cinc 8992 $50 -

UNIVERSIDAD DON BOSCO

FACULTAD DE INGENIERIA

UNIVERSIDAD DON BOSCO
BIBLIOTECA CENTRAL
"RAFAEL MEZA AYAU"
CIUDADELA DON BOSCO
SOYAPANGO, EL SALVADOR

"OPERACION Y UTILIZACION DE LAS SUBESTACIONES MOVILES PARA SUSTITUCION Y MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA"

TRABAJO ELABORADO PARA OPTAR AL GRADO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

CALDERON REYES, MAURICIO ERNESTO

CRUZ GARCIA, OMAR ERNESTO

VELASQUEZ RENDON, CARLOS ROLANDO

SOYAPANGO, 1994

AUTORIDADES ACADEMICAS UNIVERSIDAD DON BOSCO
1994

PBRO. HERIBERTO HERRERA, SDB

PRESIDENTE

DR. FEDERICO MIGUEL HUGET RIVERA
RECTOR

ING. JOAQUIN FLORES ESCAMILLA
DECANO DE FACULTAD DE INGENIERIA

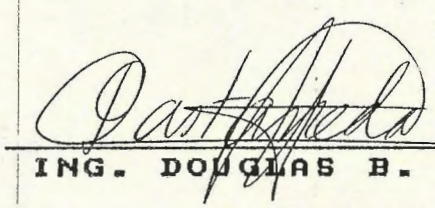
ING. JOSE ROBERTO GUZMAN

VICE-DECANO FACULTAD DE INGENIERIA

PBRO. Y LIC. PIERRE MUYSHONDT

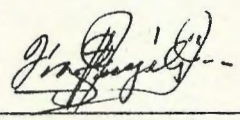
SECRETARIO GENERAL DE LA UNIVERSIDAD DON BOSCO

JURADO EXAMINADOR



ING. DOUGLAS B. CASTANEDA

ASESOR



ING. FRANCISCO ECHEVERRIA GONZALEZ

JURADO

ING. MARCO TULIO AGUILAR

JURADO

DEDICATORIA

A DIOS Y A LA VIRGEN MARIA

A EL SALVADOR DEL MUNDO

A MIS PADRES:

Eduardo A. Calderón H. Luz Gloria Reyes de Calderón.

A MIS HERMANOS:

Gloria Aida, Eduardo Alfredo y Eugenia, Alejandro Carlos y Morena, y Raúl Guillermo.

A MIS ABUELOS:

Alejandro Calderón A. (Q.E.P.D)

Venancio Reyes D. (Q.E.P.D)

Carmen Vda. de Calderón.

Julia Vda. de Reyes.

A MIS SOBRINOS, TIOS, PRIMOS Y DEMAS FAMILIA.

A MIS PROFESORES Y CATEDRATICOS.

A MIS AMIGOS

MAURICIO ERNESTO CALDERON REYES.

DEDICATORIA

A DIOS ETERNO:

Como fuente esencial de sabiduría y fortaleza por permitirme llevar a feliz término esta nueva meta.

A MI PADRE ERNESTO CRUZ COLINDRES:

A quien dedico de "manera especial" este nuevo triunfo académico, que a la vez fue su sueño y en mí, lo ha llevado acabo.

A MIS PADRES IRMA DE CASTILLO Y ANTONIO CASTILLO:

En quienes siempre encontré apoyo y estímulo para continuar adelante este reto; y a ti MADRE gracias, por todo "Tu Especial Amor".

A MI HERMANO JUAN ERNESTO:

Por su comprensión y apoyo, que mi triunfo le sirva de estímulo, pues, él puede realizar cosas mejores. Adelante hermano.

A MIS ABUELAS DOLORES Y ANITA:

Que con sus bendiciones, me ayudaron a realizar este triunfo académico. Con todo mi cariño.

A MI ABUELO JUAN CRISOSTOMO COLINDRES:

Quien con todo su cariño y amor, me ha indicado con sus consejos el ser buen hombre por sobre todas las cosas. Con todo mi cariño.

A MI NOVIA BIVIANNE DE LA FLOR MONTES MOLINA:

Por todo su amor y comprensión.

A MI TIO JESUS BURGOS Y FAMILIA:

Por todo su cariño y apoyo. Muchas gracias.

AL ING. FERNANDEZ MARENCO:

Quien con toda su compresión en la enseñanza, ha sido un gran apoyo para lograr este nuevo triunfo. Gracias.

A MIS DEMAS FAMILIARES Y AMIGOS:

Quienes de una u otra forma con su apoyo, lograron que alcanzara este nuevo triunfo académico.

OMAR ERNESTO CRUZ GARCIA.

DEDICATORIA

A DIOS TODOPODEROSO:

Por guiarme y darme fuerzas para seguir adelante.

A MIS PADRES

Que gracias a sus consejos y apoyo en mis decisiones he logrado esta meta.

A MIS FAMILIARES Y AMIGOS:

Que de una manera u otra me han ayudado a este logro.

CARLOS VELASQUEZ

INDICE

PAG. Nº

- INTRODUCCION i

CAPITULO I

1. GENERALIDADES 1

1.1 RED ELECTRICA DE POTENCIA 1

1.2 SUBESTACION MOVIL 2

1.2.1 CAPACIDAD 3

1.2.2 TENSION 3

1.2.3 NOMENCLATURA Y SIMBOLOGIA 4

1.2.4 DIAGRAMA UNIFILAR 4

1.3 DESCRIPCION DEL EQUIPO DE UNA SUBESTACION MOVIL 4

1.3.1 SECCION DE ALTO VOLTAJE 6

1.3.1.1 INTERRUPTOR DE POTENCIA 6

1.3.1.2 SECCIONADORES 13

1.3.1.3 FUSIBLES 17

1.3.1.4 PARARRAYOS 23

1.3.2 SECCION DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA 29

1.3.2.1 TRANSFORMADOR 29

1.3.2.2 ACCESORIOS 32

PAG. Nº

1.3.3 SECCION DE BAJA TENSION 34

1.3.3.1 TRANSFORMADOR AUXLIAR 34

1.3.3.2 PANEL DE INSTRUMENTOS 36

1.3.3.3 TRANSDUCTORES 37

1.3.3.4 RELEVADORES DE PROTECCION 38

1.3.3.4.1 RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE 39

1.3.3.4.2 RELEVADOR DIFERENCIAL 40

1.3.3.4.3 RELEVADOR DE FRECUENCIA 42

1.3.4 ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO 42

1.3.4.1 ESPECIFICACIONES GENERALES 43

1.3.4.2 NORMAS DE REFERENCIA 43

1.3.4.3 CONDICIONES DE SERVICIO..... 43

1.3.4.4 DISENO Y CONSTRUCCION 44

1.3.4.5 DISPOSICIONES 44

1.3.4.6 DATOS TECNICOS 44

PAG. Nº

CAPITULO II

2. OPERACION DE LOS DISPOSITIVOS QUE CONFORMAN UNA SUBESTACION MOVIL 52

2.1 GENERALIDADES 52

2.2 DEFINICIONES 54

2.2.1 CORRIENTE NOMINAL 54

2.2.2 PODER DE INTERRUPCION 54

2.2.3 CORRIENTE DE INTERRUPCION 54

2.2.4 CAPACIDAD DE CIERRE O RESTABLECIMIENTO 55

2.2.5 CORRIENTE DE BREVE DURACION ADMISIBLE.. 55

2.2.6 CORRIENTE DE CRESTA ADMISIBLE 55

2.2.7 TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 55

2.2.8 TRANSFORMADOR DE TENSION 56

2.2.9 SOBRETENSION 57

2.2.9.1. CLASIFICACION DE LAS SOBRETENSIONES 58

2.3 NATURALEZA Y CAUSA DE LAS FALLAS 59

2.3.1 CONSECUENCIAS DE LAS FALLAS 62

2.4 PROTECCION PRIMARIA Y DE RESPALDO 63

2.5 PRINCIPIOS BASICOS DE OPERACION DEL SISTEMA DE PROTECCION 64

PAG. Nº

2.6 FALLAS 65

2.6.1 FALLAS ASIMETRICAS EN UN SISTEMA DE POTENCIA 65

2.6.1.1 FALLA SIMPLE LINEA A TIERRA 66

2.6.1.2 FALLA LINEA - LINEA 68

2.6.1.3 FALLA DOBLE LINEA A TIERRA 68

2.6.2 INTERPRETACION DE LAS REDES DE SECUENCIA INTERCONECTADAS 69

2.6.3 FALLAS A TRAVES DE IMPEDANCIAS 72

2.7 CONDICIONES DE OPERACION 74

2.7.1 INTERRUPTOR DE POTENCIA O DISYUNTOR ... 74

2.7.2 SECCIONADORES 77

2.7.3 FUSIBLES 79

2.7.3.1 CURVAS CARACTERISTICAS 83

2.7.3.1.1 RELACION DE LA CORRIENTE LIMITE DE FUSION A LA CORRIENTE NOMINAL 84

2.7.3.1.2 UTILIZACION DE LOS CORTA-CIRCUITOS FUSIBLES 85

2.7.3.2 COORDINACION DE FUSIBLES EN SERIE 86

PAG. Nº

2.7.3.3 FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE (CARGA) CON EXPULSION DE FUSIBLE (FUENTE) 88

2.7.3.4 FUSIBLES DE EXPULSION (CARGA) CON FUSIBLE LIMITADOR DE CORRIENTE (FUENTE) 88

2.7.3.5 OPERACION EN PARALELO DE FUSIBLES 89

2.7.4 PARARRAYOS 90

2.7.4.1 CARACTERISTICAS TENSION-AMPERIO DE METAL-OXIDO Y CARBURO-SILICIO 92

2.7.4.1.1 FUNCIONAMIENTO DE LOS PARARRAYOS AUTOVALVULARES .. 95

2.7.4.1.2 ZONA DE PROTECCION DE LOS PARARRAYOS 97

2.7.4.1.3 PUESTA A TIERRA DE LOS PARARRAYOS 99

2.7.4.1.4 CONTADORES DE DESCARGA 99

2.7.4.2 CAPACIDADES DE CORRIENTE DE DESCARGA DEL PARARRAYO .. 102

PAG. Nº

2.8 RELEVADORES 104

2.8.1 RANGOS 106

2.8.2 CARACTERISTICAS DE OPERACION DE LOS RELEVADORES DE PROTECCION 111

2.8.3 PROTECCION CONTRA LAS SOBRECARGAS 115

2.8.4 CONSIDERACION SOBRE LOS TIEMPOS DE DESCONEXION DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION 116

2.8.5 PROTECCION DE TRANSFORMADORES CONTRA LOS DEFECTOS INTERNOS 117

2.8.6 PROTECCION DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES 122

2.8.7 PROTECCION CONTRA LAS PUESTAS A TIERRA EN REDES CON NEUTRO AISLADO 124

CAPITULO III

3. UTILIZACION DE LAS SUBESTACIONES MOVILES 127

3.1 SERVICIO EN PARALELO DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA 127

3.1.1 GENERALIDADES 127

3.1.1.1 IMPEDANCIA DEL TRANSFORMADOR 130

3.1.2 ANALISIS DE LAS CONDICIONES DEL ACOPLAMIENTO EN PARALELO 137

PAG. Nº

3.1.3 NORMAS PARA EL ACOPLAMIENTO EN PARALELO 140

3.1.4 PROCEDIMIENTO PARA ASEGURAR LA POSIBILIDAD DE UN ACOPLAMIENTO EN PARALELO 145

3.1.5 REPARTO DE CORRIENTES EN EL ACOPLAMIENTO EN PARALELO 148

3.2 FORMAS DE UTILIZACION 150

3.3 CONDICIONES PARA LA OPERACION DE LAS COMPONENTES DE UNA SUBESTACION MOVIL 152

CAPITULO IV

4. MANTENIMIENTO DE LOS COMPONENTES DE UNA SUBESTACION MOVIL 157

4.1 INTERRUPTOR DE POTENCIA O DISYUNTOR 158

4.2 SECCIONADOR 161

4.3 TRANSFORMADOR DE POTENCIA 161

4.3.1 RELEVADOR BUCHHOLZ 165

4.3.2 INDICADOR DE NIVEL DE ACEITE 165

4.3.3 VALVULA DE SOBREPRESION 166

4.3.4 CONSERVADOR CON MEMBRANA DE EXPANSION 166

4.3.5 AISLADOR PASATAPAS 166

PAG. Nº

4.4	FUSIBLES	167
4.5	PARARRAYOS	168
4.6	EQUIPO DE PROTECCION Y CONTROL	169
4.7	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	170
4.8	MANTENIMIENTO CORRECTIVO	170
-	RECOMENDACIONES	171
-	BIBLIOGRAFIA	175
-	APENDICES	177

INTRODUCCION

El presente trabajo de graduación es una recopilación de las características técnicas operativas y funcionales de las denominadas Subestaciones Móviles (SEMs).

Dicho estudio se ha fundamentado en manuales técnicos de las subestaciones recientemente adquiridas por la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), teniéndose como soporte los textos relacionados con el tema a desarrollar, además de consultas con ingenieros que laboran en CEL quienes son encargados del manejo de dicho equipo, se ha incluido además las definiciones necesarias de términos que se mencionan a menudo en el desarrollo del estudio, análisis y fórmulas que apoyan el manejo y cambios que podrían ser objeto los diferentes componentes de las subestaciones móviles.

Como primera parte del trabajo se analiza la subestación móvil dividiéndola en tres partes; una parte comprende la alta tensión abarcando el interruptor de potencia o disyuntor, los fusibles, pararrayos y seccionadores; la segunda parte comprende el transformador de potencia, mencionando los diferentes componentes de dichos equipos y las protecciones eléctricas que posee y la tercera parte, es la sección de Baja Tensión, incluyendo las diferentes protecciones que incorpora

toda la subestación móvil, describiendo cuál es la función de cada uno de estas protecciones eléctricas.

Además, se incluye en esta parte las especificaciones de cada uno de los componentes con el objeto de conocer cómo se solicita al fabricante el tipo de equipo requerido al momento de pedir repuestos o componentes que se puedan haber dañado incluyéndose datos como voltaje de operación, corriente, potencia, formas de conexión, etc.

En la segunda parte se analiza la subestación móvil como un todo, es decir, su funcionamiento, modificaciones y precauciones que se deben tomar a la hora de conectar la subestación a determinada red o subestación permanente (SEP), además se analiza el comportamiento de los componentes tanto en su operación normal como en caso de falla; para ello, se incluye el diagrama unifilar de la subestación móvil para facilitar el análisis de cualquier tipo de falla que pueda ocurrir y así poder conocer la secuencia lógica que llevan las protecciones para eliminar la falla a través de los diferentes medios de corte como lo es el disyuntor, seccionador y en otros casos, los pararrayos o fusibles, dependiendo del tipo de falla a que se vea expuesta la subestación móvil.

Para realizar la conexión de la subestación móvil a una subestación permanente muchas veces es necesario poner en paralelo el transformador de potencia de la subestación móvil con el transformador propio de la subestación permanente, para lo cual, se requiere de una serie de análisis, con el fin de garantizar el funcionamiento de la conexión, dichos análisis se incluyen en la tercera parte del documento que se apoya en un cuadro lógico de funcionamiento de la móvil, en donde se especifican las condiciones en las cuales, debe de estar cada uno de los dispositivos para que la subestación funcione correctamente y para la cual, se han ajustado.

Por último y apoyándose en manuales del fabricante, se incluye el mantenimiento que debe de brindarse a los componentes de la subestación para evitar un mal funcionamiento y accidentes no deseados.

CAPITULO I

1. GENERALIDADES

1.1. RED ELECTRICA DE POTENCIA.

Se entiende como Red Eléctrica un conjunto de elementos destinados a convertir, transportar y distribuir la energía. Esta se compone de tres partes principales:

- Centrales Generadoras.
- Líneas de Transmisión, y.
- Redes de distribución.

Las Centrales Generadoras son las que convierten el recurso natural (agua, viento, vapor de agua, combustible, etc) en fuente de energía.

Las líneas de transmisión son utilizadas para el transporte entre la central generadora y la red de distribución. Las redes de distribución son las que se conectan a las diferentes cargas provenientes de una zona con las líneas de transmisión.

La situación para El Salvador respecto a Centrales Generadoras viene conformada por Centrales del tipo Hidráulico (en su mayoría, ubicadas a lo largo del cauce del Río Lempa), condicionadas a la existencia del salto de agua y principalmente explotadas a lo largo y ancho del país; las Centrales Térmicas, cuya materia prima es el combustible.

Las Centrales Geotérmicas cuya fuente de generación es el vapor natural emanado de ausoles y por último las Centrales a Gas, que utilizan el vapor desprendido por la combustión del gas para generar la energía.

Las tensión de las Centrales Generadoras convierten la tensión de generación a una tensión nominal del sistema.

Esta tensión es transportada a través de líneas aéreas de transmisión y elevadas a los diferentes puntos llamados SUBESTACIONES ELECTRICAS que sirven para la conversión, transformación, regulación y distribución de la energía eléctrica a través de las Redes de Distribución.

1.2. SUBESTACION MOVIL.

Se entiende por una subestación móvil (SEM) un conjunto de equipos y dispositivos eléctricos dispuestos de forma tal que montados en un remolque, permite su transporte con relativa facilidad, con el objeto de operar inmediatamente.

Estas subestaciones móviles (SEM's) deben tener básicamente la facultad de:

- Asegurar la continuidad y calidad del servicio de energía eléctrica para casos en que se requiera dar mantenimiento a cualquier equipo de la SEP.

- Incrementar la capacidad de la SEP temporalmente para poder satisfacer la carga damandada.

Dentro de las características principales que definen una SEM, se mencionan las siguientes parámetros:

1.2.1. CAPACIDAD.

Al igual que una SEP, la capacidad de una SEM vienen dada por los KVA (Kilo Volt-Amperios) a la cual, está diseñada para trabajar bajo condiciones normales de operación más un incremento posible en la carga previendo futuros crecimientos.

1.2.2. TENSION

Los niveles de tensión normalizados utilizados por la CEL (Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa) en nuestro país en las respectivas subestaciones son:

- 115 Kvoltios para Alta Tensión y
- 46/23 Kvoltios para Baja Tensión.

Las SEM's por lo tanto, deben adecuarse a estos niveles, dependiendo también de las condiciones de la red donde se va a instalar.

1.2.3. NOMENCLATURA Y SIMBOLOGIA.

La nomenclatura y simbología de los diagramas que se utilizarán a lo largo del presente trabajo estarán de acuerdo a las normas americanas ANSI y NEMA.

1.2.4. DIAGRAMA UNIFILAR.

Un diagrama unifilar es la representación simbólica de las conexiones que conforman todo el equipo que forma parte de la subestación.

Es importante el uso de este tipo de diagramas porque es una herramienta de fácil interpretación y elaboración para el estudio que se pretende analizar. Un diagrama unifilar de una SEM se muestra en la figura Nº 1.

1.3. DESCRIPCION DEL EQUIPO DE UNA SUBESTACION MOVIL.

En esta sección se detallan individualmente las partes que forman una SEM, definidas a través de: la sección de Alto Voltaje, sección de Transformador y sección de Bajo Voltaje.

Además se señalan las especificaciones generales y técnicas de cada uno de estos equipos.

FIG. 1 Diagrama Unifilar de una Subestación Móvil

1.3.1. SECCION DE ALTO VOLTAJE.

1.3.1.1. INTERRUPTOR DE POTENCIA O DISYUNTOR.

El interruptor, junto con el transformador es el dispositivo más importante en una subestación. Su comportamiento determina el nivel de confiabilidad que se puede tener en un sistema eléctrico de potencia.

El interruptor es un dispositivo destinado al cierre y apertura de la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, sirve para insertar o retirar de cualquier circuito energizado, máquinas, aparatos, líneas aéreas o cables.

Este dispositivo debe ser capaz de interrumpir corrientes eléctricas de intensidad a factores de potencia diferentes, pasando desde las corrientes capacitivas de varios cientos de amperios a las inductivas de varias decenas de kiloamperios (corrientes de cortocircuito).

* Partes de los Interruptores:

- Parte Activa.

  Se le llama parte activa a los componentes del interruptor que tienen algún movimiento al interrumpir la continuidad de determinado circuito de potencia, dicha parte está constituida por las cámaras de extinción que soportan los contactos fijos y el mecanismo de operación que soporta los contactos móviles.

- Parte Pasiva.

La parte pasiva está formada por una estructura que soporta uno o tres dispositivos de aceite, si el interruptor es de aceite, en los que se aloja la parte activa, la parte pasiva desarrolla las siguientes funciones.

a) Proteger eléctrica y mecanicamente el interruptor.

b) Ofrecer puntos para el levantamiento y transporte del interruptor, así como espacio para la instalación de los diferentes accesorios que componen el interruptor.

c) Soportar el círculo, tanque o recipiente que contiene el medio de extinción del arco además del panel de control.

- Accesorios.

En esta parte se consideran incluidos los siguientes componentes.

a) Aisladores pasatapas que en algunos tipos incluyen transformadores de corriente.

b) Válvula de llenado, descarga y muestreo del líquido aislante.

c) Conectores de tierra.

b) Placa de características técnicas.

c) Gabinete que contiene los dispositivos de control, protección, medición, accesorios como: compresor, resorte, bobinas de cierre o disparo, calefacción, etc.

Una parte sumamente importante y que necesita especial atención es la "cámara de extinción del arco", ésta es, en donde al abrir los contactos se transforma en calor la energía que circula por el circuito de que se trate.

Dicha cámara debe soportar los esfuerzos electrodinámicos de las corrientes de cortocircuito, así como los esfuerzos dieléctricos que aparecen al producirse la desconexión de bancos de reactores, capacitores y transformadores.

El fenómeno de interrupción aparece al iniciarse la separación de los contactos, apareciendo un arco a través de un fluido, que lo transforma en plasma y que provoca esfuerzos en las cámaras, debido a las altas presiones y temperaturas.

TIPOS DE INTERRUPTORES.

De acuerdo con los elementos que intervienen en la apertura del arco de las cámaras de extinción, los interruptores se pueden dividir en los siguientes grupos:

1) Gran volumen de aceite.

2) Pequeño volumen de aceite.

3) Neumáticos.

4) Hexafluoruro de azufre. (SF6)

5) Vacío.

La clasificación anterior es de acuerdo al orden cronológico con que fueron apareciendo.

Los interruptores de hexafluoruro de azufre (SF6) son aquellos cuyas cámaras de extinción operan dentro de un gas llamado SF6, dicho gas tiene una capacidad dieléctrica superior a otros fluidos dieléctricos conocidos, esto los hace más compactos y más durables desde el punto de vista de mantenimiento.

El SF6 es un gas químicamente estable e inerte, su peso específico es de 6.14 g/l, alcanza unas tres veces la rigidez dieléctrica del aire, a la misma presión, a la temperatura de 2000°K conserva todavía alta conductividad térmica que ayuda a enfriar el plasma creado por el arco eléctrico y al pasar por cero la onda de corriente, facilita la extinción del arco. Físicamente el gas tiene características electronegativas, o sea la propiedad de capturar electrones libres transformando los átomos en iones negativos, lo cual provoca en el gas las altas características de ruptura del arco eléctrico y por lo

tanto la gran velocidad de recuperación dieléctrica entre los contactos, después de la extinción del arco.

En los primeros interruptores se usaron dos presiones, la menor de 3 bars en los tanques y la mayor de unos 18 bars dentro de las cámaras de extinción. Esto se hizo con el fin de de evitar que al abrir los contactos del interruptor, el soplo de gas produjera enfriamiento y el gas pasara al estado líquido. Posteriormente se han usado una sola presión, con lo cual se disminuye el tamaño de los interruptores cerca de un 40%, que es lo que interesa al momento de diseñar una SEM, y para evitar el uso de la segunda presión se aprovecha la propia presión del gas como punto de partida y la cámara, al abrir los contactos, tienen un embolo unido al contacto móvil que al operar comprime el gas y lo inyecta sobre el gas ionizado del arco, que es alargado, enfriado y apagado al pasar la corriente por cero.

Los interruptores pueden ser de polos separados, cada fase en su tanque, o trifásicos en que las tres fases utilizan una misma envolvente. Se fabrican para tensiones desde 23 hasta los 800 KV y las capacidades de tensión varían de acuerdo con el fabricante, llegando hasta magnitudes de 80 KV, que es un caso muy especial, este tipo de aparatos puede librar las fallas hasta en dos ciclos y para limitar las sobretensiones

altas producidas por esta velocidad, los contactos vienen con resistencias limitadoras.

Las principales averías de este tipo de interruptores son las fugas de gas que requieren aparatos especiales para detectar el punto de fuga. En un aparato bien instalado, las pérdidas de gas debe ser inferiores al 2% anual del volumen total de gas encerrado dentro del aparato.

En caso de pérdida total de la presión del gas y debido a la alta rigidez dieléctrica de SF6, la tensión que puede soportar lo contactos cuando estan abiertos es igual al doble de la tensión de fase de tierra. De cualquier forma, no es conveniente operar un interruptor de SF6 cuando ha bajado su presión por una fuga y debe ser bloqueado el circuito de control de apertura para evitar un accidente.

En los interruptores trifásicos, la apertura de los contactos es simultánea, aunque convienen que haya dispersión de un milisegundo entre los tres polos; se entiende por dispersión a la diferencia en tiempo que existe entre el instante de cierre del primero y el instante de cierre del último polo del interruptor. El uso de la dispersión es importante, pues sirve para reducir las sobretensiones debidas a impulsos por maniobra.

En resumen el interruptor de hexafluoruro de azufre tiene las siguientes ventajas:

a) Después de la apertura de los contactos, los gases ionizados no escapan al aire, por lo que la apertura del interruptor no produce casi ruido.

b) Alta rigidez dieléctrica, del orden de tres veces la del aire.

c) Ocupan menor volumen y por lo tanto tienen menos peso que otro tipo de interruptores, razón por la cual son utilizados en SEM's.

d) El SE6 es estable, expuesto al arco se disocia en SF4, SF2, y en fluoruro de metálicos, pero al enfriarse se recombinan de nuevo en SF6.

Pero su utilización también conlleva una serie de desventajas, a las que hay que prestarles atención a la hora de trabajar con este tipo de interruptores.

a) A presiones altas y temperaturas muy bajas (menores de -40°C) el gas se licua. Por eso, en el caso de interruptores de dos presiones es necesario calentar el gas de la cámara de extinción para mantener el equilibrio a temperaturas ambiente menores de 15°C.

b) El gas es inodoro, incoloro e insípido. En lugares cerrados hay que tener cuidado de que no existan escapes, ya que por tener mayor densidad que el aire lo desplaza provocando asfixia en las personas por falta de oxígeno. En otros lugares es conveniente disponer de extractores que deben ponerse en funcionamiento antes de que se introduzca personal.

c) Los productores del arco son tóxicos y combinados con la humedad producen ácido fluorhídrico, que ataca la porcelana y el cemento de sellado de las boquillas.

Un esquema de este tipo de interruptores se muestra en la figura Nº 2.

1.3.1.2. SECCIONADORES.

Los seccionadores son dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica para efectuar maniobras de operación o bien para darles mantenimiento.

La diferencia entre un seccionador y un interruptor, considerando que los dos abren o cierran circuitos, es que los seccionadores no pueden abrir un circuito con corriente y el interruptor si puede abrir cualquie tipo de corriente, desde el valor nominal hasta el valor de cortocircuito.

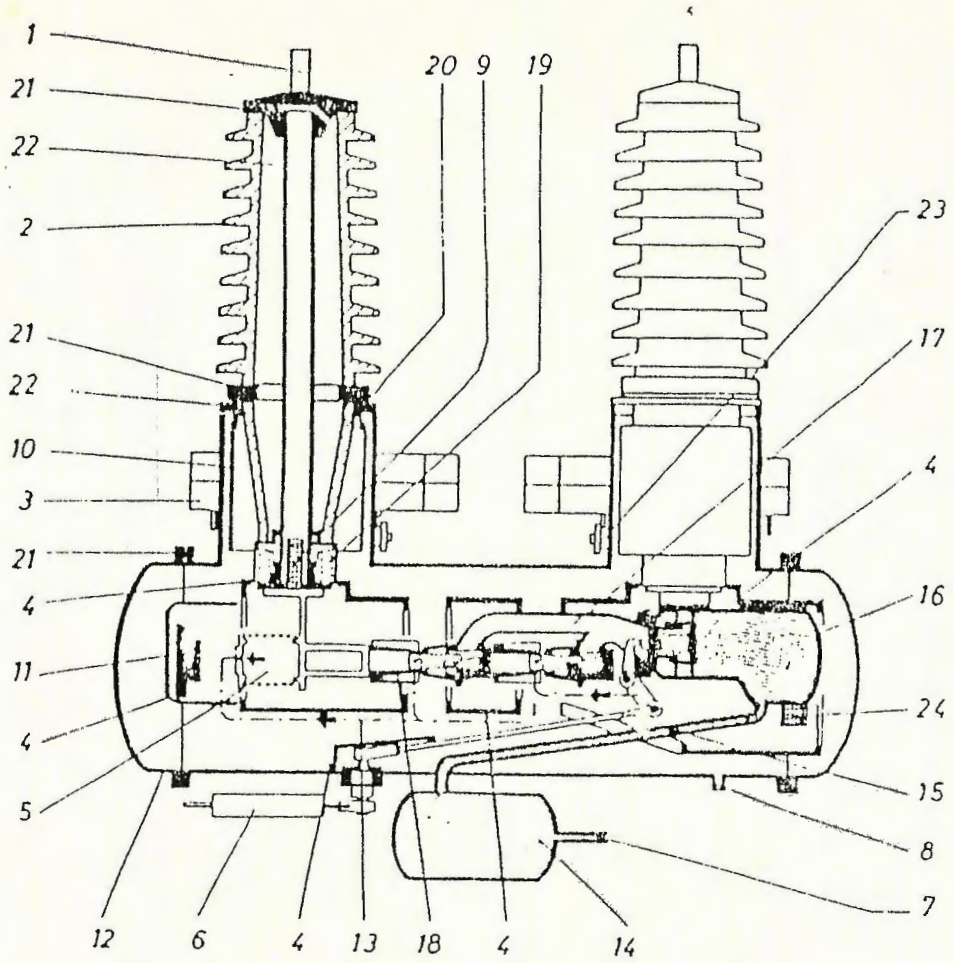


Fig. 2- Sección longitudinal esquemática de un disyuntor de hexafluoruro de azufre: 1-Bornes. 2-Aislador superior. 3-Trasformadores de intensidad. 4-Blindajes electrostáticos. 5-Muelle de desconexión. 6-Cilindro de control. 7-Entrada de hexafluoruro de azufre a 14 kg/cm². 9-Filtro de alúmina activada. 10-Dispositivo de potencial. 11-Amortiguador. 12-Puertas de inspección. 13-Barra de contacto de control. 14-Depósito auxiliar de hexafluoruro de azufre a 14 kg/cm². 15-Barra de control principal. 16-Depósito principal de hexafluoruro de azufre a 14 kg/cm². 17-Conducto de suministro de hexafluoruro de azufre a 14 kg/cm². 18-Pantalla aislante. 19-Muelles del atravesador. 20-Aislador inferior. 21-Anillos. 22-Conductor hueco. 23-Conexiones intermedias de tensión. 24-Alúmina activada

Hay algunos fabricantes de seccionadores que añaden una pequeña cámara de arqueo de SF6 que le permite abrir solamente los valores nominales de la corriente del circuito.

