



**ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS
PROFESIONALES ARAGON**

FALLA DE ORIGEN

**PROTECCION DE ALIMENTADORES
DE DISTRIBUCION**

FALLA DE ORIGEN
EN SU TOTALIDAD

T E S I S

PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

P R E S E N T A :

HECTOR GERARDO CANO HERNANDEZ

MEXICO, D. F.

1994

1995





UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA 44
MEXICO

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS
PROFESIONALES ARAGON
UNIDAD ACADÉMICA

Inn. SAUL BARON VERA
Jefe de Carrera de Ingeniería
Mecánica Eléctrica
P r e s e n t e .

En atención a su solicitud de fecha 20 de abril del
año en curso, por la que se comunica que el alumno
HECTOR GERARDO CANO HERNANDEZ, de la carrera de
INGENIERO MECANICO ELECTRICO, ha concluido su
trabajo de investigación intitulado "PROTECCION
DE ALIMENTADORES DE DISTRIBUCION", y como el mismo
ha sido revisado y aprobado por usted, se autoriza
su impresión, así como la iniciación de los trámites
correspondientes para la celebración del Examen
Profesional.

Sin otro particular, le reitero las seguridades
de mi atenta consideración.

ATENTAMENTE

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

San Juan de Aragón, Edo. de Méx., abril 25 de 1994

EL JEFE DE LA UNIDAD

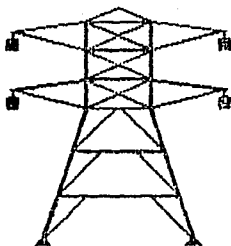

Lic. ALBERTO TRARRA ROSAS

C C D Ing. Pascual Rivera Muñoz, Arasor de Tesis.
C C D Interesado.

AIR/vr

FALLA DE ORIGEN

TEMA DE TESIS:



**PROTECCION DE ALIMENTADORES
DE DISTRIBUCION**

ELABORO: HECTOR G. CANO HERNANDEZ

JULIO 1993

DEDICO MI TESIS PROFESIONAL COMO MUESTRA
DE AGRADECIMIENTO Y CARINO:

A mis padres: Por el amplio apoyo que me han brindado
toda mi vida

A mis hermanos: Marco, Blanca, Gabriela, Lupe, Claudia
y Paula

A mi novia: Libna Sirahi

A mi escuela E.N.E.P. Aragón
la cual siempre ha tenido los
brazos abiertos para aquellos
que quieren superarse

Un reconocimiento especial al:

ing. Pascual Rivera Muñoz quien gracias a su empeño, hizo posible
la realización de este trabajo de Tesis.

Y a un gran Amigo:

Arq. José Alfonso Campos Gómez por la valiosa ayuda que me brindo
para lograr este trabajo

TITULO Protección de alimentadores de distribución

CONTENIDO

Capítulo I. Descripción de diagramas unifilares de subestaciones eléctricas y estructuras fundamentales en sistemas de distribución eléctrica.....	1
1. Diagramas unifilares de subestaciones eléctricas.....	1
1.1 Continuidad de servicio.....	1
1.2 Flexibilidad de operación y mantenimiento.....	2
1.3 Cantidad de equipo eléctrico necesario.....	3
1.4 Subestaciones de 230/23 KV.....	4
1.5 Características de las subestaciones de 230/23 Kv.....	5
1.5.1 Capacidad de transformación.....	5
1.5.2 Carga conectada.....	6
1.5.3 Características de los transformadores trifásicos de 60 mva. 230/23 Kv.....	6
1.5.4 Regulación de voltaje.....	8
1.5.5 Diagrama de conexión.....	8
1.5.6 Corto circuito en 23 Kv.....	9
2. Estructuras fundamentales.....	9
2.1 Generalidades.....	9
2.2 Estructuras de mediana tensión.....	12
2.3 Estructuras de baja tensión.....	27
2.4 Análisis costo-confiabilidad.....	36
Capítulo II. Características y aplicación del equipo de protección.....	39
1. Principio de protección por relevadores.....	39
2. Características de los relevadores de protección.....	40
3. Requisitos generales de los relevadores.....	42
4. Clasificación de los relevadores de protección.....	
4.1 Clasificación de los relevadores de protección por las características constructivas.....	43
4.2 Clasificación de los relevadores de protección por la magnitud que controlan o miden.....	47
4.3 Clasificación de los relevadores de protección por el tiempo de funcionamiento.....	48
4.4 Clasificación de los relevadores de protección por la forma de funcionamiento.....	49
4.5 Clasificación de los relevadores de protección por la forma de conexión....	49
4.6 Clasificación de los relevadores de protección por la forma de conexión....	50
5. Aplicación de los relevadores de protección.....	50
6. Clasificación de los relevadores direccionales.....	51

6.1	Características de funcionamiento de un relevador direccional.....	53
7.	Relevador de distancia.....	55
8.	Relevador diferencial.....	57
9.	Relevador de tiempo-corriente.....	61
10.	Relevador de sobrecorriente.....	62
10.1	Ajuste.....	63
10.2	Sobrealcance.....	64
11.	Relevador estático.....	65
12.	Transformador de corriente.....	66
13.	Transformador de potencial.....	69
14.	Características generales de restauradores.....	71
14.1	Descripción de la operación de un restaurador.....	72
14.2	clasificación de los restauradores.....	72
15.	Características de interruptores de potencia.....	73
15.1	Clasificación de los interruptores.....	78
15.2	Interruptor en aire.....	79
15.3	Interruptor en aceite.....	79
15.4	Interruptor en aire comprimido.....	81
15.5	Interruptor en hexafloruro de azufre (SF ₆).....	82
15.6	Interrupción en vacío.....	84
16.	Características fundamentales de fusibles.....	93
16.1	Tiempo de fusión.....	94
16.2	Corriente nominal.....	95
16.3	Tensión nominal.....	96
16.4	Poder de ruptura (capacidad interruptiva).....	96
17.	Características generales de apartarrayos.....	97
17.1	tipo apartarrayos.....	98
17.2	Selección de apartarrayos.....	100
17.3	Zona de protección de los apartarrayos.....	100
18.	Características principales y aplicaciones de las cuchillas desconectadoras.....	101
18.1	Clasificación de las cuchillas desconectadoras.....	103
19.	Redes de tierra.....	104
Capítulo III. Sistemas de medición protección y control.....		111
1.	Sistemas de medición.....	111
2.	Conexiones de los circuitos de medida.....	111
3.	Conexión de TP'S y TC'S a la red y a los correspondientes aparatos de medida...	114

4.	clasificación de los sistemas de medición.....	117
4.1	Instalación con medición local.....	118
5.	Sistema de protección.....	119
6.	Clasificación y aplicación de protección.....	119
7.	Esquemas primarios y de respaldo de protección de subestaciones de distribución.....	120
8.	Protección de bancos de transformadores.....	121
9.	Protección de barras colectoras.....	121
10.	Protección de respaldo local.....	122
11.	Protección de alimentadores de distribución en 23 Kv.....	124
11.1	Protección de bancos de capacitores de 23 Kv. en las subestaciones.....	124
12.	Sistema de control.....	125
12.1	Definición y clasificación de los sistemas de control.....	125
12.2	Instalaciones de control local.....	126
12.2.1	Dispositivos de mando.....	128
12.3	Bloqueo entre interruptor y cuchillas desconectoras.....	129
12.4	Alimentación de los mecanismos de operación de los interruptores y las cuchillas desconectoras.....	129
12.5	Dispositivos automáticos de control.....	130
12.5.1	Recierre automático en alimentadores de distribución aéreos.....	130
12.6	Deconexión de alimentadores de distribución por baja frecuencia.....	131
12.7	Dispositivos de alarma.....	131
12.8	Sistemas de control remoto.....	132
12.8.1	Dispositivos de mando.....	133
12.8.2	Dispositivos automáticos de control.....	134
12.9	Registrador de eventos.....	135
13.	Transferencia automática de alimentadores de un transformador a otro.....	137
14.	Diagrama normalizado de control y protección y medición.....	138
Capítulo IV. Protección y coordinación de alimentadores de distribución en 23 Kv.....		139
1.	Generalidades.....	139
2.	Fallas en líneas de distribución.....	140
3.	Características de la subestación o don de buen.....	141

3.1	Capacidad de transformación instalada y firme.....	142
3.2	Carga conectada.....	142
3.3	Características de los transformadores trifásicos de 60 mvt230/23 Kv.....	142
3.4	Regulación del voltaje.....	144
3.5	corto circuito en 23 Kv.....	144
3.6	Diagrama unifilar.....	144
4.	Zonas de protección.....	145
5.	diagrama esquemático de protecciones.....	145
6.	Coordinación de protecciones en sistemas de distribución en 23 Kv.....	147
6.1	Coordinación interruptor-fusible.....	148
6.2	Coordinación restaurador-fusible.....	149
6.3	Coordinación fusible-fusibles.....	150
7.	Protección de un transformador de distribución.....	153
8.	Coordinación de protecciones de un alimentador de 23 Kv.....	156
8.1	Diagrama unifilar del alimentador considerando un transformador aéreo....	156
8.2	Cálculo de las curvas de daño de los transformadores (112.5 Kva; 75 Kva).....	158
8.3	Definición de la corriente de energización de los dos transformadores (112.5 Kva; 75 Kva).....	160
8.4	Definición de las corrientes de corto circuito.....	161
8.5	Curvas de daño y energización.....	161
8.6	Ajuste de relevadores 50/51.....	161
9.	Protección de redes de distribución contra sobretensiones.....	164
9.1	Introducción.....	164
9.2	Origen de las sobretensiones.....	164
9.3	Clasificación de las sobretensiones.....	164
9.4	Clasificación de sistemas.....	168
9.5	Medios de protección.....	169
9.6	Principales causas de fallas en los apartarrayos.....	172
9.7	Selección de los apartarrayos.....	173
9.8	Conexión.....	173
9.9	Aplicación.....	174
9.10	Coordinación de aislamientos en redes de distribución.....	175
9.11	Coordinación de aislamiento en transformadores de líneas aéreas de distribución.....	175
9.12	Transformadores usados circuitos subterráneos de distribución.....	176
9.13	Margen de protección.....	178
9.14	Cálculos de margen de protección para transformadores de distribución....	182
	Conclusión.....	185
	Apéndice.....	186
	Bibliografía.....	187

INTRODUCCION

Uno de los aspectos importantes de un sistema Eléctrico es el Sistema de Protección el cual hace posible que se mantenga un:

- a) Funcionamiento normal
- b) Detección de una falla eléctrica
- c) Reducción de los efectos de la falla eléctrica

Para llevar a cabo una correcta protección de un Sistema Eléctrico es necesario conocer los parámetros del mismo, tales como niveles de cortocircuito, equipo conectado, si el sistema es aéreo o subterráneo, etc. Para tal efecto, dentro de este trabajo de tesis se explica en forma gradual los diferentes aspectos que intervienen para la formación de un sistema de protección en la forma siguiente:

- 1.- Descripción de diagramas unifilares de subestaciones eléctricas y estructuradas fundamentalmente en sistemas de distribución eléctrica, en lo cual se fundamentan los diferentes arreglos que existen y sus ventajas que ofrecen.
- 2.- Características y aplicación del equipo de protección.
- 3.- Sistemas de medición, protección y control, el cual establece los parámetros de manejo del sistemas de protección dentro de un sistema eléctrico.
- 4.- Caso práctico aplicado a una subestación eléctrica de distribución en 230/23 kV en dicho caso se explica la coordinación de protecciones entre los diferentes equipos de protección, relevadores-fusibles, fusibles-fusibles, restaurador-fusibles Restaurador-Seccionalizador, y a su vez se ejemplifica la protección por sobrecorriente y sobretensiones en un sistema de distribución.

Un sistema eléctrico de potencia debe asegurar que toda carga conectada al mismo disponga ininterrumpidamente de energía. Cuando dicho suministro se extiende a poblaciones distantes, el sistema cuenta con varios miles de kilómetro de líneas de

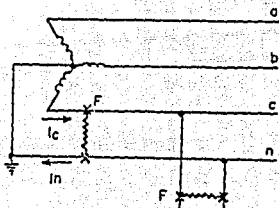
FALLA DE ORIGEN

distribución. Las líneas de transmisión de alta tensión y mediana tensión (23 kV) que conducen energía para grandes cargas, pueden extenderse hasta varios centenares de kilómetros. Debido a que por lo general todas las líneas son aéreas o elevadas y están expuestas a fallas, como las siguientes:

Tipo de fallas que pueden ocurrir en un sistema eléctrico son:

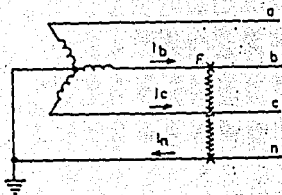
- 1.- Fallas en una línea a tierra. Ocurre cuando un conductor cae a tierra o hace contacto con el conductor neutro. La figura a muestra los puntos posibles a lo largo de un Sistema de Distribución donde este tipo de falla puede ocurrir.

FIGURA A



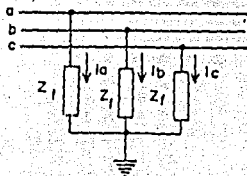
- 2.- Fallas de doble línea a tierra. Ocurre cuando dos conductores caen y son conectados a través de tierra, o cuando dos conductores hacen contacto con el conductor neutro en un sistema aterrizado de dos o tres fases. La figura B muestra un circuito con una falla de este tipo.

FIGURA B



- 3.- Fallas trifásicas. Ocurren cuando las tres fases de un sistema trifásico conectado en estrella o delta son cortocircuitados. La figura C muestra un circuito con este tipo de falla.

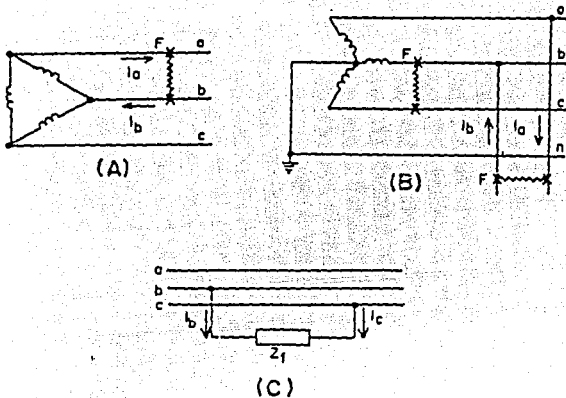
FIGURA C



- 4.- Fallas de línea a línea. Ocurren cuando dos líneas de un sistema son cortocircuitados como se muestra en la figura D. Este tipo de falla puede ocurrir en cualquier lugar del sistema, ya sea que este conectado en estrella o delta o a lo largo de un ramo de dos fases.

FALLA DE ORIGEN

FIGURA D



Los equipos de protección y los sistemas de protección detectan condiciones anormales tales como las fallas anteriormente nombradas y, en forma automática, los interruptores funcionan para aislar con la mayor rapidez el material defectuoso del sistema. Esto limita el daño al lugar en que se localiza la falla e impide que sus efectos se propaguen al sistema. La función del equipo de protección consiste, pues, en prevenir las consecuencias de las fallas, así como reconocer una condición anormal en el sistema eléctrico, y actuar adecuadamente para eliminarla con seguridad y así evitar la perturbación en la operación normal.

Debe entenderse que un equipo de protección no puede prevenir las fallas. Solo 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.

CAPITULO I

DESCRIPCION DE DIAGRAMAS UNIFILARES DE SUBESTACIONES ELECTRICAS Y ESTRUCTURAS FUNDAMENTALES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA

1.- DIAGRAMAS UNIFILARES DE SUBESTACIONES ELECTRICAS

El diagrama de conexión adoptado en las subestaciones eléctricas, determina en gran parte el costo de la instalación, no sólo porque define la cantidad de equipo eléctrico a utilizar, sino también porque condiciona la extensión de la superficie ocupada por la subestación eléctrica.

La elección del diagrama de conexión de una subestación depende de las características específicas de cada sistema eléctrico y de la función que realiza dicha subestación en el sistema.

Como punto de partida para la selección del diagrama de conexión más adecuado para cada caso, considere los distintos tipos de diagramas que pueden utilizarse, mostrados en las figuras 1.1., 1.2., 1.3., 1.4., y 1.5.

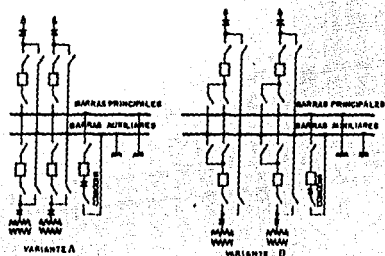
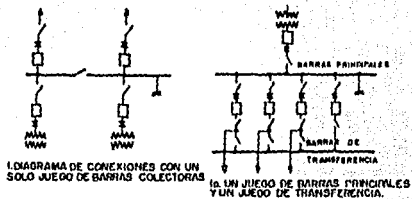
Los criterios utilizados para seleccionar el diagrama unifilar más adecuado son los siguientes:

- 1.- Continuidad de servicio;
- 2.- Flexibilidad de operación;
- 3.- Facilidad para dar mantenimiento al equipo; y
- 4.- Cantidad de equipo eléctrico necesario.

1.1.- CONTINUIDAD DE SERVICIO

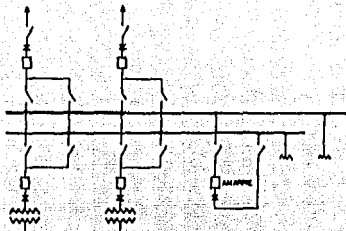
Uno de los aspectos importantes en la selección de un diagrama unifilar, es la continuidad de servicio, esto implica que es indispensable contar con un sistema eléctrico capaz de eliminar una falla en el menor tiempo posible, y con ello evitar fenómenos de inestabilidad, lo que traería como consecuencia una interrupción total del servicio.

Para satisfacer la condición del sistema, en el caso de alguna falla, es necesario que cada elemento de la red. (líneas, transformadores y barras colectoras), queden protegidos por un sistema de operación rápida, selectiva y confiable, el cual esta constituido por una protección primaria y una de respaldo.

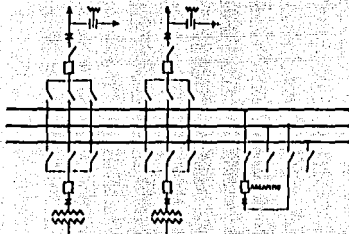


E. N. E. P. ARAGON	DESCRIPCION: DIAGRAMA DE CONEXIONES CON UN JUEGO DE BARRAS COLECTORAS PRINCIPALES Y UN JUEGO DE BARRAS COLECTORAS AUXILIARES.	FEB. 02 / 93
U. N. A. M		FIG. 1-1

FALLA DE ORIGEN



3. DIAGRAMA DE CONEXIONES CON DOBLE JUEGO DE BARRAS COLECTORAS.



4. DIAGRAMA DE CONEXIONES CON TRIPLE JUEGO DE BARRAS COLECTORAS.

<p>E. N. E. P. ARAGON</p>	<p>DESCRIPCION: DIAGRAMA DE CONEXIONES CON DOBLE JUEGO DE BARRAS COLECTORAS</p>	<p>FEB./93</p>
<p>U. N. A. M.</p>	<p>DIAGRAMA DE CONEXIONES CON TRIPLE JUEGO DE BARRAS COLECTORAS</p>	<p>FIG. 1-2</p>

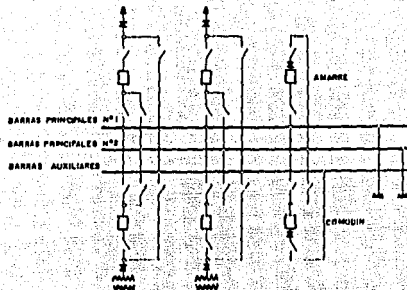


DIAGRAMA DE CONEXIONES CON DOBLE JUEGO DE BARRAS COLECTORAS PRINCIPALES Y UN JUEGO DE BARRAS COLECTORAS AUXILIARES

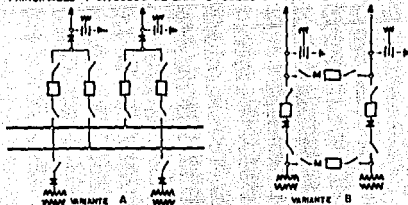


DIAGRAMA DE CONEXIONES CON ARREGLO EN ANILLO SENCILLO

<p>E. N. E. P. ARAGON</p>	<p>DESCRIPCION: DIAGRAMA DE CONEXIONES CON DOBLE JUEGO DE BARRAS COLECTORAS PRINCIPALES Y UN JUEGO DE BARRAS COLECTORAS AUXILIARES</p>	<p>FEB./93</p>
<p>U. N. A. M.</p>	<p>DIAGRAMA DE CONEXIONES CON ARREGLO EN ANILLO SENCILLO</p>	<p>FIG. 1-3</p>

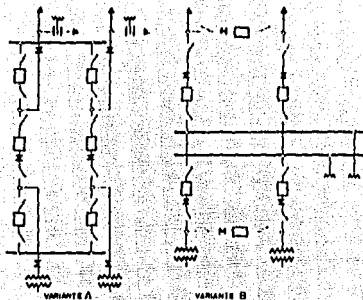


DIAGRAMA DE CONEXIONES CON ARREGLO DE INTERRUPTOR Y MEDIO

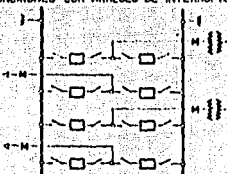
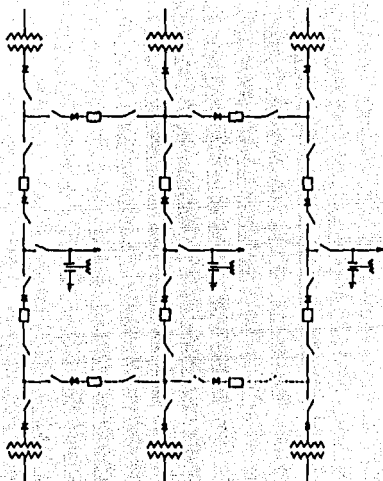


DIAGRAMA DE CONEXIONES CON ARREGLO DE DOBLE INTERRUPTOR

E. N. E. P. ARAGON	DESCRIPCION: DIAGRAMA DE CONEXIONES CON ARREGLO DE INTERRUPTOR Y MEDIO	FEB./93
U. N. A. M.	DIAGRAMA DE CONEXIONES CO ARREGLO DE DOBLE INTERRUPTOR	FIG. 1-4



9. DIAGRAMA DE CONEXIONES CON ARREOLO EN ANILLO MULTIPLE

E. N. E. P. ARAGON	DESCRIPCION:	FEB /93
U. N. A. M.	DIAGRAMA DE CONEXIONES CON ARREOLO EN ANILLO MULTIPLE.	FIG. 1-5

FALLA DE ORIGEN

Cuando se requiere eliminar la falla, se debe tener presente, que la desconexión de un elemento de la red, puede provocar la desconexión de otros elementos por sobrecarga, para tal fin, se han diseñado arreglos dinámicos que permiten la operación de las siguientes formas: Todas las líneas en el lado de alta tensión son de doble circuito trifásico, las cuales operan normalmente en paralelo; cada circuito trifásico puede llevar en condiciones de emergencia, la carga de los dos circuitos.

En las subestaciones eléctricas la capacidad instalada de los transformadores es suficiente para permitir que se desconecte un transformador, sin que los otros se sobrecarguen más allá de los límites permitidos. Por lo tanto la desconexión de un circuito, de una línea o de un transformador, no causa ningún trastorno de importancia al sistema.

En resumen, la continuidad de servicio: es la capacidad que tiene un sistema eléctrico, para mantener la alimentación de una red eléctrica en la presencia de fallas, con la eliminación mínima de elementos.

1.2.- FLEXIBILIDAD DE OPERACION Y MANTENIMIENTO

Sobre el aspecto de la flexibilidad de operación y el mantenimiento, consideramos que es la cualidad que deberá tener un sistema eléctrico, para que se tenga una operación coordinada de interruptores que faciliten la conexión o desconexión de equipo, para dar a la vez un adecuado mantenimiento, sin descuidar la operación normal del sistema.

Si comparamos los diagramas de la figura 1-1 que muestra respectivamente los arreglos con un solo juego de barras colectoras y con dos juegos de barras colectoras: uno principal y otro auxiliar, resulta evidente que el segundo arreglo tiene por objeto permitir sustituir cualquiera de los interruptores sin tener que desconectar ninguna línea ni ningún transformador.

El arreglo con tres juegos de barras auxiliares: dos principales y uno auxiliar, que se muestra en la figura 1-3, permite, además de sustituir cualquier interruptor por el común, tener las líneas y los transformadores repartidos entre los dos juegos de barras colectoras principales y, protegiendo cada uno de estos juegos con una protección diferencial independiente, evita que en caso de una falla en las barras se desconecte toda la subestación.

Hay que hacer notar que el arreglo con doble juego de barras colectoras que ha instalado la Compañía de Luz y Fuerza del Centro en muchas subestaciones de 230 kv, tiene una gran flexibilidad, ya que puede utilizarse como un arreglo con barras principales y barras auxiliares con interruptor comodín, como se hizo en el pasado, o como un arreglo con doble juego de barras con interruptor de amarre, que es el arreglo adoptado actualmente.

Los arreglos antes citados, con interruptor comodín, logran la flexibilidad en el mantenimiento de los interruptores a costa de una complicación considerable de la instalación y de la maniobra de operación. Como consecuencia de lo antes expuesto, se ha procedido a adoptar en la mayoría de las subestaciones de 230 kv, el arreglo de dos juegos de barras colectoras con interruptor de amarre, que en condiciones normales de operación estará cerrado, cada juego de barras colectoras queda protegido por una protección diferencial de manera que en caso de una falla en las barras no se pierda más que la mitad de la subestación.

En lo que toca al arreglo de interruptor y medio, adoptado en nuestras subestaciones. En el diagrama de la figura 1-4 que puede desconectarse cualquier interruptor, para revisión o reparación, sin interrumpir ninguna línea, y ningún transformador.

1.3.- CANTIDAD DE EQUIPO ELECTRICO NECESARIO

Por último, por lo que respecta a la cantidad de equipo eléctrico necesario para diversas alternativas, en la tabla 1-1 se presenta la comparación entre los siguientes arreglos:

- a) Un solo juego de barras colectoras:
- b) Doble juego de barras colectoras:
- c) Doble juego de barras colectoras principales y un juego de barras colectoras auxiliares: e
- d) Interruptor y medio.

La comparación de la tabla 1.1.- se hace para una subestación 230 kv y dos transformadores trifásicos e incluye el costo de interruptores, cuchillas desconectadoras y transformadores de corriente y potencial, pero no el de los transformadores de potencia.

1.4.- SUBESTACIONES DE 230/23kv

	CANTIDAD DE EQUIPO DE 230 KV. NECESARIO				COSTO DEL EQUIPO \$1000	COSTO %
	INTERRUPTOR	CUCHILLAS DESC.	JUEGOS DE T.C.	JUEGOS DE T.R.		
a) UN SOLO JUEGO DE BARRAS COLECTORAS	4	7	4	1	80,3	100
b) DOBLE JUEGO DE BARRAS COLECTORAS	5	12	5	2	111,0	130
c) DOBLE JUEGO DE BARRAS COLECTORAS PRINCIPALES Y UN JUEGO DE BARRAS AUXILIARES	6	22	6	2	151,2	188
d) INTERRUPTOR Y MEDIO	6	12	6	2	125,8	157

EQUIPO

INTERRUPTOR DE 230 KV.

JUEGO DE 3 CUCHILLAS DE 230 KV.

JUEGO DE 3 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE DE 230KV.

JUEGO DE 3 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL DE 230KV.

x1000DLLUSA

E. N. E. P. ARAGON	DESCRIPCION: COMPARACION ENTRE CUATRO DIAGRAMAS DE CONEXIONES PARA UNA SUBESTACION DE 230 KV. CON DOS CIRCUITOS DE 230 KV. Y DOS TRANSFORMADORES DE 230/80 KV.	FEB./93
U.N.A.M.		FIG. 1-1

1.4. - SUBESTACIONES DE 230/23kv

El análisis anterior, se aplica a subestaciones de interconexión de 230 kv y de transmisión de 230/85 kv. En el caso de las subestaciones de transformación de 230/23 kv, que alimentan directamente el sistema de distribución, no afectan al resto de la red de alta tensión, sino únicamente a una porción del sistema de distribución, puede adoptarse para la sección de 230 kv, un arreglo más económico. En las primeras subestaciones, se utilizó un arreglo con un solo juego de barras (fig. 1-6), que utilizan protección diferencial de barras, para que en caso de una falla, esta pueda librarse rápidamente sin causar inestabilidad del sistema.

