Z_{cc}}{Z_n} \quad (3.10)$$

Se ve que la tensión de cortocircuito es el valor en tanto por ciento, de la impedancia de cortocircuito referido a la impedancia de la carga nominal. Ya que es posible sustituir un transformador por una reactancia y una resistencia, se puede calcular también la caída o variación de tensión ΔU en el mismo. Así pues, de acuerdo con la figura 3.2 se tiene aproximadamente:

$$\Delta U = U_{cc} (\cos \phi \cdot \cos \phi_{cc} + \sin \phi \cdot \sin \phi_{cc}) \quad (3.11)$$

o más exactamente, considerando que: (3.12)

$$DE = \frac{AD^2}{DO + EO} \approx \frac{(AM - DM)^2}{2 \cdot U_1} = \frac{(UX_{cc} \cdot \cos \phi - UR_{cc} \cdot \sin \phi)^2}{2 \cdot U_1}$$

se tiene por otra parte:

(3.13)

$$\Delta U = U_1 - nU_2 = UR_{cc} \cos \phi + UX_{cc} \sin \phi + \frac{(UX_{cc} \cos \phi - UR_{cc} \sin \phi)^2}{2 U_1}$$

donde: n = relación de transformación

Si las caídas de tensión resistiva y reactiva vienen expresadas en porcentaje de la tensión de referencia U_1 (100%) tendremos:

(3.14)

$$E(\%) = \frac{\Delta U \times 100}{U_1} = ER_{cc} \cos \phi + EX_{cc} \sin \phi + \frac{(EX_{cc} \cos \phi - ER_{cc} \sin \phi)^2}{200}$$

De la fórmula (3.11) se ve claramente que la caída de tensión es tanto mayor cuanto más elevada es la tensión de cortocircuito. Para que esa caída tenga valores reducidos, lo cual es deseable en los transformadores de distribución que trabajan sobre redes de baja, se tiene que mantener reducido el valor de U_{cc} . Por otra parte, la impedancia del transformador no debe ser demasiado baja a fin de que, en caso de cortocircuitos en la red, las corrientes que nacen como consecuencia de ellos y sus efectos no sean tan graves. Las impedancias más comunes en transformadores de distribución son del orden del 2 al 5% para transformadores monofásicos de hasta 500 KVA y del orden del 3 al 6% para transformadores trifásicos de hasta 1000 KVA.

Para finalizar esta sección, daremos un ejemplo práctico para comprender mejor los parámetros descritos. Sea un transformador monofásico de 10 KVA, 7.200 voltios en el primario y una tensión de cortocircuito igual a 2.3%. Entonces tendremos:

$$I_p = \frac{10 \text{ KVA}}{7.2 \text{ KV}} = 1.39 \text{ A}$$

$$U_{cc} = \frac{E_{cc} \% \times U_1 n}{100} = \frac{2.3 \times 7.200}{100} = 166 \text{ voltios}$$

$$Z \text{ carga nominal} = Z \text{ base} = \frac{7,200 \text{ V}}{1.39 \text{ A}} = 5130 \Omega$$

$$Z_{cc}\% = 2.3 \%$$

$$Z_{cc}(\Omega) = \frac{Z_{cc}(\%) \times Z_n}{100} = 119 \Omega$$

$$\text{o también: } Z_{cc}(\Omega) = \frac{Z_{cc}(\%) \times (KV)^2 \times 10}{KVA} = \frac{2.3 \times 10 \times (7.2)^2}{10} = 119 \Omega$$

3.1.6 GRUPO DE CONEXIONES

En los transformadores de corriente trifásica, los arrollamientos pueden estar conectados en estrella, en triángulo, en zigzag o en delta abierta. El grupo de conexión implica la clase de conexión de las fases de dos devanados de un transformador y también el desplazamiento angular de tensión entre el primario y el secundario por un número clave llamado índice horario. El número clave indica el múltiplo de 30° de retardo angular de los vectores secundarios fase-neutro (x-n, y-n, z-n) con los correspondientes vectores primarios fase-neutro (U-n, V-n, W-n).

Veamos por ejemplo el defasamiento angular para la conexión Dy5, que es empleada para transformadores grandes de distribución, en la figura 3.5.

3.1.7 TOMAS

Son derivaciones localizadas en el lado primario o secundario de un transformador, que proporcionan medios de regular tensiones a base de poder variar la relación de espiras N1/N2. No es económico disponer las tomas en baja tensión, o, en general, en arrollamientos con tensiones relativamente bajas, ya que las derivaciones de los devanados, y los contactos de los conmutadores tendrían que diseñarse para elevadas intensidades.

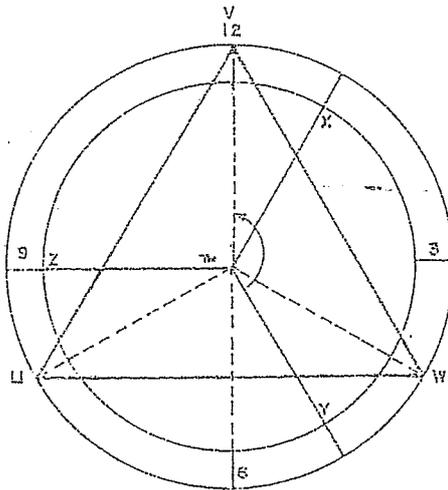


FIG. 3.5

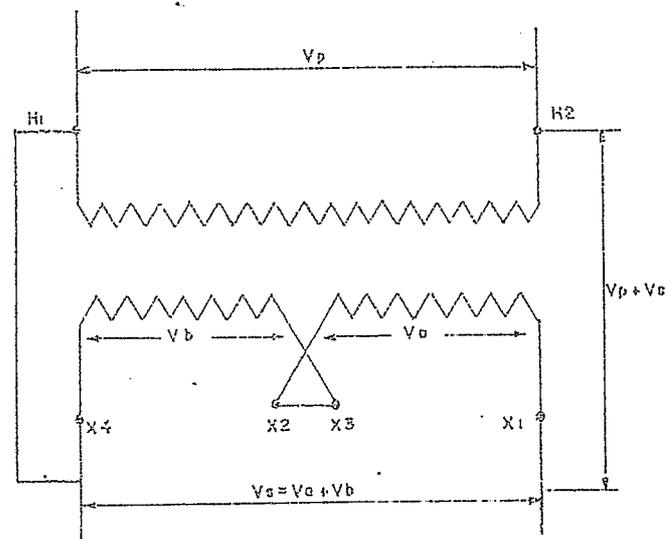


FIG. 3.6

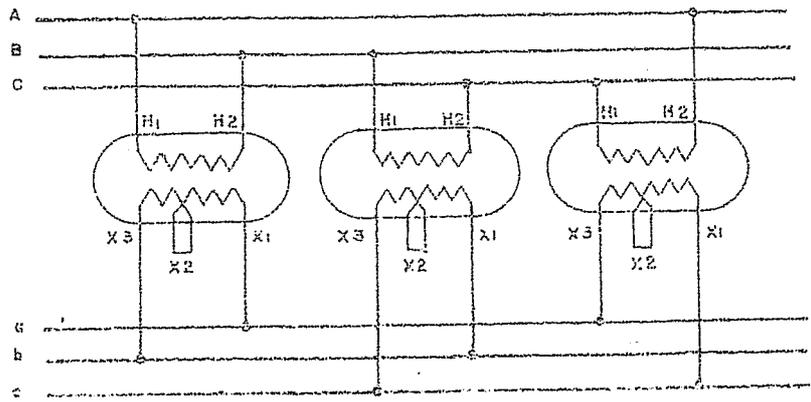


FIG. 3.7

El límite de regulación más usado es $\pm 5\%$ para transformadores de distribución, con posiciones de regulación por cada escalón de 2.5% en el primario.

En algunas ocasiones se hace la conmutación con el transformador sin tensión, pero en otras, dado que es intolerable la interrupción del servicio o dada la frecuencia con que se prevé realizar los cambios de tomas, la conmutación de tensión se realiza con carga.

3.1.8 GENERALIDADES SOBRE TRANSFORMADORES MONOFASICOS

3.1.8.1 POLARIDAD.- Este es un asunto de mucha importancia cuando se trata de poner en paralelo o se trata de formar un banco de dos o más transformadores. Las marcas de los bornes aparecen sobre la placa o diagrama de conexión que acompaña al transformador.

Las normas ASA estipulan que en general los terminales deberán distinguirse uno de otro marcándolos con una letra mayúscula seguida de un número. Las letras a usarse son "H" para los bornes de alto voltaje y "X" para los de bajo voltaje.

La polaridad es aditiva cuando el voltaje de los bobinados se añaden entre sí cuando están conectados los terminales adyacentes de los bobinados de alta y baja tensión. La polaridad es sustractiva cuando el voltaje instantáneo de los dos bobinados se sustraen entre sí cuando están conectados dichos terminales en la misma forma que antes. En ambos casos debe aplicarse un voltaje moderado a cualquiera de los bobinados (generalmente el de alta).

Para la polaridad sustractiva los bornes H1 y X1 quedan directamente opuestos, y para la polaridad aditiva los bornes H1 y X1 quedan diagonalmente. Ver figura 3.6

Las conexiones normalizadas para usar sobre transformadores de distribución monofásicos para servicio trifásico se encuentran en las figuras 3.7, 3.8 y 3.9.

De acuerdo con las normas industriales, todos los transformadores monofásicos de hasta 200 KVA de capacidad, con un voltaje de alta de hasta 8660 voltios tienen polaridad aditiva. Todos los demás tendrán polaridad sustractiva.

3.1.8.2 BANCOS TRIFÁSICOS.- Una buena parte de las empresas suministradoras de energía eléctrica, como por ejemplo la Empresa Eléctrica Quito, usan en las cámaras transformadores trifásicos, entre otras cosas porque pesan menos, cuestan menos que el equivalente de tres unidades monofásicas y ocupan espacios notablemente menores; pero, por otra parte, cualquier fallahace indispensable el reemplazo de la unidad entera para su reparación o cambio.

El banco monofásico, por el contrario, permite el reemplazo de una de sus unidades casi sin interrupción en el servicio y permite mantener en forma muy cómoda una reserva de unidades para cubrir esta eventualidad, cosa que sería mucho más costosa con unidades trifásicas.

Un banco balanceado de transformadores está formado de tres transformadores monofásicos similares para un servicio trifásico. En general, también se presentan bancos desequilibrados en instalaciones reales. A continuación haremos un análisis de las formas de conexión más usuales en los bancos de transformadores.

1. Delta - Delta.- Los transformadores deben tener las mismas relaciones de transformación, impedancias y tomas (si son usadas). Si las relaciones de vueltas de los tres transformadores no son iguales, habrá una corriente circulatoria en

el triángulo, lo que dará como resultado un sobrecalentamiento y una reducción de duración de la vida. Los transformadores cuyas impedancias difieran en un 10% no deberán operarse juntos en esta conexión.

Cada transformador opera como una unidad monofásica sobre su propia fase y puede alimentar sus KVA nominales. Esta conexión no debería usarse con transformadores OSP que alimentan una carga combinada trifásica y monofásica a tres alambres.

El diagrama de conexiones de un banco trifásico en delta - delta, polaridad aditiva, con conexión serie de los bobinados de bajo voltaje se muestra en la figura 3.7.

2. Estrella - delta.- Si el neutro de alto voltaje del banco de transformadores es conectado al neutro del circuito, el banco puede sufrir avería por una de las siguientes razones:

- a) El banco conducirá corriente circulatoria en la delta con el objeto de balancear cualquier carga desequilibrada conectada a la línea primaria después del banco.
- b) El banco alimentará con corriente de falla a cualquier falla en el circuito al cual será conectado.
- c) Además el banco provee una delta en la cual circularán las corrientes de tercera armónica.

Todos estos efectos causan que el banco conduzca corriente adicional a su corriente de carga normal, y a menudo ésta combinación es suficiente para causar la quemazón del banco.

Quando se usa esta conexión sin conectar el neutro de alto voltaje del transformador, al neutro del circuito, un conductor abier

to en el primario produce una entrada y una salida monofásica del banco.

La protección usual contra sobrecarga en estos casos consiste de dispositivos de protección en dos de los conductores, y si la mayor de las corrientes circula en el conductor no protegido, el motor se quemará, pero esto ocurre rara vez. La probabilidad de falla del motor se elimina instalando un tercer dispositivo de protección. Esta disposición se justifica por la posibilidad de apertura de una línea primaria, posibilidad que depende del tipo de las disposiciones de maniobras y protección a utilizarse en ese sistema.

Cuando tres transformadores operan con sus bobinados de alto voltaje conectados en estrella, el voltaje de entrada de la línea es $1,73$ x el voltaje del bobinado del transformador. Esta conexión es muy utilizada en Guayaquil y presenta una manera muy conveniente de tener un voltaje de transmisión más alto sin comprar transformadores adicionales.

En general, todos los transformadores de distribución especificados para 7600 voltios o menos son aislados para una conexión estrella en los bobinados de alto voltaje. En esta conexión no es necesario que la impedancia de los tres aparatos sea la misma.

Un diagrama de conexiones para un banco trifásico conectado en estrella-delta, polaridad aditiva, se presenta en la figura 3.8.

3. Estrella-estrella .- Un banco de transformadores conectado de este modo no debería usarse a menos que el sistema sea a cuatro alambres, ya que el neutro no permanecerá estable si el neutro del primario del banco no es conectado al neutro del sistema, lo que originará excesivos voltajes en el secundario.

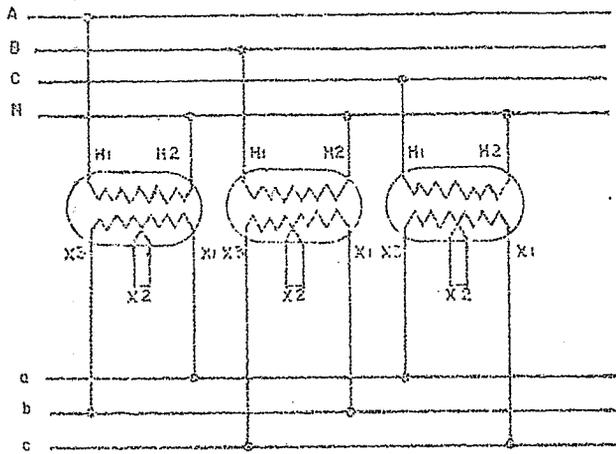


FIG. 3.8

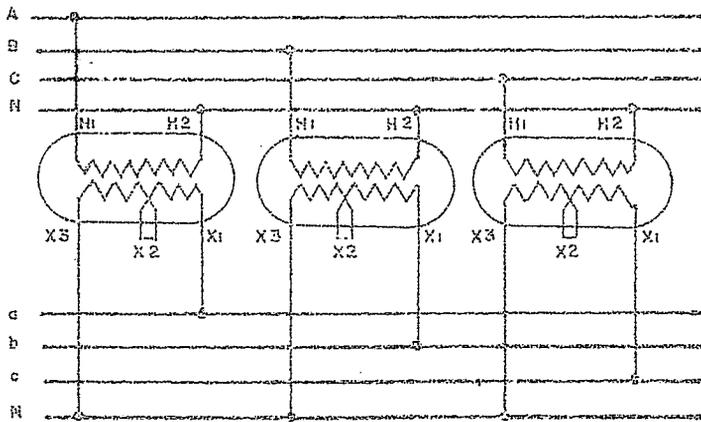


FIG. 3.9

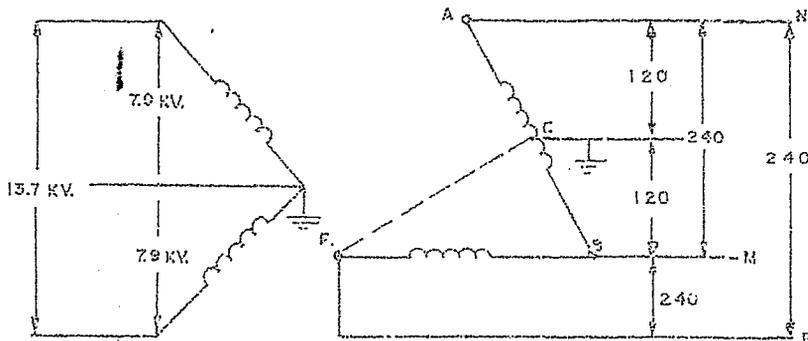


FIG. 3.10

Si los tres transformadores tienen la misma capacidad, la salida trifásica será la suma aritmética de las tres capacidades de placa. El diagrama de conexiones para un banco trifásico conectado en estrella-estrella, polaridad aditiva, se presenta en la figura 3.9.

4. Estrella abierta - delta abierta.- En la distribución urbana, algunas veces es deseable tener servicio polifásico, donde sólo es utilizable el primario monofásico y el alambre de la segunda fase puede ser instalado. Estas líneas se originan de sistemas trifásicos, cuatro alambres, con neutro a tierra. La mayor parte de la carga tomada de estas líneas es monofásica, pero ocasionalmente es necesario alimentar cargas trifásicas de motores, adicionalmente a la monofásica.

Debido a que ambos transformadores toman la carga trifásica, y uno toma además la carga monofásica, un transformador debe ser de mayor capacidad y debe tomar una carga igual a la sumavectorial de la carga monofásica más el 58% de la carga trifásica, mientras el transformador más pequeño debe conducir sólo el 58% de la carga trifásica. Por ejemplo, si se desea servir una carga monofásica de 20 KVA y una carga trifásica de 15 KVA, donde las cargas tienen el mismo factor de potencia, las capacidades de los transformadores serán los siguientes:

	Transformador grande	Transformador pequeño
Carga monofásica	20 KVA	
Carga Trifásica (0,58 x 15)	8.7 KVA	8.7 KVA
	<hr/>	<hr/>
	28.7 KVA	8.7 KVA

Estas capacidades se basan en la suposición de que las cargas son continuas. En Guayaquil usan mucho esta disposición, para una

tensión fase-neutro de 7900 voltios en el lado de alta y una tensión entre fases de 240 voltios en el lado de baja, con una derivación para 120 voltios en una fase del bobinado de mayor capacidad. La desventaja de este sistema, cuyo alambrado lo podemos ver en la figura 3.10, es el desequilibrio de tensiones, sobretodo por las diferentes impedancias de los transformadores, y por la conexión a tierra del punto medio de uno de los bobinados.

Hay que anotar que esta conexión está de acuerdo con las normas contenidas en el Reglamento Nacional de Instalaciones de Acometidas de servicio Eléctrico y corresponde al servicio trifásico en delta 4 hilos, con una regulación de tensión de $- 8\%$ a $+ 2\%$, es decir que con el límite inferior se estaría satisfaciendo los requerimientos de aparatos que necesitan una tensión nominal de 220 voltios para su funcionamiento.

Por otro lado, en la instalación de dos transformadores, uno de 25 KVA y el otro de 10 KVA, el bobinado secundario del primero (AB) corresponde al servicio de alumbrado y carga monofásica, de donde los conductores AN y BN serán de grueso calibre; mientras tanto, el bobinado secundario de 10 KVA (BF) servirá para alimentar la carga de fuerza, con conductores más delgados que los anteriores. La tensión obtenida de los bornes FC es de 208 voltios, con lo cual queda perfectamente en el rango de tensión necesaria para los aparatos domésticos.

La regulación de un banco en delta abierta no es tan buena como en un banco en delta cerrada, ya que la caída de tensión en la delta abierta es más grande que a través de cada uno de los transformadores individuales. Esta conexión puede usarse con transformadores CSP. El diagrama de conexiones para un banco trifásico conectado en estrella abierta, se presenta en la figura 3.11.

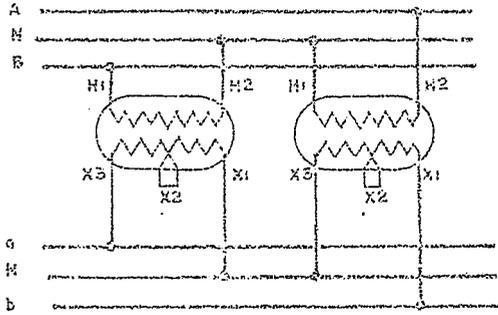


FIG. 3.11

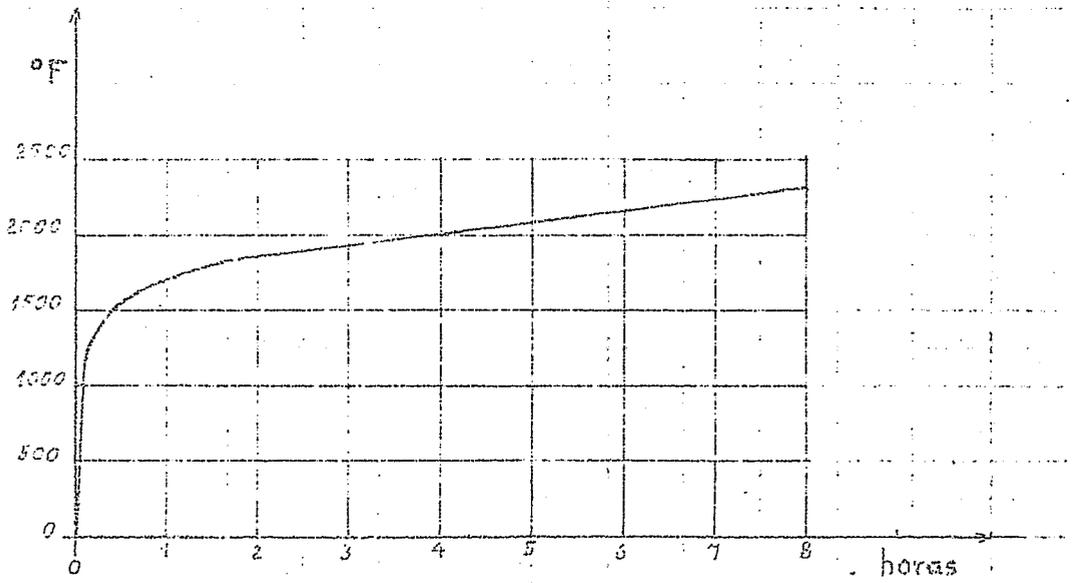


Fig. 3.12 Curva tiempo-temperatura normalizada para ensayo de materiales.

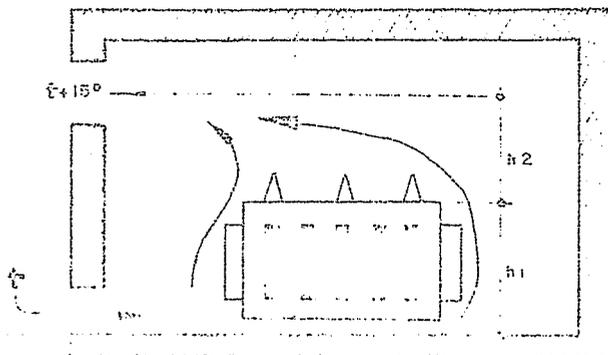


FIG. 3.15

En forma general, cuando se usa la conexión delta en el lado secundario hay dos posibilidades: la delta cerrada, usando tres transformadores, siendo el de mayor tamaño el que lleva la carga monofásica y la delta abierta. Cuando la carga monofásica no excede aproximadamente un medio de la carga trifásica, es usualmente más económico usar la delta cerrada. Sin embargo, cuando la carga monofásica es más de la mitad del valor de la carga trifásica, la delta abierta es más económica.

3.1.8.3 TIPOS DE TRANSFORMADORES MONOFASICOS POR EL DISPOSITIVO DE PROTECCION.-

1. Transformadores completamente autoprotegidos (OSP).- Tienen pararrayos integramente montados, y adicionalmente tienen interruptores automáticos internamente colocados conectados en serie con el bobinado de bajo voltaje, y tiras fusibles conectadas en serie con el bobinado de alto voltaje. En consecuencia, ningún otro dispositivo protector auxiliar es requerido cuando operan estos transformadores. En Guayaquil se usan para capacidades mayores que 50 KVA.
2. Transformadores con Protección de Corriente (CP).- Son equipados con un interruptor automático de baja tensión internamente montado, y fusibles protectores en el lado de alta tensión, pero omiten los pararrayos. Estos transformadores son usados sobretodo en la Costa de nuestro País donde el nivel isokerfúnico es bajo, para capacidades de hasta 50 KVA.
3. Transformadores con protección de sobretensión (SP).- Incluyen pararrayos integramente montados y fusibles protectores de alto voltaje internamente colocados, pero omiten el interruptor automático de bajo

voltaje. Estos transformadores son usados en localidades donde las descargas atmosféricas son muy peligrosas. Sin embargo, las tiras fusibles simplemente protegen el sistema de daño debido a una falla interna del transformador, tal que si se desea tener una protección de sobrecarga, ésta debe suministrarse mediante fusibles externos.

4. Transformadores convencionales (S).- No contienen ningún equipo de protección. En consecuencia la protección contra rayos y sobrecorriente para estos transformadores deberá proveerse por dispositivos protectores auxiliares instalados por el comprador tales como fusibles y pararrayos. Es el más utilizado en la Empresa Eléctrica del Ecuador, en capacidades hasta 50 KVA.

Las capacidades de transformadores más utilizados en Guayaquil son 10, 25 y 50 KVA.

3.2 PROTECCION CONTRA AGENTES EXTERNOS

3.2.1 SISTEMAS DE SEGURIDAD.-

Los transformadores como que están constituidos de partes delicadas que pueden ser afectadas tanto por las condiciones ambientales cuanto por factores externos, deben estar provistos de ciertos sistemas de seguridad que protejan las partes activas, de un sistema mecánico, deben tener una adecuada protección contra el fuego y además deben ser provistos de medidas de defensa contra la acción corrosiva del medio ambiente.

3.2.1.1 RESGUARDO DE PARTES ACTIVAS.- La instalación del transformador deberá cumplir con las siguientes disposiciones para protección de las partes activas.

Las partes activas del equipo eléctrico, deben estar protegidas contra cualquier contacto accidental, por medio de una cubierta o emplazando el equipo de la siguiente forma:

- (1) Por tabiques o pantallas permanentes, adecuadas y dispuestas de manera que solamente el personal calificado tenga acceso al espacio, al alcance de las partes activas. Cualquier abertura en dichos tabiques o pantallas estará ubicada y será de tales dimensiones que las personas no tengan probabilidades de ponerse accidentalmente en contacto con las partes activas o de poner objetos conductores en contacto con ellas.
- (2) Por elevación al menos a 2.40 mts. sobre el nivel del piso u otra superficie de trabajo.
- (3) En lugares donde el equipo pueda estar expuesto a daños materiales, las cubiertas o resguardos se dispondrán de tal manera y serán de tal resistencia que impidan tales daños.

En los lugares donde sea necesario trabajar en la inmediata proximidad de las partes activas se recomienda dejar espacios de trabajo no menores que los dados en la tabla 3.1.

TABLA 3.1

ESPACIO DE TRABAJO LIBRE MINIMO EN EL FRENTE DE LOS EQUIPOS ELECTRICOS

Tensión a tierra (voltios)	Condiciones		
	1	2	3
601 a 2.500	0.90 mt.	1.20 mt.	1.50 mt.
2.501 a 7.500	1.20 mt.	1.50 mt.	1.80 mt.
más de 7.500	1.50 mt.	1.80 mt.	2.70 mt.

Donde las condiciones son como sigue:

- (1) Partes activas descubiertas en un lado y ninguna parte activa o puesta a tierra al otro lado del espacio de trabajo, o partes activas en ambos lados resguardadas de manera efectiva por madera apropiada u otros materiales aislantes. Los conductores aislados y las barreras aisladas que trabajen a 300 voltios o menos no se considerarán como partes activas.
- (2) Partes activas descubiertas en un lado y partes puestas a tierra en el otro lado. Las paredes de concreto, ladrillo o bloque serán consideradas como superficies puestas a tierra.
- (3) Partes activas descubiertas en ambos lados del espacio de trabajo con el operador entre ellas (no resguardadas como indica la condición I).

3.2.1.2 PROTECCION MECANICA.- Se darán las disposiciones apropiadas para reducir al mínimo la posible avería de los transformadores por causas externas, cuando éstos estén instalados en lugares en que queden expuestos a averías mecánicas. Este resguardo lo trataremos en detalle en la sección 3.4, situación y requerimientos de las cámaras de transformación, en lo que se refiere a los materiales con los cuales deben ser construidas las cámaras para evitar tales daños.

3.2.2 LUGARES PELIGROSOS

Antes de comenzar a hablar de los medios de protección contra el fuego en las cámaras de transformación es necesario dar una ligera información sobre la clasificación de los lugares peligrosos y las características que reúnen, y las disposiciones necesarias con el fin de evitar estos accidentes. Hay que anotar que las cámaras propiamente dichas no constituyen lugares peligrosos de acuerdo a

los artículos del Código Eléctrico Ecuatoriano, sino que más bien nos estamos refiriendo a cámaras de transformación que pueden estar localizadas en ambientes con un contenido de gases inflamables. De acuerdo con los artículos del Código Eléctrico Ecuatoriano los lugares peligrosos se clasifican en tres clases:

Lugares de la Clase I.- Los lugares de la Clase I son aquellos en los cuales están o pueden estar presentes gases o vapores inflamables en cantidad suficiente para producir mezclas explosivas o inflamables. Dentro de esta clase de lugares hay dos divisiones, de las cuales sólo nos interesa la división I.

Clase I, División I.- (1) Son lugares en los cuales existen concentraciones peligrosas de gases o vapores inflamables en forma continua, intermitente o periódicamente, en condiciones normales de funcionamiento; (2) en los cuales las concentraciones peligrosas de gases o vapores pueden existir frecuentemente debido a operaciones de reparación o mantenimiento o debido a pérdidas; o (3) en los cuales las chispas disruptivas, o las fallas en el funcionamiento del equipo, o procesos que pueden liberar concentraciones peligrosas de gases o vapores inflamables, puedan también ocasionar la falla simultánea del equipo eléctrico.

Lugares de Clase II.- Son aquellos que son peligrosos debido a la presencia de polvo combustible. Dentro de estos lugares se ha realizado dos divisiones:

Clase II, División I.- son lugares (1) en los cuales haya o puede haber en suspensión en el aire, y en condiciones normales, de funcionamiento, polvo combustible en forma continua, intermitente o periódicamente, suficiente para producir mezclas inflamables o explosivas; (2) donde una falla mecánica o el funcionamiento anormal del equipo pudiera producir dichas mezclas, y pudiera también proporcionar una fuente de incendio por falla si

multánea del equipo eléctrico; (3) en los cuales pueden estar presentes polvos de naturaleza conductora de la electricidad.

Clase II, División II.- Son lugares en los cuales normalmente el polvo combustible no está en suspensión en el aire, o no sea probable que, por funcionamiento anormal del equipo, pase a estar en suspensión en cantidad suficiente para producir mezclas explosivas, pero (1) en los cuales los depósitos de polvo puedan ser suficientes para perturbar la disipación necesaria de calor del equipo eléctrico, o (2) en los cuales dichos depósitos de polvo sobre el equipo eléctrico, en su interior o en su proximidad, puedan ser inflamados por arcos, chispas o material ardiente de aquel equipo.

En los lugares de la clase I, división 1, los transformadores que contienen un líquido combustible se instalarán en cámaras que cumplan lo siguiente:

1. No habrá ninguna puerta ni otra comunicación entre la cámara y el área de peligro.
2. Se dotarán de una buena ventilación que extraiga continuamente los gases o vapores peligrosos.
3. Los respiraderos o conductos se llevarán a un lugar seguro en el exterior del edificio.
4. Los ductos y aberturas de ventilación tendrán el área suficiente para aliviar en el interior de la cámara las presiones de las explosiones, y los conductos de ventilación en el interior de los edificios serán de hormigón armado.

En los lugares de la clase II, división 1, los transformadores que contienen un líquido combustible se instalarán únicamente en cámaras que llenen los siguientes requisitos:

1. Las puertas u otras aberturas que comuniquen con el área peligrosa serán puertas de cierre automático contra incendio a ambos lados de la pared, cuidadosamente ajustadas y provistas de sellos adecuados (tales como bandas contra intemperie), para reducir al mínimo la entrada de polvo en la cámara.
2. Las aberturas y ductos comunicarán solamente con el exterior, y
3. Se dotarán de aberturas adecuadas de descarga de sobrepresión en comunicación con el exterior.

3.2.3 PROTECCION CONTRA EL FUEGO

La mayor parte de los transformadores empleados en las cámaras de transformación de instalaciones interiores son rellenos de aceite, a pesar de la combustibilidad del medio refrigerante, siempre y cuando se tomen las medidas de precaución que garanticen una localización verdaderamente a prueba de fuego o explosión. En caso de utilizarse transformadores secos o en askarel se podría ahorrar en algo el costo de la instalación de locales a prueba de fuego, pero en cambio en nuestro medio todavía no se han introducido debido al elevado precio, en comparación con los transformadores en tanque de aceite.

De acuerdo a los principios en que se origina el fuego, se conoce que éste se produce cuando se presentan simultáneamente tres factores: combustible, oxígeno y calor; si alguno de estos factores no aparece, no habrá fuego, pero el factor fundamental, considerado como la fuente de ignición, es el calor, de ahí que, ya que las cámaras de transformación tienen transformadores con elemento combustible, y además una atmósfera exterior de oxígeno, hay que evitar que en ellas se introduzcan personas portadoras de elementos generadores de calor, como son por ejemplo colillas de cigarrillos, fósforos encendidos, etc.

Al escoger el tipo de construcción para una cámara, todos los factores que afectan la seguridad contra el fuego deberían considerarse completamente. Los puntos más importantes incluyen lo siguiente:

1. Proveer una protección automática completa con extinguidores.
2. Seleccionar materiales, tales como concreto reforzado o estructuras protegidas con acero que resistan al fuego.
3. Para instalaciones industriales, usar una construcción que no contribuya a la propagación del fuego y que tenga una resistencia mínima al fuego razonable.

Merece una consideración especial la resistencia al fuego de los materiales utilizados en edificios. Para expresar cuantitativamente tal resistencia el American National Standard Institute ha desarrollado una serie de métodos de prueba normalizados que constan en la publicación A2.1 -1970, designación E 119-69. Según esta norma, una pared debe ser capaz de prevenir el paso de fuego siempre que la temperatura media de la cara no expuesta no exceda 250°F (393°K) sobre la temperatura ambiente para el proceso especificado.

En dicha prueba, los materiales o conjuntos de piezas son expuestas a las temperaturas indicadas en la curva normalizada tiempo-temperatura de la figura 3.12. La capacidad del material es definida como el período de resistencia a la exposición estandar, transcurrido antes que el primer punto crítico en el comportamiento es observado. La capacidad o exposición puede expresarse como "2 horas", "6horas", etc. Dicha curva es basada en las temperaturas observadas en varios fuegos reales no controlados.

El resultado obtenido es una medida de cuanto puede esperarse que resista un material cuando se lo somete a la curva típica de la

figura 3.12 y conociendo la resistencia de dicho material se puede decidir si se empleará o no en la construcción de las cámaras de transformación.

3.3 DISPOSICIONES ESPECIFICAS APLICABLES A LOS TIPOS DE TRANSFORMADOR UTILIZADOS

Como ya mencionamos en otra sección de esta tesis, los tipos de transformadores más comunmente utilizados en cámaras de transformación son el relleno de aceite, el seco y el relleno con askarel.

El tipo sumergido en aceite, con refrigeración natural (clase OA) es el más empleado en instalaciones tanto de bancos trifásicos, como de un solo transformador trifásico.

Previamente a establecer ciertas disposiciones específicas referentes a dichos transformadores, es necesario considerar las diversas clases de materiales aislantes que intervienen en la construcción de transformadores.

3.3.1 CLASIFICACION DE LOS MATERIALES AISLANTES

Los límites de temperatura sobre los cuales se basa el régimen de las máquinas eléctricas se determinan en la mayor parte de los casos por la naturaleza de los materiales empleados, de ahí que es de gran importancia conocer la clasificación de los materiales aislantes. Básicamente, estos se clasifican de acuerdo con la Tabla 3.2

TABLA 3.2

Clase	Descripción del Material
O	El aislante de clase O consiste en algodón, seda, papel y materiales orgánicos similares cuando no están impregnados ni sumergidos en un dieléctrico líquido.
A	El aislante de clase A consiste en: 1) algodón, seda, papel y materiales orgánicos similares impregnados o sumergidos en un dieléctrico líquido; 2) materiales moldeados o laminados con relleno de celulosa, resinas fenólicas u otras resinas de materiales similares; 3) láminas y hojas de acetato de celulosa y 4) barnices (esmalte) como los aplicados a conductores.
H	El aislante de clase H consiste en: 1) mica, amianto, fibra de vidrio, y otros materiales inorgánicos combinados con sustancias aglomerantes compuestas de silicones o materiales de características similares; 2) compuestas de silicones con goma o sustancias resinosas de propiedades similares. Puede existir una pequeña proporción de materiales de clase A, pero sólo en los puntos en que es imprescindible durante la construcción.
B	El aislante de clase B consiste de mica, amianto, fibra de vidrio y materiales inorgánicos similares en formas - construidas con ligazón de sustancias orgánicas. Puede existir una pequeña proporción de materiales de clase A, pero únicamente con finalidades estructurales.
C	El aislante de clase C consiste enteramente en mica, porcelana, vidrio, cuarzo y materiales inorgánicos similares

De los resultados de las experiencias realizadas con aparatos en servicio y de las pruebas de laboratorio hechas con distintos materiales aislantes, se han asignado, con propósitos de normalización, temperaturas del aislamiento límites, llamadas temperaturas del "punto más caliente". Esta temperatura límite es el punto principal de referencia. Además se han establecido los valores límites del aumento de temperatura del "punto más caliente" del aislamiento, que se obtiene restando 40°C del anterior valor. El

valor límite en el punto más caliente, y el aumento límite se hallan tabulados en la Tabla 3.3.

TABLA 3.3

LIMITES DE TEMPERATURA Y AUMENTO DE TEMPERATURA DE LOS AISLANTES

Material	Temperatura, grados centígrados	
	Valor límite en el punto más caliente	Aumento límite
Clase O	90	50
Clase A	105	65
Clase B	130	90
Clase H	180	40
Clase C		

3.3.2 TRANSFORMADORES CON AISLAMIENTO DE ASKAREL

El askarel es un líquido sintético, resistente a la oxidación, a la sedimentación, no inflamable ni explosivo, utilizado como aislante y refrigerante. Cuando se descompone por el arco eléctrico solamente despiden mezclas gaseosas pero venenosas, con un contenido de 97 a 99% de ácido clorhídico. Su desventaja es que produce pérdidas por polarización (hasta un 40% adicionales). Es un líquido de alta gravedad específica, 75% mayor que la del aceite, conocido por los siguientes nombres comerciales: pyranol, inerteen, asbestol y chlorextol.

Estos líquidos sintéticos son de color amarillo paja, han permitido una reducción del tamaño, y de las separaciones en los transformadores debido a su elevada rigidez eléctrica. El aceite mineral es completamente miscible con el askarel de transformadores, -

siendo prácticamente imposible separarlos; en consecuencia es importante evitar la contaminación del askarel con cualquier aceite mineral, ya que la presencia marcada de tales materiales cambia las características no explosivas y no inflamables del askarel.

El askarel tiene un efecto irritante sobre la piel, lo cual es más pronunciado en unas personas que en otras. Especialmente los ojos, nariz y labios son afectados cuando se ponen en contacto con el askarel y deben observarse ciertas precauciones de seguridad cuando se lo maneja. Una exposición continua puede causar erupciones en la piel debido a la absorción del askarel a través de los poros de la misma.

Para el manejo de estos transformadores se puede conseguir en el mercado guantes especiales y mascarillas, sobretodo cuando el askarel se pone en contacto con el aire. Una pequeña cantidad de humedad disminuirá la rigidez dieléctrica del askarel, al igual que sucede con el aceite.

La principal ventaja de los transformadores aislados con el askarel es que pueden instalarse en depósitos incombustibles o al exterior en lugar de hacerlo en cámaras de hormigón armado, excepto cuando la tensión sea superior a los 35000 voltios.

Los transformadores con aislamiento de askarel de más de 25 KVA de capacidad deben estar provistos de una VALVULA de descarga. Cuando se instalen en un emplazamiento sin suficiente ventilación, deben estar provistos de un medio para la eliminación de los gases que se generen por arqueo dentro de la cubierta, o alternativamente la válvula de alivio de presión deberá estar conectada a un escape que transportará dichos gases al exterior del edificio.

En los lugares peligrosos de la clase II, división 2, de acuerdo con el artículo 502-2 del National Electrical Code, 1971, se en-

tablece, que los transformadores de askarel de más de 25 KVA: a) deberán tener extractores de aire; b) deberán cumplir lo anotado en el párrafo anterior para cuando la instalación sea en un lugar sin suficiente ventilación; y c) tendrán un espacio de aire no menor de 15 cm. entre las paredes del transformador y cualquier material combustible adyacente.

5.3.5 TRANSFORMADORES EN BAÑO DE ACEITE

Los aceites para uso en transformadores son los aceites minerales, mezcla de hidrocarburos aromáticos, cíclicos que forman parte de la serie del benceno obtenidos por destilación fraccionada del petróleo y oportunamente refinados.

Los aceites aislantes puros ofrecen una gran resistencia a alterarse durante el servicio y no modifican sensiblemente la calidad del material aislante que se halla en contacto con ellos. Sirven como medio aislante y además contribuyen al enfriamiento, ya que llevan el calor lejos de los bobinados. La aptitud de oponerse a una descarga desruptiva es una propiedad importante de los aceites aislantes, descarga que se facilita con la presencia de materias en suspensión y con la humedad contenida en los aceites.

En estado de pureza los requerimientos primarios del aceite deben ser: 1) alta rigidez dieléctrica; 2) estar libre de ácidos inorgánicos, álcalis y sulfuros corrosivos para prevenir el daño al aislamiento de los conductores; 3) baja viscosidad para proveer una buena transferencia de calor; 4) buena resistencia a la emulsión de modo que el aceite contrarreste la humedad que entre a los aparatos en lugar de permitirle permanecer en suspensión, ya que el agua en suspensión es un peligro para la operación segura; la cantidad de agua que absorben los aceites es una medida de su grado de aislamiento; y 5) estar libre de sedimentaciones bajo con-

diciones normales de operación.

Las principales causas de la deterioración del aceite aislante en servicio son el agua y la oxidación. El aceite puede estar expuesto a la humedad a través de la condensación del aire húmedo, especialmente cuando el transformador no está continuamente en servicio. El aire húmedo aspirado dentro de el transformador condensa la humedad sobre la superficie del aceite y en el interior del tanque.

La oxidación origina sedimentación, cuya cantidad en el aceite depende de la temperatura y el tiempo de exposición de aquel al aire. Las temperaturas excesivas pueden originar la sedimentación de cualquier aceite de transformador.

Los incendios en transformadores en baño de aceite resultan principalmente de la falla del aislamiento causada por una sobrecarga, por ondas viajeras debidas a maniobras o a los rayos, por la deterioración gradual del aceite, por el bajo nivel de aceite, por mezcla de ácidos con éste o por falla de un bushing. El arco que se origina por una disrupción eléctrica, puede propagarse a través de la cubierta o vaporizar el aceite, creando una presión suficiente, para lanzar lejos la tapa o para romper la cubierta. Puede ser expulsa una considerable cantidad de aceite y por lo tanto el fuego llegará a extenderse, de ahí que es preferible utilizar estos transformadores en instalaciones exteriores. Una buena protección para transformadores interiores puede alcanzarse con extintores automáticos de CO₂.

Los transformadores en baño de aceite instalados interiormente requieren la construcción de una cámara, salvo las siguientes excepciones:

1. Supuesto que se han previsto disposiciones dondequiera que sea

necesario para prevenir el incendio de un transformador en aceite debido a la ignición de otros materiales, los transformadores de 600 voltios o menos no necesitan instalarse en una cámara en los siguientes casos: En un edificio con combustible para transformadores de hasta 10 KVA y en edificios a prueba de fuego para transformadores de hasta 75 KVA.

2. En edificios en que se disponga de rociadores, se admiten grupos separados de transformadores sin necesidad de una cámara si la capacidad de cada transformador no supera los 100 KVA, si se hacen arreglos adecuados para confinar el aceite expulsado por los transformadores, y si éstos no ponen en peligro los tableros principales u otro equipo importante.

3. Los transformadores de prueba de alta tensión y de baja capacidad de energía usados para ensayos de impulso, supervisados por personal preparado, pueden instalarse interiormente, pero con rociadores, en áreas de construcción no combustible sin necesidad de cámaras, debiendo proveer de bordillos y drenajes en el piso. Estos transformadores sólo se energizan cuando se realizan las pruebas, y la cantidad de energía involucrada es tan pequeña que aun si ocurriera una falla en el transformador, es improbable la ignición del aceite. En todo caso deberá proveerse un amplio equipo portable extinguidor de incendios, incluyendo pequeñas mangueras con boquillas rociadoras de agua.

4. Los transformadores que son parte de un equipo de rayos X no necesitan colocarse en una cámara.

3.5.3.1 TRANSFORMADORES DE HORNOS.- Los incendios ocurren más frecuentemente en transformadores de hornos que en otros tipos de transformadores sumergidos en aceite. La mayoría son causados por averías en el mecanismo cambiador de tomas, averías internas producidas

por una disrupción del aislamiento, y por arcos causados por la acumulación de cenizas conductoras.

Los transformadores que alimentan cada horno eléctrico deberían colocarse en una cámara a causa de su valor e importancia y porque no pueden ser rápidamente reemplazados. El interruptor automático de control y el panel de control también deberían estar en una cámara separada.

Los transformadores para hornos eléctricos de una capacidad total no mayor de 75 KVA puede instalarse sin cámara dentro de un inmueble o local resistente al fuego, con tal que se hayan tomado las medidas necesarias para impedir que el fuego producido por el aceite pueda extenderse a otros materiales combustibles.

3.3.4 TRANSFORMADORES DE TIPO SECO

Los transformadores secos son aquellos en los cuales los arrollamientos no están sumergidos en líquido alguno. En los transformadores secos de pequeña capacidad la ventilación es suministrada por aberturas alrededor del fondo de las paredes.

Para transformadores secos sobre 10 KVA, la superficie expuesta al aire de enfriamiento puede aumentarse disponiendo el transformador con aberturas de aire entre las bobinas. El calor de las bobinas calienta el aire en las aberturas y éste sube, mientras el aire frío entra por la parte inferior del transformador. La corriente de convección entonces conduce el calor lejos de las bobinas, con lo cual se incrementa la superficie de enfriamiento exterior del transformador.

Las características de los transformadores secos son su aislamiento de lámina de vidrio, (clase de aislamiento B), que ocupa poca

superficie, resisten altas intensidades de carga y se adaptan a las modernas instalaciones de distribución. La fibra de vidrio a base de resina poliéster ha sido comprobada como magnífico aislamiento, además de que es un material no combustible.

Los transformadores secos son de cuatro tipos:

1) autoenfriados no ventilados, con tensiones nominales de hasta 4600 voltios y capacidad nominal de hasta 300 KVA; 2) autoenfriados ventilados y 3) enfriados con aire forzado, ambos con capacidad hasta 15000 voltios y 7500 KVA; y 4) de tanque sellado lleno de gas, nitrógeno o perfluoropropano (C_3F_8), con capacidades hasta 15000 voltios y 2000 KVA.

La mayoría de las fallas en los transformadores secos son debidas a fallas de aislamiento de los bobinados. El daño físico es generalmente confinado a la unidad. Los incendios son generalmente controlados con equipo portable.

Los transformadores secos en general son adecuados para uso interior, y si se instalan exteriormente deberán tener una cubierta aprobada a prueba de agua. También puede instalarse en el exterior de edificios, diseños pequeños de bajo voltaje provistos con cubiertas a prueba de agua, sobre todo cuando es deseable por consideración de economía o por limitaciones de espacio que eviten la construcción de una cámara. El tipo de tanque sellado relleno con gas es adecuado para uso interior y exterior en todos los tamaños.

Los primeros diseños tuvieron aislamiento clase A (combustible) pero, excepto en tamaños muy pequeños, posteriores modelos han desarrollado aislamientos clase B y clase H. Los transformadores secos no necesitan localizarse en cámaras contra fuego a menos que sean diseñados para más de 35000 voltios y sean instalados interior

mente. Pueden instalarse en lugares interiores si no hay posibilidades de inundación o una alta concentración de gases destructivos.

Los transformadores de hasta 100 KVA deben estar separados por lo menos 30 cm. del material combustible, a menos que estén térmicamente aislados de él por una barrera incombustible y queden completamente encerrados, salvo las aberturas de ventilación. Los transformadores de más de 100 KVA deben instalarse en un recinto especial de construcción no combustible, a menos que estén construidos con aislamiento clase B o clase H y estén separados del material combustible (1) por una distancia no menor de 1,80 m. horizontalmente y de 3,60 m. verticalmente. Ver figura 3.13, o 2) por una barrera no combustible térmicamente aislada, ya que, a pesar de que la mica, el asfalto y la fibra de vidrio son prácticamente incombustibles, al utilizarlos como aislantes de transformadores hay que añadirles una sustancia de unión, como por ejemplo barniz, que puede ser combustible, y una falla del transformador podría hacer que saliera una llama de la cubierta durante un corto espacio de tiempo. La barrera no es necesaria en áreas en que hay rociadores.

Los transformadores sellados rellenos con gas son resistentes al fuego y a la explosión y no necesitan de protecciones especiales ni de mayor mantenimiento. En estos transformadores los tanques herméticamente sellados se llenan con una atmósfera de nitrógeno seco o de $O_3 F_8$. De este último tipo han sido construidos unos pocos, siendo el mayor de unos 2000 KVA en la clase de 15000 voltios.

3.3.5 NIVELES DE RUIDO PERMISIBLES

El nivel de ruido es una característica de gran importancia que debe ser chequeada cuidadosamente en los transformadores que van a ser utilizados en instalaciones interiores, especialmente en las destinadas a hospitales. La selección de transformadores a es-

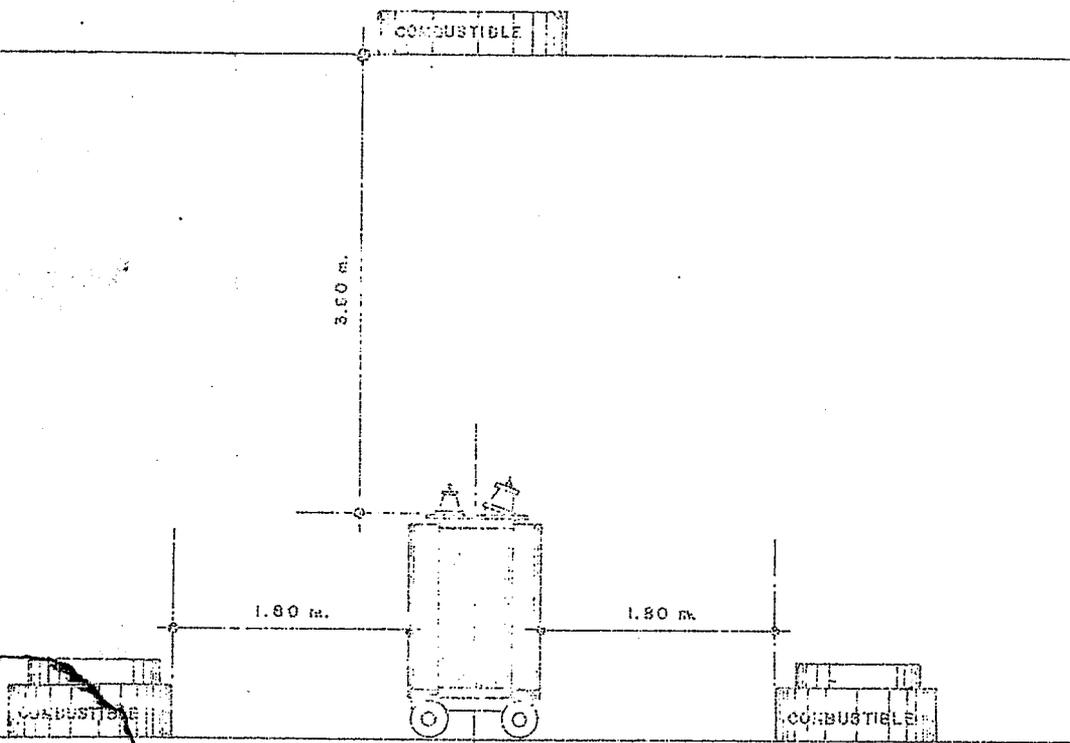


FIG. 3.13

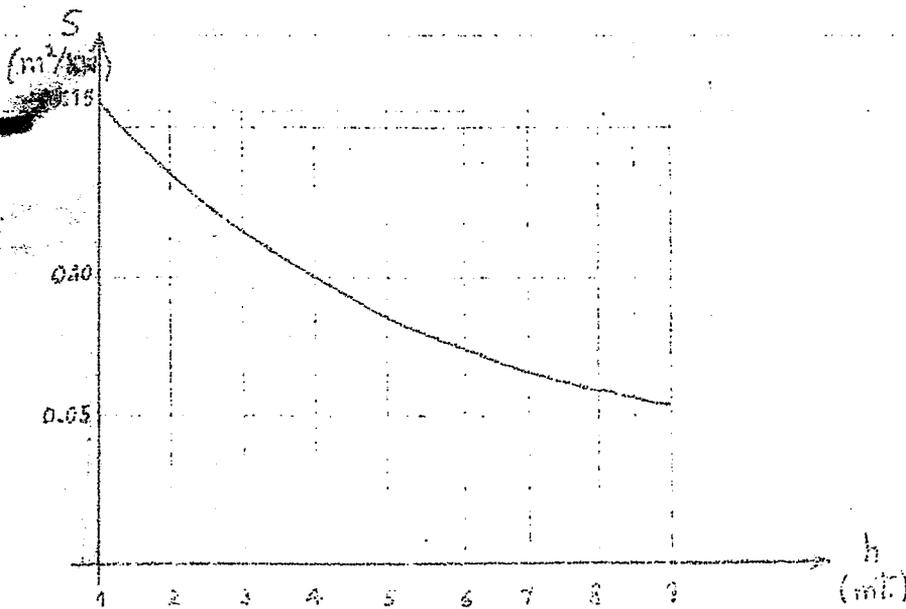


Fig. 3.40 Superficie de ventilación en función de h .

te respecto debe hacerse de modo que su zumbido no sea perceptible en el ambiente en el cual se halla localizado; esta condición se refiere a las áreas que por su uso requieren que sean reducidas al máximo los ruidos, como son: aulas de clase, oficinas, pesillos en hospitales, áreas de reposo, bibliotecas, edificios residenciales, etc.

Para estos lugares donde es necesario una operación tranquila de los transformadores, es posible especificar unidades con niveles de ruido más bajos que aquellos de los alrededores. También debe tenerse especial cuidado en el ruido que pueden producir transformadores localizados exteriormente a grandes espacios como salones de conferencias, capillas, etc. o situados en patios o cámaras cuya localización en relación con las edificaciones haga posible algún efecto acústico favorable a la propagación del zumbido.

Los niveles medios de ruido en las calles de una ciudad son de unos 80 decibales (dB) y los de factorías varían entre 70 y 75 dB. Grandes tiendas y oficinas tienen niveles medios de 60 dB. Aún en residencias (con niveles de ruido normales de conversación o de radiodifusión) el nivel de ruido puede llegar a 60 dB.

Los típicos niveles de ruido para otras ocupaciones son los siguientes: tiendas ordinarias (45-55), oficinas privadas y salas de conferencia (40-45); apartamentos y hoteles (35-45); salas de clase, salas de lectura, hospitales, auditorios e iglesias (35-40); y teatros y salas de música (30-35).

También se podrían minimizar las transmisiones del sonido asegurándose que las cámaras de transformación sean cubiertas con materiales aislantes del sonido, y que los transformadores en sí mismos no sean orientados paralelamente a las paredes adyacentes, de manera que el ruido se desvíe, de aquellas superficies en ángulos

arbitrarios. Los niveles de ruido normalizados por NEMA se dan a continuación en la Tabla 3.4

TABLA 3.4

NIVELES DE RUIDO NORMALIZADOS

Transformadores de clase de aislamiento para 15 KV e inferiores (decibeles)			
K V A	T i p o		En baño de aceite
	Ventilados	S e c o Sellados	
0-300	58	57	55
301-500	60	59	56
501-700	62	61	57
701-1000	64	63	58
1001-1500	65	64	60
1501-2000	66	65	61
2001-3000	68	66	63

3.4 SITUACION Y REQUERIMIENTOS DE LAS CAMARAS DE TRANSFORMACION

Las cámaras para transformadores deben estar localizadas lo más cerca posible de la red primaria de servicio público, deberán ser fácilmente accesibles desde el exterior y tener suficiente amplitud para que el personal calificado pueda realizar mantenimiento del equipo. Además la cámara deberá ubicarse en un lugar seco y que no tenga posibilidad de inundaciones.

Los controles primarios y secundarios de los transformadores pueden localizarse en la cámara, pero el interruptor general, los tableros de distribución y el resto del equipo de servicio deben instalarse fuera de ella, a menos que a partir de la cámara se vaya a servir a varios clientes (como es el caso de una urbanización) y no ha-

ya ningún otro lugar disponible para instalarlos.

La cámara de transformación puede ser de tres tipos de acuerdo al lugar de la instalación: subterránea, en edificios que tienen muy poco espacio para la construcción y cuando la red primaria sea subterránea, en cuyo caso la cámara se instalará debajo de la acera más contigua al edificio; a la intemperie, empleado en instalaciones de factorías o fábricas que tienen suficiente terreno a sus alrededores (cuarto de transformación); y semisubterránea, en situaciones en que, por las peculiaridades del terreno, haya que instalarlas así, o cuando se la edificará en un desbarque.

3.4.1 VOLUMEN

Para el establecimiento de las dimensiones mínimas y por consiguiente del volumen que debe tener una cámara de transformación existen diversos criterios, que son difíciles de unificar debido a las diversas tendencias existentes en cuanto a los métodos de instalación y a la capacidad de los transformadores.

De acuerdo al Reglamento Nacional de acometidas de servicio eléctrico publicado en 1969 se establece que el área mínima rectangular de las cámaras será de $7,50 \text{ m}^2$, con una longitud no menor de 3 mt. y un ancho no menor de 2,50 mt. Además, la altura mínima será de 1,80 mt.

La Empresa Eléctrica Quito recomienda instalar por ejemplo, para una cámara de 150 KVA las siguientes dimensiones: $3 \times 2,50 \times 2,10$ mt. Hay que considerar que esta Empresa utiliza casi siempre transformadores trifásicos.

Por su parte, la Empresa Eléctrica del Ecuador, considerando que emplea bancos de dos o tres transformadores monofásicos, ha estandarizado el tamaño de las cámaras hasta unos 300 KVA en las si-

siguientes dimensiones: 3 x 2,50 x 1,80 mt. Para capacidades mayores a ésta, por ejemplo para 500 KVA, recomienda utilizar las siguientes dimensiones; 5 x 2,50 x 2,00 mt. = 25 m³, lo cual nos daría un coeficiente razonable de 0.05 m³/KVA.

En la figura 3.14 podemos observar las dimensiones recomendadas por la Empresa Eléctrica de Guatemala, las cuales dan un volumen total de la cámara de 37.5 m³ para una capacidad de 750 KVA y que nuevamente nos proporciona un valor de 0.05 m³/KVA para aquel coeficiente. Como conclusión podemos recomendar la instalación de cámaras de transformación con un volumen mínimo de 15.5 m³ obtenido a base de las siguientes dimensiones: 3 x 2,50 x 1,80 mt. considerando que el ancho y la altura casi no van a variar de una instalación a otra; y para capacidades mayores a 300 KVA se puede adoptar un coeficiente de 0.05 m³/KVA. El volumen resultante se distribuirá adecuadamente, dando una mayor holgura a la longitud para instalaciones de bancos de transformadores y un mayor aumento en las otras dimensiones para instalaciones de un solo transformador.

3.4.2 REQUERIMIENTOS DE CONSTRUCCION DE LA CAMARA

Según experiencias obtenidas en diversos países y recopiladas en los respectivos códigos, se establece que las paredes y el techo deben ser construídos de hormigón armado de no menos de 15 cm. de espesor, o de ladrillo de 20 cm. de espesor mínimo, o de enlosado hueco de no menos de 30 cm. de espesor, con revestimiento interior de hormigón u otras construcciones resistentes al fuego que tengan la resistencia estructural adecuada para las condiciones de empleo y una resistencia mínima al fuego de tres horas de acuerdo con la norma ASTM E119-69.

Las paredes del edificio pueden servir como una de las paredes de la cámara. El piso o losa inferior debe ser de hormigón de por

lo menos 10 cm. de espesor diseñado para una sobrecarga de 600 Kg/m^2 . Cuando la cámara sea construida sobre un espacio libre o sobre otros pisos, deberá tener la resistencia estructural adecuada para la carga que se la aplique y una resistencia mínima al fuego de tres horas de acuerdo con la misma norma. Si los transformadores son protegidos con extinguidores automáticos, rociadores de agua, o dióxido de carbono, la resistencia mínima al fuego puede ser de una hora.

En lugares donde las condiciones ambientales así lo justifiquen, las paredes y el techo deben construirse de concreto impermeabilizado.

Los cuartos o cámaras de transformación tendrán una losa superior, diseñada para la carga máxima de la cubierta, o, en caso de ser traficada, para una sobrecarga de 300 Kg/m^2 .

Las paredes, en caso de cámara subterránea en las aceras, deben ser de hormigón armado, capaces de resistir el empuje del terreno, más una sobrecarga equivalente a 60 cm. de altura, dentro del terreno sobre el nivel de la acera. Si se trata de cámaras dentro de un edificio, sus paredes deberán tener la resistencia suficiente para soportar el peso y la tensión mecánica del sistema de barras colectoras, y deberá preverse columnas de hormigón armado para el mismo fin.

3.4.3 PUERTAS.

Toda puerta que conduzca de la cámara al interior del edificio debe estar provista de un mecanismo especial diseñado para abrirse en casos de incendio. La puerta deberá tener las dimensiones siguientes 1.60 mt. de alto por 1 mt. de ancho, en caso de acceso lateral, y un área total de 1 m^2 en caso de acceso desde arriba. Se debe construir además un umbral de por lo menos 10 cm. para confinar dentro de la cámara el aceite del o de los transformadores.

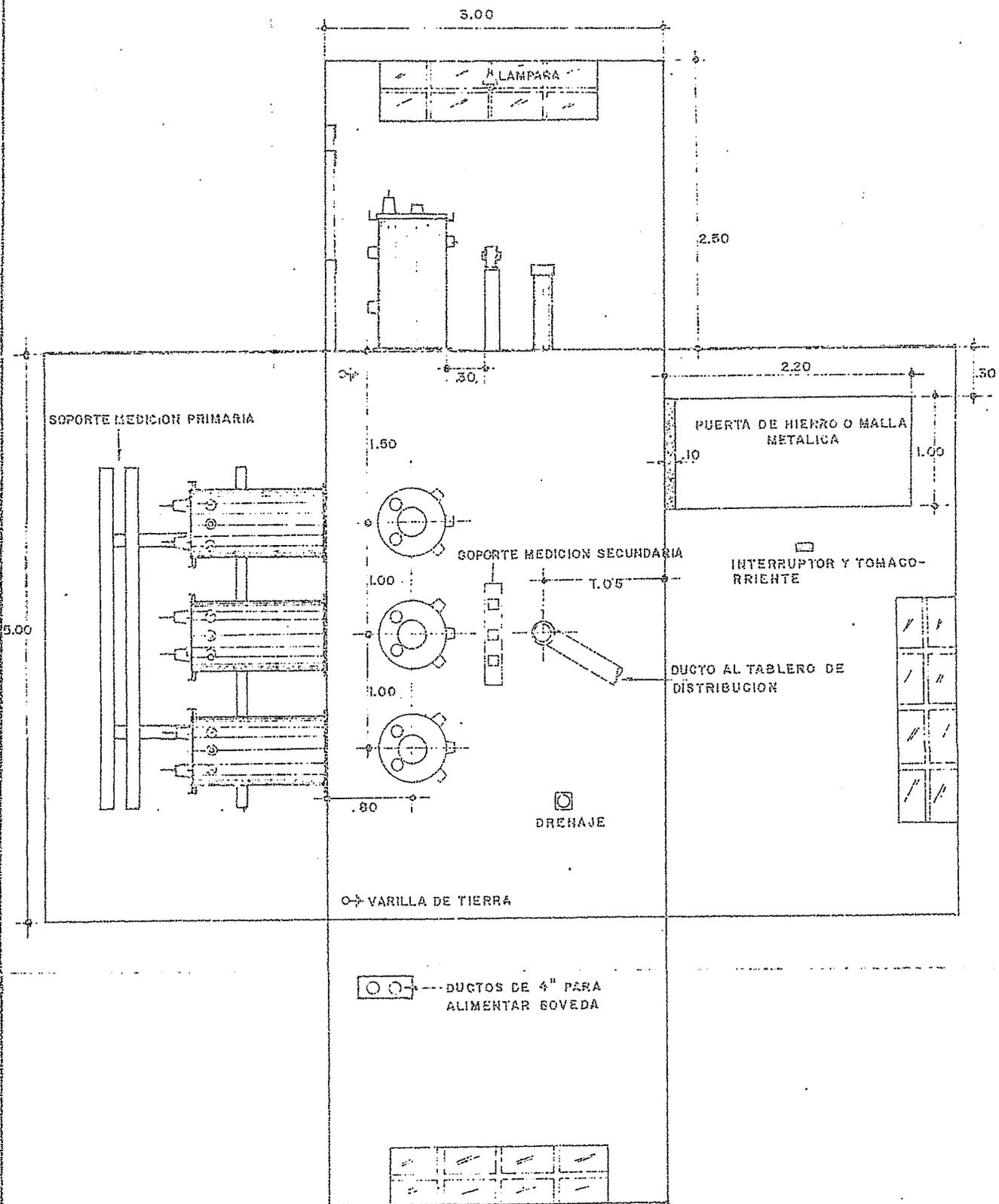


FIG. 3.14

DIMENSIONES DE UNA CAlARA PARA TRANSFORMADORES

Las puertas de entrada deberán asegurarse con cerraduras o candados exclusivos para el personal de la compañía de electricidad y/o de otro personal calificado. Las cerraduras se dispondrán de manera que la puerta se pueda abrir con facilidad y rapidez desde el interior.

3.4.4 DRENAJE, CAÑERÍA DE AGUA Y BASES DE LOS TRANSFORMADORES

Las cámaras para transformadores con una capacidad superior a 100 KVA deben proveerse de un desagüe que saque toda la acumulación de agua o aceite que pudiera depositarse en las mismas. El piso debe ser construido de modo que el escurrimiento se efectúe en la dirección de la boca del desagüe. El drenaje se proveerá en todas las cámaras ya sea por gravedad o por bombeo, esto es sobretodo utilizado en cámaras localizadas debajo de la aceza en Guayaquil, que ni siquiera con la ayuda de dos bombas pueden desalojar el agua acumulada. En el caso de la Empresa Eléctrica Quito que utiliza casi siempre un solo transformador trifásico, la abertura de drenaje, deberá localizarse en un extremo y en el fondo de la fosa diseñada para el transformador.

Todo sistema de cañería o conductos extraños a la instalación eléctrica no podrá penetrar ni atravesar la cámara de transformación. Hay que anotar que las cañerías para drenajes y los medios previstos para protección contra incendios, o para refrigeración por agua de los transformadores, no se consideran extraños a la instalación eléctrica.

En el caso de utilizarse bancos de dos o tres transformadores, la losa de hormigón con la resistencia de 600 Kg/m^2 descrita en la sección 3.4.2 proporcionará una base suficientemente fuerte para soportar el peso distribuido de los transformadores. En cambio para el caso de un transformador trifásico, se deberá consultar en catá-

logos el peso del transformador correspondiente a una capacidad dada, para de esta manera diseñar la base que soporte convenientemente dicho peso, la misma que deberá ser de hormigón armado.

Alrededor de la base deberá haber un canal relleno de arena que permitirá la filtración de cualquier desperdicio de agua o aceite.

Por ningún motivo se permitirá el almacenamiento de materiales en las cámaras de transformación ni tampoco podrá servir de pasadizo.

Detalles precisos de lo indicado en cuanto se refiere a dimensiones de la cámara, requerimientos de construcción de las puertas, cañerías, etc. se hallan claramente indicados en los planos No. 1 y 2, al final de la presente tesis.

3.4.5 VENTILACION

La ventilación de una cámara de transformación tiene por objeto disipar el calor que se produce en ella debido a las pérdidas del transformador. Si el volumen de la cámara es pequeño, la elevación de temperatura en el interior no permitirá la misma posibilidad de sobrecarga que la obtenida cuando el volumen se ha calculado para obtener una buena ventilación, ya que la disipación del calor a través de las paredes es muy pequeña.

El aire contenido en la cámara debe renovarse, ya que éste absorbe el calor que sale por convección de las cubiertas de los transformadores, y como la transferencia de calor es función de la diferencia de temperatura, cuanto mayor sea la temperatura del aire, menos calor cederá el transformador, que podría así alcanzar temperaturas excesivas. De ahí que debe renovarse el aire en las cámaras haciendo que circule en el volumen necesario para evacuar el calor

producido. Cuando el aire se calienta, disminuye su densidad, y la presión del aire exterior, mayor que la interior, produce un empuje ascensional que mueve al fluido.

Para comprender mejor, el proceso nos referiremos a la figura 3.15. El volumen de aire necesario para la evacuación del calor - debido al funcionamiento del transformador, es función de las calorías producidas en el mismo y de las temperaturas de entrada y salida del aire. Debemos entonces encontrar el volumen de aire que debe renovarse en el tiempo en que se generan dichas calorías. Supondremos que la diferencia entre las temperaturas de entrada y salida del aire es de 15°C, debida a la columna h_1 . La columna de aire caliente $h = (h_1 + h_2)$ es la que produce la fuerza ascensional.

A continuación determinaremos la cantidad de aire necesaria para la evacuación del calor, la fuerza ascensional del aire caliente y la superficie del o de los canales por los que circulará el aire.

3.4.5.1 VOLUMEN DEL AIRE PARA LA EVACUACION DEL CALOR.- Vamos a encontrar el volumen necesario para evacuar el calor correspondiente a 1 kWh. Para esto, hallemos el peso por unidad de volumen (peso específico) del aire a la temperatura de 0°C. De acuerdo con la ley de los gases perfectos se tiene que el peso específico para las nuevas condiciones es:

$$\rho = \rho_0 \times \frac{P}{P_0} \times \frac{T_0}{T} \quad (3.15)$$

donde: ρ_0 = peso específico del aire a 0°C y 1 atmósfera de presión

P = presión de la mezcla de aire en atmósferas.

Po = Presión estandar de 1 atmósfera

To = Temperatura estandar de 0°C (273°K)

T = Temperatura absoluta de la mezcla de aire

Sustituyendo valores se tiene:

$$= 1.3 \left[\frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} \right] \times \frac{P}{1 [\text{atm}]} \times \frac{273^\circ\text{K}}{T} = 352 \frac{P}{T} \left[\frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} \right] \quad (3.16)$$

Esta fórmula es válida suponiendo que el aire para la refrigeración está seco. Por otra parte, el calor específico del aire seco a presión constante vale 0,238 cal/Kg°C., de aquí que el peso de aire seco necesario para la evacuación y transporte de una cantidad de calor equivalente 1 cal. para una diferencia de temperatura Δt de $(t_1 - t)^\circ\text{C}$. será:

$$G = \frac{1}{0.238 \times \Delta t} \quad (3.17)$$

El volumen del aire necesario se obtendrá, por lo tanto, del cociente entre su peso y su peso específico, como sigue:

$$V = \frac{G}{\rho} = \frac{T}{0.238 \times 352 \cdot P (t_1 - t)} \quad (3.18)$$

Además se conoce que 4190 W. segundo = 1 cal., de donde la cantidad de calor equivalente a 1 Kw-h. será: $3.600/4.19 \text{ cal} = 866 \text{ cal}$. Finalmente, el volumen de aire seco necesario para evacuar el calor correspondiente a 1 Kw-h será:

$$V = \frac{866 \text{ cal}}{0.238 (t_1 - t) \times 352 P} \left[\frac{\text{m}^3}{\text{Kw-h}} \right] \quad (3.19)$$

$$V = \frac{10.3 T}{P (t_1 - t)} \quad (3.20)$$

En la tabla 3.5 se encuentra el peso de aire necesario para la evacuación del calor equivalente a 1 Kwh. para diversas elevaciones de temperatura, para distintas temperaturas del aire exterior y a una presión barométrica de 730 mm. Para presiones diferentes a ésta, el factor de corrección para obtener el verdadero volumen será:

$$V_1 = V \cdot 730 / B \quad (3.21)$$

donde B es la nueva presión.

Elevación de la temperatura del aire en °C		1°	5°	10°	15°	20°	25°	
G (Kg/Kwh)		3612	922	361	241	181	144	
V (m ³ /Kwhm)	t							
	q							
	10	1.2	50	10	5	3.3	2.5	2
	20	1.16	52	10.4	5.2	3.4	2.6	2.06
	30	1.12	54	10.8	5.4	3.6	2.7	2.14
	35	1.10	55	11	5.5	3.6	2.75	2.18
	40	1.08	56	11.2	5.6	3.7	2.8	2.22
	42.5	1.07	56	11.2	5.6	3.7	2.8	2.24
	50	1.05	57	11.4	5.7	3.8	2.85	2.28
	60	1.02	59	11.8	5.9	3.9	2.95	2.35
	70	0.99	61	12.2	6.1	4	3.05	2.42
80	0.96	63	12.6	6.3	4.2	3.15	2.50	

TABLA 3.5

Peso y volumen necesarios para evacuar el calor de una cámara de transformación

3.4.5.2 FUERZA ASCENSIONAL DEL AIRE CALIENTE.- De acuerdo con las leyes de la neumostática, la presión debida a una columna de fluido sobre una superficie cualquiera está dada por:

$$P = h \times \rho \quad (3.22)$$

donde: h = altura de la columna de aire medida a partir del nivel libre del fluido.

En nuestro caso, la altura medida a partir del lugar en donde entra el fluido a la cámara de transformación hasta el punto donde termina el transformador la denominaremos h_1 y desde este punto hasta el lugar por donde sale el aire al exterior de la cámara la denominaremos h_2 .

Al multiplicar dicha presión por el área considerada obtendremos el empuje ascensional del aire caliente.

Conocemos que el peso específico para ciertas condiciones estándar viene dado por:

$$\rho_0 = \frac{P_0}{V_0} \quad (3.23)$$

y que el volumen de un gas que se expande por efecto del aumento de temperatura es:

$$V = V_0 (1 + \alpha \cdot \Delta t) = V_0 (1 + \alpha t) \quad (3.24)$$

considerando que t es la variación entre dos temperaturas, y que

α es el coeficiente de dilatación de los gases, igual a $1/273^\circ C^{-1}$, por lo expuesto, y considerando que la presión que produce una cierta fuerza ascensional es la diferencia entre las presiones de puntos a diferente peso específico, se puede plantear para diferentes condiciones:

$$\rho = \frac{P_0}{V} = \frac{P_0}{V_0 (1 + \alpha t)} \quad (3.25)$$

$$\rho_1 = \frac{P_0}{V_1} = \frac{P_0}{V_0 (1 + \alpha t_1)} \quad (3.26)$$

$$\rho_2 = \frac{P_0}{V_2} = \frac{P_0}{V_0 (1 + \alpha t_2)} \quad (3.27)$$

donde: t = temperatura del aire exterior en °C

t_1, t_2 = temperatura del aire interior en °C, en cualquier punto de los recorridos h_1 y h_2 .

$$F_1 = (\rho - \rho_1) \cdot h_1 = h_1 \left[\frac{P_0}{V_0(1+\alpha t)} - \frac{P_0}{V_0(1+\alpha t_1')} \right] = h_1 \left[\frac{1}{1+\alpha t} - \frac{1}{1+\alpha t_1'} \right] \rho_0$$

$$F_2 = (\rho - \rho_2) \cdot h_2 = h_2 \left[\frac{P_0}{V_0(1+\alpha t)} - \frac{P_0}{V_0(1+\alpha t_2)} \right] = h_2 \left[\frac{1}{1+\alpha t} - \frac{1}{1+\alpha t_2} \right] \rho_0$$

La presión total que produce la fuerza ascensional para cierta altura de aire se obtiene sumando las presiones debidas a las alturas h_1 y h_2 . Los términos $\frac{1}{1+\alpha t}$ y $\frac{1}{1+\alpha t_1'}$ (o también el $\frac{1}{1+\alpha t_2}$) figuran en la Tabla 3.6.

Hay que anotar que la temperatura en el recorrido h_1 se eleva de t hasta t_1 °C, de ahí que podría calcularse t_1' en dicho recorrido como:

$$t_1' = \frac{t + t_1}{2} \quad (3.28)$$

Temperatura t_1 (°C)	10	20	30	35	40	42.5	50	60	70	80
$\frac{1}{1 + t_1(2)}$	0.965	0.932	0.901	0.886	0.872	0.866	0.845	0.820	0.790	0.773
temperatura t (°C)	$\frac{1}{1 + \alpha t}$		$\frac{1}{1 + \alpha t_1(2)}$							
10	0.000	0.033	0.064	0.079	0.093	0.099	0.120	0.145	0.169	0.192
20		0.000	0.031	0.046	0.060	0.066	0.087	0.112	0.136	0.159
30			0.000	0.015	0.029	0.035	0.056	0.081	0.105	0.128
35				0.000	0.014	0.021	0.041	0.066	0.090	0.113

TABLA 3.6

Fuerza Ascensional del aire

3.4.5.3 SUPERFICIE DE LAS ABERTURAS DE VENTILACION.- Para el cálculo de la ventilación de transformadores localizados en cámaras nos serviremos de la curva de la figura 3.16 y de los datos que aparecen en la Tabla 3.7. La curva indica la sección en m^2 por KW de pérdidas que deben tener las aberturas de ventilación en función de la distancia h.

Apliquemos los criterios vertidos anteriormente en el cálculo de la ventilación de una cámara de transformación de 500 KVA, alimentada mediante una acometida a 6.3 KV. De la Tabla 3.7 se ve que las pérdidas suman 8300 W. y de la figura 3.16, que para una altura de 2 mt. la sección por KW de pérdidas es $0.135 m^2/KW$.

La sección mínima de las aberturas de entrada y salida será en tonces:

$$0.135 \times 8.3 = 1.19 m^2$$

TAJLA 3.7

PERDIDAS EN TRANSFORMADORES TRIFASICOS									
Capacidad del Transformador (KVA)	Pérdidas (W)								
	Tensión de servicio (KV)								
	6 - 10			15 - 20			21 - 24		
	Fe	Cu	Tot	Fe	Cu	Tot	Fe	Cu	Tot
50	190	1150	1340	210	1150	1360	330	1540	1870
75	230	1350	1580	230	1350	1580	410	2170	2580
100	320	1950	2270	340	1950	2290	570	2470	3040
125	375	2500	2875	400	2300	2700	615	2900	3515
150	455	2600	3055	480	2600	3080	700	3150	3850
200	545	3300	3845	570	3300	3870	810	3550	4360
250	610	4600	5210	610	4600	5210	950	4010	4970
315	720	5450	6170	720	5450	6170	1150	4800	5950
400	850	6500	7350	850	6500	7350	1390	5780	7170
500	1000	7800	8800	1000	7800	8800	1660	7000	8660
630	1200	9300	10500	1200	9300	10500	1970	8570	10540
800	1450	11000	12450	1450	11000	12450	2230	12000	14230
1000	1750	13500	15250	1750	13500	15250	2490	13900	16390

C A P I T U L O I V

PROTECCION DE LA ACOMETIDA EN ALTA TENSION Y CAMARA DE TRANSFORMACION

En los capítulos anteriores hemos considerado en detalle las características que deben tener y los requerimientos mínimos que deben cumplir las instalaciones servidas por una acometida en alta tensión y la cámara de transformación a su llegada. En este capítulo nos corresponde analizar las características principales, los parámetros a los cuales responden y los tipos de los diversos dispositivos de protección utilizados para la acometida y en la cámara de transformación; luego de lo cual, nos dedicaremos a la parte más importante del estudio, consistente en la selección de los elementos de protección y en el dimensionamiento de las protecciones de acuerdo a las características eléctricas de la instalación considerada, especialmente en lo que se refiere a las corrientes de cortocircuito que pudieran presentarse en caso de falla.

Comenzaremos pues el estudio de los dispositivos utilizados para protección contra sobrecorriente y entre éstos, nos dedicaremos a continuación al análisis de los elementos más conocidos en toda instalación, los fusibles.

4.1. CARACTERÍSTICAS Y FUNCIONAMIENTO DE FUSIBLES

4.1.1 CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE FUSIBLES

La tirafusible que se coloca ya sea en un cartucho o en un corcircuito fusible es un elemento térmico de bajo punto de fusión, de reducida sección en comparación con la del conductor del circuito al que sirve, que tiene una resistencia predeterminada. Por el paso de la corriente normal de carga, la resistencia del fusible provoca una disipación de energía (equivalente a I^2R , de acuerdo con la ley de Joule), liberación de calor y aumento de temperatura, sin sufrir ningún deterioro, pero cuando lo atraviesa una corriente excesiva, producida por un excesivo consumo de la carga o por un corcircuito, eleva su densidad de corriente y funde rápidamente, interrompiendo de ésta manera la continuidad del circuito en el que va intercalado, siempre que el arco se apague.

La fusión de este elemento depende de la corriente a la cual se halla sometido, pero también de la longitud del hilo, del material, diámetro, del tamaño de los terminales que se hallan en contacto con sus extremos, del ambiente que le rodea y de la duración del paso de la corriente. Un fusible adecuadamente aplicado debe abrir su miembro fusible, extinguir el arco establecido a través de este miembro, y entonces mantener las condiciones de circuito abierto con el voltaje nominal aplicado a sus terminales.

En los hilos fusibles se llama corriente límite una corriente tal que, para valores inferiores de la misma, el hilo no se funde,

pero para valores superiores se fundirá en un tiempo más o menos largo, dependiendo de la menor o mayor intensidad que lo atraviese, pero que no puede prolongarse más allá de dos minutos.

La intensidad límite de hilos fusibles viene dada por la fórmula:

$$I = b \cdot \sqrt{K \cdot S \cdot C} = b_1 \cdot \sqrt{K \cdot D^3} \quad (4.1)$$

donde:

- b, b₁ = constantes que dependen de la naturaleza del metal
- K = constante que es función de la ventilación
- S = sección del hilo fusible
- C = perímetro del hilo fusible
- D = diámetro del hilo fusible

Las características de operación tiempo-corriente de los fusibles se dan en función del tiempo de arco para un valor dado de corriente, pero desafortunadamente las normas industriales no están de acuerdo en dibujarlas sobre la base de corto tiempo, o mínima fusión, máxima fusión, o tiempo total de despeje.

Las características tiempo-corriente de un fusible pueden calcularse de la característica dada añadiendo o sustrayendo tolerancias. Si por ejemplo, la característica de un fusible de fuerza es dada en términos del mínimo tiempo de fusión, el tiempo de fusión máximo puede determinarse dibujando otra curva cuyas abscisas sean 20% mayores para cada uno de los valores correspondientes de tiempo. Luego que el fusible ha fundido, se requiere algún tiempo adicional para que el arco se extinga, y éste debe añadirse al tiempo de fusión máximo para obtener la curva de tiempo de despeje total.

Los fusibles son dispositivos monofásicos; por lo tanto, un fusible puede quemarse, dejando un circuito polifásico alimentado sólo con potencia monofásica, o sea que no aisla completamente un circui

to falloso. No tienen un tiempo de disparo o intensidad límite graduable, de ahí que la graduación de la intensidad límite y de la curva tiempo-corriente sólo se consigue cambiando el tamaño o el tipo de fusible.

En vista de que los fusibles son dispositivos térmicos, su operación está sujeta a la variación debida a los cambios en la temperatura ambiente, sobretodo en circuitos de baja tensión.

Para bajas tensiones se puede encontrar fusibles de hasta 4.000 amperios de capacidad, mientras que en altas tensiones (sobre 600 voltios) el límite superior de las capacidades de fusibles está en el rango de 100 a 400 amperios. Los fusibles son generalmente limitados en tamaño por consideraciones térmicas, pues los fusibles grandes producen tanto calor que viene a constituir un serio problema la ventilación.

4.1.2 TIPOS DE FUSIBLES A UTILIZARSE

En la protección de los conductores de acometida y de los transformadores localizados en las cámaras vamos a emplear fusibles en el lado de alta tensión, en el de baja tensión o en ambos lados, de ahí que vamos a comenzar el estudio con los fusibles empleados en el lado primario.

4.1.2.1 FUSIBLES DE ALTA TENSION.-- A partir del último poste al que llegan los conductores primarios, el primer dispositivo de protec-ción contra sobrecarga que consideramos es el cortacircuito fusible.

Cortacircuito Fusible.-- Es un aparato de desconexión consistente de la combinación de un soporte para el fusible y de un portafusible que puede o no incluir una tirafusible o una ho

ja de desconexión. Dentro de estos dispositivos se puede citar dos categorías: fusibles de expulsión y rellenos de líquido, siendo el primero el más generalmente utilizado. En el tipo de expulsión el arco es expelido fuera del tubo que aloja el fusible y es así extinguido; el proceso consiste en que la superficie interior del tubo que contiene al fusible es parcialmente descompuesta por el calor del arco y genera un gas que desioniza el camino del arco, de modo que éste se despejará en el instante de corriente cero. La presión crece en el tubo por el incremento de temperatura y la generación del gas crea una turbulencia ayudando en la desionización del camino del arco. La presión desarrollada dentro del tubo también ayuda a mantener las condiciones de circuito abierto una vez que el arco es despejado, obligando a las partículas ionizadas a salir por el extremo abierto del tubo.

Dentro de los cortacircuitos fusibles de expulsión los más utilizados son los de tubo de fibra, que consiste de una tirafusible reemplazable dentro de un portafusible que es revestido con una capa de fibra dura de celulosa. Este tipo de fusible es usado en dos variaciones: abierto y cerrado. En el tipo abierto, mostrado en la figura 4.1 para el modelo LEX de la casa Westinghouse, el fusible de tubo es colocado dentro de dos aisladores, y las conexiones eléctricas son expuestas en ambos extremos del portafusible. En el tipo cerrado, el tubo fusible es colocado hacia la parte interior de la puerta del cortacircuito, y los contactos eléctricos son cerrados dentro de un compartimiento de porcelana, según se muestra en la figura 4.2 para el modelo EUI de la misma casa.

El cortacircuito fusible relleno de líquido es adecuado para instalaciones interiores y exteriores en circuitos con tensiones de hasta 7.5 KV. El elemento fusible es sumergido en aceite en un tanque sellado y la operación del fusible no se manifiesta externamente.

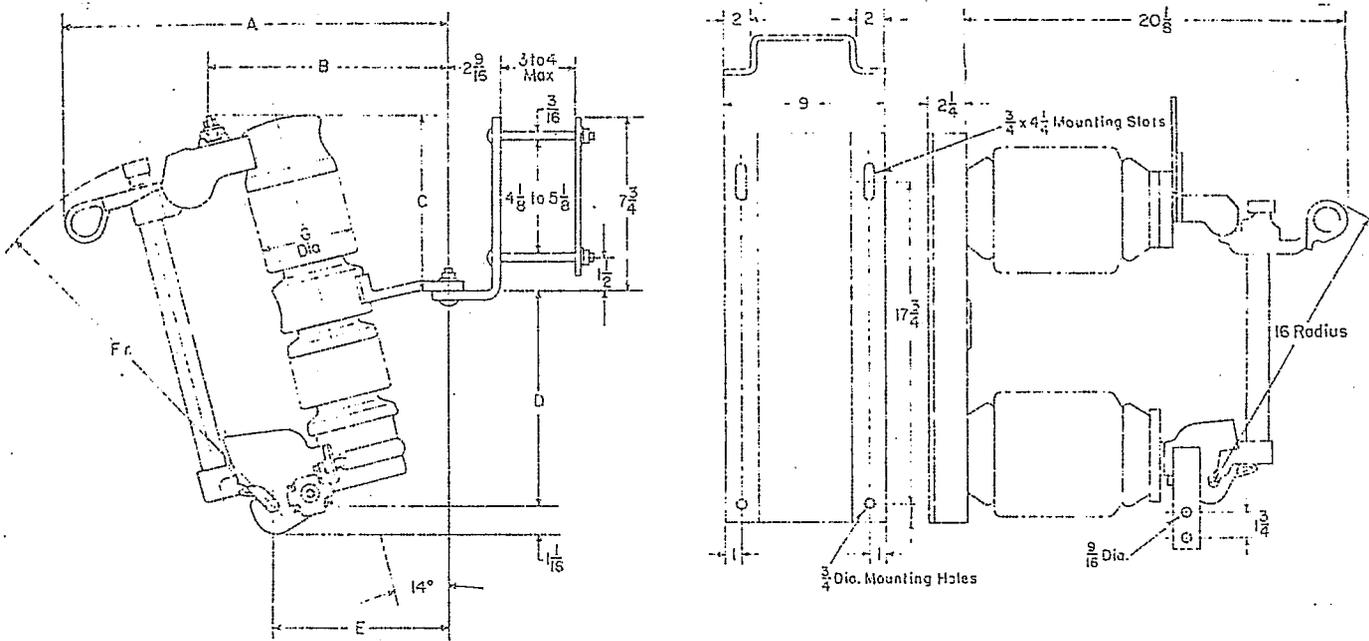
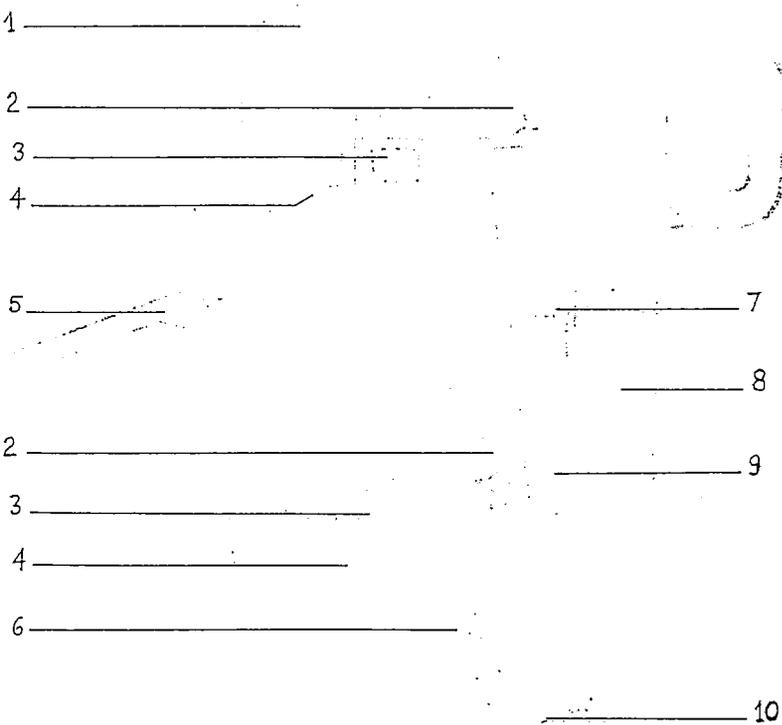


Figura 4.1. Cortacircuitos fusible tipo abierto.



- 1- CAJA DE PORCELANA
- 2- CONTACTOS DE CUÑA
- 3- TERMINALES FUNDIDOS
- 4- CEMENTO MINERALIZADO
- 5- ABRAZADERA DE MONTAJE
- 6- FIJACION DE LA TIRAFUSIBLE
- 7- BARRERA DE GAS
- 8- CIERRE DEL CORTACIRCUITO FUSIBLE
- 9- TUBO FUSIBLE
- 10- RESORTE MANUAL

Fig. 4.2. Cortacircuitos fusible tipo cerrado

El uso del tanque sellado permite aplicar este fusible en lugares con atmósferas húmedas, corrosivas o explosivas, o donde pueda estar sujeto a inundaciones periódicas. El uso de aceite como dieléctrico permite interrumpir corrientes de falla más altas que los fusibles con tubo de fibra.

Fusibles de Potencia.- Los fusibles funden en menos de medio ciclo cuando están sujetos a altas corrientes de falla, pero como el arco es conductor permite a la corriente alcanzar su máximo valor, a menos que sean diseñados para extinguir el arco antes de que aquella alcance su valor de cresta y así interrumpir rápidamente el circuito. En este caso los fusibles se denominan de corriente límite y son los más utilizados en cámaras de transformación. La limitación de corriente del fusible, se consigue a través de la inserción de una alta resistencia en el circuito durante la operación del mismo.

El fusible consiste de varios elementos de plata que se colocan en ranuras localizadas en la superficie de un núcleo cilíndrico de cerámica resistente al calor y que se conectan en paralelo. El núcleo que contiene a los alambres fusibles es colocado dentro de un tubo aislante hecho de cerámica resistente a altas tensiones, cuyos extremos van tapados por casquetes de contacto. El espacio entre la superficie del núcleo y la pared del tubo se rellena con arena finamente molida o gránulos de sílice.

Todas las conexiones dentro de la tirafusible son soldadas. Para conocer si un fusible se ha fundido, se emplea por lo general un percusor o indicador sujeto mediante un delgado alambre que se halla en paralelo con los conductores fusibles. Si se funde el conductor fusible principal, se fundirá asimismo el alambre, y el percusor, que está bajo la tensión de un pequeño resorte, se moverá hacia arriba marcando el funcionamiento del cortacircuitos.

Un modelo de fusible limitador de potencia perteneciente a la casa alemana SIBA, fabricado de acuerdo con las normas VDE 0670, parte 4, junto con sus accesorios, lo podemos ver en la figura 4.3.

4.1.2.2 FUSIBLES DE BAJA TENSION.- En el lado de baja tensión del transformador y dentro de la cámara, a menudo se instalan los fusibles de cartucho tipo NH, de alta capacidad de ruptura. Los fusibles NH interrumpen los circuitos al comenzar el incremento de corriente, limitando así la corriente de fusión a valores no peligrosos. Para referirnos a algunas de sus características nos basaremos en un modelo de la casa SIBA construido de acuerdo a las normas VDE 0660.

Este fusible está constituido de un elemento fusible múltiple de acción selectiva que tiene estrechamientos de sección de pocas pérdidas y un recubrimiento metálico de alto punto de fusión. El fusible propiamente dicho queda encerrado en una cápsula de material refractario que anula el arco y la explosión que se produce al quemarse el fusible. En la cápsula tienen un botón conectado al fusible que se dispara al producirse la quemazón del mismo y por lo tanto indica el estado del cartucho fusible. Los elementos fusibles son conectados directamente a los contactos de cuchilla mediante sueldo de punto. Ver figura 4.4.

La capacidad de ruptura de estos fusibles es garantizada para 500 voltios, y a voltajes más bajos la capacidad se incrementa; por ejemplo a 220 voltios, en un 40-50%. Debido a su pequeña resistencia, el aumento de temperatura bajo carga normal puede despreciarse; aún bajo sobre carga durante algunas horas de trabajo, la temperatura permanece dentro de los límites permisibles. Tal resistencia permite exponer permanentemente el fusible a un 20% de sobrecarga sin deteriorarse.

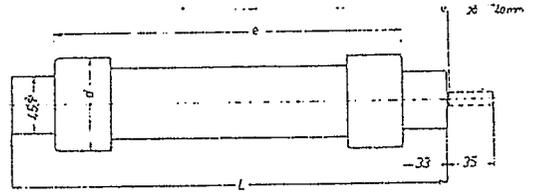
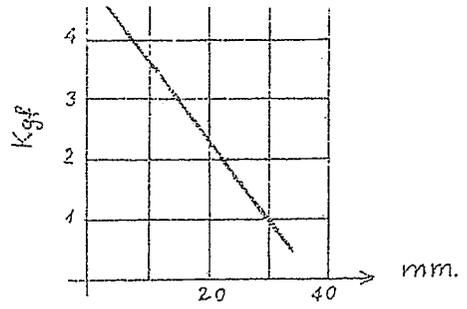
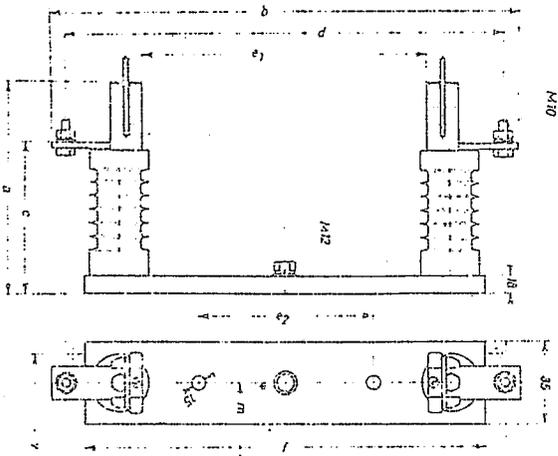


Fig. 4.3. Fusible limitador de alta tensión

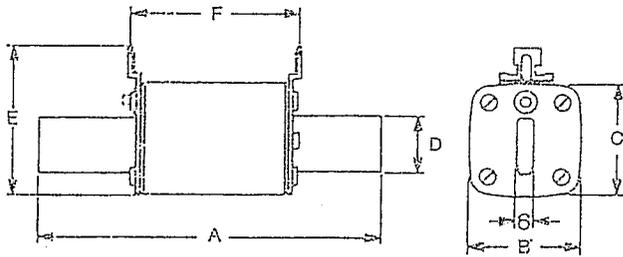
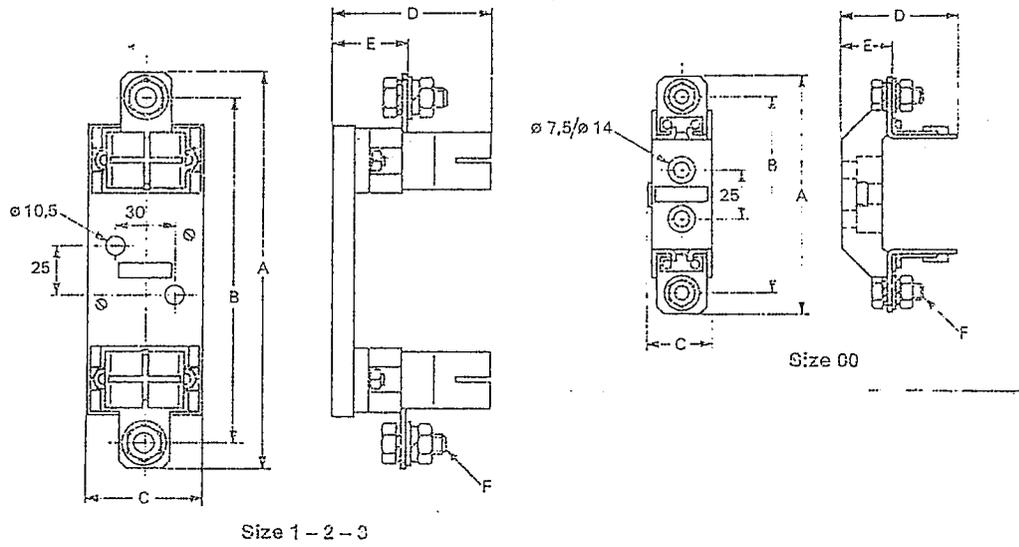


Fig. 4.4. Fusible de baja tensión NH

Uno de los modelos de la casa SIBA, así como la base portafusible - se muestran en la figura 4.4.

4.1.5 TIRAS FUSIBLES

Una de las primeras capacidades estándar de los tirafusibles - fue denominada tipo "N". La Capacidad "N" especifica que la tirafusibles conducirá el 100% de su corriente nominal continuamente y que deberá fundir a lo mucho el 230% de esa corriente dentro de cinco minutos, pero ya no se la emplea por sus limitaciones, entre ellas la de que únicamente especificaba un punto en la característica tiempo-corriente de la tirafusible.

Más modernas son las capacidades "K" (rápido) y "T" (lento), que han llegado a universalizarse gracias a la completa intercambiabilidad mecánica y eléctrica entre todos los estándares de diferentes fabricantes. Las características eléctricas de las tirafusibles K y T se han estandarizado de modo de alcanzar los valores mínimo y máximo de corriente requeridos para fundir la tira mediante la especificación de tres ordenadas de sus curvas características. Hay que anotar que las tirafusibles K y T cubren el único requerimiento de la capacidad N.

Los tres puntos de operación que se definen en las características de fusión tiempo-corriente de las tirafusibles K y T, y que estipulan una banda de funcionamiento para cada capacidad son los siguientes:

- 1.- 300 segundos para tirafusibles de capacidad igual o menor a 100 amperios; 500 segundos para tirafusibles con capacidades de 140 y 200 amperios.
- 2.- 10 segundos
- 3.- 0.1 segundos

Se emplea la expresión relación de velocidades para definir con mayor precisión las curvas de fusión. Se entiende por relación de velocidades la existente entre la corriente de 0.1 segundos y la corriente de fusión de 300 o de 600 segundos, según el caso. Con un fusible convencional la máxima relación que se puede obtener es aproximadamente 19.

La característica total de despeje tiempo-corriente para tirafusibles incluye la curva mínima de fusión, la tolerancia dada por el fabricante y el tiempo de formación del arco, que estará de acuerdo, con la norma utilizada, con la salvedad de que se pueden incluir constantes que toman en cuenta este factor cuando no se han realizado ensayos. La figura 4.5 muestra los tiempos de formación de arco de acuerdo con las normas IEEE-NEMA.

Finalmente habría que anotar que también se ha estandarizado un tipo de fusible universal denominado UT, cuya característica es una combinación de las tirafusibles K y T.

4.2. CARACTERÍSTICAS Y FUNCIONAMIENTO DE INTERRUPTORES

Los interruptores son aparatos que tienen por objeto establecer o cortar la continuidad de un circuito eléctrico, y contruídos de tal manera que esta continuidad puede mantenerse después de cada maniobra de cierre o apertura. Si esta acción se realiza sin carga se emplean los seccionadores o desconectadores; pero si el aparato puede conectar o desconectar la corriente nominal o la de cortocircuito proveniente de una falla, toma entonces el nombre de disyuntor.

En definitiva, un disyuntor puede insertar en un circuito eléctrico o retirar de él máquinas, aparatos o líneas, e interrumpir el

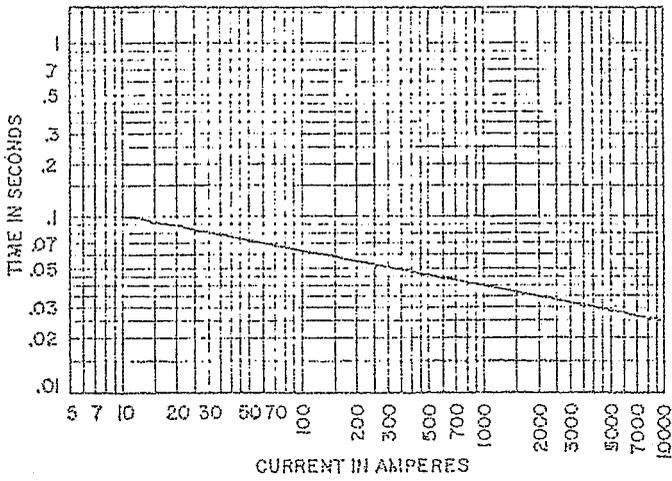


FIG. 4.5

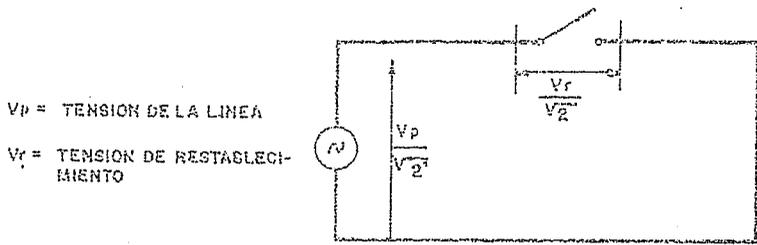


FIG. 4.6

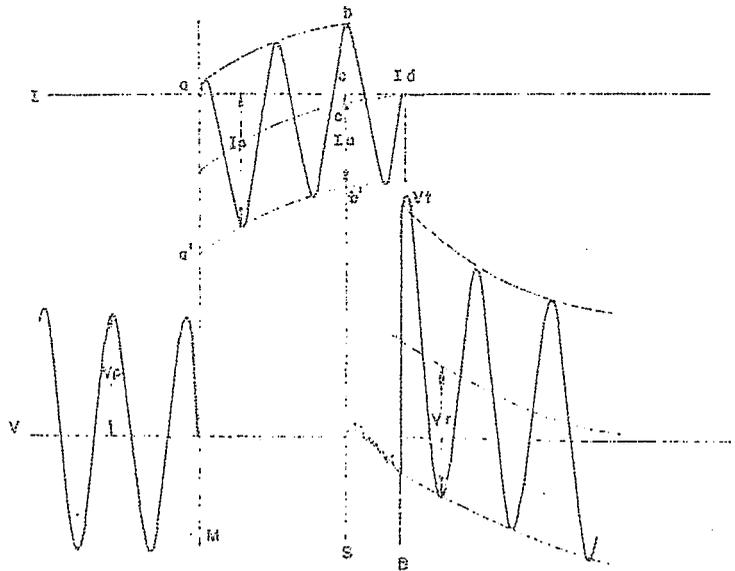


FIG. 4.7

mismo cuando sufre una sobrecarga. La interrupción es automática - para que el tiempo correspondiente a la misma sea corto y graduado a voluntad.

4.2.1 CARACTERISTICAS GENERALES DE DISYUNTORES

Un disyuntor es diseñado y especificado para ser cerrado sin - peligro en cualquier corriente comprendida dentro de su capacidad momentánea.

También puede abrir con toda seguridad cualquier corriente dentro de su capacidad de interrupción. Cuando se emplean relevadores apropiados o aparatos de disparo es capaz de abrir, automáticamente, cualquier corriente que esté sobre la corriente de puesta en trabajo graduada del dispositivo de disparo y bajo su capacidad de interrupción. El disyuntor reúne en una sola unidad dos condiciones importantes: maniobra segura del circuito bajo condiciones de carga tanto normales como anormales y apertura automática de corriente hasta su capacidad de interrupción.

En la mayor parte de los casos los disyuntores abren todos los conductores activos de un circuito, por lo tanto la probabilidad de una maniobra monofásica en circuitos trifásicos es eliminada en lo que se refiere al equipo de protección. El tiempo total de operación bajo varias condiciones de sobrecorriente es ajustable para prácticamente todos los disyuntores. El ajuste puede hacerse sea - en la estructura de los aparatos de disparo o en los relevadores asociados con los disyuntores. El ajuste del tiempo de operación hace que el disyuntor sea el aparato más apropiado para una operación selectiva.

Varios tipos de relevadores con características especiales para alcanzar los requerimientos de servicio particulares pueden usarse

se con disyuntores para ampliar su campo de aplicación. Esto hace que el interruptor y sus relevadores asociados sean casi universalmente aplicados como aparatos de protección y maniobra.

Los disyuntores pueden ser abiertos repetidamente bajo corrientes anormales sin la destrucción del elemento de interrupción, y sin la alteración de la exactitud del tiempo de operación. Se requiere una inspección y algún mantenimiento luego de cada ciclo de trabajo realizado a la capacidad de interrupción o cercano a ella. Cuando se repiten las aperturas del circuito con intervalos de unos pocos ciclos o segundos deben aplicarse factores de reducción de la capacidad.

Los disyuntores en general no son rápidos en operación a altas sobrecorrientes como lo son la generalidad de los fusibles.

Los disyuntores son diseñados para corrientes nominales de hasta 4.000 A a 600 voltios y menos desde 1200 a 5000 A para voltajes más altos. Las capacidades de las bobinas de disparo van de 15 A. para arriba. Los niveles de interrupción van desde 5000 hasta 1000.000 A para 600 voltios o menos, y desde 15 MVA en adelante para voltajes más altos.

Analizaremos a continuación los diversos factores que deben tomarse en cuenta para la selección del disyuntor apropiado y éstos son:

1. Tipo de disyuntor (en aceite, de reducido volumen de aceite, en aire).
2. Voltaje nominal.- Es aquella clase de voltaje nominal en la cual el disyuntor ha sido especificado.

3. Máximo voltaje de diseño.- Es el mayor voltaje para el cual el disyuntor ha sido diseñado.
4. Mínimo voltaje de operación para los KVA nominales.- Es el menor voltaje, al cual el disyuntor interrumpirá sus MVA nominales. A cualquier voltaje inferior a este valor, el disyuntor solamente interrumpirá un valor de KVA menor que el nominal. Esta es una característica muy importante de los disyuntoras ya que se los diseña para que interrumpan hasta una corriente máxima dada, independientemente del voltaje; esta corriente se denomina máxima corriente de interrupción nominal.
5. Nivel de aislamiento a tensión industrial. Son los KV eficaces que soportará el dispositivo durante una prueba de alta tensión realizada a 60 ciclos/seg., en un intervalo corto de tiempo.
6. Nivel de aislamiento contra tensiones de impulso. Es una medida de la capacidad para contrarrestar las ondas debidas a descargas atmosféricas y a maniobras. Esta prueba es aplicada con un generador de impulsos que produce una onda normalizada definida (1.2/50µs. según las normas ANSI Y VDE).
7. Corriente nominal.- Es la magnitud de corriente de carga que el disyuntor conducirá continuamente sin exceder el aumento de temperatura permisible.
8. Capacidad momentánea de corto tiempo.- Es la máxima corriente asimétrica R.M.S que un disyuntor soportará, incluyendo las corrientes provenientes de otras fuentes y la componente unidireccional. Esta capacidad es independiente del voltaje de operación para un disyuntor dado y define la habilidad de un interruptor automático para contrarrestar los esfuerzos mecánicos por el primer ciclo asimétrico de la corriente de cortocircuito. Esta especificación es usualmente significativa porque los esfuerzos mecánicos en el disyuntor varían con el cuadrado de la corriente

te; en efecto, es la única capacidad que sigue una ley cuadrática y, en consecuencia, es una de las más críticas. La capacidad momentánea de un disyuntor es alrededor de 1,6 veces la máxima capacidad de interrupción.

9. Capacidad de corto tiempo de 4 seg.-.- Es la máxima corriente que el disyuntor soportará en la posición cerrada por un período de 4 segundos para conseguir el tiempo de operación del relé. Este valor es el mismo que la máxima capacidad de interrupción.
10. Capacidad de interrupción trifásica o capacidad de ruptura.-.- Son los KVA trifásicos que el disyuntor interrumpirá en un rango de voltajes desde el mínimo voltaje de operación hasta el máximo voltaje de diseño. Los MVA a interrumpirse se obtienen multiplicando los KV en los cuales el disyuntor opere por la corriente simétrica en amperios a ser interrumpidos y por $\sqrt{3}$. Este producto no deberá exceder la capacidad de interrupción en KVA a cualquier voltaje de operación.
11. Capacidad de interrupción de corriente máxima.-.- Es la máxima corriente total RMS que el disyuntor interrumpirá independientemente de cuanto valga el voltaje. El disyuntor no interrumpirá esta corriente a todos los voltajes, que es el caso cuando el producto de $\sqrt{3} \times KV \times A$ es mayor que la capacidad de interrupción en KVA. Esta corriente límite determina el mínimo voltaje al cual el disyuntor interrumpirá los KVA nominales. A cualquier voltaje menor que éste, la capacidad de interrupción de corriente máxima determina en que medida disminuye la capacidad de interrupción trifásica. Esta disminución es proporcional a la del voltaje de operación mínimo.
12. Capacidad nominal de tiempo de interrupción.-.- Es el tiempo máximo total de operación desde el instante de energización de la

bobina de disparo hasta que el disyuntor ha despejado el corto - circuito.

4.2.2 FUNCIONAMIENTO DE LOS INTERRUPTORES AUTOMATICOS

En condiciones normales de operación, las f.e.m. en el secundario de los transformadores de corriente no son capaces de energizar la bobina de disparo del disyuntor, pero en caso de falla, la señal proveniente de los relvadores o de los transformadores de corriente energiza la bobina de disparo y abre el disyuntor.

Una vez energizada esta bobina, transcurre un corto lapso durante el cual se mueve el brazo de disparo y deja en libertad el mecanismo de apertura, pero el movimiento resultante no logra separar de inmediato los contactos. El tiempo comprendido entre la energización de dicha bobina y el instante en que se separan los contactos se denomina tiempo de apertura, y el comprendido entre la separación de los contactos y la extinción del arco es el tiempo de arco. La suma de estos dos tiempos es el tiempo total de apertura. En disyuntores trifásicos este tiempo se refiere a la última fase que se extingue.

El tiempo de apertura varía para los diferentes tipos de interruptores y el de arco del punto de la curva de corriente en que comienzan a separarse los contactos.

La energía desarrollada durante el proceso de interrupción viene dada por la expresión:

$$P = \sum_0^{t_a} e \cdot i \cdot \Delta t \quad (4.2)$$

donde: t_a = tiempo de duración del arco en segundos

e = tensión del arco, en voltios

i = corriente que atraviesa el interruptor, en amperios

En la fórmula de arriba t_a depende del tiempo t_0 , que comprende desde el momento en que comienzan a abrirse los contactos hasta el momento que la corriente se anula por primera vez, y también de la cantidad de reencendidos sucesivos que se producen en cada semi período. Por tanto, si t_1 es la duración de éste y n el número de reencendidos, se tiene que:

$$t_a = t_0 + n \cdot t_1 \quad (4.3)$$

Como las corrientes de falla son muy inductivas, la tensión es máxima cuando la corriente pasa por cero, por lo cual la corriente y la tensión no se anulan al mismo tiempo. Este hecho complica la extinción del arco, porque al hacerse nula la corriente, la tensión subsiste y se debe tratar de que el interruptor opere con un desfase mínimo, de acuerdo con las pruebas estipuladas por las normas a las cuales deben someterse estos aparatos.

Si el corte del circuito se realizase cuando la corriente fuese cero, y fuera nula la tensión del arco durante los períodos anteriores a la interrupción, el proceso de interrupción de la corriente sería el más satisfactorio, lo cual se ha logrado en gran parte en los disyuntores modernos con la reducción de la duración del arco y manteniendo la tensión en éste a un valor muy pequeño. Si se separan los contactos en el momento de corriente cero de modo que resistieran el voltaje de recuperación, la desconexión sería un proceso sin arco.

Además, tales disyuntores han conseguido evitar los reencendidos del arco con la creación de una rigidez dieléctrica suficiente

entre los contactos inmediatamente después de la apertura de éstos, la misma que se obtiene, tratándose de disyuntores de aceite, mediante la presión engendrada en una cámara de extinción, donde el aceite se vaporiza debido a la formación del arco.

4.2.2.1 DESCONEXION DEL INTERRUPTOR.- Al comenzar la interrupción de la corriente de falla se forma entre los contactos que se separan, uno fijo, y otro móvil, un arco cuya extinción tiene lugar en un tiempo muy pequeño.

El arco dieléctrico que se forma en el medio de desconexión origina, por la alta temperatura que produce, el hecho de que la mayoría de las moléculas de ese medio se disocian en iones positivos, negativos y electrones. Además, mientras arde el arco, existe una columna gaseosa incandescente. Al pasar la corriente por un valor cero, el arco ya no recibe energía pero la ionización no desaparece de inmediato, sino que aún se mantiene por pocos instantes, y la columna de partículas cargadas queda bajo dos influencias: El medio que se enfría con rapidez; lo cual hace que esas partículas se unan rápidamente, y además el voltaje de recuperación que va apareciendo entre los contactos en el trayecto de desconexión y que puede originar un reencendido.

A causa del voltaje de recuperación, las partículas positivas son aceleradas en una dirección y las negativas en otra, y su velocidad crece en mayor grado cuanto más elevada se hace la tensión. Al chocar contra moléculas neutras, éstas se disocian, y si la tensión es bastante grande, se llega a un estado de ionización por choque que puede convertirse en un arco eléctrico. Por lo tanto existen dos procesos: primero, la neutralización de las partículas con carga eléctrica debido al descenso de temperatura, y segundo, la formación de nuevas partículas electrizadas a causa del voltaje de recuperación. El primer influjo origina el incremento de la rigidez

dieléctrica entre contactos, y si este incremento es más rápido que el del voltaje de recuperación, el voltaje se extinguirá.

4.4.2.2 PROCESO DE INTERRUPCIÓN.- Para comprender el proceso de interrupción nos referiremos a la figura 4.6 que representa el circuito correspondiente a una instalación monofásica en la cual se produce un cortocircuito.

Supongamos, que, estando cerrado el interruptor, se produce un cortocircuito, y que aquél interrumpe automáticamente el circuito por la sobrecorriente que se origina.

La corriente anormal que surge en estas circunstancias se denomina corriente inicial de cortocircuito, cuya amplitud decrece gradualmente a un valor permanente que depende de la reactancia sincrónica del generador. A esta última se le conoce como corriente permanente de cortocircuito.

Si en el instante de ocurrir el cortocircuito es máxima la fuerza electromotriz del generador, la corriente originada se llama corriente de cortocircuito simétrica. En cualquier otro instante en que la fuerza electromotriz del generador tenga un valor distinto del de su amplitud máxima, se tendrá entonces la corriente de cortocircuito asimétrica. En la práctica las corrientes de cortocircuito son asimétricas durante los primeros ciclos que siguen a un cortocircuito. La asimetría es máxima en el momento del cortocircuito, pero el grado de asimetría decrece rápidamente en los instantes posteriores, llegando la corriente a ser simétrica, en pocos ciclos.

Para visualizar en mejor forma el proceso de desconexión de una corriente de cortocircuito asimétrica a causa de la falla producida, nos valdremos de la figura 4.7. Antes de ocurrir el cortocircuito, la corriente es cero y la amplitud de la tensión es V_p . El

cortocircuito se inicia en el punto M; la corriente entonces se eleva al valor máximo I_p mientras que la tensión cae a cero. En S los contactos comienzan a separarse y la componente continua I_{dc} está muy amortiguada; en este instante la componente de corriente alterna ha alcanzado el valor I_a .

La curva de la tensión entre los puntos S y B, correspondiente a la tensión de arco, adquiere una trayectoria dentellada según se advierte en dicha figura. A la vez que el arco se extingue en B, la curva de la corriente vuelve nuevamente a cero y la tensión llega a alcanzar un valor V_t , que puede ser inferior a la tensión anteriormente al circuito o superior a él.

El tiempo comprendido entre los tiempos M y S es la suma de los tiempos propios que tardan en reaccionar el relevador (si es que la protección incluye este dispositivo) y el disyuntor. El tiempo del disyuntor comienza en el instante en que se inicia el cortocircuito y termina en el instante en que sus contactos comienzan a separarse. El tiempo de S a B es el de duración de arco.

4.3 TIPOS DE INTERRUPTORES

En esta sección nos ocuparemos de la descripción de los equipos de protección y maniobra de uso frecuente en las instalaciones de protección para alta tensión, los cuales toman el nombre genérico de interruptores. Como ya se dijo en la sección anterior los interruptores se clasifican sustancialmente en seccionadores y disyuntores, aparatos que vamos a analizar a continuación.

4.3.1 SECCIONADORES

Son elementos usados para aislar circuitos o efectuar maniobras de transferencia de circuitos. Actúan como bifurcadores de corrien-

te en sistemas con barras en derivación y preparan algunas maniobras de servicio antes de que se cierren los interruptores de potencia.

El seccionador sirve para crear una distancia de interrupción visible, con el objeto de que los aparatos de la instalación puedan conectarse o desconectarse para realizar trabajos de mantenimiento, o similares, sin tener en cuenta la tensión, por lo tanto deben ser de construcción abierta al aire. La distancia de interrupción debe tener una elevada resistencia dieléctrica con el objeto de impedir el salto del arco a dispositivos sin tensión. Si opera con carga, el arco producido en la apertura del circuito puede originar cortocircuitos y además desgastar los contactos. En las instalaciones de cámaras de transformación se emplean preferentemente seccionadores de cuchillas.

Por lo general estos dispositivos tienen dos aisladores soportes por polo, los cuales llevan bornas de conexión macizas y una cuchilla giratoria que encaja a presión en éstos.

Al bastidor del seccionador se pueden adosar interruptores de puesta a tierra, cuyo cometido es el de poner un lado del seccionador a tierra y cortocircuitar al mismo tiempo las tres fases entre sí, con el fin de evitar desgracias personales en los trabajos de revisión, si por ejemplo se produjera un contacto accidental entre el equipo del lado de la carga del seccionador y las barras de alta tensión, estando abiertas las cuchillas del seccionador. Para evitar falsas maniobras se utilizan enclavamientos mecánicos o eléctricos, es decir, se enclava el seccionador con el correspondiente interruptor de potencia o con las cuchillas de puesta a tierra, lo cual impide la operación incorrecta de los equipos. Cuando se utilizan seccionadores con cuchillas de puesta a tierra, el enclavamiento consiste en una unión por biela entre los ejes de ambos dispositivos.

En ocasiones son de construcción monopolar, en cuyo caso cada una de las cuchillas debe tener un mango de material aislante, pero la mayoría de las veces vienen en ejecución tripolar; entonces las cuchillas son acopladas entre sí a lo largo de un armazón y reunidas por medio de material aislante resistente para un accionamiento conjunto.

La apertura o cierre de los seccionadores monopolares se consigue tirando o empujando una pértiga aislada cuyo gancho se introduce en la anilla que va colocada sobre la cuchilla. Para seccionadores tripolares la maniobra es parecida, sólo que la pértiga se coloca en la anilla situada en la cuchilla central. En las instalaciones de mayor importancia y en las cuales el número de maniobras es elevado, el mando se realiza por un sistema de estribo y barra, o por medio de palanca con estribo. Todos los accionamientos bloquean a los seccionadores en las posiciones extremas, para evitar aperturas o cierres espontáneos del circuito.

Los seccionadores pueden obtenerse en los siguientes tipos generales:

1. Seccionadores propiamente dichos
2. Seccionadores con fusibles incorporados
3. Desconectador en carga
4. Desconectador en carga con fusibles

En los seccionadores equipados con fusibles, éstos constituyen una parte de la propia vía de corriente. La capacidad de interrupción del conjunto es igual a la del fusible. En el bastidor del seccionador, o independientemente, se pueden acoplar interruptores auxiliares para la indicación eléctrica de las posiciones de contacto, en clavariento electromagnético o para fines de mando.

En la figura 4.8 podemos apreciar las características de un seccionador fusible, modelo 3 / 11 de la casa ANI.

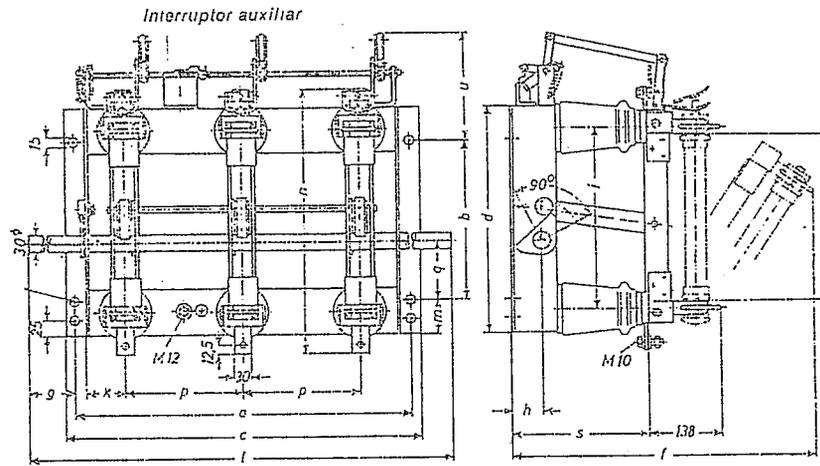


Fig. 4.8. Desconectador tripolar de cortacircuitos con interruptor auxiliar adosado para fines de desenganche y aviso.

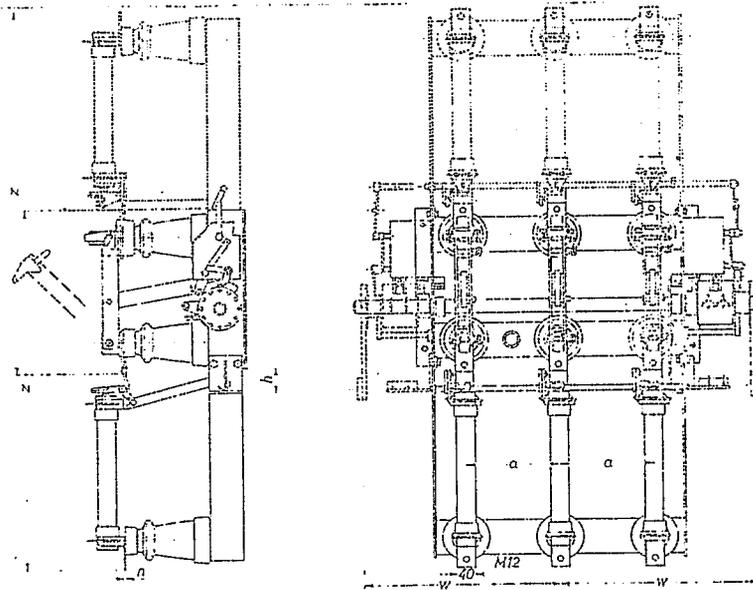


Fig. 4.9 Seccionador en carga Tipo AL con portafusibles colocado arriba o abajo.

4.3.1.1 **DESCONECTADORES EN CARGA.**- Son aparatos que reúnen características intermedias entre los seccionadores y los disyuntores, puesto que cumplen con las exigencias de aquellos, pero además puede interrumpir pequeñas corrientes, como la nominal, y sobrecargas no muy pronunciadas. También forman un sector de separación visible en el momento de la ruptura.

Están constituidos como seccionadores tripolares normales de cuchilla. Cada cuchilla se mueve en una angosta y aplanada cámara extintora a través de la cual se desarrolla el arco eléctrico. Las paredes de la cámara extintora aplanada son de un material aislante cuya superficie se gasifica muy intensamente por la acción calorífica del arco, de tal modo que se genera en la cámara una corriente gaseosa que origina la ruptura del arco.

El espacio ocupado por estos aparatos es un poco mayor que el ocupado por los seccionadores de la misma clase de tensión e intensidad. La resistencia al cortocircuito en estado conectado es igual a la del seccionador.

El accionamiento se realiza mediante barra de maniobra, por palanca o por aire a presión. Los accionamientos normales directos se admiten para la desconexión, pudiendo utilizarse para la conexión de corrientes hasta la nominal, y tratándose de corrientes mayores se necesita un accionamiento acumulador o de maniobra brusca. Los desconectadores en carga pueden ir equipados también con acumulador de fuerza para la conexión y desconexión. Se lo puede emplear como un aparato de protección en lugar de los seccionadores, con lo cual se ahorra en el dispositivo de enclavamiento y se disminuye en gran proporción los accidentes.

4.3.1.2 **DESCONECTADORES EN CARGA CON FUSIBLES.**- Estos seccionadores bajo carga tienen fusibles para tensiones de 3 a 30 kV, con una esp

ge de disparo que actúa a través de una varilla intermedia sobre un dispositivo de disparo libre, con lo cual el seccionador, al fundirse el cartucho fusible, se desconecta. Para aumentar la fuerza de desenganche, existe casi siempre un resorte acumulador de fuerza eléctrica auxiliar que se pone en tensión al insertar el seccionador bajo carga. Al desconectar con ayuda de un cortacircuito fusible pueden aparecer sobretensiones, porque después de fundirse la tirafusible, disminuye rápidamente la corriente, con lo cual, considerando que siempre existe inductancia, el valor $L \cdot di/dt$ se hace muy grande. Generalmente dicha sobretensión no es peligrosa, y además puede mantenerse entre límites razonables mediante una conformación adecuada del cortacircuitos.

En la figura 4.9 podemos apreciar las características de un desconectador en carga con fusibles, catálogo 5/12 de la casa AEG, muy utilizado en las cámaras de transformación de la Empresa Eléctrica Quito.

4.3.2 INTERRUPTORES DE REDUCIDO VOLUMEN DE ACEITE

Estos interruptores son los más adecuados para montajes individuales, así como para instalaciones que requieren pocos interruptores, sobretodo cuando sea suficiente un accionamiento a mano. En ellos el aceite sirve, empleado en pequeñas cantidades, para asegurar la extinción del arco eléctrico, pero no el aislamiento con relación a tierra. Las características principales de los interruptores de reducido volumen de aceite son las siguientes:

1. La extinción del arco se efectúa por medio de un chorro de aceite dirigido, sin intervención de ninguna fuente auxiliar exterior.
2. La cantidad de aceite requerida es pequeña, dedicada exclusivamente a la extinción del arco.

3. El arco sólo dura de una a dos sesiondas
4. Se suprime el desgaste de los contactos por causa de fusiones
5. Prácticamente no existe pérdida de aceite
6. La cámara de extinción y la de accionamiento mecánico se encuentran separadas, por lo que la porcelana no sufre esfuerzos nocivos, aún cuando el interruptor no se halle debidamente montado.
7. La conservación y vigilancia requerida no son muy grandes

Esencialmente hay dos tipos de construcción: desconectadores de potencia, usados por la Empresa Eléctrica Quito para la protección de transformadores de capacidad superior a los 200 KVA, instalados en cámaras de transformación que sirven a fábricas, e interruptores de potencia.

4.3.2.1 DESCONECTADOR DE POTENCIA O INTERRUPTOR-SECCIONADOR DE POTENCIA.- Se utiliza en redes de hasta 20 KV, para intensidades nominales de 400 A. y potencias de ruptura hasta 20 MVA. El desconectador de potencia de volumen reducido de aceite se construye como interruptor principal con desenganche libre montado al lado derecho, con accionamiento manual por pértiga, barra de distribución (palanca de maniobra con ojal en el eje del desconectador) o por palanca y estribo (se necesita un acumulador de fuerza de conexión).

Equipándolos con porta-fusibles, bien en la parte superior, inferior o delantera del interruptor, y con fusibles de alta capacidad de interrupción pueden utilizarse para la protección contra cortocircuitos en redes de hasta 400 MVA de potencia disruptiva. Los limitadores de corriente de dichos fusibles, actúan mediante una biela, sobre el desenganche libre del interruptor provocando la desconexión de las tres fases, aún cuando se haya fundido sólo un fusible. Esta disposición evita la quemazón de motores trifásicos cuando eventual-

mente podrían funcionar con una o dos fases.

La estructura es semejante a la de los interruptores de reducido volumen de aceite (cámaras de extinción rígidas), pero con un tramo de interrupción de aire visible. En el bastidor están montados interruptores auxiliares con fines de mando y aviso. En la figura 4.10 podemos observar un modelo de la casa AEG, de acuerdo a las normas VDE 0670.

La cámara de extinción se compone de cinco cámaras individuales. En la parte inferior se encuentra el contacto hembra de cuatro pines. Al efectuarse una desconexión a plena carga o con cortocircuito, el arco que se va formando se extingue por una fuerte corriente que actúa sobre el arco transversalmente. En la desconexión, al pasar el contacto deslizante la primera cámara, el arco ya se ha enfriado hasta el punto de extinguirse. Mientras tanto, la distancia entre los elementos bajo tensión aumenta hasta adquirir un valor con el que resulta imposible el encendido. Las dos cámaras superiores sirven para frenar el chorro de aceite, y para condensar los vapores de aceite. Todos los desconectadores de potencia con elemento líquido de extinción tienden a proyectarlo afuera al desconectar; en esta construcción se ha tenido en cuenta este inconveniente y después de extinguirse el arco, el contacto móvil permanece en la parte superior de la cámara de extinción, manteniendo ésta, por lo tanto, cerrada, siendo después cuando se establece de manera visible la distancia de desconexión.

4.3.2.2 INTERRUPTORES DE POTENCIA.- Nos referimos a los detalles de construcción de un interruptor de potencia de la casa AEG, correspondiente a las prescripciones VDE 0670, conocido con el nombre de "interruptor hidrodinámico". Ver figura 4.11.

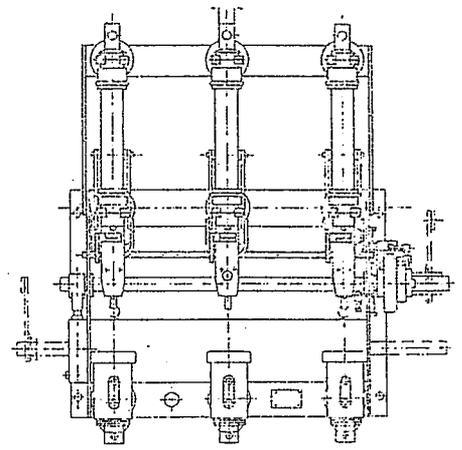
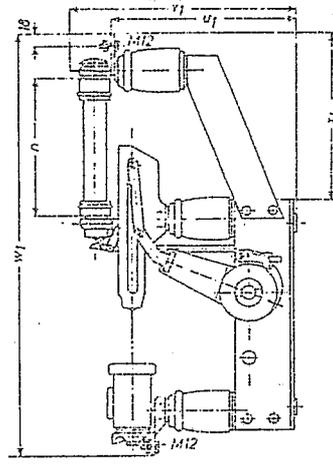


Fig. 4.10 Interruptor-seccionador de potencia con portafusibles colocado en la parte superior.

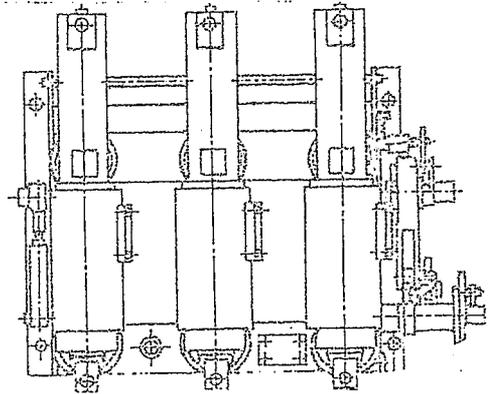
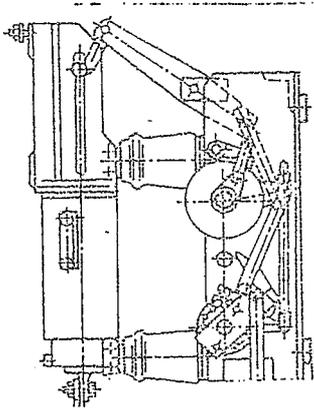


Fig. 4.11 Interruptor hidrodinámico tipo G con acumulador de fuerza de conexión

Está constituido de un bastidor soldado de perfiles de acero, el cual soporta los polos del interruptor que van sujetados sobre montantes con las cámaras de extinción. Las espigas de contacto son accionadas por medio de palancas por un eje común. El eje de conexión y el accionamiento están unidos entre sí a través de un dispositivo de desconexión libre (llave de conexión).

Estos interruptores producen en sí mismos la corriente circulatoria del medio de extinción por medio de la energía del arco voltaico. De estos interruptores el más utilizado por la Empresa Eléctrica "Quito" es el tipo G, para potencias disrruptivas pequeñas, de hasta 350 MVA. Este interruptor, que es un modelo de pared, tiene cámaras de extinción rígidas en las cuales se aprovecha la diferencia de presión entre el espacio a presión y el espacio sin presión de las cámaras de extinción para producir una corriente circulatoria orientada transversalmente al eje del arco voltaico.

Normalmente se lo manobra por delante, con accionamiento por la derecha. Para el accionamiento por la izquierda se necesita un segundo eje. Ya sea que el accionamiento sea por motor o manual, posee un acumulador de fuerza de conexión, que actúa como impulsor de conexión. Los muelles de conexión alojados en el bastidor del interruptor son tensados durante el proceso de conexión y sostenidos por la llave de conexión. El sistema de palancas de esta llave de conexión está elegido de forma que sólo es necesario una pequeña fuerza de disparo para poder desconectar mecánica o eléctricamente por medio de imanes de conexión.

4.4 PROTECCION CONTRA SOBRECARGAS Y CONTACTOS SUAVES

En las secciones precedentes de éste capítulo 4.1, 4.2 y 4.3 hemos dado a conocer las características más importantes, el principio

de funcionamiento y los tipos de fusibles e interruptores más utilizados en la protección de instalaciones que necesitan una cámara de transformación. Con esta base previa, en esta sección nos dedicaremos a la aplicación de dicha información, pero antes de entrar al dimensionamiento de las protecciones y a la selección de las capacidades de ruptura o de régimen de los equipos daremos una ligera información referente a consideraciones con respecto a las corrientes de cortocircuito y luego la determinación de las mismas en diferentes puntos de una instalación típica tomada como ejemplo.

4.4.1 CONSIDERACIONES RESPECTO A LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

La corriente que origina como consecuencia de una falla en un sistema eléctrico se denomina corriente de cortocircuito. Ella es substancialmente sinusoidal, ya que en la mayoría de sistemas industriales, los voltajes aplicados o generados son de carácter sinusoidal.

En los sistemas de potencia ordinarios la resistencia del circuito es despreciable comparada con la reactancia. El factor de potencia de la corriente de cortocircuito es determinado solamente por la relación de resistencia a reactancia del circuito, pero no de la carga. En consecuencia, la corriente de cortocircuito en la mayoría de los sistemas atrasa al voltaje interno del generador en aproximadamente 90° .

Las corrientes alternas asimétricas son difíciles de interpretar para la aplicación de los dispositivos de protección cuando son tratadas como ondas de una sola corriente, de ahí que es necesario resolverlas en componentes. Para tal efecto, aquellas corrientes se descomponen arbitrariamente en dos componentes, ya que la corriente alterna asimétrica se comporta exactamente como si hubiera dos compo

rientes fluyendo simultáneamente: La componente simétrica de corriente alterna y la componente de corriente continua. La suma de estas dos componentes en cualquier instante es igual a la magnitud de la onda total asimétrica en el mismo instante.

La magnitud de la componente de corriente continua depende del instante en que ocurra el cortocircuito y pueda variar desde cero, en el caso de una corriente totalmente simétrica, a un valor inicial máximo igual al pico de la componente simétrica alterna en el caso de una corriente totalmente simétrica. Cuando el cortocircuito ocurre en cualquier otro punto, la magnitud inicial de la componente de corriente continua es igual al valor de la componente simétrica alterna en aquel instante.

Los límites interiores son verdaderos para la magnitud inicial de la componente de corriente continua independientemente de la reactancia y la resistencia. Sin embargo, esta componente no sigue fluyendo a un valor constante, a menos que el circuito no tenga resistencia. Ya que no hay un voltaje continuo en el sistema para mantener el flujo de corriente continua, la energía representada por este componente se disipará en forma de pérdidas de calor ($I^2 \cdot R$) provenientes del paso de esa corriente a través de la resistencia del circuito. Ya que todos los circuitos reales tienen cierta resistencia, la componente continua decrece como se muestra en la figura 4.12. La combinación de la componente continua decreciente, y de la componente alterna, da una onda asimétrica que cambia a simétrica cuando la primera ha desaparecido.

4.4.1.1 RELACION X/R.- El decremento o relación de amortiguamiento de la componente continua es proporcional a la relación de la reactancia a la resistencia del circuito completo desde el generador hasta el punto del cortocircuito. Si la relación de la reactancia a la resistencia es infinito la componente continua nunca decrece. Por

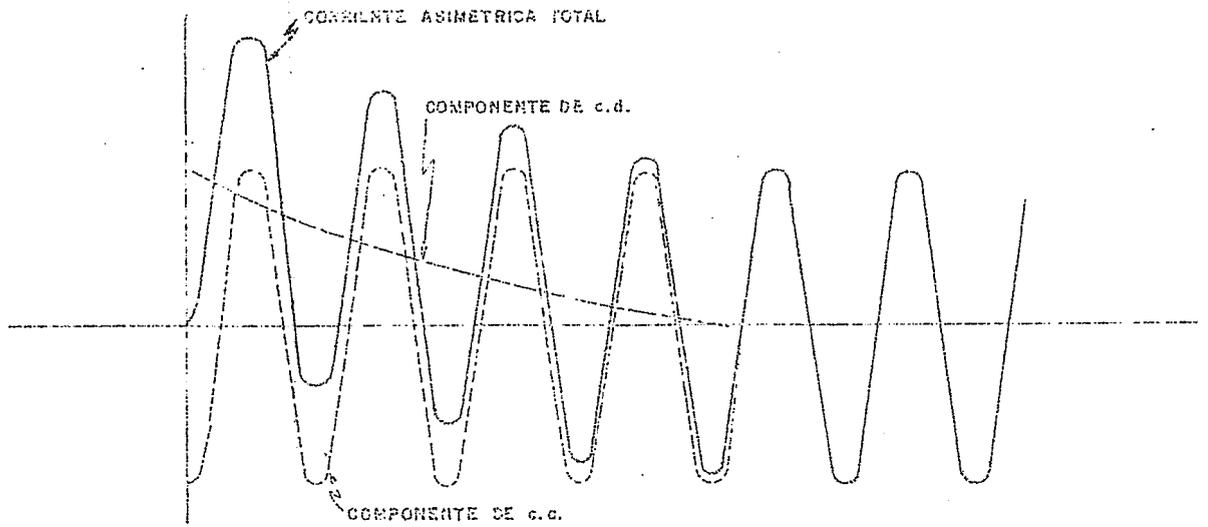


FIG. 4.12

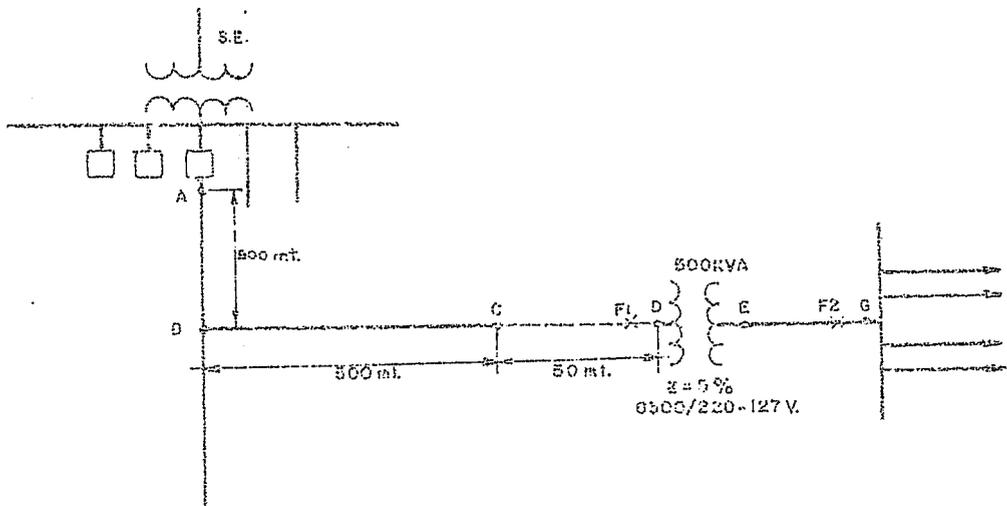


FIG. 4.13

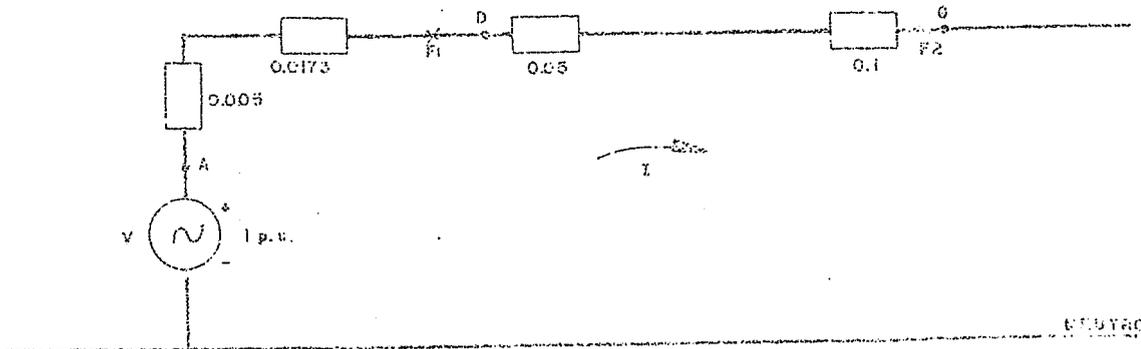


FIG. 4.14

otro lado, si la relación es cero, la componente decrece instantáneamente. Para cualquier relación de reactancia a resistencia dentro de estos límites, la componente continua toma un tiempo definido para decrecer sustancialmente a cero.

A medida que disminuye la relación X/R , la componente continua decrece más rápidamente, pero como se supone que la resistencia ha crecido en relación a la reactancia, aumentan las pérdidas $I^2 \cdot R$ al paso de la corriente continua.

4.4.1.2 VALORES EFICACES DE LAS ONDAS DE CORRIENTE ALTERNA.- Los valores eficaces de las ondas de corriente alterna son importantes, ya que los disyuntores y fusibles son diseñados en función de la corriente eficaz o de los KVA equivalentes. El valor máximo eficaz de la corriente de cortocircuito se tiene alrededor de medio ciclo después de ocurrir el cortocircuito, según se advierte en la figura, 4.1.

El cálculo del valor eficaz preciso de una corriente asimétrica en cualquier instante después de aparecer un cortocircuito puede hacerse considerando factores de decremento exactos que toman en cuenta la componente continua. Estos factores de multiplicación convierten el valor eficaz de la onda alterna simétrica en amperios eficaces de la onda asimétrica, incluyendo la componente continua.

Para la aplicación en los dispositivos de protección, sólo la componente continua máxima es considerada, ya que el disyuntor debe aplicarse para cortar la corriente de cortocircuito máxima que puede surgir en el sistema.

En el caso general para circuitos sobre 600 voltios, el factor de multiplicación que considera la componente continua es 1.6 veces el valor eficaz de la componente sinéfrica alterna en el primer medio

ciclo. Para circuitos de 600 voltios y menos, el factor multiplicador para calcular la corriente total en el primer medio ciclo es 1.25 cuando el disyuntor es aplicado sobre la corriente media en las tres fases.

4.4.2 DETERMINACION DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

Antes de determinar las características de los equipos de protección es necesario conocer la corriente nominal y la corriente máxima de cortocircuito en el punto donde se instalarán estos equipos, la primera de las cuales da las características de corriente normal y la segunda la capacidad de interrupción de los equipos.

Para el cálculo de las corrientes de falla se necesita conocer el diagrama unifilar del sistema en el que aparecen sintetizadas las características eléctricas de los elementos del mismo. A partir de ese diagrama se obtendrá el diagrama de impedancias secuenciales en el cual se representarán los circuitos equivalentes de las líneas de subtransmisión, alimentadores primarios, transformadores, etc.

A continuación incluiremos el diagrama unifilar de una instalación de 500 KVA. servida mediante una acometida subterránea con conductor No. 6 AWG (66 A de capacidad). La alimentación proviene de una red aérea primaria con conductor No. 4 AWG, de 500 mt. de longitud y de una derivación de esta red, (que incluye la extensión de línea primaria) con conductor No. 6 AWG, también de 500 mt. de longitud. Ver figura 4.13.

Supondremos que el alimentador primario sale de una subestación de distribución en la cual se han instalado disyuntores hidrodinámicos, similares al tipo descrito últimamente, de 100 MVA de capacidad de interrupción, el mismo que puede representarse en el diagrama

ma secuencial como un generador ficticio equivalente.

La corriente secundaria del transformador será:

$$I = \frac{500 \text{ KVA}}{1.73 \times 0.208 \times 0.85} = 1630 \text{ A/fase}$$

$$S = \sqrt{3} V I$$
$$P = \sqrt{3} V I \cos \phi$$

Si utilizamos tres ductos que lleven a la vez seis conductos - cada uno, hasta el tablero de distribución, la corriente que pasará por cada alambre será 272 A; por lo tanto podremos utilizar conductores No. 3/OAWG, aislamiento RH (310 A. de capacidad). El neutro - deberá tener como mínimo la sección inmediata inferior a la de los conductores activos, pero en éste caso lo elegimos también No. 4/O AWG desnudo. Asumiremos que la distancia desde la cámara hasta el tablero general es de 20 mt.

A continuación haremos el análisis de una falla trifásica, en - consideración de que es la más crítica; por lo mismo sólo consideraremos las reactancias de secuencia positiva de los elementos del - sistema. Al determinar la corriente de falla debe usarse el valor real del voltaje que existía antes del fallo; sin embargo, para simplificar este ejemplo, se asumió que ese voltaje era el mismo que corresponde a la tensión nominal del sistema.

En la figura 4.14 se indica el diagrama de impedancia secuen - ciales en "por unidad", cuyos valores se han obtenido a base del siguiente desarrollo:

$$KVAb = 500 \text{ (potencia trifásica)}$$
$$KVb = 6.3 \text{ (voltaje línea a línea)}$$

Una base de 500 KVA en el circuito generador requiere la misma en todas las demás partes del sistema. Las corrientes base serán res - pectivamente:

$$I_b \text{ (Alta tensión)} = \frac{KV \text{ Ab}}{\sqrt{3} \cdot KVb} = \frac{500}{\sqrt{3} \cdot 6.3} = 45.9 \text{ A.}$$

$$I_b \text{ (Baja tensión)} = \frac{500}{\sqrt{3} \cdot 0.208} = 1390 \text{ A.}$$

Las impedancias de los diversos elementos del sistema serán:

$$Z \text{ generador (p. u.)} = 500 / 100\,000 = 0.005$$

$$Z_{AB} = 0.95 + j 0.427 \quad (\Omega / \text{Km})$$

$$Z_{AB} = 0.475 + j 0.213 \quad (\Omega)$$

$$Z_{BC} = 1.510 + j 0.443 \quad (\Omega / \text{Km})$$

$$Z_{BC} = 0.755 + j 0.221 \quad (\Omega)$$

$$Z_{CD} = 1.54 + j 0.172 \quad (\Omega / \text{Km})$$

$$Z_{CD} = 0.0770 + j 0.00860 \quad (\Omega)$$

$$Z \text{ línea (A.T.)} = Z_{AB} + Z_{BC} + Z_{CD} = 1.3 + j 0.442 \quad (\Omega)$$

$$Z \text{ línea (A.T.)} = 1.37 \quad (\Omega)$$

$$Z \text{ línea (A.T.) p. u.} = \frac{Z \Omega \times KVAb}{10^3 (KVb)^2} = \frac{1.37 \times 500}{10^3 \times (6.3)^2} = 0.0173$$

$$Z \text{ transformador} = 0.05$$

$$Z_{EG} = 0.381 + j 0.187 \quad (\Omega / \text{Km}) = 0.423 \quad \Omega / \text{Km}$$

$$Z (EG) = 0.00846 \quad (\Omega)$$

$$Z (B.T.) \text{ p.u.} = \frac{0.00846 \times 500}{10^3 \times (0.208)^2} = 0.1 \quad (\Omega) \text{ pu} \quad ?$$

Los puntos de falla más probables son D y G. Calculemos pues las corrientes de cortocircuito en dichos puntos.

1^o Falla F₁:

$$I_{p.u.} = \frac{V}{Z_{parcial}} = \frac{1}{0.005 + 0.0173} = \frac{1}{0.022} = 45.4 \text{ pu.}$$

$$I(1) = I_{p.u.} \cdot I_B = 45.4 \times 45.9 = 2080 \text{ A.}$$

2- Falla F_2 :

$$I_{p.u.} = \frac{1}{0.005 + 0.0173 + 0.05 + 0.1} = \frac{1}{0.172} = 5.82 \text{ p.u.}$$

$$I(2) = 5.82 \times 1390 = 8060 \text{ A.}$$

Los valores calculados corresponden a las corrientes de falla simétricas; para obtener los correspondientes de las máximas corrientes posibles de cortocircuito, es decir las asimétricas, usaremos los factores multiplicadores anotados.

$$I(1) \text{ ASIM} = 2080 \times 1.6 = 3330 \text{ A.}$$

$$I(2) \text{ ASIM} = 8060 \times 1.25 = 10.075 \text{ A.}$$

En la figura 4.15 podemos observar el diagrama unifilar a partir de la acometida hasta el tablero general con las corrientes de falla calculadas.

4.4.3 DIMENSIONAMIENTO DE PROTECCIONES

En el dimensionamiento de los equipos de protección deben tenerse en cuenta las siguientes consideraciones en cuanto se refiere a corriente y capacidad de interrupción.

Generalmente las curvas características de tiempo en función de la corriente para los relés, disyuntores y fusibles son de relación inversa a fin de permitir funcionamiento relativamente largo cuando la corriente es baja y mayor rapidez de acción a medida que va aumentando la intensidad.

El elemento debe poseer terminales capaces de soportar, sin sufrir daño, el paso de la corriente de cortocircuito hasta el momento

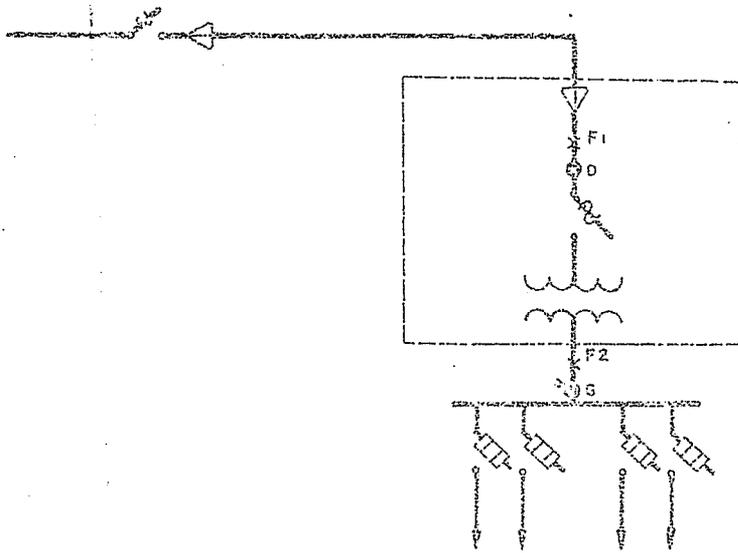


FIG. 4.15

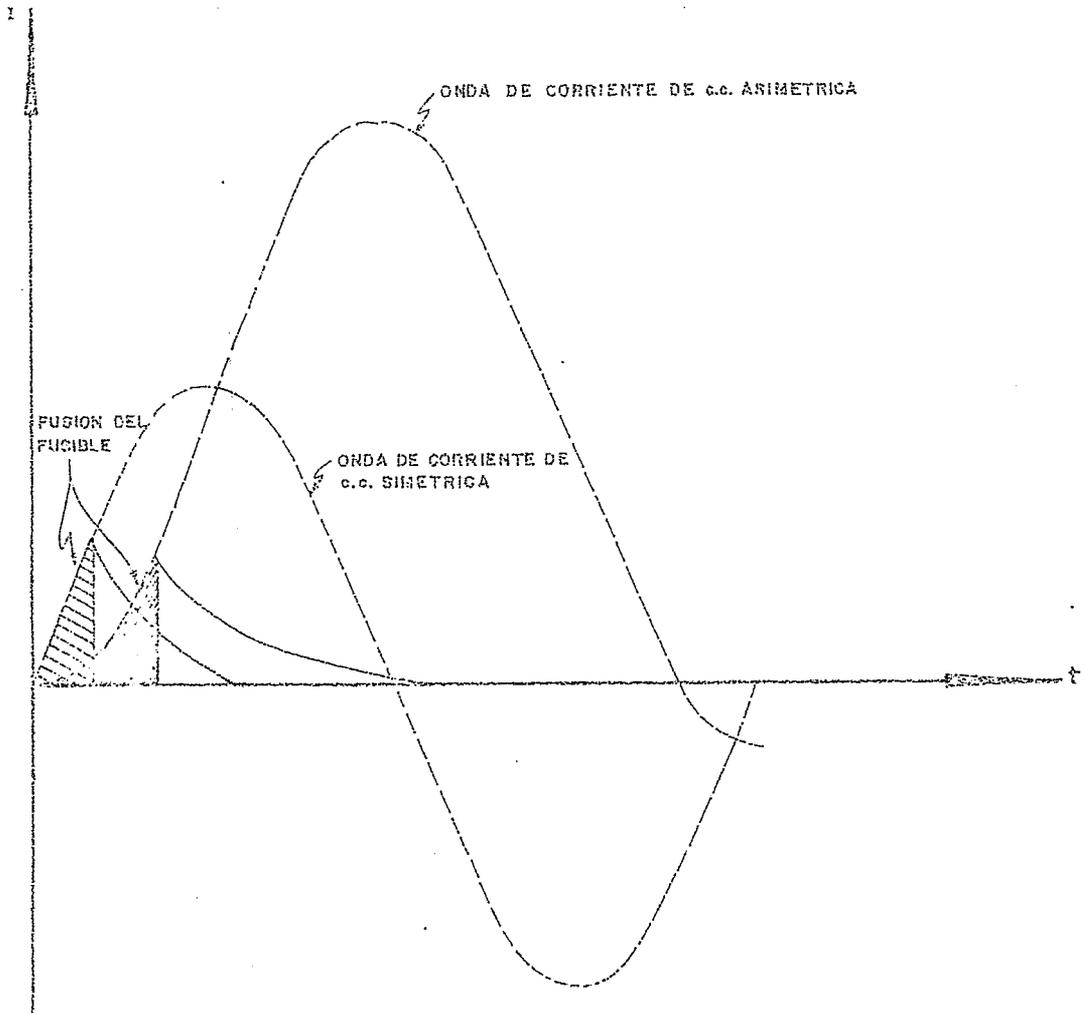


FIG. 4.16

de su apertura.

El elemento de protección debe ser capaz de interrumpir en forma segura y sin causar daños, el valor de la corriente de cortocircuito en el momento en que opera.

El elemento de protección debe por lo tanto estar diseñado para su operación con una corriente de cortocircuito igual o mayor a la que se espera que debe interrumpir.

El tiempo de apertura debe ser tenido en cuenta en función de los cables o equipos que se deben proteger, así como los efectos de coordinación entre protecciones, que se desea lograr en el sistema.

Además de estas características, los elementos de protección y maniobra deben dimensionarse en función de la tensión a fin de que cumplan con los siguientes requisitos:

La tensión de operación normal del equipo no debe ser mayor que su tensión máxima de diseño, recomendándose escoger los equipos en base a la tensión de operación normal.

Los elementos deben tener una capacidad para sobretensiones de acuerdo a las normas consideradas.

Para elementos con tensiones hasta 600 voltios hay que tener en cuenta que la tensión de operación no sea sobrepasada.

4.4.3.1 CONSIDERACIONES REFERENTES A LA SELECCION DE FUSIBLES.- Los fusibles se seleccionan a base de su capacidad de interrupción, capacidad nominal en régimen permanente, y tiempo de fusión con relación a la corriente. Las características de fusión se determinan principalmente por la corriente de fusión mínima y por la pendiente de las curvas de fusión. Una relación de aproximadamente 2:1 entre

la corriente de fusión mínima y la corriente nominal en régimen permanente toma en cuenta las características inherentes de los fusibles de alta tensión para uso de líneas de distribución.

Lo primero que debe tenerse en cuenta en la selección de un fusible es que su tensión máxima ha de exceder de la tensión máxima entre líneas, sean cuales fueren las condiciones de puesta a tierra que presente la red.

Los fusibles destinados a líneas de fuerza se proyectan para que puedan conducir la corriente nominal en forma continua sin exceder de las elevaciones de temperatura permitidas por las normas. En la mayoría de las instalaciones, sin embargo, la capacidad nominal de corriente del fusible debe ser mayor que la corriente nominal de carga del equipo que se ha de proteger. En ningún caso se debe permitir que la capacidad de corriente del fusible sea menor que la corriente de carga en régimen permanente.

Las exigencias para los fusibles empleados en el primario de los transformadores deben ser las siguientes:

- Deben proteger la red contra interrupciones
- Deben ofrecer protección coordinada con el lado de baja tensión
- Deben proteger en lo que sea posible contra fallas secundarias de alta impedancia.

En el proceso normal de selección de fusibles sobre la base de la capacidad nominal del transformador, se presupone protección adecuada en el secundario. Por consiguiente, suele emplearse un fusible tipo rápido, de tal capacidad que pueda soportar toda sobrecarga permitida por el transformador y que éste pueda conducir sin peligro.

El límite superior de la capacidad nominal de corriente de los fusibles

bles se determina por el grado de protección que el fusible puede proporcionar al transformador contra fallas en el secundario. La corriente de línea que capta el fusible depende principalmente de la naturaleza de la falla y de la impedancia del transformador. En la mayoría de los casos, los fusibles tipo rápido pueden emplearse para proteger transformadores conectados en triángulo-estrella de impedancia normal, incluso contra las fallas fase a neutro en el secundario del transformador, siempre que la capacidad de corriente del fusible sea el doble de la del transformador.

La capacidad de interrupción en amperios de los fusibles de alta tensión es la única capacidad que tiene significado físico. Para facilidad de aplicación, en sistemas trifásicos que emplean disyuntores y fusibles, se da esta capacidad en MVA para ambos dispositivos. La capacidad de interrupción trifásica en MVA no tiene significado por ser los fusibles dispositivos monofásicos, cada uno funcionando sólo con la corriente que pasa a través de él.

En combinación con desconectadores en carga, los fusibles limitadores dan protección contra cortocircuitos. La capacidad de ruptura está dada por el valor eficaz de la máxima corriente de cortocircuito en el primer semiciclo, la cual se corta al reaccionar el fusible. Esta corriente es la que aparecería en el lugar de montaje si el fusible fuera puenteado.

Donde se desea tener una operación selectiva entre el fusible primario y un disyuntor en el secundario del transformador, algunos fusibles de corriente límite son diseñados para dar un tiempo de fusión algo más largo que los fusibles comunes para valores altos de la corriente de falla, con el objeto de ayudar al disparo instantáneo del disyuntor. En la figura 4.16 puede observarse la acción limitadora de estos fusibles y en la 4.17 las características que definen las propiedades limitadoras de los mismos.

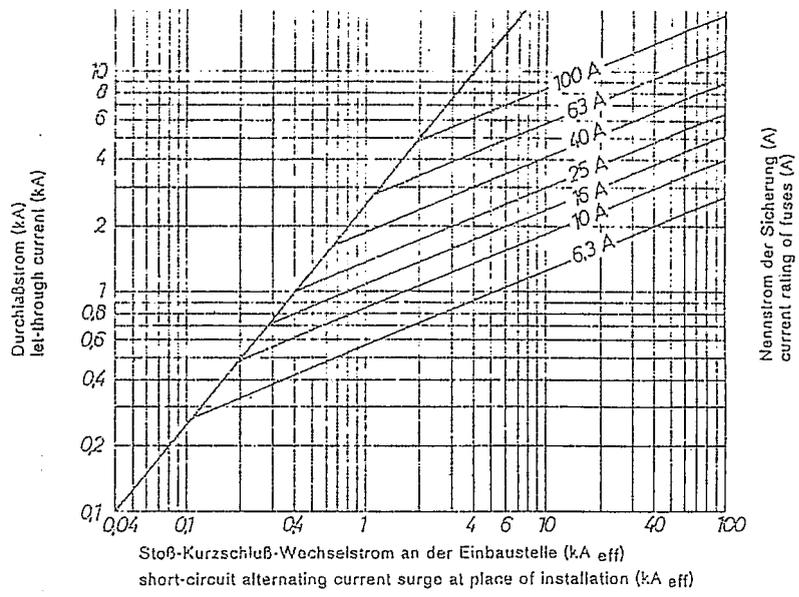
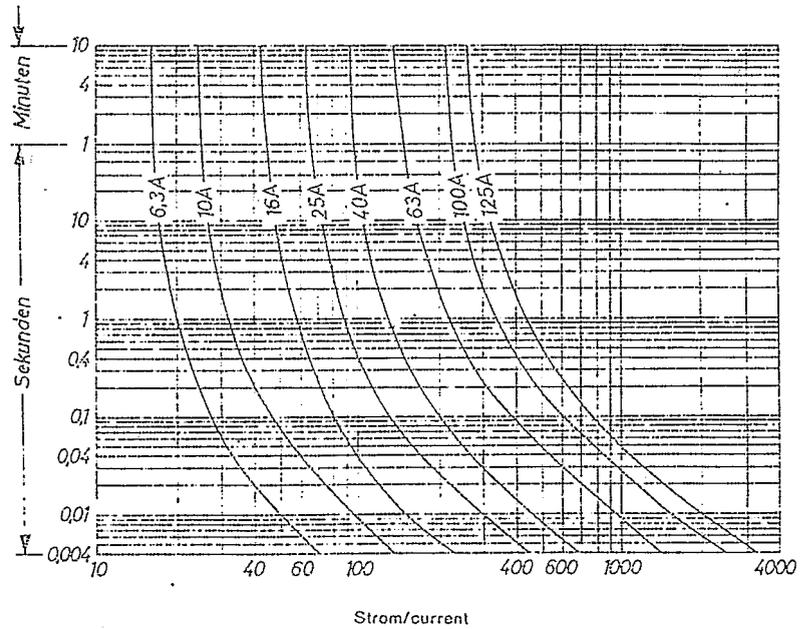


FIG. 4.17

Medium time-current characteristic curves for High Tension Fuses



Die Schmelzzeiten gelten für unvorbelastete Schmelzeinsätze. Pre-arcing times have been taken from fuses not previously exposed to load.

FIG. 4.18

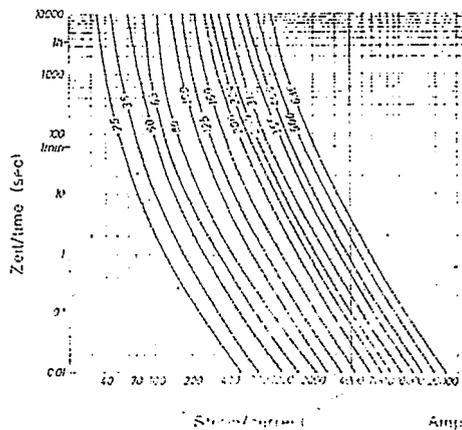


FIG. 4.19

Las características tiempo-corriente medias correspondientes a fusibles limitadores de alta tensión se muestran en la figura 4.18 para un modelo de la casa SIRA.

Los fusibles de alta tensión se utilizarán en cámaras de transformación como único dispositivo de interrupción, solamente para capacidades de hasta 200 KVA o una tensión máxima de 15 KV. Pasados estos valores, la desconexión del circuito se efectuará con interruptores automáticos de alta tensión o también mediante desconectadores en carga junto con fusibles de alta capacidad de ruptura.

En el lado de baja tensión de los transformadores de cámaras se pueden localizar fusibles NH de alta capacidad, gracias a su característica retardada de sobreintensidad y rápida de cortocircuito. Los modelos normalizados van de 5 a 1250 A, para 500 V. en un sistema de corriente alterna. El poder de ruptura es, en todos los casos, superior a las potencias de cortocircuito que se dan en la práctica y asciende a más de 100 KA. eficaces para todos los rangos de corriente citados, a un voltaje de recuperación monofásico de 500 V.

Las características tiempo-corriente indican el tiempo transcurrido antes que el fusible funda, como función de la corriente a través del mismo. Para tiempos cortos (por ejm. menores que 0.1 seg.) no son suficientes las definiciones normales de corriente y tiempo, por cuya razón se indica la "posible" corriente de cortocircuito, que es la corriente que fluiría si el fusible no se fundiera y el "tiempo de fusión virtual", que es el tiempo que habría transcurrido antes de la fusión si durante el período total la corriente habría sido de una magnitud comparable con el valor eficaz de la corriente "posible". De este modo la corriente "posible" y el "tiempo virtual" expresarán cuantitativamente el calor

producido por la corriente de cortocircuito en el tiempo anterior a la fusión.

Los fusibles de cinta extintora funcionan limitando la corriente, es decir, que cortan las corrientes de cortocircuito al comenzar su incremento. Los órganos de la instalación ya no están sometidos a esfuerzos por la corriente de cortocircuito de choque J_s sino por la corriente de paso de la pieza de fusible interior. J_s viene dada por:

$$J_s = J_{sw} \cdot \sqrt{2} \cdot X \quad (4.4)$$

donde: J_{sw} = corriente de ruptura "posible"

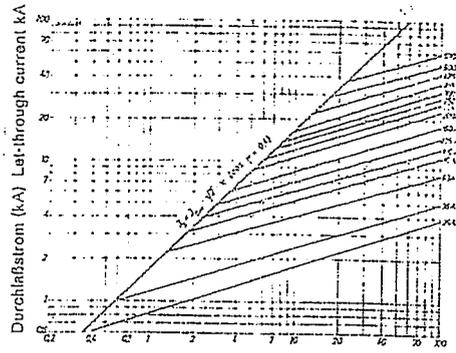
X = factor para obtener el valor máximo de la corriente de choque

El efecto limitador de corriente de los fusibles de cartucho se muestra en una serie de curvas paralelas que indican la más alta corriente que atraviesa el fusible, antes que éste se funda, para una "posible corriente de cortocircuito" considerada. Las curvas de fusión y de corriente límite para un fusible de la casa SIBA se muestran en las figuras 4.19 y 4.20.

Como puede verse en la figura 4.20 los valores de cresta de la corriente bajo las circunstancias mencionadas alcanzarían un valor de más de dos veces el valor efectivo de la "posible" corriente si el fusible de corriente límite no fuera incorporado en el circuito.

Solamente podrán emplearse fusibles en baja tensión para para instalaciones de hasta 400 KVA; de acuerdo con esto, con los voltajes comunes de 220 voltios, únicamente se emplearán los fusibles para corrientes nominales máximas de 1200 A., y pasado de este valor deberán utilizarse disyuntores de baja en aire. Los fusibles NH

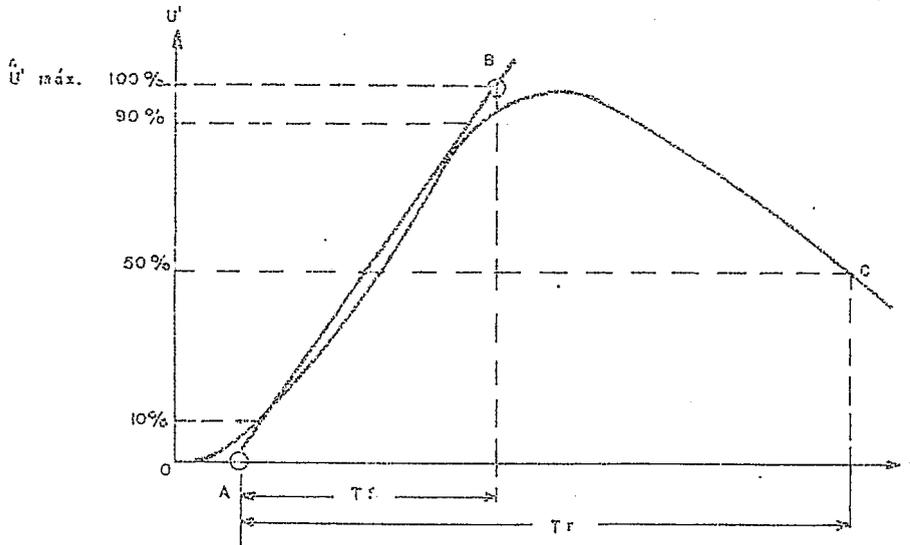
slow GfB3 -NH-fuse links.



Inominal fusible

Stoßkurzschiuß-Wechselstrom an der Einbaustelle (kA off)
Prospective current at place of installation

FIG. 4.20



T_e / T_r
URSS - $1.5 \pm 10\% / 50 \text{ ms}$

VDE - $\left\{ \begin{array}{l} 1.0 \pm 50\% \\ 50 \pm 10\% \mu\text{s} \end{array} \right.$

FIG. 4.22

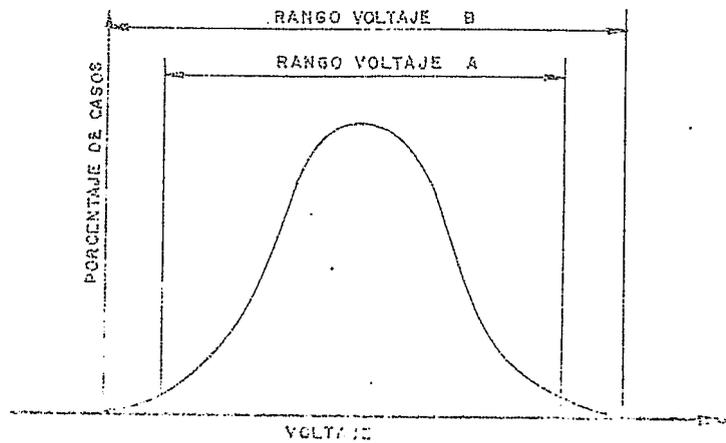


FIG. 4.23

No. 4 soportan, por ejemplo, una corriente nominal de hasta 1250 A. Los fusibles de baja tensión tipo cartucho no tienen establecidas capacidades de interrupción de corriente alterna.

4.4.3.2 CONSIDERACIONES REFERENTES A LA SELECCION DE INTERRUPTORES

La corriente que el disyuntor debe interrumpir, cuatro o cinco ciclos después de la aparición del cortocircuito, es generalmente de menor magnitud que la del primer ciclo, ya que el momento en que los contactos se abren, la corriente ha decrecido en magnitud por el efecto del decremento de la componente continua. En tal virtud, se han establecido para los disyuntores dos capacidades en esencia: la capacidad momentánea, o sea su habilidad para soportar los esfuerzos mecánicos originados por las corrientes de cortocircuito, y la capacidad de interrupción, o sea su habilidad para interrumpir el flujo de la corriente de falla dentro de su elemento de interrupción.

Adicionalmente a este análisis, para una correcta aplicación de un disyuntor hay que cuidar que no se excedan los valores límites de diseño correspondientes a los cuatro parámetros siguientes: a) el voltaje máximo de diseño, b) la capacidad nominal de interrupción, c) la corriente de interrupción máxima nominal y d) la capacidad momentánea, que está determinada por la corriente de cortocircuito en el primer medio ciclo.

A diferencia de los disyuntores de alta tensión, los de baja tensión son substancialmente instantáneos en operación en corrientes cercanas a su capacidad de interrupción, en consecuencia tienen que interrumpir la corriente de cortocircuito en el primer ciclo y contrarrestar los esfuerzos mecánicos debidos a esta corriente. Para el cálculo de la corriente asimétrica se ha escogido un factor de componente continua de 1.25 debido a la baja relación X/R

en los circuitos secundarios y a que se considera la componente continua media de las tres fases.

En estos disyuntores las bobinas de operación del aparato de disparo son diseñadas en un amplio rango de corrientes que incluyen la máxima capacidad continua de conducción de corriente de los dispositivos, por ejemplo, 225 para el disyuntor DB-15 de la Westinghouse que tiene una capacidad de interrupción de 15.000 A. La capacidad de corriente de un disyuntor es determinada por la capacidad de su bobina de disparo antes que por su máxima capacidad continua de conducción de corriente.

Al hacer una comparación entre disyuntores y fusibles las consideraciones técnicas favorecen a los primeros en la mayoría de los casos. A causa de esto, los disyuntores son generalmente considerados los únicos aparatos de protección aceptables para todas las instalaciones en plantas industriales donde se requieren operaciones de maniobra y protección contra cortocircuitos. En general se estima que, para redes de fuerza, aún se puede emplear fusibles - si la capacidad del transformador es de hasta 1000 KVA, pero para los casos de cámaras de transformación que sirven a edificios de importancia y a industrias cuyos procesos de fabricación exigen una alta continuidad de servicio, puede ser necesario instalar disyuntores de reducido volumen de aceite en instalaciones con una carga superior a 200 KVA, como lo recomienda la Empresa Eléctrica Quito. En cualquier caso, todo queda a juicio de la compañía suministradora del servicio, y/o del proyectista. A causa de la gran diferencia de precio en algunos casos entre fusibles y disyuntores, hay la tendencia a seleccionar fusibles, sin tomar mayormente en cuenta las consideraciones técnicas. En este caso, se entiende que el usuario habrá hecho un análisis económico previo para auscultar si el tiempo perdido en la reposición del fusible no

le acarreará muchas pérdidas a su negocio o industria.

4.4.4 ESPECIFICACIONES DE LOS EQUIPOS DE PROTECCION

Para la especificación de los posibles equipos a emplearse en una instalación típica, como la que nos ha servido de ejemplo, nos serviremos de algunos catálogos publicados por fabricantes de equipo como "Mc Graw Edison", "Westinghouse" y "AEG".

Para la protección del cable de acometida utilizaremos un cortocircuito cerrado de 100 A, 7.8 KV, 4000 A. de capacidad de interrupción, que soportará sin problemas la corriente de 3300 A. en el punto de falla, calculada en una sección anterior. La tirafusible será de 100 A, tipo K.

En la protección del primario del transformador no podremos utilizar cortocircuitos fusibles, ya que, a pesar de que estos dispositivos son diseñados para corrientes nominales de hasta 200 A, en cambio las tirafusibles, incluidas en ellos tienen capacidades nominales de hasta 100 A, que no satisfacen el requisito de que la capacidad de corriente del fusible sea el doble de la del transformador (115 A. en este caso). En tal virtud, nos decidiremos, tratándose de una instalación de importancia en que puede ser necesario hacer mantenimiento periódico sin tener que abrir el cortocircuito del poste, por un desconectador en carga de 400 A, 10 KV, 11 MVA de capacidad de interrupción, con la corriente de ruptura nominal referida a $\cos \phi = 0.7$. Este aparato tendrá, para la protección contra cortocircuitos, fusibles limitadores de 100 A, 6/7.2 KV, 65 KA. de capacidad de interrupción, tipo UT.

Supondremos que el equipo de protección del lado secundario no se halla en la cámara de transformación sino en el tablero general de distribución. Instalaremos allí, para la protección de los ca

bles secundarios, fusibles NH, tipo "slow" con una corriente nominal de 315 A, soportados en base portafusibles de 400 A, 500 V .

4.4.5 COORDINACION DE LA PROTECCION

Los valores adecuados de corriente a los cuales los dispositivos deben producir la interrupción de un circuito pueden determinarse considerando cuidadosamente las capacidades de los equipos protegidos y la manera en que cada uno de ellos está relacionado con los diversos dispositivos protectores que haya en el sistema. El orden deseado de interrupciones es aquel en que el dispositivo más cercano al sitio donde ocurre la falla funciona primero y aísla del resto del sistema la sección afectada, sin que funcionen los dispositivos situados antes que aquel.

El dispositivo adyacente en dirección al origen de la corriente debe servir como protección de reserva y permanecer cerrado, a menos que el primero no haya aislado el daño dentro de un período determinado de tiempo.

Para hacer un estudio de la coordinación de las protecciones, es necesario trazar las curvas características tiempo-corriente para los diferentes dispositivos, usando como base un voltaje común para todas, tomando el voltaje más bajo como valor básico y trazando primero la curva correspondiente al dispositivo más cercano al sitio de la falla. En nuestro caso, el voltaje base es 220 voltios y el factor de transformación para reducir los valores de corriente en alta tensión a los equivalentes en baja es $6300/220 \approx 29$, factor que será utilizado para el fusible de 100 A, del poste terminal y para el fusible limitador. Una vez obtenidas las características equivalentes, ver figura 4.21, para lograr una selectividad en la protección es preciso que

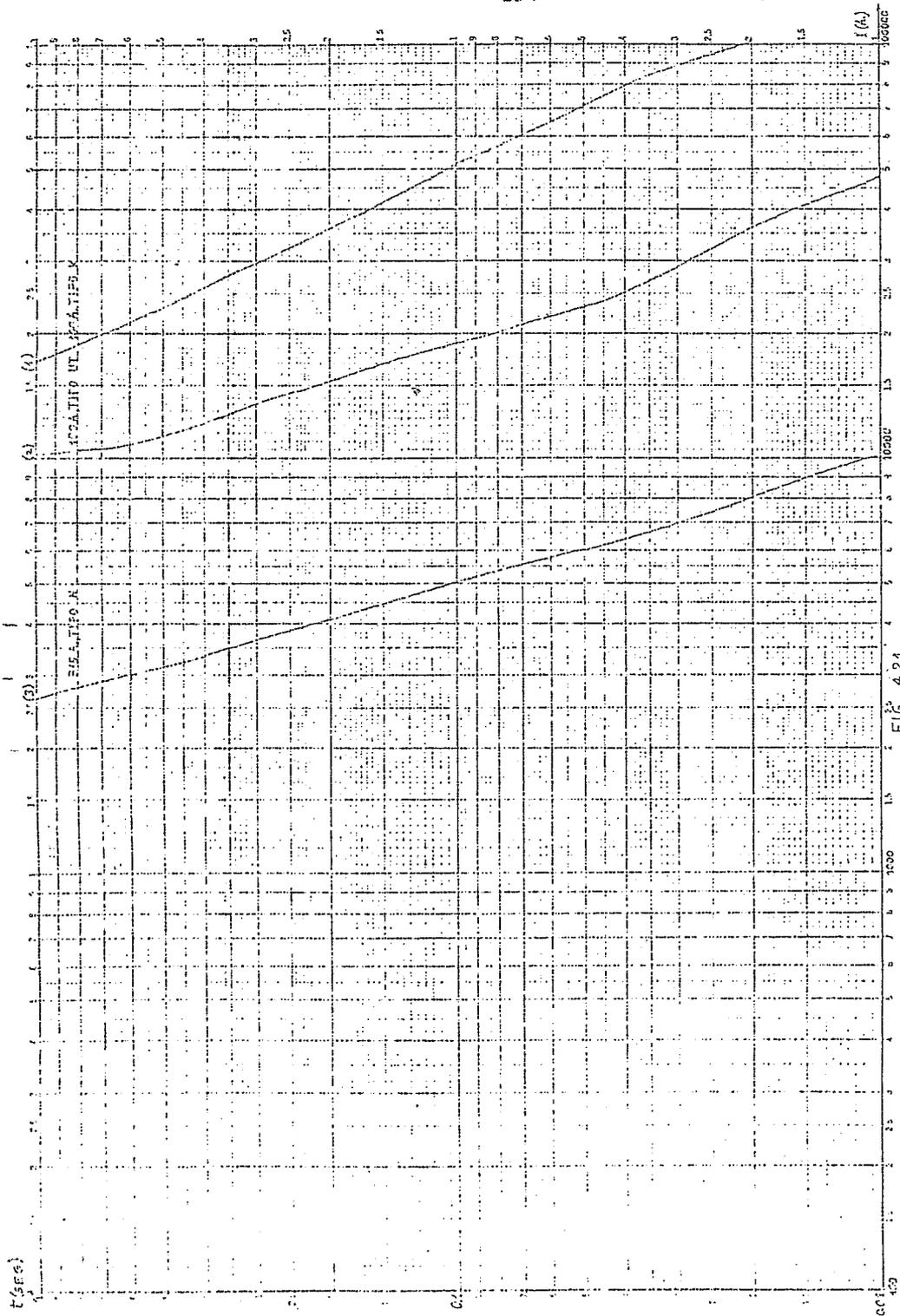


FIG. 4.21

estas características no se superpongan, lo cual hemos conseguido en la presente situación. Además, el orden de ellas, de fuera a dentro, debe ser el mismo que el de la línea a los puntos de carga, es decir en este caso concreto el orden será 1-2-3, de modo que cada una de ellas proteja la anterior.

Para asegurar la selectividad entre el fusible primario y el fusible NH, o sea lograr que éste abra el circuito antes de que lo haga el fusible primario debido a una falla secundaria (10000A) hemos elegido los dispositivos protectores de tal modo que la curva de fusión del fusible (NH) esté por debajo de la correspondiente al fusible de alta, para valores de corriente iguales o menores que la máxima corriente de falla que circulará en los cables de baja por efecto de una falla secundaria.

Las curvas de tiempo en función de la corriente que se trazaron para los dispositivos muestran que quedan satisfechas las condiciones necesarias para la coordinación. No se cruzan las curvas ni presentan superposiciones y la distancia apropiada entre una y otra indica que se conserva buena selectividad.

En el caso que haya superposición de características, no es correcto el aumento de las intensidades nominales de los dispositivos más cercanos a la entrada de corriente para evitar esta situación, pues en tal caso la protección que ofrecería el dispositivo de corte sería insegura y poco efectiva.

4.4.6 PROTECCION DE BANCOS DE TRANSFORMADORES

Los fusibles deben aplicarse sobre el primario de los transformadores de distribución que forman un banco trifásico por las siguientes razones: para proteger el circuito del alimentador primario y sus cargas asociadas contra una falla en el transformador

de distribución o en los circuitos secundarios asociados; para proteger el transformador de daños debidos a fallas sobre sus circuitos secundarios, y para limitar la severidad del daño al transformador en caso de una falla interna; y para proveer medios económicos de aislar el transformador de distribución desde el circuito primario.

La aplicación de un fusible en el primario de un transformador de distribución convencional es un compromiso entre la protección de fallas y la protección de sobrecargas. Si se usa una baja relación de fusión (corriente nominal de la tirafusible / corriente nominal del transformador), el transformador estará protegido contra una quemazón, pero no será posible aprovechar su sobrecargabilidad. Si se usa una alta relación de fusión, es posible aprovechar esta capacidad, pero en cambio no se provee protección contra la quemazón.

En general es difícil obtener una satisfactoria protección de sobrecarga para un transformador de distribución mediante el uso de un fusible primario. Esto es debido a la diferencia en la forma de las características tiempo-corriente de la tirafusible y del transformador de distribución. Las formas de las dos curvas son tales que si se usa un fusible de pequeña capacidad, pero suficiente para proveer completa protección de sobrecarga, el fusible no permitirá aprovechar de la sobrecargabilidad.

Si el fusible del transformador es aplicado sobre la base de proveer sólo protección contra cortocircuitos, el transformador puede estar sujeto a sobrecargas relativamente altas y fallas secundarias de alta impedancia. Considerando esta solución al problema, sólo habrán pocos transformadores quemados debido a sobrecarga, lo cual se podrá minimizar con chequeos periódicos de la carga,

tomando mediciones antes de que puedan presentarse sobrecargas dañinas.

Cuando la impedancia de un circuito secundario correspondiente a un transformador de distribución limita la corriente de falla a un valor para el cual el fusible primario no ofrece la protección deseada, puede admitirse un fusible en el circuito secundario. Las fallas secundarias, sin embargo, se consideran raras y usualmente se despejan ellas mismas, por lo que la protección de fallas generalmente se consigue con el fusible primario del transformador o el disyuntor secundario en un transformador autoprotegido.

Para ilustrar mejor estos conceptos, tratemos la protección primeramente de un banco de transformadores de 167.5 KVA cada uno conectados en delta, y luego en delta abierta, equilibrada y desequilibrada.

La potencia del banco en delta será:

$$P_{3\phi} = 500 \text{ KVA} = 3 \text{ Vf} \cdot \text{If}$$

$$\text{Entonces: } \text{If (secundaria)} = \frac{500}{3 \times 220} = 760 \text{ A.}$$

$$\text{If (primaria)} = \frac{500}{3 \times (13800/\sqrt{3})} = 20.9 \text{ A.}$$

Para la protección de este banco elegiremos entonces tres circuitos fusibles de 7.8 KV y 50 A, con tirafusibles de 40 A.

Si la instalación queda conectada en delta abierta equilibrada, la carga realmente impuesta sobre los dos transformadores será:

$$P_{3\phi} = 2 \cdot \text{Vf} \cdot \text{If} = 2 \times 220 \times 760 = 335 \text{ KVA}$$

Sin embargo, para alimentar cargas trifásicas equilibradas, la potencia de salida es solo 86.6 % de los KVA encontrados anteriormente. En este caso los KVA totales de salida serán:

$$P_{3\phi} = 3 V_{f-n} \cdot I_f = 3 \times 127 \times 760 = 290 \text{ KVA} = 0.86 \times 335$$

Para el dimensionamiento de las protecciones, deberemos colocar en el conductor de fase común un fusible con una capacidad nominal correspondiente a la capacidad trifásica equivalente del banco, o sea de 15 A. $(12.1 = \frac{20.9}{1.73})$ y en los otros dos conductores un fusible de una capacidad nominal correspondiente a un medio de la capacidad trifásica del banco, o sea de 15 A $(10.4 = \frac{20.9}{2})$ todos ellos con un voltaje nominal de 7800 V.

En el caso de tener un banco en delta abierta desequilibrada formada por dos transformadores: uno de 28.7 KVA, cuya carga trifásica es 8.7 KVA, y otro de 8.7 KVA con una carga trifásica similar escogeremos para el conductor de fase común un fusible con una capacidad nominal correspondiente a la capacidad equivalente trifásica del transformador mayor, o sea de 2 A. $(1.1 = 8.7/7.9)$ y para los otros dos conductores un fusible con una corriente nominal correspondiente a un medio de la capacidad trifásica equivalente del transformador que alimenta dicho ramal, o sea de 1 A. $(0.55 = 8.7/2 \times 7.9)$. Para los dos ramales escogeremos fusibles con un voltaje nominal de 7800 V.

4.5 PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES CON PARARAYOS

Los sobrevoltajes más altos a los cuales están sujetas las instalaciones son los debidos a las descargas atmosféricas. Estos sobrevoltajes deben limitarse con aparatos de protección adecuados si quieren evitarse fallas costosas en el equipo e interrupciones del servicio.

Las descargas atmosféricas pueden producir sobrevoltaje en una red aérea sea por una descarga directa a la línea o por inducción electrostática de una descarga a tierra en la vecindad de la línea. Aunque las ondas de voltaje producidas por las descargas atmosféricas tienen altas magnitudes, su duración es muy corta y es del orden de los microsegundos. Típicamente, el voltaje aumenta muy rápidamente (en 1 a 10 μ segundos) al valor de cresta y en tonces decae más lentamente, alcanzando la mitad de ese valor en 20 a 150 μ segundos.

Como se ilustra en la figura 4.22, la forma de la onda de voltaje o corriente, denominada onda de choque, producida por los rayos se define por la relación del tiempo de frente de onda al tiempo de semiamplitud, siendo el primero contado a partir del punto A (cero virtual) hasta el punto en que la onda alcanza su máximo valor y el segundo es el tiempo contado desde el mismo punto hasta que la onda ha alcanzado el 50% de su máximo valor.

La magnitud y forma de la onda de voltaje producida sobre una línea de transmisión permanecen casi las mismas en todos los puntos de una línea uniforme, pero no aparecen simultáneamente en estos puntos sino que están desplazadas en el tiempo, en intervalos sucesivamente posteriores, a medida que aumenta la distancia desde el punto de la descarga. En efecto, la onda que ha aparecido como una onda de voltaje sobre la línea donde ha ocurrido la descarga origina dos ondas idénticas voltaje-distancia sobre la línea que viajan a velocidad uniforme en direcciones opuestas desde el punto de origen.

Una onda de corriente acompaña a la onda de voltaje y es de la misma forma, o sea que, en cualquier instante, en cualquier punto de la línea, la corriente es proporcional al voltaje de la onda viajera medido entre un conductor y tierra. La constante de pro --

porcionalidad entre la corriente y el voltaje se llama impedancia de onda. La impedancia de onda de una línea aérea varía con el tamaño del conductor y su altura sobre el terreno, pero usualmente varía entre 400 y 500 Ω , siendo 30 Ω un valor típico para cables.

En una onda viajera ocurre un cambio cuando alcanza la unión entre dos conductores de diferente impedancia de onda, por ejemplo una línea aérea y un cable. La onda original, llamada la onda incidente, da origen a dos ondas en el punto de transición, una onda refractada que continua a través del segundo conductor, y una onda reflejada que comienza un viaje de regreso sobre el primer conductor.

Si en cualquier instante E es el voltaje de la onda incidente en la unión, entonces $E \times (Z_2 - Z_1) / (Z_2 + Z_1)$ es el voltaje de la onda reflejada, donde Z_1 es la impedancia de onda del primer conductor y Z_2 es la impedancia de onda del segundo conductor. El voltaje de la onda refractada en la unión es la suma de los voltajes de las ondas reflejada y refractada, o sea $(E \times 2Z_2) / (Z_2 + Z_1)$.

Según se ve de las ecuaciones, si Z_2 es mayor que Z_1 una onda de voltaje se refleja positivamente en la unión y el voltaje de la unión, o sea el voltaje de la onda refractada, es mayor que el voltaje incidente. En el caso límite de Z_2 infinito, el voltaje en la unión es el doble del voltaje de la onda incidente. Por otro lado, si Z_2 es menor que Z_1 , la onda se refleja negativamente y la onda refractada es menor que la incidente. Para el caso límite de Z_2 igual a cero, el voltaje en la unión es cero y la corriente a tierra será el doble de la corriente de la onda incidente.

Una vez que hemos analizado las causas que originan sobretensiones en una línea de transmisión y por ende en el equipo eléctrico

asociado, pasaremos a analizar enseguida la protección contra estas anomalías mediante los pararrayos.

4.5.1- FUNCIONAMIENTO DE PARARRAYOS

Ya que las descargas atmosféricas producen sobretensiones entre los conductores de un sistema de potencia y tierra, un pararrayos limita el sobrevoltaje suministrando un camino de conducción, de impedancia relativamente baja entre la línea y la tierra.

La sobrecorriente atmosférica llega a los bornes del pararrayos bien sea en forma de impulso directo o de una onda progresiva. Si se trata de un impulso ocasionado por la caída directa de un rayo en el pararrayos, la corriente que pasa por éste será la del rayo, pero si la sobrecorriente llega al pararrayos en forma de onda progresiva, la corriente que pasa por aquél, que es función del aislamiento de la línea y de la impedancia de onda de ésta, limitará el voltaje de línea a tierra.

El camino de baja impedancia no debe existir antes de que el sobrevoltaje aparezca, y debe ser interrumpido después que el voltaje ha vuelto a ser normal. Esto se consigue en la actualidad, mediante el pararrayos tipo válvula, por un entrehierro existente entre dos o más explosores y el bloque autoválvula. Durante la mayor parte del tiempo, el pararrayos es un aislador, y el entrehierro impide que la corriente de la red pase por él, ya que los explosores soportarán el voltaje normal de operación. El bloque autoválvula es capaz de conducir una alta corriente de onda con un bajo voltaje de descarga, pero ofrece alta impedancia a la corriente a frecuencia industrial.

Cuando el rayo cae en una línea, se produce un alto voltaje y por

tanto una gran corriente en todas las impedancias que se hallan en su paso hacia tierra, y el aire en el entrehierro se ioniza. Si esta corriente supera la rigidez dieléctrica del aire, la resistencia del entrehierro baja a cero, salta una chispa y la corriente de onda fluye a tierra. A medida que los explosores se descargan, el voltaje de onda es aplicado sobre el bloque autoválvula (baja resistencia a alto voltaje), y permite que la sobrecorriente pase a tierra.

A medida que la onda va desapareciendo, el voltaje del bloque autoválvula llega a ser igual al del sistema, y el bloque alcanza entonces una alta resistencia, la cual limita la corriente a un pequeño porcentaje de la corriente de falla, de modo que el entrehierro recupera sus propiedades aislantes al siguiente paso de la corriente por cero.

4.5.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS PARARRAYOS

A continuación indicaremos los diversos términos que explican las características y capacidades de los pararrayos.

Contorneo.- Es una descarga disruptiva a lo largo de un aislador.

Encendido.- Es una descarga disruptiva entre los electrodos de un pararrayos.

Voltaje soportado.- Es el valor más alto del voltaje aplicado al cual el pararrayos no sufre contorneo.

Corriente subsiguiente.- Es aquella corriente que fluye por un pararrayos causada por voltaje a frecuencia industrial aplicado al mismo, durante y después de la corriente de onda.

Voltaje soportado a frecuencia industrial.- Valor eficaz más alto del voltaje a 60 ciclos que puede aplicarse a un pararrayos sin originar contorneo.

Voltaje soportado al impulso.- Es el valor de cresta más alto del voltaje de impulso que puede aplicarse a un pararrayos sin originar contorno.

El voltaje nominal del pararrayos es el máximo valor eficaz del voltaje a 60 ciclos de línea a tierra al cual el pararrayos es diseñado para cumplir su ciclo de operación. Representa el voltaje más alto hasta el cual se garantiza la interrupción de la corriente subsiguiente, después de la descarga de la onda de voltaje.

Las dos características de un pararrayos que determinan el grado de protección que éste puede proporcionar son: su voltaje de encendido al impulso y su voltaje de descarga, conocido a veces como caída de voltaje. Este es el voltaje que aparece a través de los terminales del pararrayos durante el paso de la corriente de descarga; es expresado en función del valor de cresta del voltaje que aparece a través de los terminales del pararrayos, durante la descarga de corriente de cualquier forma de onda especificada. Otras veces es expresado en función del valor medio de ese voltaje para la misma condición. La forma de la onda de corriente normalizada es $8 \times 20 \mu\text{seg.}$, para amplitudes de cresta máximas de 1500, 5000, 10000, y 20000 A.

Dos diferentes voltajes de encendido son usualmente publicados por los fabricantes. Uno es el voltaje de encendido a frecuencia industrial, que es el valor eficaz mínimo del voltaje a 60 ciclos que iniciará el encendido entre los terminales de línea y tierra. Debe ser por lo menos igual a 1.5 veces del voltaje nominal del pararrayos. Una onda de impulso aumentando a razón de $100 \text{ KV}/\mu\text{seg.}$ Por cada 12 KV del voltaje nominal del pararrayos es usada para determinar el valor del voltaje de encendido de frente de onda. De

este voltaje suelen darse en las especificaciones los valores máximos, los medios o ambos a la vez.

El coeficiente de puesta a tierra es la relación por cociente entre el máximo voltaje de línea a tierra en el lugar en que está situado el pararrayos, durante fallas en cualquier lugar del sistema, al voltaje entre fases en condiciones normales. Hay que recordar que el primero de esos voltajes nos da la máxima capacidad del pararrayos.

El porcentaje de voltaje de un pararrayos es la relación por cociente entre el voltaje nominal del mismo y el voltaje entre fases del sistema.

Las características de protección de un pararrayos tipo LV, clase de distribución, para un modelo de la casa Westinghouse, constan en la tabla 4.1

TABLA 4.1

CAPACIDAD DEL PARARAYOS, MÁXIMOS KV R.M.S., línea a tierra	VOLTAJE DE ENCENDIDO A 60 CICLOS, KV R.M.S.	VOLTAJE DE ENCENDIDO DE FRENTE DE ONDA, KV DE CRESTA		VOLTAJE DE DESCARGA (KV DE CRESTA) PARA CORRIENTES DE DESCARGA DE 8x20μSEG., CON LAS SIGUIENTES AMPLITUDES DE CRESTA MÁXIMAS							
				1500 A.		5000 A.		10000 A.		20000 A.	
				MEDIO	MAX.	MEDIO	MAX.	MEDIO	MAX.	MEDIO	MAX.
3	6	17	19	9.5	10	11.9	12.4	13.3	13.8	15	15.5
6	11	32	35	18	19	22	23	25	26	28	29
9-10	18	42	50	29	30	35.5	36.5	40	41	43	46
12	23.5	52	60	36	38	44	46	51	52	56.5	58
15	27	63	75	43	45	54	55	61	62	65	70

4.5.3 APLICACION DE LOS PARARRAYOS EN INSTALACIONES AEREAS

Los pararrayos deben aplicarse de modo que una onda de sobrevoltaje sea reducida a un valor bastante inferior a la resistencia al impulso de todos los aparatos protegidos. El procedimiento consiste en seleccionar el voltaje nominal de los pararrayos a usarse, en escoger el tipo de pararrayos apropiado y en determinar el lugar en donde deberán colocarse para asegurar una protección adecuada y económica.

Aunque los pararrayos no debieran someterse a voltajes mayores de los previstos, la operación durante un sobrevoltaje a 60 ciclos no significa necesariamente la falla del dispositivo al primer encendido, pero a medida que aumenta la magnitud del sobrevoltaje la probabilidad de falla también aumenta. Las características de protección de un pararrayos son mejores y en general su costo es menor a medida que es menor su voltaje nominal. Si el voltaje línea a tierra del sistema después de la descarga de un pararrayos excedería su voltaje nominal, el pararrayos podría no interrumpir la corriente subsiguiente y entonces fallaría rápidamente. Esto hace importante determinar el máximo voltaje de línea a tierra del sistema en el punto en el cual se aplica el pararrayos, para lo cual es necesario considerar todas las condiciones anormales que pueden existir.

Los voltajes de línea a tierra de un sistema son de particular interés porque los pararrayos son aplicados entre línea y tierra. Hay algunas condiciones anormales que pueden originar voltajes mayores que los voltajes línea a tierra normales, siendo la más semejante a las que existen al momento en que se descarga el pararrayos la falla fase-tierra. Por ejemplo, si la descarga de un rayo causa centorreo y por tanto la falla en una fase, el voltaje indu

cido en las otras fases es capaz de producir la descarga de los pararrayos conectados a las tres fases. Estos pararrayos entonces deben interrumpir la corriente subsiguiente con una falla fase-tierra del sistema. Los voltajes nominales de los pararrayos son por tanto seleccionados sobre la base de los voltajes de línea a tierra bajo condiciones de falla.

El voltaje desde los conductores sanos a tierra con una falla fase-tierra en el sistema depende de la manera en que se conecta a tierra el neutro del sistema. Para un sistema común no conectado a tierra, o para el conectado a través de resistencia, este voltaje será esencialmente igual al voltaje entre fases del sistema, y los pararrayos deberán referirse a esta base, caso en el cual se los conoce como pararrayos 100%.

Para sistemas sólidamente conectados a tierra, o conectados a través de reactancia, el voltaje de un conductor sano a tierra con una línea puesta a tierra puede ser tan bajo como el voltaje de línea a neutro del sistema y depende de la relación entre las impedancias de secuencia cero y positiva del sistema.

Debe reconocerse que ningún sistema puede operar a su voltaje en todas las ocasiones; la regulación del sistema originará la fluctuación de voltaje sobre y bajo su valor nominal. La figura 4.2 3 ilustra las características de distribución del voltaje del sistema dentro de las cuales puede dividirse el rango total de los correspondientes voltajes de operación, y toma en cuenta la variación natural existente entre los diferentes sistemas para cualquier voltaje nominal específico.

En esta figura, el rango A es aquel rango limitado de voltaje al cual puede funcionar todo equipo en forma excelente. La mayoría del equipo eléctrico puede funcionar a voltajes sobre o bajo su

voltaje nominal, sin embargo su funcionamiento puede no ser óptimo. El rango extremo de voltaje al cual el equipo puede operar continuamente es el rango B.

Ya que los máximos voltajes son de principal importancia en la aplicación de los pararrayos, el máximo voltaje del sistema debería conocerse para lograr una selección precisa de las capacidades de los pararrayos. Si no se tiene esta información, entonces debe asumirse el voltaje correspondiente al rango máximo B.

La operación de un sistema bajo el voltaje nominal puede ser ventajosa. En algunos casos, pararrayos de menor capacidad pueden usarse en lugar de los comúnmente aplicados cuando se asume que el máximo voltaje del sistema es el voltaje nominal del sistema, con lo cual se ahorra en costo y se alcanza una mejor protección.

En algunas clases de voltaje los transformadores van equipados con taps sobre el voltaje nominal, los cuales permiten la operación del sistema a voltajes sobre aquellos del rango B. En tales sistemas, pueden ser deseables pararrayos de capacidades mayores que las normalmente usadas.

Los circuitos de distribución urbanos tienen muchas conexiones de tierra de baja resistencia que originan una baja resistencia de neutro a tierra, lo cual significa una óptima estabilidad del neutro durante fallas. Como resultado de esto, las capacidades de los pararrayos, en porcentaje de los voltajes del sistema, son las más bajas.

La gran mayoría de los pararrayos de distribución se seleccionan en base a la experiencia. Sin embargo, la aplicación de pararrayos en circuitos de cuatro alambres con conexión múltiple a tierra e impedancias del neutro es extremadamente peligrosa

si se utiliza este criterio, a causa del amplio rango de impedancias del neutro que pueden usarse. En este caso el único método satisfactorio es calcular los voltajes de línea a tierra en condiciones de falla.

Las tablas 4.2 y 4.3 resumen las capacidades de los pararrayos a utilizarse para circuitos de distribución a cuatro alambres y a tres alambres respectivamente. La capacidad teórica se basa en la multiplicación del porcentaje de voltaje del pararrayos por el máximo voltaje de rango B.

TABLA 4.2

CAPACIDADES DE PARARRAYOS PARA CIRCUITOS DE DISTRIBUCION A CUATRO ALAMBRES, CON MULTIPLE CONEXION A TIERRA

Voltaje nominal Del Circuito KV	Máximo voltaje (KV)	Capacidad del pararrayos (%)	Capacidad teórica (KV)	Capacidad recomendada
4.16 Y/2.4	4.4 Y/2.54	67	3.0	3
8.32 Y/4.8	8.8 Y/5.1	67	6.0	6
12 Y/6.93	12.7 Y/7.3	70	8.9	9
12.47 Y/7.2	12.8 Y/7.5 ⁺	70	9.0	9
12.47 Y/7.2	13.2 Y/7.62	70	9.25	10
13.2 Y/7.62	14. Y/8.1	70	9.8	10
13.8 Y/7.97	14.5 Y/8.4	70	10.1	10

+ Máximo voltaje de operación del sistema para el cual el pararrayos dado es recomendado.

TABLA 4.3

CAPACIDADES DE PARARRAYOS PARA CIRCUITOS DE DISTRIBUCION A TRES ALAMBRES

Voltaje nominal del circuito (KV)	Máximo voltaje (KV)	Circuitos con el neutro sólidamente conectado			Circuitos no conectados a tierra. + Capacidad Recomendada (KV)
		Capacidad del Pararrayos (%)	Capacidad teórica (KV)	Capacidad Recomendada (KV)	
2.4	2.54	---	---	---	3
4.16	4.4	80	3.5	6	6
4.8	5.1	---	---	---	6
6.9	7.26	80	5.8	6	9
13.8	14.5	80	11.6	12	15

+ Las capacidades del pararrayos para estos circuitos son 100% del máximo voltaje de rango B.

Cuando la capacidad de voltaje del pararrayos requerido es de 3 a 15 KV, el pararrayos debe seleccionarse de entre los tipos de "distribución" y "estación". Para transformadores en baño de aceite de hasta unos 1000 KVA y para longitudes cortas de cable que unen líneas aéreas con los aparatos se recomienda el uso de los tipo "distribución".

4.5.3.1 LOCALIZACION EFECTIVA DE LOS PARARRAYOS.- Desde el punto de vista de la protección que ellos ofrecen, se localizan directamente en los terminales de los aparatos que son protegidos. En este lugar, y con los terminales de tierra del pararrayos conectados directamente al tanque, la onda de voltaje aplicada sobre el aislamiento será limitada al voltaje de encendido y al voltaje de descarga de los pararrayos. En algunas instalaciones, si los pararrayos se mueven fuera de los terminales del equipo protegido, puede localizarse un juego de pararrayos en el lugar donde ellos interceptarán las ondas de voltaje a las piezas de los aparatos. Tal separación entre los pararrayos y el equipo protegido da lugar a algún incremento en la magnitud del sobrevoltaje aplicado al

equipo.

En primer lugar, el equipo protegido a menudo tendrá una impedancia de onda más alta que la de la línea o cable sobre el cual llega la onda. Esto significa que la onda de voltaje se reflejará positivamente en los terminales del equipo y el voltaje alcanzado en este punto será siempre más alto que el voltaje de encendido del pararrayos. El grado de incremento dependerá de la inclinación del frente de onda; de la impedancia de onda relativa del equipo y el circuito entre el pararrayos y el equipo protegido; del voltaje de encendido del pararrayos y de la longitud del circuito entre el pararrayos y el equipo protegido.

El mayor incremento de voltaje ocurre si el circuito se abre en el equipo protegido, caso en el cual el voltaje será el doble que el voltaje de encendido si la separación es tal que el encendido ocurre antes que la onda de voltaje reflejada desde el equipo, llegue de nuevo al pararrayos, pero si la separación es menor el incremento será mucho menor. Este fenómeno puede visualizarse en la figura 424. La curva A se aplica si la línea aérea sobre la cual llega la onda se extiende hasta el equipo protegido, mientras que la curva B se aplica si un cable forma el circuito entre el pararrayos y el equipo protegido.

Si hay una apreciable longitud de conexión entre la línea y el pararrayos o entre éste y tierra, se reduce la efectividad de la protección. Dichas conexiones ofrecen un camino de alta impedancia a la corriente de impulso; estos caminos pueden desarrollar, durante la descarga, voltajes que someten a esfuerzos adicionales al aislamiento del equipo protegido. El voltaje total de descarga es la suma del nivel de voltaje al cual el pararrayos limita la descarga y la caída de voltaje a través de aquellas co --

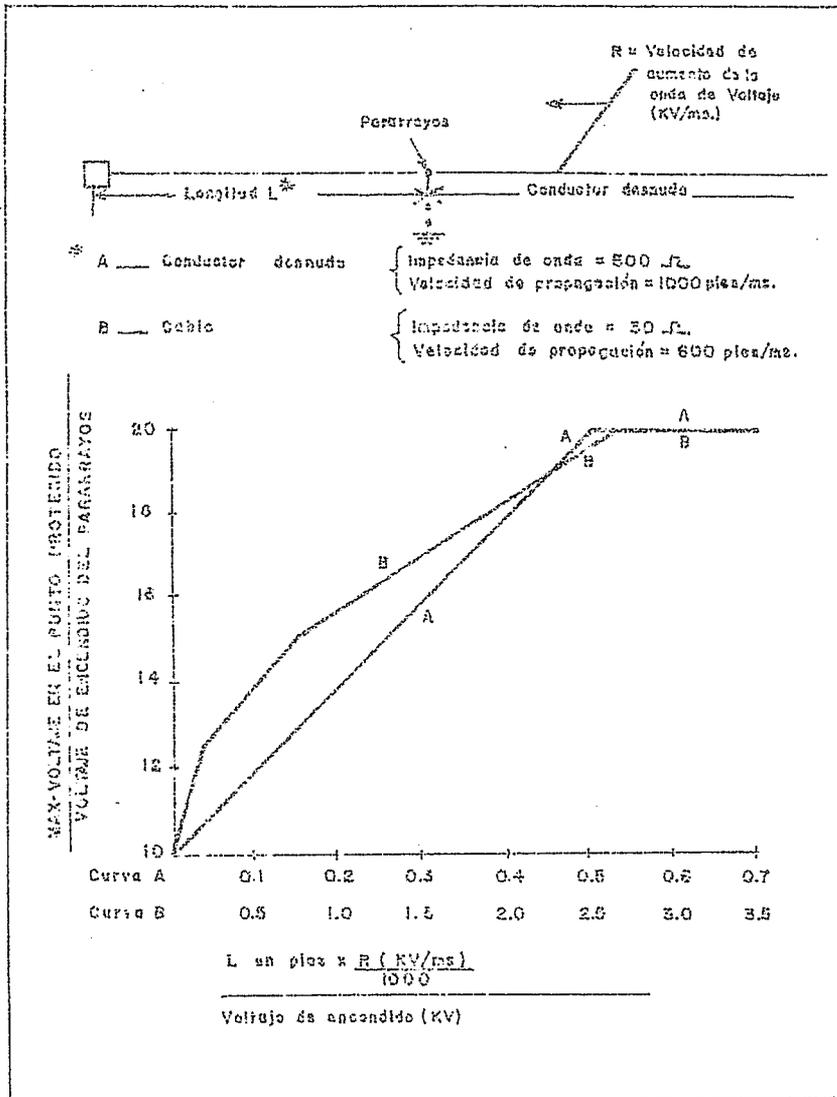


FIG. 4.24

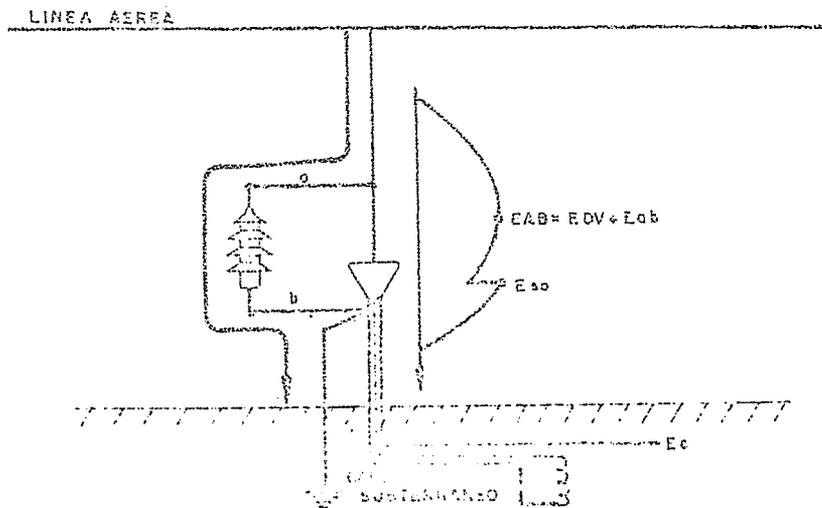


FIG. 4.27

conexiones. Por lo tanto, se recomienda utilizar conexiones lo más cortas posibles para estas aplicaciones.

Ciertas prácticas de instalación ayudan a reducir la diferencia entre el voltaje de descarga del pararrayos y el correspondiente en el equipo protegido. Por ejemplo, cuando un pararrayos se conecta entre una línea aérea y tierra, la longitud de las conexiones puede reducirse a un mínimo, con el uso de la conexión en "V". Donde el circuito entre el pararrayos y el equipo protegido consiste de cable con envoltura metálica continua, el terminal de tierra del pararrayos deberá conectarse directamente a la funda del cable y luego a tierra en la base del poste. A su vez, la envoltura del cable debe conectarse al tanque del transformador cuando aquél penetra en la cámara. De este modo, la longitud de las conexiones pueda mantenerse mínima y eliminado el efecto de la resistencia de tierra.

Es deseable conectar el pararrayos de distribución sobre el lado de la línea del fusible primario, de modo que la corriente de descarga del rayo pueda pasar a través del pararrayos a tierra sin tener que pasar a través del fusible. En este caso los pararrayos deberán instalarse junto al terminal invertido para dar protección principalmente al cable, en la unión de éste y la línea aérea.

4.5.3.2 COORDINACION DEL AISLAMIENTO.- En general una característica del aislamiento es que el máximo voltaje que éste puede soportar varía inversamente con la duración de dicho voltaje. Ya que los sistemas de potencia están sujetos a varios tipos de sobretensiones, algunos de larga y otros de corta duración, el equipo de distribución debe diseñarse de tal forma que pueda soportar como el

nimo dos tipos de pruebas dieléctricas. Las primeras son las llamadas pruebas a frecuencia industrial, usualmente de un minuto de duración, que establecen la capacidad del aislamiento para soportar una sobretensión moderada de relativamente larga duración. Las otras son las pruebas de impulso que verifican si el aislamiento soportará las ondas de voltaje de gran magnitud pero de corta duración.

Ya que las sobretensiones producidas por los rayos son ondas de este último tipo, son las pruebas de impulso las que tienen que considerarse para la protección contra estas sobretensiones. La coordinación del aislamiento es el proceso de comparar la resistencia del aislamiento al impulso con el voltaje máximo que puede ocurrir a través del pararrayos debido a la acción de una descarga atmosférica contra la cual se desea la protección.

Los valores de cresta de los voltajes de impulso de 1.2×50 μ seg, que debe soportar el aislamiento se clasifican en valores discretos llamados "niveles de aislamiento básicos al impulso", abreviados BIL. Uno o más niveles de BIL pueden asociarse con el voltaje de un circuito dado, o de trabajo de un equipo.

Otras pruebas soportadas al impulso se aplican algunas veces al aislamiento, particularmente en transformadores y éstas son las de onda cortada y la de frente de onda. La primera se realiza con un voltaje de 1.2×50 μ seg aplicado a una velocidad de 100 KV/ μ seg por cada 12 KV de voltaje del pararrayos, 15% más alto que el BIL. El voltaje es reducido inmediatamente después de alcanzar la cresta por un entrehierro en paralelo con el aislamiento.

La prueba de frente de onda se realiza de manera semejante. El circuito se arregla de modo que el entrehierro se descargue a un voltaje 60% mayor que el BIL y 0.5 μ seg, después del comienzo de la

onda. Para ilustrar mejor la coordinación del aislamiento, hemos seleccionado para el caso de nuestro ejemplo un transformador para 7.2 KV, con un BIL de 95 KV que va a ser protegido con un pararrayos Alugard de 9 KV. En la figura 4.25 se indica las características de este pararrayos comparadas con las características de aislamiento del transformador.

El voltaje de encendido del pararrayos se compara con la tensión de la prueba de onda cortada. Una comparación más útil, sería la de comparar el voltaje de encendido con la prueba de frente de onda del transformador. Ya que esta prueba no es hecha en todos los transformadores, por ejemplo en nuestro caso, la primera comparación es válida. Por otra parte, el voltaje de descarga se puede asociar con el BIL del transformador.

La diferencia entre las características de descarga del pararrayos y el nivel de voltaje soportado por el equipo en cualquier instante es el margen de protección; este margen tiene significación cuando la diferencia entre las curvas del pararrayos y el transformador es mínima, como se muestra en la figura 4.25. Es un factor de seguridad, que no debe ser inferior a 0.20; en nuestro caso hemos obtenido un margen muy adecuado, ya que el nivel de protección del pararrayos está bajo la mitad del nivel soportado por el transformador.

El margen de protección toma en cuenta varios conceptos imponderables como los errores en la estimación de la máxima onda de corriente, la separación del transformador y el equipo y la reducción del voltaje soportado causada por la deterioración del equipo. Este margen tiene importancia al comparar pararrayos de la misma capacidad producidos por diferentes fabricantes.

La magnitud de la sobrecorriente ocasionada por el pararrayos es de gran importancia en el estudio de la coordinación del aislamiento, de ahí que determinaremos los parámetros de cuales

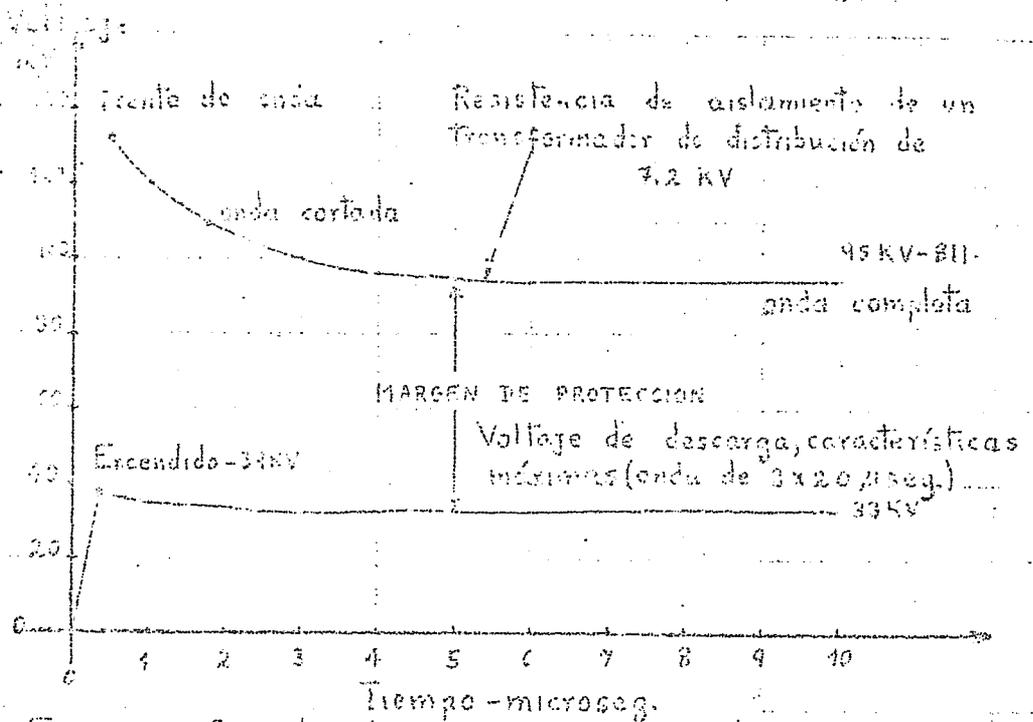


Fig. 4.25 Características de protección de un pararrayos

Alugard y de aislamiento de un transformador

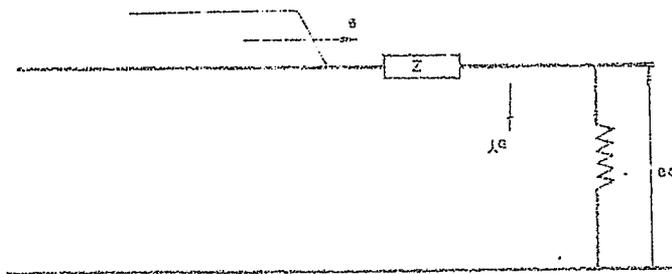


FIG. 4.26

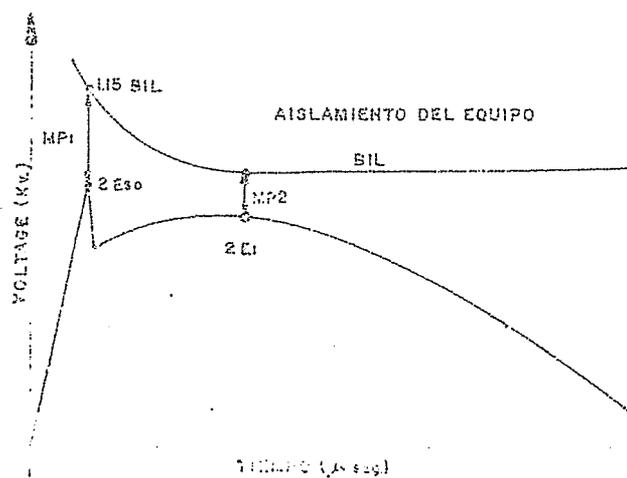


FIG. 4.27

depende. Del circuito equivalente de la figura 4.26 se ve que:

$$i_a = \frac{2e - e_a}{Z} \quad (4.5)$$

donde: i_a = corriente que pasa por el pararrayos [A]
 e = nivel de aislamiento de la línea multiplicado x 1.2
(contorneo crítico, onda 1.2 x 50 μ s.) [V]
 e_a = tensión en el pararrayos
 Z = impedancia de onda de la línea [Ω]

La tensión de impulso se supone de valor $2e$ (onda reflejada con valor máximo igual al doble de la onda incidente, para representar las condiciones más críticas). La característica voltios-amperios del pararrayos se usa para tener la tensión e_a ; esta tensión es siempre menor que el 10% de la sobretensión resultante, pudiendo despreciársela. De ahí que la corriente que pasa por el pararrayos es esencialmente función del nivel de aislamiento de la línea y de su impedancia característica.

4.5.4 APLICACION DE PARARRAYOS EN LA PROTECCION DE UNA INSTALACION SUBTERRANEA

Merece especial consideración el análisis de la protección de los transformadores localizados en las cámaras de transformación ya que los conductores que alimentan estas instalaciones son de tipo subterráneo, provenientes de una red aérea. Debido al hecho de que el voltaje de una onda viajera se duplica en un punto abierto de un sistema subterráneo, es de primordial interés el voltaje en el extremo del cable. Este voltaje se indicará como E_c , en la figura 4.27. Si E_c es adecuadamente controlado tal que permanezca bajo el nivel de aislamiento del equipo protegido, todo el sis-

tema subterráneo será protegido.

La onda viajera que entra al sistema desde la línea tiene dos componentes:

1.- E_{so} -- que es la magnitud a la cual la onda de voltaje aumentará antes de que el pararrayos del poste terminal se encienda, y varía con las características de frente de onda del pararrayos y la velocidad de aumento de la onda de voltaje.

2.- E_{AB} -- que es el voltaje desarrollado entre los puntos A y B debido al flujo de la onda de corriente; consiste de la suma aritmética de E_{vp} (voltaje de descarga del pararrayos) y E_{ab} (caída de voltaje en las conexiones a y b). E_{AB} varía con las características del voltaje de descarga del pararrayos, la magnitud y velocidad de aumento de la onda de corriente, y de la longitud de las conexiones a y b.

E_{ab} es el voltaje desarrollado a través de las conexiones a y b, en paralelo con el circuito protegido. Puede expresarse como:

$$E_{ab} = (a + b) \cdot L \frac{di}{dt} \quad (4.6)$$

donde: L = inductancia de las conexiones (aproximadamente 0.013 μ H/cm.)

$\frac{di}{dt}$ = velocidad de aumento de la onda de corriente (4.000 A/ μ seg o mayor)

Ya que la onda de voltaje puede duplicarse en estas instalaciones, puede asumirse, bajo condiciones máximas, que E_c afuera de un pararrayos llega a ser

$$E_c = 2 E_{so} \quad (4.7)$$

o también $E_c = 2 E_{AB}$ (4.8)

Algunos factores variables afectan los valores de E_{so} y de E_{AB} que, a su vez, determinan el valor de E_c . Estos factores pueden

ser controlables y no controlables. Los primeros son las características de voltaje de descarga y de voltaje de encendido de frente de onda del pararrayos. También puede ejercerse control sobre la localización del pararrayos para limitar la longitud de las conexiones a y b.

Las ondas producidas por las descargas atmosféricas son muy variadas y raras veces responden a las ondas normalizadas; además el aislamiento del equipo puede variar con la edad del mismo. Todo esto de lugar a factores no controlables que pueden afectar los valores de E_{50} y E_{AB} . Algunos de estos factores son favorables y otros no.

Entre los factores desfavorables se pueden citar; ondas de corriente de frente escarpado, ondas de corriente de gran magnitud y deterioración del aislamiento del equipo con la edad.

Entre los factores favorables podemos citar; atenuación debida a las cortas longitudes de cable, el voltaje no llega a duplicarse en los cabezotes para cables de corta longitud y reducción de la velocidad de aumento de voltaje debido al cambio de impedancia en el punto de unión.

Con el objeto de permitir tolerancias para algunos de los factores no controlables y desfavorables, puede aplicarse un margen de protección al voltaje duplicado en el poste terminal para comparar los factores controlables conocidos con el aislamiento del equipo. Generalmente, este margen de protección es menor para instalaciones subterráneas que para aéreas ya que los factores favorables, no controlables, ayudan a reducir el valor de E_c .

Ya que deben considerarse dos voltajes E_{50} y E_{AB} , se usan dos

márgenes de protección. Estos son expresados como siguen y pueden visualizarse en la figura 4.28.

$$(\%) \text{ M P1} = \frac{1.15 \text{ BIL} - 2 \text{ Eso}}{2 \text{ Eso}} \times 100 \quad (4.9)$$

$$(\%) \text{ M P2} = \frac{\text{BIL} - 2 \text{ E}_{AB}}{2 \text{ E}_{AB}} \times 100 = \frac{\text{BIL} - 2(\text{E}_{VD} + \text{Eab})}{2 (\text{E}_{VD} + \text{Eab})} \times 100 \quad (4.10)$$

Debido a su mayor aumento de velocidad, la máxima característica de encendido del pararrayos (Eso) es comparada con la tensión de onda cortada soportada por el equipo, que es alrededor de 15% más alta que el BIL.

Algunos autores solo incluyen las características de voltaje de descarga máximas del pararrayos E_{VD} al calcular MP2 pero a causa de la caída de voltaje en las conexiones, es recomendable incluir un factor determinado para considerar este hecho.

Un mínimo valor de 5% para MP1 tomará en cuenta los factores no controlables que afectan a E_{so} y que mantiene a E_c bajo el nivel de aislamiento del equipo. Un mínimo valor de 10% para MP2 tomará en cuenta los factores no controlables que afectan E_{AB} y que mantienen a E_c bajo el nivel de aislamiento del equipo, supuesto que Eab es incluido mediante un factor de 0.0525 KV/cm y es usada una onda de corriente de 20 KA para E_{VD} .

C A P I T U L O V

Finalizaremos este estudio previo a la normalización de acometidas en alta tensión y cámara de transformación con la determinación de las características del equipo de acometida y de la cámara de transformación referidas al ejemplo práctico que hemos desarrollado en el capítulo anterior. A continuación haremos una transcripción de los artículos que constarán en los capítulos 5 y 12 de la edición revisada del Código Eléctrico Ecuatoriano, para terminar con un ligero resumen de las conclusiones más importantes a la que nos ha conducido la presente tesis.

5.1 CARACTERISTICAS TECNICAS DEL EQUIPO DESCRITO

Daremos enseguida las características más importantes que se deben dar a las casas fabricantes para el pedido de los materiales y equipo a utilizarse en una acometida subterránea en alta tensión y cámara de transformación para 500 KVA de capacidad, según

Las normas de la Empresa Eléctrica Quito y de acuerdo a los cálculos realizados en capítulos anteriores.

Conductor tripolar armado de cobre 3 x N 6 AWG, cableado, aislamiento de papel impregnado a prueba de migración de aceite, tipo cinturón, para 8 KV, con sistema de neutro a tierra, funda de plomo y sobre el plomo una cubierta termoplástica de PVC. El cable deberá conformarse de acuerdo a las normas ARIC novena edición 1954, hasta la funda de plomo inclusive; la cubierta termoplástica se ajustará, en cuanto a su espesor, propiedades físicas y características, al apéndice J de la sección 8 de las normas IPCEA 19-81.

Conductor unipolar N^o 6 AWG de cobre cableado con aislamiento de butyl y funda de neopreno, para 8 KV, con pantalla electrostática y sistema sin neutro a tierra. El espesor del aislamiento será de 250 milésimas de pulgada (6.3 mm) y el de la funda de neopreno será de 80 milésimas de pulgada (2 mm) según normas IPCEA S. 19-81. Además el aislamiento deberá estar conforme con las exigencias del apéndice L de las mismas normas.

Pararrayos tipo válvula, modelo de distribución, para trabajar a 3000 mts. de altura sobre el nivel del mar, tensión de servicio 6.3 KV, sistema con neutro puesto a tierra, completo, con accesorios para el montaje, 72 KV de BIL similar al tipo E5 de McGraw-Edison, Cat No. AVH 1A6.

Portafusible accionador en caja de porcelana, para 7.8 KV y 100 A, completo, con accesorios para el montaje en cruceta de hierro y con tubo para fusible. Catálogo No. H.FE 1 D1 de McGraw-Edison.

Firafusible de 100 A para 7.2 KV, con curvas de fusión aproba

das por NEMA, S.G-2.4 de 1.954, tipo K, apropiado para ser usado en el portafusible anterior, Cat. No. FL 3K 100 de McGraw-Edison.

Caja terminal de cable tripolar, para 8 KV, tipo invertido, para instalación a la intemperie, herméticamente sellada, completa, con conectores, masa aislante de relleno y el material necesario adicional para hacer la terminación completa del cable tripolar ya nombrado, similar al tipo 9174-4 de BICC.

Terminal recto para cable amado tripolar de alta tensión, 8 KV, instalación interior, completo, con conectores para cable y masa aislante de relleno, similar al tipo 6369-2 de BICC.

Transformador de corriente de relación 100/5 amperios, para una tensión de servicio de 6.3 KV, para instalación interior; potencia nominal 10 VA; clase de exactitud 0.5

Transformador de potencial de relación 6000/110 voltios, para 60 ciclos/seg., para utilización interior. Potencia nominal del arrollamiento de medida, al ajustarse a la clase de exactitud 1.2 x 180 VA.

Medidor trifásico de Kwh para 4 conductores, con tres sistemas electromagnéticos para cargas desequilibradas. Tipo ciclométrico, simple tarifa. En carcasa de material aislante o metálico, con cargabilidad hasta 400% de la corriente nominal. Capacidad de corriente de prueba 2.5 A rango de voltaje 3 x 120/210 V., frecuencia 60 ciclos.

Portafusible-seccionador en caja de porcelana, para 7.8 KV y 50 A, completo, con tubo para fusible. Cat. No. FE 1D1 de McGraw-Edison, para utilizarse con el transformador de potencial.

Tirafusible de 1A para 7.2 KV, apropiada para ser usada en el portafusible anterior. Cat. No. PL 4H de McGraw-Edison.

Seccionador tripolar en carga, tipo AL-74/10 AEG, 10 KV, corriente nominal 400 A, capacidad de interrupción 11 MVA con fusibles limitadores de potencia con una capacidad de interrupción de 63 KA, corriente nominal de 100 A, 6/7.2 KV, tipo UT, montaje interior. El accionamiento será manual por medio de palanca.

Transformador trifásico en baño de aceite, 500 KVA, conexión D y 5, 6000/220-127 V, con derivaciones para 2.5% y 5% en el lado de alta. Sobreelevación de temperatura, 55°C en el arrollamiento con una media ambiente de 30°C, según las normas ASA. El transformador será autorefrigerado, para servicio continuo, con su capacidad nominal a 3.000 mts; con taps de regulación; con indicador del nivel de aceite, BIL: 95 KV en el primario.

Tubo rígido de hierro galvanizado de 3" de diámetro (7.6 cm.) para utilizarse como bajante de cable tripolar de alta tensión.

Varilla de Copperweld de 5/8" de diámetro (1.59 cm) y 6" de longitud (18 mts.) para electrodo de puesta a tierra, Cat. No. WEN 3 CC de McGraw-Edison, a utilizarse en la cámara y para los pararrayos.

Conductor desnudo de cobre, cableado, estañado, No. 2/0 AWG, para conexión a tierra de los pararrayos y de los equipos de la cámara.

Ducto de cemento de 2 vías, de 2" de diámetro (5 cm) x 1 metro de longitud para utilizarse como paso de cable de alta tensión en cruce de la calzada.

Ladrillos tipo mamborrón de arcilla cocida al fuego, para utilizarse

zarse como protección del cable de alta tensión.

Arena amarilla para usarse como colchón de cable tripolar de alta tensión.

5.2 CODIGO ELECTRICO ECUATORIANO

5. ACOMETIDA DE ALTA TENSION

5.1 OBJETO

Tiene por objeto establecer normas que debe cumplir la acometida en alta tensión para cámaras de transformación de instalaciones interiores.

5.2 ALCANCE

Se establecen normas de seguridad para las acometidas aéreas y subterráneas, sus equipos y protección, las cuales deben cumplir con las disposiciones correspondientes a acometidas de baja tensión y/o con las que a continuación se especifican.

5.3 CLASIFICACION

5.3.1 AEREAS

5.3.1.1 Si se trata de instalaciones a la vista, en sitios accesibles solamente a personal calificado, los conductores de acometida deben estar rígidamente soportados por aisladores de porcelana aprobados para este fin. Los conductores deben estar a una distancia entre si de por lo menos 20 cm., excepto en los terminales del equipo, y deben ir como mínimo a 8 cm. de las superficies sobre las que van tendidos.

5.3.1.2 Toda el área de la instalación debe estar protegida con un cierre o una valla metálica de una altura mínima de 2.20 mts y de suficiente consistencia con el fin de evitar el acceso a la instalación, de personal no calificado. Este cierre no debe ser salvado desde el exterior sin ayuda de escaleras o útiles especiales.

5.3.1.3 En la puerta del área destinada a la instalación y en el centro de cada una de las orientaciones del cercado deben colocarse carteles de advertencia a una altura de 2 mts. sobre el suelo.

5.3.1.4 Las instalaciones aéreas en alta tensión serán accesibles solamente a personal calificado. Las instalaciones se consideran accesibles a personal calificado cuando están aisladas por elevación. Las partes activas se consideran aisladas por elevación cuando cumplan con las disposiciones de la sección 4.3.1 de Acometida del servicio eléctrico y/o cuando sean mantenidas a elevaciones por lo menos iguales a las contenidas en la Tabla 5.1 del Anexo (Tabla 2.3 de la presente tesis).

5.3.2 SUBTERRANEAS

5.3.2.1 Una acometida de alta tensión será subterránea cuando se derive de una red subterránea, o cuando, siendo derivada de una red aérea, haya necesidad de usar este tipo de acometida.

5.3.2.2 En locales accesibles a personal no calificado, los conductores de entrada de acometida deben instalarse en conducto rígido o por medio de un cable multiconductor aprobado para este fin.

5.3.2.3 A menos que se utilicen conductores específicamente aprobados para este fin, las canalizaciones empotradas en mampostería,

o expuestas a la intemperie, o en emplazamientos húmedos, deben tener desagües.

5.4. DISPOSITIVOS Y EQUIPOS

5.4.1 SOPORTES Y DUCTOS

5.4.1.1 Para el paso de paredes o divisiones se deben usar aisladores pasamuros adecuados para la tensión del sistema.

5.4.1.2 Se utilizarán aisladores o accesorios de material incombustible y no absorbente para fijar los cables multiconductores al poste de salida y al punto de fijación en el inmueble.

5.4.1.3 Los soportes de los conductores de acometida, incluyendo los aisladores, tendrán la resistencia y estabilidad suficientes para asegurar el mantenimiento de una adecuada separación en caso de corrientes excesivas debidas a cortocircuitos.

5.4.1.4 Se usará tubería de hierro galvanizado, o de otros materiales aprobados, hasta un punto a no menos de 2.50 mts. sobre el nivel del suelo para la protección mecánica de acometidas subterráneas provenientes de una red aérea con cable multiconductor. Si se utilizan cables monoconductores dicha altura será por lo menos de 7.50 mts.

5.4.1.5 Se usarán ductos, tubería metálica u otros medios aprobados para el tendido de los cables de una acometida subterránea. Los cables también pueden ir directamente enterrados, en cuyo caso la protección mecánica debe consistir de una capa de ladrillos, de tablonces de madera, o de materiales análogos. La zanja sobre

la cual se tienden los cables debe tener una profundidad mínima de 60 cm., medidos a partir del nivel de la acera.

5.4.2 CONDUCTORES

5.4.2.1 Se deben proteger los cables de acometida de la presión excesiva y de las curvaturas muy pronunciadas. El radio mínimo de curvatura en cables de alta tensión debe ser por lo menos 15 veces mayor que el diámetro exterior del cable.

5.4.2.2 Los conductores de acometida deben ser iguales o mayores al número 6 AWG a menos que vayan en cable. Los conductores en cable deben ser por lo menos iguales al número 8 AWG.

5.4.2.3 Los conductores de una acometida aérea que llegan a transformadores localizados sobre una plataforma deben tener un aislamiento adecuado para la tensión de servicio. Si los conductores llegan a una subestación localizada a la intemperie, no necesitarán aislamiento.

5.4.2.4 Los conductores de una acometida subterránea serán unipolares o multipolares. Además serán aislados con materiales resistentes a la humedad y adecuados para la tensión de servicio.

5.4.2.5 Cuando los conductores de un cable multiconductor salgan de una canalización o cubierta metálica, el aislamiento debe estar protegido contra la humedad y daños mecánicos por un terminal hermético u otros medios aprobados.

12 CAMARAS DE TRANSFORMACION

12.1 OBJETO

Tiene por objeto establecer normas para la instalación de las cámaras de transformación en edificios que por su capacidad requieren la instalación de un transformador para su propio servicio.

12.2 ALCANCE

Se establecen normas de seguridad para las cámaras de transformación, el transformador, sus equipos y protecciones.

12.3 DISPOSICIONES GENERALES

12.3.1 UBICACION

Las cámaras de transformación deben estar localizadas lo más cerca posible de la red primaria de servicio público, ser fácilmente accesibles desde el exterior y tener suficiente amplitud para que personal calificado pueda realizar mantenimiento.

Se recomienda instalar las cámaras en lugares no sujetos a inundaciones y lejos de cualquier agente nocivo que pueda ocasionar su destrucción.

12.3.2 DISTRIBUCION INTERNA

12.3.2.1 Se recomienda instalar la cámara de transformación de acuerdo a una de las ubicaciones internas del equipo que a continuación se indican:

- (1). El cable de acometida de alta tensión llegará a un terminal vertical, seguirá a los transformadores de medición si es que ésta se realiza en el primario, de ahí a las barras, seccionador fusible o interruptor automático, bornes de alta tensión del transformador y terminará en un fusible secundario.

(2). Los conductores de acometida de alta tensión pueden llegar a la cámara sostenidos en un cable mensajero, penetrar a ella en la misma forma, pasar por el equipo de medición si es que ésta se realiza en el primario o caer directamente a los bornes primarios del transformador o banco de transformadores.

12.3.2.2 La cámara debe tener una distribución física apropiada de manera que facilite la movilización sin peligro del personal de mantenimiento. Para tal efecto, deberá haber una distancia mínima de 1 mt. hacia delante y atrás del o de los transformadores y el equipo asociado y de 0.80 mt. hacia los costados.

12.3.2.3 En caso de haber un transformador trifásico, éste deberá descansar sobre una sólida base de concreto alrededor de la cual habrá un canal para desagüe del aceite.

12.3.3 VENTILACION

Se practicarán aberturas de ventilación de acuerdo con las siguientes disposiciones:

12.3.3.1 En el caso de requerirse conductos para la ventilación de la cámara, éstos serán de material resistente al fuego y deberá evitarse que aquellos lleguen a lugares cercanos a salidas de escape para caso de incendio, a material combustible o a lugares peligrosos.

12.3.3.2 Las cámaras ventiladas por circulación natural de aire deben tener la mitad del área neta total de ventilación distribuida en una o más aberturas cerca del piso y la otra mitad en aberturas en el techo o en las paredes cercanas a él.

Tal área también podría distribuirse en una o más aberturas

en el techo o en las paredes cercanas a él.

12.3.3.4 En caso de no utilizarse conductos en cámaras ventiladas hacia un área exterior al edificio, el área total de ventilación, después de restar el área ocupada por rejas, será por lo menos de 20 cm² por cada KVA de la capacidad del transformador. Para transformadores de capacidad menor a 50 KVA, el área total de ventilación deberá ser por lo menos 0.10 m².

12.3.3.5 Las aberturas de ventilación estarán cubiertas de rejas permanentes para evitar el acceso de personal no calificado o el contacto con objetos ajenos a la instalación.

12.3.4 SISTEMAS DE SEGURIDAD

12.3.4.1 MECANICO

12.3.4.1.1 Se darán las disposiciones apropiadas para reducir al mínimo la posible avería de los transformadores por causas externas, cuando los transformadores estén instalados en lugares expuestos a averías mecánicas.

Los transformadores secos estarán dotados de una caja o cubierta incombustible y resistente a la humedad, que de una protección razonable contra la introducción accidental de objetos extraños.

12.3.4.1.2 Toda puerta que conduzca de la cámara al interior del edificio deberá estar protegida de la siguiente manera:

1.- Cada acceso estará provisto con una puerta de ajuste apretado de un tipo aprobado para abrirse en situaciones de incendio. Se recomienda instalar este tipo de puerta en una abertura de una pared interior, cuando las circunstancias así lo requieran.

2.- Las puertas serán aseguradas con cerraduras exclusivas para el personal calificado. Las cerraduras y cerrojos se dispondrán de manera que las puertas puedan abrirse desde el interior fácil y rápidamente.

12.3.4.2 ELECTRICO

Se proveerá y mantendrá resguardo de las partes activas por una de las siguientes disposiciones:

- 1.- Por elevación al menos a 2.40 mts. sobre el nivel del piso u otra superficie, de trabajo.
- 2.- En lugares donde el equipo puede estar expuesto a daños materiales, las cubiertas o resguardos se dispondrán de tal manera y será de tal resistencia que impidan tales daños.
- 3.- El espacio de trabajo libre mínimo en el frente de los equipos eléctricos debe ser como mínimo igual al establecido en la Tabla 12.1 del Anexo (Tabla 3.1 de la presente tesis).

12.3.4.3 CONTRA ACCIDENTES

Las paredes y techo de la cámara estarán construídas en hormigón reforzado, ladrillo, bloque de hormigón u otras construcciones resistentes al fuego, que tengan la resistencia estructural suficiente para las condiciones de empleo, y una resistencia mínima al fuego de 3 horas. El espesor del hormigón armado debe ser por lo menos de 15 cm. y de 20 cm. si se utiliza ladrillo.

Los cuartos o cámaras de transformación tendrán una losa superior, diseñada para la carga máxima de la cubierta, o, en caso de ser traficada, para una sobrecarga de 300 Kg/m^2 .

Los pisos de las cámaras en contacto con tierra serán de hormigón y de un espesor mínimo de 10 cm. y cuando la cámara se construye sobre un espacio libre o sobre otros pisos tendrá una resistencia estructural de 600 Kg/m^2 y una resistencia mínima al fuego de 3 horas.

12.3.4.4. Por ningún motivo se permitirá el almacenamiento de materiales en las cámaras de transformación, ni tampoco podrá servir de pasadizo.

12.4 DISPOSITIVOS Y EQUIPOS

12.4.1 PARARRAYOS

12.4.1.2 Debe colocarse un pararrayos en cada conductor de acometida aérea no puesto a tierra que entre o salga de la instalación, los cuales serán conectados en el lado de suministro del equipo de acometida. Cuando haya más de un circuito podrá instalarse un juego único de pararrayos sobre las barras colectoras de la instalación, si se dispone de medios para proteger los circuitos que pueden quedar desconectados de las barras.

12.4.1.3 Las conexiones entre los pararrayos y el conductor de la línea y entre el pararrayos y tierra, deben ser de cable o alambre de cobre o equivalente y de calibre No. 6 AWG como mínimo. Las conexiones deben ser tan cortas y rectas como sea posible, evitando en lo que se pueda, toda curva o vuelta, especialmente las muy agudas.

12.4.1.4 Deben existir pararrayos en las plantas industriales de aquellas localidades donde sean frecuentes las tormentas y donde no se haya previsto otra protección adecuada contra los rayos.

12.4.1.5. Los pararrayos instalados bajo techo, deben estar situados bien lejos de cualquier otro equipo, del paso de personas o de partes combustibles de los edificios y, si contienen aceite, deben estar separados de los otros equipos por muros que cumplan lo establecido en el artículo 12.3.4.3.

12.4.1.6 Los pararrayos deben ser puestos a tierra en la forma prescrita en el capítulo "Puesta a tierra".

12.4.1.7 Los pararrayos para instalaciones de alta tensión deben ser inaccesibles a personal no calificado.

12.4.2 FUSIBLES Y SECCIONADORES

Si el equipo de acometida está instalado en una cámara de transformación que cumpla las cláusulas de las secciones 12.3.3 y 12.3.4, los requisitos para la protección contra sobrecargas y medios de desconexión pueden ser satisfechos de la forma siguiente:

12.4.2.1 Se puede utilizar un interruptor no automático en aceite, un cortacircuito fusible en aceite, un interruptor con carga en aceite, o un fusible capaz de interrumpir la carga del circuito.

12.4.2.2 Se puede utilizar un interruptor capaz de cortar la corriente en vacío del transformador alimentado a través de dicho interruptor y fusibles, siempre que el interruptor esté enclavado con un interruptor manual o automático del circuito secundario del transformador, de manera que el interruptor manual no pueda abrirse cuando el circuito secundario esté cerrado.

12.4.2.3 Los fusibles deben tener una "capacidad de interrupción"

mínima igual a la máxima corriente de cortocircuito posible en el circuito.

12.4.2.4 Se podrá utilizar un fusible por fase en el lado primario de los transformadores rellenos de líquido que actúe a una intensidad de hasta el 250% de la de régimen primaria. No se necesitará esta protección cuando el dispositivo protector de sobrecorriente del circuito primario ya de esta protección.

También se podrá utilizar un fusible en el secundario que actúe a una intensidad de hasta el 250% de la de régimen secundario del transformador, o una "protección térmica coordinada" contra las sobrecargas.

En estos dos últimos casos no es necesario colocar un fusible por fase en el primario, pero el dispositivo contra sobrecarga del alimentador primario será regulado a una intensidad de hasta seis veces la de régimen para transformadores de hasta 6% de impedancia y a una intensidad de hasta cuatro veces la de régimen para transformadores con una impedancia entre 6 y 10%.

12.4.2.5 Se instalarán seccionadores según lo que se dispone a continuación:

1.- Se instalarán seccionadores de ruptura en aire entre interruptores manuales en aceite o disyuntores de aire o aceite utilizados como interruptores de acometida y los conductores de suministro. Se exceptúa el caso en que tal equipo esté instalado en tableros transportables, o en cuadros de distribución metálicos, los cuales no pueden abrirse más que cuando se desconecte el circuito y que, si se quitan de la posición de operación normal, desconectan automáticamente el interruptor de todas las partes activas.

2.- Cuando los fusibles utilizados con interruptores manuales en aceite puedan funcionar como interruptores de desconexión, pueden servir como seccionador si desconectan el interruptor en aceite y todo el equipo de acometida de la fuente de suministro.

3.- Los seccionadores de ruptura en aire serán accesibles solamente al personal calificado. Deben ir dispuestos de tal forma que se pueda hacer fácilmente una conexión a tierra en el lado de la carga. Tales medios de puesta a tierra no se requieren para seccionadores adicionales, cuando los haya.

12.4.3 DISYUNTORES

12.4.3.1 Se podrá utilizar un disyuntor de adecuada capacidad de corriente y de interrupción con una unidad de sobrecarga en cada conductor no puesto a tierra en instalaciones con una capacidad instalada superior a 500 KVA y en aquellas que así lo requieran con el fin de obtener una mejor continuidad en el servicio.

12.4.3.2 Los disyuntores deben indicar si están en la posición de abierto o cerrado, y su capacidad, con relación a las capacidades de cierre, conducción o interrupción, no será menor que el valor de cortocircuito en el lugar de la instalación.

12.4.3.3 Los disyuntores utilizados para controlar transformadores llenos de aceite, se instalarán fuera de la cámara de transformación.

12.4.3.4 Los disyuntores puedan abrirse o cerrarse manualmente sin emplear ninguna otra fuente de energía, aunque el funcionamiento normal puede hacerse por medios eléctricos, neumáticos, etc. Los disyuntores que se abren o cierran por medios eléctricos o neu

máticos deben poder cerrarse manualmente para fines de mantenimiento, y poder ser disparados también manualmente con carga sin el uso de fuentes externas de energía.

12.4.3.5 Los disyuntores deben abrirse libremente en el caso de cerrarse el circuito bajo condición de sobrecarga. Esto puede cumplirse por medio de disyuntores de disparo libre o por disyuntores múltiples que tengan una palanca de accionamiento por polo.

12.4.3.6 Los disyuntores estarán marcados con su capacidad de tal manera que la marca sea durable y visible después de la instalación.

12.4.4. TRANSFORMADORES DE MEDIDA

12.4.4.1 En caso de cargas superiores a 70 Kw se emplearán medidores en conjunto con transformadores, o también cuando la tensión de la acometida sea mayor que 600 voltios y la corriente superior a 200 amperios por fase.

12.4.4.2 Se podrá realizar medición secundaria con transformadores de medida cuando la carga instalada sea de hasta 400 KW.

12.4.4.3 Los transformadores de potencial deben tener fusibles en el primario, cuyo régimen no superará los tres amperios. Cuando sea necesario limitar la corriente de cortocircuito a un valor comprendido dentro de la capacidad de interrupción del fusible se debe conectar una resistencia en serie con los fusibles de alta tensión.

12.4.4.4. Se deberá poner en cortocircuito el secundario de los transformadores de corriente antes de desconectar el instrumento

con el fin de evitar la aparición de tensiones peligrosas.

12.4.4.5 Se recomienda instalar transformadores de corriente de tipo seco para tensiones de hasta 3 KV y del tipo de masa aislante para tensiones de hasta 15 KV.

12.4.5 PUESTAS A TIERRA

12.4.5.1 Las partes metálicas de las instalaciones de cámaras de transformación que no transporten corriente y estén descubiertas incluido el casco del transformador, se conectarán a tierra en las condiciones y de la forma prevista en el capítulo "Puestas a tierra".

12.4.5.2 Se pondrán a tierra el blindaje metálico, la pantalla metálica, o ambos elementos, de los cables de acometida que llegan a la cámara de transformación y que se encuentran dentro de ella.

12.4.5.3 Los circuitos secundarios y las cajas de los transformadores de medida deberán conectarse a tierra de acuerdo con los artículos contenidos en el Capítulo "Puestas a tierra".

5.3 CONCLUSIONES

En gran parte de este trabajo hemos hecho un estudio comparativo de los métodos de instalación empleados en las Empresas Eléctricas de Quito y Guayaquil, como resultado del cual se concluye que tienen algunas diferencias sustanciales que son producto, sobretudo, de la procedencia de los materiales de que disponen y por lo tanto de las tendencias más generalizadas en los respectivos países productores.

Por ejemplo, el voltaje primario de Guayaquil es 13.8 KV en --

tre fases, mientras en Quito es 6.3 KV; en Guayaquil se utilizan dos o tres transformadores monofásicos, mientras en Quito, transformadores trifásicos, y así podríamos seguir enumerando otras características que varían de un sistema a otro. Se puede decir, en definitiva, que para Empresas relativamente antiguas como éstas es problemático estandarizar equipos a nivel nacional, ya que, si se tratara de hacerlo, una de ellas tendría que ir deshaciéndose de su equipo actual para irlo cambiando paulatinamente por un stock de nuevos equipos y materiales.

Un aspecto muy importante de anotar es la influencia decisiva que tiene la economía en el diseño y en la política que siguen las Compañías de electricidad, al cual la Empresa Eléctrica del Ecuador ha dado prioridad sin por ello descuidar del asunto técnico. Entre otros ejemplos de esta aseveración podríamos nombrar a breves rasgos que por ejemplo los costos de cable sin armadura, de las campanas de caucho vulcanizado, la no utilización de terminales verticales para los cables que llegan a los bornes primarios del banco de transformadores, de cortacircuitos fusibles en el poste terminal para protección del primario, el empleo de transformadores de corriente para cargas superiores a 200 A, la medición secundaria con transformadores de corriente para corrientes de hasta 1200 A, etc. vienen a ser menores que los de la Empresa Eléctrica Quito correspondientes a los mismo rubros, o sea: cables tripolares armados, terminales invertidos, terminales verticales dentro de la cámara, disyuntores en aceite o desconectadores en carga, la medición primaria para la gran mayoría de cámaras, aún a despecho de la falta de estética y elegancia que podrían tener.

Habría de anotarse, sin embargo, en beneficio de las instalaciones de esta última Empresa, el menor costo de un transformador

trifásico con respecto a tres monofásicos, que en todo caso no es mayor. Indudablemente, es necesario reconocer que la Empresa Eléctrica Quito ha logrado dar a sus clientes un servicio muy confiable en el plano técnico, a más de contribuir a la conservación de la armonía y estética del conjunto.

En cuanto se refiere al espacio requerido por ambos tipos de instalaciones, talvez se pensaría que la de tres transformadores monofásicos ocupará mayor espacio que la otra, pero en general se puede decir, fundamentándonos en las visitas de observación que hemos realizado a ambas Empresas que el espacio necesario es semejante para las dos, ya que el mayor espacio ocupado por tres transformadores se compensa con el ahorro de las estructuras para barras, para equipo de protección, para equipo de medición, etc. en el caso de la segunda. A este respecto es conveniente anotar que en "Emelec" emplean simples soportes colocados en la pared para la sujeción de los transformadores de medición.

Merece consideración especial la utilización de la capacidad de sobrecarga de los transformadores, siempre y cuando se conozca perfectamente los límites de sobrecalentamiento dados por los fabricantes. Así por ejemplo, es posible sobrecargar los transformadores americanos de "Emelec" hasta el 60% sobre su capacidad nominal por intervalos cortos. Debe tenerse cuidado de realizar en estos casos chequeos periódicos del estado de carga de los transformadores, nivel de aceite, calidad de aceite, etc., para evitar una quemazón eventual debido a una sobrecarga periódica.

En los transformadores "CSP" o en los "CP", la luz de señal provee un servicio valioso para la indicación del crecimiento de la carga de los transformadores que eventualmente causarían el disparo del disyuntor. La luz de señal indica aquel pun

to en la característica de carga de un transformador en que resulta más económico instalar un transformador de capacidad inmediatamente superior antes que persistir en la sobrecarga del existente. Siempre que se observa la luz de señal, es una práctica común reponerla una vez para determinar si su operación fue causada por una condición de carga aislada o por una condición repetitiva. Si la luz se prende de nuevo dentro de unos pocos días, esta es una indicación de sobrecarga periódica.

Por otro lado, los transformadores trifásicos de la Empresa Eléctrica Quito en su mayoría son europeos y japoneses y por lo mismo, debido a su menor grado de aislamiento, raras veces se los llega a sobrecargar hasta el 30% de su capacidad nominal.

Aun más, se conoce de casos en "Emelec" en que se ha sobrepasado el grado de sobrecarga citado, aún a sabiendas de la reducción de la vida del transformador, pero tomando en cuenta que por ejemplo los ingresos por concepto de tarifas obtenidos a base del servicio prestado durante unos 10 años por el transformador han logrado amortizar el costo de éste. Esto se ha realizado gracias a un estudio exhaustivo del sistema tarifario a aplicarse.

Para terminar con esta serie de conclusiones, no podríamos dejar de mencionar, a manera de una de las justificaciones de este trabajo, que una de las principales razones de la normalización es la disminución de los costos globales y el perfeccionamiento de los métodos de instalación así como de los equipos utilizados. Si en el Ecuador no se llegara a normalizar estos métodos y equipos debido, principalmente a la diferente calidad de los materiales en existencia, por lo menos se debería tratar de, a nivel regional, estandarizar calibres de conductores, aislamiento de los cables, equipo de medición, de protección etc.

Solo a manera de ejemplo podríamos decir que "Emelec" prácticamente utiliza solo tres calibres de conductores para la acometida en alta tensión: 2, 1/0 y 4/0 AWG, y últimamente se encuentra empeñada en tener en stock solo dos tipos de medidores que logren abarcar toda la gama de corrientes que pudieran presentarse en acometidas en alta y baja tensión: los de la clase 20, con corriente de prueba de 2,5 A, con una capacidad de sobrecarga del 400%, para utilizarse con transformadores de medida, y los de la clase 200 para medidores autocontenidos.

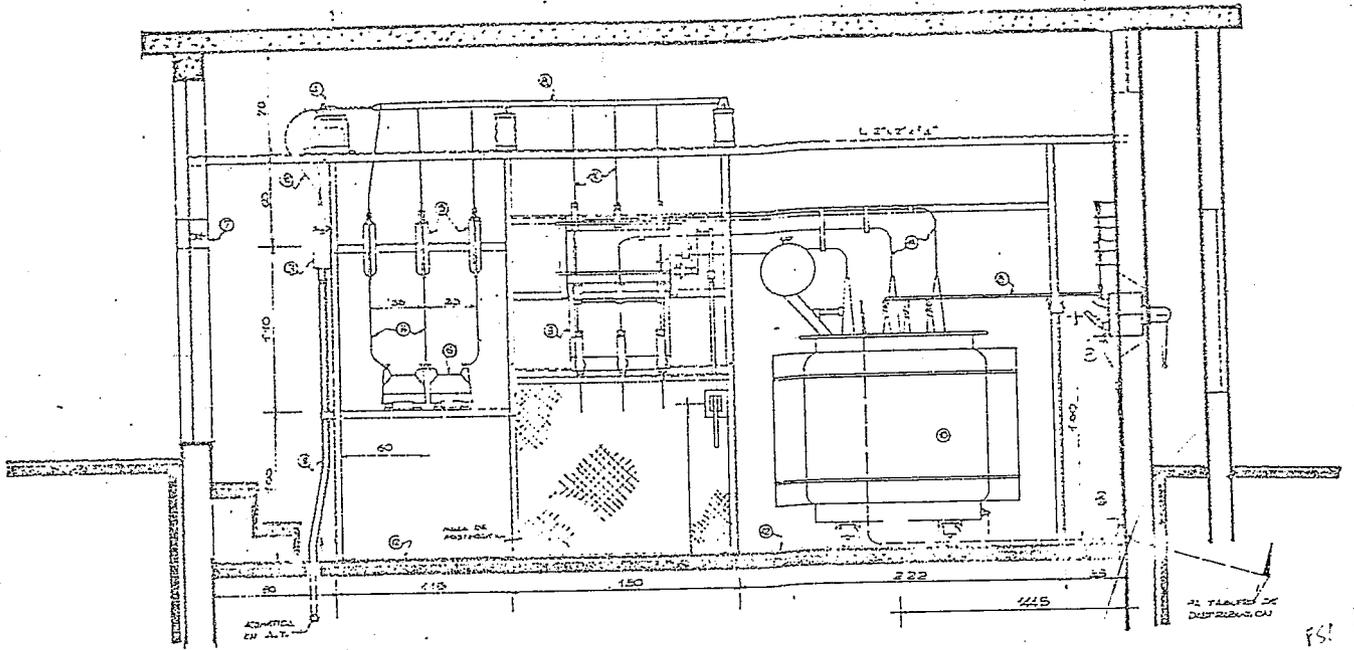
El costo aparentemente mayor al utilizarse un cable de acometida de mayor sección que la necesaria se ve compensado por la gran disminución de gastos de bodegaje, clasificación y en general administración que demanda el mantenimiento de una gran variedad de conductores. Igual cosa podríamos decir en cuanto a los medidores.

Al llegar al término de esta tesis, sólo esperamos que los conocimientos y experiencias recopilados en ella sirvan de una manera efectiva como un aporte para la futura normalización en este campo de la electricidad y como una contribución inmediata para la elaboración definitiva de la segunda edición del Código Eléctrico Ecuatoriano.

BIBLIOGRAFIA

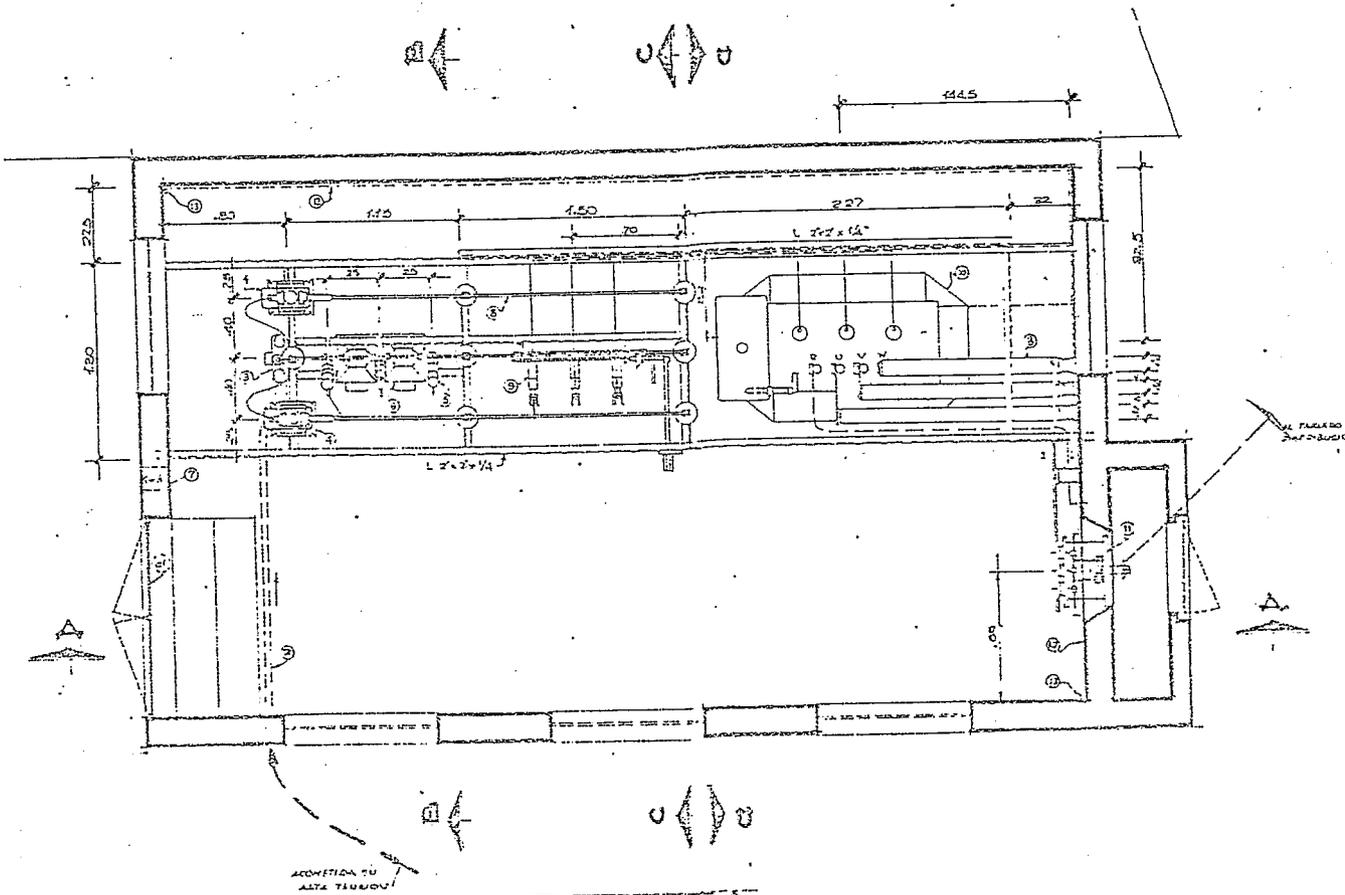
- L1. AEG, Manual AEG. Berlín, Grunewald, 1967.- Novena Edición
- L2. AEG, Aparatos de maniobra de alta tensión.- Programa de producción 1966/67
- L3. ASEM. Annual Book of ASTM Standards, 1973.- An American National Fire Protection Association, N° 70-1971; ANSI c1-1971: National Electric Code, 1971
- L4. BEEBMAN. Industrial Power Systems
- L5. BUCHHOLD/HAPPOLDT. Centrales y Redes Eléctricas.- Editorial Labor S.A. Barcelona, 1970. Primera reimposición
- L6. CODELECTRA. Código Eléctrico Nacional.- Caracas, Venezuela, 1971
- L7. CODELECTRA. Vocabulario Electrotécnico Internacional.- Caracas, Venezuela, 1971
- L8. CSA Standard c13. Instrument Transformers.- Montreal, 1970
- L9. DIRECCION GENERAL DE RECURSOS ENERGETICOS.- Ministerio de Industrias y Comercio. Reglamento Nacional de instalaciones de acometidas de servicio eléctrico. Quito, 1969
- L10. EMPRESA ELECTRICA DE GUATEMALA, S.A. Información sobre el servicio eléctrico y acometidas de servicio eléctrico.- Guatemala, 1970. Sexta edición
- L11. FLURSCHEIM AND MELDRUM. Switchgear hand book.- Vol. I-Apparatus
- L12. GENERAL ELECTRIC. Distribution Data book
- L13. KNOWLTON. Manual Standard del Ing. Electricista.- Tomo I.- Editorial Labor, S.A. Barcelona, 1967.- Tercera reimposición
- L14. LINK-PAPPIALS. Catálogos

- L15. MCGRAW-EDISON COMPANY. Power Systems División. Distribution System Protection Manual.- Pennsylvania
- L16. MCGRAW-HILL PUBLICATION. Electrical Construction and Maintenance. New York, August 1973
- L17. McPARTLAND AND NOVAK. Electrical Design Details.- Associate Editors-Electrical Construction and Maintenance. McGraw-Hill Book Company
- L18. RAS. Transformadores de potencia, de medida y de protección. Marcombo Boixareu Editores. Barcelona, 1969
- L19. SIBA. Catálogos. Lünen, W. Germany, 1971
- L20. STEVENSON. Elements of power system analysis. McGraw-Hill Book Company. Editorial Novaro.- México, S.A. México, 1965. Segunda edición
- L21. THOMPSTONE. Espalme de cables. Uteha. México 1965
- L22. WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION. Distribution Apparatus División; Catálogos.- Indiana, 1969
- L23. WESTINGHOUSE. Maintenance Hints
- L24. WESTINGHOUSE. Electric Corporation.- Electric Utility Engineers. Distribution Systems. Pennsylvania, 1965. Tercera impresión
- L25. WESTINGHOUSE. El Ingeniero Westinghouse: Sept.- Diciembre 1963
- L26. WESTINGHOUSE. El Ingeniero Westinghouse: Abril-Junio 1967
- L27. WESTINGHOUSE Electric Corporation. Distribution transformer division. Instructions for oilimmersed distribution Transformers, 5 to 500 KVA, 34500 volts and below, single and multiphase. 1964
- L28. ZOPPELII. Estaciones transformadoras y de distribución. Editorial Gustavo Gili, S.A. Barcelona, 1966. Tercera Edición



CORTEA-A

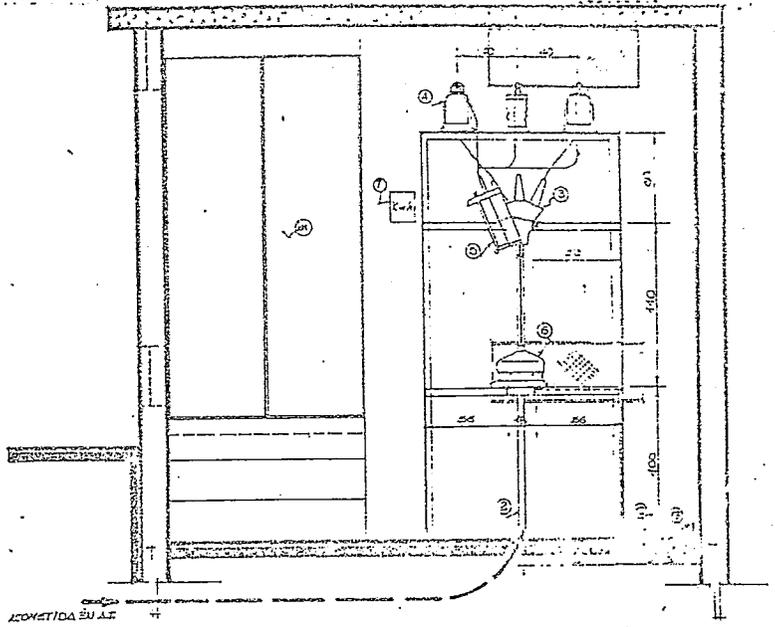
PSI 1:50



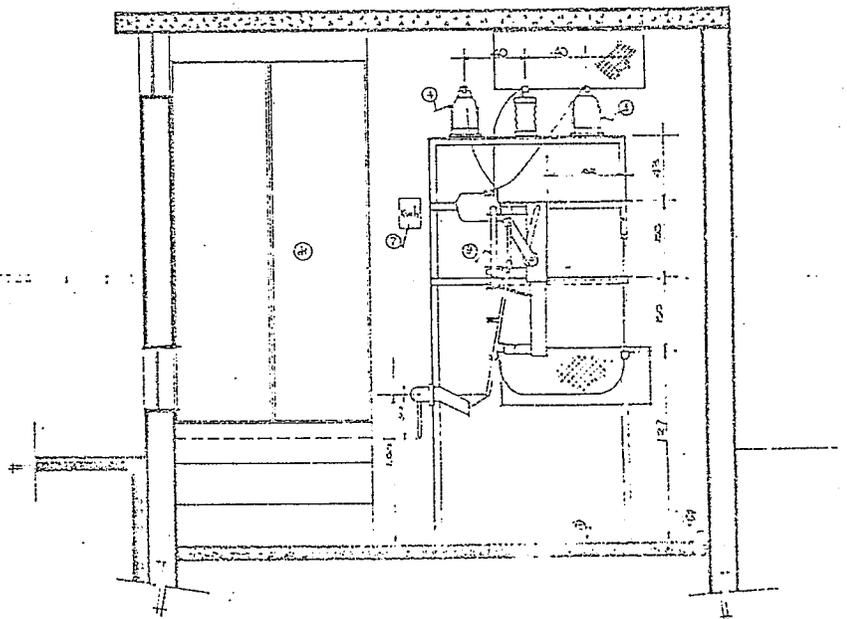
PLANTA

ACOMETEA CU ALTA TENSIUNE

AL TABELA DE DISTRIBUCII



CORTE B-B



CORTE C-C