Los seccionadores están formados por una base metálica de lámina galvanizada con un conector para puesta a tierra; dos o tres columnas de aisladores que fijan el nivel básico de impulso, y encima de éstos, el seccionador. Está formado por una navaja o parte móvil y la parte fija, que es una mordaza que recibe y presiona la parte móvil.

De acuerdo con la posición que guarda la base y la forma que tiene el elemento móvil, pueden ser:

a) Horizontales.

En este tipo, existe un mecanismo que hace girar el poste central, que origina el levantamiento de la parte móvil del seccionador, para compensar el peso, la hoja móvil tiene un resorte que ayuda a la apertura. Otro tipo de seccionador horizontal es aquel en que la parte móvil gira en un plano horizontal. Este giro se puede hacer de dos formas, la primera consiste en un seccionador con dos columnas de aisladores que giran simultáneamente y arrastran las dos hojas, una que contiene la mordaza y la otra el contacto macho, la otra forma es un seccionador horizontal con tres columnas de aisladores.

La columna gira y en su parte superior sostiene las mordazas fijas.

b) Verticales.

Son iguales a las horizontales, con la diferencia de que los aisladores se encuentran en forma horizontal y la base está en forma vertical. Para compensar el peso de la hoja del seccionador también tiene un resorte que ayuda a cerrar.

c) Pantógrafo.

Son seccionadores de un solo poste aislante sobre el cual se soporta la parte móvil. Está formada por un sistema mecánico de barras conductoras que tiene la forma de los pantógrafos que se utilizán en las locomotoras eléctricas. La parte fija está colgada de un cable o de un tubo exactamente sobre el pantógrafo de tal manera que al irse elevando la parte superior de éste, se conecta con la mordaza fija cerrando el circuito.

La ventaja principal de éste tipo de seccionador es que ocupa el menor espacio posible, por esta razón son bastante utilizadas en subestaciones móviles.

Existen seccionadores de este tipo que son motorizados, éstos tienen un gabinete de control que normalmente está ligado al

gabinete de control del interruptor, de tal manera que nunca se pueda abrir o cerrar si antes no ha sido abierto el interruptor. Es importante hacer notar que, además de estos dos Dispositivos de Interrupción, existe una mezcla de ellos denominado "CIRCUIT-SWITCHER", Este elemento está conformado por una recámara herméticamente sellada con contactos normalmente cerrados uno por fase con un medio de extinción que es el Hexafloruro de Azufre (SF6) conectado en serie con un seccionador dispuesto ya sea horizontal o verticalmente. Se muestra un esquema en la figura Nº 3.

Este dispositivo tiene la ventaja de ocupar poco espacio y de tener poco peso, por lo que son muy utilizados en series SEM's, además de tener la capacidad de interrumpir, conducir y cerrar el paso a grandes corrientes de fallas, pues combina individualmente la acción que realizan tanto los seccionadores como los interruptores de potencia.

1.3.1.3. FUSIBLES

Son dispositivos de protección eléctrica de una red que hace las veces de un interruptor siendo más baratos que éstos. Se emplean en los lugares de una instalación eléctrica en que los relevadores y los interruptores no prevalecen por razones económicas.

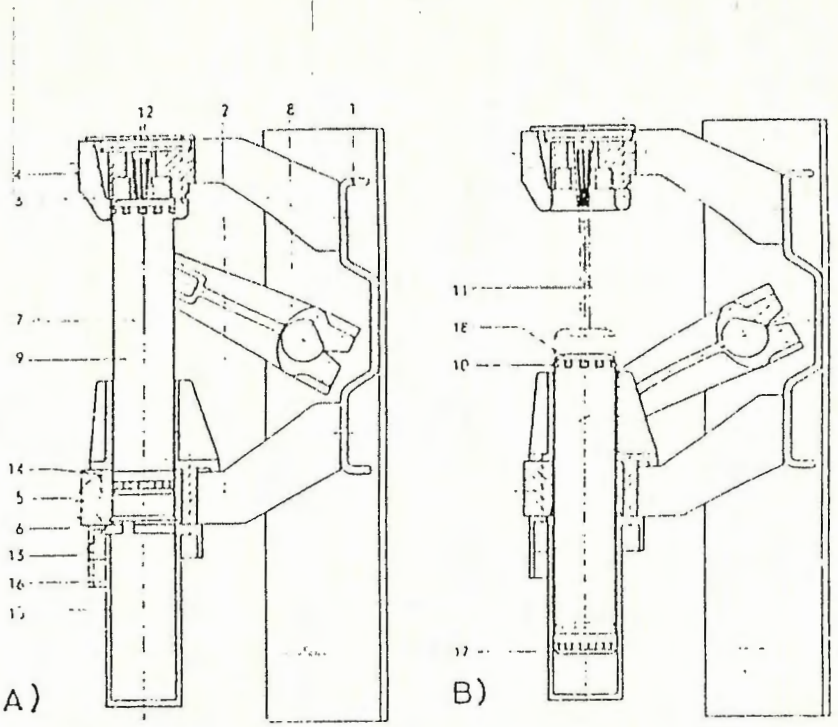


Fig. 3. Constitución del seccionador tripolar de potencia: a) posición de cierre. b) posición de apertura. 1-Bastidor de apoyo. 2-Aislador soporte de resina colada. 3-Contacto de seccionamiento. 4-Superficie de empalme. 5-Contacto de deslizamiento. 6-Superficie de empalme. 7-Tubo de maniobra. 8-Biela. 9-Envolvente de extinción. 10-Varillas conductoras. 11-Vástago auxiliar. 12-Contacto auxiliar. 13-Borde de formación del arco. 14-Anillo parachispas. 15-Cámara de extinción. 16-Abertura de salida. 17-Tapa aislante. 18-Tapa metálica.

La función principal es la de interrumpir circuitos cuando se producen en ellos una sobrecorriente y soportar la tensión transitoria de recuperación que ocurre posteriormente.

El juego de fusibles de alta tensión, en su parte fundamental, lo forman 3 polos.

Para los elementos fusibles se utiliza como material un alambre de aleación a base de plomo; o cintas de aleación a base de cobre o de aluminio.

Los fusibles constituyen un medio de protección, simple y económico de los sistemas eléctricos, aunque naturalmente con bastantes limitaciones.

Referente a su utilización, es muy amplio debido a su costo y a su simplicidad constructiva.

Un fusible típico de alta tensión está constituido por:

a) Una parte fija, conectada de forma permanente a los conductores bajo tensión llamada base, que recibe, mediante contactos adecuados, el cartucho del fusible.

b) Un elemento de restitución o fusible destinado a fundirse en caso de cortocircuito, pudiendo estar montado sobre un portafusible movible, destinado a facilitar el servicio y extracción del fusible. La característica de

funcionamiento del fusible está fijada por su calibre que viene dado por el valor de la corriente nominal en amperios.

c) Elementos de aislamiento, constituidos por aisladores de porcelana cuyas dimensiones van de acuerdo con la tensión nominal correspondiente.

d) Soporte metálico para fijar el conjunto.

e) Elementos de señalización, con el fin de que el cartucho fusible sea comprobado, si está o no fundido.

Durante la fusión del elemento ocurre la formación de un arco voltaico entre los puntos que se separan, ocasionado por la ionización del medio, que podrá ser el aire, ambiente o un elemento extintor.

El arco voltaico podría presentar un peligro para la instalación pudiendo inflamar partes, adyacentes si no hubiera una protección adecuada y una extinción inmediata; esto hace, que solamente sean considerados seguros los fusibles que tuvieran su "elemento fusible" totalmente "envuelto" y posean un elemento extintor; en general, ya sea arena, cristales de sílica o mica en polvo.

CLASIFICACION DE LOS CORTOCIRCUITOS FUSIBLES.

Existe gran diversidad de tipos que se clasifican de acuerdo a con los siguientes criterios:

- Por la forma de fusión: Fusión libre, fusión semicerrada, fusión cerrada, fusión de expulsión dirigida, etc.

- Por su principio de funcionamiento: Con relleno sólido, sumergidos en líquido, con formación de gases, etc.

- Por la forma de reemplazar el elemento fusible: Bajo tensión, con enclarecimiento, no reemplazable bajo tensión, no recambiable por el usuario, etc.

- Por la constitución de los contactos del elemento recambiable: De cuchillas, de pletina, atornillado, etc.

- Por el grado de protección: No protegido, protegido, cerrado, etc.

Además, se tiene otra clasificación de los cortocircuitos fusibles por la constitución del elemento recambiable, en base a:

- Fusibles de fusión libre: Constituidos por un hilo fusible tendido entre dos bornes, que funde en el aire.

- Fusible de expulsión (caso, de la subestación móvil): En los cuales, el hilo fusible está contenido en el interior de un cilindro, en el que el arco de ruptura provoca "la expulsión"de un gas destinado a soplar el arco.

- Fusibles de fusión cerrada: En el que el hilo fusible está sumergido en un material aislante que apaga el arco. Estos fusibles pueden ser:

  i) Sumergidos en material sólido pulveralento.

  ii) Sumergidos en material líquido.

FUSIBLES DE EXPULSION.

En este tipo de fusibles, el hilo fusible está constituido por un hilo o una lámina de corta longitud (algunos cms.), unida a una trenza de cobre. El arco se forma en el interior de un tubo de material expulsor de gases, que provoca la formación de una cantidad de gases suficiente para que la trenza sea violentamente lanzada al exterior, con lo que el arco se alarga y es soplado simultáneamente, hacia su extinción.

La ruptura total del arco no se produce hasta después de varios semiperíodos, con una apreciable tensión de arco. La duración del arco es tanto menor, cuanto mayor es la intensidad de la corriente de ruptura, siempre que ésta no exceda el poder de corte límite del fusible.

En síntesis el fusible es un dispositivo que está dotado de cierto poder de ruptura, destinado a cortar automáticamente el circuito eléctrico en el que se halla intercalado, cuando la corriente que lo atraviesa excede de cierto valor; este corte se consigue por fusión de un alambre fusible incluido en el aparato y en serie con el circuito eléctrico, el cual se calienta cuando pasa la corriente y se funde, interrumpiendo el circuito, cuando ocurre un cortocircuito. El esquema de un fusible se muestra en la figura Nº 4.

1.3.1.4. PARARRAYOS

Son dispositivos eléctricos formados por elementos resistivos y por explosores, cuya función principal es limitar la magnitud de las sobretensiones originales por descargas atmosféricas, operación de interruptores o desbalanceo de sistemas.

Entre sus características principales como dispositivo de protección se tienen:

- AISLADOR, mientras la tensión aplicada no exceda de cierto valor determinado.
- CONDUCTOR, al alcanzar la tensión dicho valor deberá conducir a tierra la onda de corriente producida por la onda de sobre tensión.

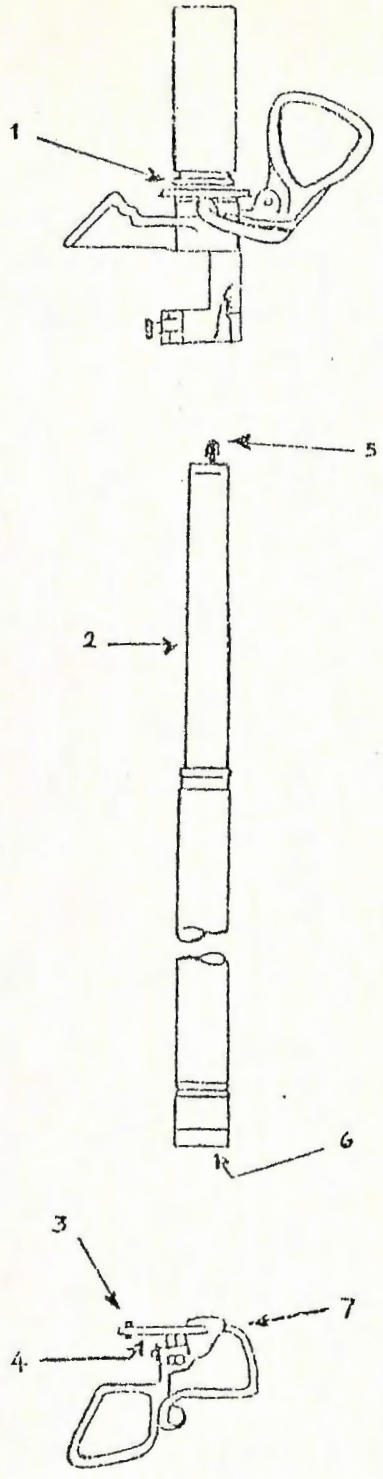


Fig. 4. Fusible tipo expulsión
1-Sello Superior. 2-Tubo Portafusible. 3-Tornillo de la abrazadera inferior. 4-Contacto indicador comprimido. 5-Golpeador. 6-Sello inferior. 7-Abrazadera.

- INTERRUPTOR DE CORRIENTE, luego de desaparecer la sobretensión y restablecerse la tensión nominal.

Los pararrayos deben estar conectados permanentemente a los circuitos que protegen, y entrar en operación en el instante en que la sobretensión logra un valor determinado que es superior a la tensión máxima del sistema.

Surge un concepto importante en el uso de los diferentes tipos de pararrayos y es el Voltaje de Operación Máximo Continuo (MCOV) designándose así a la máxima potencia a voltaje-frecuencia que puede ser continuamente aplicada a través del pararrayo en servicio. El MCOV viene dado en KVOLTIOS (KV).

Los pararrayos deben ser usados para aplicarse en subestaciones y áreas donde la protección sea muy escasa, se posee una alta capacidad de energía y además, una alta capacidad de presión de alivio sean requeridas.

En la figura 5A, muestra un pararrayos autovalvular moderno con todas sus partes esenciales.

Las partes más principales que constituyen a este tipo de pararrayos son las siguientes (Ver fig. 5B):

i) Explosores de cebado, este aisla de la línea los elementos del pararrayos para las tensiones normales de servicio, cebándose al aparecer una sobretensión que sobrepasa cierto nivel; el fabricante lo denomina explosor de Aislamiento.

ii) Explosor de extinción, es una serie de explosores, los cuales, tiene como misión interrumpir la corriente de fuga a su primer paso por cero, cerrando el trayecto conductor abierto por la corriente de descarga.

iii) Bloqueo autovalvular, tiene la característica tensión-corriente, no cuando es recorrido por alta corrientes; y por el contrario, esta resistencia es mayor por la corriente de fuga, que es mucho más pequeña, cuyo valor limita a uno moderado, siendo fácilmente cortado por el explosor de extinción.

iv) Conexión de tierra eyectable, es una de las particularidades de este tipo de pararrayos. Al averiarse un pararrayos a causa de una sobrecarga térmica (en el caso, de funcionamiento sobre una tensión de línea demasiado elevado), funciona el dispositivo, desconectando el cable de conexión a tierra, y sacando así, el pararrayos fuera de servicio, lo que evita un defecto línea-tierra en la red. Este dispositivo suprime el peligro de explosión del pararrayos y da la indicación de daño a los relevadores de protección.

En los pararrayos viene dada la respectiva placa de datos con los parámetros siguientes:

a) El MCOV.

b) Clase de Presión de alivio.

c) Serie y número de catálogo, y

d) Secuencia de apilado, si la unidad es la base de una múltiple unidad de apilamiento.

En las primeras instalaciones en que se emplearon estos dispositivos, su misión fundamental era limitar las sobretensiones de origen atmosférico.

Posteriormente se amplió su misión, utilizándose para la protección de instalaciones contra las sobretensiones de origen interno. Por ello, parece más adecuada denominarlos "Descargadores de Tensión".

Entre los rangos diseñados de los respectivos pararrayos de la SEM, se encuentran: De 3 a 27 KV, de 3-72 KV, de 9-240 KV y 258 a 468 KV.

En síntesis, los pararrayos son los dispositivos destinados a descargar las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas, por miembros o por otras causas que, en otro caso, se descargarían sobre los aisladores o perforando el aislamiento, ocasionando interrupciones en el sistema eléctrico y en la mayoría de casos, desperfectos en los generadores, transformadores, etc. Es por ello, que un pararrayos actúa a la manera de una válvula de seguridad.

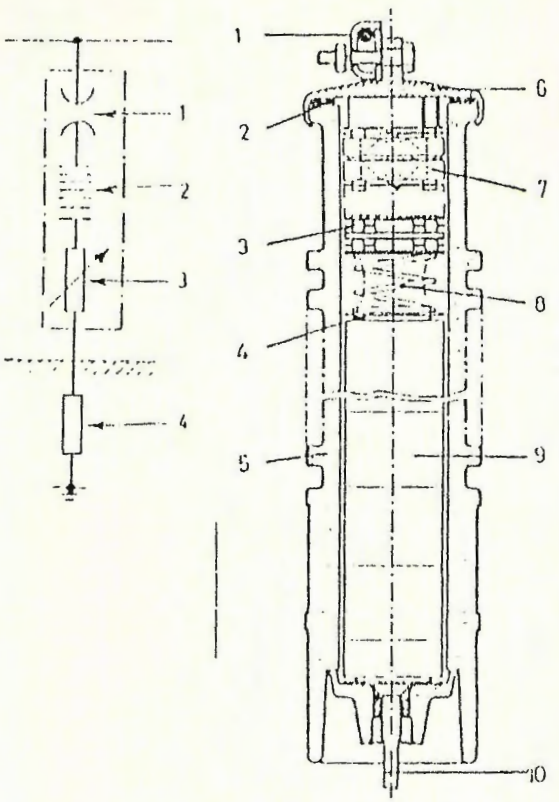


Fig. 5

A. Esquema de principio de un pararrayos autovalvular moderno: 1-Explosor de cebado. 2-Explosor de extinción. 3-Resistencia variable. 4-Resistencia de puesta a tierra.

B. Corte longitudinal de un pararrayos: 1-Borne de fijación. 2-Junta estanca. 3-Explosor de extinción. 4-Placa de contacto. 5-Aislador de porcelana. 6-Caperuza de aluminio embutido. 7-Explosor de aislamiento. 8-Resorte de contacto shuntado por una pieza de cobre. 9-Bloque autovalvular de resistencia variable. 10-Conexión de tierra eyectable.

1.3.2. SECCION DEL TRANSFORMADOR

1.3.2.1 TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Es la parte principal de toda subestación eléctrica estacionaria o móvil, cuya función principal es cambiar la magnitud de las tensiones eléctricas, transformando así, grandes bloques de potencia.

Para las subestaciones eléctricas móviles de El Salvador, los transformadores de potencia que cumplen con las normas y requerimientos de la red eléctrica de potencia tienen las siguiente características:

PARTES PRINCIPALES

1. PARTE ACTIVA

   Es formada por un conjunto de elementos separados del tanque principal y que agrupa los siguientes elementos:

   a) Núcleo, éste constituye el circuito magnético que está fabricado en láminas de acero al silicio, con un mínimo de espesor.

   b) Bobinas, estas constituyen el circuito eléctrico y se fabrican utilizando alambre de cobre o de aluminio electrolítico aislados con papel de celulosa. Los límites de temperaturas máximas estan de acuerdo a las normas internacionales.

c) Cambiador de derivaciones, mecanismo que permite regular la tensión. Puede ser operado bajo carga o en vacío ya sea manualmente o automáticamente.

d) Bastidor formado por un conjunto de elementos estructurales que rodean al núcleo y a las bobinas, y cuya función es soportar los esfuerzos mecánicos y electromangnéticos que se desarrollan durante la operación del transformador.

2. PARTE PASIVA.

Consiste en el tanque donde se aloja la parte activa, se utiliza en los transformadores cuya parte activa va sumergida en aceite aislante.

El tanque es una construcción sólida soldada en chapa de acero laminada, con fondo plano, posee diversos accesorios, los cuales destacan:

- Accesos para la inspección interna
- Soportes antivibración
- Trenes para desplazamiento longitudinal y transversal.
- Agarraderas
- Grifo de vaciado
- Válvulas de llenado
- Grifos de ensayo

Además, este tanque soporta: bombas de aceite, ventiladores, radiadores, aletas, y demás accesorios. Cada accesorio conformando un sistema de enfriamiento específico. Es decir, los radiadores y aletas aumentan la superficie de intercambio de calor del aceite, los ventiladores aceleran el intercambio de calor con el medio, las bombas aceleran la recirculación del aceite y el agua sirve como refrigerante auxiliar.

Para las subestaciones móviles, el enfriamiento según las normas americanas, puede ser:

a) OA: Enfriamiento natural de aceite y aire, realizada por convección y radiación mediante:

   - Radiadores: El radiador se puede desmontar separadamente sin tener que quitar el aceite del tanque, cerrando para ello las válvulas de independización correspondientes.

   - Aletas de enfriamiento: situación en la pared del tanque.

b) FA: Enfriamiento natural de aceite por medio de aire frío obtenido mediante ventiladores.

c) FAO: Enfriamiento forzado del aceite y aire.

d) FOW: Enfriamiento forzado del aceite y agua mediante un enfriador que incluye bombas de circulación.

1.3.2.2. ACCESSORIOS

Conjunto de partes y dispositivos que auxilian en la operación y facilitan las labores de mantenimiento entre los accesorios más importantes, se pueden citar:

a) Depósito conservador de aceite. Este depósito sirve para matener el tanque lleno de aceite a pesar de la dilatación y contracción del volumen de aceite en función de las variaciones de temperatura.

   Este depósito, sirve también para impedir la absorción de humedad e impedir el envejecimiento del aceite.

   Muchas veces, este depósito puede venir con una membrana de expansión, que separa completamente el aceite en el conservador de la entrada de aire.

b) Relé Buchholz: Dispositivo que detecta fallas internas en el tanque entre los defectos más comunes se pueden citar:

   - Ruptura de una conexión
   - Variaciones en las propiedades químicas del aceite.
   - Cortocircuito entre devanados
   - Desconexión de aislantes
   - Conexiones a tierras

c) Aislador Pasatapas. Son los aisladores terminales de las bobinas de alta y baja tensión.

d) Termómetro. Este instrumento es diseñado para indicar temperaturas del aceite y de los devanados del transformador está provisto de varios contactos, para señales de alarma y para la desconexión del disyuntor del transformador en caso de que suceda un falla en él.

e) Indicador del nivel de aceite. Indica las fluctuaciones de nivel de aceite del conservador.

f) Desecador de aire. Dispositivo que contiene silicagel y que sirve para secar el aire húmedo.

g) Dispositivo de imagen térmica. Elemento que muestra la evaluación de la temperatura del punto más caliente del devanado al que ha sido conectado.

h) Válvulas y tubos de seguridad.

- Válvula de sobrepresión. Detecta sobrepresiones en el transformador para señalar y para aliviar.

- Válvulas para muestreo de aceite

i) Conexiones a tierra. Cables que conectan todas las partes y accesorios metálicos a tierra.

j) Transformador de corriente tipo anillo. Este dispositivo transforma la corriente a un valor utilizable en la protección y medición.

Un esquema de un transfomador se muestra en la figura Nº 6.

1.3.3. SECCION DE BAJA TENSION

1.3.3.1. TRANSFORMADOR AUXILIAR DE DISTRIBUCION

Dispositivo que alimenta pequeños bloques de energía, transformando niveles medios de voltaje a niveles monofásicos trifilares o consumo particular, 120/240 V.

Este transformador puede ser montado sobre una plataforma o colocado directamente en un panel interno en el remolque de la subestación móvil.

Esta compuesto de:

1. Aislador pasatapa de alta tensión.
2. Aislador pasatapa de alta tensión.
3. Pararrayos.
4. Dispositivo para protección de cortocircuito.
5. Accesorios auxiliares.

Es importante mencionar que son dispositivos que utilizan aceite como medio de aislamiento y refrigeración.

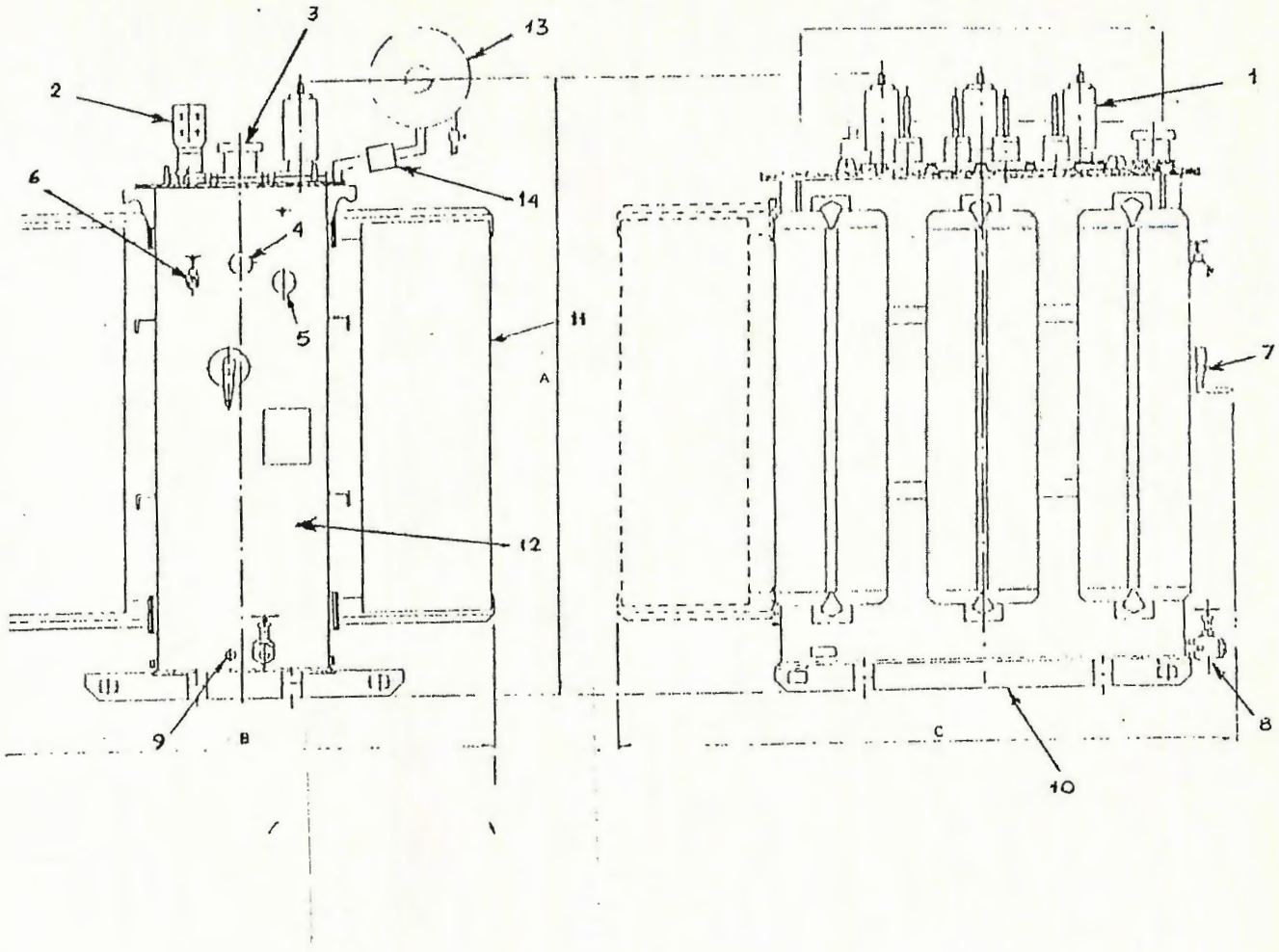


Fig. 6. Tranformador de potencia

1. Aisladores pasa tapas para alta tensión.
2. Aisladores pasa tapas para baja tensión.
3. Relevador mecánico de sobrepresión.
4. Indicador magnético de nivel.
5. Indicador de temperatura del aceite.
6. Válvula superior para conexión a filtro prensa.
7. Manija para conexión sin excitación del cambiador de derivaciones.
8. Válvula de muestreo.
9. Válvula para drenaje.
10. Base deslizante.
11. Radiadores.
12. Tanque.
13. Depósito conservador.
14. Relevador de gas (Buchholz).

1.3.3.2. PANEL DE INSTRUMENTOS

AMPERIMETROS Y VOLTIMETROS DE CA.

Medidores de CA que miden corriente y voltaje con cambios periódicos en amplitud y dirección.

AMPERIMETROS Y VOLTIMETROS DE CD.

Dispositivos que sirven para medir la corriente y voltaje.

VATIMETROS Y VARIMETROS.

Son dispositivos encargados de medir la potencia real en Vatios y la potencia reactiva en Vars respectivamente. Para el varímetro, la indicación de potencia reactiva puede ser en adelanto o en atraso.

MEDIDORES DE TIEMPO

Dispositivo que mide lapsos determinados de tiempo.

INDICADORES DE TEMPERATURA.

Son dispositivos encargados de sensar la temperatura de los diferentes equipos que lo requieran.

INDICADOR DE SECUENCIA DE FASE.

Es el dispositivo encargado de sensar la correcta rotación de las fases (A,B,C) y la presencia de las mismas utilizando pequeños focos de neón.

INDICADOR DE FRECUENCIA.

Es un elemento que sensa la frecuencia a la cual está operando el sistema.

MEDIDOR DE DEMANDA MAXIMA.

Indica la potencia promedio máxima y la potencia pico.

INDICADOR DE FALLA DE FASE.

Es el dispositivo que muestra la fase que ha sido sometida a una falla específica.

1.3.3.3 TRANSDUCTORES.

Los transductores son ocupados para tomar su señal de salida y llevarla a otros dispositivos como lo son los relevadores o instrumentos de medición, esta unidades operan de 50 a 500 Hz de frecuencia se caracterizan por su alto nivel de aislamiento entre la entrada, salida y la cubierta del aparato.

1.3.3.4. RELEVADORES DE PROTECCION

Los Relevadores son dispositivos elèctricos y electrònicos que protegen los equipos de una Instalaciòn Elèctrica de los efectos destructivos de una falla.

Estos elementos envìan a los Interruptores una señal que acciona la apertura de uno o varios circuitos elèctricos.

Los relevadores pueden ser de atracciòn electromagnètica, inducciòn elèctromagnètica y de estado sòlido.

Las SEM's modernas utilizan relevadores que operan electrònicamente por unidades lògicas de Estado Sòlido que son componentes de baja corriente y ademàs, trabajan con señales de voltaje, ya sea, de corriente alterna (AC) o de corriente directa (DC).

Estos se caracterizan por ser màs livianos, pequeños y de poseer una menor carga (burden), y necesitan relativamente poco mantenimiento.

Bàsicamente estos relevadores estàn constituidos por una fuente de tensiòn con su regulador, sensores de corriente, circuitos lògicos, circuitos de salida e indicadores.

Los controles que poseen son los de tiempo, corriente y voltaje.

1.3.3.4.1 RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE

Este tipo de relevadores son los más utilizados en subestaciones y en instalaciones eléctricas industriales, por lo general, se utilizan para detectar fallas entre fases y fallas a tierra, además de proteger equipos imprescindibles en las subestaciones como lo son los transformadores de potencia.

Este tipo de relevadores suelen tener disparo instantáneo y disparo temporizado, esto se hace para efectos de coordinación con las diferentes protecciones con que cuenta una subestación.

En las protecciones de sobrecorriente, se acostumbra usar dos relevadores para la protección de fallas entre fases y un tercero de mayor sensibilidad para la protección de fallas a tierra.