Para las siguientes subestaciones de distribución de 230/23kv, se ha adoptado un diagrama de conexiones en anillo, para las secciones de 230 kv, que proporciona una mayor confiabilidad desde el punto de vista de la confiabilidad del servicio y una mayor flexibilidad para el mantenimiento, que el arreglo de barra sencilla, utilizando la misma cantidad de equipo eléctrico de alta tensión. Además se ahorra la protección diferencial de barras ya que todas las partes de la instalación quedan protegidas por las protecciones de las líneas y de los transformadores y de los transformadores debidamente traslapadas. El arreglo en anillo permite, además convertirlo fácilmente en arreglo de interruptor y medio, en el caso de que la subestación se desarrolle en el futuro, para desempeñar no solo una función de subestación de distribución, sino también de interconexión. En la figura 1-7 se indica tres etapas de la posible evolución de este tipo de arreglo. Todos los interruptores están normalmente cerrados.

Por lo que hace a la sección de 23 kv, se ha adoptado, para este tipo de subestación, un arreglo de doble anillo como se muestra en la figura 1-8.

En condiciones normales de operación, los interruptores de 23 kv AB1, AB2, BC1, BC2, CA1 y CA2 están abiertos y los demás interruptores están cerrados. En caso de que un transformador quede fuera de servicio por operación de una protección automática, que abre los interruptores correspondiente, por ejemplo, para el transformador A, los interruptores A1, A2, A3 y A4 del lado de 23 kv y un interruptor o dos interruptores (según

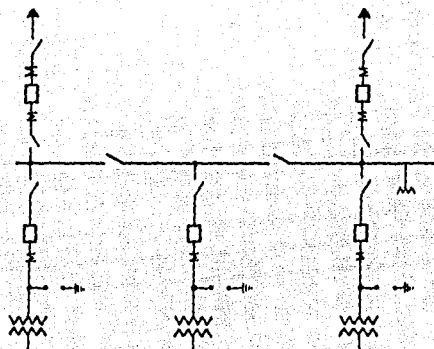


DIAGRAMA DE CONEXIONES DE LA SECCION DE 230 KV. DE LA R.F. ECATEPEC
(SITUACION FINAL)

E. N. E. P. ARAGON	DESCRIPCION: DIAGRAMA DE CONEXIONES DE LA SECCION DE 230 K.V.	FEB/93
U. N. A. M.		FIG. 1-6

FALLA DE ORIGEN

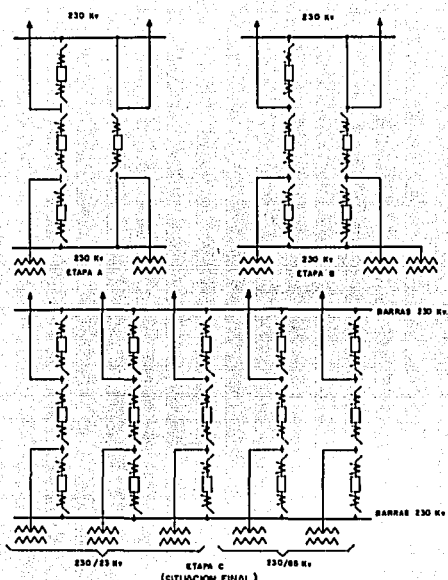


DIAGRAMA DE CONEXIONES EN ANILLO EN LA SECCION DE 230 KV PARA SUBESTACIONES DE 230/23 KV

E. N. E. P. ARAGON	DESCRIPCION: DIAGRAMA DE CONEXIONES EN ANILLO EN LA SECCION DE 230 KV PARA SUBESTACIONES DE 230/23 KV	FEB./93
U. N. A. M.		FIG. 1-7

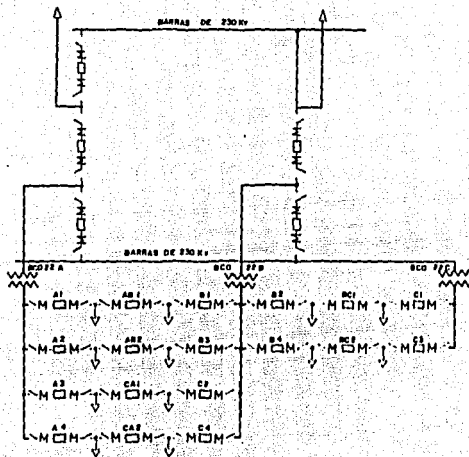


DIAGRAMA DE CONEXIONES DE DOBLE ANILLO EN LA SECCION DE 23 Kv DE
SUBESTACIONES DE 230/23 kv

E. N. E. P. ARAGON	DESCRIPCION: DIAGRAMA DE CONEXIONES DE DOBLE ANILLO EN LA SECCION DE 23 KV DE SUBESTACIONES DE 230/23 KV.	FEB./93
U. N. A. M.		FIG. 1-8

el arreglo utilizado) del lado de 230 kv, se cierran automáticamente los interruptores de enlace AB1, AB2, BC1 y BC2. Transfiriéndose automáticamente la carga del transformador a los transformadores continuos, evitándose así una interrupción del servicio. Este arreglo, que ofrece muy buena continuidad del servicio, requiere que los transformadores se operen normalmente con una carga máxima inferior a su capacidad, de manera que si se produce la falla de un transformador, los otros pueden tomar la carga sin sobrecargarse más allá de los límites aceptables; en esta forma se evita el tener un transformador de reserva.

El arreglo mostrado en la figura 1-8, se podría operar con los interruptores de enlace cerrados, pero aumentaría considerablemente el valor del corto circuito en 23 kv, esto obligaría a usar reactores en serie a la salida de los alimentadores de 23kv para limitar el valor del corto circuito, lo que resulta costoso y afecta la regulación de voltaje, o bien a usar equipo de mayor capacidad interruptiva y por lo tanto más costoso. Para dar mantenimiento a cualquiera de los interruptores, el alimentador respectivo se cambia mediante el interruptor de enlace al transformador contiguo, lo que permite desconectar el interruptor en cuestión, sin causar interrupción del servicio.

1.5.- CARACTERISTICAS DE LAS SUBESTACIONES DE 230/23 KV

1.5.1.- CAPACIDAD DE TRANSFORMACION INSTALADA Y FIRME

La capacidad instalada de transformadores es inicialmente de 120 MVA, por subestación, con dos transformadores trifásicos de 60 MVA, lo que da una capacidad firme de 72 MVA, aceptando una sobrecarga de 20% en uno de los transformadores, cuando el otro está fuera de servicio. Los estudios realizados tomando en cuenta la forma de las curvas de carga, demuestran que pueden tener esta sobrecarga sin disminución de la vida de los transformadores.

La Subestación puede ampliarse instalando un tercer transformador trifásico de 60 MVA, con lo que se obtiene una capacidad firme de 144 MVA, aceptando la misma sobrecarga de dos transformadores, cuando el tercero esté fuera de servicio.

1.5.2.- CARGA CONECTADA

Las subestaciones se diseñan para alimentar inicialmente con dos transformadores trifásicos de 60 MVA, una carga constituida por 8 alimentadores de 23 kv. con una capacidad de 9 MVA cada uno, lo que da una carga total máxima de 72 MVA.

Capacidad instalada = 2 Transformadores de 60MVA c/u
= 120 MVA
Capacidad firme = 60 MVA x 1.2 = 72 MVA
8 alimentadores x 9 MVA = 72 MVA

La capacidad máxima será cuando se tenga tres transformadores trifásicos de 60 MVA de acuerdo a la figura 1-9 y podrán añadirse cuatro alimentadores de 23 kv más para hacer un total de doce.

Como la capacidad firme con tres transformadores de 60 MVA es de 144 MVA, será posible en este caso aumentar, si es necesario, la capacidad de cada alimentador a 12 MVA.

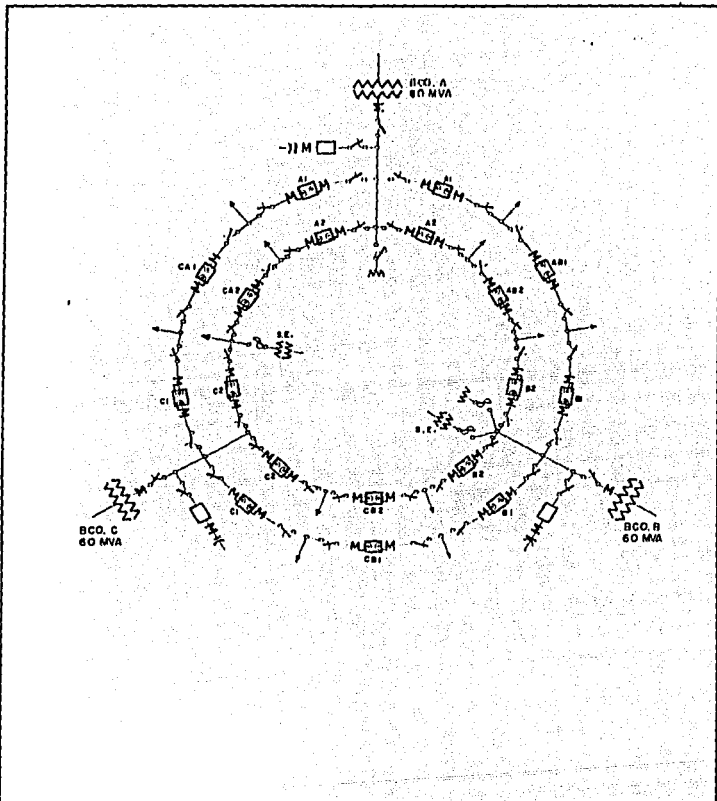
El equipo e instalaciones de la sección de 23 kv. tiene capacidad suficiente para una carga de 12 MVA por alimentador.

Capacidad instalada = 3 Transformadores de 60MVA=180 MVA
Capacidad firme = 60 MVA x 2 x 1.2 = 144 MVA
12 alimentadores x 12 MVA =144 MVA
c/u

1.5.3.- CARACTERISTICAS DE LOS TRANSFORMADORES TRIFASICOS DE 60 MVA, 230/23 KV.

Para las subestaciones de 230/23 kv se han adquirido dos tipos de transformadores:

a) Transformadores trifásicos de 60 MVA, 230/23 kv con el primario de 230 kv conectado en estrella, con el neutro directamente a tierra, el secundario de 23 kv conectado en estrella, con el neutro conectado a tierra a través de una reactancia de 0.4 Ohm y un terciario conectado en delta. Las características generales de estos transformadores son las siguientes:



E. N. E. P. ARAGON	DESCRIPCION: DIAGRA DE CONEXIONES EN DOBLE ANILLO 23 KV.	FEB/93
U. N. A. M.		FIG. 1-9

Capacidad: 45/60 MVA
Clase de enfriamiento: F0A/F0A
Número de devanados: 3
Devanado primario:

Voltaje entre fases en vacío: 220kv \pm 10% con cambiador de derivaciones automático bajo carga de 33 posiciones.

Conexión: estrella con neutro sacado fuera del tanque.

Nivel básico de aislamiento al impulso: 900 kv

Devanado secundario:

Capacidad: 45/60 MVA

Voltaje entre fases en Vacío:	24.150 Volt
(cambiador de derivacion sin carga)	23.575 Volt
	23.000 Volt
	22.425 Volt
	21.850 Volt

Conexión: estrella con neutro sacado fuera del tanque

Nivel básico de aislamiento al impulso: 150 kv

Devanado terciario:

Capacidad: 25 MVA

Voltaje entre fases en vacío: 13.2 kv

Conexión: delta

Nivel básico de aislamiento al impulso: 110 kv

Impedancias:

Z_{11} = 15% a la base de 60 MVA

Z_{22} = 5.25% a la base de 60 MVA

Z_{33} = 22.3% a la base de 60 MVA

b) Transformadores trifásicos de 60 MVA, 230/23 kv, con el primario de 230 kv conectado en estrella con el neutro directamente a tierra y dos secundarios de 23 kv, con capacidad de 30 MVA cada uno y conectados en estrella y cada neutro conectado a tierra a través de una reactancia de 0.4 Ohms.

Capacidad: 43/51/60 MVA
Clase de enfriamiento: 0A/FA/F0A
Número de devanados: 3
Devanado primario:

Voltaje entre fases en vacío: 220 kv \pm 10% con cambiador de derivaciones automático bajo carga de 33 posiciones.

Conexión: estrella con neutro sacado fuera del tanque.
Nivel básico de aislamiento al impulso: 900 kv
Devanado secundario (dos devanados iguales):
Capacidad: 21.5/25.5/30 MVA
Voltaje entre fases en Vacío: 24,150 Volt
(cambiador de derivación sin carga) 23,575 Volt
22,425 Volt
21,650 Volt

Conexión: estrella con neutro sacado fuera del tanque
Nivel básico de aislamiento al impulso: 150 kv

Impedancia en base a 60 MVA

$Z_{11} = 24\%$
 $Z_{12} = 24\%$
 $Z_{12-11} = 18\%$
 $Z_{21} = 24\%$

1.5.4.- REGULACION DE VOLTAJE

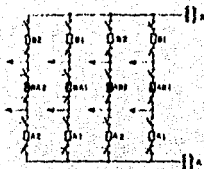
Los transformadores de 230/23 kv, 60 MVA, tiene un cambiador de derivaciones bajo carga del lado de alta tensión, controlado por un sistema de regulación de voltaje que mantiene el voltaje adecuado en las terminales del devanado de 23kv, en función de la carga conectada.

1.5.5.- DIAGRAMA DE CONEXION

El diagrama de conexión adoptado para las nuevas subestaciones de 230/23 kv es de un doble anillo. Se han considerado dos variantes, según los transformadores utilizados, sean de un solo secundario o de dos secundarios.

a) Subestaciones con transformadores trifásicos de un solo secundario.

En la figura 1-10 se muestra el diagrama unifilar correspondiente a la etapa inicial, o sea una subestación con dos transformadores trifásicos de un solo secundario y en la figura J el diagrama unifilar de la etapa final, o sea con tres transformadores trifásicos de un solo secundario.



ESQUEMA DEL ARREGLO FISICO

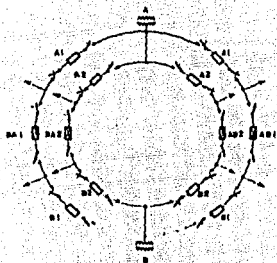


DIAGRAMA UNIFILAR

- INTERRUPTORES ABIERTOS EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACION
 INTERRUPTORES CERRADOS EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACION

E. N. E. P. ARAGON	DESCRIPCION: ESQUEMA DEL ARREGLO FISICO	FEB./93
U. N. A. M.	DIAGRAMA UNIFILAR	FIG. 1-10



ESQUEMA DEL ARREGLO FISICO

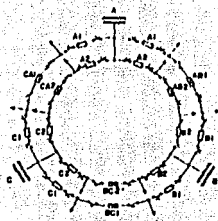


DIAGRAMA UNIFILAR

□ INTERRUPTORES ABIERTOS EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACION.
 ◻ INTERRUPTORES CERRADOS EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACION.

E. N. E. P. ARAGON	DESCRIPCION: ESQUEMA DEL ARREGLO FISICO	FEB./93
U. N. A. M.	DIAGRAMA UNIFILAR	FIG. 1-II

b) Subestaciones con transformadores trifásicos de dos secundarios.

En las figuras 1-12 y 1-13 se muestran los diagramas unifilares para la etapa inicial y final de una subestación con transformador trifásico con doble secundario.

1.5.6.- CORTO CIRCUITO EN 23 KV

Con los transformadores trifásicos de 60 MVA, 230/23 kv, con conexión estrella-estrella y terciario en delta, el corto circuito trifásico simétrico en el lado de 23 kv queda limitado por la impedancia del transformador a 400 MVA y el corto circuito monofásico a tierra, limitado por la impedancia del transformador y de un reactor de 0.4 Ohm, conectado en el neutro del lado de 23 kv, es 213 MVA.

Con los transformadores trifásicos de 60 MVA, 230/23 kv, con primario en estrella, y doble secundario en estrella, y una reactancia de 0.4 Ohm en cada uno de los neutros de los devanados secundarios, el corto circuito trifásico simétrico queda limitado a 250 MVA y el corto circuito monofásico a tierra a 213 MVA.

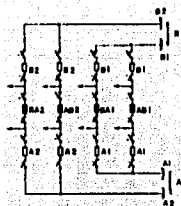
2.- ESTRUCTURAS FUNDAMENTALES

2.1.- GENERALIDADES

Los sistemas de distribución se pueden desarrollar en estructuras diversas. La estructura de la red de distribución que se adopte tanto en mediana como baja tensión depende de los parámetros que intervengan en la planeación de la red, tales como:

- * Densidad
- * Tipo de cargas:

- Residencial
- Comercial
- Industrial
- Mixta



ESQUEMA DEL ARREGLO FISICO

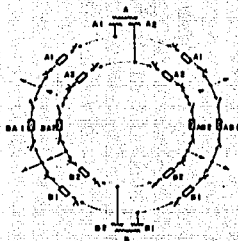


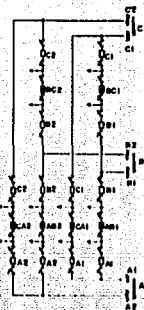


DIAGRAMA UNIFILAR

 INTERRUPTORES ABIERTOS EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACION
 INTERRUPTORES CERRADOS EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACION

E. N. E. P. ARAGON	DESCRIPCION: ESQUEMA DEL ARREGLO FISICO DIAGRAMA UNIFILAR	FEB./93
U. N. A. M.		FIG. 1-12



ESQUEMA DEL ARREGLO FISICO

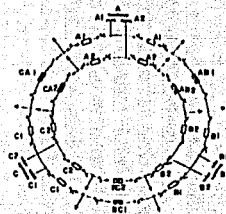




DIAGRAMA UNIFILAR

 INTERRUPTORES ABIERTOS EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACION
 INTERRUPTORES CERRADOS EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACION

E. N. E. P. ARAGON	DESCRIPCION: ESQUEMA DEL ARREGLO FISICO	FEB./93
U. N. A. M.	DIAGRAMA UNIFILAR	FIG. 1-13

- Localización geográfica de la carga.
- Área de expansión de la carga
- Continuidad del servicio

Un punto importante en la decisión tanto del tipo de construcción como de la estructura del sistema de distribución que se va a desarrollar depende considerablemente de la calidad del servicio que se desea, pudiéndose subdividir ésta en dos partes fundamentales:

- Continuidad del servicio
- Regulación de tensión

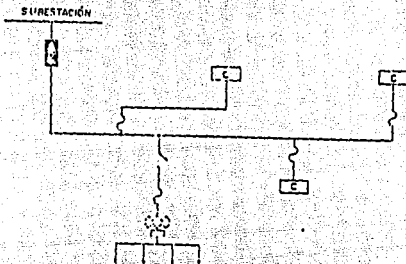


FIGURA 1-14 RED DE OPERACION RADIAL SIRVIENDO CARGAS EN MEDIANA Y BAJA TENSION

La topología del sistema tendrá una influencia decisiva en la continuidad del sistema y un impacto menor en la regulación de tensión.

En cuanto a su operación, hay sólo dos tipos fundamentales de redes de distribución:

- Radial.
- Paralelo

Por definición, un sistema de operación radial es aquel en que el flujo de energía tiene una sola trayectoria de la fuente a la carga, de tal manera que una falla en esta produce interrupción en el servicio.

Este sistema de servicio de energía eléctrica es probablemente el más antiguo y comúnmente usado en la distribución de energía eléctrica. Debido a su bajo costo y sencillez, las redes de operación radial se seguirán usando, pero tratando también de mejorar sus características de operación para hacerlas más confiables. La figura 1-14 muestra una alimentación de este tipo. En un sistema de operación en paralelo el flujo de energía se divide entre varios elementos, teniendo más de una trayectoria.

La operación en paralelo se utiliza sobre todo en redes de baja tensión. Con este tipo de redes se tiene una estructura sencilla en la red primaria, donde las subestaciones están conectadas en simple derivación radial. La continuidad está asegurada en la red de baja tensión por medio de la operación en paralelo. Las protecciones sólo existen en la salida de los alimentadores de red y a la salida de los transformadores. La eliminación de las fallas en los cables de la red de baja tensión se hace por autoextinción o bien con fusibles limitadores colocados en los extremos de los cables. En la figura 1-15 se muestra una red de este tipo.

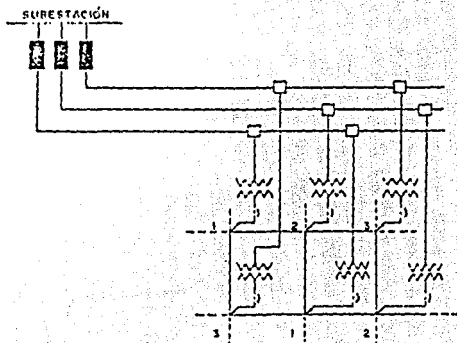


FIGURA 1-15 RED DE OPERACION EN PARALELO EN LA BAJA TENSION

Cada una de estas redes tiene algunas variaciones y modificaciones; por tanto, es conveniente establecer una clasificación funcional de las diferentes estructuras, así como de sus combinaciones posibles.

2.2.- ESTRUCTURAS DE MEDIANA TENSION

En forma generalizada es posible enumerar las diferentes estructuras de mediana tensión que más se emplean en la actualidad en los sistemas de distribución como sigue:

- * Estructura radial: Aérea, mixta y subterránea
- * Estructura en anillos: Abierto, cerrado.
- * Estructura en mallas
- * Estructura en doble derivación
- * Estructura en derivación múltiple
- * Estructura de alimentadores selectivos.

Estructura radial

La estructura radial es la que más se emplea, como se mencionó en párrafos anteriores, aunque su continuidad se encuentra limitada a una sola fuente; su sencillez de operación y bajo costo la hacen muy útil en muchos casos.

Esta estructura radial se emplea en los tres tipos de construcción que existen:

- * Red aérea
- * Red mixta
- * Red subterránea

Red aérea

Este tipo de construcción se caracteriza por su sencillez y economía (figura 1-16), razón por la cual su empleo está muy generalizado. Se adapta principalmente para:

1. Zonas urbanas con:

- a) Carga residencial
- b) Carga comercial
- c) Carga industrial baja

2. Zonas rurales con:

- a) Carga doméstica
- b) Carga de pequeña industria (bombas de agua, molinos, etc.)

Los elementos principales en esta red (transformadores, cuchillas, seccionadores, cables, etc.) se instalan en postes o estructuras de distintos materiales. La configuración más sencilla que se emplea para los alimentadores primarios es del tipo arbolar; consiste en conductores de calibre grueso en la troncal y de menor calibre en las derivaciones o ramales. Cuando se desea mayor flexibilidad y continuidad es posible utilizar configuraciones más elaboradas.

Los movimientos de carga se realizan con juegos de cuchillas de operación con carga, que se instalan de manera conveniente para poder efectuar maniobras tales como: trabajos de emergencia, ampliaciones de red, nuevos servicios, etc.

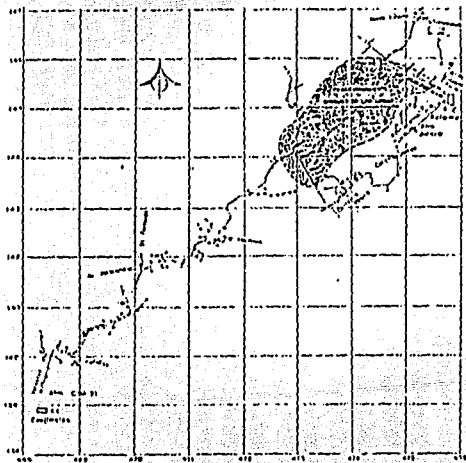


FIGURA 1-10 ALIMENTADOR RADIAL AEREO TÍPICO

En servicios importantes como hospitales, edificios públicos o fabricas, que por la naturaleza del proceso no permiten falta de energía eléctrica en ningún momento, se les dota de doble alimentación, ya sea con dos alimentadores de la misma subestación o de otra, independientemente de que la mayoría de estos servicios cuentan con plantas de emergencia con capacidad suficiente para alimentar sus servicios propios más importantes.

En este tipo de red está muy generalizado el empleo de seccionadores, restauradores y fusibles, como protección del alimentador, para eliminar la salida de todo el circuito cuando hay fallas transitorias, las cuales representan un gran porcentaje del total de fallas.

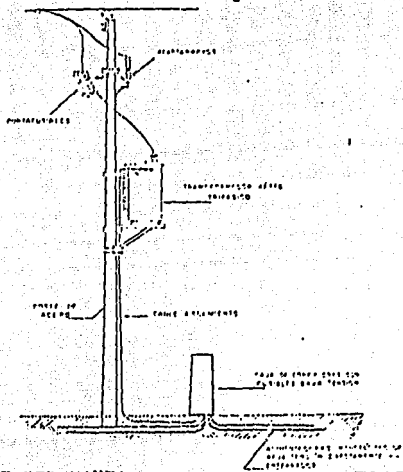


FIGURA 1-17 RED MIXTA

Red mixta

Es muy parecida a la red aérea; difiere de esta sólo en que sus alimentadores secundarios en vez de instalarse en la postera se instalan directamente enterrados.

FALLA DE ORIGEN

Esta red tiene la ventaja de que elimina gran cantidad de conductores aéreos, favoreciendo con esto la estética del conjunto y disminuyendo notablemente el número de fallas en la red secundaria, con lo que aumenta por consecuencia la confiabilidad del sistema. El tipo de cable que por lo general se emplea es de aislamiento extruido directamente enterrado. En la figura 1-17 se puede observar un montaje típico en una red mixta, con un transformador en poste alimentado desde una línea aérea y la bajada del cable al bus pedestal, desde donde se distribuye la energía a los servicios a través de cables secundarios directamente enterrados.

Red subterránea

Esta estructura se constituye con cables troncales que salen en forma "radiante" de la S.E. y con cables transversales que ligan a las troncales. La sección de cable que se utiliza debe ser uniforme, es decir, la misma para los troncales y para los ramales.

La aplicación de este tipo de estructura es recomendable en zonas extendidas, con altas densidades de carga (15 a 20 MVA/km²) y fuertes tendencias de crecimiento.

En operación normal cada alimentador lleva una carga P funcionando en forma radial, operando normalmente abiertos los elementos de seccionamiento con que cuenta la estructura. En caso de emergencia los alimentadores deberán soportar la carga adicional que se les asigne, de acuerdo con la capacidad del equipo y del cable. Por esta razón la estructura se constituye con cable de igual sección.

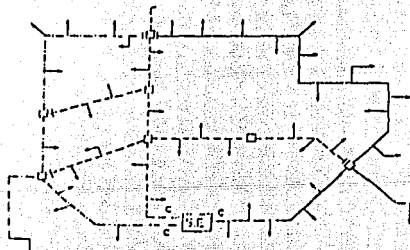


FIGURA 1-10 SECCIONAMIENTO DE UNA ESTRUCTURA RADIAL SUBTERRANEA

En la figura 1-18 se muestra esta estructura.

El resto de las estructuras enumeradas se emplean de manera primordial en redes subterráneas debido principalmente a las zonas en que se implantan.

Las redes subterráneas han visto favorecida su expansión en las zonas urbanas de alta densidad de carga debido a las ventajas que presentan ante las redes aéreas. Las principales son la confiabilidad de servicio y la limpieza que estas instalaciones proporcionan al medio. Naturalmente, este aumento en la confiabilidad y en la estética forma parte del incremento en el costo de las instalaciones y en la especialización del personal encargado de construir y operar este tipo de redes. Los principales factores que se deben analizar al implantar una estructura de red subterránea son:

- Densidad de carga.
- Costo de la instalación.
- Grado de confiabilidad.
- Facilidad de operación.
- Seguridad.
- Estéticos.

Todos estos factores son importantes, y en la selección final del tipo de red influye notablemente la experiencia que se tenga en equipos, materiales y especialización del personal.

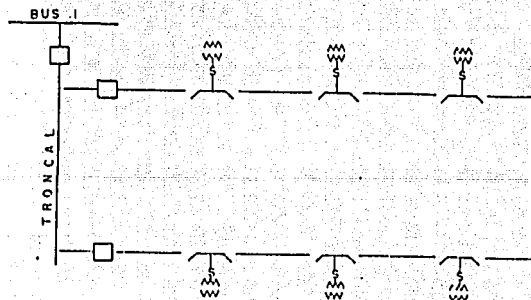


FIGURA 1-10 RED EN ANILLO CON UNA FUENTE DE ALIMENTACIÓN

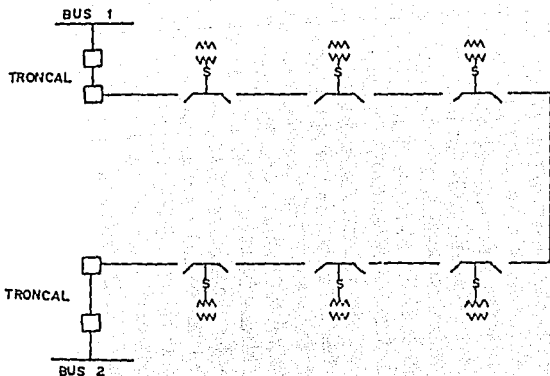


Figura 1-20 RED EN ANILLO CON DOS FUENTES DE ALIMENTACION

Estructuras en anillo

a) Estructuras en anillo abierto

Este tipo de esquema se constituye a base de bucles de igual sección derivados de las subestaciones fuente.

Las subestaciones de distribución quedan alimentadas en seccionamiento exclusivamente.

Las redes en anillo normalmente operan abiertas en un punto que por lo general es el punto medio, razón por la cual se les conoce como redes en anillo abierto. Al ocurrir una falla dentro de un anillo se secciona el tramo dañado para proceder a la reparación, siguiendo una serie de maniobras con los elementos de desconexión instalados a lo largo de la subtroncal.

Esta estructura es recomendable en zonas con densidades de carga entre 5 y 15 MVA/km² y en donde el aumento de la carga es nulo o muy pequeño, de tal manera que se pueda absorber fácilmente con la estructura inicial, sin que sea necesario realizar trabajos para modificar la configuración de la red. Como ejemplo de estos casos se tienen las electrificaciones a conjuntos habitacionales. La estructura fundamental se presenta en las figuras 1-19 y 1-20.

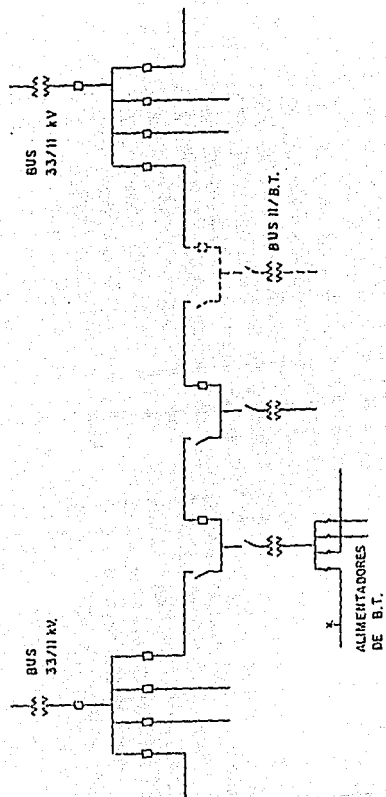


Figura 1-21 REDES EN ANILLO CERRADO

b) Estructuras en anillo cerrado.

El esquema de esta estructura es semejante a la anterior, y varía únicamente en que no existe un punto normalmente abierto. Esta estructura tiene gran aplicación en zonas amplias; se desarrolla en cable subterráneo por la facilidad que se tiene de incrementar la capacidad instalada paulatinamente sin afectar la estructura fundamental de la red. En la figura 1.21 se presenta la evolución natural de una red de 33/11 kV con una estructura en anillo cerrado. La operación de una red de este tipo es un poco más complicada que la anterior por el tipo de protección (figura 1.22), pero es indudable que la confiabilidad del sistema aumenta en forma considerable.

Existen otras ventajas en la implantación de este tipo de estructuras, como un factor de utilización mayor del 60% y un mejor control del nivel de cortocircuito.

Estructura en mallas.

En esta estructura las subestaciones de distribución están conectadas en seccionamiento, y junto con el cable constituyen anillos de igual sección. Estos anillos operan en forma radial, para lo cual se opera normalmente abierto uno de los medios de seccionamiento, interruptores o cuchillas, en la subestación que queda aproximadamente a la mitad. Existen ligas entre los anillos para asegurar una alimentación de emergencia. En caso de un incidente interno en el anillo, se resuelve con los propios recursos haciendo maniobras entre grupos de subestaciones, por lo cual la capacidad de la malla corresponde a la del cable. Esta estructura es recomendable en zonas de crecimiento acelerado y de cargas no puntuales, debido a sus características de posibilidad de expansión y reparto de carga. Su aplicación se recomienda en zonas comerciales de crecimiento acelerado y de cargas no puntuales, debido a sus características de posibilidad de expansión y reparto de carga. Su aplicación se recomienda en zonas comerciales importantes con densidades superiores a 20 MVA/km². La figura 1.23 muestra este tipo de estructura.

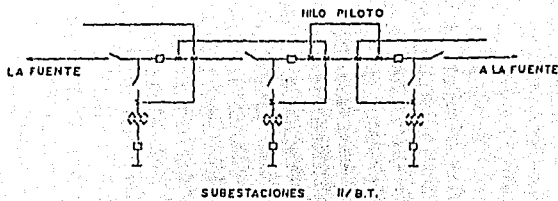


Figura 1-22 DIAGRAMA ESQUEMATICO DE LA PROTECCION DE UN ANILLO CERRADO

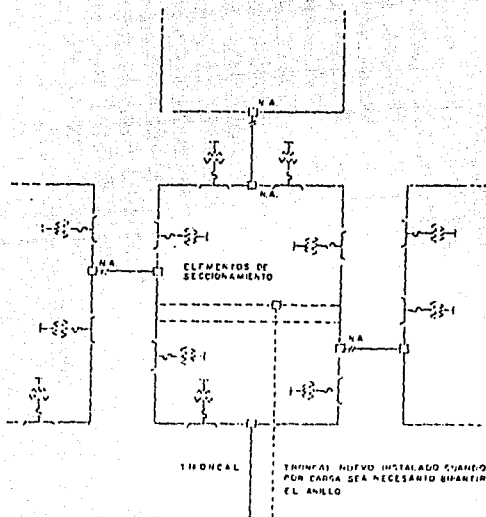


Figura 1.23 ESQUEMA BASICO DE UNA ESTRUCTURA EN MALLAS DE MEDIANA TENSION

Estructura en Doble Derivación.

La disposición de los cables en el caso de esta estructura se hace por pares, siendo las secciones uniformes para los cables troncales y menores para las derivaciones a la subestación y servicios, los cuales quedan alimentados en derivación. Es una estructura que resulta conveniente en zonas concentradas de carga y con densidades de carga del orden de 5 a 15 MVA/km².

La aplicación más específica puede ser en zonas industriales, comerciales o turísticas de configuración extendida, en las que se tiene necesidad de doble alimentación para asegurar una elevada continuidad y que presenten características de carga y geometría concentradas.

La operación de este tipo de estructura se hace con base en un esquema de alimentadores preferentes y emergentes con transferencias manuales o automáticas, siguiendo el principio de cambio de alimentación.

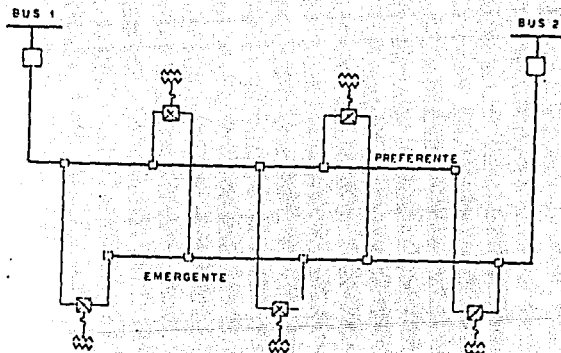


figura 1-24 ESTRUCTURA EN DOBLE DERIVACION

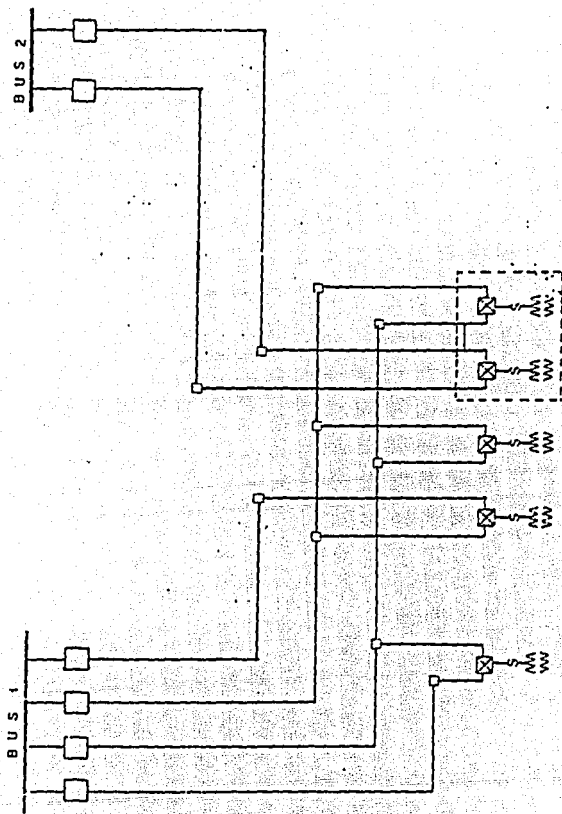


figura 1-25 REN EN DERIVACION MULTIPLE

FALLA DE ORIGEN

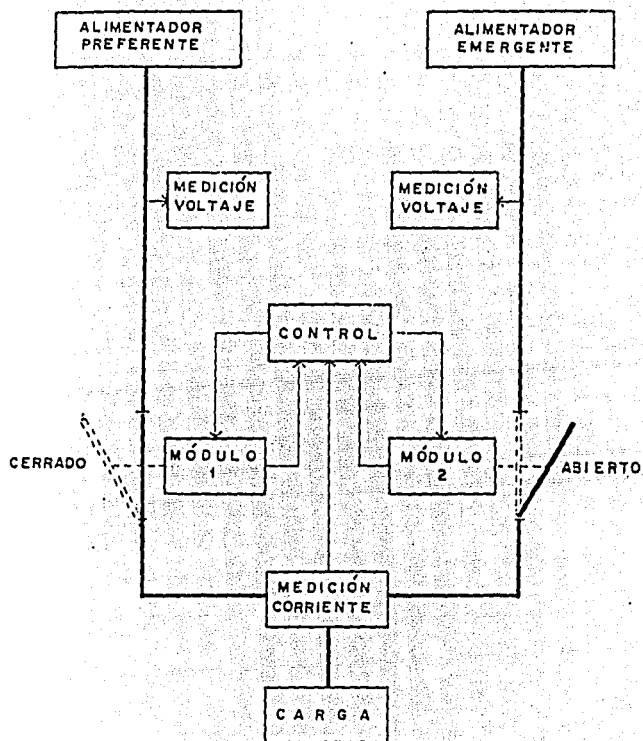


Figura 1-26 DIAGRAMA DE BLOQUES DE OPERACION DE UN INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA

La operación puede analizarse de dos maneras distintas: la primera, haciendo trabajar todo el alimentador emergente sin carga, y la segunda, haciéndolo con la mitad de la carga total. La primera tiene la desventaja de que mientras un circuito trabaja al mínimo, pues sólo está energizado, el otro está trabajando al máximo de su capacidad, mientras que en la segunda opción los dos alimentadores trabajan en iguales condiciones.

Dentro de las normas de diseño que caracterizan a este tipo de redes se tienen las dos siguientes, que son muy importantes:

- 1.- El equipo de transferencia debe tener un mecanismo que impida la operación en paralelo de los dos alimentadores.
- 2.- Para obtener mayor confiabilidad de servicio es conveniente instalar los circuitos en rutas diferentes.

En la figura 1.24 aparece una estructura en doble derivación.

Estructura en Derivación Múltiple.

Esta red se constituye por un número determinado de alimentadores que contribuyen simultáneamente a la alimentación de la carga. En realidad estas redes son una variación de las redes en derivación doble, ya que siguen el mismo principio, solo que este tipo de red permite alimentar una área más amplia debido al mayor número de alimentadores. Esta red se debe diseñar dejando un margen de capacidad de reserva en los alimentadores de mediana tensión, de tal manera que al quedar fuera de servicio uno de ellos la carga se reparte a los restantes por medio de transferencia automática (figura 1-25).

Estas redes tienen aplicación en zonas que presentan cargas concentradas muy fuertes, en las que es necesario proporcionar una alta continuidad a los servicios; además, tienen la ventaja de que permiten proporcionar servicio a consumidores tanto en mediana como en baja tensión.

Esta estructura resulta conveniente en zonas de grandes concentraciones de carga de configuración extendida y con densidades de carga de más de 30 MVA/km². En la figura 1-26 se

muestra el diagrama de bloques de operación de los interruptores de transferencia utilizados en este tipo de estructuras, y en la figura 1-28 aparece un equipo de esta clase.

Estructura de Alimentadores Selectivos.

Esta red se constituye por cables troncales que salen preferentemente de subestaciones diferentes y llegan hasta la zona por alimentar; de estas troncales se derivan cables ramales de menor sección que van de una troncal a otra enlazándolas, siguiendo el principio de la doble alimentación. Las subestaciones o transformadores de distribución se reparten entre parejas de alimentadores troncales que quedan conectadas en seccionamiento (figura 1-29).

La protección de esta red consiste en interruptores que se instalan en la subestación de potencia a la salida de cada alimentador troncal y fusibles tipo limitador para proteger al transformador y dar mayor flexibilidad a la operación de la estructura. Es posible dotar de interruptores a los puntos de derivación de las subtroncales, aun cuando su aplicación se debe apoyar en un estudio técnico-económico que lo justifique.

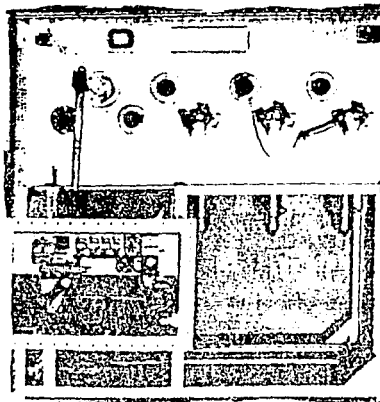


FIGURA 1-28 INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA DE CARGA.

En condiciones normales de operación las S.E.'s se alimentan de las subtruncales con un punto normalmente abierto en la subtruncal que permita balancear la carga en cada una de ellas. Cuando ocurre una falla en la troncal o subtruncal los dispositivos de seccionamiento permiten efectuar estos movimientos de carga, transfiriendo las subestaciones al alimentador troncal adyacente.

Es recomendable la implementación de esta estructura para zonas donde las construcciones existentes estén siendo sustituidas por edificaciones que representan grandes concentraciones de carga y requieren un alto grado de confiabilidad, siendo conveniente entonces pensar en implantar esta estructura en zonas de rápido crecimiento y densidades mayores a 15 MVA/km².

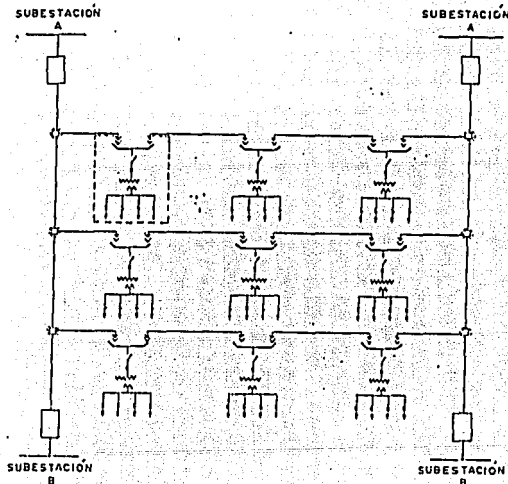


FIGURA 1-29

2.3.- ESTRUCTURAS DE BAJA TENSION

Las redes secundarias constituyen el último eslabón en la cadena entre la estación de generación y los consumidores. Al igual que los sistemas de distribución en mediana tensión, los sistemas de baja tensión tienen diversos arreglos en sus conexiones y por lo general se siguen manteniendo los mismos principios de operación que en aquellos. Sin embargo, entre los circuitos primarios y los secundarios hay una importante diferencia que afecta su operación; en los circuitos de baja tensión es posible trabajar con la línea viva sin tanto peligro y costo teniendo las debidas precauciones, lo que da mayor flexibilidad al sistema.

Este sistema, al igual que el sistema de distribución en mediana tensión, consiste en alimentadores secundarios que tienen su origen en la B.T. de los transformadores, en cajas de distribución o en los buses de las subestaciones secundarias, llevando la energía hasta el lugar de consumo.

Hay tres estructuras de redes secundarias en el sistema de distribución.

1.- Red radial sin amarres.

- Red subterránea
- Red aérea

2.- Red radial con amarres.

3.- Red mallada o red automática en baja tensión.

Red Radial sin Amarres.

Red Subterránea.

Este tipo de red, cables de sección apropiada de acuerdo con la carga que alimentaran, parten en diferentes direcciones, desde el lugar donde se encuentra instalado el transformador constituyendo los alimentadores secundarios. En esta red una falla en el transformador o en alguno de los cables debajará sin servicio a todos los consumidores que alimenta la instalación.

Aun en este arreglo tan sencillo es posible tener un grado de seccionalización, ya que si el problema es en los cables, una vez que la falla se localiza el cable se puede cortar, aislando el lado dañado del lado en buen estado, y si ésta está conectado a la fuente puede ser normalizado y una parte de la carga volverá al servicio mientras se realiza la reparación.

El cable de baja tensión se protege a la salida de los transformadores por medio de fusibles y se instala directamente enterrado, acometiendo a los servicios haciendo empalmes en "T" sobre él. Las figuras 1-30a y 1-30b representan una red radial de baja tensión sin amarres: esta estructura por lo general se presenta en redes subterráneas residenciales.

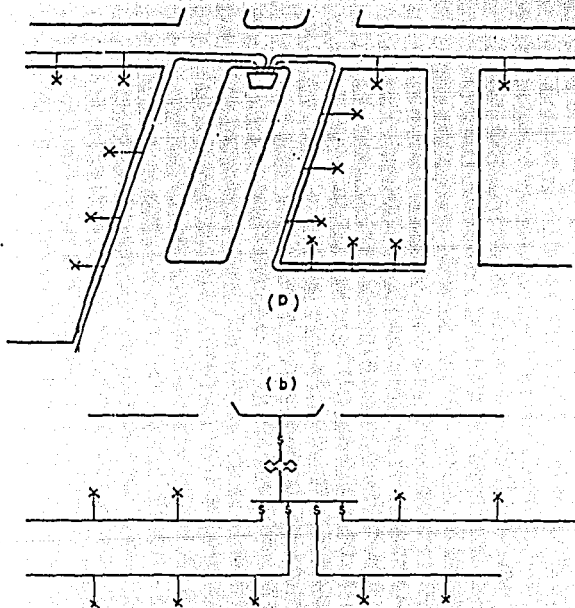


FIGURA 1-30 RED RADIAL, SUBTERRANEA SIN AMARRES

Red aérea.

Los circuitos secundarios conectan el secundario de cada transformador de distribución a los servicios que alimenta ese transformador siguiendo también una disposición radial, aunque en algunos casos se interconectan los secundarios de transformadores adyacentes.

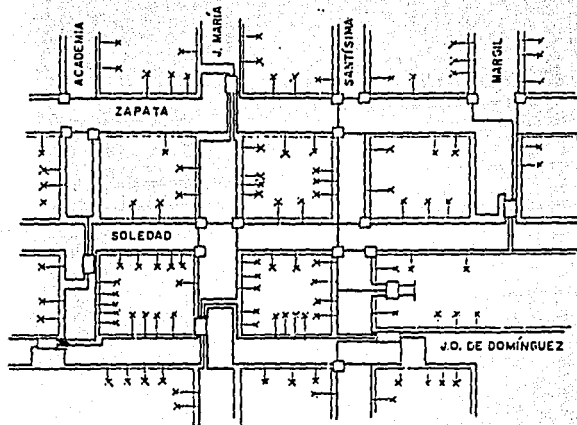


FIGURA 1-31 RED RADIAL DE BAJA TENSION CON AMARRES

Red Radial con amarres.

En el sistema anterior una falla en el alimentador primario o en el transformador da por resultado una interrupción de toda el área alimentada por éstos, hasta que el daño se repara o el transformador se reemplaza. Para solucionar esta situación, así como para facilitar la restauración del servicio cuando hay problemas en los cables secundarios, se instalan cajas de seccionamiento intercaladas en los cables que van de un transformador a otro. Normalmente se colocan en las esquinas con objeto de darlos mayor flexibilidad en su conexión al poder recibir hasta cuatro cables (figura 1-31). Un buen estudio respecto a la forma en que se repartirán las cargas de los servicios para cada

transformador permitirá determinar la colocación de estos medios de amarre y seccionalización y dará mayor libertad en la reparación de fallas en alta tensión, puesto que la carga del transformador dañado se puede transferir por la baja tensión a los transformadores adyacentes. En la figura 1-32 se muestra un esquema de este tipo de cajas de seccionamiento, comúnmente conocida como cajas de banqueta, que se utilizan con cable de aislamiento de papel y en la figura 1-33 se muestran tipos de buses de seccionamiento que se emplean cuando los cables secundarios son de aislamiento extruido.

Al efectuar la construcción de la baja tensión se debe tener cuidado de que la secuencia de fases en todos los transformadores sea la misma con el fin de que al hacer la transferencia de carga de uno a otro la secuencia no se invierta, lo cual perjudicaría a los consumidores. Los cables de baja tensión se protegen a la salida de los transformadores por medio de fusibles, instalándose directamente enterrados a lo largo de las calles y conectando directamente a los servicios.

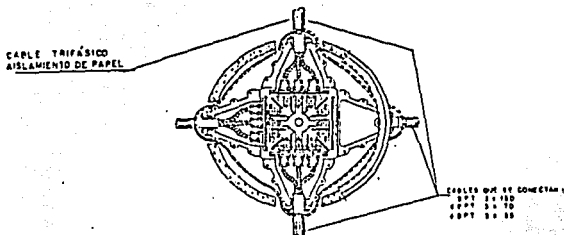


FIGURA 1-32 CAJA DE SECCIONAMIENTO PARA REDES CON AMARRES EN BAJA TENSION, CABLE TRIFASICO AISLAMIENTO DE PAPEL

Los transformadores se podrán instalar en locales de edificios designados para el equipo eléctrico, o bien en bóvedas construidas en la calle, dependiendo del tipo de local y el equipo que se instale, pudiendo ser del tipo interior para locales en edificios y del tipo sumergible para bóvedas.

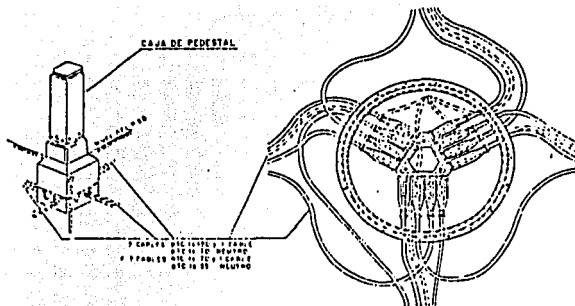


FIGURA 1-33 CAJAS O BUSES DE SECCIONAMIENTO PARA REDES CON AMARRES EN BAJA TENSION, CABLES MONOFASICOS AISLAMIENTO EXTRUIDO.

Red Mallada o red automática en baja tensión.

Este sistema de distribución en baja tensión se utiliza en zonas importantes de ciudades donde existe gran concentración de cargas uniformemente repartidas a lo largo de las calles. Este sistema garantiza un servicio prácticamente continuo, ya que las fallas en alta tensión y en los secundarios no afectan a los usuarios.

Los componentes básicos de una red automática en B.T. se indican en el diagrama de la figura 1-34. Una fuente de potencia, normalmente una subestación de distribución, es el punto de origen de dos o más alimentadores radiales sin enlace entre ellos. Estos alimentadores van hasta los centros de carga en el área de la red, en donde son seccionados por medio de cajas de desconexión o interruptores para llevar los ramales que alimentarán directamente a los transformadores de la red.

Los transformadores de red (T) están conectados a los cables primarios de tal manera que transformadores adyacentes queden energizados por alimentadores diferentes. La finalidad de este arreglo es que al existir una falla en uno de los alimentadores de alta tensión o "primera contingencia" no disminuya la regulación de voltaje en la red y la carga del alimentador dañado sea absorbida a través de la red secundario por los transformadores de los otros alimentadores. Por esta razón el diseño de los alimentadores en alta tensión debe ser adecuada para que permita absorber el aumento de carga cuando uno de ellos falle.

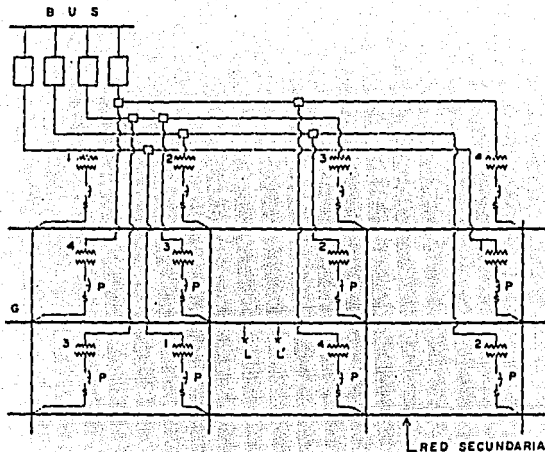


FIGURA 1-34 RED MALLADA DE BAJA TENSION.

Un dispositivo desconector, llamado protector P, se instala en el lado secundario de cada transformador. Este dispositivo tiene una finalidad evitar un retorno de energía de red de baja tensión a un punto de falla en alta tensión, ya que cuando un alimentador primario falla el protector inmediatamente desconecta el transformador de la red de baja tensión; el lado carga del protector de red se conecta a la red secundaria. Las cargas L y L' están conectadas a los cables secundarios que van por las calles enterrados, o bien a las terminales del protector o a los buses de baja tensión instalados en las bóvedas o subestaciones de edificios.

Cuando ocurre una falla en la red de baja tensión el cortocircuito es alimentado por todos los transformadores, provocándose una corriente de cortocircuito suficiente para evaporar en ese lugar el material de cobre de los conductores, trozándose el cable en una reducida longitud y en un corto tiempo, quedando así aislada la falla sin provocar interrupciones, a menos que dicha falla sea directamente en la acometida de un servicio.

Estimación de la carga.

Los usuarios de energía eléctrica, para efecto de control de tarifas, son clasificados por las compañías en diferentes clases, por ejemplo: residenciales, comerciales, etc., conforme a sus respectivas actividades.

Para cada clase de consumidores se debe disponer de índices estadísticos, fórmulas teóricas y empíricas que permitan evaluar la demanda estándar de cada consumidor a partir de su carga instalada o la demanda de un grupo de consumidores pertenecientes a la misma clase. Para esto es necesario desarrollar un estudio detallado que incluya levantamiento de carga instalada, iluminación, motores, aire acondicionado, conocimiento de planos urbanísticos, perspectivas de crecimiento del área y otros factores que directa e indirectamente puedan afectar a la demanda estimada, que será un elemento fundamental para la formulación de la carga y el diseño final de la red eléctrica.

Las alternativas de alimentación de energía eléctrica para un edificio las deberá analizar la compañía. Entre los factores que se deben considerar para alimentación a grandes cargas comerciales, están los siguientes:

- Zona geográfica: Líneas aéreas o cables subterráneos.
- Carga eléctrica : Tipo de carga y MVA.
- Tensión preferente : Mediana o baja tensión.
- Nivel de cortocircuito.
- Confiabilidad: Sensibilidad, semisensible, normal.
- Arquitectura del inmueble: Área construida, niveles, sótanos, etc.
- Medición: Tarifas aplicables.
- Factores: Factor de carga, diversidad, etc.
- Costos: % de contribución del usuario.

Después del estudio técnico y análisis económico de las alternativas que debe incluir la modificación que esta carga tenga en la estructura de la zona, se podrá seleccionar el tipo de alimentación óptimo para la carga.

En las estructuras normalizadas que se utilizan figuran:

- Radial.
- Anillo abierto.
- Secundario selectivo.
- Primario selectivo.
- Mancha de red.

La aplicación de un diseño en particular por el tipo de cargas que se alimentarán y la zona en que se encuentra localizada esta. Los diagramas esquemáticos de este tipo de alimentaciones de la compañía suministradora se ilustran en la figura 1-35

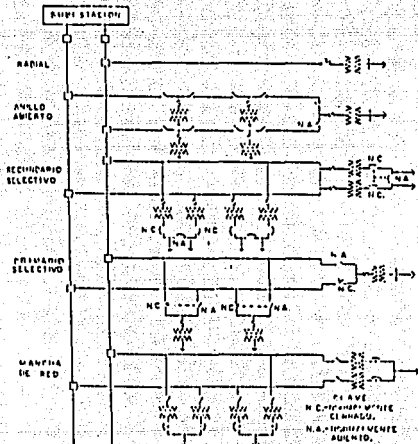


FIGURA 1-35 ESTRUCTURAS DE ALIMENTACION

Cada uno de estos sistemas presenta características definidas que a continuación se describen:

* Radial. La alimentación radial aérea o subterránea a un servicio de este tipo es naturalmente la menos compleja y su aplicación es limitada a servicios que no requieren gran continuidad, debido a que una falla en cualquier componente del sistema de alimentación primario afectará a todos los consumidores conectados hasta que se localiza y se repare. En algunas ocasiones este diseño se emplea para alimentar consumidores aislados con transformadores tipo pedestal o sumergible.

* Anillo abierto. Este diseño ha sido empleado extensamente para alimentar cargas comerciales y pequeñas cargas industriales importantes. Consta de dos alimentadores radiales que se unen en un interruptor normalmente abierto dentro de la S.E. del consumidor. Una falla en un componente de la red primaria puede serseccionada o aislada de manera manual. El interruptor en el punto normalmente abierto se puede cerrar la reenergizar el servicio interrumpido.

* Primario selectivo. En este diseño dos circuitos independientes se llevan al centro de carga y se conectan al transformador por medio de un dispositivo automático denominado interruptor de transferencia. Uno de estos circuitos se denomina preferente y el otro emergente.

* Secundario selectivo. Este sistema se emplea principalmente en sistemas de distribución industrial y su uso es poco frecuente en redes de distribución urbana. Son indispensables dos transformadores con un interruptor en el lado de baja tensión. La duplicidad de transformadores, así como el resto del equipo, reduce considerablemente el tipo de interrupción, ya que es factible hacer la transferencia de carga de manera automática cuando se detecta pérdida de potencial en uno de los extremos repectores del alimentador, que por lo regular opera a media carga.

* Mancha de red. Este sistema es uno de los más flexibles y confiables que existen. Su empleo se restringe a zonas en que ya se tiene una red subterránea implantada y en que la zona tiene una elevada densidad de carga. Requiere la utilización de dos alimentadores con un mínimo de dos transformadores y sus respectivos protectores de red que alimentan un bus secundario común energizado permanentemente. El protector previene que uno de los alimentadores primarios retroalmente corriente de falla al otro en el caso de cortocircuito de un transformador o en cualquier otro elemento de la red primaria.

TABLA 2.1
COMPARACION DE COSTOS DE ALIMENTACION
A GRANDES CARGAS CONCENTRADAS

Sistema tipo	Capacidad (kVA)	Costos (P.U.)			
		Alimentación por cables		Alimentación por líneas aéreas	
		P/equipo sumergible	P/equipo no sumergible	P/equipo sumergible	P/equipo no sumergible
1	300	0.62	0.49	0.12	0.21
2		0.92	0.78	0.18	0.27
3		0.94	0.80	0.26	0.35
4		1.24	0.97	0.30	0.48
5		1.28	0.99	-	-
1	500	0.68	0.54	0.39	0.26
2		0.97	0.82	0.45	0.32
3		0.99	0.84	0.53	0.40
4		1.35	1.06	0.84	0.57
5		1.39	1.09	-	-
1	750	0.73	0.68	0.44	0.41
2		1.02	0.97	0.50	0.46
3		1.04	0.99	0.58	0.54
4		1.45	1.35	0.94	0.87
5		1.52	1.40	-	-
1	1000	0.83	0.73	0.54	0.45
2		1.12	1.02	0.60	0.51
3		1.16	1.05	0.70	0.61
4		1.65	1.45	1.15	0.96
5		1.72	1.56	-	-
1	2000	1.00	1.25	0.75	0.97
2		1.29	1.54	0.81	1.03
3		1.34	1.57	0.91	1.13
4		2.06	2.49	1.56	2.01
5		2.13	2.60	-	-

1. Radial
2. Anillo
3. Primario selectivo
4. Secundario selectivo
5. Mancha de red

* Base = sistema radial subterráneo con equipo sumergible con carga 2000 kVA

ANALISIS DE COSTO CONFIABILIDAD.

2.4.-

Cada uno de los sistemas descritos tendrá un costo relativo a la importancia y la naturaleza de la carga por alimentar.

Para escoger la mejor alternativa se requerirá un análisis técnico-económico detallado en los diversos sistemas, compatibles al servicio que se desee.

En la tabla 2-1 se presenta como ejemplo una tabla de costos comparativos en p.u. de cada uno de los sistemas mencionados y en la figura 1-3⁵ se ilustra el análisis comparativo gráficamente.

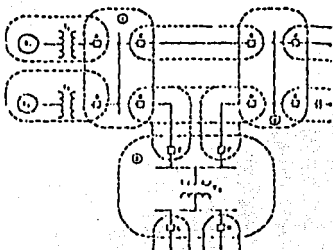
Cada arreglo o sistema de alimentación tiene una confiabilidad característica que combinada con el costo permitirá escoger el más adecuado según las necesidades.

CAPITULO II

CARACTERISTICAS Y APLICACIONES DEL EQUIPO DE PROTECCION

1. PRINCIPIO DE PROTECCION POR RELEVADORES

Un sistema de protección por relevadores puede clasificarse en varios subsistemas, uno de estos es el llamado sistema primario que representa lo que se puede denominar como la primera línea de defensa contra las fallas en el sistema de potencia. Este sistema se puede representar como un conjunto de zonas traslapadas de protección que encierran completamente a el sistema de potencia, por lo general estas zonas de traslape encierran o incluyen a los interruptores dado que estos son los que separan al sistema de potencia en segmentos. En la siguiente figura 2.1., se indican estas zonas de traslape.



Los relevadores primarios disparan en forma instantánea sus respectivas zonas cuando se detecta una falla en alguno de ellos. Por ejemplo con relación a la figura anterior si ocurriera una falla en el transformador T, requeriría de la operación del interruptor A con lo que saldría de servicio el generador G, por otro lado, una falla en la línea de transmisión entre las barras 1 y 3 probablemente requeriría que los interruptores C y G operaran, estos relevadores para ambos casos son diferentes entre sí, pero ambos se emplean como relevadores del sistema primario.

Por otra parte se ha mencionado antes que los sistemas de protección deben ser confiables, lo que significa que cada uno de los elementos que intervienen en el sistema lo sea. esto significa que aún cuando un relevador para un propósito específico la posibilidad de que por alguna razón falle y en este caso se tiene que hacer algo para que el sistema de protección como tal tenga una confiabilidad adecuada, y estos casos la solución es usar los denominados RELEVADORES DE RESPALDO que operan en caso de que fallen los relevadores primarios.

Existen varios conceptos con relación a la denominación de relevadores de respaldo, el primero de estos es el llamado RELEVADOR LOCAL que es un esquema en el cual la zona protegida adyacente a la zona primaria en falla operan después de un cierto tiempo de retardo en caso de que la zona en falla no haya sido liberada su protección primaria.

El respaldo remoto se puede definir como la operación de relevadores e interruptores en otra localizaciones del sistema debido a cualquier falla de la protección asociada con el elemento defectuoso, es decir, la protección de respaldo remoto se dispone para librar fallas de elementos contiguos cuya protección primaria o de libramiento de falla no operan.

Los relevadores de respaldo usados para protección remota también usan TIMER para retrasar los tiempos de disparo para así dar oportunidad a los relevadores primarios y a los relevadores de respaldo locales la de operar primero.

2.- CARACTERISTICAS 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:

- Confiabilidad
- Sensibilidad
- Rapidez
- Selectividad
- Automaticidad

a) Confiabilidad.

Por lo general los relevadores de protección protegen máquinas y dispositivos cuyo valor es mucho más elevado que el del relevador. Por lo tanto, su confiabilidad (es decir su seguridad de funcionamiento) ha de ser también mucho mayor que la del aparato o parte de la instalación protegida. Esta seguridad debe mantenerse aún para las más desfavorables condiciones de funcionamiento, tales como los valores extremos de la corriente de cortocircuito en el lugar donde se ha montado el relevador, el funcionamiento del relevador después de varios años de reposo, etc.

b) Sensibilidad.

Los relevadores de protección han de ser sensibles, es decir, que su funcionamiento ha de ser correcto para el valor mínimo de la perturbación que pueda aparecer en el lugar del defecto.

c) Rapidez.

Por lo general los defectos en las líneas y aparatos están caracterizados por la aparición de un arco eléctrico que calienta y destruye los aislantes y conductores en el lugar del defecto, pero estas destrucciones son proporcionales a la duración del arco por lo que, para una protección eficiente, el correspondiente relevador ha de separar la parte afectada lo más rápidamente posible.

d) Selectividad.

Las características y los valores de funcionamiento de los relevadores han de elegirse de tal forma que aún para las condiciones más desfavorables solamente queda desconectar la parte de la red o de la máquina que está afectada por el defecto, de esta forma, se reducirá al mínimo el sector falto de energía eléctrica mientras se efectúa la reparación de la parte averiada.

e) Automaticidad.

La enorme complejidad de las actuales redes eléctricas hace que resulte difícil localizar un fallo, ya que una perturbación cualquiera en un punto de la red, repercute sobre todos los demás; aún 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 relevadores de protección han de ser automáticas, es decir, que su funcionamiento debe realizarse sin intervención humana.

3.- REQUISITOS GENERALES DE LOS RELEVADORES

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

- 1.- Su funcionamiento debe permanecer inalterado para las variaciones de configuración de la red, tales como puestas en paralelo, modificaciones de la alimentación, etc.
- 2.- El funcionamiento debe producirse cualquiera que sea la intensidad de cortocircuito, la naturaleza y situación de los defectos.
- 3.- El relevador debe ser insensible a las sobrecargas y sobretensiones momentáneas.
- 4.- El relevador debe ser insensible también a las oscilaciones de la tensión, corriente.
- 5.- El relevador ha de tener un consumo propio muy pequeño.

Veamos a continuación cuales son las magnitudes a las que los relevadores de protección han de ser sensibles para que puedan revelar la presencia de un defecto en el órgano que protegen.

Una sobrecarga o un cortocircuito en un elemento de la red caracterizado generalmente por una caída de tensión también mayor que la normal; para prever los correspondientes dispositivos de protección.

Sin embargo, los factores señalados en el párrafo anterior no son siempre los elementos de juicio más seguros, para relevar un defecto. En ocasiones se aprovecha la circunstancia de que en caso de producirse una avería, entre dos fases, la impedancia aparente (o la resistencia, en caso de redes de corriente continua), se reduce considerablemente.

También puede tenerse en cuenta el hecho de que en régimen normal, la intensidad de corriente en la entrada del aparato protegido es casi igual a la intensidad de corriente en la salida.

Además, podemos utilizar la comparación entre las fases de las corrientes de entrada y salida, los sentidos de las potencias que son iguales en marcha normal y opuestos en caso de defecto.

Resumiendo, 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 amplitud de las corrientes de entrada y salida
- 5.- Inversión del sentido de la potencia entre la entrada y la salida

4.- CLASIFICACION DE LOS RELEVADORES DE PROTECCION

Para estudiar con provecho las posibilidades de utilización de los relevadores de protección, hemos de intentar una clasificación sistemática de estos relevadores, la cuál resulta en extremo difícil por la gran variedad de tipos existentes. Sin embargo vamos a intentarlo utilizando diferentes criterios de clasificación.

- a.- Por las características constructivas
- b.- Por la magnitud eléctrica que controlan o miden
- c.- Por las características del tiempo de funcionamiento
- d.- Por la forma de desconexión
- e.- Por la forma de conexión

4.1.- CLASIFICACION DE LOS RELEVADORES DE PROTECCION POR LAS CARACTERISTICAS CONSTRUCTIVAS

Teniendo en cuenta las características constructivas, los relevadores de protección son:

- Relevadores electromagnéticos
- Relevadores de inducción
- Relevadores electrodinámicos
- Relevadores electrónicas
- Relevadores térmicos

Los relevadores electromagnéticos están basados en la fuerza de atracción ejercida entre piezas de material magnético. Esta fuerza mueve una pieza móvil en el sentido de disminución de la reluctancia del circuito magnético. En la figura 2-2 siguiente vemos dos ejemplos típicos de relevadores electromagnéticos. En la figura 2-2a, muestra un relevador con el circuito magnético constituido por un electroimán y una armadura móvil. En la figura 2-2b, el circuito magnético está formado por un electroimán con núcleo de succión.

En ambos casos, el circuito magnético del relevador, sobre el que está bobinado uno a varios arrollamiento E, alimentados por las tensiones o las corrientes, que han de medir, comprende un elemento móvil (M) que lleva un contacto (C) y se mantiene en su posición de equilibrio por un esfuerzo antagonista, generalmente debido a un resorte R. Cuando la corriente que circula por las bobinas alcanza un valor suficiente, el elemento móvil se desvía de forma que cierre el circuito magnético, lo que provoca el cierre de los contactos. En la figura 2-2a., el circuito magnético dispone de un entrehierro constante, de un núcleo fijo y de una armadura móvil. mientras que en la figura 2-2b., el núcleo es móvil, la armadura móvil y el entrehierro variable. el núcleo móvil c (se mantienen en su posición de equilibrio por la acción de un resorte o por su peso propio).

Las principales ventajas de los relevadores electromagnéticos están en su simplificación, su robustez y su economía. Estas ventajas hacen que los relevadores electromagnéticos sean universalmente empleados como relevadores de tensión, relevadores de intensidad.

Los relevadores de inducción son empleados en la actualidad por las muchas aplicaciones y combinaciones que admiten. están basados en el mismo principio que los contadores de inducción.

Su principio de funcionamiento es el siguiente (véase la figura 2-3) un disco D móvil alrededor de un eje H que supondremos horizontal, gira en el entrehierro E de un sistema electromagnético, análogo al de un contador.

En el tipo de electroimán de inducción un núcleo central A dividido en su extremo en dos piezas polares a y a', lleva un arrollamiento pp'. El retorno del flujo magnético que atraviesa el núcleo se realiza por dos culatas B y B' que tiene sus extremidades polares b y b' frente a una armadura C, la cual puede desplazarse paralelamente a sí misma, haciendo variar el entrehierro.

Sobre los dos grupos de piezas polares ab y a'b' se monta en serie las dos bobinas de un segundo arrollamiento qq' de forma que se produzcan en estos dos grupos, dos polos de nombres opuestos. En la figura 2-4, se representa otro sistema de electroimán de inducción; ahora, el arrollamiento qq' está montado en la armadura del electroimán CC' aunque, por lo demás, el funcionamiento es análogo al del caso anterior.

En ambos casos, el arrollamiento pp' tiene una inductancia bastante mayor que la de los dos arrollamientos qq'. Esta inductancia puede modificarse a voluntad eligiendo convenientemente la separación entre los polos a-b y a'-b', o bien variando la longitud de la pieza polar CC'.

$$M = k_1 B_1 B_2 \sin(B_1 B_2)$$

k_1 = constante del aparato

B_1 = flujo magnético producido por el arrollamiento pp'

B_2 = flujo magnético producido por el arrollamiento qq'

$B_1 B_2$ = ángulo de defasamiento entre B_1 y B_2

A partir del dispositivo descrito, para obtener un relevador de protección, basta obtener el par del disco un par resistente de valor fijo conveniente y previamente calibrado. En los relevadores esquematizados en las figuras 2-3 y 2-4, este par resistente viene dado por un contrapeso P arrollado sobre el eje H sobre una polea. Se puede regular el valor de funcionamiento del relevador actuando sobre la posición de la armadura C y, eventualmente, sobre el valor del contrapeso P y en su caso, la temporización del relevador, por la longitud de la cadenita o cuerda de suspensión del contrapeso.

El funcionamiento de los relevadores electrodinámicos, está basado en la acción de una bobina fija sobre una bobina

móvil, lo mismo que los aparatos electrodinámicos de medida, frecuentemente, incluyendo también un circuito magnético de hierro u otro material magnético y este caso se denomina relevador ferromagnético.

En la figura 2-5 esta representado esquemáticamente un relevador ferrodinámico, el par es debido a la acción del flujo de las bobinas de campo sobre la corriente que pasa por el cuadro móvil, y vale:

$$T = k, i_1, i_2, \cos B$$

k , = constante del aparato

i_1 , = corriente de la bobina de campo

i_2 , = corriente de la bobina del cuadro móvil

B = ángulo entre las corrientes i_1 e i_2

Los relevadores electrónicos recurren, para su funcionamiento, a dispositivos eléctricos tales como válvulas y diodos, transistores, tiristores, etc. Estos relevadores se emplean en la técnica de la protección desde hace relativamente poco tiempo y aún no se han cubierto todas las posibilidades que los dispositivos electrónicos pueden proporcionar en la protección de máquinas y redes.

Los relevadores térmicos se emplean, sobre todo, contra las sobrecargas, estos relevadores desconectan la máquina cuando sus devanados, por causa de una sobrecarga, alcanzan una temperatura capaz de dañar los aislantes. Constan de una imagen térmica el objeto que han de proteger. Es decir de un dispositivo cuya ley de calentamiento sea análoga a la del objeto protegido.

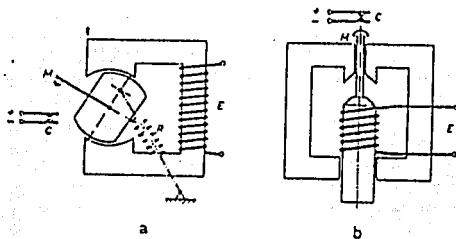


FIGURA 2-2 RELEVADOR ELECTROMAGNETICO

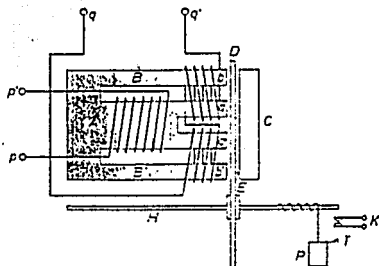


FIGURA 2-3 RELEVADOR DE INDUCCION

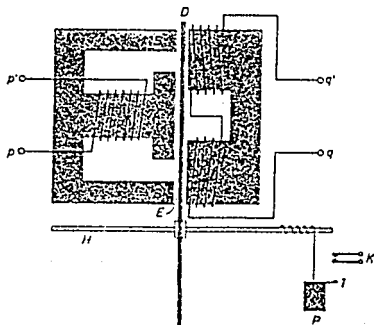


FIGURA 2-4 RELEVADOR DE INDUCCION

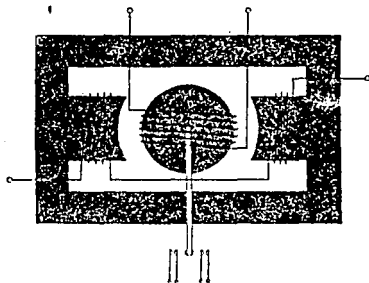


FIGURA 2-5 RELEVADOR DE INDUCCION

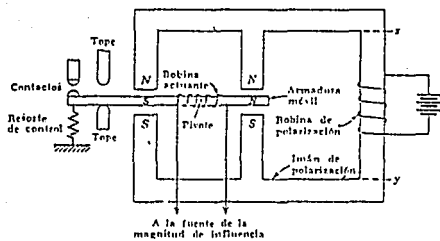


FIGURA 2-6 RELEVADOR DIRECCIONAL

4.2.- CLASIFICACION DE LOS RELEVADORES DE PROTECCION POR LA MAGNITUD QUE CONTROLAN O MIDEN

Por la magnitud eléctrica que controlan o miden los relevadores de protección puede ser:

- Relevador de intensidad
- Relevador de tensión
- Relevador de producto
- Relevador de cociente
- Relevador diferenciales
- Relevadores de frecuencia

Los relevadores de intensidad actúan por la acción de la intensidad de corriente que atraviesa el relevador; por esta razón se les llama también relevadores de corriente y relevadores amperimétricos. Estos dispositivos pueden ser relevadores de máxima intensidad, cuando entran en funcionamiento si la intensidad del órgano protegido sobrepasa un cierto valor previamente determinado o relevador de mínima intensidad, si el funcionamiento tiene lugar cuando la intensidad disminuye por debajo de un valor previamente fijado. Por lo general, estos relevadores son electromagnéticos y, algunas ocasiones, térmicos.

Los relevadores de tensión se llaman también relevadores voltimétricos y actúan por las variaciones de la tensión a que esta sometido el relevador. Se llaman relevadores de máxima tensión y, también, relevadores de sobretensión y relevadores de mínima tensión.

Los relevadores de producto actúan, como su nombre indica, por la acción del producto de dos magnitudes eléctricas. Los más conocidos son los relevadores de potencia.

Los relevadores de cociente entran en funcionamiento cuando el cociente de dos magnitudes eléctricas llega a cierto valor prefijado, de acuerdo a la siguiente relación:

$$Z = \frac{V}{I}$$

Relevadores diferenciales entra en funcionamiento, cuando la diferencia de dos o más magnitudes eléctricas del mismo tipo (dos o más intensidades, dos o más tensiones, etc...) sobrepasa un valor fijado de antemano.

Los relevadores de frecuencia funcionan cuando la frecuencia se aparta del valor de consigna previamente establecido. Por lo general, estos relevadores son del tipo de inducción.

4.3.- CLASIFICACION DE LOS RELEVADORES DE PROTECCION POR EL TIEMPO DE FUNCIONAMIENTO.

Teniendo en cuenta el tiempo de funcionamiento, los relevadores de protección pueden ser:

- Relevador de acción instantánea
- Relevador de acción diferida

Los relevadores de acción instantánea no tienen dispositivos de retardo. Por lo tanto, entra en funcionamiento en el mismo instante en que la magnitud eléctrica controlada (corriente, tensión, etc...) sobrepasan el valor previamente ajustado.

Los relevadores de acción diferida, se denomina también relevadores temporizados. Estos relevadores tienen un dispositivo de temporización de tal forma, que el relevadores entra en funcionamiento después de cierto tiempo de haber alcanzado la magnitud eléctrica controlado (corriente, tensión, etc...).

A su vez, Su valor de funcionamiento los relevadores de acción diferida pueden ser relevadores de retardo independientemente, los cuales la temporización es siempre la misma, cualquiera que sea el valor de la magnitud eléctrica se provoca el funcionamiento, de los relevadores de acción diferida también se integran los relevadores de retardo dependientemente en los cuales la temporización no es fija, sino que varía en valor de la magnitud eléctrica que controla el relevador.

4.4.- CLASIFICACION DE LOS RELEVADORES DE PROTECCION POR LA FORMA DE FUNCIONAMIENTO.

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

- Relevadores indirectos
- Relevadores directos

Relevadores directos se llaman también relevadores primarios y actúan directamente sobre el dispositivo de disparo del interruptor principal. Este dispositivo se utiliza solamente para pequeñas potencias y tensiones.

Relevador indirecto. Se llama también relevador secundario y no actúan directamente sobre la bobina de disparo del interruptor, sino a través de contactos de cierre o de apertura.

4.5.- CLASIFICACION DE LOS RELEVADORES DE PROTECCION POR LA FORMA DE DESCONEXION.

Por la forma como desconectar el interruptor en caso de perturbación, los relevadores de protección pueden ser:

- Relevador de desconexión mecánica
- Relevador de desconexión eléctrica

Los relevadores de desconexión mecánica son siempre relevadores directos, estos desconectan el interruptor utilizando medios mecánicos tales como excéntrica, resortes, juegos de palancas, levas, etc.

Los relevadores de desconexión eléctrica son casi siempre relevadores indirectos. Al funcionar el relevador, cierra o abre según los casos un circuito auxiliar en el que se encuentra la bobina de disparo del interruptor.

4.6.- CLASIFICACION DE LOS RELEVADORES DE PROTECCION POR LA FORMA DE CONEXION.

Después de haber estado en funcionamiento, y cuando han cesado las causas de perturbación, los relevadores de protección deben permitir que los elementos protegidos, vuelvan a su funcionamiento normal, y esto se consigue generalmente, reenganchando el interruptor correspondiente. Por la forma de conectar nuevamente el interruptor al circuito los relevadores de protección pueden ser:

- Relevadores de reenganche automatico
- Relevador de bloqueo.

5.- APLICACION DE LOS RELEVADORES DE PROTECCION

La función de los relevadores usados para la protección es determinar lo más pronto posible la existencia de corto circuito en el sistema por lo que la mayoría de los relevadores operan en más o menos un ciclo de la frecuencia del sistema (0.017 seg. a 60 Hz) por lo que pueden enviar la señal de disparo a los interruptores correspondientes, esta función difícilmente podría ser realizada por un operador humano en una forma tan confiable rápida y económica.

Los relevadores no solo operan en forma rápida, también deben ser precisos en su operación es decir dentro de sus diferentes niveles de sofisticación, deben estar en posibilidades de distinguir entre corto circuito y algunas otras anomalías como valores de corriente momentánea debidas a arranques de motores, pico de carga o corriente magnéticas.

6.- CLASIFICACION DE LOS RELEVADORES DIRECCIONALES.

Los relevadores direccionales podemos clasificarlos en: relevadores direccionales del tipo de atracción electromagnética y el tipo de inducción.

Los relevadores direccionales de tipo de atracción electromagnética, están accionados por magnitudes de corriente directa o por corriente alterna rectificadas, el uso más común de estos relevadores es la protección de circuitos de C.D., Donde la magnitud de influencia de obtiene de una resistencia en derivación o directamente del circuito.

Su principio de funcionamiento lo ejemplificaremos por el siguiente esquema figura 2-6. En este relevador se cuenta con una armadura móvil magnetizada por la corriente que fluye por la bobina actuante que rodea la armadura, y con tal polaridad para cerrar los contactos. Una inversión de la polaridad de la magnitud de influencia invertirá las polaridades magnéticas de los extremos de la armadura y ocasionará que los contactos permanezcan abiertos.

En la sección x-y se muestra la bobina de polarización o de campo, la cual permite la magnetización del núcleo como se muestra en la fig.2-6.

La fuerza que tiende a mover la armadura puede expresarse como sigue, si despreciamos la saturación.

$$F = k_1 I_p I_a - k_2$$

F = Fuerza Neta

K_1 = Constante de conversión de la fuerza

I_p = Magnitud de la corriente de la bobina de polarización

I_a = Magnitud de la corriente de la bobina de la armadura (bobina actuante)

En el punto de equilibrio cuando $F = 0$ el relevador está en el límite de funcionamiento y la característica de funcionamiento es:

$$I_p I_a = k_2 / k_1 = \text{constante}$$

I_a e I_b se supone que fluye a través de las bobinas en direcciones tales que la fuerza de puesta en trabajo es producida, como en la fig. 2-6. Es evidente que se invertirá la dirección de I_a o la de I_b (pero no ambas), se invertirá la dirección de la fuerza. Por lo tanto este relevador toma su nombre de su capacidad para distinguir entre la dirección opuesta del flujo de la corriente de la bobina actuante o entre polaridades opuestas. Si las direcciones relativas son conectadas para el funcionamiento el relevador se pondrá en trabajo a una magnitud constante del producto de las corrientes.

Si se utiliza el imán permanente de polarización, o si se conecta la bobina de polarización a la fuente que ocasionará que fluya una magnitud constante de la corriente, la característica de funcionamiento viene a ser:

$$I_a = K_1 I_b = \text{constante}$$

Sin embargo I_a debe tener la polaridad correcta, lo mismo que la magnitud de vida, para la puesta en trabajo del relevador.

El significado del término direccional en los relevadores direccionales de c-a se utilizan muy extensamente para reconocer la diferencia entre la corriente que es proporcionada en una dirección o la otra en un circuito de c-a, y el término direccional de deriva de este uso. Básicamente un relevador direccional de c-a puede reconocer ciertas diferencias en ángulo de fase entre dos magnitudes, como un relevador direccional de c-d reconoce las diferencias de polaridades.

Todo relevador dirección debe contar con las siguientes características:

- a) Alta velocidad de operación
- b) Alta sensibilidad
- c) Capacidad para trabajar con bajos valores de voltaje
- d) Capacidad térmica adecuada a corto tiempo
- e) La carga no debe ser excesiva; y
- f) No debe producir ningún arrastre ni de voltaje ni de corriente. Es decir si se llega a energizar sólo la bobina de voltaje o sólo la bobina de corriente sin que se energice la otra no debe producir ningún movimiento.

Los relevadores direccionales de tipo de inducción electromagnética; están accionados por dos fuentes diferentes independientes; las cuales son la corriente y el voltaje.

Tomando en cuenta la relación del par en función de las magnitudes de influencia; los relevadores de inducción direccionales los podemos encontrar como:

- Relevador corriente-corriente. Los cuales son accionados por dos fuentes de influencia de diferentes transformadores de corriente.

- Relevadores corriente-voltaje. Un relevador corriente-voltaje recibe una magnitud de influencia de un transformador de corriente y la otra magnitud de influencia de un transformador de tensión.

6.1.- CARACTERISTICAS DE FUNCIONAMIENTO DE UN RELEVADOR DIRECCIONAL

Tomando en consideración la ecuación general del par del relevador:

$$T = k_1 I^2 - k_2 V^2 + k_3 \cos(\theta - \gamma) + k_4$$

Esta ecuación aplicada a los relevadores direccionales y aplicando las siguientes consideraciones en el caso de un relevador direccional corriente-tensión:

- a) El punto de equilibrio, cuando el relevador está en el límite de funcionamiento, el par neto es cero.
- b) Para el control direccional, debe eliminarse los pares individuales de torsión, a saber $k_1 I^2$ y $k_2 V^2$.

De la cual la ecuación general se reduce a:

$$\text{Vicos}(\theta - \gamma) = k_4 / k_3 = \text{constante}$$

referencia y su magnitud se supone que es constante. La característica de funcionamiento se ve que es una línea recta descentrada del origen y perpendicular a la posición del par máximo positivo de la corriente.

Esta línea es el trazo de la relación. $I_{min} = \text{constante}$ que se obtiene cuando la magnitud V se supone que es constante, y esta es línea que se divide entre el desarrollo del par neto positivo o negativo en el relevador. Cuando cualquier vector de corriente cuya punta este situada en el área del par positivo originará la puesta en trabajo; el relevador no se pondrá en trabajo, o se repondrá para cualquier vector de corriente cuya punta este situada en la área del par negativo.

Para una magnitud diferente de la tensión de referencia, la característica de funcionamiento será otra línea recta paralela a la mostrada y relacionada a esta por la expresión:

$$I_{min} = \text{constante}$$

Donde I_{min} , como se muestra en la fig. 2.12, es la magnitud mínima de todos los vectores de corriente cuyas puntas finalizan en las características de funcionamiento.

I_{min} es conocida por la corriente mínima de puesta en trabajo aunque, hablando estrictamente, la corriente debe ser ligeramente mayor para ocasionar la puesta en trabajo. De este modo hay un número infinito posible de dichas características de funcionamiento, una para cada magnitud posible de la tensión de referencia.

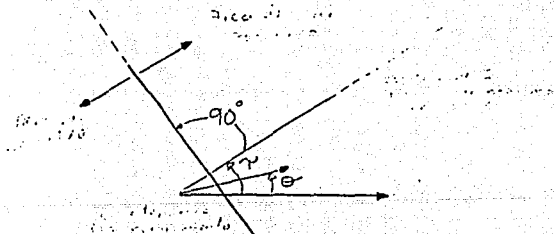


FIGURA 2.7
CARACTERÍSTICA DE FUNCIONAMIENTO DE UN RELEVADOR DIRECCIONAL EN COORDENADAS POLARES

La característica de funcionamiento partirá de una línea recta a medida que el ángulo de fase de la corriente se aproxima a 90° del ángulo de fase del par máximo. Para tales grandes salidas angulares, la corriente de puesta en trabajo viene a ser muy grande y la saturación magnética del elemento de corriente requiere una magnitud diferente de la corriente, para originar la puesta en trabajo se la indicará la relación de la línea recta.

Las características de funcionamiento para relevadores direccionales corriente-corriente o tensión-tensión puede mostrarse en forma similar.

7.- RELEVADOR DE DISTANCIA

Las características del relevador de distancia deberán establecerse en términos del sistema eléctrico, si las características del relevador se conside en función de volts y ampers, las condiciones del sistema deben establecer en los mismos términos.

Sin embargo, tratándose de los relevadores de distancia, es difícil pensar en términos de volts y ampers, porque estos varían mucho para la misma respuesta del relevador.

Por lo tanto, las cosas se simplifican mucho si se piensa en la respuesta del relevador de distancia en función de la relación del volts y ampers, o en otras palabras, en la impedancia, reactancia, resistencia o una combinación de la misma a que responde el relevador.

En un relevador de distancia, hay equilibrio entre tensión y corrientes que puede expresarse en función de la impedancia. La impedancia es una medida eléctrica de la distancia a lo largo de una línea de transmisión, lo que indica el nombre aplicado a este grupo de relevadores.

El principio de relevador de distancia es el siguiente: La línea trifásica fig. 2-8 dibujada, es una fracción de una red que esta formada por un número cualquiera de mallas y de manantiales de alimentación; A,B,C, y D son estaciones de acoplamiento.

Supongamos un corto circuito franco en a; sea E la tensión en C.e l la corriente.

Designemos por $Z_c = E_c/I_c$ la impedancia en C, que es igual a la impedancia del bucle $l_{c..}$, es decir del trozo $l_{c..}$. La impedancia en B es asimismo $Z_b = E_b/I_b$ correspondiente al trozo $l_{b..}$. En esta forma se determinaría la impedancia que cualquier otro punto de la línea a partir del lugar del circuito. La impedancia crece, por consiguiente, de los dos lados de la perturbación y proporcionalmente a la distancia desde esta.

Un relevador en que el tiempo de desconexión venga determinado en función de la impedancia, por ejemplo según la ecuación $t = k E/I = kZ$, tendrá un retardo en su funcionamiento un tanto más pequeño cuando más cerca se encuentra del lugar de perturbación. Los relevadores más próximos que tendrán los tiempos de desconexión más cortos, seccionarán el trozo averiado mientras que los más alejados estarán prestos a funcionar como reserva en caso de que fallen los primeros. La configuración de la red y la repartición de los centros de alimentación no tendrán influencia desde el punto de vista de la selectividad.

Es de importancia que la intensidad de la corriente de corto circuito no tenga asimismo influencia sobre el retardo del relevador. El tiempo de desconexión ha de depender solamente de la relación de la tensión a la corriente, y esta debe tener un valor bien determinado para cada punto.

Los relevadores de distancia se clasifican en:

- Relevadores de reactancia
- Relevadores de admitancia
- Relevadores ohm
- Relevadores mho

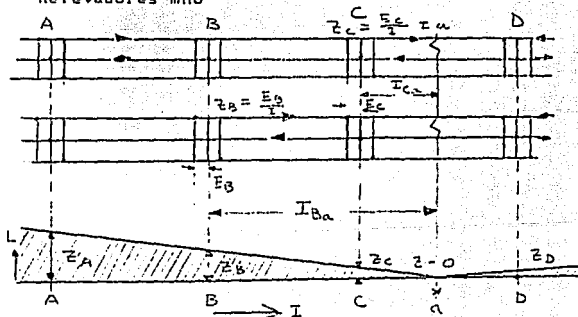


FIGURA 2.8

B. - RELEVADOR DIFERENCIAL

El principio de operación de un relevador diferencial se base en un sencillo principio de la corriente circulante, en donde la diferencia entre las corrientes de dos transformadores de corriente pasa por el relevador diferencial bajo condiciones normales o aun bajo fallas ubicadas fuera de la zona protegida como se muestra en la fig. 2-9.

El relevador diferencia R mostrado, es un comparado de la magnitud de la corriente, la dirección de la potencia a la fase relativa de las corrientes en los extremos de la zona protegida.

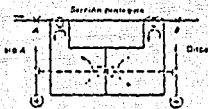


FIGURA 2-9
ESQUEMA DE CONEXION DE UN RELEVADOR DIFERENCIAL

Si se desarrolla una falla en cualquier parte entre los dos TCs, se darán entonces las condiciones de la fig. 2-9. Si, como se muestra la corriente fluye hacia la falla de ambos lados, la suma de las corrientes secundarias de los TCs fluirán por el relevador diferencial R, produciendose así un par de torsión positivo resultante que cierra los contactos del circuito de disparo de los interruptores A,B situados en los dos extremos, provocando la operación del relevador.

Generalmente se necesita alambres piloto entre los puntos de relevación y su provisión en una consideración de importancia en la aplicación de esta forma de protección.

Es circuito básico de la fig. 2-10a, los transformadores de corriente están conectados en serie por medio de alambre piloto. El total de la fem secundaria de ambos transformadores y los alambres piloto.

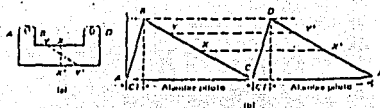


FIGURA 2.10 CIRCUITO BASICO

La distribución del voltaje se ilustra en la fig. 2-10b, en la cual AB y CD son las fuerzas electromotrices secundarias de los transformadores de corriente, las cuales son iguales. BC y DA representan las caídas de voltaje en los alambres pilotos. Pueden verse que hay un número infinito de puntos, correspondientes al mismo potencial, en los dos alambres, tales como xx' y yy' . También resulta claro que los pilotos constituyen la única carga que obra sobre los transformadores de corriente, siendo compartida a partes iguales mientras no exista una conexión entre los alambres pilotos, que no sea la de puntos equipotencial tales como xx' y yy' , etc.

En la práctica el relevador se conecta entre las terminales de los alambres piloto y si las conexiones no están en puntos equipotenciales, las cargas que obran sobre los dos transformadores de corriente son desiguales, aunque la corriente que pase por ellos sea la misma. Esto puede ocasionar desimilitud de las características de voltaje y ángulo de fase de los transformadores de corriente, condición que produce una corriente desequilibrada que a su vez ocasiona una operación falsa del relevador.

Este problema puede resolverse, instalando el relevador en polarización negativa, también conocido como relevador diferencial compensado o de tanto por ciento.

El efecto de la conexión en polarización negativa es que reduce la impedancia del circuito de operación del relevador, para un valor dado de la estabilidad de la falla ocurrida. Tal conexión se obtiene haciendo circular la corriente secundaria que falla por un devanado auxiliar que ejerce una fuerza restrictiva o establece una condición de parcialidad sobre el movimiento. Las condiciones del circuito básico aparece en la fig. 2-11. Normalmente en condiciones de falla ocurrida, no pasa corriente

alguna en la bobina de operación, pero debido a la correspondencia imperfecta de los transformadores de corriente, puede haber una corriente de fuerza o derrame. Esta corriente pasará por el circuito de operación del relevador pero no originará operación alguna, a no ser que se rebasa la relación de la corriente de operación restrictiva para la que está ajustado dicho relevador. La magnitud de la corriente que permite la operación no es constante, aumenta automáticamente la corriente circulante, y existe una relación definida entre las dos cantidades. Esta relación puede determinarse considerando las fuerzas que actúan sobre el movimiento del relevador.

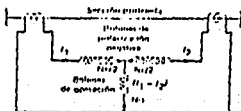


FIGURA 2.11
CIRCUITO BASICO DE LA PROTECCION DIFERENCIAS CON
RESTRICCION

$$\text{Fuerza de operación} = k(I_1 - I_2)N_o$$

$$\text{fuerza restrictiva} = k(I_1 + I_2) \frac{N_r}{2} + S$$

En donde:

N_o = número de vueltas de la bobina de operación

N_r = número de vueltas de la bobina restrictora

k = constante

S = restricción mecánica

Las fuerzas eléctricas de operación y de restricción son iguales en el punto de equilibrio del relevador; despreciando la restricción mecánica, se tiene:

$$(I_1 - I_2) / 5(I_1 + I_2) = N_c / N_o$$

Esta ecuación indica que la característica tiene una pendiente determinada por la relación N_c / N_o , o, por constantes dadas del relevador, una tendencia por unidad, definida como la corriente de diferencia dividida entre la corriente circular media, relación que es constante para todas las magnitudes de la corriente figura 2-12.

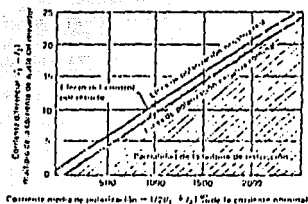


FIGURA 2-12

Esta relación es más conocida como porcentaje de inclinación, cuando dicho porcentaje de ajuste se tiene expresado en función de la corriente nominal de los transformadores de corriente. Habiendo una falla interna, una corriente proporcional a la corriente de falla pasa por el devanado de operación del relevador y el ajuste de protección, se establece, por lo general para la condición de que el insumo proceda de un extremo solamente. Cualquiera corriente de carga que circule en forma simultánea pasa por el devanado restrictivo del relevador, aumentando así el ajuste. En la fig. 2-13 se muestra la forma electromagnética más simple de este relevador.

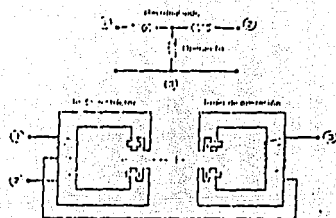


FIGURA 2-13

9.- RELEVADOR DE TIEMPO-CORRIENTE

Los conjuntos de protección por sobrecorriente y falla a tierra puede hacerse discriminatorio graduando los tiempos de operación de los dispositivos sucesivos.

Las corrientes a las que entren en operación se ajustan de tal manera que la protección que hay en la siguiente sección hacia la fuente de energía. En las líneas alimentadores, cada relevador respalda al siguiente, que está más alejado de la fuente de energía, por lo cual, las características de tiempo-corriente del relevador de respaldo debe ser intermedias entre las de los relevadores que se encuentran a sus lados. Por supuesto el esquema es inflexible en cuanto al desarrollo del sistema y cuando es imprescindible el arreglo final del sistema, su utilización puede traducirse en falsa economía.

10.- RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE

Los relevadores de sobrecorriente tienen su mejor aplicación en sistemas de distribución radiales o en malla ya que en estos sistemas no se requiere de algunas características direccionales; mientras que los elementos direccionales son normalmente requeridos en alimentadores en malla. Existen diferentes tipos de relevador de corriente en el mercado de tal forma que se puede seleccionar el más adecuado para cada aplicación específica.

El tiempo de operación de todos los relevadores de sobrecorriente tiende a volverse asintótico a un valor mínimo definido al aumentar el valor de la corriente. Esto es inherente a los relevadores electromagnéticos debido a la saturación del circuito magnético. En consecuencia, haciendo variar el punto de situación se obtienen diferentes características.

- a) Tiempo definido
- b) Tiempo mínimo definido inverso
- c) Muy inverso
- d) Extremadamente inverso

Estas características se obtienen con los relevadores de inducción del tipo de disco y del tipo de copa.

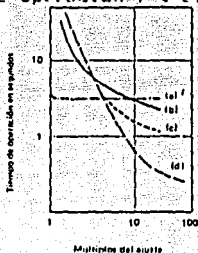
El par de torsión de estos relevadores es proporcional a $B_1 B_2 \sin \theta$. Siendo B_1 y B_2 los dos flujos que cortan al disco o a la copa, y al ángulo comprendido entre ellos (θ). Cuando la misma cantidad produce los dos flujos, como sucede en los relevadores accionados por corriente o por voltaje, entonces abajo de la saturación, el par de torsión es proporcional a la corriente de la bobina, o sea, $T = kI^2$. Si se hace el núcleo de manera que se sature en una etapa muy temprana del aumento del valor de IK disminuye en forma tal que el tiempo de operación permanece igual en todo el intervalo de trabajo. Esta característica se muestra en la curva (a) en la fig. 2-14 la cual se conoce como tiempo definido.

Ahora bien, si el núcleo se hace de manera que se sature en una etapa posterior, las características adoptan lo mostrado en la curva b) de la fig. 2-14 conocida como TMDI (tiempo mínimo definido inverso). La característica tiempo-corriente es inversa en un cierto intervalo y después de la saturación, adopta

la forma de tiempo definido. A valores bajos de la corriente de operación, la forma de la curva esta determinada por el efecto de la fuerza restrictora del resorte de control mientras que para valores altos, predomina el efecto de la saturación.

Si la saturación ocurre en un etapa más tardía, las características adoptan la forma mostrada en la curva c) de la fig. 2-14, conocida como muy inversa. La saturación, tiende a la de tiempo definido.

La curva d) de la fig. 2-14 muestra las características extremadamente inversas, es decir, la saturación ocurre en una etapa muy tardía y la ecuación de la curva es de la forma $It=k$, siendo I la corriente de operación y t el tiempo de operación.



Dentro de la gama de los relevadores de sobrecorriente, tenemos los relevadores instantáneos de sobrecorriente los cuales operan sin ningún atraso intencional, se usa un relevador no polarizado del tipo de armadura atraída. Este tiene la ventaja especial de reducir el tiempo de operación a un mínimo para fallas muy cercanas a la fuente, cuando la corriente de falla es máxima. El relevador instantáneo sólo es efectivo si la impedancia entre el relevador y la fuente Z_r es pequeña en comparación con la impedancia Z_l de la línea.

10.1.- AJUSTE

Puesto en trabajo o reposición. La mayoría de los relevadores de sobrecorriente tiene una zona de ajuste para hacerlos adaptables a una gama de circunstancias sin embargo, por los límites de espacio de la bobina y para simplificar la construcción del relevador. De aquí que estén disponible diversos tipos de relevadores que tienen, cada uno, una zona de ajuste

diferente. El ajuste de relevadores de selenoide o de armadura atraída puede ser por ajuste del entre hierro inicial, de la tensión del resorte retención de los pesos ajustable, o de tomas de la bobina. El ajuste de relevadores de inducción accionados por corriente es generalmente por tomas de la bobina.

10.2.- SOBREALCANCE

Debido a la inercia de las partes móviles, el movimiento continuará cuando se retire la fuerza actuante. Esta característica es conocida por sobrealcance. Aunque el sobrealcance aparece en todos los relevadores, su efecto es importante.

Se dice que un relevador sobre alcanza cuando opera a una corriente menor que su corriente de ajuste. Ahora bien, en el momento en que ocurre la falla, la onda de corriente no es simétrica, sino que esta desplazada como se ilustra en la fig. 2-15.

El relevador se ajusta para corrientes simétricas pero responden tanto a ondas de corriente simétricas como a las ondas de corriente desplazada que persisten durante unos cuantos ciclos. El sobrealcance depende del diseño del relevador, de los parámetros del sistema de fuerza en el que se use. La relación X/R del sistema, entre la fuente y la falla controla el grado de desplazamiento y el régimen de decremento de la onda de corriente. La relación Z_1/Z_2 , determina el grado de sobrealcance que ha de ocurrir.



FIGURA 2.15

El ajuste de corriente es proporcional a $1/(Z_1 + Z_2)$, de manera que, con el cien por ciento de desplazamiento el relevador entraría en operación con la mitad del valor simétrico de la corriente, es decir, la corriente de operación es ahora proporcional a :

$$1/2(Z_1 + Z_2)$$

Como Z_1 es fija aumenta la longitud efectiva de la línea protegida y, en consecuencia el sobrealcançe puede ser mayor del doble de la longitud de la sección protegida. Si k es el sobrealcançe, entonces:

$$Z_1 + kZ_2 = 2(Z_1 + Z_2)$$

$$k = 2 + Z_1/Z_2$$

El sobrealcançe será reducido por el tiempo de operación del relevador porque la componente de c.d., de la corriente de falla decaerá exponencialmente.

11- RELEVADOR ESTÁTICO

Un relevador estático para la protección es aquel en el que la medición o la comparación de las cantidades eléctricas se hace por medio de una red estática diseñada para dar una señal de salida en la dirección del disparo, cuando se presenta una condición crítica. La señal de salida opera un dispositivo de disparo que puede ser electrónico, semi-conductor o electromagnético.

En principio los relevadores electrónicos de protección, son convertidores analógico binarios, con función de medida.

Las magnitudes eléctricas de medida tales como corriente, tensión, desfaseamiento, frecuencia, etc... que estos relevadores deben captar, los valores que resultan por diferenciación, integración u otra operación matemática, aparece siempre en la entrada del órgano de medida bajo la forma de señal analógica. A la salida de este órgano aparece siempre una señal binaria que puede ser (0) si el relevador no desconecta o bien (1) si desconecta.

Como se expresa en el esquema de la fig. 2-16 cada relevador de protección está constituido por órganos individuales.

La señal de forma analógica que procede del circuito de medida (transformador de corriente o de potencia) entra en el órgano de conversión del relevador de protección y la transfiere al órgano de medida. Este órgano de medida, que es el elemento

La señal de forma analógica que procede del circuito de medida (transformador de corriente o de potencia) entra en el órgano de conversión del relevador de protección y la transfiere al órgano de medida. Este órgano de medida, que es el elemento más importante para el funcionamiento del relevador, conmuta su señal de entrada (que es analógica a partir de cierto valor suministra en su señal binaria que puede ser (1) o bien (0)). En el órgano de salida esta señal binaria, aún de poca potencia, se amplifica y transmite a una o varios órganos. Estos efectúan la operación de acoplamiento, tales como apertura de interruptores, entra en acción un dispositivo de desexcitación rápida, etc..., accionando un dispositivo de señalación o dan un orden de verificación a los relevadores de protección de otro puesto de distribución, etc.

Existe también un órgano de alimentación que proporciona la potencia necesaria a los órganos de medida y de salida. Recibe esta potencia unas veces de una fuente auxiliar de tensión, y otras veces el mismo circuito de medida, cuando se trata de un accionamiento por medio de transformadores de corriente.

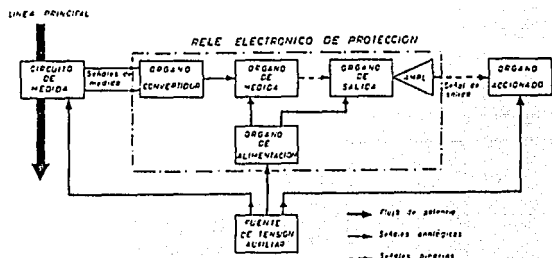


FIGURA 2.16
ESQUEMA FUNCIONAL DE PRINCIPIO DE UN RELE
ELECTRÓNICO DE PROTECCIÓN

12.- TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

Los transformadores de corriente son muy útiles en los sistemas de potencia ya que adecúan corrientes y voltajes para la operación de los relevadores e instrumentación de medición y control.

Estos transformadores, en esencia, aíslan los circuitos secundarios (relevadores) de los circuitos primarios (o de potencia).

El TC trabaja en forma similar a cualquier otro transformador y, por lo tanto, la corriente del primario tiene dos componentes, la corriente del secundario que es transformada en razón inversa a la relación de vueltas y la corriente de excitación que magnetiza al núcleo. Esta última corriente no se transforma y es la que ocasiona los errores de transformación. Por esta razón hay ciertos valores de las corrientes secundarias que no pueden producir nunca, cualquiera que sea el valor de la corriente del primario. Esto ocurre cuando se satura el núcleo y para magnetizar se requiere una cantidad desproporcionada de corriente en el primario.

En la fig. 2-17, se ilustra la forma de una curva de magnetización de un TC. Esta forma cambia para los diferentes materiales del núcleo.

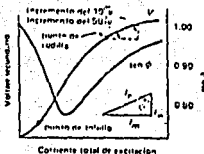


FIGURA 2.17 CARACTERISTICAS DE MAGNETIZACION DE UN TC.

La curva característica está dividida entre regiones definidas por el "punto de tobillo" y el "punto de rodilla". La frontera entre las regiones, saturada y no saturada, la marca el punto de rodilla, el cual se define como el punto en el que un incremento del 10% en el voltaje secundario produce un incremento del 50% en la corriente de excitación.

La otra curva característica que aparece en el diagrama es el ángulo de fase de la corriente de excitación, al cual no se da mucha importancia en los transformadores de corriente para protección. Sin embargo se puede observar que el intervalo de trabajo de un transformador de corriente para protección se extiende sobre el intervalo comprendido entre los puntos de tobillo y de rodilla, y más allá, cuando el transformador de corriente es para medición opera en la región del punto de tobillo. Esto sucede por la diferencia radial en sus funciones básicas. Los transformadores de corriente para medición requiere de relativamente alta precisión en un intervalo del 10% al 20% de la corriente nominal y para proteger los instrumentos es una ventaja si los transformadores de corriente se saturan para corrientes superiores a las de este intervalo. En cambio los transformadores de corrientes para protección necesitan características lineales hasta en el voltaje secundario correspondiente a la corriente máxima de falla que pasa por la carga conectada.

La fig. 2.18 muestra las características de dos transformadores de corriente, ambos para la misma carga nominal, pero uno para protección y el otro para medición.

Si el material tuviera que ser el mismo, se requeriría un núcleo de mayor sección transversal para un TC de protección.

Como materiales para el núcleo de los transformadores de corriente para protección, se emplean aceros de cristales orientados, con altos niveles de saturación y se emplean aleaciones de hierro - níquel, de baja excitación por unidad de longitud del núcleo, y con el punto de rodilla a una densidad de flujo relativamente baja.

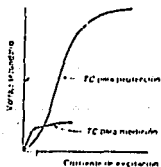


FIGURA 2.18

CARACTERÍSTICAS DE DOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

13.- TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

En los casos de sistemas de alta tensión, no es posible conectar las bobinas de voltaje de los dispositivos de protección directamente al sistema, por lo que es necesario bajar el nivel de potencia y además, aislar el equipo de protección del circuito primario. Esto se logra usando un transformador de potencia (TP), similar a un transformador de energía. La capacidad de un tp se especifica en función de la carga máxima (VA de salida) que entrega, sin rebasar los límites específicos de error, mientras que la de un transformador de energía se especifica por la salida al secundario, sin rebasar la elevación específica de la temperatura. La energía entregada en un tp es de unos cuantos centenares de VA., y el voltaje en el secundario, es casi siempre de 110v.

Idealmente un TP puede producir un voltaje secundario proporcional al voltaje primario de fase contraria. En la práctica esto no puede lograrse debido a las caídas de voltaje que ocurren en las bobinas del primario y del secundario, por la magnitud y el factor de potencia de la carga del secundario. Como consecuencia, se introduce errores de relación y errores de ángulo de fase.

Los límites de los errores, de relación y de ángulo de fase, para los transformadores de potencial que se usan en la protección son mucho mayores, que los requeridos sólo para fines de medición.

En la tabla 2.2 aparece los límites aceptables de error según los especifica la norma IS 3156 de 1966. En la fig. 2-19 se ilustra un TP trifásico conectado entre la línea y la tierra el devanado primario, y los devanados secundarios, conectados en delta abierta. En este caso, el voltaje residual es igual al triple del voltaje de secuencia cero. Para poder tener un voltaje en el circuito secundario, debe haber voltajes de secuencia cero en el circuito primario. Por lo tanto, este dispositivo se usa en los esquemas de desplazamiento neutro y para suministrar el circuito de voltaje de los relevadores direccionales para una falla a tierra.

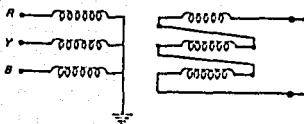


FIGURA 2-19

Hay dos tipos de dispositivos para la transformación del voltaje: Los transformadores de voltaje devanados, del tipo convencional y los transformadores de voltaje con capacitor.

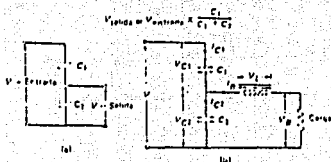


FIGURA 2-20 DIVIDOR DE VOLTAJE CON CAPACITOR: a) Circuito básico; b) Circuito compensado.

TP del tipo devanado se aplica convenientemente en sistemas hasta de 132 kv. o inferiores, por razones económicas, y el TP con capacitor se usa para voltaje superiores a los 132 kv. El TP de capacitores es, en esencia, un divisor de la capacidad y el potencial, que trabaja con el circuito básico que aparece en la fig. 2-20. Si la corriente que pasa por el circuito de salida (por la carga conectada) es despreciable se verifica que:

$$V_{C_1} = V_{C_2} (C_1 / (C_1 + C_2))$$

Pero cuando hay un flujo apreciable de corriente en la carga, se introducen error tanto de relación como de fase, a causa de la corriente de la carga que pasa por el capacitor C_1 .

PRESICION	ERROR DE RELACION EN EL VOLTAJE (%)	DEFASAMIENTO (EN MINUTOS)
3.0	3.0	120
5.0	5.0	300

14.- CARACTERISTICAS GENERALES DE RESTAURADORES

En los sistemas de distribución, además del problema de la protección de los equipos eléctricos, se presenta el de la "continuidad" del servicio, es decir, la protección que se planea en las redes de distribución se hace pensando en los factores mencionados anteriormente. Para satisfacer esta necesidad se ideó un interruptor de operación automática que no necesita de accionamiento manual para sus operaciones de cierre o apertura (la operación manual se refiere al mando por control remoto), es decir, construido de tal manera que un disparo o un cierre está calibrado de antemano y opera bajo una secuencia lógica predeterminada y constituye un interruptor de operación automático con características de apertura y cierre regulable de acuerdo con las necesidades de la red de distribución que se va a proteger.

Este interruptor recibe por tales condiciones el nombre de restaurador.

Un restaurador normalmente están construidos para funcionar con tres operaciones de recierre y cuatro apertura, con un

intervalo entre una y otra, calibrado de antemano en la última apertura el cierre debe ser manual, ya que indica que la falla es permanente.

14.1.- DESCRIPCION DE LA OPERACION DE UN RESTAURADOR

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

El proceso de apertura y recierre se puede describir brevemente como sigue:

- 1.- Cuando ocurre una falla la bobina de disparo se energiza, y actúa sobre un trinquete mecánico que hace caer los contactos móviles.
- 2.- Los contactos móviles disponen de resortes tensionados de tal forma que la apertura es rápida. Al caer los contactos móviles energizan la bobina de recierre que se encuentra calibrado para operar con un intervalo.
- 3.- La bobina de recierre acciona un dispositivo mecánico que opera los contactos móviles, conectándose nuevamente con los contactos fijos.
- 4.- Si la falla es transitoria, el restaurador queda conectado y preparado para otra falla; si la falla es permanente, repetirá todo el proceso anterior hasta quedar fuera según sea el número de recierres para el cual se ha calibrado.

14.2.- CLASIFICACION DE LOS RESTAURADORES

Restaurador tipo R

El restaurador tipo R es semejante en su construcción al tipo W, pero se emplean para capacidades menores. A continuación se dan algunos datos de este tipo de restauradores:

Voltaje nominal 2.4 - 14.4 kv
Corriente nominal 25 - 400 amp.
Voltaje de diseño 15.5kv
Restaurador tipo W.

Se construye trifásico en forma parecida al tipo R, pero es un poco más robusto:

Voltaje nominal 2.4 - 14.4 kv
Corriente nominal 100 - 560amp.
Voltaje de diseño 15.5kv

15.- CARACTERISTICAS DE INTERRUPTORES DE POTENCIA

La función de un interruptor de potencia consiste en conectar e interrumpir, una o repetidas veces, en condiciones normales y anormales de trabajo, diferentes circuitos eléctricos.

Su operación o ciclo de trabajo puede consistir de lo siguiente:

- Desconexión normal
- Interruptor de corriente de falla
- Cierre con corrientes de falla
- Interrupción de corrientes capacitivas
- Interrupción de corrientes inductivas
- Falla de línea corta
- Oposición de fase durante las salidas del sistema
- Recierres automáticos rápidos
- Cambios súbitos de corrientes durante las operaciones de manobra.

Los valores nominales de un interruptor deben contar con las condiciones de operación mencionadas anteriormente, o sea que su diseño debe considerar estos factores y desde luego que debe estar diseñado y construido para conducir las corrientes de plena carga del sistema en el que se encuentra y soporta los esfuerzos electrodinámicos debido a las corrientes de cortocircuito.

Las características esenciales que en base a normas internacionales y recomendaciones de selección de interruptores de potencia señalan los siguientes:

- a) Voltaje nominal. En condiciones normales de operación, el voltaje no es constante en ningún punto del sistema de fuerza. Debido a esto, el fabricante garantiza la operación del interruptor a un voltaje nominal máximo que, por lo general, es un poco mayor que el voltaje nominal del aparato.

El voltaje nominal máximo de un interruptor es el voltaje rms más alto, superior al voltaje nominal del sistema para el cual está diseñado el interruptor y corresponde al límite superior de operación.

A continuación se indica algunos valores de tensión nominales del sistema y las correspondientes tensiones máximo de diseño.

TABLA 2.1

TENSION NOMINAL (KV)	TENSION MAXIMA DE DISEÑO (KV)
2.2	2.2
4.16	4.16
13.18	15.0
23.0	24.6
34.5	38.0
69.0	72.5
115.0	123.0
230.0	245.0
400.0	420.0

- b) **Corriente Nominal.** La corriente nominal de un interruptor es el límite de diseño para corriente en amperes rms. Este límite es la corriente que puede conducir el interruptor en forma continua, sin rebasar el límite de elevación de la temperatura. La elevación de la temperatura de cada una de las distintas partes de un interruptor, cuando se prueba la corriente nominal continua, no debe exceder del límite dado para esa parte, el que aparece en la siguiente tabla 2.1. Los valores dados en la tabla anterior corresponden a interruptores de operación exterior (intemperie). Para interruptores que operan en interiores estos límites de elevación de temperatura se basan sobre la temperatura ambiente dentro del elemento que los contiene que no debe exceder a 40°C si el interruptor tiene contactos de cobre con cobre. Para 55°C si los interruptores tienen contactos de plata o de otra aleación especial como cobre plateado.

Debe tenerse cuidado en considerar el posible incremento de la elevación de la temperatura de los contactos al aire, debido a la oxidación de las superficies de contacto. El interruptor puede retener su capacidad nominal siempre que se le de suficiente mantenimiento para conservar la elevación de la temperatura dentro de los límites especificados.

- c) **Frecuencia nominal.** La frecuencia nominal del interruptor es la frecuencia para la que está diseñado y construido. La frecuencia normal de operación en México es de 60 Hz.
- d) **Capacidad nominal, simétrica y asimétrica.** Puede verse, por la forma de la corriente de cortocircuito de la figura 2.21 esta corriente se forma de varias componentes, y se observa que en general es asimétrica con relación a un eje de referencia de tal manera que el valor eficaz varía con el tiempo por la presencia de una componente de c.d. que disminuye de valor con el tiempo.

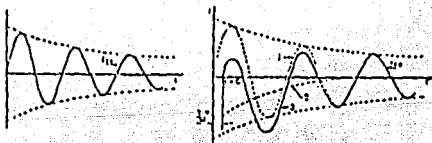
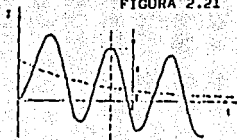


FIGURA 2.21



Después del instante de la falla, la corriente de cortocircuito comienza a descender de un valor inicial alto I_{sc} , a un valor sostenido, además, debido al tiempo de relevación, el interruptor comienza a abrir sus contactos en arqueo sólo un poco después de la iniciación del cortocircuito. Por lo tanto, la corriente real que interrumpe el interruptor es menor que el valor inicial de la corriente de cortocircuito.

$$P_{cc} = 3 \text{ kv} (I_{sc})$$

La corriente de interrupción de un polo de un interruptor es la corriente que pasa por ese polo en el instante de la separación de los contactos, la cual expresa dos valores de corriente.

Corriente simétrica: Es el valor eficaz de la componente de c.a. de la corriente que pasa por el polo en el instante de la separación de los contactos.

Corriente asimétrica: Es el valor eficaz de la corriente total, que comprende la componente de c.a. y c.d. de la corriente que pasa por ese polo en el instante de la separación de los contactos.

- e) La capacidad interruptiva de un interruptor se clasifica en una:

Capacidad interruptiva simétrica: Es el valor de la corriente simétrica de interrupción que puede interrumpir el interruptor a un voltaje dado de recuperación y a un voltaje dado de restablecimiento, como valor de referencia, bajo condiciones prescritas.

Capacidad nominal de restablecimiento: Este valor caracteriza la capacidad de los interruptores para cerrar sus contactos contra corrientes de corto circuito.

Corriente de restablecimiento: La corriente de restablecimiento de un interruptor, cuando se cierra sobre un cortocircuito es el valor eficaz de la corriente total (incluyendo ambas componentes, la de c.a. y la de c.d.), que se mide desde la envolvente de la onda de corriente en el momento de su primera cresta principal.

En la figura 2.21 se ilustra la onda de la corriente de cortocircuito, en la cual I_{sc} representa la corriente máxima de restablecimiento.

La corriente de restablecimiento de un interruptor es la corriente que puede restablecer a un voltaje dado, bajo condiciones prescritas de utilización y funcionamiento.

Capacidad nominal de restablecimiento de un interruptor es la que corresponde a un voltaje nominal. Cuando no aparece ninguna indicación contraria en la placa del interruptor, significa que cada capacidad nominal de restablecimiento tiene el valor dado por la expresión.

Capacidad nominal de restablecimiento = $1.8 (2)$ (capacidad simétrica de interruptor) = $2.35 \times$ capacidad simétrica de interrupción.

Se emplea el factor 1.8 para tomar en consideración la asimetría presente en la corriente de cortocircuito.

- f) Corriente nominal de tiempo corto. La corriente de tiempo corto de un interruptor es el valor eficaz de corriente que el interruptor puede conducir en posición cerrada sin sufrir daño para intervalos de tiempo cortos especificados. Estas corrientes se expresan por lo general en ka para un período de 1 seg. y 4 seg., estas corrientes por lo regular no se especifican para interruptores de baja tensión debido a que están equipados con dispositivos de disparo directo y su objetivo es determinar sus limitaciones térmicas.
- g) Ciclo de operación nominal. El ciclo de operación de un interruptor consiste de un número de operaciones establecidas con intervalos de tiempo dados. De acuerdo con las recomendaciones de las normas de la IEC el ciclo de operación de un interruptor que no está especificado para autorrestablecimiento se puede expresar como sigue:

- a) o - t - co - t' - co o = operación de apertura
b) o - t' - co c = operación de cierre
 co = cierre seguido de apertura
 t, t', t'' = intervalos de tiempo
 t, t' = están expresados en minutos
 t'' = tiempo en segundos

Los interruptores con autorrestablecimiento tienen un servicio de operación como sigue:

O - O - CO

h) Tiempos de operación de un interruptor:

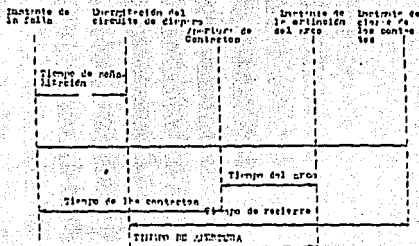


FIGURA 2.22 DIVERSOS COMPONENTES DEL TIEMPO DE OPERACION DE UN DISYUNTOR

15.1.- CLASIFICACION DE LOS INTERRUPTORES

Cuando los contactos de un interruptor se abren es necesario favorecer la extensión del arco e inmediatamente después la recuperación del aislamiento (rigidez dieléctrica) entre los contactos mismos de manera que la rigidez dieléctrica entre estos sea superior a la tensión de restablecimiento. Para facilitar la extensión del arco se busca aumentar artificialmente la separación y disminuir la temperatura.

La recuperación de la rigidez dieléctrica se obtiene alejando lo más rápidamente posible los contactos y sustituyendo el gas ionizado producto del arco eléctrico, con algún material aislante, este material puede ser aire, aire comprimido a una presión determinada o algún otro tipo de gas a presión como por ejemplo el hexafluoruro de azufre (SF6), puede ser también aceite mineral o bien se puede crear el vacío.

15.2.- INTERRUPCION EN AIRE

Para la extinción de un arco eléctrico en aire a la presión atmosférica normal del lugar de una instalación se tienen diferentes procedimientos que pueden ser:

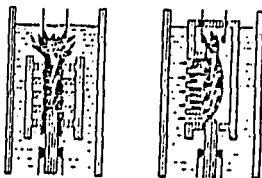
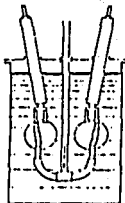
- Alargamiento y enfriamiento del arco.
- Empleo de celdas de ionización.
- Sopleo magnético.
- Aumentando la rapidez de apertura.
- Fraccionando el arco eléctrico.

15.3.- INTERRUPCION EN ACEITE

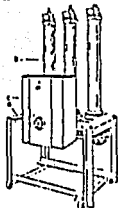
Cuando el medio en el cual se presenta la interrupción está constituido por aceite mineral los fenómenos que se verifican en el instante en el cual el contacto móvil se aleja del contacto fijo son de la misma naturaleza que las que presentan en la interrupción en aire solo que el aceite provoca un enfriamiento mas rápido del arco entre los contactos, el procedimiento mediante el cual se extingue el arco tiene dos etapas básicamente.

- Alargamiento y enfriamiento del arco.
- Autoextinción del arco.

El principio de interrupción en los interruptores de aceite es en general el de autoextinción del arco y pueden ser de gran volumen de aceite o de pequeño volumen de aceite empleandose en tensiones medias (6-34.1 KV) los primeros y para tensiones hasta 230 KV los segundos que se construyen con varias cámaras de extinción pudiendo existir variantes de construcción dependiendo del fabricante.



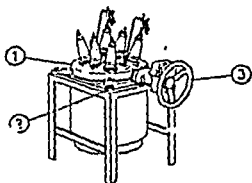
Posición esquemática de cámaras de interrupción de interruptor de gran volumen de aceite con extensión longitudinal y axial.



Interruptor trifásico de pequeño volumen de aceite para tensiones hasta 10 KV.

- a) Soporte.
 - b) Polos del interruptor.
 - c) Tablero de mando.
1. Escape de gases.
 2. Columna aislante.
 3. Indicador de nivel de aceite.
 4. Cámara de interrupción.
 5. Contacto de corrimiento.
 6. Contacto móvil.
 7. Vástago aislante.
 - 8-9 Guarnición.
 10. Comando del polo.
 11. Tapón de descarga del aceite.
 12. Contenedor del aceite.
 13. Base de soporte.
 14. Guía y amortiguador.
 15. Conexión inferior al interruptor.
 16. Cilindro aislante.
 17. Contacto fijo.
 18. Conexión superior al interruptor.





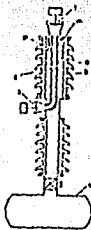
Interruptor de gran volumen de aceite para tensión media (hasta 10 KV).

1. Carcaza o tanque.
2. Base o soporte.
3. Volante de maniobra.

15.4.- INTERRUPCIÓN EN AIRE COMPRIMIDO

Esta interrupción se realiza aplicando al arco eléctrico una fuerte inyección de aire comprimido de manera que el arco mismo se alarga y se enfría en una forma muy eficaz, por otra parte se sustituye rápidamente el gas ionizado de manera que se recuperan en forma inmediata las características dieléctricas entre los contactos evitando así posibles rearqueos ya que se soporta la tensión transitoria de restablecimiento.

Los interruptores que emplean aire comprimido como medio de extinción del arco basan su principio de funcionamiento de acuerdo a la explicación que se da con la siguiente figura.



Con el interruptor cerrado el contacto móvil a se encuentra en contacto con el contacto fijo b. las válvulas 1 y 2 son abiertas, la válvula 3 cerrada y el recipiente S lleno de aire comprimido (con una presión que comúnmente se encuentra entre 15 y 30 KG/cm²).

Para provocar la apertura del circuito se accionara la válvula 3 poniendo en comunicación la cámara de interrupción C con el recipiente de aire comprimido, por efecto de la presión el aire sale violentamente hacia arriba, primero haciendo contacto con el pistón p que unido al contacto móvil se aleja del contacto fijo, simultáneamente el aire comprimido penetra al conducto dentro del contacto y permite que las válvulas 1 y 2 descarguen al exterior.

Mientras se desarrolla esta operación el arco que se presenta se extingue en el primer paso de la onda de corriente por su cerc. Posteriormente, algunos centésimos de segundo después de la apertura de la válvula 3 se manda el cierre de las válvulas 1 y 2 cesando de esta manera la descarga del aire al exterior, si la válvula 3 permanece abierta la cámara de interrupción está llena de aire comprimido manteniendo así el contacto móvil del contacto fijo.

El interruptor puede permanecer manteniendo el circuito abierto de acuerdo a la posición indicada antes por un tiempo indefinido ya que el aislamiento entre contactos se garantiza debido a la elevada rigidez dieléctrica que tiene el aire cuando está comprimido.

Para cerrar el interruptor es suficiente interrumpir la conexión y el depósito mediante el accionamiento de la válvula 3, simultáneamente se abren las válvulas 1 y 2 que descargan al exterior el aire que se tenía en la cámara de extensión.

15.5.- INTERRUPCION EN HEXAFLORURO DE AZUFRE (SF₆)

La extinción del arco eléctrico se puede obtener también por medios diferentes de los convencionales como son el aceite y el aire comprimido o bien el aire a la presión atmosférica. Desde hace algunos años se encuentran en el mercado especialmente para tensiones superiores a 70 KV interruptores en los que el medio de extinción del arco está constituido por SF₆. este es un

gas que presenta ciertas características particulares para la extinción del arco debido a que reúne dos requisitos fundamentales.

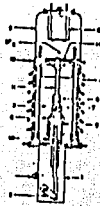
- a) Un elevado valor de rigidez dieléctrica.
- b) Una elevada velocidad de recuperación de la rigidez dieléctrica cuando se pierde durante la interrupción a causa del arco eléctrico.

La rigidez dieléctrica del SF₆ a la presión atmosférica es 2 ó 3 veces mayor de la del aire y su valor a una presión de 3 Kg/cm² es comparable con el del aceite mineral tratado.

En la siguiente figura se muestran las partes principales de un elemento de interrupción (cámara de interrupción) en la que se puede distinguir

- 1.- Una caja metálica que contiene al comando del interruptor.
- 2.- El mecanismo del contacto móvil.
- 3.- El cilindro aislante.
- 4.- La cubierta o aislador de porcelana que está terminada en una campana metálica 5.
- 6.- Contacto móvil del tipo tulipán.
- 7.- Varilla y asta rompe-arco.
- 8.- Cámara de interrupción.
- 9.- Cilindro móvil.
10. Cilindro fijo.
11. Contacto fijo de forma tubular.
12. Terminal a el que se conecta al circuito del interruptor.
13. Recipiente que contiene un deshumificador para garantizar una humedad adecuada del gas aislante.
14. Elemento de sello para bloquear el gas en la interrupción.

El elemento de interrupción es prácticamente un recipiente que contiene SF₆ a la presión de 4 Kg/cm².



Cámara de interrupción de un interruptor de SF6.

15.6.- INTERRUPTOR EN VACIO.

La interrupción de una corriente en un medio en donde se ha hecho un alto grado de vacío tiene un fenómeno en el que el arco se comporta sustancialmente diferente de la interrupción en otro medio líquido o gaseoso ya que de hecho falta la aportación del gas para la formación del canal gaseoso que se ioniza fuertemente.

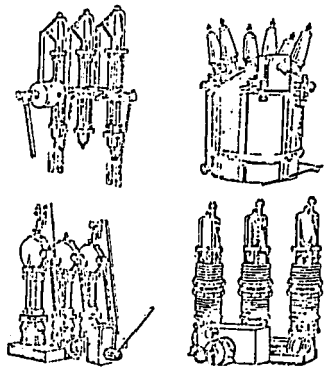
En su forma mas simple un interruptor que trabaja con este principio de funcionamiento está constituido por un recipiente de material aislante como por ejemplo porcelana o vidrio (a) en este recipiente se encuentran montados los contactos fijo (b) y móvil (c) el contacto móvil es controlado del exterior por medio de una varilla aislante (d) que se apoya en un dispositivo especial (e) que permite el movimiento.



Cámara de un interruptor en vacío.

Si se supone que se quiere interrumpir una corriente alterna de un valor relativamente pequeño cuando un contacto se separa del otro que se encuentra a potencial negativo (cátodo) se

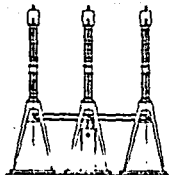
forma un mecanismo del tipo catódico que origina una pequeña descarga hacia el otro contacto que se encuentra a potencial positivo (ánodo) y emite iones positivos bajo la forma de vapor del electrodo del metal que constituye el electrodo mismo. este vapor se forma por efecto de la elevada temperatura en la superficie de la zona interesada del contacto.



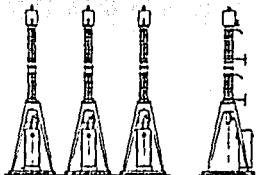
Algunos tipos de interruptores automáticos para tensiones medias



Forma típica constructiva de interruptores de pequeño volumen de aceite.



a).

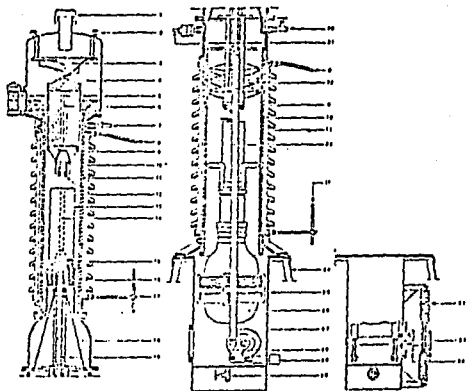


b).

a) Mando tripolar de interruptores de interruptores.

b) Mando monopolar de interruptores.

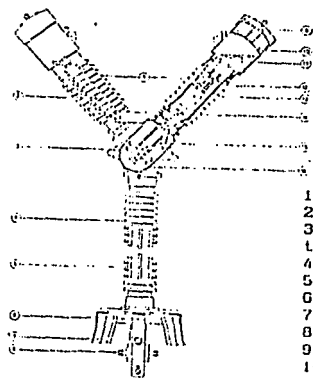
Cada interruptor está constituido por 3 polos separados siendo para 72.5 KV 1 cámara, de 123 a 170 KV, 2 cámaras, para 245 KV 4 cámaras y para 420 KV, 6 cámaras.



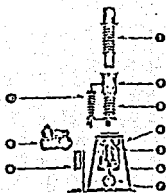
Sección Indicativa de un polo del interruptor de pequeño volumen de aceite. a la izquierda el semipolo superior a la derecha el semipolo inferior.

- 1.- Descarga o escape de gases.
- 2.- Ganchos de sujeción del semipolo superior.
- 3.- Reflector centrifugo.
- 4.- Cámara de expansión.
- 5.- Indicador del nivel de aceite.
- 6.- Radiador de enfriamiento.
- 7.- Terminal superior.
- 8.- Gap o cuerno de arqueo superior (para descarga por sobretensión externa).
- 9.- Cilindro aislante.
10. Aislador de porcelana.
11. Capa entre cilindro 9 y aislador 10.
12. Contacto fijo superior tipo tulipán.
13. Cámara de extinción.
14. Canal de corriente central para el contacto móvil.
15. Contacto móvil.
16. Contacto fijo inferior.
17. Cuerno de arqueo (Gap) inferior.
18. Cámara de recolección de los residuos carbónicos.
19. Guía del contacto móvil.
20. Llave para la descarga del aceite.
21. Terminal inferior.
22. Dispositivo tipo pantógrafo para amplificar el recorrido del contacto móvil
23. Vástago aislante.
24. Caballete de soporte.
25. Caja de base.
26. Transformador de corriente.
27. Arbol de mando.
28. Brazo de mando.
29. Ajuste fino regulable.
30. Válvula de salida.
31. Resorte de apertura.
32. Ajuste del árbol de comando.

Interrupidores constituidos por 2 camaras de interrupción.



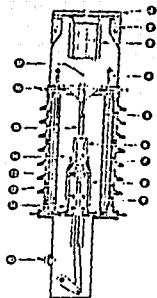
- 1.- Unidad de interrupción.
- 2.- Capacitor de repartición.
- 3.- Sistema de accionamiento tipo pantógrafo
- 4.- Aislador soporte.
- 5.- Varilla aislante.
- 6.- Caja inferior.
- 7.- Estructura de soporte.
- 8.- Arbol motor.
- 9.- Descarga de gas.
- 10.- Defector centrifugo.
- 11.- Cámara de expansión.
- 12.- Contacto fijo.
- 13.- Cámara de extinción.
- 14.- Contacto móvil.
- 15.- Resortes de apertura.
- 16.- Caja superior.



Polo de un interruptor
de aire comprimido.

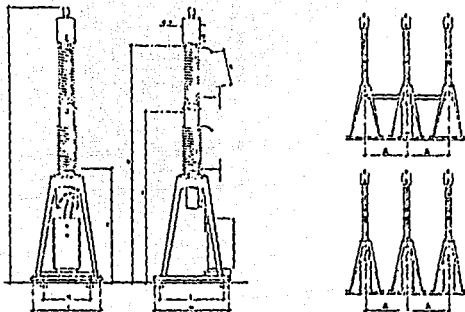
1. Elemento de interrupción.
2. Caja que contiene el movimiento de transmisión.
3. Elemento soporte con transformador de corriente.
4. Estructura de soporte.
5. Recipiente de mecanismo de operación.
6. Mecanismo de operación del aire comprimido.
7. Receptor de aire.
8. Panel de control.
9. Moto-compresora.
10. Columna hueca de porcelana para llenado de gas.

Elemento de interrupción de un interruptor SF₆.



1. Caja superior.
2. Resortes ajuste.
3. Elemento de contención del elemento deshumificador que asegura permanentemente el grado de humedad del gas.
4. Resortes de ensamble.
5. Varillas de ensamble.
6. Cámara de interrupción.
7. Contacto del arco.
8. Cilindro atornillado al contacto móvil.
9. Contacto fijo al tulipán.
10. Enchufe para llenado del gas y conexión de medición de presión.
11. Pistón estacionario.
12. Varilla del contacto móvil.
13. Contacto móvil.
14. Tubo aislante.
15. Contacto fijo.
16. Terminal de conexión.
17. SF₆.

Dimensiones Generales de Interruptores en pequeño volumen de aceite.



Dimensiones en milímetros

KV	A	B	C	D	E	F	G	H	I	L	M	PESO
72.5	1200	5010	2834	4450	3600	300	250/450	700	1040	1030	1250	kg 1750
72.5	1200	5125	2853	4436	3600	300	350/550	700	1040	1030	1250	kg 1800
72.5	1200	5331	2854	4530	3600	400	350/550	700	1040	1030	1250	kg 2000
123	1800	6658	2920	5958	4268	400	650/900	1100	1490	1465	1730	kg 3200
123	1800	6590	2905	5728	4262	400	650/900	1100	1490	1465	1730	kg 3000
123	2000	6670	3132	6180	4500	400	650/900	1100	1490	1465	1730	kg 3400
145	2000	6628	3143	5966	4500	400	650/900	1100	1490	1465	1730	kg 3200
170	2000	7205	3132	6343	4500	400	650/900	1100	1490	1465	1730	kg 4200
170	2000	7010	2960	6316	4500	400	600/1100	1100	1490	1465	1730	kg 3850
170	2000	7475	2950	6613	4500	400	750/1200	1100	1490	1465	1730	kg 3500
170	2000	7482	2830	6620	4500	400	750/1200	1100	1490	1465	1730	kg 4550

Al primer paso de la corriente por su cero el arco se extingue de tal forma que la rigidez dieléctrica entre los contactos se restablece rápidamente dada la escasez de partículas conductoras.

16.- CARACTERISTICAS FUNDAMENTALES DE FUSIBLES:

El cortocircuito fusible denominado también, de forma abreviada fusible, es un dispositivo que, dotado de cierto poder de ruptura, está destinado a cortar automáticamente el circuito eléctrico en el que se halla intercalado, 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.

El fusible típico de alta tensión se constituye por:

- a) Una parte fija, conectada de manera permanente a los conductores bajo tensión y denominada, base, que recibe, mediante contactos adecuados, el cartucho fusible.

- b) Un elemento de restitución o cartucho fusible, destinado a fundirse en caso de cortocircuito; eventualmente, el cartucho fusible puede estar montado sobre un portafusible móvil, y destinado a facilitar la puesta en servicio y extracción del cartucho fusible.
- c) Elementos de aislamiento, generalmente, constituido por aisladores de porcelana de dimensiones adecuadas a la tensión nominal correspondiente.
- d) Soporte metálico para la fijación del conjunto.
- e) Elemento de señalización, destinado, a comprobar a simple vista si el cartucho fusible está o no está fundido.

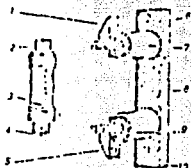


Fig. 2.27.- Cortocircuito fusible ACEC de alta tensión: 1-Dispositivo de cierre y de bloqueo del cartucho; 2-Culata de contacto; 3-Cartucho fusible; 4-Percutor; 5-Borne de conexión; 6-Bastidor de plancha rígida; 7-Aislador soporte; 8-Placa de características; 9-Pinza de contacto; 10-Tornillo de puesta a tierra.

Dentro de las características esenciales de los fusibles podemos nombrar los siguientes:

16.1.- TIEMPO DE FUSION

Cuando un fusible es atravesado por una corriente suficiente para provocar su fusión, hay que distinguir dos tiempos fundamentales:

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

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

16.2.- CORRIENTE NOMINAL

La corriente nominal de un fusible es el valor máximo de la corriente que en régimen permanente, puede soportar el fusible, sin que la temperatura de ser diversos elementos exceda de límites determinados. Generalmente se toma como valor de esta corriente nominal, la mitad del valor de la corriente de fusión lenta.

La corriente de fusión lenta es la corriente que provoca la fusión del fusible en un tiempo, inferior a un tiempo determinado, que varía entre 1 y 6 horas, según el calibre del fusible.

Los aspectos anteriormente nombrados son mostrados en la curva de tiempo de fusión; la cual proporciona en forma específica las características de fusión que nos puede ofrecer un fusible.

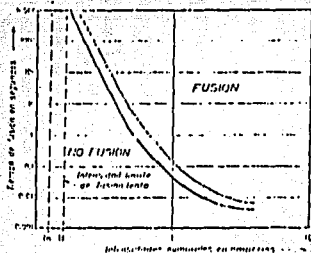


FIG. 2.20 CURVA DEL TIEMPO DE FUSION EN FUNCION DE LA INTENSIDAD DE UN CORTACIRCUITO FUSIBLE

Es importante señalar que un fusible tiene la capacidad de proteger a un circuito eléctrico, contra corriente de cortocircuito y no asegura la protección contra sobrecargas reducidas (inferior a 2I_n). En general este valor se asocia también a los valores máximos de no fusión (1.2I_n) y al m. de fusión (1.6I_n).

Finalmente, señalaremos que el hilo de plata es practicamente el único material empleado para los fusibles, de alta tensión, porque resulta más fácil disponer de este material en estado puro y en hilo bien calibrado. (lo que permite asegurar una temperatura de fusión bien determinada).

1G.3. - TENSION NOMINAL

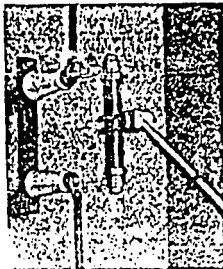
Es el valor de la tensión para la cual se designa la operación del fusible y que normalmente corresponde a la tensión máxima de diseño del fusible en correspondencia a la tensión máxima de operación del sistema en el que se va a operar.

1G.4. - PODER DE RUPTURA (CAPACIDAD INTERRUPTIVA)

El poder de ruptura de un cortocircuito fusible es el valor más elevado de la corriente de cortocircuito que puede cortar bajo una tensión dada. En corriente alterna, esta tensión se mide por el valor eficaz de la onda fundamental de la tensión inmediata después de la extinción del arco y de la amortización de las sobretensiones cero de que se producen.

En corriente alterna, el poder de ruptura depende del factor de potencia.

Como ejemplo podemos nombrar a este concepto el fusible de alto poder de ruptura, el cual también es denominado de ruptura rápida. Una característica esencial, es que corta la corriente de cortocircuito mucho antes de que esta alcance su valor máximo. En la figura se muestra este principio de funcionamiento.



Los fusibles pueden ser clasificados según los siguientes criterios:

- a) Por la forma de fusión. De lo cual podemos nombrar los tipos de fusión que se presentan en los fusibles como son: fusión libre, fusión cerrada, fusión de expulsión.
- b) Por su principio de funcionamiento (con relleno sólido sumergido en líquido con formación de gases, etc...)
- c) Por la forma de reemplazar el elemento fusible (bajo tensión en enclavamiento, no reemplazable bajo tensión no recambiable por el abonado, calibrador, etc...)
- d) Por la constitución de los contactos del elemento recambiable (de cuchillas, de platino, atornillado, etc...)
- e) Por el grado de protección (no protegido, protegido cerrado, etc...)

El empleo de los cortocircuitos fusibles es muy amplio debido, sobre todo, a su bajo costo y a su simplicidad constructiva.

Por estas razones se prefieren a los fusibles en instalaciones de pequeña potencia.

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

Los fusibles se emplean en la protección de transformadores de distribución de pequeña potencia y de transformadores de tensión.

17.- CARACTERISTICAS GENERALES DE APARTARRAYOS.

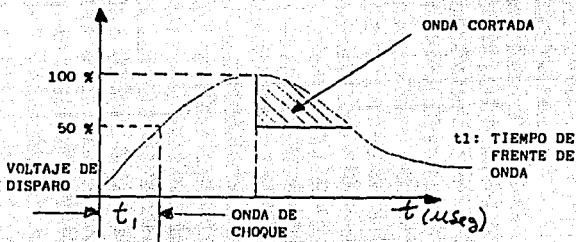
Se denominan, en general, apartarrayos a los dispositivos destinados a descargar las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas, por maniobrar o por otras causas que en otro caso, se descargarían sobre los aisladores perforandolos

aislamientos ocasionando interrupciones en el sistema eléctrico y, en muchos casos, desperfectos en los generadores, transformadores, etc...

Para que su funcionamiento sea eficaz, los apartarrayos han de estar permanentemente conectados en las líneas pero solamente han de entrar en funcionamiento cuando la tensión alcance un valor conveniente y superior, naturalmente, a la tensión de servicio. Es decir que un apartarrayo actúa a manera de una válvula de seguridad.

La función del apartarrayo no es eliminar las ondas de sobretensión presentadas durante las descargas atmosféricas, sino limitar su magnitud a valores que sean perjudiciales para las máquinas del sistema.

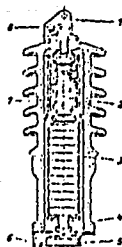
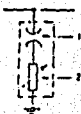
Las ondas que normalmente se presentan son de 1.50×40 microseg. (onda americana) y 1×40 microseg. (onda europea). Esto quiere decir que alcanza su valor de frente en 1.5 a 1 microseg. (tiempo de frente de onda). La función del apartarrayo es cortar su valor máximo de onda, como se muestra la figura siguiente:



17.1.- TIPO DE APARTARRAYOS

La práctica actual está orientada hacia el uso de dos tipos de apartarrayos principalmente:

a) Apartarrayo autovalvulares.



Según como se expresa en el esquema anterior el apartarrayo está constituido por un explosor o espinterómetro, 1 y una resistencia en serie no lineal, 2. El explosor está ajustado para que salte la descarga entre sus electrodos a cierta tensión denominada tensión de encebamiento o tensión de operación del apartarrayo, lo que establece la conexión con tierra a través de la resistencia 2. Después de la disminución del valor de la sobretensión, el explosor suprime, a su próximo paso por cero la corriente de la red, que restablece a la tensión de servicio pero cuya intensidad está limitada por la resistencia. Dada sus características no lineal la resistencia actúa como elemento reductor de la sobretensión; por lo tanto, la línea queda nuevamente separada de tierra.

b) Apartarrayos de óxido de zinc.

Los apartarrayos de óxido metálico está constituido básicamente por bloques de óxido de zinc sintetizando que dan una característica tensión corriente casi ideal, donde como efecto una resistencia muy elevada para la tensiones que se encuentran un polo arriba de la tensión de operación.

Los apartarrayos de óxido de zinc mejoran considerablemente las características de protección en comparación con los tipos de apartarrayos convencionales ofreciendo las siguientes ventajas:

- 1) Una reducción considerable en el tamaño.
- 2) Rápida respuesta para descargas de corrientes con pendiente alta.
- 3) Características de protección en general.
- 4) Mayor durabilidad para un ciclo de trabajo múltiple.

- 5) En general las porcelanas empleadas cubren satisfactoriamente los problemas por la contaminación.

17.2.- SELECCIONES DE APARTARRAYO

La selección de un apartarrayo para protección contra sobretensiones de origen atmosférico y por maniobra de interruptores debe estar de acuerdo con el criterio de protección establecido para una instalación en función del criterio de coordinación de aislamiento adoptado, es decir se debe verificar que un tipo de apartarrayo cumpla con los requerimientos de la línea, transformador, aislamientos, etc., en la subestación.

Las características de selección de un apartarrayo son:

- Tensión máxima de operación.
- Impedancia característica de la línea.
- Nivel básico de aislamiento para las cadenas de aisladores y aislamientos externo y equipos.
- Coeficiente de falla a tierra en el lugar de la instalación del apartarrayo: $0.8 (K_e)$. ($V_n = V_{max}$).

V_n = Tensión nominal del apartarrayo en Kv

V_{max} = Tensión máxima del sistema entre fases de refiere al equipo Kv.

K_e = Factor de conexión a tierra.

17.3.- ZONA DE PROTECCION DE LOS APARTARRAYOS

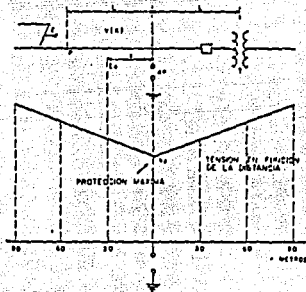
Las instalaciones eléctricas no puede protegerse contra las sobretensiones más que si su aislamiento está perfectamente coordinado.

Un punto esencial es la elección correcta del apartarrayo, es cuando su tensión y a su corriente de descarga nominal. Para las redes trifásicas cuyo neutro está efectivamente puesto a tierra, se utilizan apartarrayos cuya tensión nominal sea de 80% de la tensión compuesta. La elección de la corriente de descarga nominal, depende del lugar de la red donde se preve la instalación del apartarrayo. En principio se puede establecer que los apartarrayos se deben instalar tan cerca del equipo por proteger como sea posible. En subestaciones electricas en donde

llegan o salen líneas de subtransmisión o distribución no sería posible por razones técnicas o económicas y entonces se debe determinar la zona de protección y en función de esto establecer el número de apartarrayos que se requieren para obtener un nivel de protección adecuado.

La protección de un apartarrayo es máxima en el lugar de la instalación y disminuye en forma gradual a medida que se aleja del apartarrayo hacia ambos lados de tal forma que hay una distancia que proporciona un valor de protección mínimo requerido y que determina la zona de protección de manera que para valores de distancia mayores el apartarrayo ya no protege al equipo en la medida que se requiere.

En la determinación de la zona de protección intervienen varios factores que tiene que ver desde luego con la característica del apartarrayo representado por su tensión de operación, con la onda incidente en cuanto a la pendiente del frente de onda refiere en kv/microseg., y desde luego de la distancia de instalación al equipo por proteger. lo anterior se muestra en la figura 2.29.



18.- CARACTERISTICAS PRINCIPALES Y APLICACIONES DE LAS CUCHILLAS DESCONECTORAS.

Las cuchillas desconectoras son también conocidas como seccionadores. Se utilizan para unir o separar de forma bien visible, diferentes elementos componentes de una instalación, de forma que no se interrumpa el funcionamiento del resto de la

instalación. Con la ayuda de las cuchillas desconectadoras pueden lograrse múltiples posibilidades de conexión como por ejemplo, conmutar derivaciones en sistemas de barras múltiples. También de esta forma se puede realizar trabajo o reparaciones en elementos de la instalación, dejándolos previamente sin tensión, o las cuchillas.

La característica más importante que los distingue de los interruptores de potencia, es que sus maniobras de conexión y desconexión a la red, debe hacerse en vacío, es decir, sin que haya carga en la instalación.

Las cuchillas desconectadoras en particular deben cumplir con los siguientes requisitos:

- Garantizar un aislamiento dieléctrico a tierra y sobre todo en la apertura; por lo general se requiere entre puntos de apertura de la cuchilla desconectadora un 15 o 20% de exceso en el nivel de aislamiento con relación al nivel de aislamiento a tierra.
- Conducir en forma continua la corriente nominal sin que exista una elevación de temperatura en las diferentes partes de la cuchilla desconectadora y en particular de los contactos.
- Soportar por un tiempo especificado (generalmente 1 segundo) los efectos térmicos y dinámicos de las corrientes de cortocircuito.
- Las maniobras de cierre y apertura se debe realizar con toda seguridad es decir sin posibilidad de que presenten falsos contactos o posiciones falsos aún en condiciones atmosféricas desfavorables como puede ser por ejemplo la presencia de hielo. Las cuchillas desconectadoras utilizadas en las instalaciones eléctricas de alta tensión tiene muy variadas formas constructivas que dependen, sobre todo de la tensión nominal de la instalación, y a la corriente que debe conducir en condiciones normales.

18.1.- CLASIFICACION DE LAS CUCHILLAS DESCONECTADORAS

- a) **Las cuchillas unipolares.** Este tipo de cuchilla, en la posición cerrada la navaja se encuentra insertada en un contacto en el cual se encuentra a presión aprisionado fuertemente la navaja para garantizar un buen contacto eléctrico.

Existe de una o más navajas según sea la corriente nominal que conducen, por lo general se emplean en baja tensión y tensiones medias con corrientes hasta de 1000 o 1500 amperes.

- b) **Cuchillas tripolares.** Este tipo de cuchillas, son básicamente del tipo de las unipolares pero el mando es en tal forma que, se accionan las tres fases simultáneamente.
- c) **Cuchilla unipolar giratoria.** Estas cuchillas pueden tener un perno de control bien con interrupción doble, o con interrupción simple, y con columna central giratoria, se utilizan por lo general en sistemas de alta tensión con corriente de 2000 amperes.
- d) **Cuchillas desconectadoras tripolares giratorias.** Este tipo de cuchillas son prácticamente iguales a las giratorias unipolares emplean mando tripolar para accionamiento simultáneo de los tres polos, por lo general usan en 115 kv.
- e) **Cuchillas desconectadoras de apertura vertical.** En estas cuchillas se tiene un giro del orden 110° de la columna central de aislador, la apertura se realiza en dos tiempos por medio de un giro de 60° de la cuchilla (navaja) que gira sobre su propio eje y un movimiento vertical de la otra navaja en forma propia.
- f) **Cuchillas desconectadoras tipo pantógrafo.** Se contruyen en forma general del tipo monopolar y su elemento de conexión es del tipo pantógrafo de donde viene su nombre, al cierre del circuito se obtiene levantando el contacto móvil (que se encuentra sobre el pantógrafo conectandose al contacto fijo, que se monta sobre el cable o sistema de barras de la subestación. Su aplicación es importante en las subestaciones en donde se dispone de poco espacio para la subestación y.

por otra parte presentan la ventaja de que pueden ser inspeccionadas sin poner fuera de servicio la instalación en particular.

En la mayoría de los tipos de cuchillas mencionadas anteriormente se tiene básicamente las siguientes formas de accionamiento.

- Manual directo o con pértiga
- Manual con mando por varilla y palanca o manivela
- A control remoto accionadas por motor eléctrico o bien en forma neumática.

19.- REDES DE TIERRA

Durante la construcción de las instalaciones eléctricas, grandes o pequeñas, o en el empleo de máquinas o aparatos que va a prestar algún tipo de servicio eléctrico una norma fundamental de seguridad que todas las parte metálicas que se encuentran accesibles al contacto con las personas se deben mantener siempre a un potencial bajo para que en caso de accidente no resulte de peligro para las personas. Las redes de tierra también son utilizadas como medio de protección eléctrica para los equipos del sistema.

Una red de tierras es un enlace directo, sin fusibles ni protección alguna, de sección suficiente, entre una parte de una instalación y un electrodo o placa metálica, de dimensiones y situación tal que, en todo momento, pueda asegurarse que el conjunto está prácticamente al mismo potencial de la tierra.

En las estaciones de transformación y distribución, se utilizan dos tipos principales de redes de tierra.

- a) Redes de tierra de protección
 - b) Redes de tierra de servicio
- a) Las redes de tierra de protección se instalan para prevenir accidentes personales, todas las parte metálicas de una instalación que no pertenece al circuito de corriente de trabajo tienen que estar puestas a tierra cuando al producirse averías, incluso por arcos eléctricos, pueden entrar en contacto con piezas bajo tensión. Por lo tanto, hay que

conectar a tierra las carcasas de máquinas transformadores, transformadores de medida (incluido el núcleo de hierro), y otros aparatos y dispositivos eléctricos, etc.

- b) La red de tierra de servicio es la que pertenece al circuito de corriente de trabajo, es decir, al centro de estrella de generadores y transformadores. También están incluidos en este grupo, los circuitos de tierra de los apartarrayos y otros dispositivos de protección contra sobretensiones (bobinas, cable de tierra, etc.)

Partes que comprende una red de tierras son:

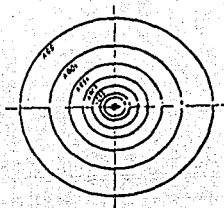
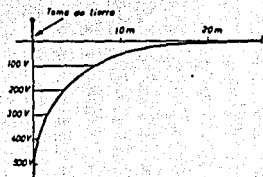
- a) Circuito de conductores de unión.
 - b) Electro o toma de tierra
 - c) Tierra propiamente dicha
- a) Los conductores de los circuitos de la red de tierra han de ser de sección apropiada a la intensidad que ha de recorrerlos, de forma que no se produzcan inadmisibles calentamientos. Como mínimo esta reglamentado: Hilc o cable de cobre estañado 35mm² hierro galvanizado 100mm². Estas secciones se refieren al circuito de tierra propiamente dicha; los demás circuitos que, agrupados en paralelo, se conectan a aquél tendrán que ser, como mínimo 15mm² si se trata de conductores de cobre o su sección equivalente si es otro el material metálico empleado.

Los conductores de la red de tierra han de tener un contacto eléctrico perfecto, tanto con las partes metálicas que se desea poner a tierra, como con la placa o electrodo que constituye la toma de tierra propiamente dicho; a estos efectos, está reglamentado que las conexiones de los conductores de tierra con las partes metálicas y con los electrodos se realice con todo cuidado, por medio de piezas de empalme adecuado.

- b) Los electrodos o tomas de tierra son partes metálicas conductoras, introducidas en el suelo y forman unión conductor con el terreno.

Una característica esencial de una toma de tierra es:

La difusión de la corriente por el terreno ocasiona una caída de tensión que depende, esencialmente, de la resistividad del terreno. La caída de tensión es máxima en la vertical de la toma de tierra y disminuye a medida que aumenta la distancia radial desde la toma de tierra; a unos 20m de dicha toma, resulta inapreciable, lo anterior se muestra en la figura.



c) Tierra propiamente dicha.

Se llama tierra, en general, a los elementos que constituyen el terreno, tales como arena, grava, arcilla, etc... Para la determinación de la resistencia eléctrica de los circuitos de tierra tiene importancia fundamental de la resistividad o resistencia específica del terreno. Esta resistencia específica depende, esencialmente, de los siguientes factores:

- a) Constitución o naturaleza del terreno.
- b) Humedad
- c) Temperatura

A continuación exponemos los valores de resistividad del terreno para diferentes clases:

Terreno pantanoso o húmedo	50 ohmios-metro
Tierra de labor o arcillosa	100 ohmios-metro
Tierra arenosa húmeda	200 ohmios-metro
Tierra arenosa seca	1000 ohmios-metro
Tierra guijarrosa	1000 ohmios-metro
Suelo rocoso	3000 ohmios-metro

Formas de las redes de Tierra.

- a) Sistema radial.- Son varios electrodos a los cuales se conecta las derivaciones a cada aparato. Es un método muy barato pero poco eficiente por producirse elevados gradientes de potencial en caso de falla.
- b) Sistema de anillo.- Consiste en colocar un conductor de 1000 mcm en forma de anillo alrededor de la S.E. y los aparatos o derivaciones se conectan a éste con un conductos más delgado (500mcm ó 4/AWG.)
- c) Sistema económico y eficiente, elimina las grandes distancia de descarga. Los potenciales peligrosos son disminuidos al dispararse la corriente de falla por varios caminos en paralelo.
- d) Sistema de red.- Consiste en una malla formada por conductores de cobre de 4/0 AWG. conectado a varillas copper weld clavados a profundidades mayores para localizar zonas de menor resistividad. Sistema muy caro, pero el de mayor eficiencia en relación a los tres tratados anteriormente.

Consideraciones de diseño de la red de tierra.

En el diseño de redes de tierra deberá tomarse en cuenta los siguientes puntos antes de su realización:

- La disposición del equipo, estructuras, etc.
 - Que un cable continuo borde el perímetro de la malla para evitar concentraciones de corriente y por tanto, gradientes altos en los extremos de los conductores.
 - Para la formación de la malla, colocar los cables paralelamente a una distancia razonable y longitudinalmente al equipo para facilitar la conexión de este.
 - Que la longitud total de los conductores incluyendo las varillas para que las diferencias de potencial locales permanezcan dentro de los límites tolerables.
- a) Determinación del calibre de los conductores. Se debe tomar en cuenta que no se fundan, mecánicamente resistentes, conductividad adecuada.

La ecuación de ONDERDONK ayuda para una buena selección.

$$I = A \sqrt{\text{Log}_{10} \left(\frac{T_m - T_a}{234 + t_a} + 1 \right)}$$

33s

Donde:

I = Corriente, en amperes

A = Sección de cobre, en MCM

S = Tiempo en el cual I circula por falla, en segundos

T_M = Temperatura máxima permisible, en °C

T_a = Temperatura ambiente, en °C.

La table siguiente nos muestra la selección de la sección de cobre necesaria a partir del tiempo de duración de la falla previendo la fusión.

TIEMPO DE DURACION DE FALLA	CIRCULAR MIL POR AMPERS		
	CABLE SOLO	CON UNIONES DE SOLDADURA	UNIONES DE CONECTORES
30 SEG	40	50	65
4 SEG	14	20	24
1 SEG	7	10	12
.5 SEG	5	6.5	8.5

b) Determinación de la longitud del conductor.

Se debe partir de:

U _{Paso} = 0.1 a 0.15 i ---- TENSION DE UN PASO HORIZONTAL A 1 METRO

U _{Contacto} = 0.6 a 0.8 ---- TENSION DE LA MALLA A 1 METRO HORIZON-
TAL

U _{Malla} = i ---- DIFERENCIA DE POTENCIAL ENTRE LA MALLA
Y LA SUPERFICIE DEL TERRENO.

Existe otra ecuación más precisa, que es:

$$V_{\dots} = k_1 k_2 \frac{I}{L}$$

donde:

$$k_1 = 1/2 \log e D^2/16hd + 1/ \log e (3/4 \text{ ó } 15/6 \text{ ó } 7/8 \dots \text{ etc.})$$

k_1 = coeficiente por efecto de n conductores paralelos.

D = Espaciamiento entre conductores

d = diámetro de conductor

h = profundidad de enterramiento

El segundo término es el número de conductores de la red o sea menos dos.

k_2 = Su valor fructua entre 1.0 y algo más de 2. es coeficiente por irregularidad del terreno y depende de la geometría de él.

MALLA	A	B	C	D	E	F
Valor máximo de k_1 y k_2	1.33	1.74	1.73	1.30	2.23	2.23
Coficiente k_1 calculado por el método descrito	1.62	1.50	1.18	0.85	1.50	1.50
Coficiente k_2 (km x k_1)/(km)	1.00	1.15	1.47	2.21	1.49	1.49

Nótese que los valores de k_1 para las mallas A, B Y D puede calcularse muy aproximadamente por $k_1 = 0.650 + 0.172n$ en donde n es el número de conductores paralelos en una dirección.

Igualando

$$k_1 k_2 \frac{I}{L} = 165 + 0.25 s$$

$$L \quad t$$

$$L = \frac{k_1 k_2 \rho \sqrt{I}}{165 + 0.25 \rho s}$$

s = Resistividad del terreno inmediata a los pies.

Si por alguna razón la longitud resulta muy grande y por tanto incosteable, considerar la longitud de tuberías de agua, electrodos enterrados, cimentación, etc. El potencial de paso también posee una ecuación exacta que es:

$$V_{\dots} = k_1 k_2 I / L \rho$$

Donde:

k₁ = Coeficiente del número de conductores (los de menor longitud) de la red y se calcula por:

$$k_1 = \frac{1}{\pi} (1/2h + 1/(D+h) + 1/2D + 1/3D \dots)$$

Se recomienda que al utilizar roca triturada en la superficie, se prolongue más que la superficie de la malla evitando las esquinas para eliminar los potenciales de paso que pueden ser peligrosos para las personas.

CAPITULO III

SISTEMAS DE MEDICION PROTECCION Y CONTROL

1.- SISTEMAS DE MEDICION

Se entiende por sistema de medición, al conjunto de aparatos de medición conectados en una red de baja tensión formada por los secundarios de los transformadores de instrumentos (TC's y TP's), que nos indican las condiciones de carga de las instalaciones de alta tensión.

2.- CONEXIONES DE LOS CIRCUITOS DE MEDIDA

En las estaciones de transformación y de distribución deben instalarse aparatos de medida que proporcionan información sobre condiciones del consumo de energía, la energía suministrada, las pérdidas de potencia, etc. Estas informaciones son absolutamente necesarias, no sólo para controlar la energía eléctrica en las debidas condiciones, sino también para determinar las posibles fallas en el suministro de energía eléctrica. Las condiciones de los aparatos de medida se realizan teniendo en cuenta que dichos aparatos están provistos unas veces de bobinas de intensidad, que deben conectarse en serie con el circuito principal, otras veces de bobinas de tensión, que han de conectarse en paralelo con el circuito principal y, en otras ocasiones, de ambos tipos de bobinas.

Los puntos de medida de una instalación deben elegirse de forma que puedan valorarse todos los estados de régimen importantes; para cada instalación es preciso conocer:

a.- Las intensidades de corriente en cada circuito, para lo cual deben instalarse amperímetros, cuando las cargas son sensiblemente simétricas, se instalan uno o dos aparatos.

b.- La tensión entre fases en todos los circuitos. Para ello se instalan volmetros por circuitos, con conmutador de 3 direcciones que permite medir, a voluntad, la tensión entre cada dos fases.

c.- La frecuencia de la corriente, para lo que deberá instalarse un frecuencímetro en cada línea que proceda de una fuente de energía diferente.

d.- El factor de potencia, mediante el correspondiente fasímetro, cuando las estaciones proceden de una sola central, bastará con instalar un fasímetro en las líneas de entrada que, a la vez, dará el valor resultante del factor de potencia de la red; si las líneas de entrada son dos, conviene instalar un fasímetro en cada una de ellas, para los casos en que el suministro de energía se realice solamente a través de una de las líneas. Cuando las líneas que alimentan la estación son varias y proceden además, de varias centrales, hay que instalar un fasímetro en cada una de las líneas, para determinar el factor de potencia con que recibe la energía. Estos fasímetros pueden instalarse en las barras colectoras de llegada o en los circuitos de los diferentes transformadores que trabajan en paralelo.

e.- La potencia de llegada y la potencia de salida. Naturalmente, cada línea de entrada debe equiparse con el correspondiente wattmetro, para conocer la potencia recibida y cada línea de salida debe equiparse a sí misma con un wattmetro, con objeto de conocer la potencia suministrada a cada centro consumidor.

f.- La energía eléctrica consumida, lo que se realiza por medio de wattorímetros. En cada línea de llegada y en cada línea de salida deben instalarse el correspondiente wattorímetro.

En el cuadro 3.1 se representan los aparatos de medida en las derivaciones de alta tensión de las estaciones de transformación.

Los aparatos de medida normalmente utilizados en las estaciones de transformación y distribución, no están contruidos para altas tensiones ni para intensidades elevadas. Su conexión a la red se realiza a través de transformadores especiales, particularmente, transformadores de corriente si están conectados en las bobinas de intensidad de los aparatos de medida, y transformadores de tensión si se conectan a las bobinas de tensión de dichos aparatos.

	INTENSIDAD	TENSION	POENCIA ACTIVA	POENCIA REACTIVA	FACTOR POTENCIA	FRECUENCIA	SINCRONIZACION	ENERGIA
Servicio independiente	Generador	(A)(A)(A)	(V)	(W)(W)	(S)		(S)	(E)
	Estación	(A)						
Servicio paralelo	Generador	(A)(A)(A)		(W)(W)	(S)	(V)	(S)	(V)(W)(S)(E)
	Estación	(A)	(V)					
	Estación auxiliar	(A)						
Barras generales	Acoplamiento transversal	(A)						
	Acopl. longitudinal a través de resonancia	(A)		(W)(W)	(S)			
Red	Acopl. a través de transformador	(A)	(V)	(W)(W)	(S)		(V)(W)(S)	(E)
	Acopl. con bobina de contacto a tierra	(A)						
	Medición en barras		(V)(V)(V)(V)			(S)		
Rectificador	Corriente alterna	(A)						
	Corriente continua	(A)	(V)					
Derivaciones	Alimentación unilateral	(A)		(V)				(E)(S)
	Alimentación bilateral	(A)	(V)	(W)(W)	(S)(S)			(E)(S)
	Motor síncrono	(A)	(V)	(W)(W)	(S)			
Motor síncrono	Circuito principal	(A)	(V)	(W)(W)	(S)	(V)		
	Circuito excitación	(A)	(V)					
	Condensadores	(A)(A)(A)						

(A)	Amperímetro
(V)	Voltímetro
(W)	Wattímetro de contacto a barra
(W)	Wattímetro de potencia activa
(W)	Wattímetro de potencia reactiva
(V)	Fosímetro
(S)	Frecuencímetro
(S)	Sincronoscopio
(E)	Contacto de energía
(O)	Aparato de medida indicador
(O)	Aparato de medida registrador
(O)	Aparato de medida totalizador
(O)	Aparato de medida de cero central
(O)	Aparato de medida necesaria
(O)	Aparato de medida conveniente

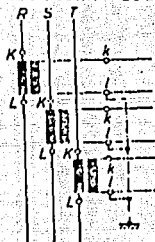
Fig. 3.1 — Conexiones de los aparatos de medida: equipo necesario y conveniente de aparatos de medida en las derivaciones de alta tensión de las estaciones de transformación y de distribución.

3.- CONEXION DE TP'S Y TC'S A LA RED Y A LOS CORRESPONDIENTES APARATOS DE MEDIDA.

Las conexiones generales de los transformadores de medida son:

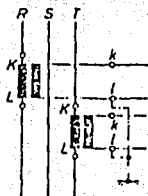
Conexión de un transformador monofásico de intensidad a una red monofásica

FIGURA 3.1.



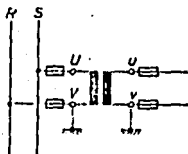
Conexión de tres transformadores monofásicos de intensidad a una red trifásica

FIGURA 3.2.



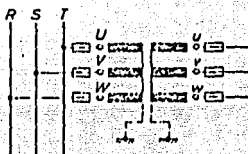
Conexión de dos transformadores monofásicos de intensidad a una red trifásica simétrica

FIGURA 3.3.



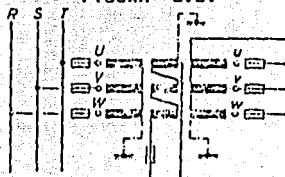
Conexión de un transformador monofásico de tensión a una red monofásica.

FIGURA 3.4.



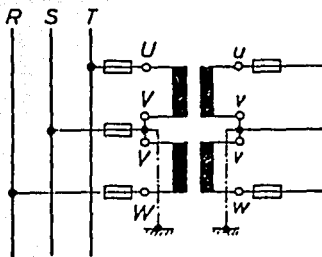
Conexión en estrella de tres transformadores monofásicos de tensión a una red trifásica

FIGURA 3.5.



Conexión en estrella de tres transformadores monofásicos de tensión, con arrollamiento terciario en delta abierta. A una red trifásica

FIGURA 3.6.



Conexión en V (delta abierta) de dos transformadores monofásicos de tensión a una red trifásica.

Tal como se expresa en la figura 3.1., los transformadores de intensidad se conectan en serie con la línea; para una red trifásica se utilizan (figura 3.2.) tres transformadores monofásicos o, cuando la carga es simétrica, dos transformadores monofásicos (figura 3.3.)

Con el fin de proteger el circuito de medida contra la alta tensión en caso de fallo en el aislamiento, el arrollamiento secundario del transformador ha de conectarse a tierra. Tal como se expresa en las figuras 3.1 y 3.3 así como las cajas que contienen los transformadores debe conectarse también a tierra.

Durante el servicio, el circuito secundario de los transformadores de corriente ha de estar cerrado permanente bien por los aparatos de medida, bien por un puente.

Los transformadores de tensión se montan en paralelo con línea, tal como se indica en la (figura 3-4) para el caso de un transformador monofásico. En sistemas trifásicos se montan algunas veces transformadores monofásicos conectados en la estrella (figura 3-5), sobre todo en instalaciones de muy alta tensión, ya que esta disposición permite medir las tensiones compuestas del sistema primario y las tres tensiones de la línea; en ocasiones completa el circuito de medida con un arrollamiento terciario de pocas espiras (figura 3-6), acoplado en delta abierta y desde el que se alimenta el aparato de medida; de esta forma se puede medir también la tensión entre neutro y tierra en las redes con neutro aislado.

Sin embargo la disposición más general de conexión de los transformadores de tensión es la representada en la (figura 3-6) es decir, con dos transformadores monofásicos conectados en delta abierta para formar un sistema trifásico; con esta disposición puede alimentarse: volmetros, wattorímetros, así como relevadores de máxima intensidad pero con ella no es posible apreciar puestas a tierra ni tampoco puede utilizarse con relevadores de distancia, los cuales han de procurar una desconexión selectiva en caso de un doble contacto a tierra en líneas distintas.

4.- CLASIFICACION DE LOS SISTEMAS DE MEDICION

4.1.- INSTALACION CON MEDICION LOCAL

Estas instalaciones se caracterizan en que todos los aparatos de medición se encuentran alojados dentro de los límites de la subestación y concentrados en un salón de tableros. Las mediciones que realizan en subestaciones de 230 kv y 23 kv son las siguientes:

a) Para bancos de transformación.

En transformadores trifásicos y bancos trifásicos formados por transformadores monofásicos se llevan a cabo mediciones de:

Potencia real y potencia reactiva. En bancos que transforman a 23 kv. existen medidores de energía real (KWH).

b) Para alimentadores de 23 kv

Medición de la intensidad de corriente en cada fase.

c) Para Bancos de Capacitores

En los bancos de capacitores de 23 kv., se mide la potencia reactiva

d) Para barras colectoras

En barras colectoras de 23 kv., se tendrá medición de tensión en una sola fase.

Para la medición de la potencia real y reactiva se utilizan wattmetros y vámetros de 2 1/2 elementos.

Para la medición de la energía en los transformadores se utilizan wathhorímetros trifásicos de tres elementos.

Se instalará un frecuencímetro para cada subestación en las barras de tensión 230 kv

Para la medición de la energía real y reactiva en circuitos, se utilizan generalmente aparatos de tres elementos.

En la tabla No.3.2 se muestra las escalas utilizadas en los distintos aparatos y las relaciones de los transformadores de corriente y de potencial seleccionadas para las distintas aplicaciones. Es conveniente señalar que por lo que respecta a las líneas de 230 kv, las escalas seleccionadas para los aparatos de medición y las relaciones indicadas para los transformadores de corriente se aplica a líneas cortas de interconexión de doble circuito, que puedan llegar a trabajar, en condiciones de emergencia (uno de los dos circuitos fuera de servicio y el otro circuito llevando toda la carga), en condiciones próximas al límite térmico de carga de los conductores.

TABLA 3.2

CARACTERISTICAS DE LOS APARATOS DE MEDICION UTILIZADOS EN EL SISTEMA DE LA CIA. DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO.

HOJA 1 DE 1

ELEMENTOS DEL SISTEMA EN EL QUE SE REALIZA LA MEDICION	APARATOS DE MEDICION	ESCALA	RELACION DE T.P. Y T.C.	OBSERVACIONES
BARRAS COLECTORAS DE 400 KV.	V Fr.	0-500 KV 55-65 Hz.	TP 2000 : 1	Ver nota 2. La medición de frecuencia se enviará a la oficina central de control y no habrá indicador local
BARRAS COLECTORAS DE 230 KV.	V Fr.	0-360 KV 45-55 Hz.	T.P. 1200 : 1	Ver nota 1. Para 60 Hz. el frecuencímetro será de escala 55-65 Hz. Ver nota 2.
BARRAS COLECTORAS DE 65 KV.	V Fr.	0-120 KV 45-55 Hz.	T.P. 400 : 1	Ver nota 1. Para 60 Hz. el frecuencímetro será de escala 55-65 Hz. Ver nota 2.
BARRAS COLECTORAS DE 23 KV.	V	0-36 KV	T.P. 120 : 1	Ver nota 2.
LINEAS DE 400 KV. 1a ETAPA PARA CONDICIONES INICIALES	W VAR	600-0-600 MW 400-0-400 MVAR	T.C. 800 : 5 T.P. 2000 : 1	WHM y VARHM, sólo si son líneas de suministro de plantas de C.F.E.
LINEAS DE 400 KV. 2a ETAPA PARA CONDICIONES FINALES	W	1200-0-1200 MW 800-0-800 MVAR	T.C. 1600 : 5 T.P. 2000 : 1	WHM y VARHM, sólo si son líneas de suministro procedente de plantas de C.F.E.
LINEAS DE 230 KV 1 CONDUCTOR POR FASE ACSR DE 1113 MCM CAPACIDAD MAXIMA DE CONDUCCION DE CORRIENTE	WM VARM	500-0-500 MW 300-0-300 MVAR	T.C. 1200 : 5 T.C. 1200 : 1	
LINEAS DE 230 KV. 2 CONDUCTORES POR FASE ACSR DE 1113 MCM CAPACIDAD MAXIMA DE CONDUCCION DE CORRIENTE 2000A. (796 MVA)	WM VARM	800-0-800 MW 500-0-500 MVAR 1000-0-1000 MW 600-0-600 MVAR	T.C. 1600 : 5 T.C. 2000 : 5	La relación de 1600 : 5 se usa generalmente en arreglos de anillo e interruptor y medio. La relación de 2000 : 5 se usa de preferencia en arreglo de barras sencillas o amarradas.
LINEAS DE 65 KV. 1 CONDUCTOR POR FASE ACSR DE 336.4 MCM CAPACIDAD MAXIMA DE CONDUCCION DE CORRIENTE: 530A. (78 MVA)	VM VARM	150-0-150 MW 75-0-75 MVAR	T.C. 800 : 5 T.P. 400 : 1	

FALLA DE 11/1/2004

CARACTERISTICAS DE LOS APARATOS DE MEDICION UTILIZADOS EN EL SISTEMA DE LA CIA. DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO.

HOJA 2 DE 6

ELEMENTOS DEL SISTEMA EN EL QUE SE REALIZA LA MEDICION	APARATOS DE MEDICION	ESCALA	RELACION DE T.P. Y T.C.	OBSERVACIONES
LINEAS DE 85 KV. 1 CONDUCTOR POR FASE ACSR DE 795 MCM O ACSR DE 1113 MCM CAPACIDAD MAXIMA DE CONDUCCION DE CORRIENTE: 900A (132 MVA) PARA CONDUCTOR ACSR DE 795 MCM Y DE 1100A (162 MVA) PARA CONDUCTOR ACSR DE 1113 MCM	WM VARM	200-0-200 MW 100-0-100 MVAR	T.C. 1200 : 5 T.P. 400 : 1	
LINEAS DE 85 KV. 2 CONDUCTORES POR FASE ACSR DE 795 MCM CAPACIDAD MAXIMA DE CONDUCCION DE CORRIENTE: 1800A (264 MVA)	WM VARM	300-0-300 MW 200-0-200 MVAR	T.C. 2000 : 5 T.P. 400 : 1	
ALIMENTADORES DE 23 KV. CAPACIDAD MAXIMA: 226A (9MVA) SUBESTACIONES CON BANCOS DE 30 MVA FORMADOS POR TRANSF. MONOFASICOS (3 ALIMENTADORES POR BANCO) CON ARREGLO DE DOBLE BARRA	A	0-400-A	T.C. 400 : 5	La medición de corriente se hará en una sola fase.
ALIMENTADORES DE 23 KV. CAPACIDAD MAXIMA: 308A (12MVA) SUBESTACIONES EN ANILLO CON 3 O 4 TRANSFORMADORES TRIFASICOS DE 30 MVA (2 ALIMENTADORES POR TRANSFORMADOR) O DE 60 MVA (4 ALIMENTADORES POR TRANSFORMADOR)	A	0-600A	T.C. 600 : 5	La medición de corriente se hará en una sola fase.
BANCOS DE CAPACITORES DE 23 KV. CAPACIDAD A 50 Hz: 10 5 MVA 264 A.	VARM	0-20 MVAR	T.C. 400.5	Si el banco de Capacitores se encuentra dentro de la protección diferencial del banco de potencia, los TC s asociados serán de relación 1200.5 y la relación de 400.5 se obtendrá con transf. aux.

**CARACTERISTICAS DE LOS APARATOS DE MEDICION UTILIZADOS EN EL
SISTEMA DE LA CIA. DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO.**

HOJA 1 DE 1

ELEMENTOS DEL SISTEMA EN EL QUE SE REALIZA LA MEDICION	APARATOS DE MEDICION	ESCALA	RELACION DE T.P. Y T.C.	OBSERVACIONES
BANCOS DE 330 MVA, 400/230 KV FORMADOS POR 3 AUTOTRANSF. MONOFASICOS, CON ARREGLO DE INTERRUPTOR Y MEDIO EN BAJA TENSION. I1 = 476 A I2 = 828 A	W VAR	500-0-500 MW 300-0-300 MVAR	T.C. 1200 : 5 T.P. 1200 : 1	Medición en el lado de baja tensión
TRANSFORMADOR TRIFASICO DE 100 MVA, 230/85 KV. CON ARREGLO DE INTERRUPTOR Y MEDIO EN BAJA TENSION. I1 = 255 A I1 = 680 A	WM VARM	200-0-200 MW 100-0-100 MVAR	T.C. 1200 : 5 T.P. 400 : 1	Medición en el lado de baja tensión.
TRANSFORMADORES TRIFASICOS DE 100 MVA, 230/85 KV. CON ARREGLO DE BARRAS AMARRADAS EN BAJA TENSION. I1 = 255 A I2 = 680 A	WM VARM	150-0-150 MW 75-0-75 MVAR	T.C. 800 : 5 T.P. 400 : 1	Medición en el lado de baja tensión.
BANCOS DE 100 MVA, 230/85 KV. FORMADOS POR 3 TRANSF. MONOFASICOS, CON ARREGLO DE BARRAS AMARRADAS EN BAJA TENSION I1 = 255 A I2 = 680 A	WM VARM	150-0-150 75-0-75 MVAR	T.C. 800 : 5 T.P. 400 : 1	Medición en el lado de baja tensión.
TRANSFORMADORES TRIFASICOS DE 60 MVA 230/23 KV. UN SOLO SECUNDARIO. I1 = 151 A I1 = 1510 A	WM VARM VHM	0-80 MW 50-0-50 MVAR 5 REGISTROS CONSTANTE: 10.000	T.C. 2000.5 T.P. 120:1	Medición en el lado de baja tensión. Ver nota 3.
TRANSFORMADORES TRIFASICOS DE 60 MVA 230/23 KV. DOBLE SECUNDARIO. I1 = 151 A I1 = 755 A I2b= 755 A	WM VARM	0-50 MW 25-0-25 MVAR 5 REGISTROS CONSTANTE: 10.000	T.C. 1000.5 T.P. 120:1	Medición en el lado de baja tensión en cada uno de los secundarios. Ver nota 3.

CARACTERISTICAS DE LOS APARATOS DE MEDICION UTILIZADOS EN EL SISTEMA DE LA CIA. DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO.

HOJA 4 DE 1

ELEMENTOS DEL SISTEMA EN EL QUE SE REALIZA LA MEDICION	APARATOS DE MEDICION	ESCALA	RELACION DE T.P. Y T.C.	OBSERVACIONES
TRANSFORMADORES TRIFASICOS DE 30 MVA 230/23 KV. 11 = 204 A 12 = 755 A	VM VARM	0-50 MW 25-0-25 MVAR 5 REGISTROS CONSTANTE: 10.000	T.C. 1000 : 5 T.P. 120 : 1	Medición en el lado de baja tensión. Ver nota 3.
BANCO DE 30 MVA, 85/23 KV, FORMADOS POR 3 TRANSF. MONOFASICOS. 11 = 204 A 12 = 755 A	VM VARM	0-50 MW 25-0-25 MVAR 5 REGISTROS CONSTANTE: 10.000	T.C. 1000 : 5 T.P. 120 : 1	Medición en el lado de baja tensión. Ver nota 3.
PUNTOS DE RECEPCION DE GENERACION PROCEDENTES DE PLANTAS DE LA C.F.E.	VM VARM 2WHM	5 REGISTROS CONSTANTE: 10.000	T.P. 1200.1	Las escalas de los aparatos indicadores dependerán de la capacidad del servicio. Ver nota 3.
PUNTOS DE SUMINISTRO EN 85 KV. A CONSUMIDORES	VHM VARHM M D.M.x.			Ver nota 4. Relación de TC s de acuerdo con la carga del consumidor. Las constantes aplicadas a los medidores, dependerán de las relaciones de TP s y TC s y serán iguales dentro de un mismo servicio.
CABLES DE 230 KV CAPACIDAD DE CONDUCCION DE CORRIENTE: SIN OSCILACION DE ACEITE: 550 A (219 MVA) CON OSCILACION DE ACEITE: 740 A (295 MVA) CON CIRCULACION DE ACEITE: 880 A (350 MVA)	VM VARM	250-0-250 MW 150-0-150 MVAR	T.C. 800 : 5 T.P. 1200 : 1	

~CARACTERISTICAS DE LOS APARATOS DE MEDICION UTILIZADOS EN EL SISTEMA DE LA CIA. DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO.

HOJA 1 DE 5

ELEMENTOS DEL SISTEMA EN EL QUE SE REALIZA LA MEDICION	APARATOS DE MEDICION	ESCALA	RELACION DE T.P. Y T.C.	OBSERVACIONES
CABLES DE 85 KV. MCM 1max. MVA 700 495 72.8 900 530 77.9 800 600 88.0	VM VARМ	150-0-150 MW 75-0-75 MVAR	T.C. 800 : 5 T.P. 400 : 1	La capacidad de conducción de corriente indicada para los cables de 900 MCM se refiere a la capacidad de cada cable con dos conducciones trifásicas en para lelo.
PUNTOS DONDE SE REQUIERE SINCRONIZACION.	2V 2 Fr. SINCRONOS-COPIO.	0-100 % 45-55 Hz ó 55-65 Hz		Los indicadores forman parte del equipo de sincronización automática.

- 1).- Se instalará el frecuencímetro en las barras de mayor tensión (230 KV ó 85 KV)
- 2).- La medición de tensión se hará en una sola fase.
- 3).- La medición de KWH será local únicamente.
- 4).- La medición de KWH, KVARH y demanda máxima será local únicamente.

FALLA DE ORIGEN

5.- SISTEMA DE PROTECCION

Hace varios años, la protección del sistema eléctrico de transmisión, con sus plantas generadoras aisladas, y sus circuitos radiales, era un aspecto que no tenía gran importancia.

Esta situación pasó, y actualmente la multiplicidad de plantas generadoras con líneas de enlace y alimentadores en paralelo formando anillos, han complicado grandemente lo que una vez fuera una red con problemas de protección sencilla.

6.- CLASIFICACION Y APLICACION DE ESQUEMAS DE PROTECCION

Los sistemas de protección utilizados para los diferentes elementos, se basan en esquemas de relevadores, los cuales han sido seleccionados, tomando en cuenta los factores determinantes que los modernos sistemas eléctricos imponen, como son: alta complejidad, alta confiabilidad en la continuidad del servicio, etc.

El criterio más generalizado para la protección de los elementos más importantes del sistema, como líneas de transmisión y subestaciones de subtransmisión y distribución; es el utilizar dos esquemas de protección, lo más independiente que sea posible, a saber:

- a) Esquema principal o primario;
- b) Esquema secundario o de respaldo del principal.

Para satisfacer las condiciones indicadas, los esquemas que se utilizan pretenden desarrollar sus características de operación, cumpliendo con las tres siguientes funciones principales:

- a) Aislar todo tipo de fallas con alta rapidez, tanto con el esquema primario como con el de respaldo.
- b) Aislar una mínima porción del sistema en condiciones de falla.

- c) Proporcionar una máxima confiabilidad, tanto en los propios esquemas de relevadores como en los elementos asociados (transformadores de instrumentos, cables de control fuentes de alimentación para control, etc.).

7.- ESQUEMAS PRIMARIOS Y DE RESPALDO DE PROTECCION DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION

Los sistemas se dividen por zonas de protección y cada zona tiene sus propios relevadores protectores para determinar la existencia de una falla en esa zona, e interruptores para desconectar dicha zona del sistema.

Por lo general, los relevadores operan debido a corrientes y voltajes derivados de transformadores de corrientes o de potencial o bien, de dispositivos de potencia. También es usual que la batería de una estación proporcione la corriente de disparo del interruptor. La eliminación efectiva depende de la condición de la batería, de la continuidad del alambrado y de la bobina de disparo, así como de la correcta operación mecánica y eléctrica del interruptor y del cierre de los contactos de disparo del relevador.

En caso de que falle uno de estos elementos, la falla en una zona dada no se elimina por medio del esquema de protección primaria, por lo cual es necesario contar con alguna forma de 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 importancia de las instalaciones así 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 unitario, por ejemplo, protección por sobrecorriente o a distancia. Por razones económicas, por lo general ésta no es tan rápida ni discriminativa como protección principal.

8. - PROTECCION DE BANCOS DE TRANSFORMADORES

Los esquemas de protección se aplican a los bancos de transformadores.

Se clasifican en los siguientes tipos:

Esquemas primarios a base de relevadores de porcentaje diferencial variable y relevadores de protección de gases tipo Buchholz, aplicables en todos los bancos indistintamente, excepto en casos excepcionales existentes donde no existe tanque conservador y en los cuales el relevador tipo Buchholz no se puede instalar. En estos casos existen relevadores de sobre presión súbita.

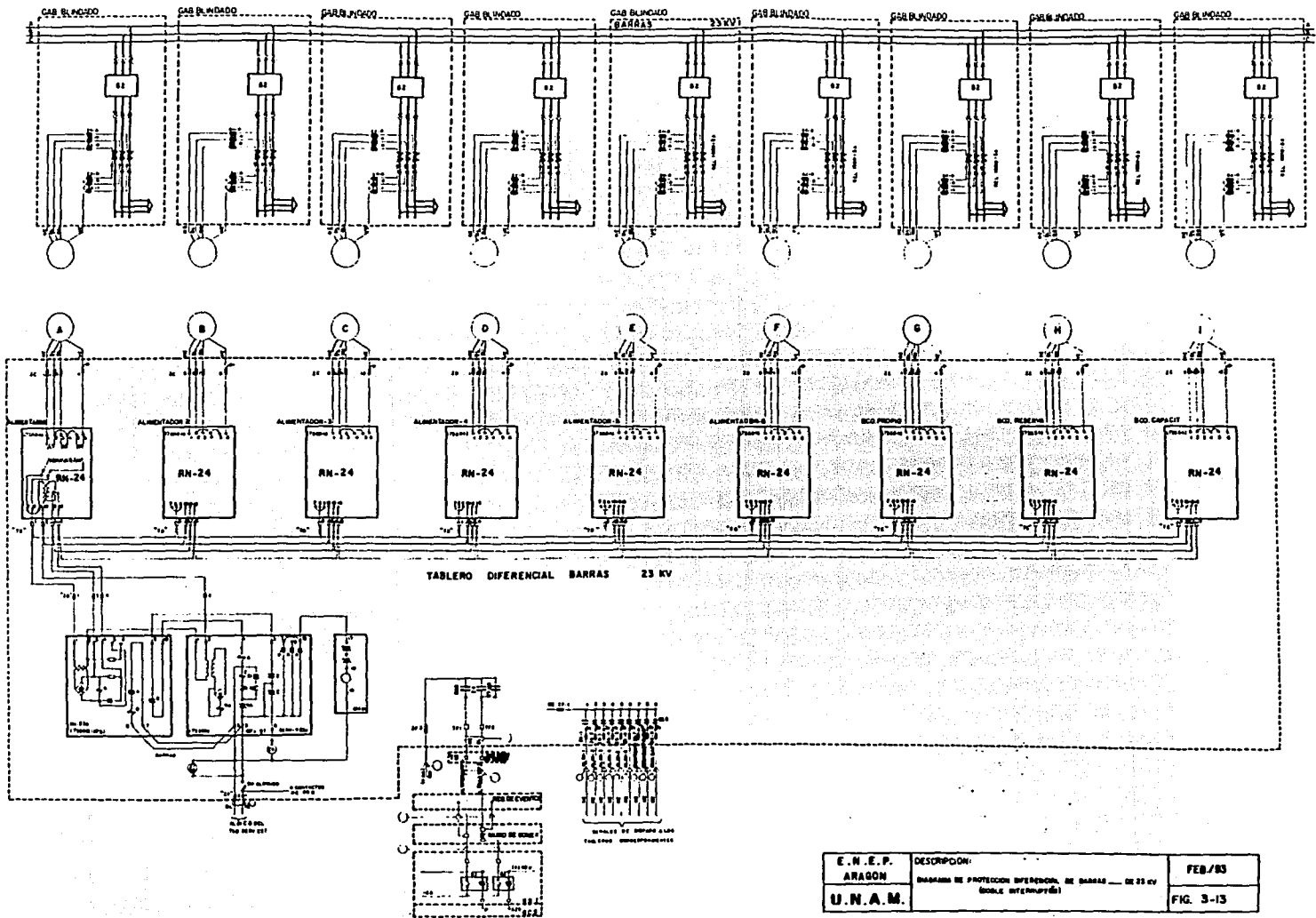
9. - PROTECCION DE BARRAS COLECTORAS

Esta protección se aplica en barras de 230 kv. en caso de subestación de distribución de 230/23 kv.

El esquema diferencial para la protección de barras colectoras usando en los diferentes arreglos, es de alta rapidez de operación con un sistema de estabilización para prever falsas operaciones con fallas externas debido a errores de transformadores de corriente de distintos circuitos.

Este esquema se puede aplicar a sistemas de barras simples o sistemas de barras seccionadas a través de interruptores de selección. El principio en el que se basa este esquema es en establecer un circuito donde se sumen vectorialmente las corrientes de todos los circuitos conectados a la barra en cuestión; esta suma vectorial es rectificadora en un puente de rectificación. () y la salida de c.c. de este puente es aplicada a un relevador direccional de bobina móvil.

En condiciones normales la suma de corrientes indicada anteriormente es cero y por lo tanto no hay operación del relevador. Sin embargo, cuando se presenta fallas externas de alta capacidad, debido a los errores de transformación en los transformadores de corriente asociados a los circuitos, la suma de corrientes puede tener un valor diferente de cero y de magnitud considerable la cual puede hacer operar al relevador diferencial.



E. N. E. P. ARAGON	DESCRIPCIÓN: ESQUEMA DE PROTECCION DIFERENCIAL DE BARRAS ... DE 23 KV (DOUBLE INTERRUPTER)	FEB/83
U. N. A. M.		FIG. 3-13

FALLA DE ORIGEN

Para evitar esta condición, el esquema contiene otro circuito en el cual se suman las corrientes de cada circuito rectificadas individualmente (III) y afectada esta suma de un factor (s) llamado de estabilización. Esta cantidad s III se aplica al relevador diferencial en oposición a la cantidad I II.

El factor "s" representa el procentaje por unidad de error permisible en la corriente diferencial obtenida por la suma rectificadas de la corrientes de los distintos circuitos.

La corriente aplicada al relevador diferencial sera por lo tanto:

$$I D = I II - S III$$

La figura 1 se representa un diagrama esquemático simplificado.

Los diagramas esquemáticos 3.11 y 3.12, indican la aplicación del esquema para la protección de barras en los arreglos de interruptor y medio y barras simples amarrados respectivamente, asimismo en la Fig.3.13 demuestra el diagrama esquemático de la protección diferencial de barras en 23 kV.

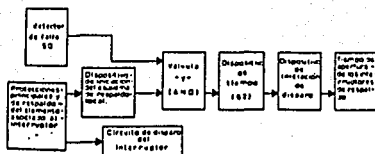
10.- PROTECCION DE RESPALDO LOCAL

Este esquema de protección es un esquema de "respaldo" por falla de interruptores de circuito.

La única práctica de respaldar la falla de un interruptor es actuando sobre otros interruptores adyacentes que permitan aislar la zona o circuito donde se haya presentado una condición anormal; del arreglo de la subestación puede ser necesario actuar sobre interruptores en subestaciones remotas.

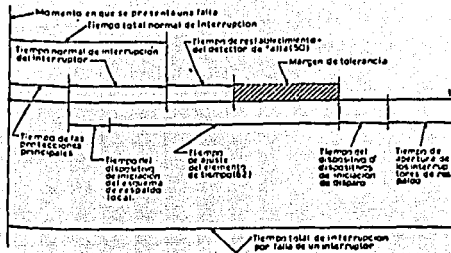
El siguiente esquema simplificado representa la logica del esquema de respaldo local.

FIGURA 3.11.



Para completar el diagrama anterior a continuación se indica una gráfica de tiempo asociados a la operación del esquema.

FIGURA 3.12.



El esquema puede ser aplicable con cualquier arreglo de buses e interruptores usados comúnmente.

La filosofía con la cual este esquema opera se basa en lo siguiente:

- 1.- Disponer de un medio de detección que indique cuando un interruptor ha fallado.

Ya que el comando de operación de disparo de un interruptor proviene de los esquemas de protección del elemento en cuestión y por otra parte el mejor medio de determinar que el interruptor no ha operado es dejándole el tiempo necesario para realizar su operación correcta, el esquema de respaldo local incluye un dispositivo de tiempo (62) el cual es energizado simultáneamente con el circuito de disparo del interruptor.

- 2.- Además del dispositivo de tiempo indicado en el punto anterior, es necesario otro dispositivo que permita restablecer al primero, cuando el interruptor haya operado correctamente. Este otro dispositivo consiste de un detector instantáneo de corriente (50) el cual suministra el medio más confiable para detectar que la falla ha sido o no aislada.

En la Fig. 3.14 se ejemplifica un caso de este esquema 3.12.

El tiempo total de interrupción indicado en la gráfica de tiempos puede ser del orden de 12 a 20 ciclos con dispositivos electromecánicos. Con elementos de estado sólido son menores.

11.- PROTECCION DE ALIMENTADORES DE DISTRIBUCION EN 23 KV

La protección consiste básicamente en un esquema de sobrecorriente de fase y tierra con elementos instantáneos y de tiempo, coordinados con los fusibles de transformadores de distribución.

Para la aplicación de esta protección de los alimentadores ver los diagramas esquemáticos: **4.24**

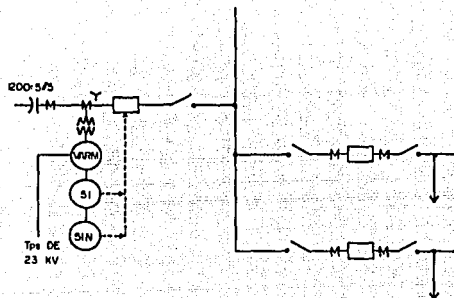
11.1.- PROTECCION DE BANCOS DE CAPACITORES DE 23 KV. EN LAS SUBESTACIONES

Los bancos de capacitores utilizados en nuestras subestaciones tienen una capacidad de 10 MVAR, repartidos en dos conexiones estrella de 5 MVAR, cada uno y con sus neutros separados y aislados de tierra.

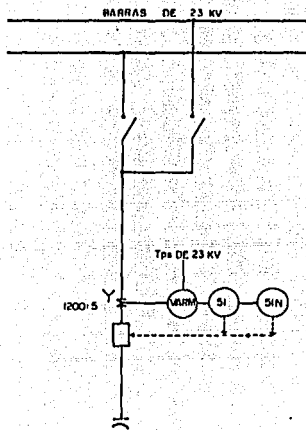
Las dos estrellas se encuentran alimentadas por un solo interruptor y las protecciones aplicadas en este caso son las siguientes:

- 1.- