

**ESCUELA SUPERIOR
POLITECNICA DEL LITORAL**

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

ESTUDIO TECNICO ECONOMICO DE LA
UTILIZACION DE TRANSFORMADORES
CONVENCIONALES Y AUTOPROTEGIDOS

INFORME TECNICO

Previa a la obtencion del Titulo de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

Especializacion: POTENCIA

Presentado por:

VICTOR HUGO REYES RIVERA

GUAYADUIL-ECUADOR

1988

DEDICATORIA

A MIS PADRES

A MI ESPOSA

A MIS HIJOS

AGRADECIMIENTO

Al ING. Alberto Henze B.
Por su ayuda y colaboración
para la realización
de este trabajo.

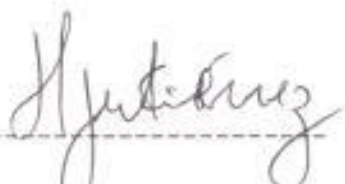
DECLARACION EXPRESA

LA RESPONSABILIDAD POR LOS HECHOS, IDEAS Y DOCTRINAS EXPUESTOS EN ESTE INFORME, ME CORRESPONDEN EXCLUSIVAMENTE; Y, EL PATRIMONIO INTELECTUAL DE LA MISMA, A LA ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL.

REGLAMENTO DE EXAMENES Y TITULOS PROFESIONALES DE LA E.S.P.O.L.



VICTOR HUGO REYES RIVERA



ING. HERNAN GUTIERREZ
DECANO DE LA FACULTAD



ING. ALBERTO HANZE B.
PROFESOR-SUPERVISOR



ING. GUSTAVO BERMUDEZ
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

RESUMEN

Siendo este estudio técnico-económico un medio de concretar fundamento, para una mejor utilización de los transformadores de distribución sean estos autoprotegidos o convencionales, se realiza en primera instancia una descripción técnica de los elementos que constituyen a los transformadores de distribución, seguido de la técnica en el uso de los medios de protección, los fenómenos termomagnéticos a que están sometidos cuando entran en funcionamiento, cuadros ilustrativos para control estadísticos de fallas y normas aplicativas para dar protección al equipo y al personal que realiza el mantenimiento u operaciones de transformador.

En lo referente al estudio económico se ha tomado valores que han sido comparados entre los diferentes elementos que protegen a los transformadores, así como también se ha hecho comparaciones de costos en su instalación inicial y su operación normal durante los años de vida útil del transformador autoprotegido o convencional (veinte años).

Se concluye con varias recomendaciones y sugerencias a los diferentes organismos rectores de la energía eléctrica, centro de estudios, para que mediante acuerdos interinstitucionales, lleven a efecto trabajos de investigación referente a los equipos de distribución de energía y sus consecuencias técnicas-económicas al ser utilizados en forma incorrecta y que sean ellos los encargados de dar las recomendaciones.

INDICE GENERAL

| | Pág.. |
|--|-------|
| RESUMEN..... | VI |
| INDICE GENERAL | VII |
| INDICE DE FIGURA..... | IX |
| INTRODUCCION..... | 12 |
| CAPITULO I | |
| EL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION..... | 16 |
| 1.1 Protección del transformador autoprotegido..... | 16 |
| 1.2 Interruptores térmicos utilizados..... | 19 |
| 1.3 El arco eléctrico en los aceites aislantes..... | 22 |
| 1.4 Coordinación de protecciones en transformadores autoprotegidos..... | 24 |
| 1.5 Protección del transformador convencional..... | 28 |
| 1.6 Características de los fusibles de alta tensión..... | 32 |
| 1.7 Criterios para la selección de un fusible..... | 37 |
| 1.8 Utilización de bancos de transformadores..... | 38 |
| CAPITULO II | |
| TIPOS Y CAUSAS DE FALLAS..... | 45 |
| 2.1 Fallas en transformadores convencionales..... | 45 |
| 2.2 Fallas en transformadores autoprotegidos..... | 48 |
| 2.3 Estadísticas de fallas de transformadores..... | 50 |

| | Pág... |
|---|--------|
| 2.4 Tarjetas de control de transformadores..... | 52 |
| CAPITULO III | |
| ESTUDIO ECONOMICO..... | 55 |
| 3.1 Costos de los transformadores | 55 |
| 3.2 Precio de los elementos de protección..... | 61 |
| 3.3 Costo de montaje..... | 63 |
| 3.4 Mantenimiento y pérdida..... | 66 |
| 3.5 Costo de operación anual del transformador..... | 70 |
| CAPITULO IV | |
| OPTIMIZACION DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION-NORMAS DE MONTAJE | 72 |
| 4.1 Ventajas y desventajas de los transformadores autoprote- gidos..... | 72 |
| 4.2 Ventajas y desventajas de los transformadores convencio- nales..... | 73 |
| 4.3 Normas de montaje Empresa Eléctrica Quito..... | 77 |
| 4.4 Normas de montaje de INEM..... | 78 |
| 4.5 Normas de montaje adoptadas por Emelmanabí..... | 80 |
| 4.6 Estudio del uso adecuado de transformadores por las em- presas Nacionales..... | 83 |
| CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES..... | 87 |
| BIBLIOGRAFIA..... | 104 |

INDICE DE FIGURAS

| | Pág.. |
|---|-------|
| FIGURA 1.- Transformador monofásico completamente autoprotegido..... | 18 |
| FIGURA 2.- Curvas típicas de operación de interruptores térmicos..... | 21 |
| FIGURA 3.- Representación esquemática del proceso de ruptura de un interruptor en baño de aceite..... | 22 |
| FIGURA 4.- Curvas de tiempo esperada de vida para transformadores en función de temperatura permanente..... | 25 |
| FIGURA 5.- Curvas típicas de operación de interruptores térmicos..... | 26 |
| FIGURA 6.- Ubicación del apartarrayos con relación a líneas de alta tensión..... | 30 |
| FIGURA 7.- Sistema de protección externa en circuito de alta y baja tensión..... | 31 |
| FIGURA 8.- Curva de fusión en función de la intensidad.. | 33 |
| FIGURA 9.- Características de funcionamiento de un cortacircuito fusible de ruptura rápida..... | 36 |
| FIGURA 10.- Conexión para una transformación trifásica en conexión estrella-estrella, sobre tres transformadores monofásicos..... | 39 |
| FIGURA 11.- Acoplamiento en paralelo de transformadores por sus circuitos primarios y por sus secundarios..... | 41 |

| | |
|---|----|
| FIGURA 12.- Porcentajes de fallas de elementos del transformador..... | 47 |
| FIGURA 13.- Curvas de rendimiento y de pérdidas de un transformador monofásico, para diferentes valores de factor de potencia..... | 60 |
| FIGURA 14.- Transformador autoprotegido..... | 74 |
| FIGURA 15.- Transformador tipo convencional de 75 kVA... | 76 |
| FIGURA 16.- Montaje de tres transformadores monofásicos convencionales para bancos trifásicos en conexión estrella-delta..... | 92 |
| FIGURA 17.- Montaje de dos transformadores convencionales para circuito trifásico en conexión ^v delta-abierto..... | 93 |
| FIGURA 18.- Montaje de transformadores monofásicos auto - protegido normalizado por Empresa Eléctica Quito..... | 94 |
| FIGURA 19.- Montaje de un transformador monofásico auto - protegido con elemento pararrayo..... | 95 |
| FIGURA 20.- Montaje de un transformador monofásico auto - protegidosin protección en alta tensión por caja portafusible y elemento pararrayo incorporado adoptado por Emelmanabí..... | 96 |
| FIGURA 21.- Montaje de dos transformadores monofásicos <u>con</u> convencionales en conexión delta-abierta adoptado por la Empresa Eléctrica Quito..... | 97 |

| | |
|---|-----|
| FIGURA 22.- Montaje de tres transformadores monofásicos convencionales para banco trifásico protegido en alta tensión por caja portafusible, sistema de conexión estrella-estrella con neutro a tierra..... | 98 |
| FIGURA 23.- Montaje de tres transformadores monofásicos convencionales para banco trifásico en conexión delta-delta, adoptado por UNEPER..... | 99 |
| FIGURA 24.- Montaje de tres transformadores monofásicos convencionales para banco trifásico protegido en alta tensión por cajas portafusibles y elemento pararrayos, montaje adoptado por UNEPER..... | 100 |
| FIGURA 25.- Montaje de transformador monofásico convencional, protegido por intermedio de elemento fusible en alta y baja tensión..... | 101 |
| FIGURA 26.- Montaje de transformador monofásico autoprotegido nomalizado por la Empresa Eléctica Quito..... | 102 |
| FIGURA 27.- Ubicación de las cajas portafusibles para bancos trifásicos con transformadores convencionales, montaje adoptado por UNEPER..... | 103 |

I N T R O D U C C I O N

El crecimiento de la demanda de energía eléctrica es el indicador más confiable del desarrollo de un país, y, en el Ecuador en los últimos 10 años el crecimiento promedio de la generación de energía eléctrica ha sido mayor al 15%, habiendo alcanzado hasta el 35%.

El incremento producido, se debe a proyectos impulsados por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación, llevando a efecto la construcción de Centrales Hidroeléctricas, el Sistema Nacional de Transmisión de Energía, además de dar impulso para que se construyan redes de distribución en los centros urbanos y en las zonas rurales.

La función de una empresa suministradora de energía ha sido la de permitir al usuario, utilizar la mayor cantidad de energía en forma continua y en niveles adecuados para diferentes valores de carga, conectados a las redes de distribución, utilizando para este efecto elementos que transforman la energía a niveles adecuados y sin peligro para los usuarios, necesitando dar la suficiente garantía de protección en caso de fallas fortuitas o imprevistas en las redes.

Actualmente la protección de los transformadores de distribución se realiza mediante el uso de elementos de alto poder de ruptura, incrementándose en forma significativa. Se atribuye este incremento al hecho de que si se

consideran todos los aspectos de manera de obtener una protección confiable y segura, puede utilizarse los fusibles de potencia como elemento de protección del transformador, que es un dispositivo con probabilidad muy reducida de falla.

No obstante todas estas consideraciones, es de gran importancia para la aplicación de los fusibles, el analizar la incidencia del transformador de distribución dentro del contexto general del sistema eléctrico en la distribución de energía.

Así por ejemplo que en determinados casos será preferible la utilización de los interruptores automáticos para protección, porque proporcionarán una mayor sensibilidad y una reanudación más rápida y efectiva del servicio de energía.

Debe por otro lado tomarse en cuenta para la selección de un fusible el grado de protección deseado, el efecto de fundición de un solo elemento fusible, y otros aspectos que dependen del tipo de carga a la que sirve tal es el caso de servicio industrial, comercial, residencial, servicio en la zona rural, etc.

Para cumplir eficientemente con los diferentes usuarios, es necesario llevar un control en el área de distribución, ya que actualmente la información es muy global o casi nula e inexistente debido a la dificultad de evaluar entre otras cosas, las características de carga en cada tramo del circuito, el elevado número de componentes del sistema y por supuesto, su incidencia particular en el volumen global de pérdidas.

El objetivo principal es realizar el análisis de las ventajas y desventajas de cada uno de los sistemas de protección de transformadores monofásicos utilizados en las redes de distribución de las zonas urbanas y rurales.

En nuestro país se utiliza indistintamente tanto transformadores autoprotegidos, como unidades con protección adicional tal es el caso de los transformadores denominados convencionales.

Cada una de las Empresas Eléctricas, en función de su experiencia prefieren uno u otro, o ambos, motivados a tomar estas decisiones inciertas, por el hecho de no haberse realizado un estudio que demuestre teóricamente y en la práctica, cual de los dos tipos es el más recomendable.

A esto hay que anotar que el Instituto Ecuatoriano de Electrificación al aprobar sus normas técnicas e implementada por UNEPER, para que se lleven a cumplimiento por las demás Empresas Eléctricas del país, expresa que podrán usarse transformadores convencionales o autoprotegidos, sin dar limitaciones a su uso, produciéndose descoordinaciones en cuanto se refiere a protecciones inclusive al realizar los reemplazos, al no mantener la continuidad del tipo de transformador.

Siendo este estudio técnico económico un medio de concretar fundamentos, es necesario presentar una descripción de las características técnicas de los elementos que constituyen el transformador convencional y a la vez el autoprotegido, la técnica para el uso de los medios que protegen las bobinas, los fenómenos termomagnético que se producen al entrar en funcio-

namiento ,cuadros ilustrativos para control estadfstico de fallas de unidades con estimación de causas,métodos aplicativos para dar protección al equipo y al personal cuando se realice el mantenimiento u operación del transformador.

En lo referente al estudio económico se ha tomado en consideración valores que han sido comparados entre los diferentes elementos que protegen a los transformadores.

Se concluye con varias recomendaciones y sugerencias a los diferentes organismos rectores de la energía eléctrica,centros de estudio,para que mediante acuerdos interinstitucionales,lleven a efecto trabajos de investigación referente a los equipos de distribución de energía y sus consecuencias técnico- económicas al ser utilizados en forma incorrecta.

CAPITULO I

EL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION.

1.1. Protección del transformador autoprotegido.

Los transformadores completamente autoprotegidos, están equipados con elementos pararrayos, interruptores automáticos (breakers), luz de señalización preventiva, mecanismo de regulación del interruptor automático y fusible en el interior del tanque.

Los pararrayos protegen al transformador de picos de sobrevoltage generados por descargas atmosféricas que caen sobre las líneas de conducción de energía o debida a la apertura y cierre de líneas interconectadas, etc.

El elemento pararrayo drena a tierra estas sobretensiones, impidiendo que pasen por el transformador incluyendo sus demás accesorios, lo que provocaría una virtual destrucción.

El breaker o interruptor térmico es la parte substancial del sistema CSP. el mismo que protege al transformador de sobrecargas excesivas y/o prolongadas, impidiendo que se sobrepase el nivel máximo de temperatura establecida, con el objeto de proteger la vida útil del transformador, así mismo protege al transformador de cortocircuitos en baja tensión.

El cortacircuito (breaker), activa un mecanismo para que se encienda la lámpara indicadora de emergencia, cuando la temperatura de un transformador está cercana a la temperatura de apertura del interruptor, su función es la de indicar que una sobrecarga peligrosa ha ocurrido. La desconexión de la luz indicadora de emergencia debe hacerse manualmente, pues permanece encendida aunque la sobrecarga desaparezca.

Al transformador se lo puede colocar en "estado de emergencia" (que es una opción de operación del breaker), para prolongar la apertura del interruptor a una temperatura mayor que la prefijada en estado normal.

El fusible protege al transformador de alguna falla interna que se produjera en él, de manera que el transformador defectuoso se desconecte en forma instantánea de la línea de alta tensión. Cuando no se produce la apertura del interruptor debido a una falla en el circuito secundario , el fusible del circuito primario debe inmediatamente fundirse no sin antes haber soportado las bobinas y el núcleo, la corriente de cortocircuito, siendo en determinados casos perjudicial debido a los efectos internos o debilitamientos que se pueden producir, ver detalle en Fig. 1.

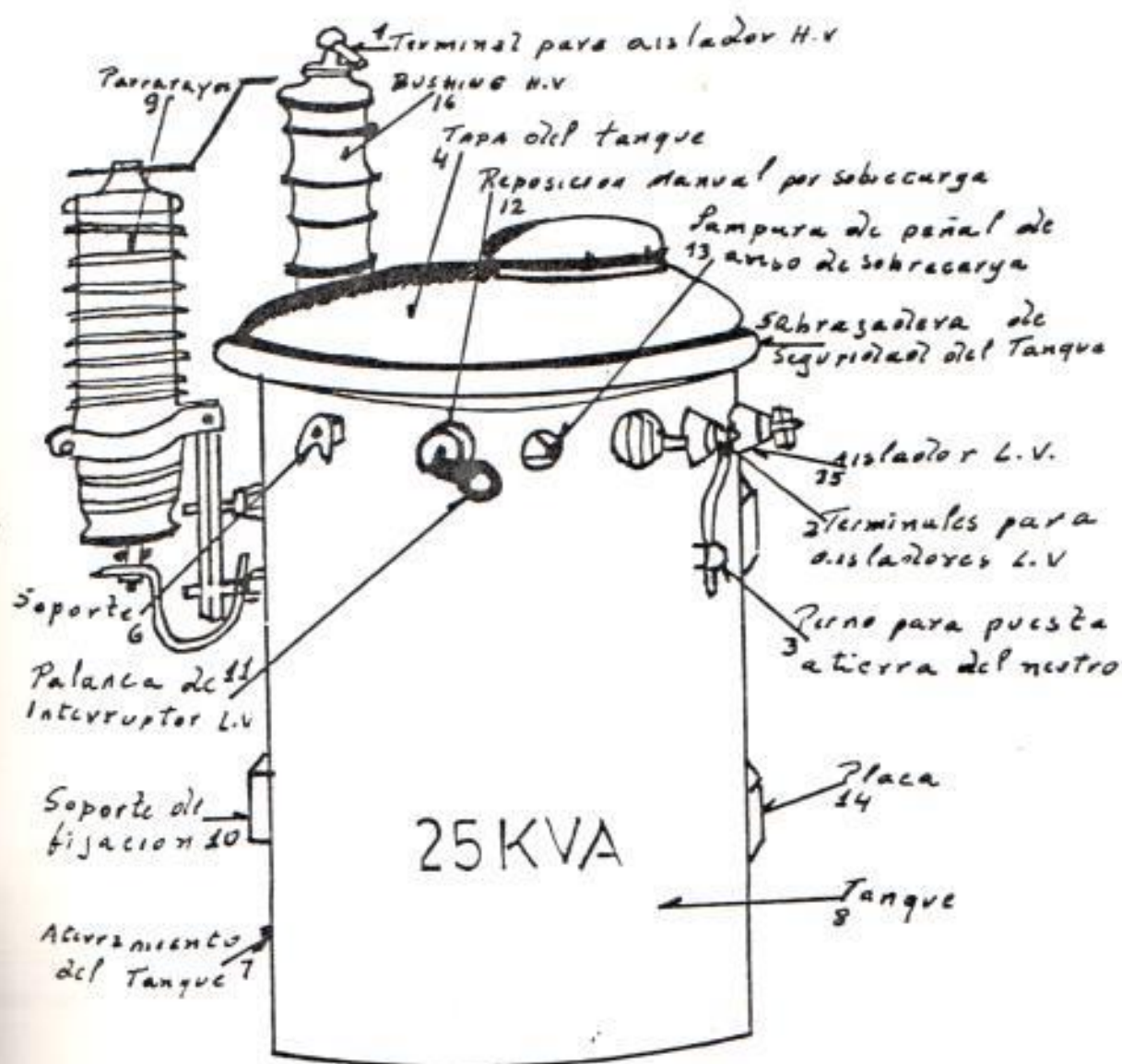


FIGURA 1

Transformador Monofásico Completamente Autoprotegido

1.2. Interruptores térmicos utilizados.

En transformadores monofásicos de distribución, con tomas intermedias, (tres hilos en el secundario), se usan interruptores térmicos bipolares para operación en aceite.

En los graficos presentados a continuación, se demuestran las curvas de operación de los interruptores usados por la fábrica Ecuatrán que son de marca Westinghouse, tipo CLR para transformadores de 5, 10, 15, y 25KVA y tipo CQR para transformadores de 37.5 y 50 KVA.

Todos los interruptores empleados tienen contactos auxiliares que comandan la señal óptica de sobrecarga, a una temperatura 25 grados más baja que que la de apertura de contactos (curva ASA para aislamiento clase A).

La apertura de los contactos viene calibrada para que actuen cuando el aceite llegue a 120°C en los transformadores de 5 KVA

135°C en los transformadores de 10 y 15 KVA

140°C en los transformadores de 25, 37.5, y 50 KVA

Se puede recalibrar la curva de apertura con una palanca exterior, para que actue con 20°C por encima de la temperatura normal de apertura.

Los interruptores usados garantizan 5.000 operaciones y capacidades de cortocircuito de entre 7 y 10 Kiloamperios simétricos, con potencial de 350 voltios.

El interruptor térmico de baja tensión sumergido en el aceite, el cual mediante un bimetálico que procura reflejar la temperatura del bobinado, es

el que produce la desconexión del circuito secundario de la unidad al , exceder de la temperatura máxima que ha sido calibrada previamente.

En la actualidad algunos fabricantes ofrecen elementos termomagnéticos que ha más de bimetal, poseen un solenoide que opera con mayor rapidez en caso de corrientes altas debido a cortocircuito en la red. La mayoría de los interruptores vienen equipados con contactos auxiliares, que con una curva de tiempo- corriente, más baja que la de apertura, enciende una luz que indica sobrecarga para el transformador en funcionamiento. Así mismo, algunos interruptores tienen una manija operable con la pértiga, que recalibra la curva de apertura del interruptor, a una temperatura mayor, permitiendo absorber a las cargas mayores que se presenten en el transformador en condiciones de emergencia, pero con perjuicio a su vida útil.

Se tienen curvas de operación corriente - tiempo, suministradas por los fabricantes del equipo, las mismas que caracterizan el funcionamiento del interruptor, como se ilustra en Fig. 2.

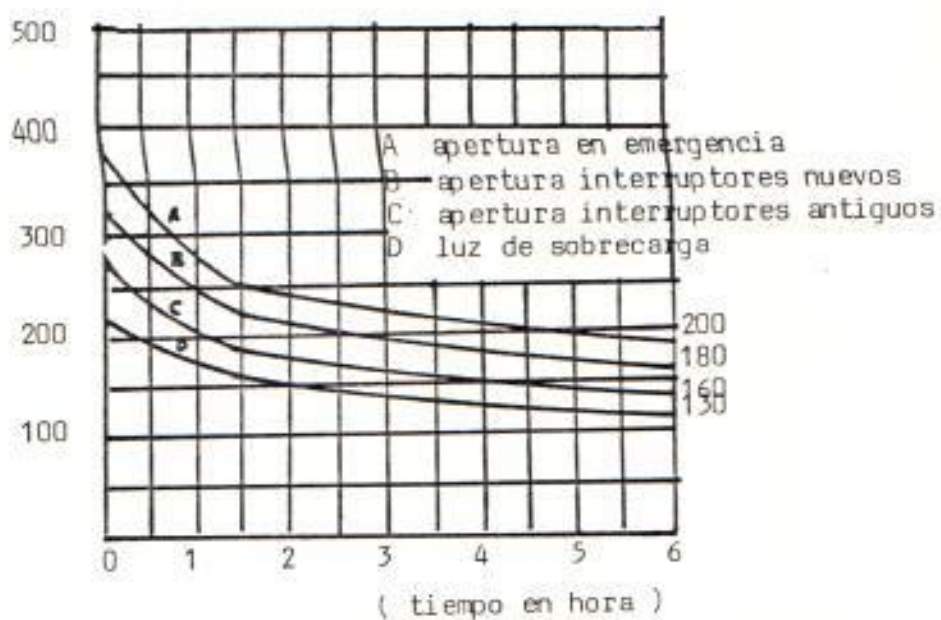


FIGURA 2

Curvas Típicas de Operación de
Interruptores Térmicos.

1.3. El arco eléctrico en los aceites aislantes.

Los interruptores térmicos de las bobinas de baja tensión y los fusibles del lado de alta tensión en los transformadores de distribución autoprotectidos, generalmente van sumergidos en el aceite, sea este mineral o sintético, no pudiendo evitarse la formación del arco eléctrico durante la separación de los contactos o la fundición de la lámina fusible.

La alta temperatura (6.000 a 8.000), del arco producido al separarse los contactos, provoca en el aceite una disociación en hidrógeno 70%, metano 10%, etileno 20 %, etc; y partículas de carbón libre. Estos gases están fuertemente ionizados, es decir, de sus átomos se han arrancado electrones, ver Fig.3

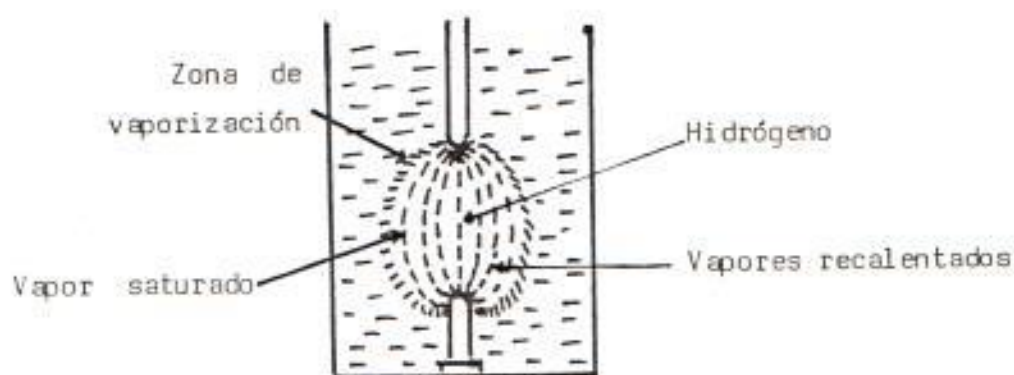


FIGURA 3

Representación Esquemática del Proceso de Ruptura
de un Interruptor en Baño de Aceite.

El campo eléctrico asignado por la tensión de restablecimiento, impulsa los iones positivo hacia el contacto que actua como cátodo, mientras que los electrones y los iones negativos rechazados por el cátodo, se dirigen al ánodo. Los choques producidos por el movimiento de estas partículas, producirán nuevos iones con lo que se aumenta la ionización de la columna que rodea el arco, a esta ionización contribuye tambien la emisión termiónica de los contactos que frecuentemente llegan a una temperatura d' incandescencia por causa de la energía del arco en el momento de la ruptura. Esta masa de gases ionizados, forma una bolsa en el seno del aceite en cuyo interior se halla el arco, (expresado en la Fig.3).

Durante todo el proceso de ruptura, ha ido aumentando la presión en el interior del recipiente cerrado que contiene el aceite. El incremento de la longitud del arco, provoca un aumento de la energía desarrollada, la bolsa de gases aumentará de diámetro y el aceite rechazado por esta bolsa, puede incluso llegar a alcanzar la cubierta del tanque. Como la cantidad de aceite que puede salir es insignificante, los gases desarrollados no disponen de mayor volumen que el volumen primitivo del aire situado sobre el aceite, siendo tanto mayor la presión desarrollada cuanto menor sea el volumen del colchon de aire.

Resumiendo, podemos decir que la ruptura bajo aceite presenta las ventajas siguientes respecto a la ruptura del aire.

- 1.- Menor longitud del arco.
- 2.- Mejor aislamiento entre las piezas en tensión y entre estas piezas y la masa.

Sin embargo los inconvenientes son numerosos é importantes

- 1.- Inflamabilidad del aceite. En el caso de un fallo de ruptura, el aceite puede inflamarse y provocar grandes incendios.
- 2.- La mezcla de gases y aire puede resultar explosiva y en caso de inflamarse el aceite, puede provocar la explosión del transformador.
- 3.- El enturbamiento del aceite por el carbón producido por el arco. Aunque no afecta a sus cualidades desde el punto de vista de la extinción del arco, si reduce sus propiedades eléctricas, ensucia los contactos y los diferentes accesorios y aislantes sumergidos en el aceite y obliga por lo tanto, a periódicas visitas de inspección y limpieza de los contactos, realizar filtración y centrifugación del aceite aislante en cámaras al vacío, procediéndose a su llenado en iguales condiciones, teniendo en consideración el poder higroscópico del aceite, con lo que puede absorber humedad.
- 4.- Equipo especial para realizar el filtrado y llena del aceite mineral al transformador, mediante cámaras al vacío, lo que incrementa los costos en mantenimiento.
- 5.- Personal especializado para realizar las operaciones.

1.4. Coordinación de protecciones en transformadores autoprotegidos.

Uno de los países más desarrollado de América, como es los Estados Unidos tiene la tendencia a permitir sobrecargas considerables en los transformadores de distribución, pues alimentadores empleados en las redes tienen características mejores de los que consideran las utilizadas normas ASA, para aislantes clase A.

Es por esto que los nuevos diseños de transformadores autoprottegidos incluyen interruptores térmicos calibrados con una de las curvas de apertura más alta de los antiguos, pues las curvas de "esperanza de vida" de las unidades en función de su temperatura máxima, han demostrado, por lo menos 20 años de vida, operando permanentemente con una temperatura (en el punto más caliente), de 122°C , en cambio las curvas de ASA, daban 95°C

Ver Fig. 4

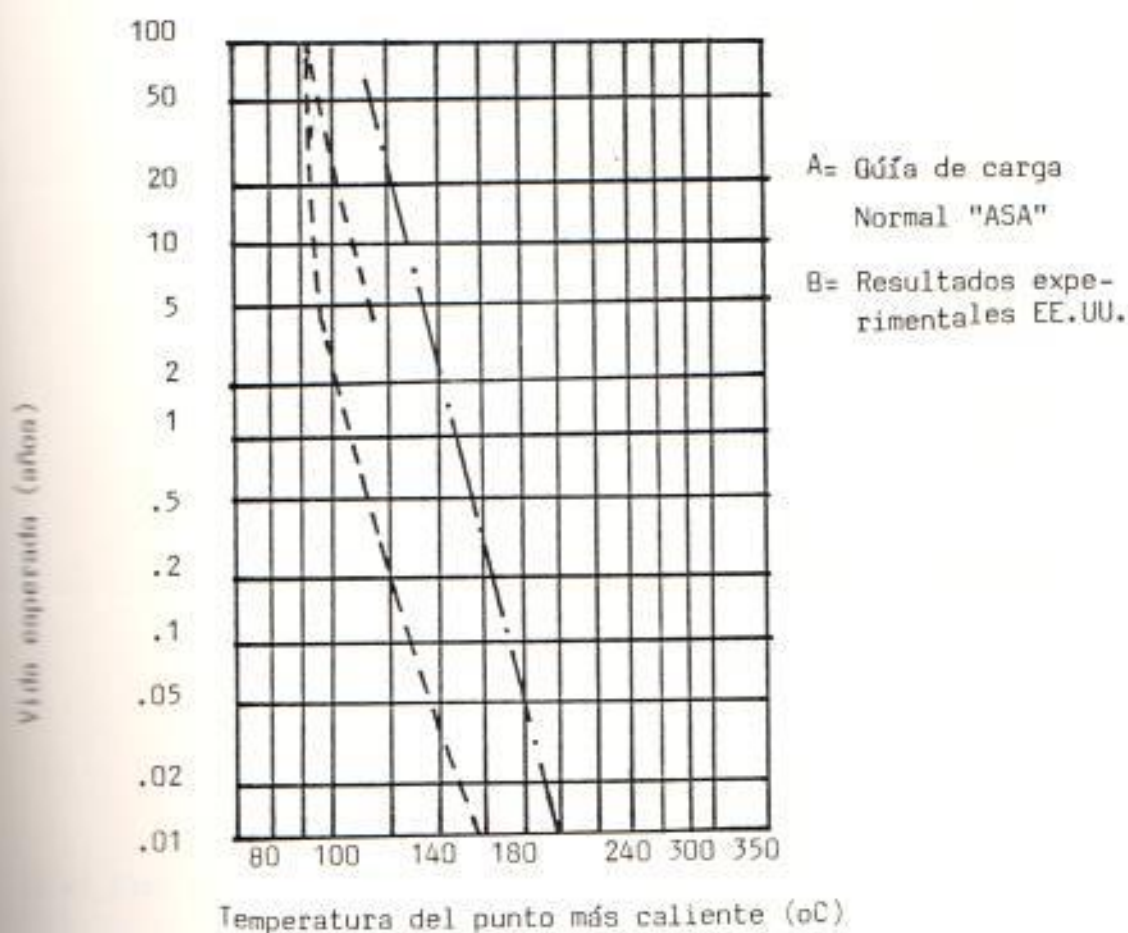


FIGURA 4

Curvas de Tiempo Esperada de Vida para Transformadores
 en Función de Temperatura Permanente.

En la figura 5 que se presenta a continuación, se puede determinar los tiempos que requiere el interruptor térmico, para realizar la operación de apertura en función de la sobrecarga.

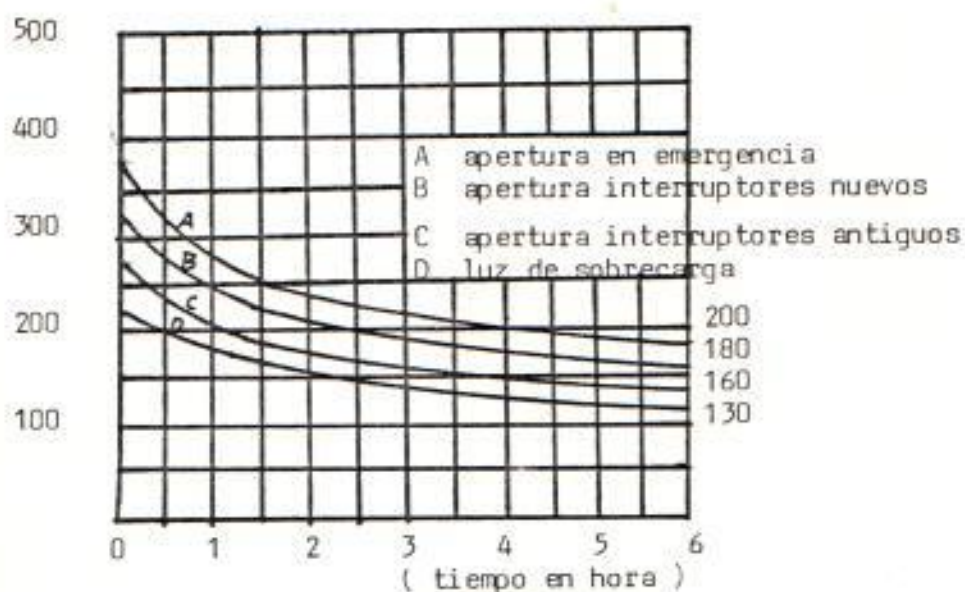


FIGURA 5

Curvas Típicas de Operación de
Interruptores Térmicos.

En el caso de un transformador de 15 KVA, 12.7kV la característica térmica del bobinado, y las del interruptor y fusibles usados por la Empresa *Ecuatrán* son las siguientes:

La corriente nominal es 1,18 amperios, si hay una corriente secundaria que representa en alta tensión entre 4 y 7,5 amperios, el bobinado se destruirá sin que opere el interruptor térmico.

Si la sobrecorriente es entre 7,5 y 100 amperios, opera el interruptor adecuadamente

Para una falla interna con valor de 4 a 25 amperios, primero se quemará el bobinado, antes que se funda el fusible.

Si la corriente es entre:

7,5 y 100 amperios

opera el interruptor adecuadamente

Si la corriente es entre:

25 y 700 amperios

el fusible operará correctamente

Si se tiene una corriente superior a:

700 amperios,

se destruirá completamente el bobinado

1.5. Protección del transformador Convencional.

Este tipo de transformador es construido completamente sin integrarse internamente por parte del fabricante ningún medio de protección para que se desconecte el transformador de la red en caso de un cortocircuito, contra el efecto de las descargas atmosféricas, etc., teniendo que ser instaladas en forma adicional y en la parte exterior de la unidad durante el proceso de montaje y con los elementos que recomienda la técnica de las protecciones. Ver Fig. 7

Los transformadores de estas características son los recomendados en las conexiones de bancos de 2 o 3 unidades para servicio trifásico. Pueden tener uno o dos bushing, dependiendo de la línea y del tipo de conexión.

Cuatro tipos de problemas pueden afectar a los transformadores convencionales al estar en funcionamiento, siendo los siguientes:

- a) Sobrecarga
- b) Cortocircuito en la red secundaria
- c) Falla interna
- d) Sobrevoltaje.

Para evitar que las causas anteriores, dañen el transformador convencional, se instalan tres elementos protectores que son:

Fusible de baja tensión.- (Normalmente tipo cuchilla o NH), los cuales actúan cuando existen sobrecorrientes en las redes secundarias, (sobrecarga o cortocircuito). Se dimensionan en base a las curvas de cálculo (curvas térmicas), del transformador.

Portafusibles de alto voltaje.- se usa comúnmente con tiras fusibles de expulsión, que se dimensionan para que fundan en caso de falla en las bobinas del transformador.

Protectores de sobretensión.- (tipo válvula, comúnmente llamados pararrayos), Los mismos que limitan las ondas de sobretensión que lleguen hacia el equipo, descargando hacia tierra la mayor parte de la energía propia de la onda. Se dimensionan por el voltaje del sistema y en función del aterramiento del mismo. Ver Fig. 6

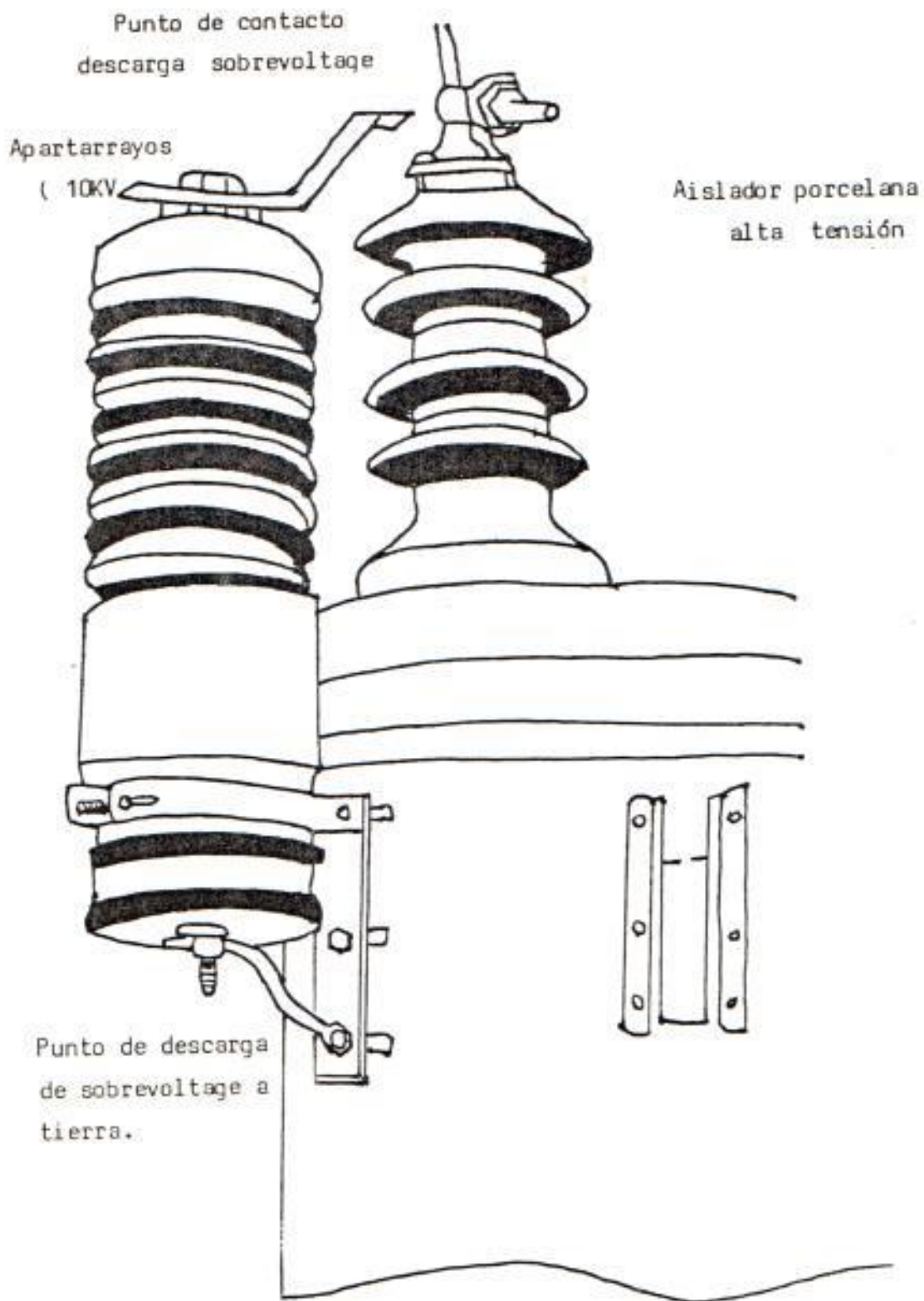


FIGURA 6

Ubicación de Apartarrayos con Relación a Línea de Alta Tensión

Algunas Empresas del país, no usan protecciones en el circuito de baja tensión de los transformadores convencionales, sino que dimensionan el fusible de alta tensión con un valor inferior; para que actúen con corrientes mayores a la nominal de la unidad de transformación.