Estos relevadores se calibran o se ajustan para que operen con señales de corriente por encima del valor máximo de la corriente nominal del circuito protegido.

Las subestaciones móviles modernas utilizan por lo general relevadores de sobrecorriente de estado sólido, los cuales poseen un microprocesador que sensa las magnitudes monofásicas, de dos fases y neutro, trifásicas o trifásicas con neutro de señales de corriente alterna para poner protección al sistema de potencia.

Estos dispositivos sensan corrientes de 0.5 Amp. a 12 Amp., y poseen un retardo de tiempo para efectos de coordinación, este retardo de tiempo es iniciado cuando la corriente sensada excede el punto de "pickup", pero además tiene un mecanismo que para el conteo cuando la corriente baja de dicho punto, debido a fallas temporales.

Este ajuste se hace por medio de controles que están ubicados generalmente en el frente del panel del relevador, y se requiere el uso de curvas tiempo-corriente para que el ajuste sea exacto, estas curvas deben de ser proporcionadas por el fabricante.

La ventaja de este tipo de relevadores, es que posee un rango extenso de ajustes para que se diseñe un buen sistema de protección, estos ajustes pueden ser de tiempo y de corriente sensada.

Estas poseen además una gran cantidad de controles e indicadores que ya fueron mencionados anteriormente.

1.3.3.4.2. RELEVADOR DIFERENCIAL

La protección diferencial que se usa en la mayoría de fallas de fase a fase o fasea a tierra, es la más importante y aplicable a transformadores de potencia con capacidad de 5 MVA o más. Esta protección utiliza además, como mecanismo de funcionamiento, el denominado "RELEVADOR DIFERENCIAL", el

cual, se basa en el principio de desviación con respecto a la relación normal de las intensidades de corriente en los extremos de entrada y salida del transformador protegido.

Un desbalance en la corriente localizada en la parte protegida, es la magnitud encargada de efectuar el disparo y para indicación de la falla.

Sin embargo, estos relevadores tienen características especiales que los hace diferentes a los que se usan en los generadores; pues, los transformadores se ven sometidos a varios factores tales como, los diferentes niveles de voltaje, diferentes relaciones de los transformadores de corriente del lado de alta y baja tensión, el ángulo de desfase en las conexiones propias de la unidad y la corriente magnetizante del mismo, que podrá ser detectada como falla interna por este relevador.

En las subestaciones móviles (SEM's) modernas se utiliza el tipo de "Relevador Diferencial de Estado Sólido" que posee precisión y velocidad en la función a desempeñar, para evitar la desestabilidad del sistema.

Este tipo de Relevador actúa en unión con un Relevador Auxiliar de reposición Manual (Relevador Patrón) que abrirá el disyuntor que alimentan al transformador principal.

1.3.3.4.3. RELEVADOR DE FRECUENCIA

Es un relevador de estado sólido y dispositivo que monitorea la frecuencia de un voltaje monofásico. Está diseñado para indicar al respectivo disyuntor cuando remover la carga, ésto lo hace cuando el valor de la frecuencia del sistema alcanza un valor superior o inferior del valor nominal.

Este disposito posee un retardo de tiempo ajustable, el cual indica el tiempo el que actuará el interruptor si la falla permanece. Si la falla es temporal y desaparece en el transcurso del retardo de tiempo ajustado, el contador de tiempo vuelve a cero.

Existe relés que sensan la frecuencia para diferentes rangos y proveen diversos ajustes en el tiempo de retardo, denotados en curvas tiempo - frecuencia específicos, a fin de reconocer cualquier sobrefrecuencia o baja frecuencia.

1.3.4. ESPECIFICACIONES

Se entenderá por especificaciones del equipo todas aquellas características que detallen individualmente los diferentes dispositivos que conforman la subestación móvil (SEM).

Esto se hace con el objetivo de dar a conocer desde un punto de vista técnico los requerimientos indispensables para solicitar al fabricante la adquisición del equipo.

1.3.4.1. ESPECIFICACIONES GENERALES.

Primeramente se debe especificar la razón primordial para la adquisición de toda la SEM. Seguido de los datos generales de toda la subestación, estos son:

Potencia: _____ MVA

Número de fases: _____

Voltaje del lado de Alta: _____ Voltios

Voltaje del lado de Baja: _____ Voltios

Frecuencia: _____ Hertz

1.3.4.2. NORMAS DE REFERENCIA

En esta sección se detallan las normas a seguir para el diseño y fabricación de los equipos eléctricos que constituyen la SEM, estas normas generalmente son las EUROPEAS o las AMERICANAS.

1.3.4.3. CONDICIONES DE SERVICIO

Estas se refieren a las condiciones ambientales y Atmosféricas, las cuales, estará sometida la SEM, siendo algunas:

Temperatura Ambiente: T.máx: _____ °C

T.mín: _____ °C

Humedad Relativa: Desde _____ % a _____ %

Altitud: _____ m.s.n.m.

Nivel de Contaminación: Polvo, sal, humo, gases dañinos, etc.

1.3.4.4. DISENO Y CONSTRUCCION

Se deben especificar los rangos máximos de LONGITUD y PESO, para que la unidad completa pueda circular en las carreteras según las normas del país.

1.3.4.5. DISPOSICIONES

Aquí se detalla la ubicación física, tanto del LADO DE ALTA TENSION como del LADO de BAJA TENSION dentro del trailer, con el propósito de facilitar la maniobra y puesta en servicio de la unidad completa en las diferentes disposiciones físicas de la red eléctrica local.

1.3.4.6. DATOS TECNICOS

Los datos técnicos se refieren a los parámetros de cada uno de los dispositivos que coforman la SEM.

Esta sección comprende las características principales para especificar cada elemento a detallar:

INTERRUPTOR DE DESCONEXION

No. de Polos.

Tipo de Disparo.

Magnitud de tensión en KV.

Corriente Nominales A .

Corriente de cortocircuito iniciales KA

corriente de cortocircuito en KA.

Medio de extinción de Arco.

Tensión Máxima en KV.

Tensión de Restablecimiento en KV.

Resistencia de contacto.

FUSIBLES

Tensión Nominal en KV.

Tipo de fusible.

Característica tiempo corriente.

Corriente nominal en KA.

Rapidez de operación.

PARARRAYOS

Clase o tipo:

Tensión nominal en KV.

Tensión de Arqueo.

frente de Onda en KV.

Corriente descarga en KA.

Tensión Residual en KV.

Bil (Nivel Básico de Impulso): en KV.

Tensión Arqueo Máximo en KV.

SECCIONADORES

Corrientes de CARGA en amperios.

Tensión del Sistema en KV.

Capacidad Interruptiva:

Forma de Operación:

Tipo:

TRANSFORMADOR

Tipo de Instalación:

Capacidad en KVA.

Rango de Operación de temperatura.

Tensión de alta en KV.

Tensión de Baja en KV.

Tensión terciaria.

Frecuencia:

Número de fases.

Especificaciones del Grupo Vector:

Conexión del Devanado "H":

Conexión del Devanado "X":

Desplazamiento Angular entre "X" y "H":

Condiciones del Sistema:

Tipo de Aislamiento:

Tipo de Enfriamiento (con sus rangos de voltaje).

Con/sin cambiador de derivaciones bajo carga:

Máxima potencia de cortocircuito (que aparece en el sistema de potencia) en KVA.

Impedancia (Z) en %.

RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE

Tipo de fuente:

Rango de voltaje de entrada (AC o DC).

Burden en Watts o VA.

Rangos de corriente sensada.

Indicador de disparo.

Rango de selección del tiempo de corriente de operación.

Rango de selección de corriente de operación.

Exactitud de operación.

Exactitud del tiempo de retardo.

Temperatura de operación.

Temperatura de almacenaje.

RELEVADOR DE FRECUENCIA

Tipo de fuente:

Rango de voltaje de entrada (AC o DC).

Burden (W o VA).

Rangos de frecuencia sensada.

Indicadores de disparo.

Circuitos de salida.

Frecuencia mínima de operación.

Ajuste de tiempo de retardo para tiempo definido y tiempo inverso.

Exactitud del tiempo de retardo para tiempo definido y tiempo inverso.

Selector de frecuencias.

Temperatura de operación.

Temperatura de Almacenaje.

RELEVADOR DIFERENCIAL

El relevador diferencial para transformador de potencia está desarrollado, tanto en configuración monofásica y trifásica; y con las siguientes especificaciones:

Entradas sensoras de corriente (A continuos).

Burden Sensoras de corriente (VA a Amp/fase).

Control de escala de la corriente de entrada.

Restricciones de salida:

Corriente de operación nominal (A).

Mínima corriente de operación.

Restricción de 2ª armónica (% A).

Restricción de 5ª Armónica (% A).

Indicadores de disparo.

Unidades Monofásicas.

Unidades Trifásicas.

Tipo de fuente (AC o DC): Rango de voltaje entrada.

Atenuación de Armónica (% ajuste del cambiador de derivaciones).

Temperatura de operación (°C).

Tamaño del Panel (disposiciones de diseño).

INTERRUPTORES DE INSTRUMENTOS Y CONTROL

Entre las especificaciones más utilizadas se tienen:

Relación de Interrupción en Amperios (DC o AC).

Acción de Rotación (Mantenida, Retorno a Neutro y otros).

Accionamientos laterales (en posición y retorno de accionamiento).

Ubicación de contactos (posición de pares de contactos.

Voltaje de accionamiento en voltios (V).

Corriente nominal en Amperios (A).

RELEVADOR DE PARADA MULTI-CONTACTOS.

Las especificaciones al solicitarse un instrumento de este tipo son:

Características de la Bobina de Operación.

Corriente de voltaje promedio en Amperios.

Inductancia en Henrios.

Resistencia en ohmios.

Impedancia en ohmios.

Mínima corriente de operación en amperios.

Tiempo de operación en ciclos o segundos.

Relaciones nominales de los contactos como contacto sencillo o doble en serie.

TRANSFORMADOR DE INSTRUMENTO: TRANSF. AUXILIAR DE CORRIENTE

Las espeficicaciones recomendables al momento de solicitar un transformador de Instrumento (TI) a cualquier fabricante son:

Exactitud.

Relación de voltaje en voltios.

Relación de corriente en Amperios.

Relación Termal a 30 °C y a 55 °C.

Terminales.

Placa de Datos.

Burder Interno (Impedancia de cortocircuito).

en VA o Watts.

Factor de potencia.

TRANSDUCTORES

Voltaje nominal de entrada en voltios.

Corriente nominal de entrada en amperios.

Burden en Voltios-Amperios o Watts.

Voltaje de sobrecarga en voltios.

Corriente de sobrecarga en amperios.

Rango de frecuencia.

Rango de temperatura de operación.

UNIVERSIDAD DON BOSCO
BIBLIOTECA CENTRAL
"RAFAEL MEZA AYAU"
CIUDADELA DON BOSCO
SOYAPANGO, EL SALVADOR

CAPITULO II

2. OPERACION DE LOS DISPOSITIVOS QUE CONFORMAN UNA SUBESTACION MOVIL

2.1. GENERALIDADES.

Un sistema de potencia eléctrica debe asegurar que toda carga conectada a el mismo disponga interrumpidamente de energía. Cuando dicho suministro se extiende a poblaciones distantes, el sistema cuenta con varios miles de kilómetros de líneas de distribución. Las líneas de transmisión de alta tensión que conducen energía para grandes cargas, pueden extenderse hasta por varios centenares de kilómetros. Debido a que por lo general todas estas líneas son aéreas o elevadas y están expuestas a la intemperie, la probabilidad de que se interrumpan por causas tales como tormentas, caída de objetos externos, daño a los aisladores, etc. es muy grande. Estas pueden ocasionar no sólo daños mecánicos, sino también fallas eléctricas. Una de las principales causas frecuentes de interrupción del suministro, es la falla en derivación o cortocircuito, que ocasiona un cambio súbito y a veces violento en la operación del sistema.

Los relevadores de protección y los sistemas de relevadores dentro de las subestaciones, ya sea estacionarias o móviles, detectan condiciones anormales tales como las fallas en los

circuitos eléctricos y, en forma automatica, los interruptores operan para aislar con mayor rapidez la zona defectuoso del sistema. Esto limita el daño al lugar en el que se localiza la falla e impide que sus efectos se propaguen al sistema. La función de los relevadores de protección acoplados a los interruptores, consiste, pues, en prevenir las consecuencias fatales de las fallas. El interruptor debe poder interrumpir tanto las corrientes normales como las corrientes de falla. También, el relevador de protección tiene que reconocer una condición anormal en el sistema de potencia, y actuar adecuadamente para eliminarla con seguridad y así evitar al máximo la perturbación en la operación normal.

Debe entenderse que un relevador de protección no puede prevenir las fallas. Sólo puede actuar después de que ésta se ha presentado. Sería muy conveniente que la protección pudiera anticipar y prevenir las fallas, pero obviamente esto es imposible, excepto cuando una causa original de la falla produce alguna anormalidad que haga funcionar a un relevador de protección. Sin embargo algunos dispositivos como el relevador Buchholz, pueden anticipar y prevenir las fallas mayores.

2.2. DEFINICIONES.

2.2.1. CORRIENTE NOMINAL (In)

La corriente nominal en servicio continuo es el valor eficaz de la corriente que el aparato está en condiciones de conducir en forma permanente, a la frecuencia nominal, manteniendo las temperaturas de sus diferentes partes, dentro de valores específicos.

2.2.2. PODER DE INTERRUPCION.

Se trata de una característica que corresponde a los interruptores.

El poder de interrupción de cortocircuito es la más elevada corriente de cortocircuito que el interruptor debe ser capaz de interrumpir en condiciones de falla.

2.2.3 CORRIENTE DE INTERRUPCION.

Es la corriente que se presenta en un polo de un interruptor en el instante de inicio del arco, durante una operación de apertura.

2.2.4. CAPACIDAD DE CIERRE O ESTABLECIMIENTO.

Es el máximo valor de cresta de la corriente que un interruptor puede establecer con una tensión especificada, y en condiciones de uso y comportamiento establecidas.

2.2.5. CORRIENTE DE BREVE DURACION ADMISIBLE.

Es la que un aparato puede soportar por un tiempo lapso, del orden de segundos y se indica por su valor eficaz.

Este tiempo se le denomina máxima duración del cortocircuito.

2.2.6. CORRIENTE DE CRESTA ADMISIBLE

Es el pico máximo de corriente (Is) que un aparato puede soportar.

2.2.7. TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.

Las características particulares del transformador de corriente son:

- Relación de transformación, que es la relación entre las corrientes nominales primarias y secundarias (Kn).

- Error de corriente, es el que introduce el transformador en la medida del módulo de la corriente.

- Error de ángulo, diferencia de fases entre la corrientes primaria y secundaria.

- Burden o carga, es la carga expresada por su potencia aparente y factor de potencia, referida corriente nominal secundaria, a la que corresponden los valores límites de error.

- Potencia nominal, o de precisión, es la que el transformador entrega a la corriente nominal secundaria cuando tiene conectada la carga nominal.

- Corriente térmica y dinámica se controlan con el secundario en cortocircuito.

- Corriente máxima permanente de calentamiento, es el mayor valor eficaz de la corriente que puede hacerse circular en el primario sin que el calentamiento supere límites establecidos de temperatura.

2.2.8. TRANSFORMADOR DE TENSION.

Las características particulares de los transformadores de tensión son:

- Relación de transformación, que es la relación entre las tensiones normales primaria y secundaria (Kn).

- Error de tensión, es el que introduce el transformador en la medida de módulo de la tensión.

  $e = (Kn\ Us - Up) / Up$

- Error de ángulo, que es la diferencia de fases entre las tensiones primarias y secundarias.

- Burden o carga, es la carga expresada por su potencia aparente y factor de potencia referida a la tensión nominal secundaria a la que corresponde los valores límites de error.

- Potencia térmica nominal, es la potencia aparente con factor de potencia unitario que el transformador puede entregar sin superar los límites de la temperatura establecidos.

- Factor de tensión nominal, es la relación respecto de la tensión primaria nominal del mayor valor de tensión con el cual el transformador satisface especificaciones de calentamiento, por un tiempo determinado y respetando otras condiciones establecidas en las normas.

2.2.9. SOBRETENSION.

Sobretensión es toda tensión función del tiempo, entre conductor de fase y tierra que sobrepasa el valor pico de la tensión (máxima) fase-tierra o entre conductores de fase, que sobrepasa el valor pico de la tensión fase-fase.

Las sobretensiones se evalúan en por unidad, cuando se trata de sobretensiones fase-fase se expresan como K raiz(3) = 1.7321 K.

2.2.9.1 CLASIFICACION DE LAS SOBRETENSIONES:

Las sobretensiones puedon clasificarse en:

- La tensión máxima que puede presentarse en modo permanente, define la tensión nominal de los equipos.

- Las sobretensiones temporales, resultan de cambios de configuraciones de la red, y se presentan ante pérdidas de carga, resonancias fallas a tierra. Su duración es del orden del tiempo de actuación de los reguladores o las protecciones.

- El nivel de las sobretensiones depende de la configuración de la red y del punto considerado, y en general es tanto menor cuanto más mallada os la red y cuantos más puntos a tierra de neutros se tengan.

- Para limitar las sobretensiones temporales, en caso de falla, en las fases no falladas, se trata de lograr cierta relación entre la impedancia a la secuencia cero y la impedancia directa (Zo menor de 3 Zd).

- Las sobretensiones de maniobra se presentan ante los cambios bruscos de configuración de la red, asociadas a cierres y aperturas de interruptores o a fallas.

- Se presentan por interrupciones de carga reactiva, líneas de transmisión, o, de transformadores, por fallas, durante el cierre y el recierre, etc.

- Sobretensiones atmosféricas se presentan ante fallas del blindaje dado por el hilo de guarda y la sobretensión puede provenir de una línea o producirse en la estación.

- Mientras que las sobretensiones atmosféricas afectan una sola fase, las sobretensiones de maniobra afectan a dos o las tres fases simultáneamente; es entonces importante el estudio de su efecto sobre el aislamiento fase-fase.

- Las sobretensiones temporales en cambio no pueden ser drenadas por su excesiva duración.

2.3. NATURALEZA Y CAUSA DE LAS FALLAS

Una falla es simplemente una condición anormal que ocasiona una reducción de la resistencia del aislamiento básico ya sea entre los conductores de las fallas, entre los conductores de las fases y la tierra o entre cualquiera de las mallas a tierra que rodeen a los conductores. En realidad, la reducción del aislamiento no se considera como falla, hasta que produce algún efecto en el sistema,es decir, hasta que provoca un exceso de corriente o la reducción de la impedancia entre los conductores o entre los conductores y la tierra, a un valor inferior al de la impedancia de carga mínima normal para el circuito.

Es inevitable que en el sistema de potencia nacional, constituido por generadores, interruptores, transformadores, circuitos de transmisión y de distribución, no ocurra alguna falla. La probabilidad de que se presente una falla o una condición anormal en las líneas de energía es mayor simplemente porque su longitud y exposición a la atmósfera, son mayores.

Antes de proceder al estudio de las diversas causas de falla, conviene clasificarlas en función de su origen:

a) La interrupción puede ocurrir con voltaje normal a causa del deterioro del aislamiento y el daño debido a hechos impredecibles, como el que se posen pájaros sobre las líneas, los cortocircuitos accidentales ocasionados por serpientes, cuerdas de cometas, ramas de árboles, etc.

b) La interrupción puede ocurrir por voltajes anormales, ya que el aislamiento sólo puede soportar el voltaje normal. Esto sucede ya sea, por variaciones ocasionadas por los interruptores o por variaciones causadas por rayos.

La práctica actual consiste en preveer un alto nivel de aislamiento, que va de 3 a 5 veces el valor nominal del voltaje. Sin embargo, la resistencia de dicho aislamiento disminuye con la acumulación de contaminantes sobre una fila de aisladores que, por ejemplo en las áreas industriales, se

origina por el depósito de hollín o de polvo de cemento, esta disminución es la resistencia del aislamiento sólo ocasiona pequeñas fugas de corriente, pero a la larga esto acelera el deterioro. Aun cuando la instalación esté encasquillada, como ocurre con los cables blindados o armados y con los interruptores de coraza metálica, el aislamiento se deteriora conforme va pasando el tiempo.

El aislamiento de las líneas y de los aparatos pueden estar sujetos a sobrevoltajes transitorios debido al funcionamiento de los interruptores. El voltaje que se eleva con rapidez, puede alcanzar un valor máximo de aproximadamente el triple del voltaje entre fase y neutro. En estos casos, se provee inicialmente un nivel de aislamiento más alto. Un sistema podrá soportar estos continuos sobrevoltajes, si los niveles de aislamiento han sido escogidos correctamente y no han sido alterados por alguna de las causas descritas en el inciso a). Sin embargo, si por alguna causa el aislamiento se ha debilitado, es de esperarse que ocurra alguna falla en el momento que los interruptores empiecen a funcionar. En los sistemas de potencia los rayos producen una variación del voltaje del orden de millones de voltios, y en estas circunstancias no es factible proveer un aislamiento que pueda soportar tal anormalidad. En los círculos de energía, estas subidas viajan a la velocidad de la luz, siendo los factores limitadores; la variación o subida de la impedancia y la resistencia de la línea.

2.3.1 CONSECUENCIA DE LAS FALLAS

El fuego es la consecuencia más grave de una falla mayor no eliminada, ya que puede no sólo dañar la parte en que se originó, sino extenderse al sistema y ocasionar su destrucción total. El tipo de falla más común, y también el más peligroso, es el cortocircuito, el cual puede ocasionar cualquiera de las siguientes fallas:

1.- Gran reducción del voltaje de la línea en una parte importante del sistema. Esto conduce a la interrupción del suministro a los consumidores y puede ocasionar fugas en la producción.

2.- Daños a los elementos eléctricos del sistema.

3.- Daños a otros aparatos del sistema, debido a sobrecalentamiento y a fuerzas mecánicas anormales.

4.- Perturbaciones en la estabilidad del sistema eléctrico, que incluso pueden ocasionar un paro completo del sistema de potencia.

5.- Marcada reducción en el voltaje, que a veces puede ser tan grande que hace que fallen los relevadores que tienen bobinas de presión.

6.- Considerable reducción en el voltaje de los alimentadores en buen estado conectados al sistema que está fallando.

2.4. PROTECCION PRIMARIA Y DE RESPALDO

Todas las subestaciones en El Salvador tienen sus propios relevadores protectores para determinar la existencia de una falla y disyuntores para desconectarla del sistema.

En el caso de la subestación móvil, los relevadores operan debido a corrientes y voltajes derivados de transformadores de corrientes o de potencia, o bien, de dispositivos de potencia. Además, existe un sistema que proporciona la corriente directa de disparo del disyuntor. La eliminación efectiva depende de la condición del suministro de C.D. de la continuidad del alambrado y de la bobina de disparo, así como de la correcta operación mecánica y eléctrica del disyuntor y del cierre de los contactos de disparo del relevador.

En caso de que falle uno de estos elementos, y la falla en una zona dada no se elimina por medio del esquema de protección primaria, existen una protección de respaldo para efectuar lo mejor posible el siguiente paso. En primer término, esto significa eliminar automáticamente la falla completa, si es posible, aun cuando se requiera desconectar una gran parte del sistema. Las medidas que se toman para proporcionar la protección de respaldo varían mucho, dependiendo del valor y de la importancia de la instalación asi como de las consecuencias de la falla.

Normalmente, la protección de respaldo es diferente de la protección principal y debe ser, de preferencia, del tipo no unitario, por ejemplo, protección por sobrecorriente o a distancia. Por razones económicas, por lo general, ésta no es tan rápida ni tan discriminativa como la protección principal.

2.5 PRINCIPIOS BASICOS DE OPERACION DEL SISTEMA DE PROTECCION.

En un esquema de protección, cada relevador realiza una función específica y responde en forma también específica a cierto tipo de cambio en las magnitudes del circuito. Por ejemplo, un tipo de relevador puede operar cuando la corriente aumenta más allá de una cierta cantidad, mientras que otro puede comparar la corriente y el voltaje cuando la relación V/I sea menor que un valor dado. Al primero se le conoce como relevador de sobrecorriente y al segundo como relevador de baja impedancia. De modo semejante, pueden hacerse varias combinaciones de estas cantidades eléctricas según las necesidades de una determinada situación, porque para cada tipo y ubicación de la falla, existe alguna diferencia distintiva entre estas cantidades, y existen diversos tipos de equipos de relevadores protectores disponibles, cada uno de los cuales está diseñado para identificar una diferencia en particular y operar en respuesta a ella.

2.6 FALLAS

La mayor parte de las fallas en los sistemas de energía son asimétricas y pueden consistir en cortocircuitos asimétricos, fallas asimétricas a través de impedancias, o conductores abiertos. Las fallas asimétricas se presentan como fallas de línea-tierra, línea a línea o doble línea-tierra. El camino de la corriente de falla de línea a línea o de línea a tierra puede o no tener impendancia.

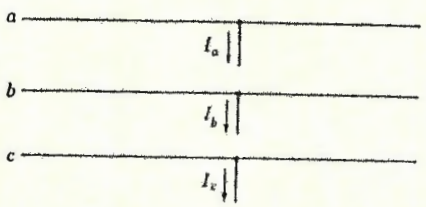


Fig.7 Los tres conductores de un sistema trifásico. Las varillas portadoras de las corrientes Ia, Ib, Ic, pueden interconectarse para representar distintos tipos de fallas.

2.6.1. FALLAS ASIMETRICAS EN SISTEMAS DE POTENCIA.

Designaremos Ia, Ib e Ic a las corrientes que salen del sistema equilibrado inicial, en la falla de las fases, a, b y c. Podemos imaginar las corrientes Ia, Ib, Ic, refiriéndonos a la figura, que muestra las tres línea de un sistema trifásico

en la parte de la red en que se presenta la falla. Uniendo las varillas b y c se obtiene una falla línea-línea a través de una impedancia nula. La corriente en la varilla "a" es entonces cero e Ib es igual a - Ic.

Las tensiones de línea a tierra en la falla se designarán por Va, Vb, y Vc. Antes de ocurrir la falla, la tensión de línea a neutro de la fase "a" en el punto de falla es Vf, que es una tensión de secuencia positiva, ya que el sistema se supone equilibrado.

2.6.1.1. FALLA SIMPLE LINEA-TIERRA

En la falla existen las relaciones siguientes:

$$I_b = 0 \qquad I_c = 0 \qquad V_a = 0$$

Así para una falla línea-tierra,

$$I_{a1} = I_{a2} = I_{ao}$$

y

$$I_{a1} = \frac{V1}{Z_1 + Z_2 + Z_o}$$

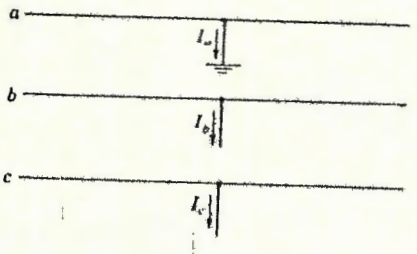


Fig.8 Diagrama de conexiones de las varillas hipotéticas para una falla de línea simple a tierra.

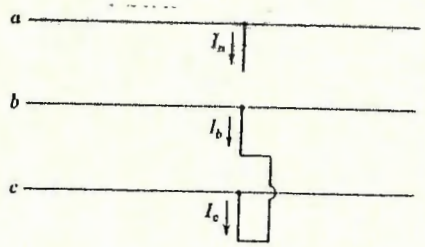


Fig.9 Diagrama de conexiones de las varillas hipotéticas para una falla de línea a línea.

Las ecuaciones para este tipo de falla, nos dicen que las tres redes de secuencia deben estar conectadas en serie por el punto de falla para simular una falla simple de línea a tierra.

2.6.1.2 FALLA LINEA-LINEA.

En falla se cumplen las condiciones:

$$V_b = V_c \qquad I_a = 0 \qquad I_b = -I_c$$

$$V_{a1} = V_{a2}$$

$$I_{a1} = \frac{V1}{Z1 + Z2}$$

Estas ecuaciones indican que las redes de secuencia positiva y negativa deben conectarse en paralelo, en el punto de falla, para simular una falla linea-linea.

2.6.1.3 FALLA DOBLE LINEA-TIERRA

En la falla existen las relaciones:

$$V_b = V_c = 0$$

$$I_a = 0$$

$$V_{a1} = V_{a2} = V_{a0}$$

$$I_{a1} = \frac{Vf}{Z_1 + Z_2 Z_0 / (Z_2 + Z_0)}$$

Estas ecuaciones indican que las tres redes de secuencia deben ser conectadas en paralelo en el punto de falla para simular la falla doble línea-tierra.

2.6.2. INTERPRETACION DE LAS REDES DE SECUENCIA INTERCONECTADAS.

Podemos observar que las redes de secuencia de un sistema de energía puede interconectarse de forma que la resolución de las redes resultantes proporcione las componentes simétricas de la corriente y la tensión en la falla. En la fig.11 se dan las conexiones de las redes de secuencia para simular varios tipos de fallas, incluso una falla trifásica simétrica. Las redes de secuencia se representan esquemáticamente por medio de un rectángulo con una línea gruesa en su interior, que representa la barra de referencia de la red, y un punto P que representa el punto de la red en que se presenta la falla. La red de secuencia positiva contiene f.e.m. que representan las tensiones internas de las máquinas.

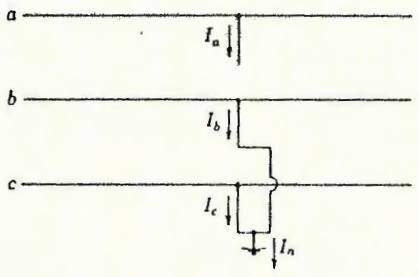


Fig.10 Diagrama de conexiones de las varillas hipotéticas para una falla doble línea a tierra.

Si las f.e.m. en una red de secuencia positiva, tal como la mostrada en la Fig. 12 , se sustituyen por cortocircuitos, la impedancia entre el punto de fallo P y la barra de referencia es la impedancia de secuencia positiva Z1 en las ecuaciones deducidas para fallas en un sistema de energía y es la impedancia serie del equivalente de Thévenin del circuito entre P y la barra de referencia. Si la tensión Vf se conecta en serie con esta red de secuencia positiva modificada, el circuito resultante, representado en la fig.12b , es el equivalente de Thévenin de la red de secuencia positiva original. Los circuitos representados en la Fig.12 , son equivalentes solamente en sus efectos sobre cualquier conexión

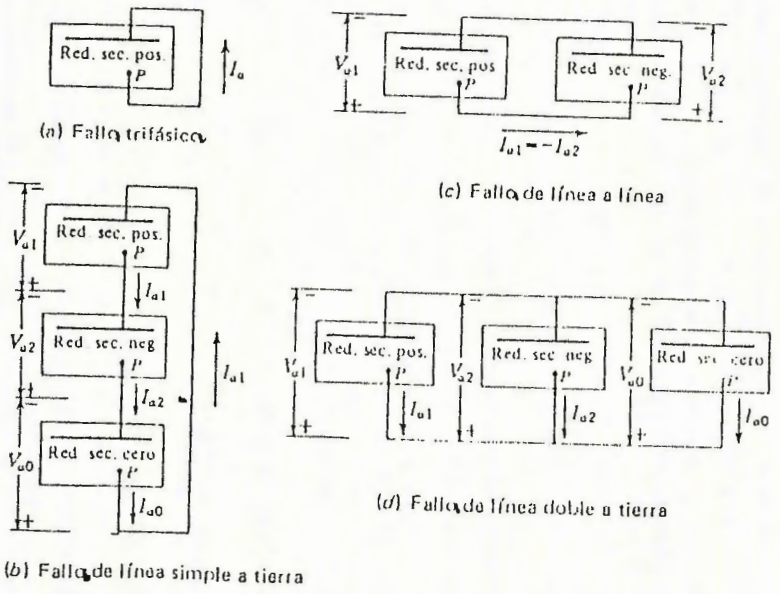
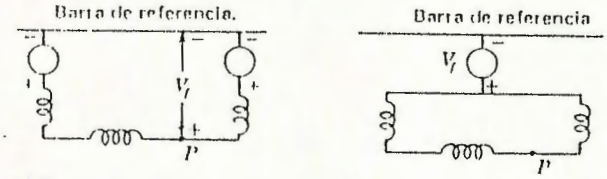


Fig.11 Conexiones de las redes de secuencia para la simulación de varios tipos de fallas. Las redes de secuencia se indican por rectángulos. El punto de falla es P.

exterior que se haga entre P y la barra de referencia de la red original. Se puede ver fácilmente que no circulan corrientes en las ramas del circuito equivalente en ausencia de una conexión exterior, pero sí circulará corriente en las ramas de la red de secuencia positiva original, si existe una diferencia cualquiera, en fase o amplitud, entre las dos f.e.m. de la red. En la fig.12a, la corriente que circula en las ramas en ausencia de conexión exterior es la corriente de carga anterior a la falla.



(a) Red de secuencia positiva. (b) Equivalente Thévenin de la red de secuencia positiva.

Fig.12 Red de secuencia positiva y su equivalente Thévenin.

Si otras redes de secuencia se interconectan con la red de secuencia positiva de la fig. 12a , o su equivalente representado en la fig. 12b, la corriente que sale de la red o su equivalente es Ia1 , y la tensión entre P y la barra de referencia es Va1. Con tal conexión exterior, la corriente en cualquier rama de la red de secuencia positiva original es la corriente de secuencia positiva en la fase a de dicha rama durante la falla. Está incluida la componente de pre-falla de

esta corriente. La corriente en cualquier rama del equivalente de Thévenin en la fig.12b es, sin embargo, solo la porción de la corriente de secuencia positiva real determinada, repartiendo Ia1 entre ramas, según sus impedancias, y no incluye la componente de pre-falla.

2.6.3. FALLAS A TRAVES DE IMPEDANCIAS.

Se ha estudiado que las fallas consistían en cortocircuitos directos entre líneas y desde una o dos líneas a tierra. Aunque tales cortocircuitos dan lugar al valor más alto de la corriente de falla y son, por tanto, los valores más prudentes a utilizar en la determinación de los efectos de las fallas previsibles, la impedancia de falla es nula muy rara vez. La impedancia entre la línea y tierra depende de la resistencia del arco, de la misma torre y de su basamento, si no se utilizan cables de puesta a tierra. Las resistencias del basamento de la torre constituyen la mayor parte de la resistencia entre la línea y tierra, y depende de las condiciones del suelo. La resistencia de la tierra seca es de 10 a 100 veces la del terreno enfangado. El efecto de la impedancia en la falla se determina deduciendo ecuaciones parecidas a las encontradas para las fallas con impedancia cero. Las conexiones de las varillas hipotéticas para la falla a través de una impedancia son las mostradas en la fig. 13

Un sistema que incluye la falla, permanece simétrico después de presentarse una falla trifásica que tenga la misma impedancia entre cada línea y un punto común. Sólo circulan corrientes de secuencia positiva. Con la impedancia Zf de falla, igual para todas las fases, como se ve en la fig.13a la tensión en la falla es y como circulan corrientes de secuencia positiva,

$$V_a = I_a \times Z_f$$

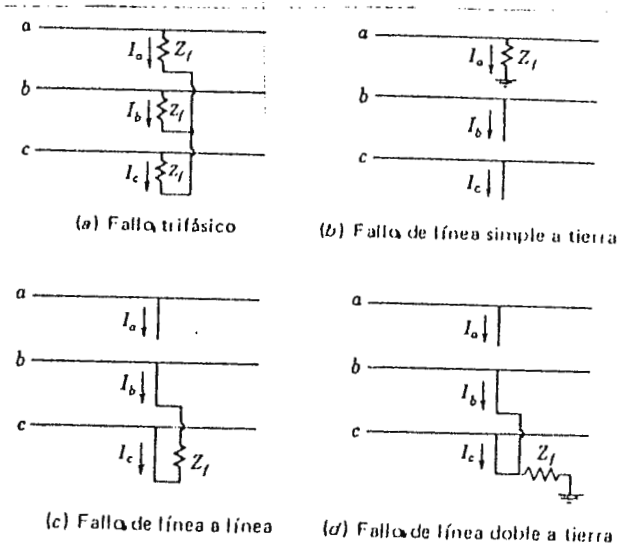


Fig.13 Diagrama de conexiones de las varillas hipotéticas para varios tipos de fallas a través de una impedancia.

$$V_{a1} = I_{a1} Z_f = V_f - I_{a1} Z_1$$

y

$$I_{a1} = \frac{V_f}{Z_1 + Z_f}$$

Se podría hacer una reducción formal para las fallas de línea simple a tierra y línea doble a tierra a través de una impedancia, como en las fig.13b y d, pero, mejor, llegaremos a las conexiones correctas de la red de secuencia por comparación con las fallas sin impedancia.

2.7. CONDICIONES DE OPERACION.

2.7.1. INTERRUPTOR DE POTENCIA O DISYUNTOR

Se había mencionado una definición de lo que es un interruptor de potencia o disyuntor: dispositivo destinado al cierre y apertura de la continuidad de un circuito eléctrico. Las condiciones en que puede efectuar esta interrupción pueden ser en condiciones normales o en condiciones de falla en el sistema que dicho aparato esté incluido.

Los disyuntores, por lo general permanecen en la posición de "cerrado" llevando corriente de carga con los rangos para los cuales ha sido diseñado, esta condición es llamada normal.

Una vez la corriente sufre alteraciones causadas por un corto circuito, o por fallas en el sistema, el disyuntor responde

automáticamente abriendo sus contactos y aislando la parte del circuito que proteje, quedando el disyuntor en la posición de "abierto".

El comportamiento del disyuntor determina el nivel de confiabilidad en las posiciones estáticas, pero deberán ser efectivos instantáneamente cuando son llamados a efectuar cualquier operación de maniobra, el margen de operación de los disyuntores es muy amplio, pero en alta tensión 115 a 230 KV se pueden esperar corrientes de falla de 10 KA a 80 KA, por lo que es necesario la inmediata operación del disyuntor para evitar daños en equipos eléctricos vitales para el mantenimiento y continuidad del sistema eléctrico.

El disyuntor es utilizado también para mantenimiento de los transformadores de potencia, dando seguridad al personal encargado, además, apoyados con maniobras de seccionadores se pueden diseñar configuraciones, para que, en caso de falla de cualquier bus, o transformador no interrumpir por completo el suministro de energía eléctrica.

El disyuntor se puede accionar manualmente, automáticamente por medio de señales de corriente que provienen de relevadores que son los encargados de sensar cualquier perturbación y también, en forma remota a través de un equipo de comunicación (SCADA).

Cuando el interruptor de potencia abre sus contactos automáticamente debido a un cortocircuito se presentan una serie de fenómenos que son importantes analizarlos a la hora de estudiar las condiciones de operatividad; el primer fenómeno es el arco producido por la interrupción brusca de una corriente, de la rapidez de extinción de este arco depende la operatividad del disyuntor.

La tensión de reestablecimiento después de la apertura de los contactos es otro fenómeno que se deriva de la extinción del arco en los contactos y se incluye dentro de los aspectos a considerar en las condiciones de operación debido a que este valor debe de ser bajo para poder tener otro dato para la operatividad del disyuntor, de este valor se deriva la potencia de cortocircuito trifásica del interruptor, que es el producto de la tensión de reestablecimiento para la corriente, ya sea simétrica o asimétrica por la raíz cuadrada de tres.

Las fallas pueden ser (temporalmente hablando):

a) Transitorias.

b) Semipermanentes

c) Permanentes.

Una falla "transitoria" es la producida por la descarga de un rayo, puede variar desde unas centèsimas de segundo hasta unas dos dècimas, un fallo "semipermanente" puede ser aquel producido por el contacto de una rama de un àrbol con conductores de alta tensiòn, la rama se consumirìa, pero produciendo una sobrecorriente percibida por el relevador, esta falla es de mayor duraciòn que el caso anterior. La falla "permanente" son fallas que no desaparecen, pueden ser cortocircuitos en el bobinado del transformador o fallas de contactos entre conductores anteriormente mencionados.

El recierre de los contactos de un interruptor podrìa darse cuando la falla no es permanente debido a que el interruptor està en la capacidad de volver a cerrar sus contactos cuando la falla desaparece ràpidamente.

2.7.2 SECCIONADORES

Los seccionadores operan para efectuar en forma visible una uniòn o separaciòn de diferentes elementos que componen una instalaciòn de forma que no se interrumpa el funcionamiento del resto de la instalaciòn. Con la ayuda de los seccionadores pueden lograrse mùltiples posibilidades de conexiòn como por ejemplo,conmutar derivaciones en sistemas de barra mùltiples. Tambièn de esta forma se pueden realizar trabajos o reparaciones en elementos de instalaciòn, dejàndolos previamente sin tensiòn.

Aunque los seccionadores han de maniobrarse normalmente sin carga, en determinadas circunstancias, pueden conectarse y desconectarse con pequeñas cargas. Por ejemplo, con una tensión nominal de 6 a 10 KV se puede cortar una corriente de unos 2 A, y con una tensión nominal de 15 a 30 KV, una corriente de aproximadamente 1A, cuando se trata de la interrupción de corrientes magnetizantes como la corriente en vacío de transformadores de potencia (corrientes inductivas) la carga que pueden cortar los seccionadores es bastante menor.

Los seccionadores deben tener un poder aislante suficiente por lo que se montan generalmente sobre aisladores de apoyo adecuados a la tensión de servicio, además, sus contactos deben estar construidos de tal forma, que la parte móvil o cuchilla tenga tendencia a cerrarse aún bajo la acción de los esfuerzos electrodinámicos producidos por la acción de las corrientes de cortocircuito.

Los utilizados en las instalaciones eléctricas de alta tensión tienen muy variadas formas constructivas que dependen, sobre todo, de la tensión nominal de la instalación y, en menor grado, de la corriente que ha de atravesar el seccionador, del espacio disponible, de consideraciones económicas, etc.

2.7.3. FUSIBLES.

Como se mencionó anteriormente, la función principal del fusible, como dispositivo sencillo de protección es interrumpir los circuitos eléctricos ante la aparición de un excesivo incremento de la corriente nominal, fundiéndose el elemento fusible en un determinado tiempo al superarse los límites máximos de amperaje previstos. Además, los fusibles deben ser capaces de resistir una tensión transitoria de recuperación que se produce posteriormente.

Fusible Tipo Expulsión (o Limitador de Corriente).
Este fusible aprovecha la generación y expulsión de un gas de alta presión, en donde, la extinción del arco eléctrico se logra por la acción desionizadora del vapor producida por la sustancia generadora de gas.

Este fusible es utilizado en lugares donde la expulsión de gases y el ruido que se generan, no causan molestias en la instalación. Es de hacer notar, que este fusible es el utilizado en las SEM's que actualmente operan en la Red de Potencia Nacional.

Dentro de las características de operación se pueden mencionar que son usados en interruptores de corte y desconexión del sistema. Además, son muy utilizados porque poseen una característica tiempo-corriente inversa mucho más comparable que los relevadores estándares de sobrecorriente, ver figura 14.

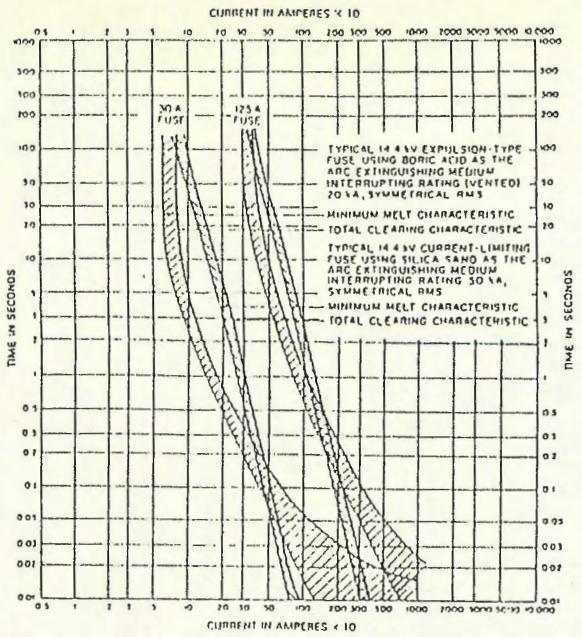


Figura 14

En general, los fusibles poseen ciertas aplicaciones que son necesarias para la operación, donde es de hacer destacar:

- Tensión Nominal: Para determinar la tensión de operación del fusible, es importante conocer, el sistema de suministro y la conexión del transformador. Todos los fusibles tienen una tensión máxima de diseño, por tanto, el voltaje post - interrupción que pasa a través del fusible no debe exceder este voltaje.

  Según las normas ANSI/IEEE, los voltajes de operación y máximo deben ser especificados en KV, y además, el tipo de conexión del sistema.

- Tensión de Arco Pico: Cuando el fusible opera se genera un arco máximo, que debe considerarse, ya que ésta condición podría causar la operación del pararrayo.
  Esta tensión depende del tiempo de iniciación de la falla en el sistema.

El tiempo de tensión de arco pico para altas corrientes de falla, varía entre 10 a 20µsegundos para elementos fusibles de sección pequeña y entre 200 a 500µsegundos para elementos fusibles de sección grande. Este tiempo se incrementa para las corrientes de falla bajas.

Existen tablas que según la conexión del transformador indican los voltajes nominales para diferentes tipos de fusibles trifásicos.

- Amperaje Nominal: Para el criterio de la selección del Amperaje es importante considerar las corrientes de inducción que se producen en el transformador, por tanto, existen dos reglas que deben ser consideradas:

  - Un fusible debe estar capacitado para mantener un número determinado de veces la corriente nominal del tranformador durante un tiempo especificado, sin que el elemento fusible se dañe.

  - El elemento fusible deberá ser capaz de soportar un valor determinado de veces la corriente nominal durante un número determinado de ciclos.

Se debe hacer notar que cuando la fusión ocurre en un medio extintor, ese material se mezcla con el material vaporizado del elemento, creando un cuerpo de alta resistencia.

Por otro lado, es importante que el material aislante del cuerpo del fusible sea de "Buena Calidad" con el fin de impedir una circulación de corriente provocada por la diferencia de potencia entre los extremos del elemento fundido.

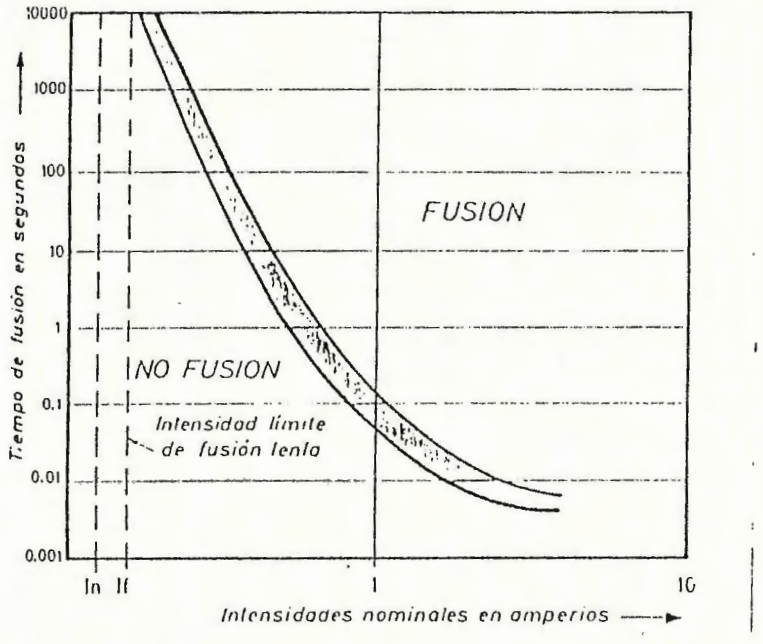
Además, la fusión del elemento deberá ocurrir en el centro del envoltorio aislante para que el arco no se desarrolle cercano a los extremos.

Todo fusible en especial, los usados en Alta Tensión - debe poseer un dispositivo de señalización. Siempre que sea posible deben usarse fusibles que permitan una rápida inspección de su estado, sin necesidad de retirarlo de la base o de utilizar un tester para su prueba de medición de potencia.

La seguridad de un instalación está relacionada con la característica propia del valor de corriente de todo fusible, esto es, que en una misma base "no debe ser posible instalar" un fusible de mayor capacidad.

2.7.3.1. CURVAS CARACTERISTICAS

En un fusible, la corriente y el tiempo de desconexión (tiempo de actuación del fusible) son magnitudes "inversamente proporcionales". La curva que relaciona esas magnitudes (t = f(I)) se llama: curva característica de desconexión.



En la fig. 14(a) se observa las características de dos tipos de fusibles: i) Rápido y ii) Lento.

i) El fusible rápido, se destina a la protección de circuitos en los cuales, prácticamente no existe variación entre la corriente inicial (corriente en el instante en que el circuito se conecta) y la corriente de régimen personalmente. Se usa en el caso de cargas resistivas.

ii) El fusible lento tiene su aplicación en los circuitos conteniendo motores eléctricos.

Se debe hacer notar que en caso, de un cortocircuito, un fusible rápido y otro lento de la misma corriente nominal, actúan prácticamente al mismo tiempo.

2.7.3.1.1. RELACION DE LA CORRIENTE LIMITE DE FUSION A LA CORRIENTE NOMINAL.

Los fabricantes acostumbran brindar las características de fusión, es decir, la curva del tiempo de fusión de la intensidad. Para un fusible fabricado en serie, esta característica, es una zona llamada "zona de dispersión", la cual, se debe a la temperatura inicial del hilo fusible, antes de que ocurra la sobreintensidad.

En la fig. 14(a) existe un valor de la corriente por debajo del cual el tiempo de fusión tiende hacia infinito, llamándose intensidad límite de fusión lenta", siendo la intensidad que provoca la fusión del fusible en un tiempo inferior a un tiempo prefijado, que varía entre 1 y 6 horas, en base al calibre del fusible.

Evidentemente, no es recomendable que un fusible funcione bajo una corriente de servicio a este límite, puesto que alcanzarían una temperatura próxima a la fusión, además, sus contactos se calentarían en exceso, con el peligro de una disgregación rápida del hilo fusible por oxidación.

2.7.3.1.2. UTILIZACION DE LOS CORTACIRCUITOS FUSIBLES.

La utilización de los fusibles es muy amplia, debido, a su bajo precio y construcción sencilla.

Sin embargo, cuando la potencia se hace importante, son preferibles los disyuntores, pues, permiten una protección más sensible y una reanudación rápida del servicio, después de actuar.

Además, el fusible tiene una gran rapidez de ruptura en caso de cortocircuitos muy violentos; en base, de que la duración de la ruptura es más breve en cuanto mayor es la corriente, permitiendo obtener una considerable selectividad para sobrecargas y de cortocircuitos no muy fuertes.

Se usan para la protección de transformadores de distribución de pequeña potencia y de transformadores de tensión. A veces, se utilizan en combinación con otros aparatos de corte.

Los fusibles presentan los inconvenientes siguientes:

i) Necesidad de reemplazar el fusible cada vez que ha operado. Se vuelve necesario trasladarse al lugar afectado para la reposición del servicio con el cierre del disyuntor.

ii) Ruptura en una sola fase.
Unicamente funcionan los fusibles afectados por el cortocircuito, los demás, siguen con su operación normal.

iii) No protegen contra sobrecargas.
De necesitarse esta protección, debe combinarse el fusible con otros aparatos de corte encargados para esta misión y provistos de relés temporizados.

2.7.3.2 COORDINACION DE FUSIBLES EN SERIE.

Después de seleccionar la sección del fusible para satisfacer los requerimientos de corriente de carga y de inducción, varios tipos de fusión en el sistema pueden ser controlados para la coordinación. Para una efectiva coordinación, el fusible protector (del lado de la carga) debería explotar y limpiar el circuito antes de que el fusible protegido (del lado de la fuente) opere o se dañe.

En general, la comparación de la corriente de fusión mínima del fusible del lado de la fuente a la corriente de limpieza máxima del fusible del lado de la carga puede ser usada para determinar de un modo y otro, el fusible del lado de la fuente. Para asegurar que no exista daño en el fusible de la fuente, se acostumbra mantener un tiempo máximo de esclarecimiento abajo del 75% del tiempo mínimo de fusión. Sobre este factor, se pueden utilizar las curvas para ambos tiempos de forma simultánea, y así poder determinar los fusibles adecuados.

Para coordinar fusibles en serie (para el caso, limitadores de corriente) las comparaciones son satisfactorias para tiempos de esclarecimientos tan grandes como 0.01 segundos. Pero, para tiempos más cortos, los fusibles están mucho más involucrados pues, se les chequea para efectos de coordinación.

Para una adecuada coordinación de un fusible en serie con otro, la máxima corriente de paso (permisible) del fusible protector (lado de la carga) debe ser más baja que el tiempo mínimo de fundición del fusible protegido (lado de la fuente). Si la anterior condición se cumple, la coordinación será adecuada.

2.7.3.3 FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE (CARGA) CON EXPULSION DE FUSIBLE (FUENTE).

Existen que para cualquier corriente de falla, el tiempo de esclarecimiento del fusible de la carga es menos de un 75% del mínimo de fusión del fusible de la fuente.

Con una adecuada coordinación, los fusibles se coordinarán con todas las corrientes de fallas a el máximo nominal de interrupción del fusible limitador de corriente.

2.7.3.4. FUSIBLE DE EXPULSION (CARGA) CON FUSIBLE LIMITADOR DE CORRIENTE (FUENTE)

Usando un fusible de expulsión como fusible en el lado de la carga y un fusible limitador de corriente en el lado de la fuente provee una limitada coordinación posible únicamente a bajas corrientes de fallas.

Los fusibles de expulsión no tienen una habilidad (capacidad) limitadora de corriente significativa, además, no pueden forzar la corriente a cero. Así, una corriente de falla asimétrica puede fluir a 0.13 seg. seguida de un típico trasiente que decae en decrementos.

2.7.3.5 OPERACION EN PARALELO DE FUSIBLES.

La corriente máxima pico permisible para dos fusibles en paralelo no excederá dos veces la corriente permisible de un fusible operando a la mitad de la corriente de falla permitida. La operación en paralelo no tiene efecto en el arco máximo de tensión generada. Este arco máximo de tensión no excederá aproximadamente en dos veces el voltaje pico de diseño.

Aplicaciones donde el circuito es energizado para cerrar el primero de los fusibles en paralelo requiere una selección adecuada del fusible para prevenir que éste se funda por corrientes de transiente inducidas.

La precisión en el cartucho de fabricación del fusible, propiamente con su diseño de montaje y las características inherente de resistencia de los elementos fusibles - en el caso de fusibles pequeños, tipo NX - pueden usarse en paralelo, para llenar requerimientos de aplicación para fusibles de mayor capacidad.

La protección de transformadores de 2000 KVA, monofásico y de 4000 KVA, trifásico es posible con fusibles NX, ofreciendo una operación (esclarecimiento) y seguridad de rango completo en falla; además de una operación silenciosa.

2.7.4. PARARRAYOS.

Históricamente varios tipos de pararrayos han sido usados para protección de sistemas de potencia. El uso de pararrayos tipo expulsión y de gránulo disminuyen cuando se hace uso del pararrayo tipo valvular introducido.

Los elementos básicos del pararrayos tipo valvular son la unidad de abertura (empleada en algunos diseños) llamada "Elemento de válvula o valvular", el cual, consiste en una resistencia no lineal que proporciona una alta resistencia durante bajos voltajes (y corriente) y una más baja resistencia a las altas (descargas) de tensión y corriente.

Esta propiedad no lineal engrandece por completo el funcionamiento del pararrayo porque se presenta como una más baja resistencia (baja - impedancia de fuente), a la condición de alta corriente de fuente, mientras su adecuada alta resistencia, a niveles de fuente baja y tensión normal asiste la unidad de abertura en relevar la descarga posterior de la fuente, para prevenir flujo continuo seguido de la corriente residual.

Mientras que la eficiencia protectora del pararrayo tipo valvular actual, permitía unas ventajas significativas en los niveles de aislamiento del equipo de transmisión y subtransmisión, hasta que se produjeron márgenes de protección de fuente, para aplicaciones industriales y comerciales -

específicamente ciertos motores y ciertos transformadores secos. Esto es igual para el pararrayo con brecha de descarga, pues, se introducen transientes al momento del acople de los elementos valvulares. Dichas brechas o entrehierros han sido el principal elemento que asegura una función más ideal en el pararrayo.

No obstante el material usado, hasta ahora en el elemento valvular (Carburo - Silicio) no posee suficiente no linealidad para ser autoprotegido bajo la presencia de voltaje continuo línea a tierra, y una serie de entrehierros son necesarias para proveer aislamiento.

Un novedoso material es desarrollado con elemento valvular de "Metal Oxido", específicamente, con una base de óxido de Zinc (ZnO), es un diseño de pararrayo que posee suficiente no - linealidad, tal que no son necesarias una serie de entrehierros.

Este pararrayo de metal - óxido puede ser diseñado para eludir las desventajas del entrehierros y la inherente, característica de voltaje relativamente constante del elemento valvular de óxido de zinc iniciado y además, complete su ciclo de descarga, a manera ideal, de comparación de los parámetros tipo valvular previamente disponibles.

Ciertos pararrayos tipo óxido metálico sin entrehierro comercialmente, están disponibles con un diseño modificado con entrehierro que retiene las ventajas de protección esenciales de la primera. Con el desarrollo del pararrayo de Metal Oxido sin entrehierro, aparacen términos como NIVEL DE CHISPA, VOLTAJE REAPLICABLE, CORRIENTE DE SUMINISTRO, lo cual, indica el funcionamiento del entrehierro, y en términos más generales deben de aplicarse para describir el funcionamiento de este tipo de pararrayo.

Los términos VOLTAJE REAPLICABLE y CORRIENTE de SUMINISTRO, no son aplicables a pararrayos de óxido - metálico, únicamente a pararrayos tipo valvular de carburo - silicio.

Tradicionalmente, un pararrayo empleando un entrehierro en serie con elemento valvular es denominado como un pararrayo tipo valvular, o llamado más recientemente de carburo-silicio. Pero, el pararrayo más utilizado en las SEM's es el de elemento metal - óxido, o bien óxido de zinc.

2.7.4.1 CARACTERISTICAS TENSION-AMPERIO DE METAL-OXIDO Y CARBURO-SILICIO.

El material del elemento valvular es formulado para presionar sus respectivos componentes dentro de discos y soportar la alta temperatura dentro de una cerámica densa, muy particular, en la estructura de todo pararrayo.

La característica no lineal voltio - amperio del carburo-silicio es un fenómeno activado por temperatura, mientras que el de óxido de zinc es un fenómeno relativo al gradiente de voltaje, al menos, en toda su operación nominal.

A corrientes mayores, la no - linealidad del material de base óxido de zinc, del elemento valvular llega a ser moderada debido a su resistividad.

En la fig.15 se ilustra los grados relativos de no - linealidad de los dos materiales para una normalizada cantidad

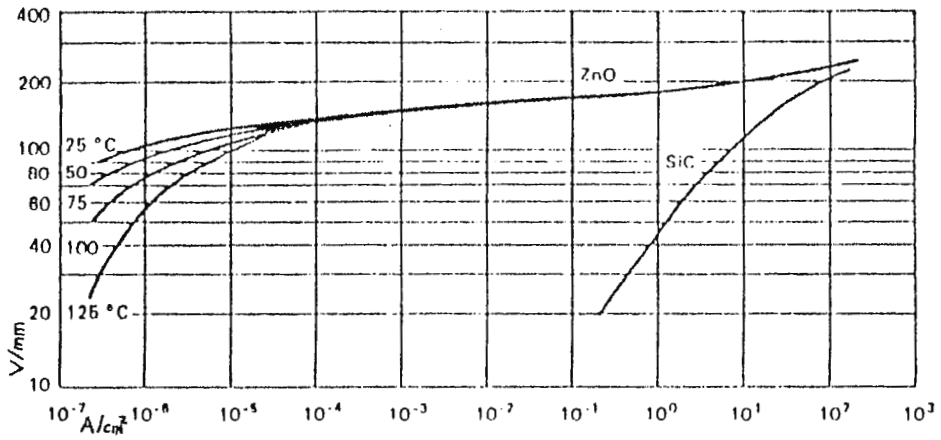


Fig. 15

de voltios (por mm. de estrechez del disco de porcelana) contra los amperios (por cm^2 del área del disco).

Como una consecuencia de las diferencias en las características voltio - amperios de los dos materiales, los pararrayos de óxido metal exhibe unos voltajes de altas descargas a corrientes de baja descarga y voltajes de descargas más baja a corrientes de alta descarga, en comparación con pararrayos de carburo - silicio.

La ANSI/IEEE define RANGO DE VOLTAJE NOMINAL como: "El voltaje de operación máximo permisible entre sus terminales, para el cual, un pararrayo es diseñado para desarrollar su ciclo completo".
El voltaje nominal es especificado en la placa de datos del pararrayos.

A nivel de características de protección del pararrayos de metal óxido se relaciona con las propiedades del elemento de válvula. Tradicionalmente, dichas características proveen en términos del máximo voltaje asociado con descargas una magnitud específica de descarga de corriente a través del pararrayo.

Al igual que las características de voltaje - amperios no-lineales de elementos valvulares, una descarga de corriente levanta su cresta más despacio y decae a partir de la cresta más rápidamente que el voltaje de fuente asociado a la misma característica.

Una forma de onda estandarizada de corriente que ha sido adoptada, no estrictamente en exactitud para metal - óxido, aproximando el resultado a la aplicación de un impulso de una onda completa estándar para una prueba de forma de onda de voltaje (1.2 x 50 µseg) para elementos de válvula de pararrayos tipo brecha de carburo-silicio.

2.7.4.1.1. FUNCIONAMIENTO DE LOS PARARRAYOS AUTOVALVULARES

En los sistema eléctricos, el pararrayos realiza la misión protectora de evitar descargas atmosféricas o de conmutación en la red, para ello, en la fig. 15(a) se ha representado el proceso de funcionamiento de un pararrayos autovalvular, pues al recibir una onda de sobretención caracterizada por su amplitud, se desplaza a través de la línea que recibe el choque con un valor inferior al nivel de aislamiento propio, derivando hacia tierra la parte de la onda señalada por un sombreado.

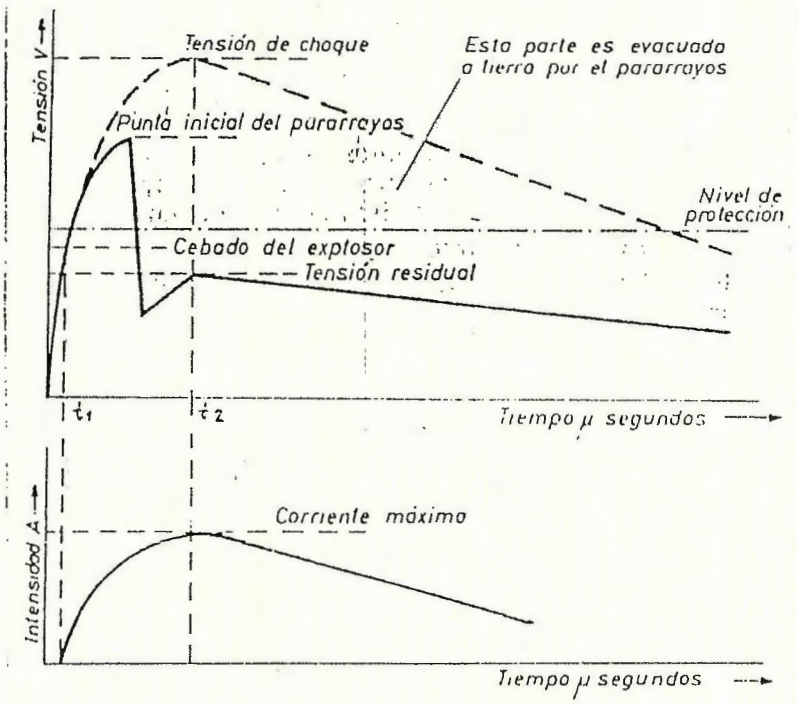


Fig. 15a Proceso de funcionamiento de un pararrayos autovalvular al recibir una onda de sobretensión.

La onda de choque mostrada en la figura tiene una duración de frente de 1 microsegundos y una duración de cresta de 30 microsegundos.

Al comenzar la onda y con la distancia regulada del explosor, el pararrayos se cebará al transcurrir un tiempo t1 (retardo del explosor) soltará la chispa.

La tensión de cebado (μc) se relaciona con el valor máximo de la tensión nominal (μn) de la red, en base a:

$$\mu max = \sqrt{2}\ \mu nom$$

y usando un coeficiente k que depende de las características del pararrayos, la tensión de cebado es:

$$\mu c = k\ \sqrt{2}\ \mu nom$$

Pasando algún tiempo, la resistencia variable comienza su función de descarga; en donde, la tensión alcanza su valor de punta, algo mayor a la tensión de cebada (μc), descendiendo rápidamente hasta alcanzar la tensión residual.

El tiempo t2 se refiere al retardo debido a la resistencia. El hecho de que la corriente alcance su valor máximo (Imax) provee que la tensión residual (μr) aparezca en los bornes del pararrayos, siendo su valor:

$$\mu r = Imax\ .\ R$$

Donde: R son los ohmios que, en ese momento tiene la resistencia del pararrayos.

Es una gran ventaja que la tensión de cebada se sitúe en un valor lo menor posible, procurando que el valor K no sea superior a 2.4; además, la extinción del arco deberá realizarse con una tensión de 1.2 μnom.

El valor de K puede ser menor de 2.4, ya que las resistencias variables de los pararrayos permiten la trayectoria de varios miles de Amperios durante un tiempo reducido (alrededor de 50 microsegundos). Por lo tanto, se debe contar con un margen de seguridad para el valor de k de 2.4.

2.7.4.1.2. ZONA DE PROTECCION DE LOS PARARRAYOS.

Toda instalación eléctrica no puede protegerse contra las sobretensiones, nada más si su aislamiento eléctrico está perfectamente coordinado. Un punto importante, es la selección del pararrayos adecuados (en base a su tensión y corriente nominal de descarga).

En el caso de redes trifásicas que poseen neutro efectivamente puesto a tierra, se emplean pararrayos cuya tensión nominal sea de un 80% de la tensión trifásica. Para la corriente de descarga nominal que es función del lugar de la red donde se instalará el pararrayos.

Si el pararrayos se ubica en el extremo de una línea (ver fig 15b), a corriente de descarga será:

$$id = \frac{2\,\mu ch - \mu r}{z}$$

Donde:

id = corriente de descarga del pararrayos.
μch = tensión de choque de la onda que se propaga.
μr = tensión residual del pararrayos para id.
z = Impedancia característica de la línea.

Para líneas normales sobre postes de hierro, es de unas 8 veces la tensión nominal de la red.

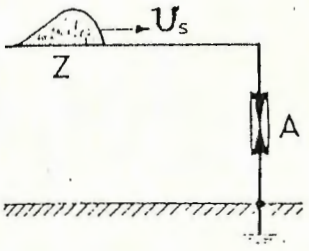


Fig.15b Pararrayos situado al final de una línea.

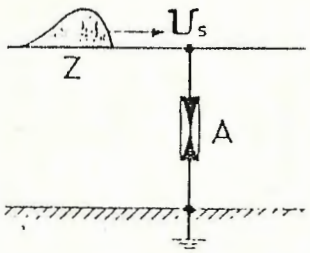


Fig. 15b Pararrayos situado en plena línea.

donde Vs: onda sobretensión; Z: impedancia característica de la línea y A: pararrayos.

Para líneas sobre postes de madera, se tienen valores muy elevados, pues estas líneas presentan una tensión elevada de descarga al choque.

Para minimizar en lo posible, las tensiones indeseables, hay que eliminar o, por lo menos, reducir las influencias de las resistencias de tierra y la resistividad de las conexiones.

Para ello, se usa el montaje representado en la fig.15b, las partes puestas a tierra del dispositivo a proteger, se conectan directamente a la puesta a tierra del pararrayos.

Siempre se debe procurar que la longitud de las conexiones a línea y tierra del pararrayos, esté limitada al mínimo necesario. La acción del pararrayos, alejado del dispositivo eléctrico a proteger, se hace sentir después de un tiempo establecido, debido a la velocidad de propagación de la onda de sobretensión. Lo anterior, define la zona de protección de un parrayos: Es indiferente que el dispositivo a proteger esté situado antes o después del pararrayos.

2.7.4.1.3. PUESTA A TIERRA DE LOS PARARRAYOS.

La resistencia de puesta a tierra del pararrayos debe ser lo menos posible para que no dañe el funcionamiento de los mismos.

Una resistencia de puesta a tierra aceptable del orden del 10% del valor de la "resistividad aparente" del pararrayos, en el rando de su capacidad de descarga nominal.

Dicha resistencia resulta de la curva característica intensidad-tensión del dispositivo.

Como medida de seguridad, la toma de tierra del pararrayos deberá conectarse con la puesta a tierra general de la instalación.

2.7.4.1.4. CONTADORES DE DESCARGA.

Estos dispositivos sirven para contar el número de descargas que detecta el pararrayos, se deduce el número y la corriente de las descargas, obteniendo de esa forma, conclusiones sobre el estado de las distancias explosivas montadas en el interior del pararrayos.

Con las conclusiones obtenidas se pueden estudiar las condiciones de sobretensión a que está sometida una instalación, además, obtener los dispositivos de protección adecuados, vigilando su estado interno para un mantenimiento adecuado.

Estos dispositivos se montan en serie con sus respetivos pararrayos, intercalándose entre los bornes de tierra de éstos, y tierra.

En cuanto a instalaciones pueden ubicarse un contador de descarga por grupo de pararrayos (Ver fig.15c) o bien un contador por cada fase (Ver fig. 15d). En el segundo caso, se cuentan las descargas por cada fase, teniendo así, más datos para tener juicio exacto de las condiciones en que se efectúe la protección.

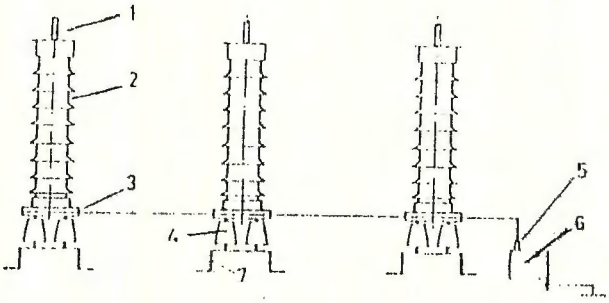


Fig. 15c Esquema de la instalación de un contador de descarga por grupo de pararrayos, en una línea trifásica: 1- Conexión de línea; 2- Pararrayos; 3- Conexión de tierra; 4- Base aislante; 5- Borne de entrada del contador de descarga y 6- Contador de descargas.

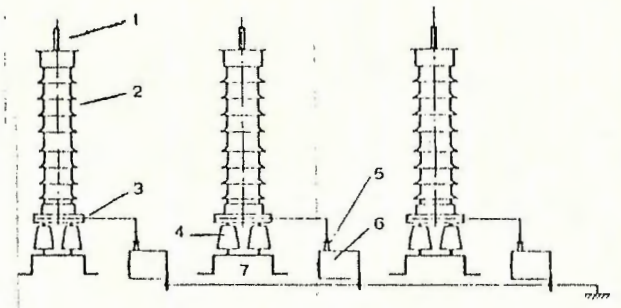


Fig. 15d Esquema de la instalación de tres contadores de descargas, uno por cada pararrayos, en una línea trifásica: 1- Conexión de línea; 2- Pararrayos; 3- Conexión de tierra; 4- Base aislante; 5- Borne de entrada del contador de descargas y 6- Contador de descargas.

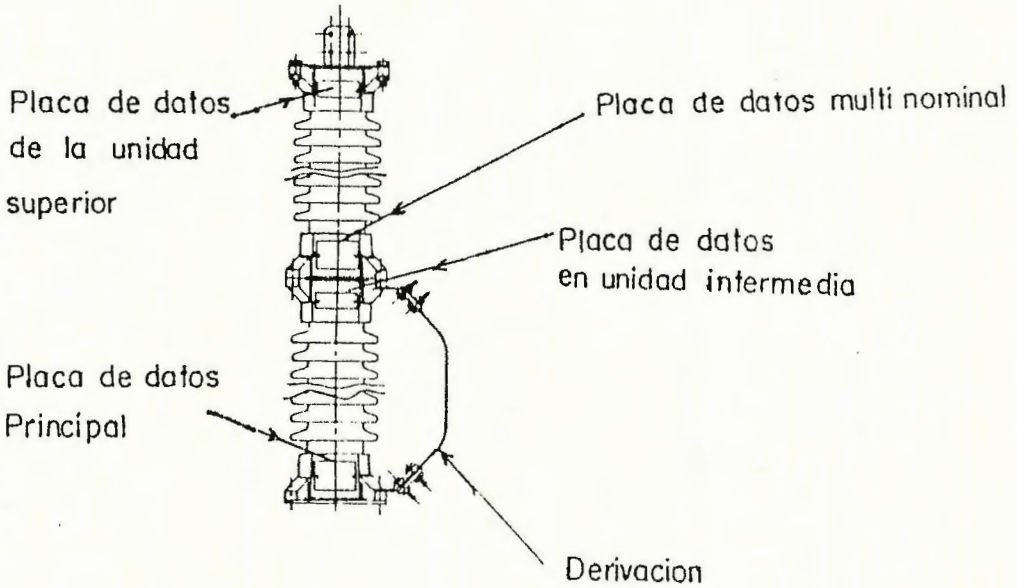


Fig. 16

2.7.4.2 CAPACIDADES DE CORRIENTE DE DESCARGA DEL PARARRAYO.

Para asegurar que los pararrayos tengan una aceptable capacidad de drenar corrientes de descarga, además, de capacitancia de línea y cable; un arreglo de corriente de descarga y un ciclo completo de pruebas son especificadas como estándares.

Dos de lás pruebas relacionan la alta-corriente, corta duración y la baja corriente, ciclos de larga duración.

La alta-corriente y la prueba de corta-duración consisten en dos descargas de una corriente de fuente (de 65 KA de cresta para pararrayos de clase intermedia y distribución, 100 KA de cresta para clase estación) teniendo un (4-8) x (10-20) µseg de forma de onda. Las pruebas de baja corriente y larga-duración requieren pararrayos clase intermedia y estación de desarrollada capacidad para descargar capacitancia equivalente a específicas longitudes de líneas de transmisión (150 - 200 millas para clase estación, dependiendo de un pararrayo nominal, y de 100 millas para clase intermedia).

La capacidad de energía de absorción del pararrayo de metal óxido supone una descarga que es limitada, por una sencilla causa, debido al choque térmico de los discos del elemento valvular pueden sostenerse sin estallar (o agrietarse).

En general, el pararrayo de metal óxido posee una capacidad de absorción "repentina" en orden de uno a dos de magnitud más grande que la energía almacenada en la línea usada para desarrollar la prueba de descarga estándar en línea de transmisión a voltajes de 3 - 230 KV.

Después de un intervalo de aproximadamente un minuto para permitir la igualación de temperatura a través de los discos, en una cantidad adicional aproximadamente igual de absorción de energía es permisible para un límite de trasiente de estabilidad térmica. Este límite total (estabilidad térmica) de capacidad de absorción de energía que es aproximadamente tres veces la energía absorbida en el ciclo de prueba estándar (24 operaciones) y está por encima de la capacidad de pararrayos convencionales, una consideración para aplicaciones en ciclos severos, tales como una instalación cercana a un gran banco de capacitores.

Para el caso de selección de un pararrayo nominal, el primer criterio para dicha selección es la circunstancia de una falla línea a tierra en el sistema, su duración, y la tensión asociado línea a tierra en las fases no - falladas. Además, están nominadas en la base del máximo sistema de potencia, frecuencia, voltaje rms, al cual, se desea que operen.

La figura 16, muestra el típico pararrayo de Metal Oxido Multinominal (Tipo ZS):

2.8 RELEVADORES

Como se había mencionado, un relevador es un dispositivo cuya fuente actuante es una corriente en un circuito, proporcionada al relevador directamente o a través de un transformador de corriente.

El prefijo sobre, significa que el relevador se pone en trabajo para cerrar un conjunto de contactos cuando la magnitud de influencia excede a la cantidad para la cual está ajustado para funcionar.

Por la forma de funcionamiento, es decir, por la forma con que actúan sobre el dispositivo de disparo del interruptor, los relevadores de protección pueden ser:

- Relevadores directos.
- Relevadores indirectos.

Los relevadores directos se llaman también relevadores primarios y actúan directamente sobre el dispositivo de disparo del interruptor principal. Cuando por el circuito circula una corriente demasiado elevada, el relevador entra en funcionamiento, dando la señal de apertura de los contactos móviles al respectivo interruptor, utilizando solamente señales pequeñas de tensión y potencia.

Cuando se trabaja con altas tensiones o existe el peligro de elevadas corrientes de cortocircuitos, se utiliza el dispositivo en el cual los relevadores están alimentados a través de transformadores de corriente; de esta forma los relevadores no quedan sometidos a altas tensiones y gracias a la saturación de los transformadores, aun cuando se produzcan intensas corrientes de cortocircuito se puede lograr que las corrientes que atraviesan los relevadores sean admisibles. Los transformadores de corriente deben ser robustos, puesto que deben suministrar la corriente necesaria para accionar el interruptor.

Los relevadores indirectos se llaman también relevadores secundarios y no actúan directamente sobre el dispositivo de desenganche del interruptor, sino a través de contactos de cierre o apertura, según los casos. Los relevadores deben de estar alimentados a través de transformadores de corriente. Suponiendo las mismas características de funcionamiento, los relevadores directos son más robustos, sencillos y económicos mientras que los relevadores indirectos son menos voluminosos mucho más sensibles que los anteriores.

La elección de uno u otro tipo de relevador depende de diversos factores; condiciones de suministro, situación de los aparatos protegidos, etc. Los relevadores primarios son preferibles en interruptores aislados (cabinas de distribución, pequeñas subestaciones de transformación,

instalaciones industriales, etc.). Donde no hay interés en centralizar los relevadores sobre cuadros, donde no hay más que relevadores de corriente y donde se desea evitar el costo y mantenimiento de la fuente auxiliar de energía necesaria para la alimentación de los aparatos de desenganche. Los relevadores secundarios resultan más convenientes en las centrales y estaciones de alguna importancia, porque pueden agruparse sobre un cuadro, facilitando el control de la explotación. Además, estos relevadores pueden verificarse fácilmente en servicio, sobre todo si están provistos de bornes de ensayo.

2.8.1 RANGOS.

Los rangos de funcionamiento de los relevadores generalmente obedecen a parámetros de corriente, los cuales varían dependiendo del fabricante, la utilización, la localización, etc. Estos rangos son generalmente de dos tipos:

- Rangos de valores continuos. Entre un acotamiento de valores de corriente el relevador se puede calibrar a cualquier valor intermedio.

- Rangos de valores discretos. No se pueden obtener todos los valores intermedios de su rango de corrientes.

Se sabe que los relevadores secundarios resultan más convenientes cuando se utilizan como dispositivos de control. Para efectuar esta función los relevadores son alimentados por el secundario de un transformador de corriente por medio del cual el relevador es capaz de sensar la corriente de falla de forma indirecta. Cuando el relevador sensa una sobrecarga, manda una señal a un dispositivo de disparo por medio del cual se desconecta el disyuntor y se aisla la falla.

Desde el punto de vista de la rapidez de operación, los relevadores se pueden agrupar en los siguientes tipos:

- Tipo Instantáneo. Se considera dentro de este tipo a los relevadores que operan en tiempos menores de 0.1 segundo.

- Tipo de Alta Velocidad. Son los que operan en menos de 0.05 seg.

- Tipo con Retardo de Tiempo. Son los que operan con mecanismos de tiempo de ajuste variable.

Desde el punto de vista, considerando la curva corriente - tiempo, los relevadores se dividen:

- Tiempo inverso. Que se usan en sistemas con amplias variaciones en las corrientes de cortocircuito, o sea en sistemas donde hay variación en el número de fuentes de alimentación. La curva tiempo - corriente es relativamente

lineral, lo que se traduce en una operación relativamente rápida, ya sea con una o varias fuentes de alimentación simultánea.

- Tiempo muy inverso. Tienen una curva con pendiente muy pronunciada, lo cual los hace lentos para corrientes bajas y rápidos para corrientes altas.

- Tiempo extremadamente inverso. Tienen un curva con una pendiente aún más pronunciada que los anteriores, se utilizan en circuitos de distribución primaria, que permiten altas corrientes iniciales producidas por los recierres, y no obstante ello, suministran una operación rápida cuando se necesita la operación de cortocircuito.

Las condiciones para las cuales fueron diseñados los relevadores de protección, pueden ser muy variadas dependiendo muchas veces de situaciones adversas que puede perturbar el servicio normal del transformador o la red eléctrica en sí, a continuación se enuncian algunas de ellas:

1.- Perforaciones en los aislantes de máquinas y cables, producidas por envejecimiento, por corrosión, o por calentamiento.

2.- Descargas atmosféricas y sobretensiones interiores.

3.- Influencias de animales: por ejemplo, roedores que corroen cables, gatos que producen cortocircuitos entre barras, pájaros que provocan cortocircuitos en las líneas aéreas, etc.

4.- Destrucciones mecánicas por agarrotamiento o por embalamiento de máquinas, por caídas de árboles en líneas aéreas, etcétera.

5.- Factores humanos, como apertura de un seccionador bajo carga, falsas maniobras en las máquinas, etc.

6.- Exceso de carga conectada a la línea, por lo que los transformadores han de trabajar en condiciones para las cuales han sido diseñados.

7.- Puestas a tierra intempestiva, producidas por la humedad del terreno.

Todas las perturbaciones que hemos enumerado y otras más que no hemos citado, pueden reducirse a cuatro grupos principales, que son:

1. Cortocircuito
2. Sobrecarga
3. Subtensión
4. Sobretensión.

Se produce cortocircuito cuando hay conexión directa entre dos o más conductores de distinta fase, en una conducción eléctrica. Los cortocircuitos aumentan extraordinariamente la intensidad de la corriente que atraviesa un circuito eléctrico; las corrientes de cortocircuito y sus características, se estudian en otra parte del presente trabajo.

Los cortocircuitos tienen efectos desastrosos sobre las máquinas y líneas eléctricas y, por esta razón, deben remediarse rápidamente pues, de lo contrario, deterioran las líneas eléctricas, fundiendo los conductores y llegan hasta destruir las máquinas eléctricas.

Se dice que un circuito está sobrecargado, cuando el circuito trabaja con mayor intensidad de corriente que aquella para la que está diseñado.

No deben confundirse los conceptos "cortocircuito" y "sobrecarga". El cortocircuito se caracteriza por un aumento prácticamente instantáneo y muchas veces mayor de la intensidad de corriente que pasa por un circuito, mientras la sobrecarga está caracterizada por un aumento de cierta duración y algo mayor de dicha intensidad de corriente. Por lo tanto, y como veremos más adelante, las protecciones para ambos tipos de perturbación tiene diferentes características.

Aunque no tan espectaculares como el uso de los cortocircuitos los efectos de las sobrecargas pueden resultar también nocivos para máquinas y conductores pues provocan, sobre todo, calentamiento indispensables que, a la carga, pueden producir perforaciones en los aislantes y cortocircuitos; además, las máquinas sobrecargadas trabajan siempre con bajo rendimiento.

La subtensión aparace cuando, por una u otra causa, la tensión en la central es inferior a la nominal. La subtensión puede ser perjudicial porque la carga conectada a la red no puede disminuir su potencia y al ser la tensión menor de la prevista, compensa este efecto con una mayor intensidad absorbida, es decir; con una sobreintensidad.

La sobretensión es lo contrario de la subtensión, o sea, una tensión en la central, mayor que la nominal, con el consiguiente riesgo de perforación de los aislantes, peligro para el personal, etc. Las causas de que aparezcan sobre tensiones son muy variadas.

2.8.2 CARACTERISTICAS DE OPERACION DE LOS RELEVADORES DE PROTECCION.

Para cumplir las condiciones que les han sido asignadas, es decir, reaccionar a las perturbaciones producidas en las redes y máquinas, de manera eficiente, los relevadores de protección han de cubrir un conjunto de exigencias de las que, las más importantes son:

- Fiabilidad
- Sensibilidad
- Rapidez
- Selectividad
- Automaticidad

Fiabilidad. Por lo general, los relès de protecciòn protegen màquinas y dispositivos cuyo valor es mucho màs elevado que el de los relevadores. Por lo tanto, su fiabilidad (es decir, su seguridad de funcionamiento) ha de ser tambièn mucho mayor que la del aparato o parte de la instalaciòn protegida. Esta seguridad debe mantenerse aùn para las màs desfavorables condiciones de funcionamiento, tales como los valores extremos de la corriente de cortocircuito en el lugar donde se ha montado el relevadores, el funcionamiento del relevador despuès de varios años de reposo, etc.

Sensibilidad. Los relevadores de protecciòn deben ser sensibles, es decir, que su funcionamiento ha de ser correcto para el valor mìnimo de la perturbaciòn que pueda aparecer en el lugar del defecto.

Rapidez. Por lo general, los defectos en las lìneas y aparatos, estàn caracterizados por la aparición de arco elèctrico que calienta y destruye los aislantes y conductores en el lugar del defecto; pero estas destrucciones son proporcionadas a la duraciòn del arco por lo que, para una

protección eficiente, el correspondiente relevador ha de separar la parte afectada lo más rápidamente posible.

Selectividad. Las características y los valores de funcionamiento de los relés han de elegirse de tal forma que, aún para las condiciones más desfavorables, solamente quedan desconectada la parte de la red o de la máquina que esté afectada. De esta forma, se reducirá al mínimo el sector falto de suministro de energía eléctrica mientras se efectúa la reparación de la parte averiada.

Automaticidad. La enorme complejidad de las actuales redes eléctricas hace que resulte difícil localizar una falla, ya que una perturbación cualquiera en un punto de la red, repercute sobre todos los demás; aun el personal más experimentado se ve impotente, en muchos casos, para localizar un defecto y reaccionar con la rapidez suficiente para evitar su extensión a otros puntos de la red eléctrica. Por lo tanto, los relés de protección han de ser automáticos, es decir, que su funcionamiento debe realizarse sin intervención humana.

Además de las condiciones expuestas, un buen relé de protección ha de cumplir también otras exigencias, de las que podemos citar:

a) Su funcionamiento debe permanecer inalterado para las variaciones de configuración de la red, tales como puestas en paralelo, modificaciones de la alimentación, etc.

b) El funcionamiento debe producirse cualesquiera que sean la intensidad de cortocircuitos, la naturaleza y situación de los defectos, etc.

c) El relevador debe ser insensible a las sobrecargas y sobretensiones momentáneas.

d) El relevador debe ser insensible también a las oscilaciones de la tensión, corriente, etc.

e) El relevador ha de tener un consumo propio muy pequeño.

Los criterios más empleados para detectar un defecto son los que se citan a continuación:

1. Aumento de la intensidad de corriente.
2. Disminución de la tensión.
3. Disminución de la impedancia aparente.
4. Comparación de la fase o de la amplitud de las corrientes de entrada y salida.
5. Inversión del sentido de la potencia entre la entrada y salida.

En los relevadores de protección, estos criterios se utilizan individualmente, o en otros casos, asociados con objetos de reforzar la seguridad del sistema de protección.

2.8.3. PROTECCION CONTRA LAS SOBRECARGAS.

Protege las máquinas, transformadores y líneas contra cualquier sobreelevación peligrosa de la temperatura que como se sabe, es la consecuencia más directa de las sobrecargas. Enseguida se comprende que se trata esencialmente de una protección térmica , o sea, basada en la medición, directa o indirecta, de la temperatura del objeto que se ha de proteger, permitiendo además la utilización racional de la capacidad de sobrecarga de este mismo objeto.

La medida directa de la temperatura se realiza por medio de termómetros adecuados introducidos en los devanados de las máquinas o en el aceite de los transformadores.

De mucho mayor aplicación es la medida indirecta de la temperatura por medio de una imagen térmica o "relevador térmico", más o menos aproximada, que reproduce las condiciones de carga y de calentamiento del objeto que se ha de proteger.

Como el calentamiento es función del tiempo y de la intensidad, los relevadores térmicos serán, por definición, relevadores con retardo dependiente de la intensidad.

Hasta la aparición de los relevadores térmicos, frecuentemente se ha confundido la protección contra las sobrecargas con la protección de máxima intensidad contra los cortocircuitos, y

se ha previsto un sólo sistema de protección para estas dos funciones. De ahí la contradicción que se daba cuando se intentaban establecer los ajustes de intensidad. En efecto, la protección contra sobrecargas exige tiempos muy largos y tan dependientes de la intensidad como fueran posibles, mientras que la protección contra cortocircuitos exige tiempos muy cortos e independientes de la intensidad.

Este inconveniente se ha solucionado, utilizando relevadores distintos para la protección contra las sobrecargas y contra cortocircuitos.

La protección térmica está indicada para todos los elementos que puedan sobrecargarse y calentarse anormalmente: generadores, transformadores, cables subterráneos y motores. Resulta inútil para las líneas aéreas.

2.8.4. CONSIDERACIONES SOBRE LOS TIEMPOS DE DESCONEXION DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION.

Los tiempos de funcionamiento de los relevadores han de ser lo más cortos posibles porque el mantenimiento de la estabilidad de una red, en caso de cortocircuito es, ante todo, una cuestión de tiempo de desconexión.

De forma aproximada, podemos decir que en una red de interconexión se mantiene el sincronismo si todos los cortocircuitos quedan eliminados en un tiempo inferior a 0.2 ó 0.3 segundos.

Estos tiempos son mínimos; en algunos casos las duraciones del cortocircuito pueden ser superiores sin que por eso haya pérdida de sincronismo. Por otro lado, en una red secundaria de distribución, un cortocircuito puede durar varios segundos, sin peligro para la estabilidad de la red primaria. De todas formas con tiempos de desconexión cortos existe la ventaja de reducir los daños en las proximidades del cortocircuito y las repercusiones de la baja de tensión sobre los usuarios.

Los tiempos muy cortos obligan a los interruptores a cortar la corriente inicial de cortocircuito. Por lo tanto, esa es una condición que deberá imponerse a todos los disyuntores nuevos. Excepcionalmente, se llevará el tiempo de funcionamiento de un relevador (que, sin esta circunstancia podría ser instantáneo), a algunas décimas de segundos (0.5 segundos como máximo) si se desea aprovechar un disyuntor con insuficiente potencia de ruptura, mientras se espera su sustitución por otro disyuntor más apropiado.

2.8.5 PROTECCION DE TRANSFORMADORES CONTRA LOS DEFECTOS INTERNOS.

Para todos los transformadores de una potencia superior a los 1.000 KVA, equipados con depósito de expansión, puede recomendarse el empleo de los relés Buchholz, combinados con relevadores diferenciales. Estos relés aseguran la protección

propiamente dicha contra los defectos internos de aislamiento, los cortocircuitos entre fases, los cortocircuitos entre espiras y los defectos a masa recorridos por corrientes intensas. Estos dispositivos hacen posible una desconexión rápida, presentan gran seguridad de servicio y una selectividad total.

RELE BUCHHOLZ

La protección Buchholz es simple y eficaz, y debería emplearse en todos los transformadores en aceite, equipados con depósito de expansión y cualquiera que fuerá su potencia. Sin embargo, como no detecta más que los defectos originados en el interior del transformador, debe completarse con dispositivos para la protección de los defectos que se originan en el exterior de la cuba del transformador.

La acción del relé Buchholz está basada en el hecho de que cualquier accidente que sobrevenga aún tranformador, está precedido de una serie de fenómenos, sin gravedad, a veces imperceptibles pero que, a la larga, conducen a la destrucción del transformador. Por lo tanto, bastará con detectar los primeros síntomas de la perturbación y avisar del hecho mediante una señal acústica u óptica; no es necesario, en este caso, poner el transformador inmediatamente fuera de servicio sino tener en cuenta la circunstancia y desacoplar el transformador cuando lo permitan las condiciones de la explotación.

Por lo general, lleva dos flotadores uno de alarma, y otro de desconexión, y un receptáculo de captación de los gases contenidos en el aceite. Una pequeña mirilla situada en el receptáculo permite examinar el gas y juzgar la naturaleza del defecto por el color y la cantidad de este gas. Una válvula de purga permite recoger el gas acumulado como elemento de juicio de la importancia del defecto y su eventual agravación; la cantidad de gas recogido en un tiempo dado, es función de estos dos factores.

La posición del flotador de alarma, depende del nivel de aceite en el receptáculo, siendo este nivel función, a su vez, de la presión de los gases que contiene el aceite. En cuanto al flotador de desconexión, su posición depende de la velocidad del caudal de aceite de gas que circulan desde el transformador al depósito conservador.

Para una determinada posición de los flotadores, previamente fijada, basculan los contactos de mercurio, uno para cada flotador, que aseguran, respectivamente, la puesta en marcha de la alarma y de la protección. Sobre la tapa del aparato, se fijan los bornes de conexión que, por lo general, están provistos de una tapa de protección contra los agentes atmosféricos.

La pequeña llave de paso situada en la parte superior del relè puede utilizarse para los ensayos de funcionamiento de los flotadores conectando una bomba de aire a esta llave de paso, provista de un record especial, con algunos golpes, se pueden introducir la cantidad de aire necesaria para inclinar el flotador de alarma, y por lo tanto, para cerrar los contactos.

Relación de los defectos más importantes que pueden ser captados por el relè Buchholz:

a) En caso de ruptura de una conexión, se produce un arco, que se alarga rápidamente por fusión de los conductores y que, cebándose enseguida en otra parte del bobinado, pueden provocar un cortocircuito con todas las desastrosas consecuencias. Este arco volatiza el aceite y los defectos de este tipo también quedan señalados por las humaredas de aceite que se escapan de la cuba.

b) En caso de defecto de aislamiento a la masa, ante todo se produce un arco entre este punto del bobinado y la cuba o cualquier otra parte del cuerpo del transformador. Este arco volatiliza y descompone el aceite, que afluye hacia este sitio del bobinado, rompiendo el arco, lo que provoca ciertas quemaduras. Frecuentemente, este defecto a masa está ocasionado por sobretensiones.

c) En caso de cortocircuito o de sobrecarga brusca se produce, antes que nada, un fuerte aumento de temperatura, principalmente en las capas interiores del bobinado. El aceite contenido en las bobinas quedan bruscamente volatilizado y descompuesto. Los gases que resultan son lanzados violentamente al exterior de los arrollamientos como si se tratara de una explotación, bajo la forma de pequeñas burbujas, rechazando una cantidad de aceite correspondiente.

d) A consecuencia de modificaciones en las propiedades químicas del aceite, que reduce la rapidez electrostática , puede suceder que algunos sitios queden sometidos a solicitaciones electrostáticas particularmente elevadas. Se producen descargas que, al principio, no tiene ninguna importancia pero cuya continuada repetición, puede afectar seriamente al transformador. Evidentemente, estas descargas descomponen el aceite y provocan la formación de gases. Los efluvios que se forman en el aceite, producen los mismo resultados.

e) Si las juntas entre los núcleos y las culatas están mal realizadas o si el aislamiento de los remaches que aprietan los paquetes de chapas está deteriorado, pueden producir intensas corrientes de Foucault. Este accidente también provoca un aumento local de la temperatura, vaporizando el aceite y provocando la formación de gases.

La sola enumeración de estos defectos, que pueden ser detectados por el relé Buchholz, indica ya la importante función protectora de este dispositivo.

Si, algunas veces, resulta importante para impedir un deterioro del transformador que protege, no es menos cierto que, en todos los casos, impedirá que la avería se haga mayor, hasta el punto de exigir, para su reparación, un gran gasto económico y de tiempo. Particularmente, el empleo del relevador Buchholz impedirá, muy seguramente, las peligrosas explosiones e incendios de aceite que pueden producirse a consecuencia de una avería en el transformador.

2.8.6 PROTECCION DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES.

La protección diferencial detecta los cortocircuitos y las dobles puestas a tierra en las que, por lo menos, una de las puestas a tierra se encuentra en su dominio de protección, así como los defectos simples a masa cuando el arrollamiento afectado está unido a tierra por medio de una resistencia óhmica de pequeño valor. Prácticamente, detecta todos los cortocircuitos entre espiras. Al revés de lo que sucede en las máquinas giratorias, hay que advertir que un cortocircuito entre espiras de un transformador pone siempre en juego el flujo total de una fase, es decir, que los cortocircuitos entre espiras que afectan de 0.5 a 1% del arrollamiento de una columna bastan ya para accionar el relé diferencial.

Sin protección Buchholz, la protección diferencial es el único procedimiento sensible que interviene rápidamente en caso de defectos internos. Con protección Buchholz, la protección diferencial se limita a la eliminación rápida y selectiva de los cortocircuitos en condiones tales que los demás dispositivos funcionarían con cierto retardo y, posiblemente, de forma no selectiva.

En el relevador diferencial se comparan las corrientes a la entrada y a la salida del aparato protegido. El relevador diferencial entra en acción cuando es atravesado por una corriente diferencial que sobrepasa un cierto valor. En el caso de transformadores, la corriente magnetizante provoca, en todos los casos, la aparición de una corriente diferencial. Por esta razón, el relevador debe regularse para funcionar por encima de una corriente mínima de funcionamiento, valor que es superior a la corriente diferencial correspondiente al valor más elevado que puede tomar la corriente magnetizante; tal corriente puede aparecer, particularmente, en caso de un aumento pasajero de la tensión de la red. Normalmente, la corriente mínima de funcionamiento del relé diferencial, está comprendida entre 20 y 45% de la corriente nominal del transformador (regulación de base). Además, hay que contar con la aparición de corrientes diferenciales sin que exista un defecto en el transformador, por las razones siguientes:

Para alimentar el relevador diferencial, hay que utilizar transformadores de intensidad de diversos tipos, casi inevitable que estos transformadores de intensidad no midan las corrientes de cortocircuito que atraviesan el transformador, con los mismos errores de relación de transformación. Además, en el caso de transformadores de regulación, a una relación transformación variable del transformador, corresponde una relación de transformación fija de los transformadores de medida.

Estos dos hechos tienen como consecuencia que a corrientes crecientes en el transformador, corresponden también corrientes diferenciales crecientes. Por esta razón deben evitarse las desconexiones intempestivas haciendo que la corriente de funcionamiento del relevador sea función de la corriente principal que atraviesa el transformador.

2.8.7. PROTECCION CONTRA LAS PUESTAS A TIERRA EN REDES CON NEUTRO AISLADO.

Cuando una red con punto neutro aislado tiene defecto a tierra, los potenciales de todas las fases sufren un desplazamiento correspondiente al valor negativo de la tensión de fase de la fase afectada del defecto a tierra: la fase defectuosa presenta prácticamente el potencial de tierra y las dos fases sanas presentan, respecto a tierra, un valor equivalente a la tensión compuesta. En el punto de puesta a

tierra no circula más que una corriente de algunos amperios que dependen de la extensión de la red (longitud de las líneas) y de la clase y características de esta misma red (líneas aéreas o cables subterráneos). Si la corriente sobrepasa cierto valor (unos 50A), en el punto de puesta a tierra pueden aparecer altas caídas de tensión de paso, que pueden ser peligrosas para los seres humanos. Además, del aumento de la tensión respecto a tierra de las fases sanas, resulta un aumento considerable de probabilidad de un defecto a tierra de estas fases sanas; en este último caso, se produce un doble defecto a tierra que corresponde, prácticamente, a un cortocircuito bipolar con puntos de puesta a tierra situados en lugares diferentes.

A causa de las peligrosas tensiones de paso y de las repercusiones de los cortocircuitos, resultan necesarios los sistemas de protección que detecten los defectos a tierra. Sin embargo,en este caso, hay que distinguir entre la señalización y la desconexión en caso de puestas a tierra accidentales. La señalización de los defectos a tierra, normalmente aconsejada, se utiliza en aquellos casos en que un defecto de esta clase no presenta peligros para los seres humanos, lo que se produce para tensiones de paso poco elevadas o para líneas que atraviesan regiones despobladas. La desconexión de los defectos a tierra se emplean cuando el defecto puede presentar un peligro de muerte para los seres humanos y, por lo tanto, para líneas en zonas urbanas.

Desde el punto de vista de la selectividad, hay que distinguir dos formas diferentes de detección de las puestas a tierra. En el caso de detección de las puestas a tierra de las redes, no selectiva, todos los defectos a tierra de las redes quedan detectados por el dispositivo de protección, sin consideración de lugar; por lo tanto, todos los sistemas de protección de este género no accionarán más que una señalización. Los dispositivos de protección selectivos para la detección de las puesta a tierra de las líneas tienen en cuenta también la posición del defecto detectado. Por lo tanto, resulta posible la puesta fuera del servicio de la línea afectada, en caso de señalización correcta del defecto. La desventaja de todos los sistemas selectivos reside en su elevado precio, que procede casi siempre de la necesidad de inyectar en la línea una corriente artificial de defecto a tierra.

CAPITULO III

III. UTILIZACION DE LAS SUBESTACIONES MOVILES

3.1 SERVICIO EN PARALELO DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

3.1.1 GENERALIDADES:

El transformador de potencia está conectado a una red primaria de la cual toma la energía eléctrica, y la suministra por medio de su devanado secundario.

Para los consumidores importantes en El Salvador, donde se exige una continuidad y calidad en el suministro de energía eléctrica, se requiere de subestaciones con sus transformadores de potencia conectados en paralelo; si uno de estos transformadores quedase fuera de servicio, a causa de alguna avería en sus devanados, o por otra causa cualquiera, quedarían en servicio los demás transformadores y el suministro se mantendría sin interrupción.

Por otra parte el trabajo en paralelo de los transformadores se logra mediante la conexión a una misma barra colectora, despreciándose así la impedancia que existe entre los transformadores.

Las condiciones necesarias para una conexión en paralelo son:

1.- Igual tensión en vacío de los devanados correspondientes en cada transformador.

2.- Igual frecuencia, que debe ser igual a la frecuencia de la red primaria.

3.- Conexión del mismo grupo, o sea, que los desfases entre primarios y secundarios sean iguales.

4.- Conectar en paralelo, es decir, sobre la misma barra colectora, fases del mismo nombre. Ver Fig. 17

5.- Como el acople de las subestaciones móviles se efectúa sobre las barras colectoras de las subestaciones estacionaria, la tensión de cortocircuito de ambos no debe diferir en más de ± 10%.

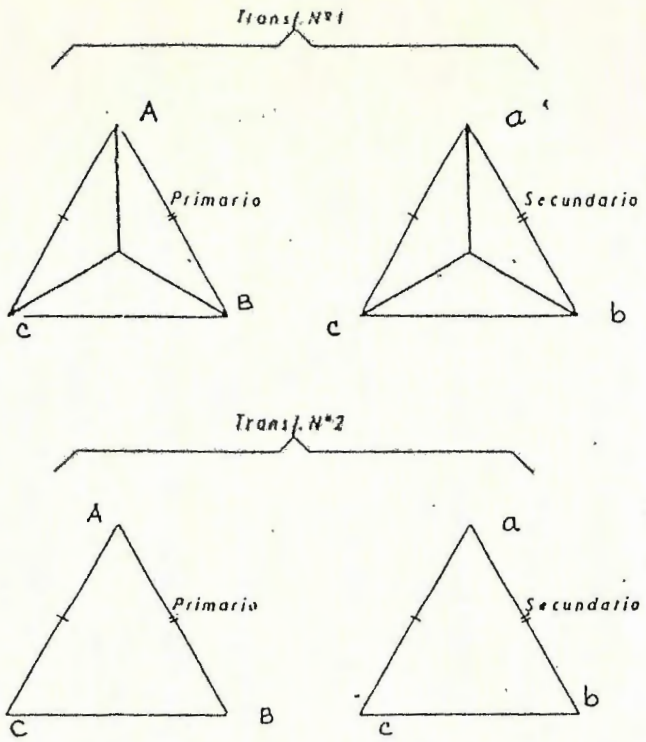


Fig.17 Transformadores que pueden trabajar en paralelo.

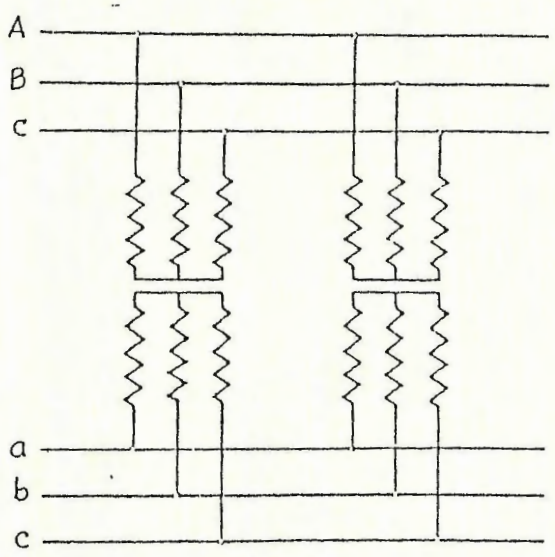


Fig.18 Conexión en paralelo.

3.1.1.1 IMPEDANCIA DEL TRANSFORMADOR.

La impedancia del transformador se determina por medio de ensayos en forma muy sencilla y que consiste en lo siguiente:

Se conecta una de las bobinas (por ejemplo, la de baja tensión) en cortocircuito y se aplica a la otra bobina (la de alta tensión) una tensión regulable, que puede aumentar de 0 hasta un cierto valor, con lo cual en ambas bobinas circulan aproximadamente las corrientes nominales que corresponden a la sección de los conductores.

En esta forma, la tensión aplicada en la bobina primaria que se mide por medio del voltímetro V, (Fig.19), es mucho menor que la tensión normal, cuando el bobinado secundario está en circuito abierto. En el ensayo de cortocircuito, según la Fig. 19, la tensión está consumida enteramente por las bobinas primarias y secundarias para cubrir sus caídas de tensión óhmica e inductiva. Se le denomina tensión de cortocircuito y en la práctica se le suele expresar en por ciento de la tensión nominal.

A la tensión de cortocircuito, expresada en esta forma, se le llama también características de cortocircuito.

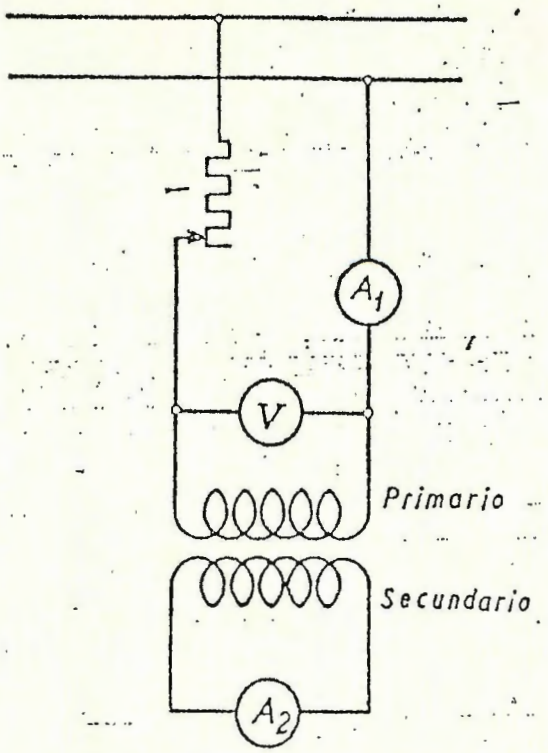


Fig.19 Determinación de la impedancia por medición con amperímetro y voltímetro.

Se ha dicho que, al aplicar la tensión del cortocircuito en una de las bobinas del transformador, estando la otra conectada en cortocircuito, por ambas bobinas circulan las corrientes nominales que corresponden a la plena carga del transformador.

Si se divide la tensión de cortocircuito por la corriente que circula por la bobina en la cual se ha aplicado esta tensión, se obtiene la impedancia total del transformador, que se calcula según la fórmula:

$$\text{Impedancia (Z)} = \frac{\text{Tensión de cortocircuito Vcc}}{\text{Corriente nominal In}}$$

La impedancia es la resistencia que cada transformador ofrece a la corriente eléctrica en el trayecto de una línea de transmisión o de distribución.

La característica de cortocircuito se debe indicar en la placa de cada transformador, porque es necesario conocerla en los casos que varios transformadores deban trabajar en paralelo.

El cálculo de la característica de cortocircuito se basa en las dimensiones del transformador; además que la tensión de cortocircuito comprende dos clases de caídas de tensión: óhmica e inductiva.

La caída de tensión óhmica se calcula según la ley de Ohm con la corriente y resistencia de cada bobina, V = I x R.

La determinación por cálculo de la caída de tensión inductiva, considerando el conjunto del bobinado del transformador, no es tan fácil. Para calcularla hay que tomar en cuenta las dimensiones principales de las bobinas, la frecuencia, la cantidad de espiras y la corriente.

La caída de tensión inductiva que forma parte de la tensión de cortocircuito del transformador, se llama también "tensión de dispersión" porque corresponde a la f.e.m. que hay que aplicar

en los bornes primarios del transformador para que casi todas las líneas magnéticas producidas por los Amperios-vueltas primarios y secundarios se cierren por el aire, sin acoplar ambas bobinas. En el núcleo de hierro queda solamente un pequeño flujo magnético que corresponde a la tensión aplicada en los bornes.

La cantidad de líneas magnéticas dispersas depende de las dimensiones de las bobinas y de los canales de refrigeración, como también del cuadrado del número de las espiras, de la frecuencia y de la corriente. También la forma de colocar las bobinas primarias y secundarias sobre el núcleo de hierro influye mucho sobre la magnitud de la dispersión, y, por lo tanto, sobre el valor de la tensión de cortocircuito.

Se indicará una fórmula práctica para el cálculo de la tensión de dispersión que se aplica en cualquier caso de colocación de las bobinas sobre el núcleo.

Esta fórmula es la siguiente:

$$V_d = 4.44\ f\ N^2 I\ \sqrt{2}\ 0.4\pi\ \frac{\left(a + \frac{b1 + b2}{3}\right)}{h}\ lm \times 10^{-8}\ (Volt),$$

V_d = Es la tensión de dispersión de un grupo de espiras por fase.

f = La frecuencia en Hz.

N = La cantidad de espiras de un grupo de bobinas primario o secundario. La cantidad de espiras N se determina para las diferentes formas de colocar las bobinas, de acuerdo a lo indicado en la fig. 20

I = Corriente en una bobina.

a = Es el ancho del canal de ventilación en centímetros.

b_1 = El ancho de un grupo de bobinas o espiras primarias, que se determina según la disposición de las bobinas, de acuerdo a lo indicado en la fig 20, en cm.

b_2 = Idem, pero de la bobina secundaria, en cm.

h = Altura de las bobinas se determina de acuerdo a la fig. 20, en cm.

lm = Circunferencia media del canal de aire que se determina según la disposición de las bobinas de acuerdo a la fig. 20.

Si se desea determinar la tensión de cortocircuito en la bobina primaria, se debe calcular la caída óhmica de tensión para una determinada carga de I Amp., sumándose geométricamente la tensión de dispersión para la misma carga I, calculando con las espiras correspondientes a la bobina primaria.

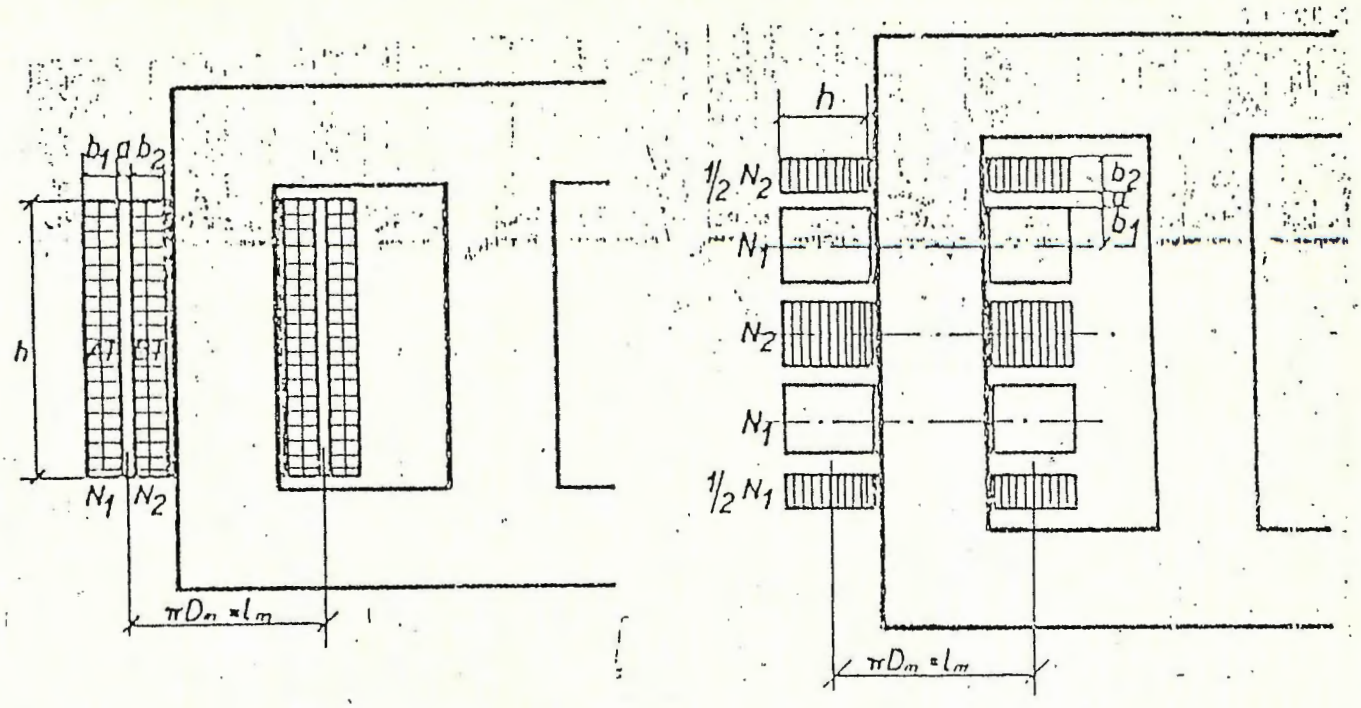


Fig.20 Determinación de la tensión de dispersión.

La tensión de cortocircuito, determinada en esta forma, se puede representar gráficamente, según el diagrama indicado en la Fig. 21, que se refiere al caso en que el secundario del transformador está cerrado en cortocircuito y se excita la bobina primaria.

También puede expresarse la tensión de cortocircuito referente al bobinado secundario, lo que corresponde al caso en que se conecta en cortocircuito el bobinado primario y se excita el secundario. En este caso hay que calcular con la tensión de dispersión y la caída de tensión óhmica referente a la bobina secundaria.

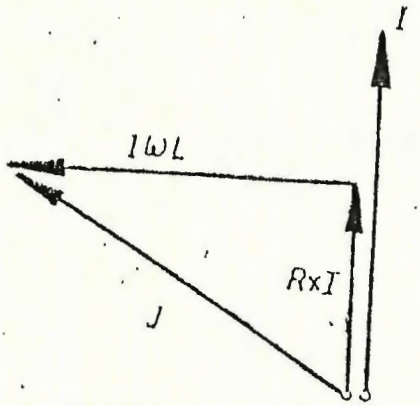


Fig.21 Cálculo vectorial de la tensión de cortocircuito V.

La relación entre las tensiones de cortocircuito, expresadas para los bobinados primario y secundario del transformador, es inversamente proporcional al cuadrado de las impedancias correspondientes:

$$\frac{Z_2}{Z_1} = \frac{(Vcc_1)^2}{(Vcc_2)^2}$$

Donde Z1 y Z2 son las impedancias y Vcc1 y Vcc2 son las tensiones de cortocircuito para los bobinados primarios y secundarios. De esta fórmula se desprende que la impedancia de un transformador expresada para la bobina de alta tensión, es mucho mayor que la impedancia del mismo transformador expresada para la bobina de baja tensión.

3.1.2. ANALISIS DE LAS CONDICIONES PARA EL ACOPLAMIENTO EN PARALELO.

Se ha descrito que la frecuencia debe ser la misma. No es posible unir circuitos senoidales de diferente frecuencia, pues el resultado no sería senoidal.

La relación de transformación en vacío debe ser la misma, ya que en caso contrario, por los transformadores circularía una corriente de compensación, cuyo valor sería el resultado de dividir la diferencia de tensión entre los transformadores por la impedancia de éstos. Desde luego no es admisible esta diferencia de tensión, ya que en caso de carga nula los transformadores seguirían funcionando, y aún en caso de carga tampoco se puede admitir, pues la corriente de compensación produce unas pérdidas que hacen bajar el rendimiento del sistema instalado.

Se deduce que no se puedan acoplar en paralelo dos o más transformadores que no posean el mismo desfase entre el primario y el secundario. Por ejemplo: dos transformadores acoplados en paralelo, de los cuales, uno pertenece al grupo 0 y, el otro que pertenece al grupo 6, ver fig.22; observando sus diagramas de tensiones, se puede observar que al conectar los hilos correspondientes a la misma polaridad entre ellos, existe una diferencia de potencial igual al doble de la tensión nominal; como ya se sabe, para la condición de tensión

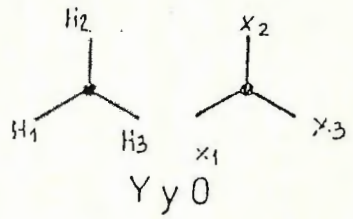


Fig. 22-A
Diagrama vectorial de un transformador grupo de conexión Y y 0

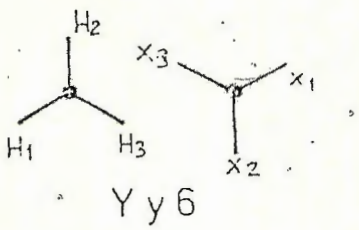


Fig. 22-B
Diagrama vectorial de un transformador grupo de conexión Y y 6.

de cortocircuito, es indispensable que esté dentro del rango del ± 10 % si se quiere que los transformadores se carguen en igual proporción a su potencia nominal, es decir, que sus índices de carga sean iguales.

Si se tienen dos transformadores conectados en paralelo y las relaciones de transformación en vacío son iguales; entonces, se cumple que:

$$Z_{cc1}\ I1 = Z_{cc11}\ I11$$

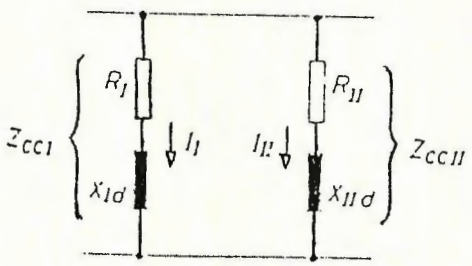


Fig.23 Esquema equivalente de dos transformadores acoplados en paralelo.

Si I_{IN} e I_{IIN} son las corrientes nominales de ambos transformadores y V_1 es la tensión primaria, la anterior expresión se transforma en:

$$\frac{I_I}{I_{IN}} \cdot \frac{Z_{CCI} \; I_{IN}}{V_1} = \frac{I_{II}}{I_{IIN}} \cdot \frac{Z_{CCII} \; I_{IIN}}{V_1}$$

Pero como la relación I/In es el índice de carga y la expresión.

$$\frac{Z_{CC} \; I_N}{V_1} \cdot 100 = Vcc\ \%$$

Donde Vcc% es la tensión de cortocircuito en tanto por ciento, luego queda:

$$C_1 \; V_{CCI} = C_{II} \; V_{CCII}$$

$$\frac{C_I}{C_{II}} = \frac{V_{CCII}}{V_{CCI}}$$

Y si se desea que los índices de carga sean iguales, también lo deben ser las tensiones de cortocircuito.

distinto grupo de desfases, a veces es posible y a veces no, siendo siempre necesario modificar alguna conexión para conectarlo en paralelo.

Por ejemplo, los transformadores de los grupos 0 y 6 se podrán montar en paralelo, si se invierte el neutro. Los transformadores Y y 0 con los Y y 6 (Fig. 24), se observan que las fases están en posición (desfase 180°) por consiguiente no pueden trabajar en paralelo, siendo preciso para conseguirlo, sacar el núcleo de la caja y modificar las conexiones de los bobinados.

Esta modificación se logra únicamente cambiando el neutro, desconectando el punto de estrella del secundario y poniéndolo en el otro extremo de los bobinados.

La alteración de las conexiones con la línea no conduce al resultado buscado.

Los transformadores que pertenecen a los grupos de desfase 0 y 6 no pueden trabajar en paralelo con los de los grupos 5 y 11 pero estos últimos es posible acoplarlos entre sí, y ello sin cambio de conexiones en los arrollamientos del núcleo, es decir, sin tener que abrir la caja, basta para ello invertir las conexiones exteriores con la red de una forma conveniente.

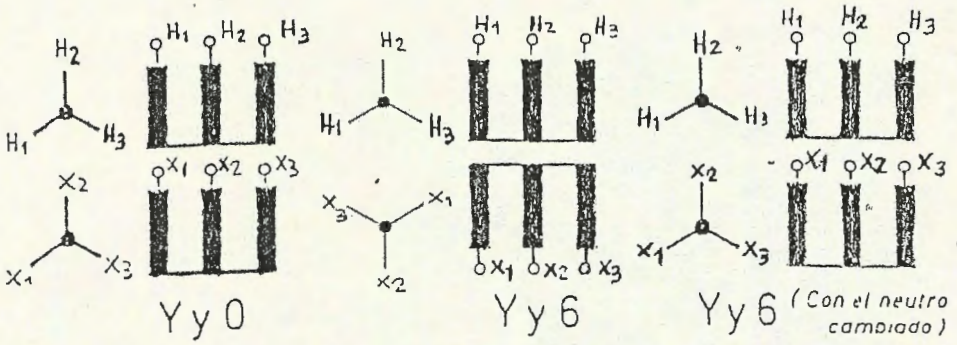


Fig.24 Acoplamiento en paralelo de transformadores con grupos de conexión Yy0 e Yy6, mediante cambio de conexiones en el neutro del transformador Yy6.

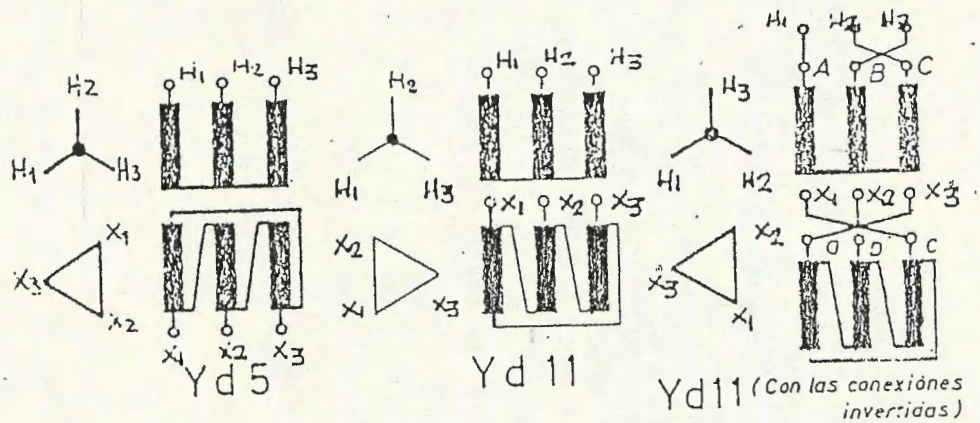


Fig. 25 Acoplamiento en paralelo de transformadores con grupos de conexión Yd5 e Yd11, mediante inversión de conexiones en los bornes del transformador Yd11.

Suponiendo que se desea acoplar en paralelo un transformador del grupo 5 con otro del grupo 11, para ello se debe lograr que los desfases sean los mismos. Sean estos transformadores el Yd5 y el Yd11.

Si en el transformador Yd11 se cambia el orden de dos fases del primario, H2 y H3 la sucesión de fases cambiará y no será como antes H1, H2, H3 sino H1, H3, H2 y así mismo cambiará el ángulo de desfase, permutando en el secundario las fases X1 y X3, el sentido de rotación o de sucesión de fases, en vez de X1, X2, X3, será X1, X3, X2, consiguiendo de esta manera el mismo desfase que el Yd5, pudiéndose entonces acoplar en paralelo (Fig. 25)

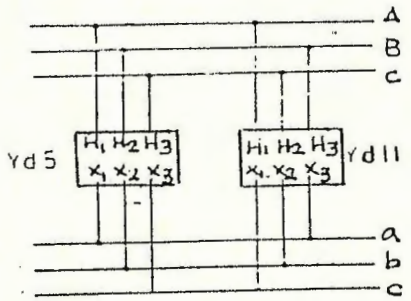


Fig. 26 Esquema de conexiones de acoplamiento en paralelo de dos transformadores, grupos de conexión Yd5 e Yd11, respectivamente.

Así invirtiendo las conexiones exteriores a la red del transformador Yd11, permaneciendo las del Yd5 iguales, se puede llegar a acoplarlos en paralelo sobre la misma red, siendo el esquema de la conexión el expresado en la Fig. 26

El cruce simultáneo en un montaje del tipo 11 de los terminales H2 y H3 con la línea primaria y de los terminales X1 y X3 con la línea secundaria, hace posible su acoplamiento con una disposición cualquiera del grupo 11.

En el cuadro siguiente están resumidas todas las maneras posibles de unir los terminales de un transformador del grupo 11 con otro del grupo 5, la solución es reversible y donde dice 5 puede decir 11 y al revés.

Para facilitar la tarea de los especialistas encargados del servicio de los transformadores, se han establecido normas y tablas de conexiones que se indican en el apéndice I.

TABLA.- POSIBILIDADES DE ACOPLAMIENTO EN PARALELO DE TRANSFORMADORES DE LOS GRUPOS 5 y 11.

		PRIMARIO			SECUNDARIO		
		I	II	III	1	2	3
TERMINALES DEL TRANSFORMADOR TIPO 5		H1	H2	H3	X1	X2	X3
Terminales del transformador 11.	1. Combinación	H1	H3	H2	X3	X2	X1
	2. Combinación	H3	H2	H1	X2	X1	X3
	3. Combinación	H2	H1	H3	X1	X3	X2

3.1.4. PROCEDIMIENTO PARA ASEGURAR LA POSIBILIDAD DE UN ACOPLAMIENTO EN PARALELO.

Para acoplar dos transformadores en paralelo, el primer paso que se tiene que hacer es comprobar si pertenecen al mismo grupo horario de desfases. Cuando ambos pertenecen al mismo grupo y los terminales están correctamente marcados, basta unir los bornes correspondientes a las redes primarias y secundarias.

Cuando los transformadores pertenecen a los grupos incompatibles no se podrá hacer el acoplamiento en paralelo. Pero puede resultar que no se conozca el grupo al cual pertenecen, o que sean de grupos que se pueden acoplar a un sólo permutando las conexiones, entonces se procede de la siguiente manera:

Suponiendo que se tienen dos transformadores, el I y el II (Figura 27); se empieza conectando las redes respectivas el primario y el secundario del transformador, I, luego en la forma que parezca más correcta se conecta a la red el primario del tranformador II. Realizando esto, se une la fase X3 del secundario de II, o cualquier otra fase con C. Para que se pueda efectuar el acoplamiento es necesario que las tensiones que existen entre X1 y b y a y X2 o entre X1 y a y entre a y b sean nulas, por lo cual se conectará un voltímetro y se mirará si marca una tensión nula. Si dos de las cuatro lecturas nos dan un valor nulo, es posible la conexión y no hace falta tomar más precauciones.

Si no se encuentran dos lecturas nulas, entonces se cambiará la conexión de X3 del segundo transformador, y se pondrán a otra fase, la b por ejemplo y se vuelve a medir de nuevo las cuatro tensiones existentes entre X1, X2 y a y c, si hay dos nulas se realiza el acoplamiento, en caso contrario se vuelve a cambiar la conexión del borne X3 y se conecta a la fase [illegible] de la red secundaria y vuelta a realizar la medición de las cuatro tensiones.

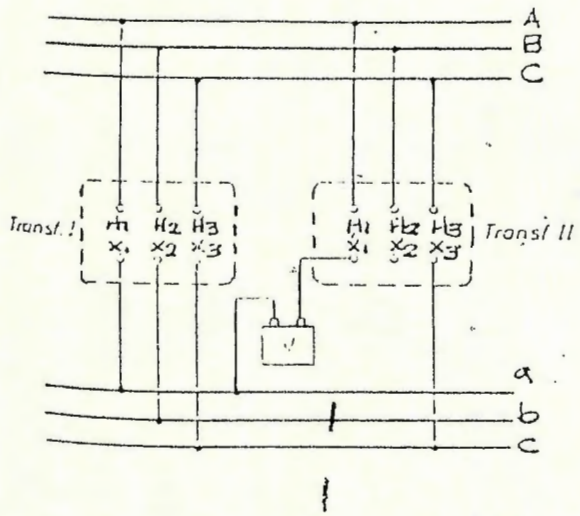


Fig. 27 Comprobación; mediante voltímetro de las posibilidades de acoplamiento en paralelo de dos transformadores trifásicos sin neutro.

Si todavía no se han encontrado dos tensiones nulas se procederá a efectuar un cambio en las conexiones del primario con la red, son posibles realizar tres cambios en el primario.

1. A con H2,B con H1,C con H3
2. A con H3,B con H1,C con H2
3. A con H3,B con H2,C con H1

Se van repitiendo las mismas operaciones anteriores, si se llega al final y no se han encontrado dos tensiones iguales, el acoplamiento es imposible; en total se habrán realizado 48 mediciones.

Referente al voltímetro, se debe de elegir uno cuya escala sea el doble de la tensión nominal del secundario, ya que en el caso de que las tensiones estén en oposición, o sea a 180° la tensión que se medirá entre dos fases, sería el doble de la nominal.

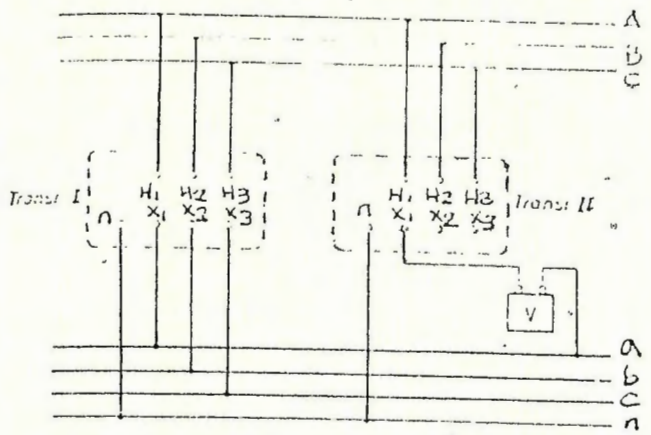


Fig. 28 Comprobación, mediante voltímetro, de las posibilidades de acoplamiento en paralelo de dos transformadores trifásicos con neutros en el secundario.

3.1.5. REPARTO DE CORRIENTES EN EL ACOPLAMIENTO EN PARALELO.

Para hacer el estudio de repartición, es necesario representar al transformador por medio de su circuito equivalente, y si sus caídas de tensión son V_I y V_{II}, donde $V_I = V_{II}$ entonces.

$$\frac{I_I}{I_{II}} = \frac{1}{Z_{CCI}} : \frac{1}{Z_{CCII}} = \frac{\dfrac{I_{IN}}{Z_{ccI}\ I_{IN}}}{\dfrac{I_{IIN}}{Z_{CCII}\ I_{IIN}}}$$

de aquí

$$\frac{1}{\dfrac{I_I}{I_{II}}} = \frac{\dfrac{I_{IN}}{V_{CCI}}}{\dfrac{I_{IIN}}{V_{CCII}}}$$

Si $V_{CCI} = V_{CCII}$ resultará que las intensidades están en la misma relación que las nominales.

Si son iguales los dos factores de potencia propios de los transformadores, cos ø VccI = Cos ø VccII las corrientes I_I y I_{II} en fase entre ellas y la corriente total, y entonces es válida la relación:

$$\frac{P_{I}}{P_{II}} = \frac{P_{In}}{P_{IIn}}$$

en donde P_{In} = potencia nominal del transformador I.

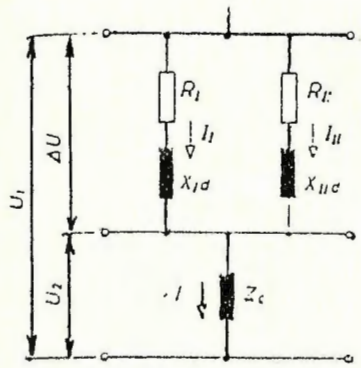


Fig. 29 Esquema del cortocircuito equivalente para el cálculo de reparto de corrientes de dos transformadores acoplados en paralelo.

En el caso de que los factores de potencia no sean iguales, la suma de potencias no es igual a la potencia total de la instalación, sino que esta es menor, tanto más cuanto mayor sea la discrepancia entre los factores internos de los transformadores.

Donde, la potencia del transformador.

$$P1\ \%\ cc = \frac{P\ nominal}{Vcc\ \%}$$

tal que: Vcc % es la tensión de cortocircuito unitario.

3.2. FORMAS DE UTILIZACION DE LAS SUBESTACIONES MOVILES.

La adquisición de las subestaciones móviles fue realizada por C.E.L. en la década de los ochentas debido a una crisis energética causada por sabotajes a los elementos que generan y transportan la energía eléctrica y que se agravó con el terremoto de 1986.

Dentro de los dispositivos que constituyen todo sistema de potencia, los transformadores de potencia fueron los que sufrieron los mayores daños, y para poderles dar el mantenimiento correctivo era necesario sacarlos del sistema, pero esto implicaba dejar sin servicio eléctrico a gran parte de la población.

Para evitar esta pérdida, se pensó en una subestación móvil como una manera de darle mantenimiento al transformador sin perderse la continuidad del servicio; o acortar el tiempo de interrupción.

La unidad que se requería en el país debía de poseer la capacidad de movilizarse con relativa rapidez debido a que eran varias las subestaciones permanentes que presentaban daños, además, era necesario que tuvieran las características eléctricas necesarias para que en caso de una falla, sus protecciones actúen eficientemente.

Los usos que actualmente se le da a estas unidades varían según las necesidades que requiera la red. En la sección anterior se dieron las bases del estudio preliminar necesario para acoplar estas uidades al sistema, ya sea en paralelo a un transformador de potencia de una subestación permanente o conectada directamente a la línea de transmisión.

De todo lo anterior se resumen que las subestaciones móviles pueden ser usadas:

1. Para minimizar los efectos que producen las emergencias, ya que, las SEM's pueden ser utilizarse para sustituir una subestación completa que es sometida bajo una falla proveniente de cualquier equipo.

2. Para asegurar el servicio durante el mantenimiento. Toda la subestación puede ser sustituida por estas unidades, permitiendo así las diferentes operaciones de mantenimiento como, desecación, eliminación de gases, limpieza y reparación del cambiador de derivaciones, limpieza de los pasatapas y aisladores, y pruebas de campo.

3. Para incrementar temporalmente la capacidad. Las SEM's pueden ser usadas: para sustituir las subestaciones existentes mientras se expanden o se cambian los circuitos de la red, y mientras es construida una futura subestación y para incrementos durante las demandas pico.

3.3 CONDICIONES PARA LA OPERACION DE LAS COMPONENTES DE UNA SEM.

Para lograr las condiciones de DISPARO O CIERRE de cada uno de los dispositivos es necesario realizar una secuencia lógica de procedimientos de operación.

(Ver Diagrama Lógico):

CODIGO DE DISPOSITIVO:

52.1 : Disyuntor 115KV

52.2 : Interruptor 46KV

TAP : Selector del cambiador de derivación en vacio del transformador de potencia.

SP : Interruptor Serie/Paralelo del transformador de potencia.

SS : Selector de secuencia 46/23KV

89.3 : Seccionador de línea 46KV

TC : Transformador de corriente.

PB : Botón pulsador manual.

1) CIERRE DEL 52.1

Para lograr la condición de cierre del 52.1 es necesario que se cumpla cada uno de los pasos siguientes:

- El 52.2 en posición abierto.
- 46/23 KV adecuadamente seleccionado.
- Revelador de Bloqueo (86T) en posición normal.
- TAP en posición correcta.

- SP enganchado.
- Interruptor del 52.1 abierto.
- Interruptor SCADA Local desenganchado.

2) **DISPARO DEL 52.1**

Para lograr la condición de disparo o apertura del 52.1 es necesario que se cumpla cualquiera de los pasos siguientes:

- Revelador de Bloqueo (86T) en posición disparo.
- Botón pulsador de disparo presionado.
- TAP desenganchado.
- SP desenganchado.

3) **CIERRE DEL 52.2**

Para lograr la condición de cierre del 52.2 es necesario que se cumplan cada uno de los pasos siguientes:

- 46/23 KV seleccionado.
- Revelador de Bloqueo (86T) en posición normal.
- TAP en posición correcta.
- SP asegurado.
- Interruptor del 52.1 en posición cerrada.
- Interruptor SCADA en posición local.
- El relevador 50/51 en posición normal.

4) DISPARO DEL 52.2

Para lograr la condición de disparo del 52.2 es necesario que se cumpla cualquiera de los pasos siguientes:

- Relevador 86T en posición de disparo.
- Relevador 50/51 en posición de disparo.
- TAP desenganchado.
- SP desenganchado.
- Interruptor manual mecánico accionado.

5) SS EN 46KV (VER APENDICE II)

Para lograr la condición del la conexión en 46KV es necesario que se cumplan cada uno de los pasos siguientes:

- SP seleccionado en 46 KV
- Interruptor selector del TC en 46 KV.
- Enlace a tierra del SA.2 desconectado.

6) SS EN 23 KV (VER APENDICE II)

Para lograr la condición del de la conexión en 23KV es necesario que se cumplan cada uno de los pasos siguientes:

- SP seleccionado en 23 KV.
- Interruptor selector del TC en 23 KV.
- Enlace a tierra del SA.2 conectado.

7) **DESENGANCHE DEL TAP.**

Para lograr la condición de desenganche del cambiador de desconexión se deberá cumplir con cada uno de los pasos siguientes:

- El 52.1 en condición de DISPARO.
- El 52.2 en condición de DISPARO.

8) **DESENGANCHE DEL SP.**

Para lograr la condición de desenganche del SP se deberá cumplir con cada uno de los pasos siguientes:

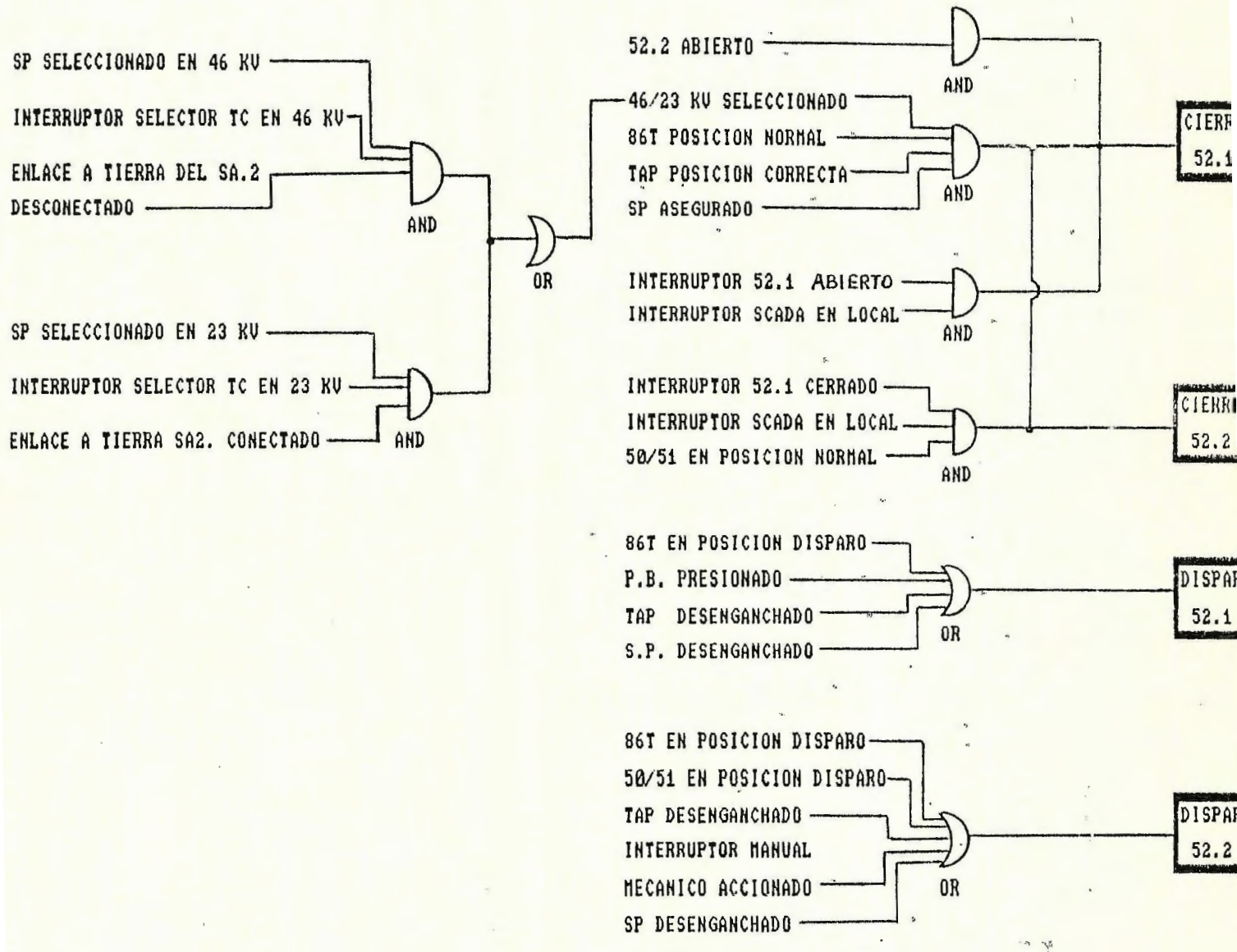
- El 52.1 en condición de disparo y el 52.2 en condición de disparo.
- Autorizado el acceso al compartimiento del TC auxiliar es decir la puerta no bloqueada.

9) **CIERRE/APERTURA DEL 89.3**

Para lograr la condición de cierre o apertura del 89.3 se deberá cumplir con el paso siguiente:

- El 52.2 en posición abierta estando el pararrayo en la posición adecuada.

DIAGRAMA LOGICO



CAPITULO IV

MANTENIMIENTO DE LOS COMPONENTES DE LA SUBESTACION MOVIL

La SEM'S es un equipo, que como su nombre lo indica está sometido a un constante movimiento; pero esta condición puede generar anomalías en el funcionamiento, tanto, de los componentes como de las rastras que sirven como base.

Dicho movimiento puede generar desajustes o alteraciones en las piezas eléctricas o mecánicas, por tanto, el control en el mantenimiento tiende a ser más frecuente de lo que produciría una subestación del tipo permanente.

La frecuencia de inspección y de mantenimiento, también, depende de factores, como son la temperatura ambiente, la humedad relativa, la altitud y las condiciones atmosféricas del área donde se desea instalarla, por lo tanto, es necesario taner un plan de mantenimiento, del cual va a depender la seguridad del equipo encargado de suministrar la energía eléctrica a la red de potencia nacional.

Es importante hacer nota que el mantenimiento deberá ser realizado por personal especializado, preferentemente, el mismo que llevó a cabo la instalación; una falla en el procedimiento puede causar serios daños personales y al equipo.

4.1. INTERRUPTOR DE POTENCIA O DISYUNTOR.

Del funcionamiento correcto del disyuntor depende la seguridad de todo el equipo que compone la SEM'S, además de toda la red que está conectada a ella.

Para asegurar ese correcto funcionamiento es necesario, después de su instalación, hacerle chequeos periódicos que incluyan ajustes a partes del interruptor que sean sometidas a movimientos bruscos y a lubricación de partes que así lo requieran.

Para poder darle mantenimiento al interruptor las primeras precauciones que deben tomarse son:

a) Asegurarse que el interruptor y su mecanismo esté desconectado tanto las partes de alto voltaje como las de control antes de inspeccionarlo o repararlo.

b) Antes de desconectar el disyuntor debe de aterrizarse adecuadamente antes de manipular cualquiera de sus partes.

c) Inspeccionar el mecanismo de operación periódicamente y asegurarse que los rodamientos estén adecuadamente lubricados.

d) Mantener el mecanismo limpio.

e) Asegurarse que tornillos, tuercas, arandelas, pines y todos los terminales estén asegurados y en el sitio correcto.

f) Inspeccionar los soportes de los aisladores debido a que durante la operación del interruptor, la vibración hace que estos se muevan y pierdan fijeza.

g) Limpiar, y si es necesario secar los materiales de aislamiento en el interruptor y aterrizar las partes que están a diferente potencial.

h) Asegurarse que el mecanismo del interruptor trabaje correctamente operándolo manualmente antes de conectarlo al sistema bajo carga.

Los fabricantes del equipo recomiendan utilizar herramientas adecuadas para el mantenimiento, estas herramientas, por lo general forman parte del equipo que se ha adquirido, además, tener una lista de inspección en las cuales se especifican los pasos a seguir los cuales se mencionan a continuación:

1) Especificación de los Repuestos.

Cuando se desea ordenar un repuesto del disyuntor es muy importante dar información completa de la parte requerida, para ello se toma en cuenta números de serie, el tipo de interruptor, el rango de corriente y de voltaje y la denominación utilizada en el manual de instrucciones.

2) Revisar el mecanismo de operación neumática.

Esto se refiere a inspeccionar los manómetros que indican la presión y la existencia del gas (SF6) que está presente en el tanque principal del disyuntor, la manipulación de este gas implica una serie de precauciones que el personal debe tomar en cuenta a la hora de darle mantenimiento a este mecanismo; las cuales son:

2.1. No trabajar con SF6 en lugares de poca ventilación debido a que dicho gas tiene la propiedad de ser incoloro, inodoro e insaboro, más denso que el aire, lo cual provoca desplazamiento de éste último causando asfixia al operador.

2.3 El polvo metálico de fluoruro que es producto de la extinción del arco en SF6 debe evitarse que haga contacto con la piel e inhalarse al limpiar el interruptor, para lo cual, es necesario el uso de mascarilla y guantes.

3) Ajuste de la posición "cerrada" y "abierta".

Cerrar y abrir el interruptor como lo indica el manual para poder ajustar las marcas verticales y así los polos del interruptor puedan quedar cubiertos correctamente.

4) Para cambiar algunas partes del interruptor de potencia es necesario consultar el manual del fabricante y asegurarse de seguir exactamente los pasos que ahí se especifican.

4.2 SECCIONADOR

Basicamente el mantenimiento de un seccionador se concentra en las partes móviles y los contactos de enganche, se debe verificar la lubricación del mecanismo de operación, además de realizar una limpieza periódica tanto en la barra seccionadora como en su respectiva clavija.

Se debe tomar en cuenta además que es un dispositivo que está a la intemperie, y que está constantemente energizado, la suciedad se puede convertir en un elemento contaminante y hace que se pierda el aislamiento.

4.3. TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

Para el funcionamiento adecuado del transformador de potencia deberán seguirse los siguientes procedimientos con cierta periodicidad, como son:

A) Transformador en Servicio:

- Probar con frecuencia los aparatos de protección.
- Verificar si hay pérdida de aceite.
  - i) Cambiar los radiadores que muestren pérdidas: añadir aceite ocasionalmente.
  - ii) Si se da pérdida de aceite, buscar la falla y cerrarla, añadir aceite ocasionalmente.

- Controlar con regularidad el secador de aceite.

  i) Reemplazar el elemento silicagel cuando ya no denote su color azul.

- Limpiar con regularidad el vidrio indicador de aceite con la finalidad de permitir una lectura correcta y fácil.

- Mantener un control adecuado del aceite, tomando muestras del mismo para luego, someterlas al ensayo de disrupción.

- Probar con regularidad el conmutador de regulación c de ajuste.

- Las tomas de muestra de aceite del conmutador de regulación. Independientemente del tipo de conmutador, ejecutando un primer control de aceite después de aproximadamente 20,000 acoplamientos.

  Las muestras se toman por una determinada válvula de derramamiento del conmutador del grifo. Se debe dejar derramarse una cantidad suficientemente grande para quitar la posible suciedad en el tubo y por la válvula de derramamiento.

  Los diferentes tipos de contaminantes en el aceite dependen de la intensidad de la corriente de operación y el número de acoplamiento.

Cuando las pruebas de aceite indican una marcada combustión de los contactos, es necesario desmontar el conmutador descargado para examinarlo.

- De igual forma, a partir del tercer control del aceite, se debe desmontar el cambiador bajo carga, limpiarlo, examinar los contactos y quitar las partes cubiertas con tizne.

- El conmutador se vuelve a llenar de aceite mediante el tanque de expansión.

- El mando a motor no exige otro mantenimiento. Unicamente se debe controlar con regularidad el nivel de aceite en el cárter.

- Se debe conmutar el cambiador bajo carga de ALTA TENSION y el cambiador sin tensión BAJA TENSION, por lo menos una vez al año, en todas las posiciones de regulación, con la finalidad de evitar la formación de manchas de tizne sobre los contactos.

- Después de la operación del relevador de protección, y de las pruebas de control, se debe verificar que el relevador esté de nuevo en la posición de operación.

- Se deberá controlar con regularidad, y antes de invierno, la calefacción en el mando a motor y en el tablero de control.

- Al haber un nuevo pedido de una pieza de repuesto, se indicará siempre: el tipo, el número de fabricación, el número del transformador, la potencia, la tensión y la frecuencia del transformador o de los equipos. Estos datos se encuentran en el esquema de conexión, así como, en la placa de características. Para partes más pequeñas, se debe añadir al pedido una muestra o un croquis.

B) Transformadores fuera de Operación.

Algunos pasos de mantenimiento a tener en cuenta son:

- La calefacción en el mando o motor y el gabinete de control debe quedar conectada. Debe controlarse el reglaje y funcionamiento del termómetro.

- Las válvulas no conectadas deben estar cerradas y provistas de seguros adecuados.

- Controlar de vez en cuando el secador de aire. Reemplazar eventualmente el silicagel.

- En el caso que ocurra una pérdida de aceite deberá cerrarse o taparse la fuga.

- Deberá mantenerse limpio el transformador. Quitar rápidamente manchas de óxido, retocar y volver a pintar.

- Preservar de la humedad, todos los instrumentos y las cajas de protección, controlar las aperturas de ventilación (peligro de agua de condensación).

- Limpiar periódicamente, la porcelana de los aisladores pasa tapas.

4.3.1. RELEVADOR BUCHHOLZ.

Las siguientes condiciones de mantenimiento deben observarse para la correcta operación del Relevador Buchholz, y son:

- Al menos una vez al año:

  i) Inspeccionar lós contactos.

  ii) Inspeccionar las conexiones, apretarlas de ser necesario

- También apretar las glándulas de compresión.

- Revisar los dispositivos de corte y alarma.

4.3.2. INDICADOR DE NIVEL DE ACEITE.

Las siguientes condiciones de mantenimiento deben observarse para un adecuado funcionamiento del indicador de nivel de aceite, como son:

- Al menos una vez al año.

  i) Inspeccionar los contactos.

  ii) Inspeccionar la conexión eléctrica.

  iii) Apretar las glándulas de compresión.

4.4 FUSIBLES.

Algunas consideraciones referentes al mantenimiento que debe observarse para una correcta operación en los fusibles son:

- Revisar periódicamente la estructura o soporte metálico que sostiene al fusible, es decir; pinzas abrazaderas, base metálica o zócalo (en el caso del fusible tipo grapa), resorte de expulsión (en el caso del fusible tipo expulsión), pernos, cerrojos, que sostienen el cartucho fusible, para evitar una operación inadecuada del mismo al instante de presentarse una falla.

- Limpiar los contactos del portafusible movible, así como del cartucho mismo (con la instalación desenergizada); sobre todo liberar de óxido, tizne y otros agentes externos que puedan ocasionar un falso contacto que impida la operación adecuada del mismo.

- Todo lo anterior, requiere de material y equipo adecuado, como del personal técnico capacitado en el mantenimiento de esta clase de dispositivo de protección.

- Verificar cuidadosamente la característica eléctrica conocida como CALIBRE del cartucho fusible, o sea, su valor de corriente nominal, en el instante, de la puesta en servicio por restitución debido a fundición y expulsión del elemento fusible.

- Verificar la correcta ubicación del dispositivo de cierre y de bloqueo del cartucho fusible, al momento de su reemplazo; además, limpiar los aisladores, soportes, placa característica y fijeza del tornillo de puesta a tierra; así como de los elementos de señalización destinados a comprobar a simple vista, si el cartucho fusible está o no fundido.

4.5. PARARRAYOS

El mantenimiento adecuado y preventivo que debe darse a todo tipo de pararrayos, se dispone de las siguientes reglas:

- Efectuar un chequeo o revisión visual del material físico externo o porcelana de pararrayos, observando que no tengan grietas, suciedad por el polvo y otros agentes externos que contaminen el pararrayos.

- Verificar de la placa característica de funcionamiento del pararrayos, si su funcionamiento está perfectamente coordinado, su tensión y corriente de descarga nominales sean las adecuadas, antes de ponerle en servicio.

- Efectuar una revisión visual como de verificación de ajuste y fijación de las piezas metálicas de extremidad a la porcelana del pararrayos, como de los aisladores de pequeña altura y gran diámetro del mismo.

- Revisar periódicamente los contadores de descarga pues, son el elemento principal que llevan el conteo del número e intensidad de las descargas; así, en especial, la conexión de las línea, la conexión de tierra, la base aislante, el borne de entrada del contador de descarga misma.

4.6. EQUIPO DE PROTECCION Y CONTROL.

La mayoría de estos dispositivos de estado sólido no requieren de mantenimiento preventivo sino de un chequeo operacional periódico. Si se produce una falla de operación, en los relevadores, deben ser consultados los manuales de servicio o devueltos a fabricante, si es requerido.

Debido a que la mayoría de los componentes que conforman un equipo de control y protección poseen un diagrama de conexiones, el gabinete debe ser únicamente abierto por personal entrenado para su adecuado mantenimiento.

Además, las únicas modificaciones necesarias en estos dispositivos serán los ajustes en el tiempo y corriente de operación.

4.7 MANTENIMIENTO PREVENTIVO.

Todo equipo de una subestación móvil han sido diseñados para operar en base a parámetros eléctricos establecidos. Estas condiciones pueden verse alteradas por funcionamientos incorrectos generados por desgastes, acumulación de suciedad, humedad, fugas, etc.

Este tipo de anormalidades se pueden evitar diseñando programas de mantenimiento consistentes en una lista de actividades periódicas que disminuyan la probabilidad del funcionamiento incorrecto, dicha periodicidad dependerá del lugar donde esté ubicada la subestación móvil.

4.8 MANTENIMIENTO CORRECTIVO.

El mantenimiento correctivo es el que se realiza para "corregir" un daño permanente en el equipo, ocasionado por diversas razones, como son deficiencias en los trabajos preventivos, envejecimiento del equipo, vencimiento en el número de operaciones para el cual, ha sido diseñado.

Por lo tanto, se deben tener dos tipos de mantenimientos, los cuales son necesarios para el buen funcionamiento de las redes de potencia y por ende, del suministro de energía eléctrica.

RECOMENDACIONES

- La posible sustitución de algún equipo o de sus elementos constituyentes durante las etapas de mantenimientos, tanto correctivo y preventivo de la subestación móvil puede ocasionar un aumento en el peso y tamaño de la subestación móvil; además de alteraciones en las características eléctricas y/o mecánicas del equipo, por lo tanto, es recomendable que dichos parámetros no sobrepasen los valores permisibles que dificulten la operación y funcionamiento de dicha unidad.

- El pararrayos viene ubicado por el fabricante a continuación del seleccionador (52.1) como se muestra en el diagrama unifilar de la subestación móvil (Apéndice III), se recomienda ubicarlo posterior a los transformadores de corriente (CT1), es decir, antes de los aisladores del transformador de potencia, para no dejar desprotegida esta zona en caso de una descarga eléctrica directa sobre ella que pueda dañar el transformador.

- Se recomienda que únicamente personal especializado sea el encargado de darle mantenimiento y de instalar la subestación móvil, teniendo en cuenta siempre las recomendaciones dadas por el fabricante en los manuales

que se anexan a la compra de este equipo, para evitar daños al personal como a la unidad misma.

- El terreno donde se proyecte instalar la subestación móvil debe de cumplir los requerimientos especificados por el fabricante como son distancias mínimas de separación entre la subestación móvil y otro equipo, propiedades del terreno adecuadas para el peso que posee esta unidad, una cerca de seguridad adecuada, etc.

- Se deberá tomar en cuenta siempre que se movilice la subestación darle el mantenimiento adecuado al remolque debido a que éste soporta todo el equipo y una falla en él puede dañar piezas o accesorios imprescindibles para el buen funcionamiento de esta unidad.

- Para poder analizar el funcionamiento de todos los componentes de protección de la subestación móvil se recomienda hacer uso del diagrama, unifilar, imaginándose una falla en cualquier sección, ya sea dentro o fuera de la subestación móvil y en base a la teoría estudiada de los diferentes tipos de protecciones conocer exactamente cual de ellos actuaría y su adecuada coordinación para efectos de ajuste de los diferentes relevadores.

- La finalidad del diagrama lógico es de orientar de una manera sencilla las diferentes posiciones de operación en las cuales, deben de encontrarse los elementos que intervienen en el funcionamiento de los interruptores

  (52.1 y 52.2) para poder instalar la subestación móvil en el lugar que se ha escogido, además de garantizar su correcto funcionamiento en caso de falla, y para su posterior siempre orientado a proteger el transformador de potencia y la red a la cual ha sido conectada.

- Es muy importante conocer el análisis de acople en paralelo de transformadores debido a que muchas veces será necesario instalar el tranformador de la subestación móvil a un transformador de potencia fijo para poder distribuir la carga, a la cual, está siendo sometido evitando así, el deterioro del transformador permanente mientras se distribuye la carga o se sustituye por otro de mayor capacidad, por lo que se recomienda conocer los datos nominales de ambos transformadores, necesarios para poder llevar a cabo dicho acople.

- El diagrama del sistema de transmisión de 115 KV de El Salvador fue incluido con el objetivo de conocer las subestaciones permanentes, en las cuales, se puede llegar

a conectar la subestación móvil de donde se determinó que no es factible conectarla en la zona de Sonsonate específicamente en la distribución hacia San Emilio, debido a que el nivel de voltaje de subtransmisión es diferente a los niveles propios de las subestaciones móviles que posee la CEL.

BIBLIOGRAFIA

- Asea Brown Boveri, Guide for Specifying Mobile Substations (United States s.f.).

- Asea Brown Boveri, Mobile Substations (Italia s.f.).

- Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa, Inspección y Aplicación de Transformadores de Instrumento. (El Salvador s.f.) 1-100

- Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa Reveladores (El Salvador s.f.) 37-45.

- DAGA GELABERT Pedro - Coños Prados Enrique - Ramirez Vásquez José y Ruiz Vassallo Francisco, Transformadores Convertidores (España 1977²).

- Hassenkieff L.M. - Sintes Olives F., Bobinados y Construcción de Transformadores Eléctricos (España 1951²)

- Instituto Argentino de Capacitación en la Rama Eléctrica, Teoría y Práctica de Diseño de Estaciones Transformadoras de Media y Alta Tensión (Argentina 1987).

- Martin Raúl, Diseño de Subestaciones Eléctricas (México 1987).

- Pauwels Contracting, Manual de Operación y Mantenimiento de dos (2) Subestaciones Móviles 20 MVA Clase FOA 110 - 46/23KV 60HZ Trifasica Deltal Estrella Aterrizada. 2, 3 y 6 Vol. (Bélgica 1992).

- Ramirez Vásquez José, Estaciones de Transformación y Distribución-Protección de Sistemas Eléctricos España (1991²)

- Westinghouse, Mobile Substations (United States s.f.).

APENDICES

APENDICE I : Conexión en Paralelo de Transformadores de Potencia. Fig. I.

APENDICE II : Selector de Secuencia 46/23 KV. Fig. II

APENDICE III : Grupos de Conexión de los Transformadores Trifásicos. Fig. III

APENDICE IV : Diagrama Unifilar. Medición. Fig. IV

APENDICE V : Diagrama Unifilar. Relevadores de Protección. Fig. V

APENDICE VI : Diagrama Unifilar. Servicio Propio AC. Fig. VI

APENDICE VII : Diagrama Subestación Móvil. Fig. VII

APENDICE VIII : Fotos de Subestación Móvil. Fig. VIII a XIII

APENDICE IX : Diagrama Sistema de Transmisión 115 KV. Fig. XIV.

APENDICE I

CONEXION EN PARALELO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Pueden distinguirse cuatro grupos de conexiones:

Grupo I	Cifras de la hora de un reloj	0	4	8
Grupo II	Cifras de la hora de un reloj	6	10	2
Grupo III	Cifras de la hora de un reloj	1	5	
Grupo IV	Cifras de la hora de un reloj	7	11	

Los transformadores caracterizados por las mismas cifras de hora pueden marchar en paralelo si se conectan, sobre el lado primario y el lado secundario, los bornes marcados con la misma letra a la misma línea de la red.

Los transformadores caracterizados por cifras de hora diferentes, pero pertenecientes, sin embargo, al mismo grupo, pueden también marchar en paralelo. Pero, en este caso, algunos bornes marcados con la misma letra deben ser conectados a línea diferentes de la red. Ello se efectúa conectando sobre el lado primario los bornes marcados con la misma letra a la misma línea de la red y cambiando cíclicamente las conexiones secundarias a la red, o bien conectado sobre el lado secundario los bornes marcados con la misma letra a la misma línea de la red y cambiando cíclicamente las conexiones primarias a la red.

En la figura I se muestra el caso en que, para todos los ángulos de fase de un grupo, las conexiones primarias fueron mantenidas iguales y cambiadas las conexiones secundarias.

Además, los transformadores con ángulos de fase según el grupo IV pueden marchar en paralelo con aquellos del grupo III. En este caso, sin embargo, el sentido de rotación del campo magnético en el transformador, deberá ser invertido; ello se efectúa cambiando sobre el lado primario y secundario las conexiones a la línea de dos bornes (comparar con la figura I la conexión 7-11 en el ángulo derecho, con la conexión 1-5).

Los transformadores caracterizados con ángulos de fase del grupo I, grupo II y grupo III/IV no pueden de ningún modo ser conectados para marchar en paralelo.

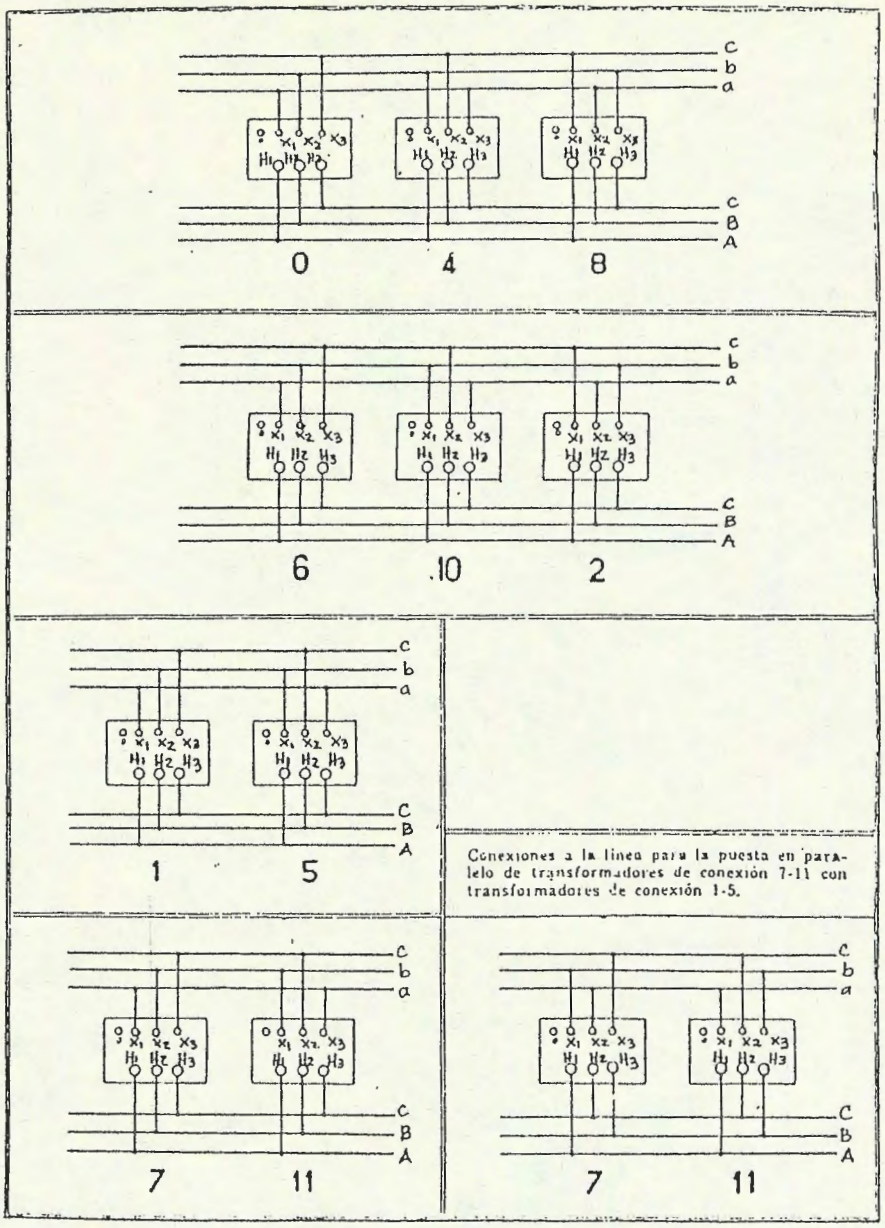


Fig. I Puesta en paralelo de transformadores con conexiones diferentes.

APENDICE II

SELECTOR DE SECUENCIA 46/23KV.

El transformador de Potencia de las SEM's que actualmente existen en El Salvador, tiene en el devanado secundario diferentes conexiones (definidas desde x 1 hasta x 12) que con la ayuda de un dispositivo en forma de volante conmute el valor de la tensión de 46 a 23 KV o viceversa.

Del diagrama (Fig. II) se puede observar que para 46KV las conexiones que se realizan son: x4 - x7, x5 - x8 y x6 - x9; y para 23 KV las conexiones que se realizan son: x1 - x7, x4 - x10; x2 - x8, x5 - x10 y x3 - x9, x6 - x12.

Además, se puede hacer notar que existe una conexión de suministro monofásico (120/240V), definidas por las terminales a1, a2 y a3.

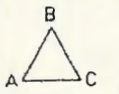
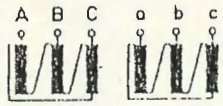
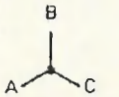
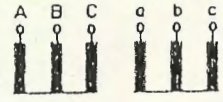
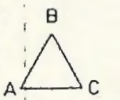
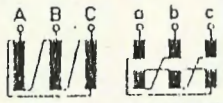
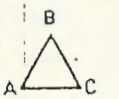
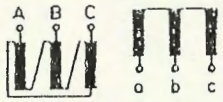
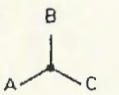
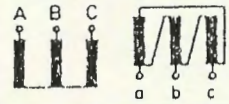
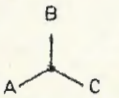
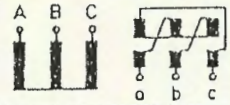
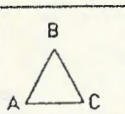
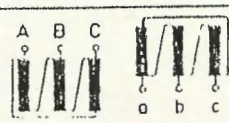
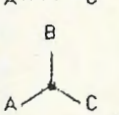
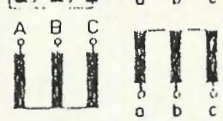
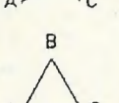
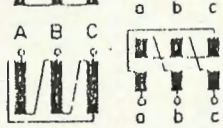
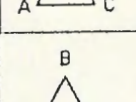
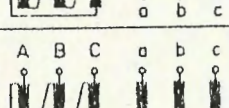
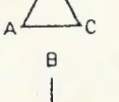
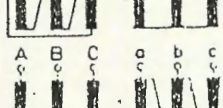
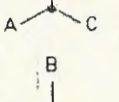
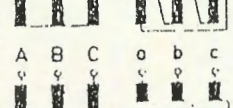
INDICE δ	GRUPO DE CONEXION CEI	DIAGRAMA VECTORIAL		ESQUEMA DE CONEXIONES		RELACION DE TRANSFORMACION	GRUPO DE CONEXION VDE	APLICACIONES
		ALTA TENSION	BAJA TENSION	ALTA TENSION	BAJA TENSION			
0 δ = 0°	Dd0					$\frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{N_2}$	A1	Transformadores de distribución Carga en neutro = 10 % de Carga nominal
	Yy0					$\frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{N_2}$	A2	
	Dz0					$\frac{U_1}{U_2} = \frac{2N_1}{3N_2}$	A3	
5 δ = 150°	Dy5					$\frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{\sqrt{3}\,N_2}$	C1	Transformadores de distribución Carga en neutro = Carga nominal
	Yd5					$\frac{U_1}{U_2} = \frac{\sqrt{3}\,N_1}{N_2}$	C2	Transformadores de centrales y subestaciones Carga en neutro = Carga nominal
	Yz5					$\frac{U_1}{U_2} = \frac{2N_1}{\sqrt{3}\,N_2}$	C3	Transformadores de red Carga en neutro = Carga nominal Potencia limitada a 400 KVA
6 δ = 180°	Dd6					$\frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{N_2}$	B1	
	Yy6					$\frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{N_2}$	B2	
	Dz6					$\frac{U_1}{U_2} = \frac{2N_1}{3N_2}$	B3	
11 δ = 330° = −30°	Dy11					$\frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{\sqrt{3}\,N_2}$	D1	Transformadores de red Carga en neutro = Carga nominal Preferible a Yz5
	Yd11					$\frac{U_1}{U_2} = \frac{\sqrt{3}\,N_1}{N_2}$	D2	
	Yz11					$\frac{U_1}{U_2} = \frac{2N_1}{\sqrt{3}\,N_2}$	D3	

Fig. III — Grupos de conexión de los transformadores trifásicos.

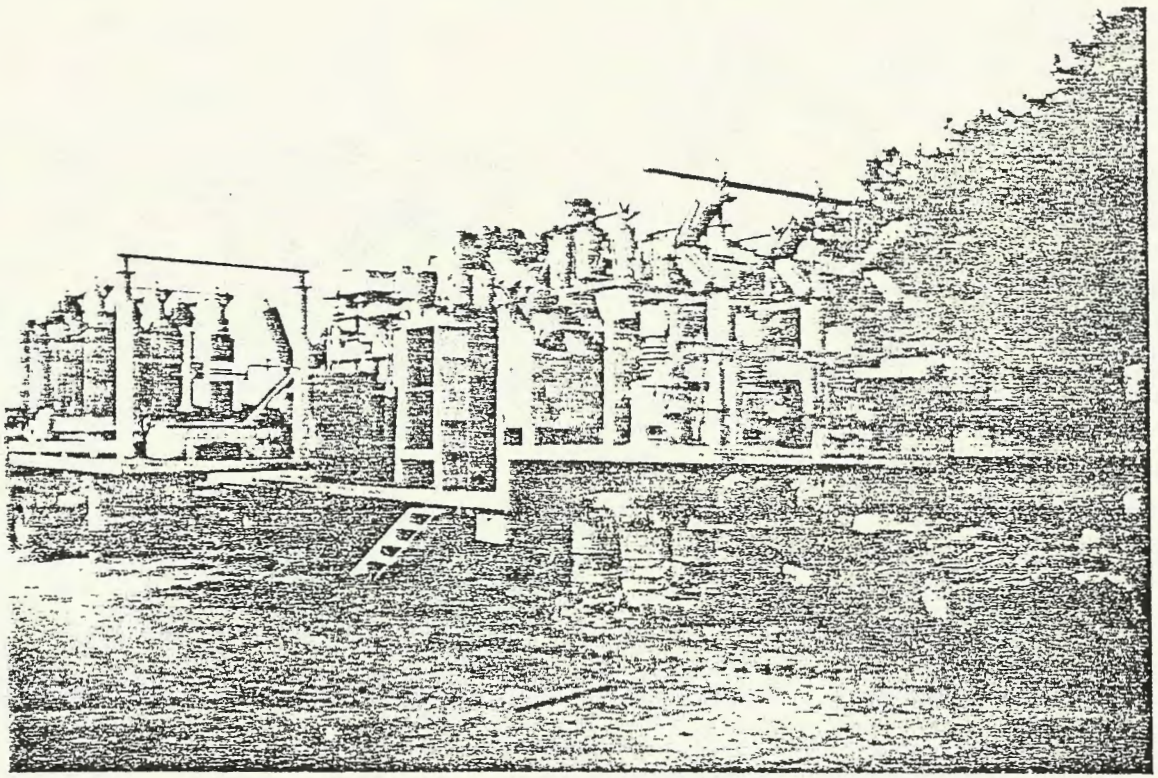


FIGURA VIII : SUBESTACION MOVIL

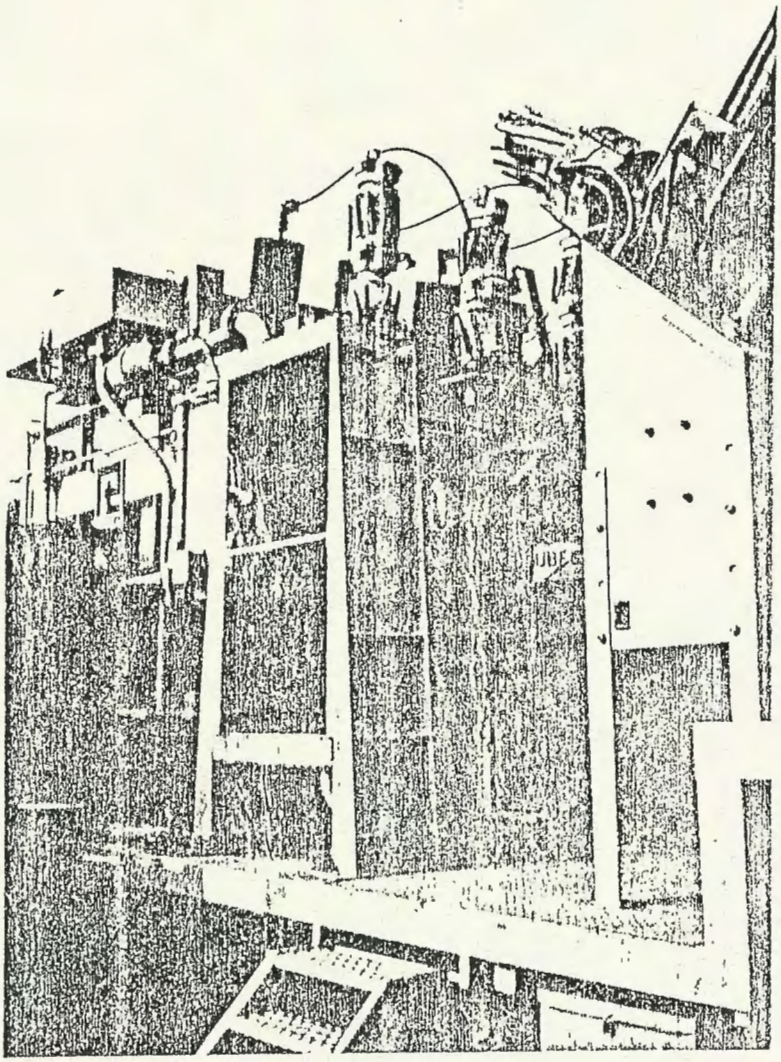


FIGURA IX: TRANSFORMADOR DE POTENCIA (20 MVA)
CON SUS RESPECTIVOS RADIADORES

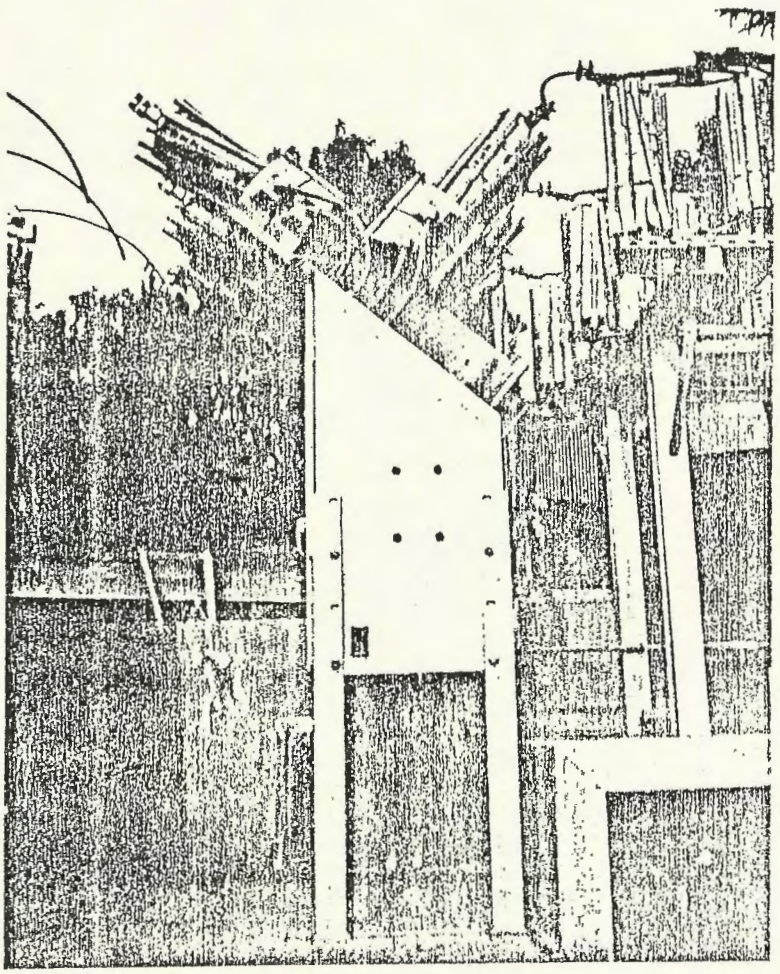


FIGURA X: INTERRUPTOR DE POTENCIA
(46KV)

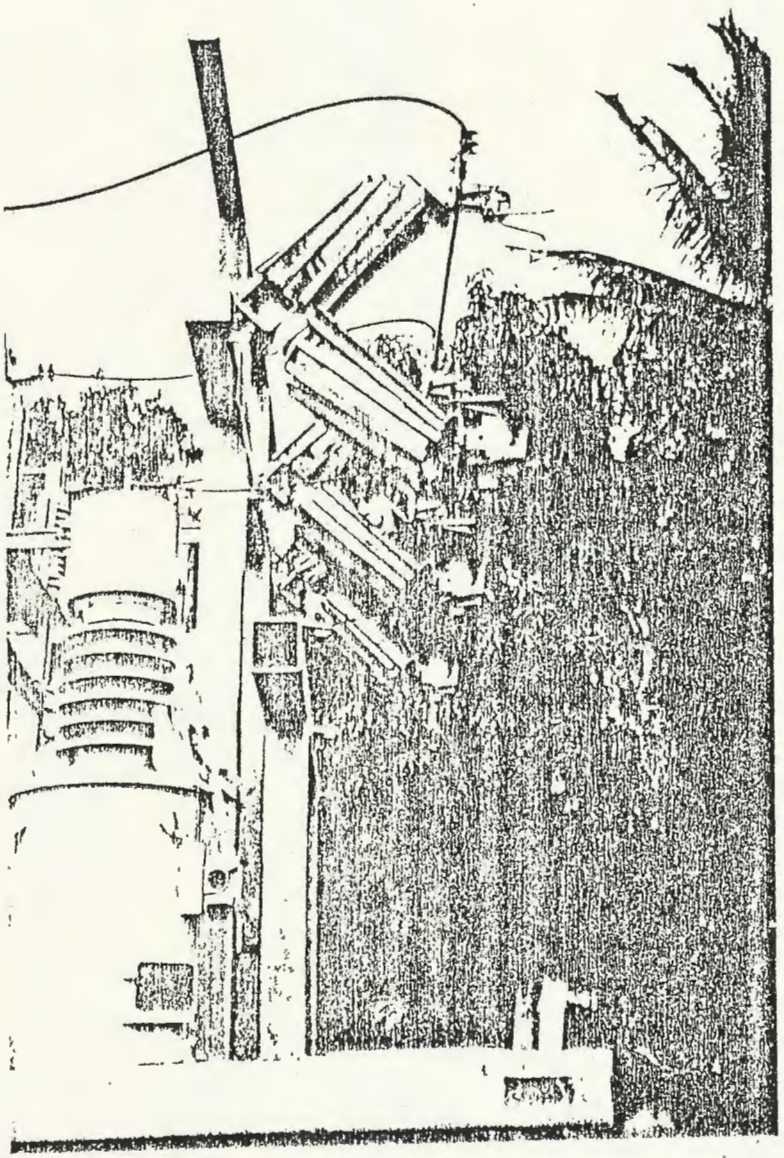


FIGURA XI: FUSIBLES DE BAJA TENSION (46 KV)
Y TRANSFORMADOR DE POTENCIAL

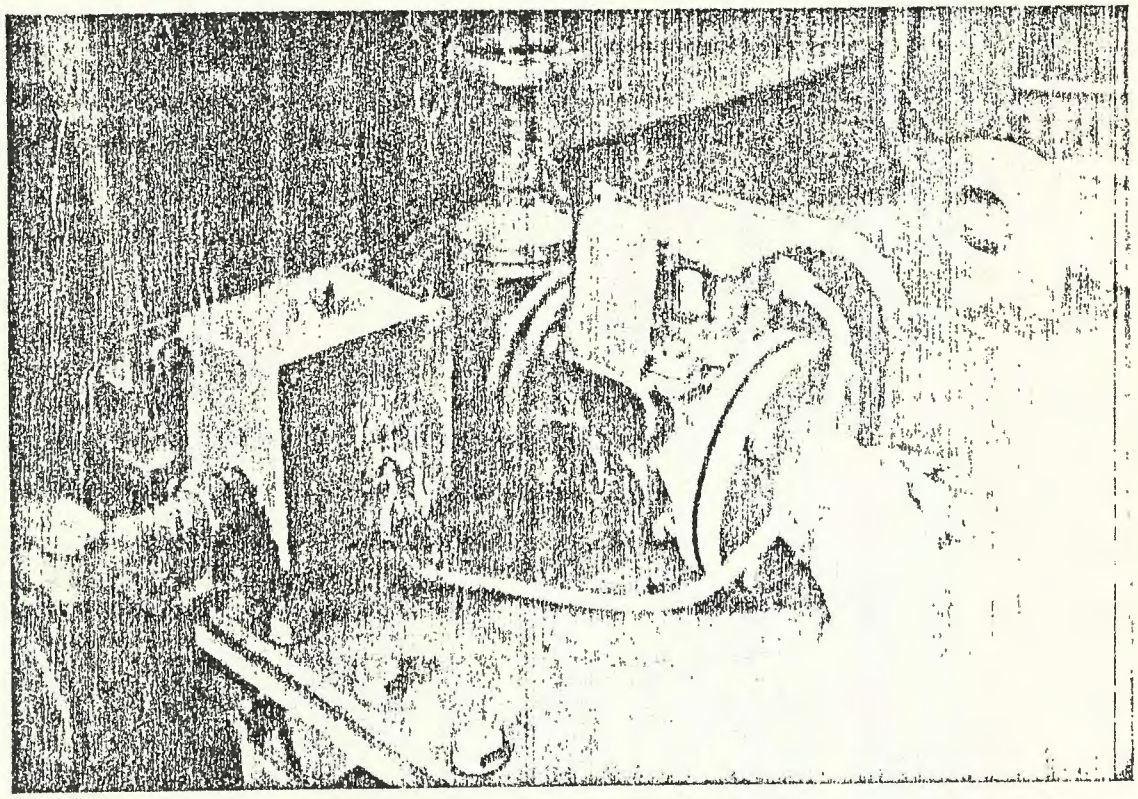


FIGURA XII: RELEVADOR BUCHHOLZ

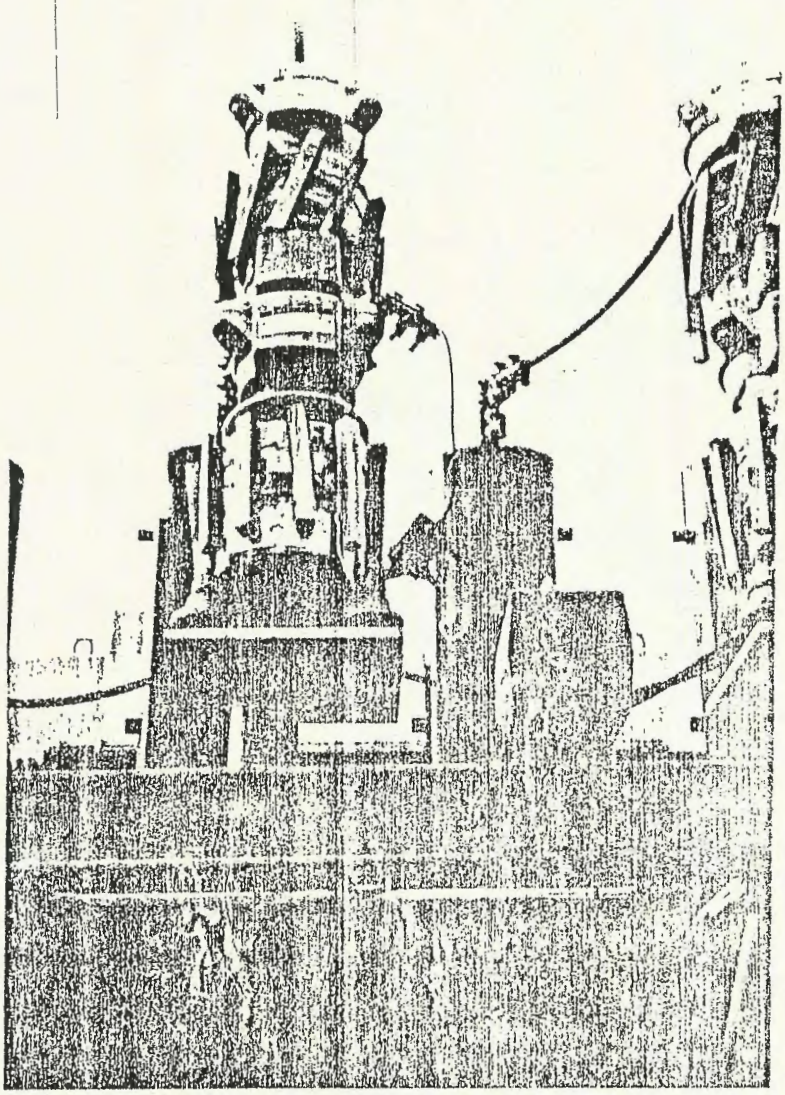


FIGURA XIII: PARARRAYOS (36/18 KV)