La modalidad anterior permite disminuir costos de material y montaje pero no facilita discriminar entre los distintos problemas posibles a los que se vea abocado el transformador en servicio.

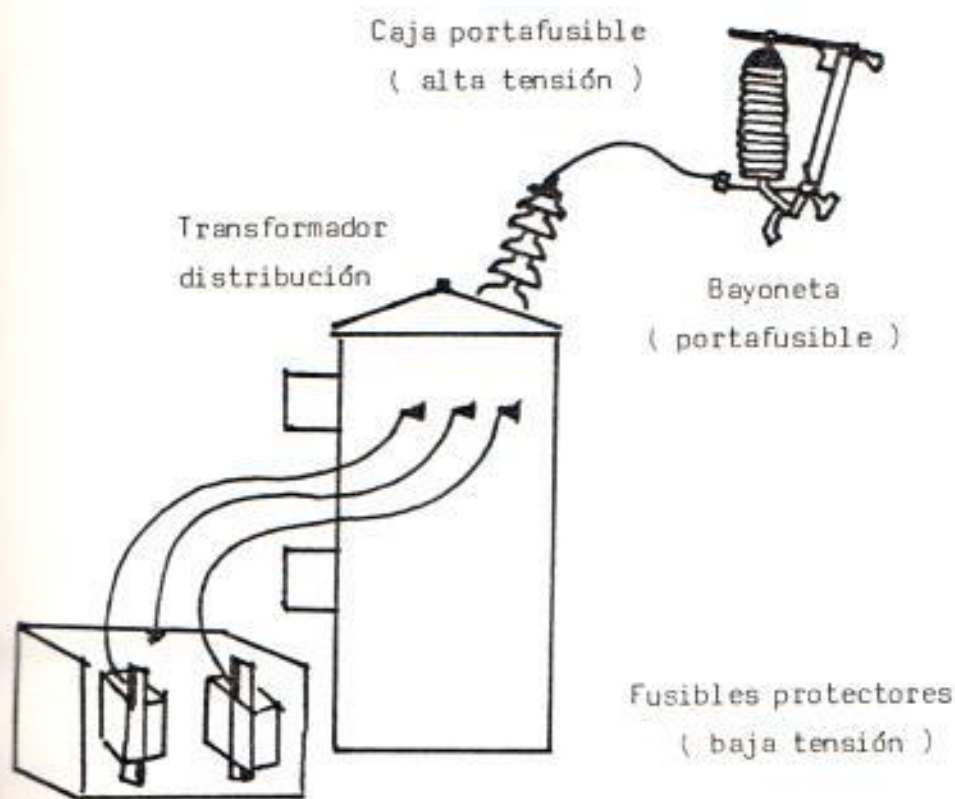


FIGURA 7

Sistema de protección externa en circuito de alta y baja tensión.

En determinadas Empresas tampoco se instalan pararrayos, cuando el transformador se ubica en sectores no montañosos, con niveles isoceraunicos bajos, (pocos días con descargas atmosféricas).

1.6. Características de los fusibles de alta tensión.

El elemento encargado de impedir el paso de flujo de electrones por un circuito eléctrico y que se denomina fusible, es un dispositivo, que dotado de cierto poder de ruptura está destinado a cortar automáticamente el circuito eléctrico en el que se halla intercalado, en el caso de que la corriente que lo atravieza, excede de cierto valor y se funde, interrumpiendo el circuito.

Los fusibles constituyen un medio de protección simple y económico, además de su fácil manejo para recambio en caso de que se funda el elemento protector.

Tiempo de fusión.- Hay que distinguir dos tiempos esencialmente cuando un fusible es atravezado por una corriente suficiente para provocar su fusión.

1.- El tiempo de fusión que es el tiempo necesario para que el hilo fusible alcance su temperatura de fusión.

2.- El tiempo de duración del arco, durante el cual la corriente, no circula ya por un conductor metálico sino a través del arco producido por la ruptura del hilo fusible. Durante este tiempo se desprenderán gases y, al paso de la corriente por cero, el arco se extingue.

A continuación se detalla el gráfico de la curva de fusión en función de la intensidad de corriente. Ver Fig. 8

El tiempo de duración desde que se produce el prearco hasta que se produce la extinción está dada desde 0.001 segundos hasta 10.000 segundos.

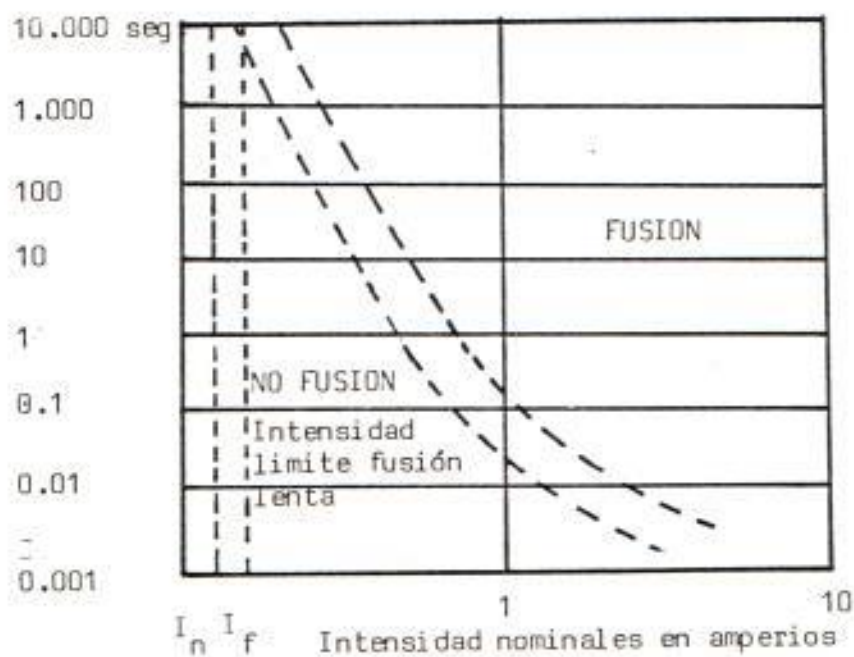


FIGURA 8

Curvas de Fusión en Función de la Intensidad.

En la curva de la figura anterior puede observarse que existe un valor de la intensidad por debajo del cual, el tiempo de fusión tiende a infinito.

Este valor se denomina intensidad límite de fusión lenta, pudiendo expresar que esta intensidad es la que provoca la fusión del fusible en un tiempo inferior a un tiempo determinado que varía entre una y seis horas según el calibre del fusible.

En la misma figura tenemos los siguientes valores:

- I_n Es la intensidad nominal
- I_f Es la intensidad límite de fusión

El tiempo de fusión está dado en segundos.

Fusible de alto poder de ruptura.- Se le denomina también como fusible de ruptura rápida. Su característica más importante (Fig. 9) es que corta la corriente de cortocircuito mucho más antes de que esta alcance su valor máximo.

En este caso el poder de ruptura de fusible viene expresado por el valor eficaz de la corriente de cortocircuito que se hubiera alcanzado de no existir dentro de la instalación el fusible de protección.

La elevada velocidad de corte necesaria en estos fusibles se obtiene repartiendo la corriente total que atraviesa el fusible entre varios hilos,

hilos , de secciones reducidas conectadas en paralelo.

Actualmente en el mercado existen hasta tres tipos de fusible de alto poder de ruptura con tres velocidades de corte, con la finalidad de que se pueda coordinar con los otros elementos de protección de los diferentes equipos de las instalaciones eléctricas.

A continuación exponemos los tipos de fusibles con sus características de tiempo y corriente.

| | | |
|---------------------|-----------------|--------|
| - Extrarápido (K) | no funciona con | 1.3 In |
| | si funde con | 1.6 In |
| - Rápidos | no funde con | 1.6 In |
| | si funde con | 1.8 In |
| - Lentos | no funde con | 3.0 In |
| | si funde con | 3.5 In |

Corriente de cortocircuito prevista

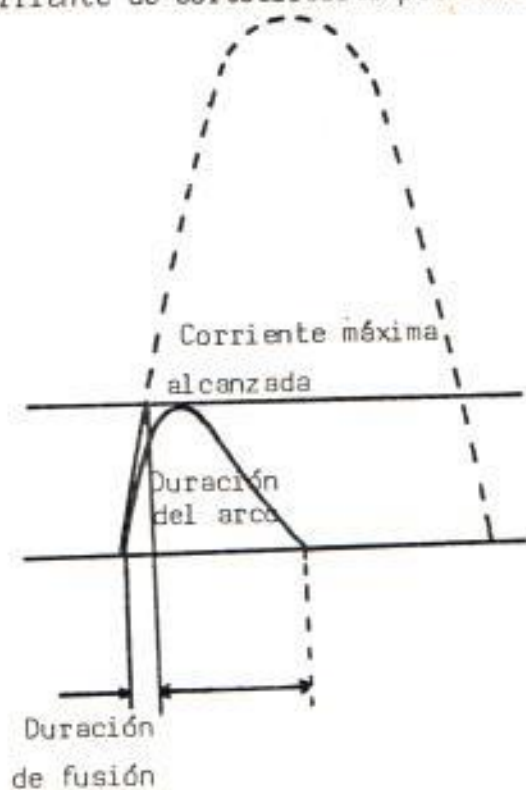


FIGURA 9

Característica de funcionamiento de un cortocircuito fusible
de ruptura rápida.

1.7. Criterio para la selección de un fusible.

A continuación se tratará de analizar el criterio para coordinar los elementos fusibles de alto voltaje, con otros componentes de protección de circuitos en el que también están incluidos transformadores, y además dar una guía para la selección de tales elementos fusibles con referencias particulares a sus características tiempo-corriente y sus capacidades nominales.

Las características tiempo-corriente del elemento fusible que corresponde al alto voltaje para aplicaciones de protección de circuitos con transformadores, debe tener:

- 1.- Una corriente relativamente alta de operación en la región de 0,1 segundos, con el propósito de resistir la corriente de energización del transformador, y dar una buena coordinación con dispositivos de protección en el lado secundario, donde sea conveniente.
- 2.- Una corriente relativamente baja de operación en la región de 10 segundos, con el propósito de garantizar un rápido despeje de las fallas del devanado del transformador, fallas en el lado secundario, y, si es posible, fallas a tierra en el lado primario, coordinando con dispositivos de protección de sobrecorrientes en el lado de la fuente.

Las características de prearco de los elementos fusibles, para aplicaciones de protección de circuitos con los transformadores de distribución, preferentemente deben estar dentro de los límites establecidos, por las siguientes expresiones:

$$\frac{I_{f,10}}{I_n} \leq 6$$

$$\frac{I_{f,0,1}}{I_n} \geq 7$$

Donde todos los valores de corriente están expresados en amperios.

I_n es la corriente que atraviesa el elemento fusible (en este caso la corriente nominal del transformador)

$I_{f,10}$, $I_{f,0,1}$ son las corrientes de prearco correspondientes a 10 y 0,1 segundos respectivamente, valores con cierta tolerancia.

1.8. Utilización de bancos de transformadores.

Para este tipo de conexiones se utilizan tres transformadores monofásicos de igual relación de transformación. Los bobinados primarios se conectan a la red trifásica de donde toman la energía y los secundarios alimentan a la red de distribución de baja tensión. Ver Fig. 10

Los transformadores son completamente independientes entre sí porque los circuitos magnéticos también lo son, no produciéndose por lo tanto ninguna interferencia o interacción entre los flujos magnéticos producidos.

Este tipo de conexión que se representa en la figura 10 se la conoce como Estrella-Estrella. El sistema es costoso y las pérdidas en vacío resultan elevadas, a causa de la presencia de tres circuitos magnéticos independientes; desde el punto de vista, es preferible la instalación de un solo transformador trifásico.

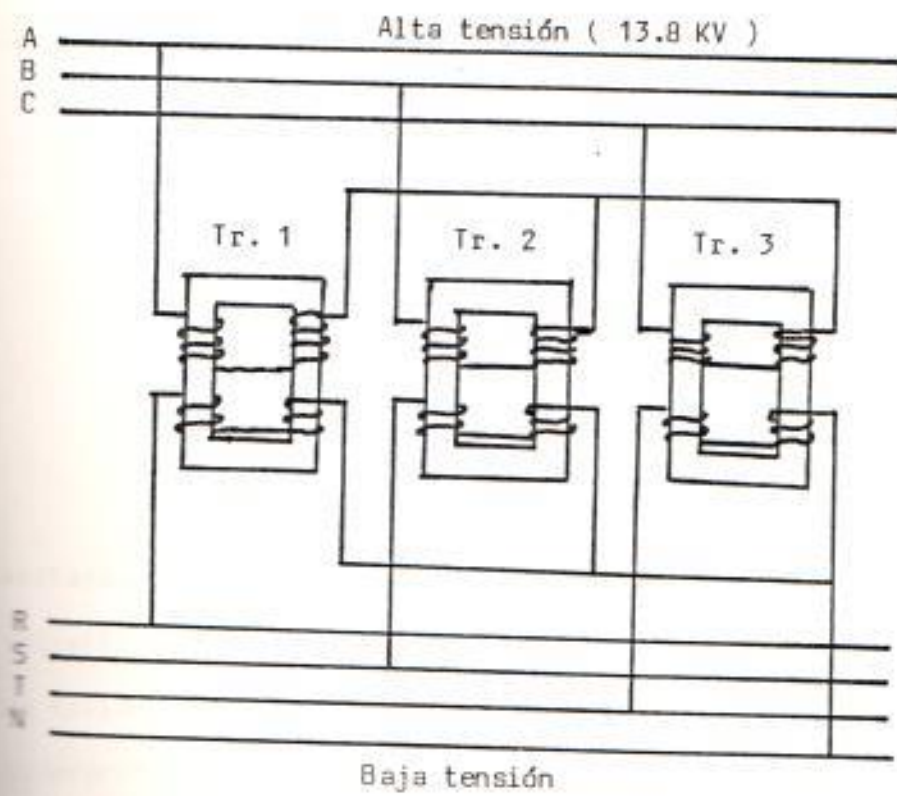


FIGURA 10

Conexión para un transformador trifásico en conexión estrella-estrella, sobre tres transformadores monofásicos

Conexión Delta - Estrella de transformadores

Existen situaciones peligrosas producidas por sobrevoltajes en una fase no fallada durante una falla, así es el caso de la falla doble línea tierra, en el que el voltaje en la línea no fallada es:

$$U_{af} = U_{al} \left(1 + \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1 + 2Z_0 + 6Z_g} \right)$$

Donde:

U_{af} - Voltaje fase-neutro de la fase no fallada en el punto de localización de la falla.

U_{al} - Voltaje nominal de fase-neutro previa a la falla

Z_g - Impedancia de falla

Cuando Z_0 tiende al infinito, se produce el límite más alto de voltaje, como por ejemplo el caso de un transformador con conexión delta estrella con la estrella aterrada o no, en el que el voltaje de la fase no fallada durante la falla es del 150% del valor nominal. Bajo esta consideración y suponiendo que, la impedancia de falla es de un valor alto para que la corriente de falla sea lo suficientemente baja y no provoque la fusión de los elementos fusibles del transformador, existiendo dicha falla por un tiempo relativamente largo, puede causar grandes daños al núcleo del transformador debido al sobrevoltaje provocado por el sobreflujo con el consiguiente daño al devanado por el calentamiento del núcleo.

También pueden presentarse sobrevoltajes en banco de transformadores por la conexión o desconexión de una línea de distribución, si el aparato de

se encuentra localizado a una distancia apropiada del transformador, puede llegar a darse la situación de que un fusible sea fundido y se continúe energizando mediante las otras dos líneas al transformador no aterrado, y presentarse entonces sobrevoltaje en los terminales de la línea de alimentación al transformador con un dramático incremento de la corriente de magnetización y un posible daño del núcleo y devanado.

Caso de transformadores en paralelo.- Es bastante común el encontrar dentro de equipos de distribución unidades transformadoras trifásicas en paralelo, suministrando carga del tipo distribución como del tipo industrial. Ver Fig. 11

En estos casos las posibilidades de aplicación de elementos fusibles para la protección de transformadores, son nulas, debido principalmente a razones del tipo técnico.

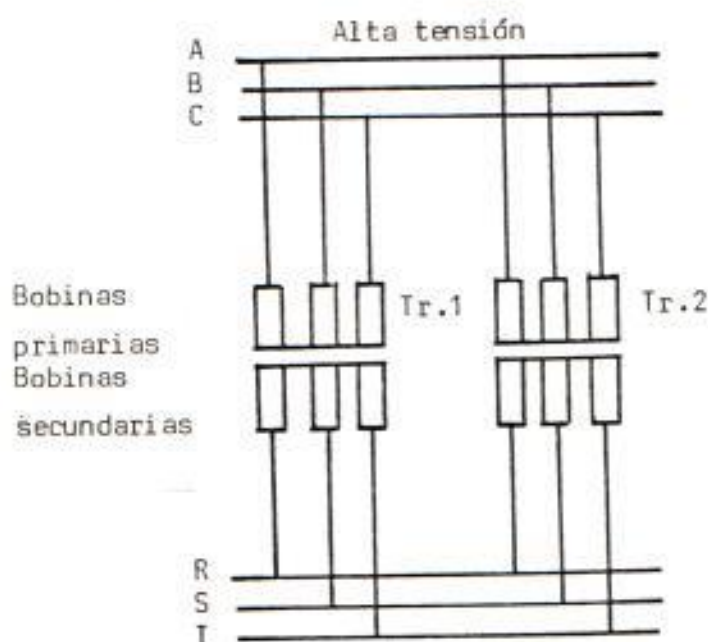


FIGURA 11

Acoplamiento en paralelo de transformadores por sus circuitos primarios y por sus secundarios.

Soluciones al problema.- La posibilidad de fundición de un elemento fusible puede tener consecuencias severas, no obstante, para un caso específico podríamos diseñar el esquema de protección de forma tal que a las ocurrencias de fundición de un elemento y con el consecuente incremento de corriente en las fases sanas, puede ser detectada tal condición por el dispositivo protector del lado de baja tensión, aún cuando este aumento no sea lo suficiente para ser detectado por los fusibles restantes.

Es más, como es evidente la casi imposibilidad de que los fusibles puedan ser útiles para condiciones de sobrecarga del orden del 100% ó 200%, ya sea por sus características propias o por su pequeño sobredimensionamiento

En este caso las condiciones transitorias exigen (por ejemplo, la corriente de energización), tales condiciones también pueden ser prevenidas por un adecuado ajuste del dispositivo protector del lado del circuito de baja tensión.

Es necesario anotar, que pueden darse situaciones tales como aquellas en las cuales, no puede ajustarse el dispositivo de baja tensión para prever estas condiciones de sobrecarga.

Más el transformador puede estar equipado con su dispositivo de imagen térmica que, al detectar una condición de sobrecarga de magnitud suficiente para provocar daños en el transformador, opere un determinado mecanismo para accionar un dispositivo mecánico igual como si se produjera un cortocircuito intencional trifásico y obligar de esta forma, que los tres fusibles de alta tensión produzcan la salida del servicio de energía de

Este sistema obliga a continuos chequeos y calibración del elemento fototérmico, debido a que está constantemente expuesto a la acción de las temperaturas variantes provocadas por carga absorbidas por el usuario.

Si se produjere la operación del mecanismo el cual dejaría desconectados los tres transformadores, sería lo ideal, caso contrario se produciría gran perjuicio a los equipos conectados en este circuito, permitiéndose sobrecalentamientos hasta que actuen las protecciones de la red principal.

Cargas del tipo distribución.- Dentro de este tipo de cargas, definimos aquellas de servicio doméstico, comercial, rural.

Este tipo de cargas son en la gran mayoría dentro de un sistema eléctrico, de baja capacidad de consumo por parte del usuario, siendo definidos como consumidores residenciales, y comerciales, teniendo una clasificación como R1 ó R2 para ambos casos.

Los problemas del tipo técnico que pueden ejercerse con la protección del fusible como es el caso de que uno de ellos se funda, es de menor importancia, ya que tal condición traería consigo la eliminación de una de las fases y, al tener en su gran mayoría cargas conectadas en monofásico, no existen condiciones peligrosas de funcionamiento.

Al producirse la causa anterior en el transformador, tendremos como resultado molestias por desbalances en los voltajes y corriente.

En este caso también se produce el desplazamiento del centro estrella (en transformadores con estrella no aterrizado, es decir neutro flotante) produciéndose retorno de corriente por tierra y/o neutro, aparición de voltaje entre el centro estrella y tierra.

Los dispositivos de protección detectarán el desequilibrio de corriente o voltaje, dando la señal correspondiente a los interruptores para que abran los circuitos cortando el suministro de energía.

Este tipo de cargas no requieren de una muy alta confiabilidad, ya que pueden ser eliminadas del suministro de energía por algunos minutos sin causar perjuicios mayores, excepto quizás si el transformador alimenta a cargas que necesariamente requieren de un suministro continuo.

Las cargas de distribución rural pueden soportar el corte de suministro de energía por algún tiempo, ya que en general son del tipo monofásico y de menor importancia. El suministro de energía tiende a buscar economía, ya que su pequeño consumo no justifica las inversiones que se realizan. En estos casos, el uso de fusibles representa una solución adecuada.

CAPITULO II

TIPOS Y CAUSAS DE FALLAS

2.1. Fallas en transformadores convencionales.

Para conseguir cualquier información relativa a un componente o un mismo equipo en operación o que halla dejado de funcionar, en una empresa eléctrica, se debe recurrir a los datos recogidos durante su vida útil, sea para control de mantenimiento con base en un programa de mantenimiento preventivo, sea para verificación de repetividad de fallas ocurridas, etc.

Luego un banco de datos es de vital importancia en el cumplimiento de equipos y/o componentes, y de relativa importancia en el proceso productivo de una empresa, donde el costo operacional causado por una falla puede extremadamente significativo.

Al realizar un análisis de anomalías de los transformadores del tipo convencional que han estado entregando energía en las redes de distribución de varias empresas eléctricas, a sido necesaria la utilización de los bancos de datos, lo que ha posibilitado llevar a efecto la realización de varios cuadros estadísticos.

Los soportes de datos que se han utilizado durante el proceso, han sido muy diversos, existiendo diferentes y variados caminos para llevar los datos a un resultado final.

Los problemas fundamentales de las anomalías producidas en los transformadores convencionales, a sido de carácter técnico, la razón es que el abordaje de métodos de mantenimiento es bastante honerosa y compleja, existiendo inclusive filosofías propias de empresas y profesionales.

Muchas pueden ser las razones que pueden justificar la ocurrencia de fallas de un equipo o de partes de sus componentes; en consecuencia, es utópico pretender evitar todas las fallas que puedan ocurrir en un equipo..

La tabla mostrada a continuación refleja, en términos prácticos el porcentaje de fallas en cada una de las categorías, que corresponden a los elementos principales que están conformando el transformador, los cuales han sufrido los efectos de la sobrecorriente, expresandose los resultados que constan en la Fig. 12

| | |
|---------------------------------------|--------|
| a.- Primario y secundario averiado | 51,31% |
| b.- Aceite con dieléctrico deficiente | 29,61% |
| c.- Primario abierto o quemado | 9,54% |
| d.- Dañado el aislamiento | 8,55% |
| e.- Secundario quemado o a tierra | 0,99% |

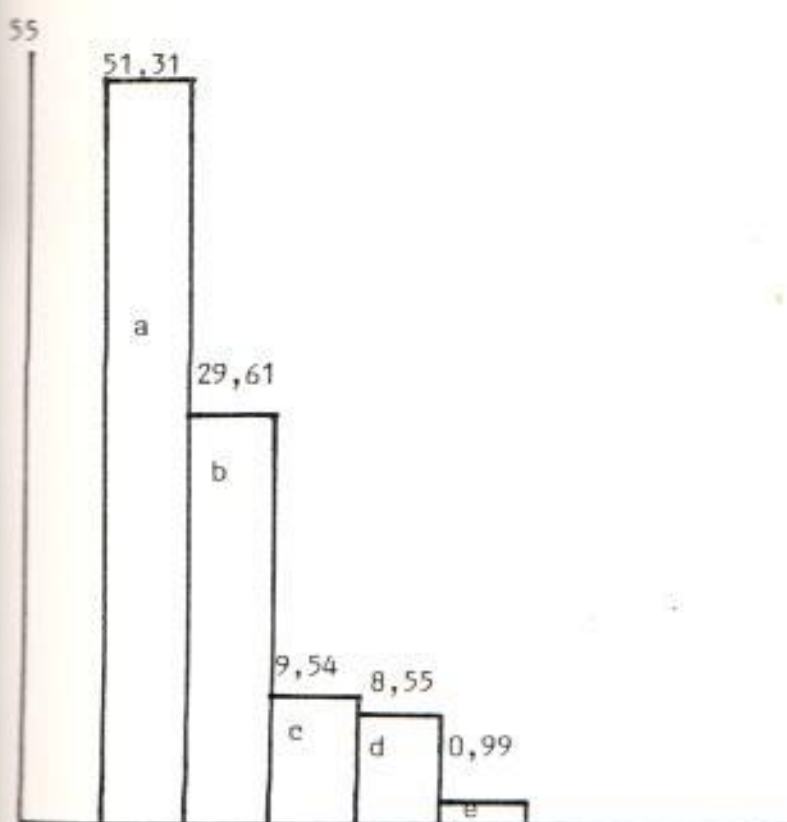


FIGURA 12

Porcentajes de fallas de elementos del transformador

Se ha efectuado el correspondiente análisis a los porcentajes de defectos, El lugar y las condiciones de funcionamiento, determinándose las siguientes probabilidades que ocasionaron los diferentes daños en varias de las partes que conforman el transformador, siendo las siguientes:

- Cortocircuito entre espiras.- Ocasionado por los esfuerzos electromagnéticos, los cuales producen el aflojamiento de los paquetes del embobinado, dando lugar a rozamientos producidos por la falta de aislamiento entre las espiras.

-Inadecuada coordinación de protecciones.- En este caso la selectividad de los fusibles con relación a los interruptores térmicos no es la apropiada.

-Inadecuado control en el sellado.- Esta falla en la hermeticidad producida por los defectos de empaque en la tapa y en los aisladores de baja y alta tensión, así como de los demás accesorios que ponen en contacto el interior con la parte externa, dan la oportunidad para que ingrese humedad al interior del tanque.

-Sobrevoltajes.- Producidos principalmente por descargas atmosféricas y no operatividad de los pararrayos, o en otras ocasiones por la actuación indevida de seccionadores o interruptores. También provoca sobrevoltaje la salida súbita de alimentadores, lo que produce sobreexcitación de los generadores.

-Las sobrecorrientes que circulan en el circuito secundario no fueron despejadas en el tiempo que corresponde a lo indicado en las curvas de corriente.

-Control de calidad deficiente, lo que conlleva resultados en fallas de fabricación

2.2. Fallas en transformadores autoprottegidos.

En los transformadores autoprottegidos de varias empresas eléctricas del país que sufrieron desperfectos y que fueron retirados por las redes de distribución, sus bancos de datos reportó los siguientes

Le corresponde un porcentaje de 29,61 % de aceite en mal estado.

Las causas más probables para que hallan ocurrido anomalías en los transformadores autoprotegidos, se enumeran a continuación:

- Sobrecorriente en baja tensión,
- Entrada de humedad,
- Contaminación del aceite aislante por operación del interruptor automático,
- Daños de aislantes provocados por vibraciones y esfuerzos electromagnéticos,
- Descalibración del interruptor por operaciones repetidas o bruscas.
- Coordinación de protecciones inadecuadas para corrientes de fallos disponibles,
- Reemplazo inadecuado de la capacidad de transformación,
- Aumento de potencia por parte del usuario, sobrecargando el circuito de distribución.

Cuando se ha llevado a efecto el mantenimiento del transformador, o el cambio de un fusible interno, se debe tener especial cuidado de no efectuar este trabajo un tiempo húmedo, ya que se acostumbre a cambiar ciertos elementos estando el equipo ubicado arriba del poste, dando como opción a que entre la humedad.

2.3 Estadísticas de fallas de transformadores

Toda información referente a un componente o un equipo en operación se

debe de obtener de los datos recopilados durante su vida útil.

Estos datos sirven para control de mantenimiento con base en determinado programa de mantenimiento preventivo, sea para verificación de repetitividad de fallas ocurridas.

Un banco de datos es de vital importancia en el comportamiento de un equipo y/o componente, y de relativa importancia en el proceso de producción en las industrias, donde el, costo operacional causado por falles resulta ser extremadamente significativo.

Existen varias maneras en que se puede dividir las categorías de equipos para permitir calcular los intervalos de mantenimiento.

A continuación se exponen los siguientes métodos para agrupar los equipos:

- Listar los datos para tipos de equipos;
- Agrupar todos los equipos que tengan la misma función;

Este trabajo de obtención y registro de información sobre las fallas ocurridas, es realizado en forma manual, siempre que los datos necesarios para las conclusiones sean mínimas.

El stop de informaciones acumuladas é ingresadas en la memoria de un computador minimizaría el tiempo utilizado principalmente en la recolección de los datos necesarios a la aplicación de fórmulas para determinación de los intervalos de mantenimiento. Tanto como en los pruebas de mantenimiento, y funcionamiento óptimo de los diferentes equipos.

En relación a las necesidades, tanto como en aplicación a los resultados estadísticos, se han elaborado diferentes formatos o formularios para los diferentes equipos.

2.4 Tarjeta de control de transformador

Propósito

El formulario denominado "Tarjeta de control de transformador", tiene el propósito de mantener la información exactas y efectivas de cada uno de los transformadores ubicados en las redes de distribución y en las subestaciones.

Este formulario es una hoja de vida del transformador, el mismo que facilita el registro de las características técnicas, etc.

Descripción:

La tarjeta de control de transformadores, es única para cada transformador, y dispone de espacios previamente dimensionados para las anotaciones del equipo a revisar.

En la parte superior de la tarjeta se anotarán los datos técnicos de identificación del transformador, lugar de ubicación, carga que alimenta y el nombre de la línea o alimentadora.

En la parte inferior se dispone de espacios para el llenado de las rutas de vida que ha seguido el mismo, una vez que ha sido instalado en la red

de distribución correspondiente.

En estos espacios se anotará:

Fecha de reciente inspección, rigidez dieléctricas de aceite, presión a que está sometido, temperatura, equipos de refrigeración, fecha de próxima revisión, y un resumen que indique el resultado de la inspección a la que fue sometido.

Generalidades:

Cuando un transformador se ubique en otro sector de la red de distribución la hoja de vida debe conservarse en archivo para referencia. Cada vez que se realice una inspección, cambio, instalación se anotarán los datos.

CAPITULO III

ESTUDIO ECONOMICO.

3.1. Costo de los transformadores.

Para realizar el estudio y evaluación del costo de los transformadores es necesario analizar su constitución y su funcionamiento, tanto en vacío como al trabajar con carga, obteniéndose un resultado para determinar su costo real, lo cual no debe perjudicar la calidad del equipo.

En los transformadores como en cualquier otro dispositivo eléctrico, se producen pérdidas de potencia. Cuando el transformador está en vacío, se producen unas pérdidas de las cuales se mantienen inalteradas en carga a las cuales se les denomina como pérdidas en vacío, cuando el transformador está con carga, aparecen otro tipo de pérdidas y dependen, esencialmente de la carga, siendo aproximadamente proporcionales a esta y se denominan pérdidas debidas a la carga.

En el circuito magnético se producen las pérdidas en vacío a causa de la histéresis y de las corrientes de Foucault, siendo por lo tanto en este caso, pérdidas en el hierro, aunque con el transformador en vacío también aparecen pérdidas por efecto Joule en el arrollamiento primario debidas a la corriente de vacío I_0 y como esta corriente es muy pequeña, pueden despreciarse estas pérdidas.

Naturalmente en los transformadores con arrollamiento de aluminio, la expresión pérdida en el cobre debe sustituirse por pérdida en arrollamien-

tos.

Es necesario que se determinen algunas consideraciones sobre las pérdidas de los transformadores. Las pérdidas en el hierro de un transformador en vacío tienen gran importancia durante la explotación ya que, por no depender de la carga, provocan un consumo de energía incluso cuando el usuario no consume es decir, en los periodos de paralización de las actividades de trabajo; esta energía debe ser pagada por el usuario, ya que los contadores de energía en las zonas industriales se instalan siempre en las líneas primarias en donde están conectados los transformadores de distribución.

Por otra parte se ha demostrado experimentalmente que las pérdidas en el hierro son aproximadamente proporcionales al cuadrado de la inducción es decir, que desde el punto de vista del usuario, son preferibles las inducciones bajas. Pero el interés de los constructores de transformadores es dar un valor tan elevado como se pueda a la inducción, ya que como sabemos, la fuerza electromotriz inducida vale:

$$E = 4,44 f n \Phi \text{ max}$$

y siendo constantes, para un transformador dado, los valores de f y de n .

$$E = K \Phi \text{ max}$$

pero a su vez

$$\Phi \text{ max} = B \text{ max} S$$

o sea que

$$E = K B \text{ max} S$$

Es decir que para obtener una fuerza electromotriz dada, cuando mayor sea la inducción, menor será la sección del hierro, y también menos cobre se necesitará en los arrollamientos, ya que las espiras de estos tendrán menor perímetro, como resultado, el transformador será menos voluminoso, será construido con las siguientes condiciones.

- menos voluminoso
- más económico cuanto más elevado sea la inducción
- menor utilización de materiales.

Por consiguiente, en lo que a las pérdidas en el hierro se refiere, debe solucionarse el problema de forma que no resulte lesivo ni para el constructor ni para el usuario, tomando en consideración que su rendimiento sea óptimo cuyo valor está definido por la siguiente fórmula:

$$n = \frac{\text{Potencia cedida}}{\text{Potencia absorbida}}$$

Si llamamos

P = Potencia útil o cedida en Kw

P_a = Potencia absorbida en Kw

P_p = Potencia perdida en Kw

Podemos expresar el rendimiento como sigue:

$$n = \frac{P}{P_a} = \frac{P}{P + P_p}$$

Haciendo una comparación entre máquinas, el transformador es un dispositivo eléctrico cuyo rendimiento es particularmente elevado debido por una parte, a la ausencia de pérdidas mecánicas por rozamiento y, por otra parte, a la pequeña reluctancia de su circuito magnético el que está desprovisto de entrehierros, por lo que un pequeño consumo de energía es suficiente para crear una inducción elevada. Este rendimiento es un número, próximo a la unidad, por lo que con la expresión expuesta anteriormente resulta poco precisa la determinación de el rendimiento.

Para alcanzar esta exactitud, haciendo posible la determinación del rendimiento, hemos de transformar la expresión anterior como sigue.

$$n = \frac{P_a - P_p}{P_a}$$

$$n = 1 - \frac{P_p}{P + P_p}$$

Representamos un ejemplo para reemplazar en la fórmula enunciada con un transformador de 1.000 KVA con $\cos \varnothing$ igual a 1, nos proporciona una pérdida de 52 Kw.

Si calculamos el rendimiento, obtenemos:

$$n = \frac{P}{P + P_p} = \frac{1.000}{1.052} = 0,95$$

Sin poder obtener un valor más de precisión.

Con la segunda expresión obtenemos lo siguiente:

$$\begin{aligned} n &= 1 - \frac{P_p}{P + P_p} \\ &= 1 - \frac{52}{1.052} = 0,9504 \end{aligned}$$

Lo que resulta con cantidades de mayor precisión.

En la Fig. 13. que enunciamos, podemos observar las curvas de rendimiento de un transformador para distintos factores de potencia, así como las pérdidas en el cobre y en el hierro y la condición de máximo rendimiento.

Tomemos en consideración este gráfico a los transformadores de distribución monofásicos, para diferentes valores de factor de potencia.

Si en un transformador determinado, logramos que llegue a trabajar las 8 horas a plena carga y las horas restantes del tiempo quede en vacío.

De acuerdo con la condición de máximo rendimiento, se habrá de cumplir la siguiente igualdad:

$$24 P F_e = 8 P C_u$$

Es decir que el transformador a plena carga, habrá de tener:

$$P F_e = 1/3 P C_u$$

Técnicamente un transformador se caracteriza por la relación:

$$\alpha = \frac{\text{Pérdida en el cobre a potencia nominal}}{\text{Pérdida en el hierro}}$$

El valor de α está considerado entre los siguientes límites:

$\alpha = 3$ a 5 para transformadores de centrales de generación

$\alpha = 6$ a 10 para transformadores de redes de distribución.

Los elevados valores de α para transformadores de pequeña potencia se deben a que estos transformadores trabajan casi siempre con cargas pequeñas.

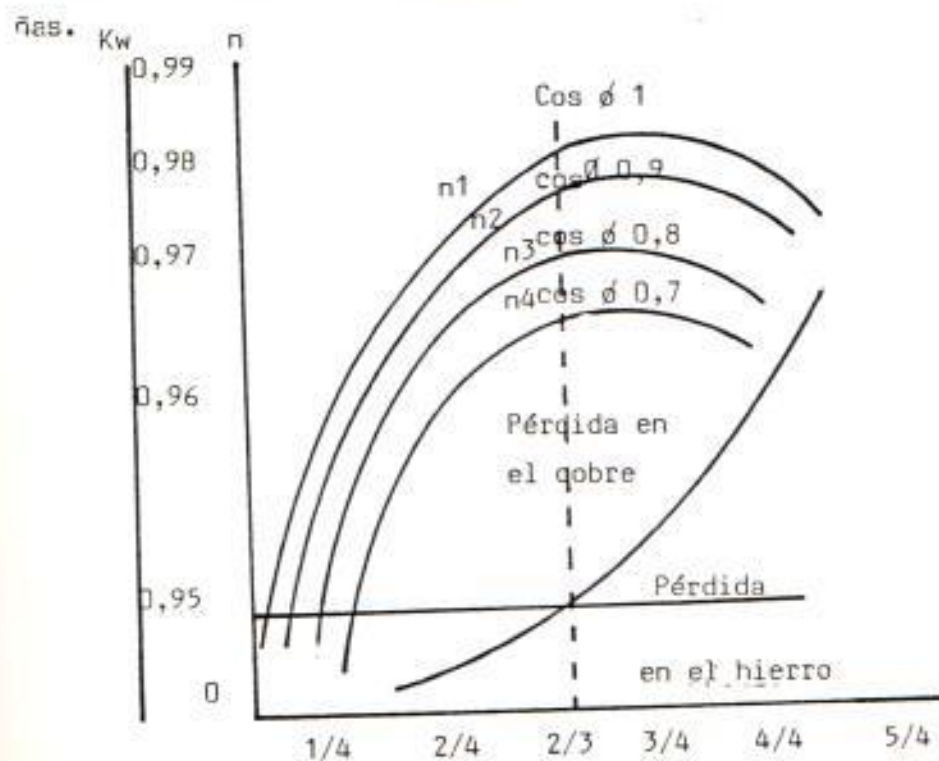


FIGURA 13

Curvas de rendimiento y de pérdidas de un transformador monofásico para diferentes valores de factor de potencia.

3.2 Precio de los elementos de protección.

Para instalar los transformadores convencionales, se requieren algunos elementos de protección, con sus accesorios de montaje, sin los cuales no debe ponerse en funcionamiento ya que no hay garantía de su vida útil en caso de producirse una falla.

Se detallan en este punto, los costos aproximados unitarios de mercado a Octubre de 1.988, para los materiales que se usan en el rango de potencia desde 5 KVA.

| DESCRIPCION | COSTO |
|---|--------------|
| -Protector de sobretensión (pararrayo) | \$ 23.000,00 |
| -Seccionador fusible abierto (10 Kv.) | 34.000,00 |
| -Tira fusible con botón removible (10 A.) | 1.800,00 |
| -Base para fusible tipo cuchilla (600 V) | 6.300,00 |
| -Fusible tipo cuchilla 600 V | 2.950,00 |
| -Caja metálica para fusible | 4.300,00 |
| -Terminal plano de cobre | 900,00 |

Con estos precios se puede calcular el costo adicional que debe aumentarse sobre el costo del transformador convencional, para compararlo con un equipo similar, pero autoprotegido.

Se puede utilizar varias formas de protección de transformadores convencionales, enumerando las más usuales.

Fusible de alta tensión, pararrayo y fusible de bajatensión

Fusible en primario y pararrayo

Fusible de alta tensión solamente.

De acuerdo a los estudios enumerados en las páginas anteriores, se puede deducir, que tipo de protección es más apropiado usar en los transformadores convencionales, tomando en consideración el rendimiento que se podría obtener de la inversión realizada, además de la garantía de poder explotar el transformador por muchos años de servicio, sin riesgo de un deterioro prematuro.

En el caso de optar por adecuar el transformador con protección en alta y baja tensión, más un pararrayo, obtenemos las siguientes condiciones de seguridad:

- Abrir el circuito por falla secundaria.
- Abrir el circuito por falla en el puente de energización de alta
- Abrir el circuito por falla interna del transformador
- Derivar a tierra los sobrevoltajes producidos en la red.

También obtenemos las siguientes condiciones económicas.

- Mayor costo de los accesorios de protección.
- Mayor costo en el montaje de accesorios.
- Mayor tiempo en terminar la obra.
- Riesgos de un inadecuado reemplazo del elemento protector.
- Mayor tiempo en cambiar el elemento protector.
- Necesidad de contar con stop de fusibles en bodega.

Necesidad de contar con pértigas de maniobra en alta tensión.

3.3. Costo de montaje.

Teniendo como referencia los costos unitarios vigentes por la unidad nacional de ejecución de proyectos eléctricos (UNEPER), a fines del , a fines del año 1986, se puede ver que se obtenían los siguientes valores, por montaje :

| CAPACIDAD | TIPO | TIPO |
|----------------|--------------|---------------|
| TRANSFORMADOR | CONVENCIONAL | AUTOPROTEGIDO |
| 5 hasta 50 KVA | S/. 8.500,00 | S/. 7.000,00 |

Para el año 1988 los costos siguientes se obtienen por montaje de transformadores convencionales y autoprotécticos.

| CAPACIDAD | TIPO | TIPO |
|----------------|---------------|---------------|
| TRANSFORMADOR | CONVENCIONAL | AUTOPROTEGIDO |
| 5 hasta 50 KVA | S/. 28.000,00 | S/. 20.000,00 |

Estos costos son válidos para el primer semestre del año que decurre en razón de que el sistema inflacionario tiene gran repercusión en la mayoría de los factores.

De acuerdo a los valores anteriores, se obtiene una diferencia de porcentaje del 40% que es un valor superior al realizar un montaje de un transformador convencional, justificado por los siguientes factores:

- Montaje de transformador convencional. 4 horas
- Montaje de pararrayos en cruceta 1 hora
- Montaje de caja portafusible en alta tensión 2 horas
- Montaje de caja portafusible en baja tensión 2 horas
- Armada y colocación de bayonetas portafusible 1/2 hora

En el montaje del transformador convencional se utilizó un tiempo de 9 1/2 horas.

Se puede observar la diferencia en costo de montaje por el tiempo utilizado para montar los diferentes elementos, ya que si se hubiera realizado el montaje de un transformador autoprotegido, se necesitarían menos de la

mitad del tiempo utilizado en el transformador convencional.

En el caso del transformador autoportegido, solo necesitamos montar el equipo, dado que los elementos de protección vienen internamente montados disminuyendo su costo inicial.

Además hay que recalcar que en los transformadores autoprotegidos no se necesita invertir en el costo de elementos pararrayos, pues el fabricante lo incluye en la parte superior externa del tanque.

En el montaje del transformador de distribución, hay actividades que se realizan en ambos equipos, por lo que no se consideran en el tiempo de trabajo, y son los siguientes:

- Incada de varilla de cobre para puesta a tierra
- Tendido de conductor neutro hacia la varilla de tierra
- Colocación de rack porte-neutro
- Instalación de puentes conductores en alta tensión
- Colocación de grapa de conexión en caliente en la línea de alta tensión para energizar el transformador.
- Instalación de puentes conductores en baja tensión
- Colocación de tensor (si fuere necesario debido a ángulo)

3.4 .- Mantenimiento y Pérdida

Asumiendo que durante la vida útil de un transformador (los fabricantes calculan que la vida útil de un transformador es de 25 años), se producen 10 actuaciones y apertura de la protección de baja tensión provocada por una falla transitoria o permanente.

Los costos del personal que debe reponer la protección son iguales sea el transformador convencional o autoprotegido, necesitando los siguientes elementos:

- Reposición fusible en transformador convencional
- Escañera para reponer el fusible quemado
- Accionamiento de palanca breaker en transformador autoprotegido
- Pértiga de extensión aislada para alta tensión con la que se acciona el breaker cerrando el circuito.

En el caso de que el transformador sea convencional, el costo aumenta ya que hay que reponer un nuevo fusible de los del tipo cuchilla.

Se toma en consideración el tiempo en realizar el cambio del elemento protector que es superior en el transformador convencional.

Si el costo del elemento protector tiene el siguiente promedio:

Precio promedio de S/.650,00

Número de operaciones durante vida útil 10 operaciones

$$650 \times 10 = 6500$$

$$6.500 / 25 \text{ años}$$

Costo anual de S/.260,00

Se podría considerar también las pérdidas de energía en el interruptor de los transformadores autoprotegidos, que es del siguiente orden:

10 Wattios para un transformador de 25 Kva plena carga

Factor de carga igual a 0,5

Costo de energía es de S/.12/KWH

De acuerdo a los datos anteriores tenemos el valor siguiente:

Costo anual de S/. 525,00

Costo en los 25 años de vida útil S/.13.140,00

Si el transformador autoprotegido a sufrido continuas interrupciones por apertura debido a cortocircuito, significa que el aceite del transformador ha servido de elemento aislante además de apagar el arco produciendo en los contactos del breaker en el momento de la apertura del circuito,

lo que produce la formación de ollín, el mismo que contamina el aceite.

En el caso de producirse 10 operaciones de apertura, será suficiente para realizar el cambio total del aceite contenido en el transformador durante dos veces.

Si un transformador de 25 KVA necesita la siguiente cantidad de aceite:

| | |
|----------------------|------------------------|
| Transformador 25 KVA | 28 galones de aceite |
| Costo del aceite | S/.1.200,00 cada galón |

Esto dará un costo anual de S/.2.688,00 y

Durante la vida útil costaría S/.67.200,00

El costo del aceite es actualizado al año 1988.

En el transformador convencional al producirse 10 fallas, se debería de cambiar 10 fusibles en alta tensión, en el caso de que no actúe la protección de baja tensión produciendo el siguiente gasto:

| | |
|-------------------------|-----------|
| Número de operaciones | 10 |
| Costo de unidad fusible | S/.950,00 |
| Costo anual | S/.380,00 |

Es evidente claramente que los transformadores autoprotegidos en funcio-

namiento, producen mayor gasto en operación siendo más frecuente y estando más expensas a que se destruyan en su totalidad.

Caso contrario sucede con los transformadores convencionales que tienen mayor duración debido a que los elementos protectores están fuera del equipo pudiendo dimensionarse de acuerdo a la carga que van a soportar.

Comparación de costos durante vida útil del transformador (25 años)

| CAUSAS | Transformador Convencional | | Transformador Autoprotegido | |
|---|----------------------------|---------|-----------------------------|----------|
| | C o s t o | | C o s t o | |
| | Anual | 25 años | Anual | 25 años |
| Consumo de energía por interruptor de baja tensión. | --- | --- | 525- | 13.125- |
| Cambio de aceite 28 galones (dos veces) | ---- | --- | 2.688- | 67.200- |
| Costo fusible baja tensión (10 elementos) | 260- | 6.500 | --- | --- |
| Costo fusible alta tensión (10 elementos) | 380- | 9.500 | --- | --- |
| Tiempo utilizado en cambiar elementos fusibles | 1.840 | 46.000 | 920- | 23.000- |
| Costo total | 2.480- | 62.000- | 4.133- | 1-3.000- |

3.5. Costo de operación anual del transformador.

Con los valores que se establecen, de acuerdo a los promedios, puede calcularse el costo anual de operación de transformadores, considerando 25 años de vida útil del equipo, y sin tomar costos financieros ni de seguros.

Aceptando las tasas de falla anual obtenidas de las estadísticas de las diferentes empresas eléctricas, se podría decir que cada año, la posibilidad de falla de un transformador autoprotegido será:

Porcentaje de falla anual

| | |
|-------------------------------|--------|
| - Transformador autoprotegido | 0,0244 |
| - Transformador convencional | 0,0081 |

Por tanto, por cada unidad que se instale, se deberá gastar un porcentaje de su costo anualmente, para reponer los equipos en que se produzcan fallas.

Los costos de operación del transformador que varían según la capacidad del mismo son:

- Los costos de depreciación de la instalación
- Los costos de las pérdidas de potencia, y
- Los costos de las pérdidas de energía

Los costos de operación y mantenimiento son comunes independientemente de la potencia, por lo que no se los considera en el análisis.

Para cuantificar el valor de la pérdida de energía se hace referencia al precio promedio de venta obtenido para diciembre de 1984, que fué de S/. 3,60. Ya que a Mayo de 1988 el precio es de S/. 12,0 el KWH.

C A P I T U L O I V

OPTIMIZACION DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION - NORMAS DE MONTAJE

4.1. Ventajas y desventajas de los transformadores autoprotegidos.-

Fig. 14

- Costo inicial menor

- Facilidad para el montaje

- Estación de transformación más simple y estética.

- Conexión y desconexión más rápida y fácil de la red secundaria

- La luz emitida por la lámpara, indica la sobrecarga.

- Menor posibilidad de coordinación inadecuada de protecciones para el caso de utilización en redes monofásicas.

- Se prevee daños por sobrecarga con la luz indicadora de emergencia.

- No requiere la inversión de fusibles por fallas en la red.

- Permite cambios temporales para sobrecarga en caso de que las características así lo prevean.

Entre las desventajas al utilizar los transformadores autoprotegidos tenemos las siguientes:

- Tasas mayores de fallas con respecto a los convencionales.
- Los elementos protectores provocan un consumo de energía adicional.
- No se las puede usar en bancos trifásicos.
- No se puede realizar coordinación de protecciones con los otros elementos del sistema, dado que el interruptor automático trae bimetálico no regulable.
- Es imposible aprovechar de algún elemento interior cuando se produce un cortocircuito, debido a su inflamación y destrucción.
- El aceite aislante es más difícil de poderlo regenerar.

4.2. Ventajas y desventajas de los transformadores convencionales.

Fig. 15

Las siguientes son las ventajas que se pueden obtener de los transformadores monofásicos convencionales en las redes de distribución.

- Se puede instalar protecciones exactamente dimensionadas para cada sitio donde va a entregar energía.
- No hay posibilidad de descalibración de protecciones.

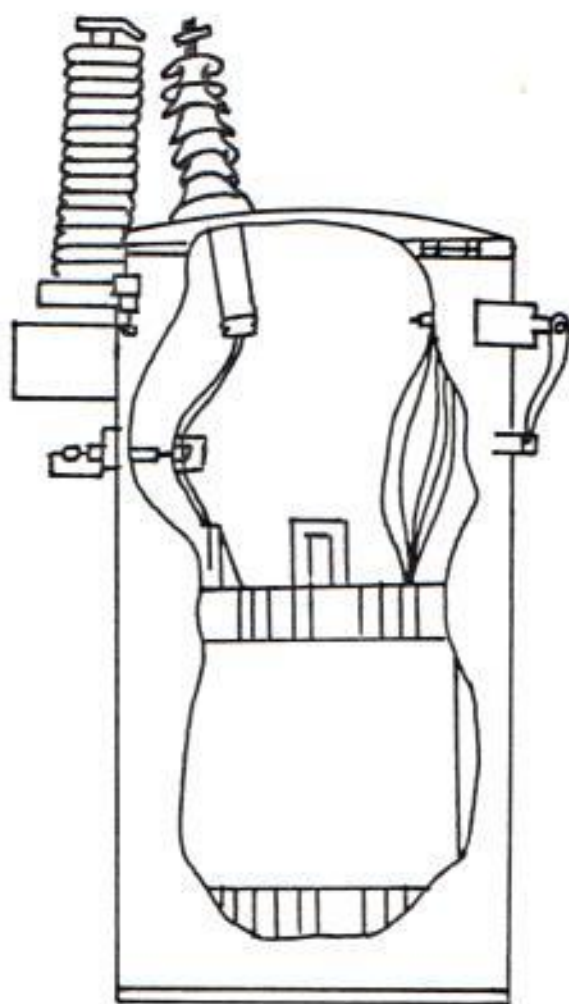


FIGURA 14

Transformador autoprotegido.

- La operación de los elementos protectores no contamina el aceite aislante.
- Tasas de fallas menores que los transformadores autoprotegidos.
- No tienen pérdidas de energía en elementos protectores.
- En caso de falla del transformador puede reutilizarse las protecciones
- Considerando las fallas posibles, tienen menores costos de operación del equipo,
- Su costo al estar en funcionamiento en la red (durante su vida útil) es inferior al autoprotegido.

Dentro de las desventajas que tiene el transformador convencional con respecto al transformador autoprotegido, tenemos las siguientes:

- Necesita de varios accesorios para su montaje.
- Cuando existe sobrecarga, no hay una señal de emergencia que pueda prever al usuario de esta anomalía.
- Su costo inicial al entrar en funcionamiento es superior.
- Se necesita del registro para control de elementos fusibles en alta y baja tensión.

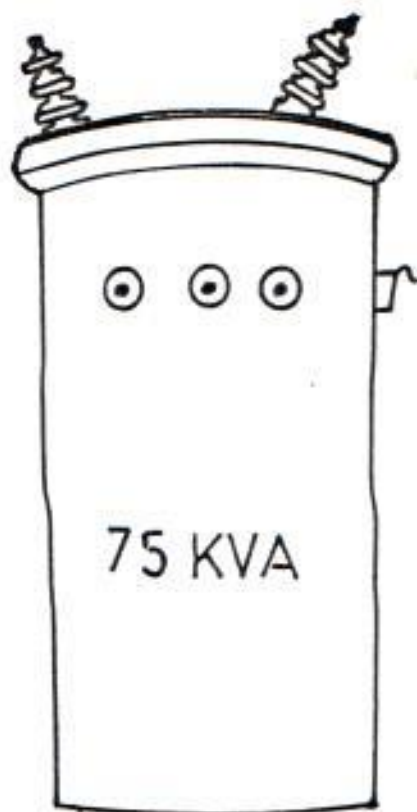


FIGURA 15

Transformador tipo convencional 75 KVA

- Es necesario de contar con equipos aislados para desenganchar el elemento portafusible (bayoneta)
- Al cerrar el circuito se lo hace normalmente con la carga de la red de distribución .
- Puede provocarse la destrucción de la caja portafusible por una mala maniobra al cerrar el circuito.
- Se requiere de un stop permanente de fusibles de remplazo .

4.3. Normas de montaje de Empresa Eléctrica Quito.

Una de las Empresas suministradores de energía más antigua después de la Empresa Eléctrica Loja, es la Empresa Eléctrica Quito, la misma que viene comercializando la energía tanto a nivel urbano como en la zona rural siendo significativo el aporte técnico con el que contribuye a otras Empresas eléctricas en formación.

En las normas de la Empresa Eléctrica Quito, se toma en consideración el montaje de transformadores convencionales y autoprotegidos sin considerar ninguna diferencia en cuanto a su uso, por lo que la instalación de éstos equipos se la realiza en forma indiscriminada y de acuerdo a las recomendaciones del técnico que realiza el montaje, o de los intereses del propietario, que en todo caso viene a primer el orden económico o el poder de adquisición, sin tomar en consideración que es lo que más conviene económicamente al usuario.

En los esquemas de montaje de transformadores de la Empresa Eléctrica Quito, si incluye fusibles en el lado de baja tensión de las unidades con protección convencional.

Si en realidad cuando se ocasiona una excesiva elevación de corriente producida por un efecto externo anormal, en la red secundaria, este tiene repercusión en el bobinado secundario y en el núcleo del transformador

Si la inducción es producida por el flujo electromagnético del bobinado primario del transformador, el cual ocasiona la circulación de líneas de fuerza, las cuales son transformadas en un nuevo potencial, es lógico suponer que el efecto de la elevación de corriente incide directamente a ambos bobinados en forma inmediata.

Si la corriente que aparece en ambos bobinados y la fluctuación es en fracción de segundos, o más directamente en ciclos, hai la oportunidad para dar protección al equipo que suministra energía mediante los fusibles que el fabricante dimensiona mediante curvas de operación, las cuales tienen que ser analozadas para que exista una correcta respuesta en el caso de falla por cortocircuito en la red de distribución.

4.4. Normas de montaje de INEN

En nuestro país existen diferentes instituciones creadas con la finalidad de regir normas y leyes, las cuales son creadas y aprobadas con la finalidad de establecer lineamientos que normen el desenvolvimiento de las actividades de las personas con relación a las instituciones o entre los organismos del estado.

En cuanto se refiere a las normas utilizadas por las Empresas Eléctricas del país, es necesario seguir un trámite de aprobación de diseños, los cuales se encuadran a las necesidades y a las bondades de eficiencia y durabilidad para el servicio que van a prestar, por lo que el INEN en este caso exige la calidad del diseño que se encuadra a normas preestablecidas en forma general.

Muchos de los diseños que se presentan, son necesariamente compatibles con equipos o materiales extranjeros, debido a que en el país no se produce la mayoría de equipos y herrajes.

En el caso de las normas referentes al uso de transformadores monofásicos convencionales o autoprotegidos, este organismo no tiene un estudio técnico que establezca las bondades de cada uno de los tipos de equipos, y más bien adoptan los lineamientos dados por el Instituto Ecuatoriano Electrificación.

Los documentos elaborados, tienen el objeto de establecer un procedimiento uniforme en la determinación de métodos en el montaje de las diferentes estructuras, así como los precios unitarios de mano de obra en la construcción de líneas redes de distribución. Para éste propósito se ha utilizado la experiencia de los ingenieros que trabajan en la unidad de electrificación y de varias compañías contratistas dedicadas a este tipo de trabajo.

Se ha analizado cada una de las actividades, procurando acercarse lo más posible a lo que sucede en la realidad, habiéndose obtenido resultados aceptables, que establecen similitud en las diferentes áreas de las empresas eléctricas, lo cual es beneficioso.

4.5. Normas de montaje adoptadas por EMELMANABI

La Empresa Regional Manabí, preocupada por el mejoramiento de las condiciones de vida y de trabajo de sus miembros, por procurar el desarrollo técnico de las compañías e ingenieros en el libre ejercicio, dedicados a las construcciones eléctricas y para que el desarrollo de la infraestructura eléctrica de la provincia de Manabí sea forjada y, en estrecha colaboración con los ingenieros de ésta, ha realizado un análisis detenido del estudio de análisis de costo unitario de mano de obra para construcciones de electrificación rural, elaborado por UNEPER y tomando en cuenta las condiciones de la zona, se toma en consideración los diferentes tipos de montaje de transformadores que alimentan las líneas y redes de distribución en la provincia de Manabí.

En la implementación de nuevas medidas y técnicas, han colaborado compañías constructoras extranjeras y nacionales, en las diferentes áreas de tan compleja industria eléctrica.

En lo referente a la adopción de normas de montaje especialmente en la construcción de líneas y redes de distribución a formado parte el montaje de transformadores de diferentes tipos, lo que se ha realizado por medio de compañías constructoras las que han adoptado métodos de acuerdo a sus experiencias.

Esto a traído como consecuencia un freno al desarrollo de las compañías manabitas, de tal manera que no han podido alcanzar recursos físicos y tecnológicos capaces de competir con compañías de otras provincias y en especial las extranjeras.

La Empresa Eléctrica Regional Manabí ha creído conveniente que se implementen las normas de voltaje de las diferentes estructuras para transformadores en especial, y asimismo que conste en las contrataciones de obras el reajuste de precios establecidos por la ley, tomando en cuenta la incidencia de varios parámetros.

Considerando que el bienestar de los ciudadanos Manabitas, en especial las personas que están vinculadas directa e indirectamente en los programas de ejecución de obras de electrificación, lo que es fundamental para el desarrollo armónico de la sociedad y de las compañías; y, analizando las condiciones anormales que han tenido que desarrollar las compañías y los ingenieros constructores, motivados por los bajos precios y por la falta de normas, ha sido necesario que EMELMANABI estudie los siguientes puntos:

- Análisis de riesgos del personal en cuanto a la seguridad industrial
- Ley de sueldos y salarios
- Cumplimiento de afiliación de los trabajadores de las compañías constructoras al IESS.
- Pago de bonificaciones de costo de vida.
- Capacitación del personal.
- Normas de montaje de estructuras y equipos.

La Industria eléctrica trae consigo en su complicado engranaje, altos riesgos de seguridad, y es muy conocido en nuestro medio los frecuentes accidentes de trabajo que soporta el personal que labora con los ingenieros y compañías constructoras, lo que trae consigo los múltiples problemas sociales y legales con los que se somete a las compañías constructoras a grave deterioro económico con sus consecuencias.

Considerando fundamentalmente los aspectos analizados y, siendo muy importante que el estudio de UNEPER tiene involucrado en los costos unitarios de los sueldos básicos de ley y todas las cargas sociales, además de normar las formas de montaje de las diferentes estructuras y otros componentes de una red de distribución, siendo necesario adoptar estos métodos y normas.

En el desarrollo del estudio de UNEPER se ha tomado muy en cuenta y en forma pormenorizada, todas las erogaciones por mano de obra calificada, en forma real y en base de experiencias de compañías que han venido laborando en forma eficiente.

LA definición de concepto de trabajo anotados en el estudio de UNEPER involucra claramente las actividades más importantes para la ejecución de las obras a fin de evitar interpretaciones incorrectas, siendo estos parámetros fundamentales para la determinación de las normas y de los precios ó costos unitarios para cada zona y condiciones de obra.

En el estudio de UNEPER, toma en consideración los costos indirectos que corresponden a los gastos generales necesarios para la ejecución de la

obra, no incluido en los costos directos que realiza el contratista tanto en sus oficinas centrales como en la obra y que comprenden entre otros aspectos, los gastos de:

- Gastos de administración
- Dirección Técnica
- Utilidades del contratista
- Gastos imprevistos.

Todos estos costos han sido determinados en base a la experiencia, dando como resultado porcentajes que pueden ser aplicados en forma general o todos los proyectos típicos de electrificación sin que se produzcan errores significativos.

La Empresa Eléctrica de Manabí (EMELMANABI) ,consciente de la responsabilidad y derechos que le asignan las leyes de la República, y de acuerdo al análisis realizado en el contenido del estudio de la Unidad Ejecutora de la electrificación en el país, ha creído conveniente incluir el reglamento como una norma de trabajo para las diferentes obras de electrificación en la Provincia de Manabí.

4.6. Estudio del uso adecuado de transformadores por las Empresas Nacionales.

Considerando la importancia que tiene la distribución de energía eléctrica en nuestro país, particularmente en el área de concesión de la Empresa Eléctrica Manabí, y tomando en cuenta además los diferentes acontecimientos de orden económico en el país, y el análisis adoptado por el Gobierno

Nacional, han permitido establecer cuantitativamente la magnitud de las incidencias que, aplicadas a los costos unitarios de los distintos materiales y equipos utilizados en las obras de distribución, permita estar más acorde con la realidad actual.

La necesidad de implementar obras para cumplir con los requerimientos energéticos de una determinada región, es decisivo para que se busquen mecanismos idóneos que permitan cumplir con los objetivos propuestos en el menor tiempo y los mejores costos.

Una de las herramientas fundamentales para la consecución de los propósitos descritos, es de disponer de un análisis de utilización correcta y económica de equipos, y que permitan contratar la construcción de las obras, aprovechando los materiales y recursos humanos de la zona.

Uno de los objetivos primordiales en el estudio efectuado por las empresas Nacionales, es contar con todas las referencias necesarias de todos los elementos que intervienen en el diseño, construcción, operación, y mantenimiento de los transformadores de distribución, sean convencionales o autoprotegidos, orientando así el personal técnico de las empresas eléctricas, profesionales en libre ejercicio y compañías consultoras.

El objetivo además, como en todas las empresas eléctricas del país, es el de dotar del servicio de fluido eléctrico en las mejores condiciones y al menor costo posible. Se pretende por tanto a que del estudio realizado, se establezca una normatividad en el correcto uso de los materiales y equipos, en el caso del montaje de transformadores convencional

les y autoprotegidos.

Si bien es cierto que los materiales y equipos que existen en el mercado, sean estos importados o de fabricación nacional, son de libre adquisición Sin embargo la variación constante y desmedida de los precios han ocasionado que la ejecución de los proyectos se tornen prohibitivas, debiéndose recurrir a la variación en el diseño para amenorar los costos dando como resultado una instalación indevida y a corto plazo antieconómica.

Los listados de materiales y mano de obra, permiten elaborar un documento similar por estructuras tipo, con el óptimo empleo de materiales, consiguiendo una valoración por cada uno de ellos, lo que facilita enormemente las labores de supervisión, control y evolución de los proyectos ejecutados.

El desarrollo del documento debe contemplar el desglose normalmente utilizado de cada uno de los conceptos de trabajo y las diferentes composiciones de equipos de trabajo que establecen la cantidad de personal, los requerimientos y los equipos utilizados.

En lo que ha rendimiento se refiere, se debe analizar detenidamente cada una de las actividades, procurando acercarse lo más posible a lo que sucede en la realidad para establecer costos que se encuentren dentro de los promedios legales.

La correcta utilización de equipos de distribución en las redes alarga la vida de éste, no sin antes considerar que el usuario utiliza la energía en forma deliverada y de acuerdo a sus conveniencias, por lo que el equi-

po suministrador de energía debe soportar los diferentes requerimientos hasta el límite de su capacidad.

CONCLUSIONES
Y
RECOMENDACIONES

Conclusiones referentes al uso de transformadores:

De todo lo expuesto en los enunciados anteriores, se puede obtener las siguientes conclusiones que permitirán tener una idea general sobre la correcta utilización de los transformadores de distribución en relación al uso de los convencionales autoprotegidos.

- a) En el Ecuador se usan preferentemente transformadores monofásicos autoprotegidos (aproximadamente 70%)
- b) Las normas nacionales permiten el uso de los transformadores convencionales o autoprotegidos sin distinción.
- c) Según estadísticas de ciertas Empresas Eléctricas, la tasa anual de falla de los transformadores autoprotegidos es de:

| | |
|----------------------------------|-------|
| - Transformador autoprotegido | 2,44% |
| - Transformadores convencionales | 0,81% |

- d) Los estudios realizados por una empresa pública Colombiana suministradora de energía, obtiene tasas anuales con los siguientes valores:

| | |
|----------------------------------|-------|
| - Transformadores autoprotegidos | 6,0 % |
| - Transformadores convencionales | 3,0 % |

Con estos resultados, han tomado la decisión de recomendar a los técnicos el uso de los transformadores convencionales.

e) El daño más común en los transformadores convencionales, es en los bobinados. En los transformadores autoprotegidos, el daño más usual es debido a aceite malo, seguido por bobinas quemadas.

f) Las causas más probables para que se hallan ocasionado estos daños son:

- Entrada de humedad
- Sobrevoltaje
- Sobrecorriente
- Inadecuada coordinación de protecciones

g) En los transformadores autoprotegidos se tiene además:

- Descalibración del interruptor
- Contaminación del aceite por operaciones del interruptor

h) Los transformadores autoprotegidos son aproximadamente 12 % más costosos que los convencionales, notándose una tendencia al aumento de esta diferencia.

i) Los elementos de protección requeridos para unidades convencionales, tienen costos del orden de S/. 73,000, esto es 21 % del costo del transformador aproximadamente.

j) El montaje de un equipo convencional es más o menos 24 % mayor que el de un autoprotegido.

k) El gasto anual en reponer fusibles para un transformador convencional es de S/. 1.300,00, mientras que el costo por consumo de energía que se pierde en el interruptor es de S/. 525,00

l) Comprando solo los costos de transformador, elementos protectores, montaje y mantenimiento, las estaciones de transformación convencionales parecen ser más caras en un 8 % en sistemas de 13,2 KV. en promedio.

m) Incluyendo en la comparación anterior, los costos relativos a la probabilidad de falla mencionada en el punto c , resulta que las estaciones de transformación convencionales son en realidad más económicas con un 28 % para sistemas de 13.2 KV.

| | | | |
|--------------------------------|---------------|-----|------------|
| Costo transformador en la red: | Convencional | S/. | 451.000,00 |
| | Autoprotegido | | 412.000,00 |

| | |
|-----------------------------------|-------|
| Diferencia de costo en porcentaje | 8,0 % |
|-----------------------------------|-------|

| | | | |
|--|---------------|-----|-----------|
| Costo operacional anual según tasa de vida | | | |
| | Convencional | S/. | 3.653,10 |
| | Autoprotegido | | 10.052,00 |

| | |
|-----------------------------------|------|
| Diferencia de costo en porcentaje | 36 % |
|-----------------------------------|------|

| | | |
|--------------------------------------|--------------|--------|
| Diferencia total costo en porcentaje | 36 % - 8,0 % | = 28 % |
|--------------------------------------|--------------|--------|

Recomendaciones.

En base a las conclusiones del estudio, se pueden dar ciertas recomendaciones, tendiente a profundizar este análisis, para poder mejorar el uso de transformadores en el sistema eléctrico de distribución.

1.- Las facultades de Ingeniería Eléctrica de las Universidades del Ecuador, deben conformar:

-Bancos de datos para control de:

Transformadores instalados en los ramales industriales,

Transformadores instalados en los ramales comerciales,

Transformadores instalados en los ramales residenciales.

Con estos datos, se lograría realizar por muestreo el análisis de optimización en el rendimiento, sugiriendo métodos de aplicación más efectiva en cuanto al uso del transformador.

2.- Las Empresas Eléctricas del país en coordinación con centros de estudios superiores y organismos especializados deben llevar estadísticas sobre la cantidad y tipo de transformadores instalados, así como las fallas acontecidas y de las causas probables con el objeto de poder en el futuro hacer análisis y dar las recomendaciones.

3.- Las industrias asentadas en el país y que se dedican al montaje y comercialización de transformadores, deberán someter a estudios de consultoría en forma profunda su diseño, las curvas térmicas de los bobinados, y la coordinación de protecciones de las unidades autoprotegidas,

para asegurarse que funcionen adecuadamente con los niveles de cada uno de los sistemas.

4.- De las estadísticas é investigaciones efectuadas, se determina que la Empresa Eléctrica del Azuay recomienda el uso de transformadores convencionales preferentemente, como lo viene realizando en los últimos años.

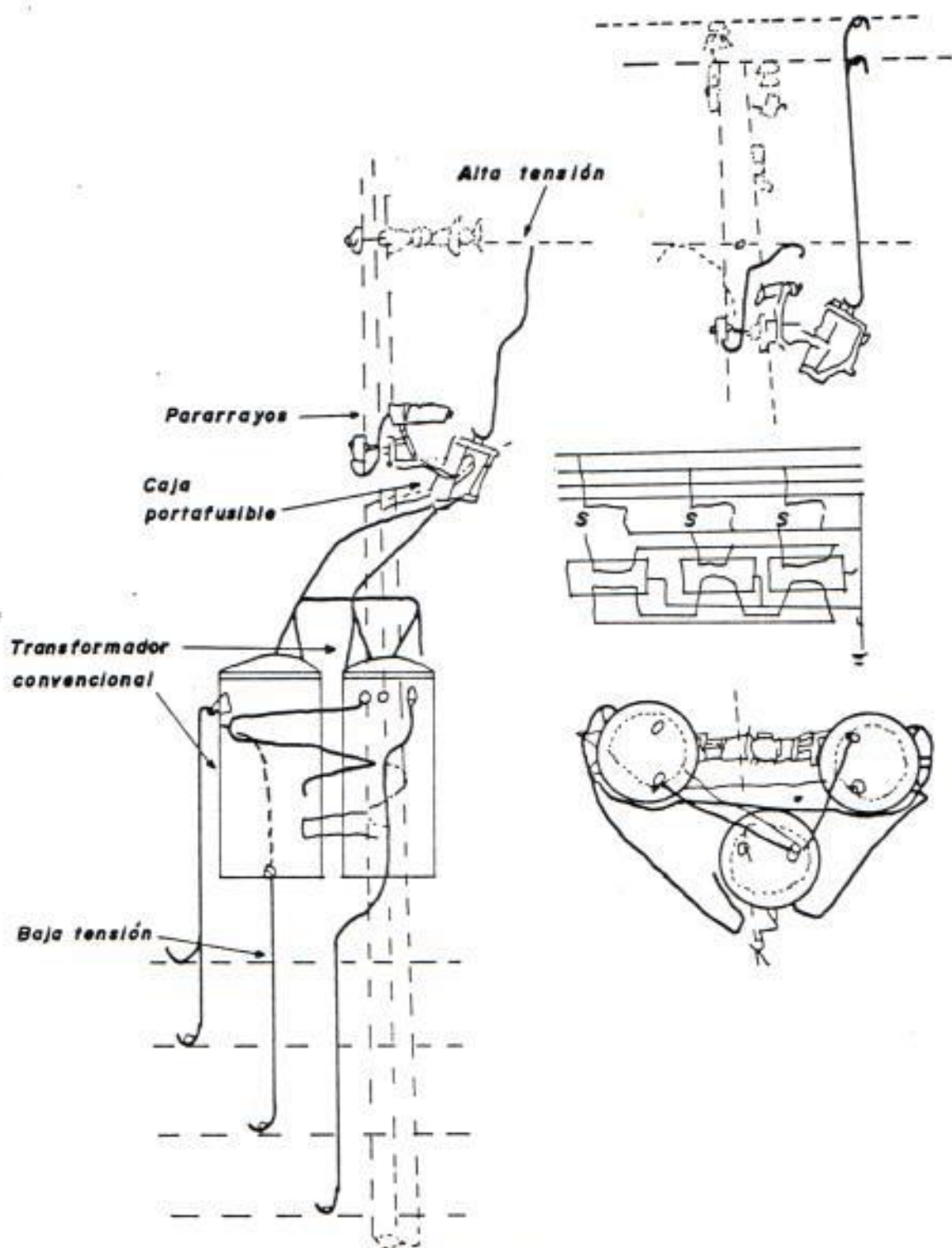


FIGURA 16

Montaje de tres transformadores monofásicos convencionales para banco trifásico en conexión Estrella - Delta

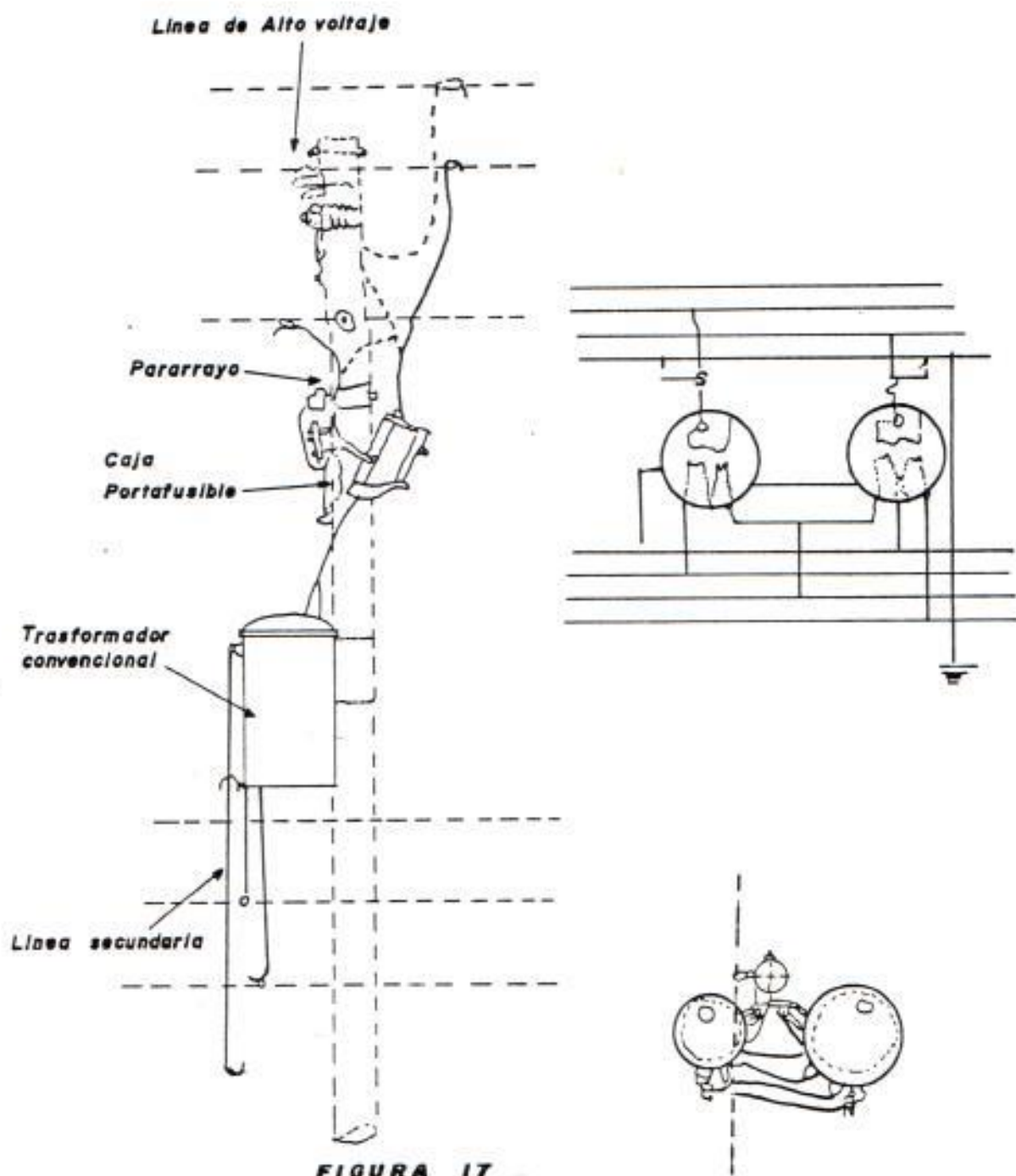


FIGURA 17

Montaje de dos transformadores monofásicos convencionales para circuito trifásico en conexión Delta - Abierto

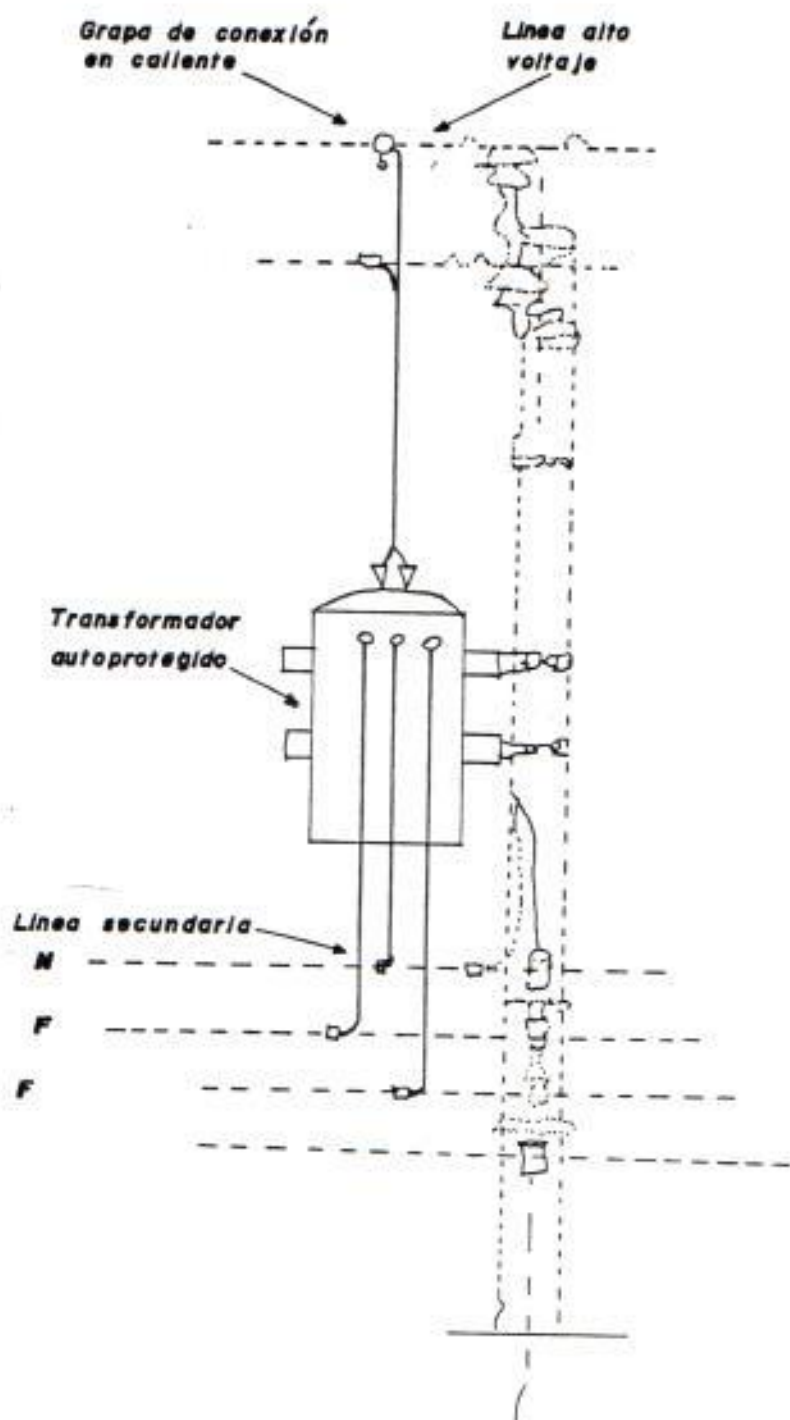


FIGURA 18

Montaje de transformador monofásico autoprotegido
 Normalizado por Empresa Eléctrica Quite

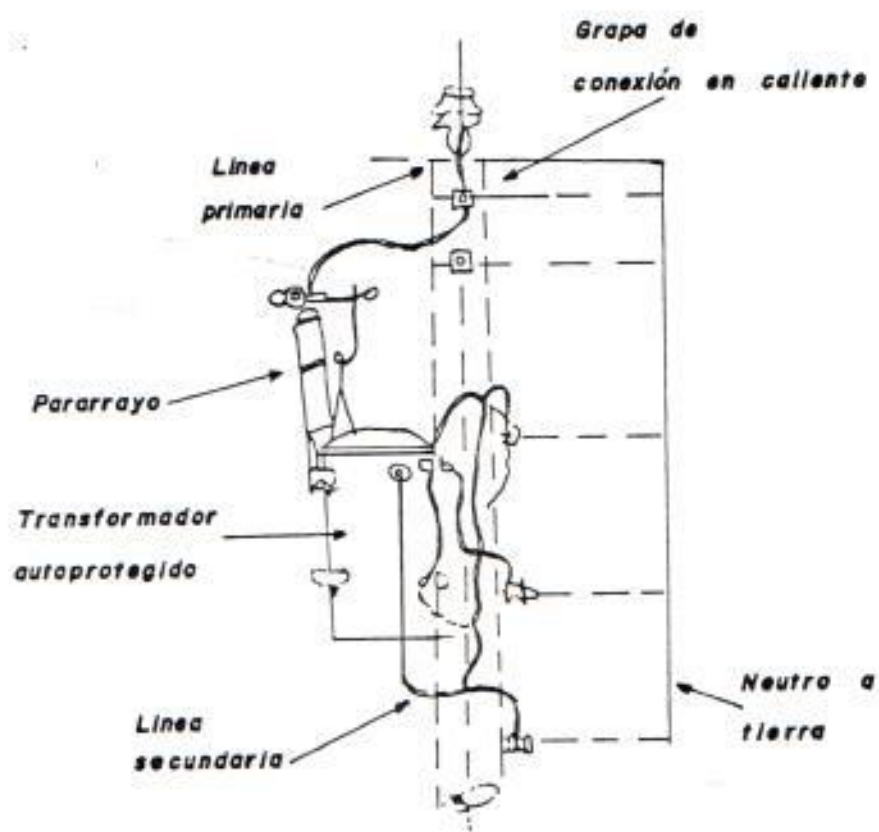
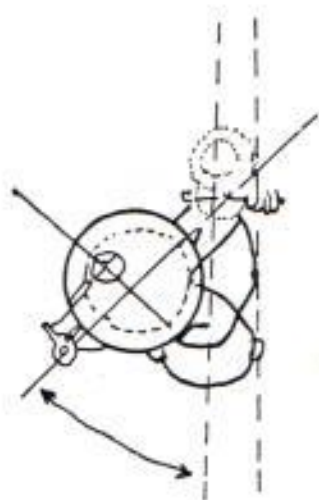


FIGURA 19

Montaje de un transformador monofásico autoprotegido con elemento pararrayo

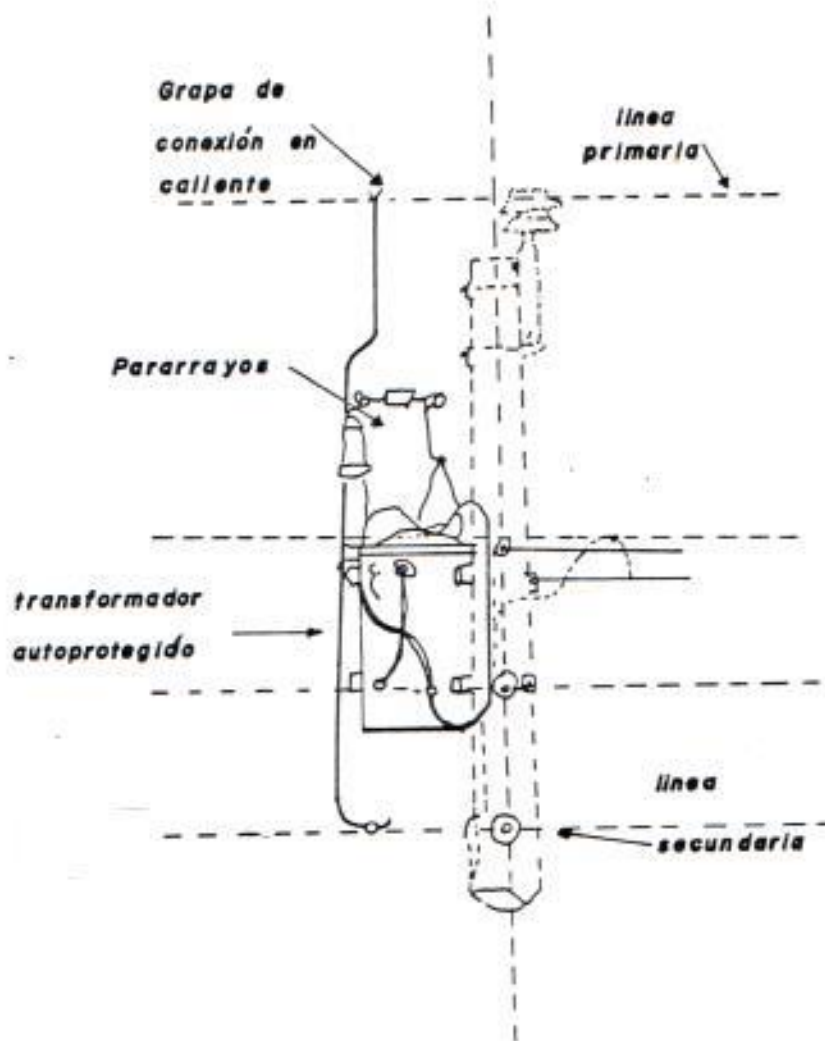


FIGURA 20

Montaje de un transformador monofásico autoprotegido sin rotación en alta tensión por caja portafusible y elementos pararrayos, incorporado. Adoptado por EMELMANABI

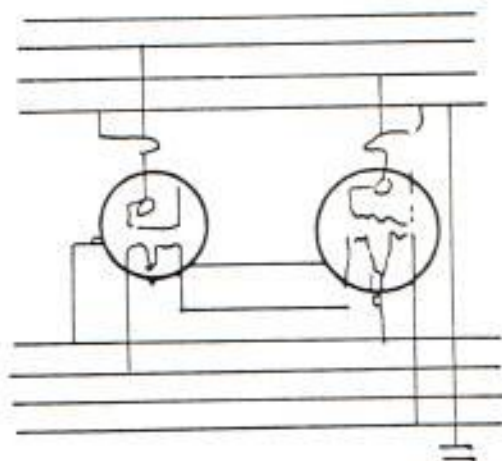
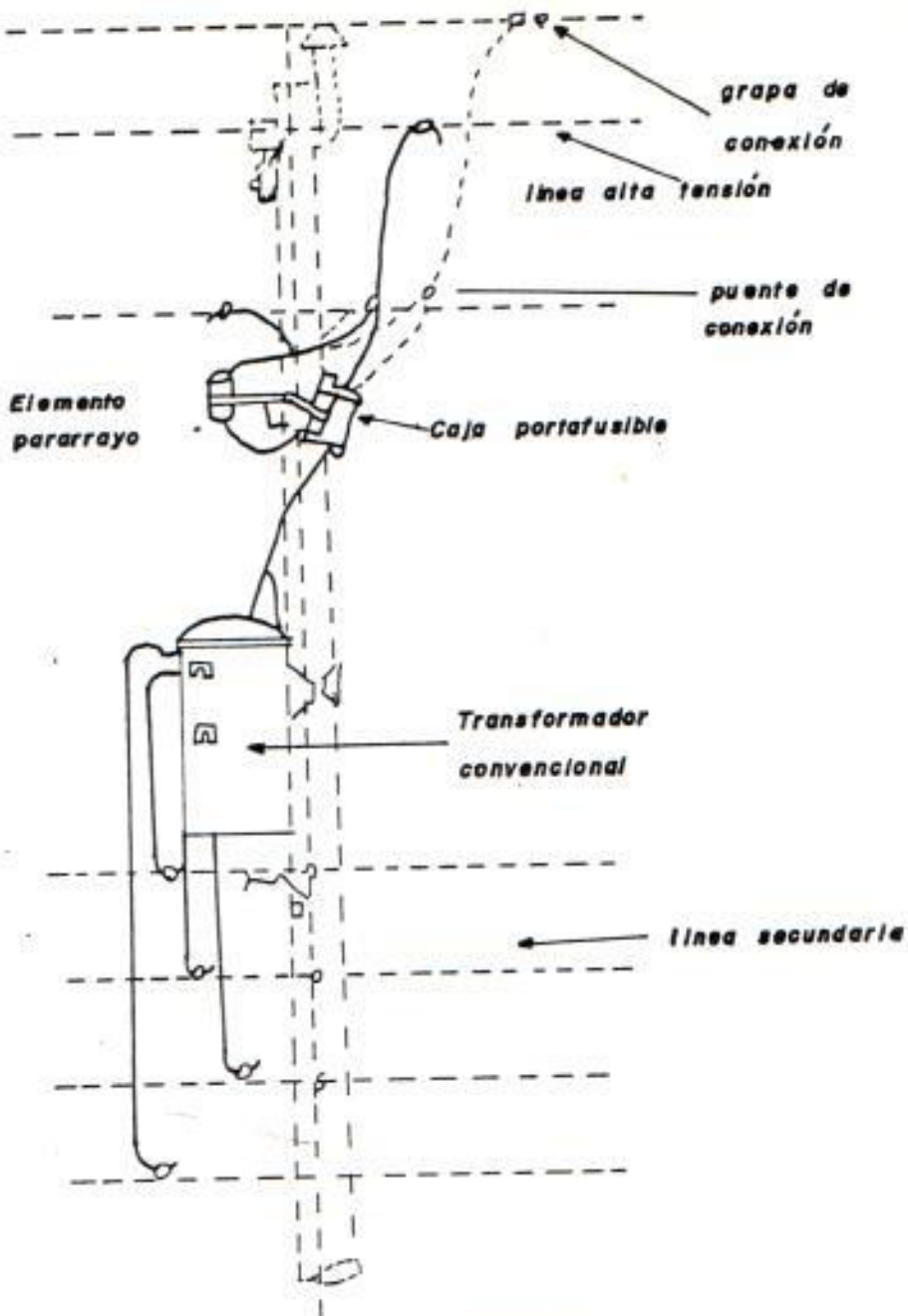


FIGURA 21

Montaje de dos transformadores monofásicos convencionales en conexión Delta abierto. Adoptado por la Empresa Quito.

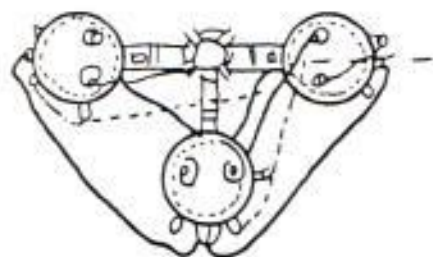
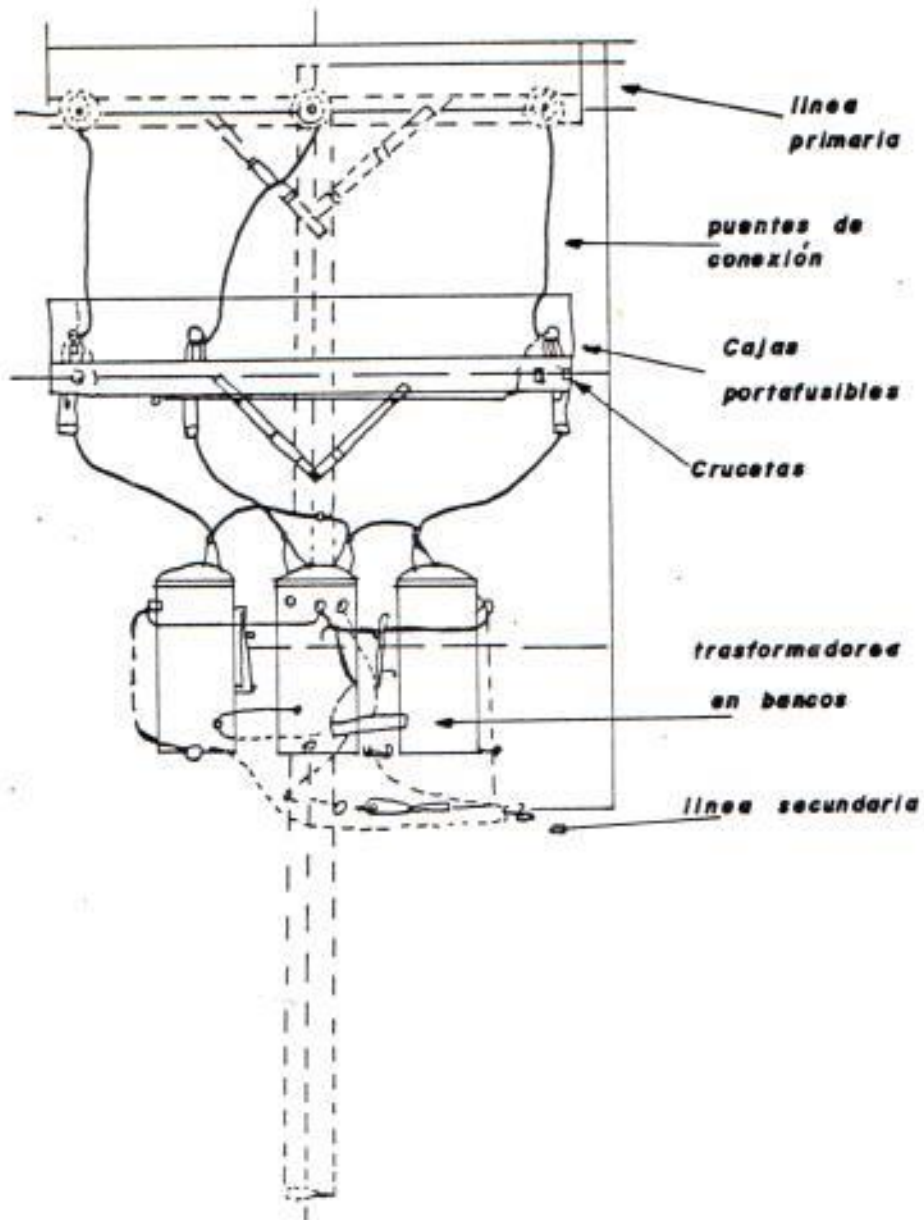


FIGURA 22

Montaje de tres transformadores monofásicos convencionales para banco trifásico, protegido en alta tensión por cajas portafusible, Sistema de conexión Estrella — Estrella con neutro a tierra.

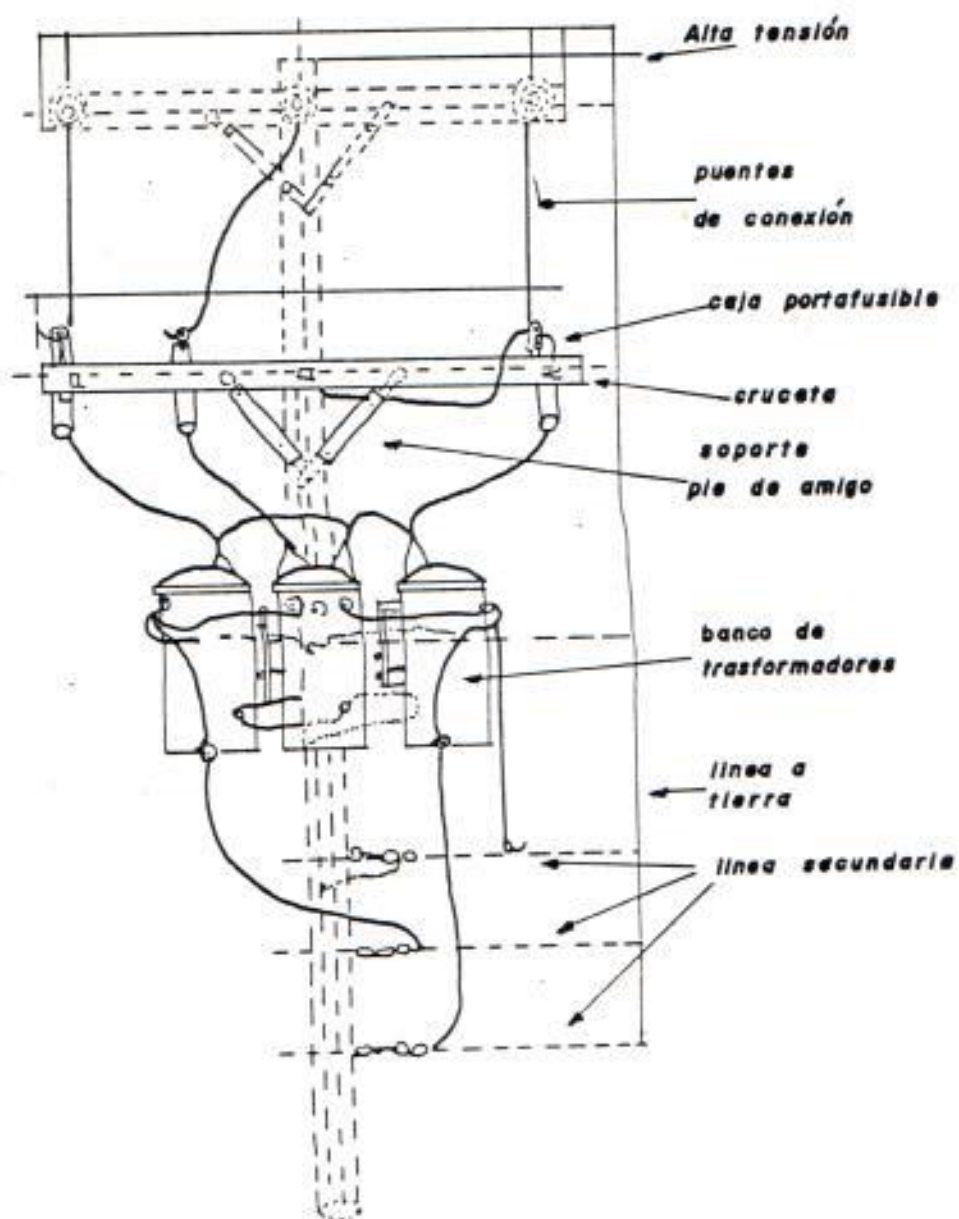


FIGURA 23

*Montaje de tres transformadores monofásicos convencionales para banco trifásico en conexión Delta - Delta.
Adoptados por UNEPER*

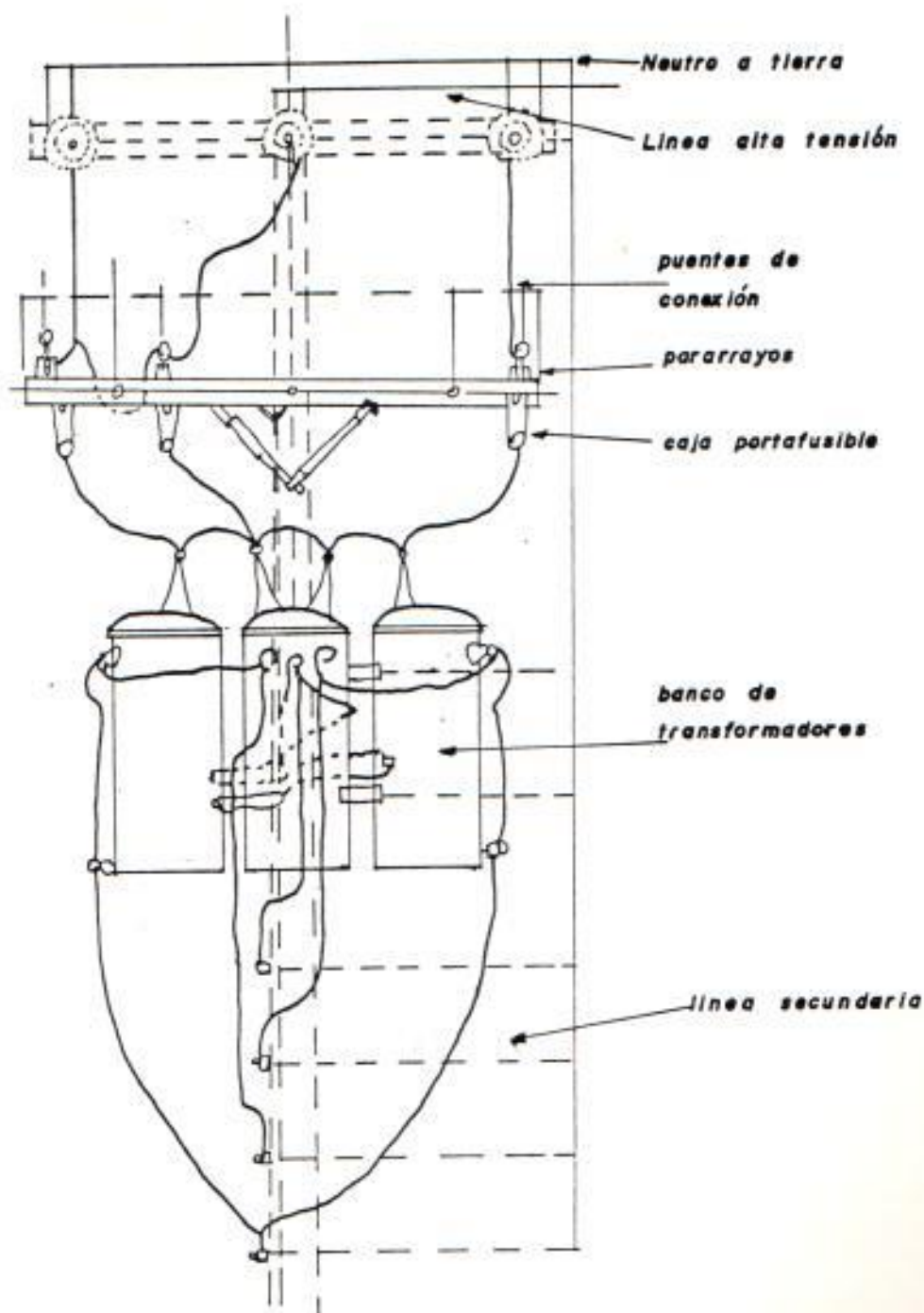


FIGURA 24

Montaje de tres transformadores monofásicos convencionales para banco trifásico, protegido en alta tensión por cajas portafusibles y elemento pararrayos.

Montaje adoptado por UNEPER.

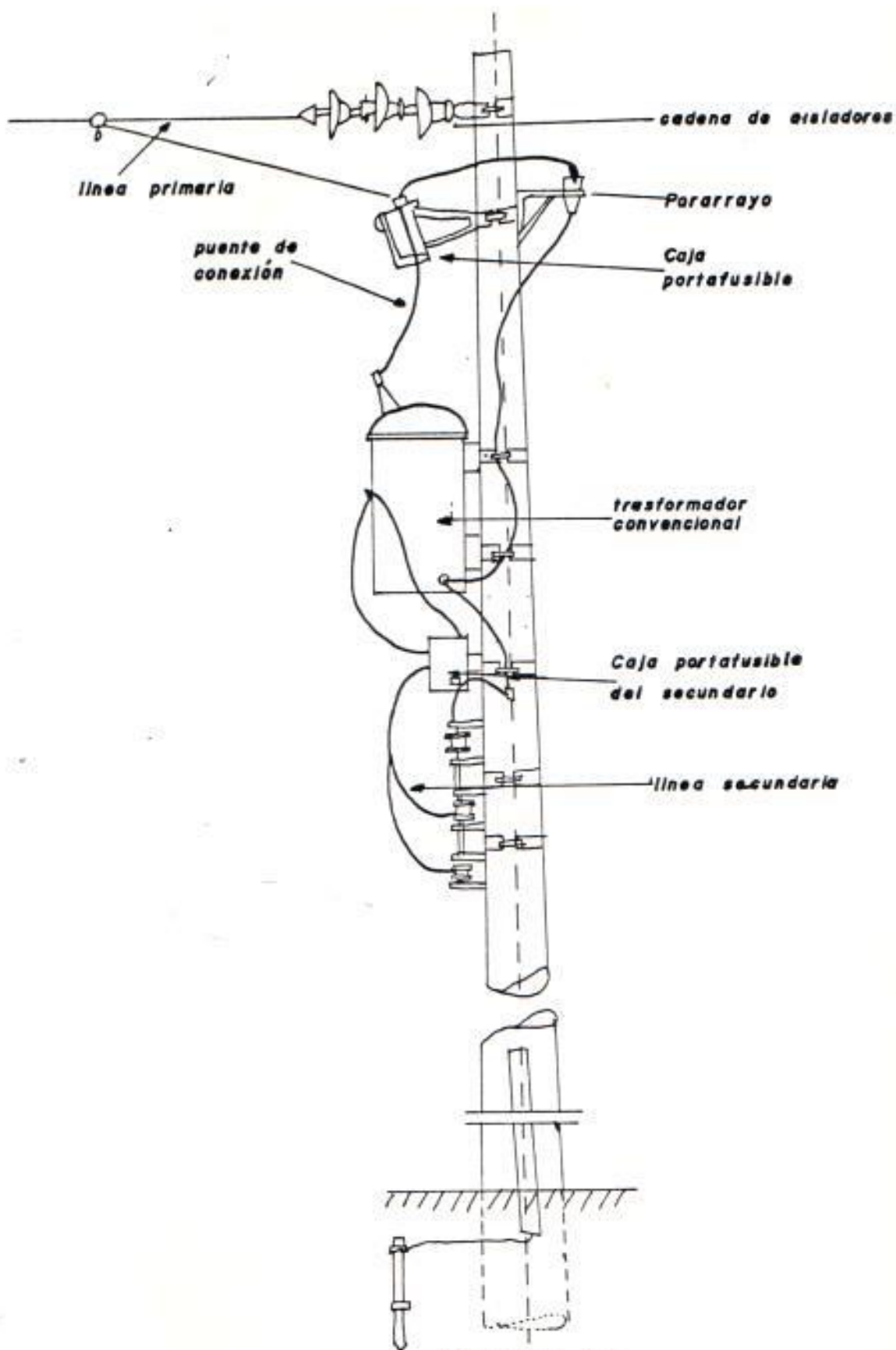


FIGURA 25

Montaje de transformador monofásico convencional, protegido por intermedio de elemento fusible en alta y baja tensión
 Adoptado por Empresa Eléctrica Quito.

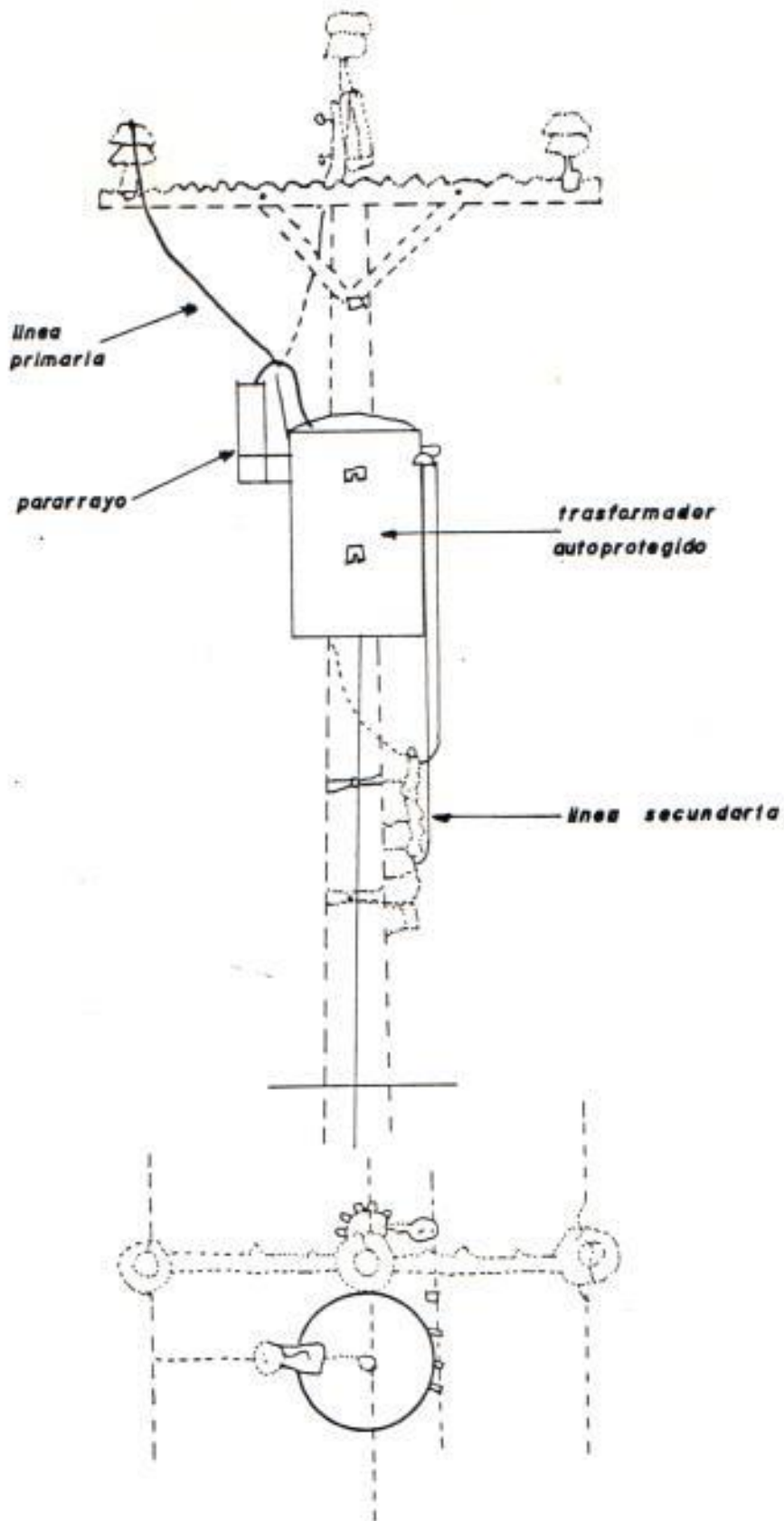


FIGURA 26

Montaje de transformador monofásico autoprotegido
normalizado por la Empresa Eléctrica Quito.

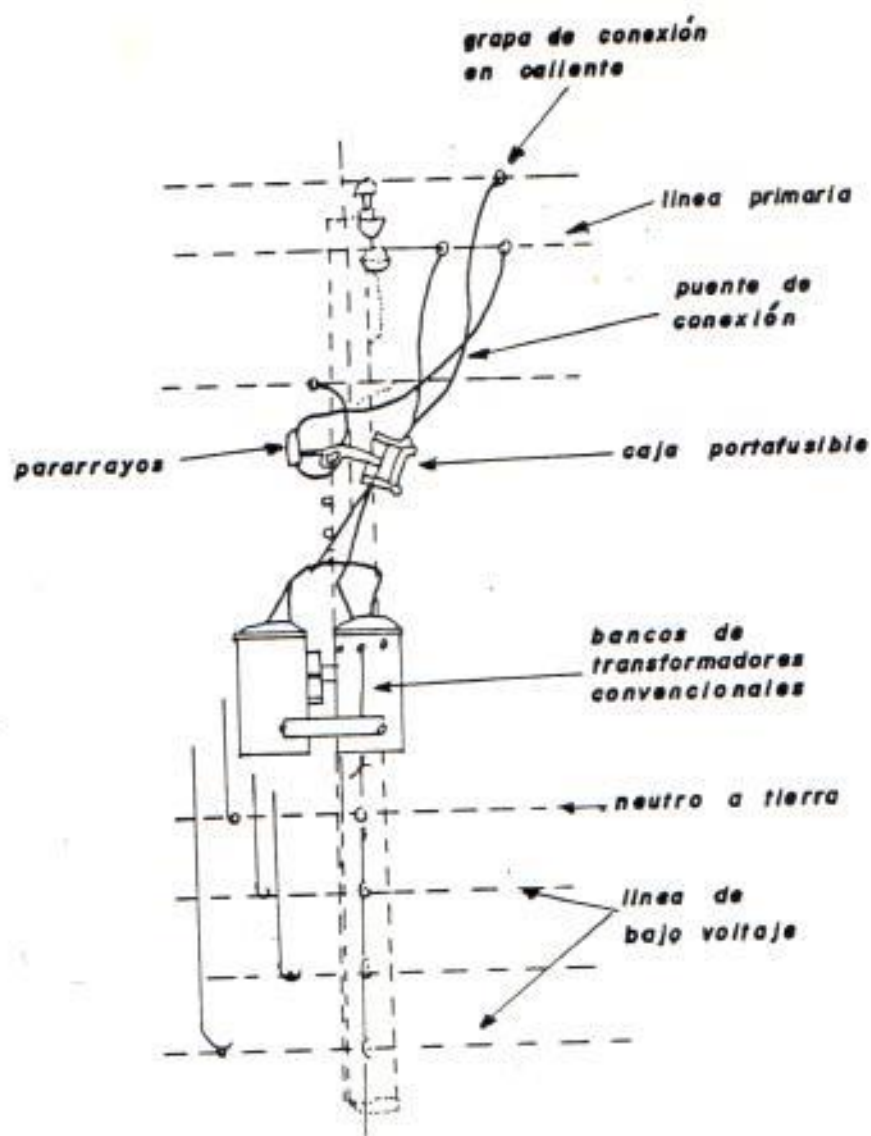


FIGURA 27

Ubicación de las cajas portafusibles para bancos trifásicos con transformadores convencionales.

Montaje adoptado por UNEPER

BIBLIOGRAFIA

- 1.- G. Ampudia, Talleres Electromecánicos Bobinados (CEAC-España)
pág...833-835
- 2.- L. Beltrán, Estaciones de transformación y distribución (CEAC-España)
pág..351-359-842.
- 3.- G. Enriquez, Estudio de sobretensiones transitorias en sistemas eléctricos (Ed. Limusa-México) pág..185-190.
- 4.- H. Mikulecky, Protección de transformadores Volumen 1 (RTE Corporation- Wisconsin) pág... 2 - 3.
- 5.- J. Ramirez , Materiales eletrotécnicos (CEAC - España) pág..410-413
- 6.- C. Martins , Optimización de los intervalos de mantenimiento (Ind. Química-Brazil) pág..7-8-11.
- 7.- Roland Erikson, Coordinación de aislamiento (ASEA-Suecia) pág.29-30
- 8.- Stephen A. Sebo, Sobrevoltaje y coordinación de aislamiento en sistema de potencia (ESPOL-Guayaquil) pág..83A-148
- 9.- Triel-Brazil, puesta tierra como factor de confiabilidad de sistemas pág..9-10
- 10.- General Electric, Transformadores monofásicos, pág.1-2-3
EE.UU.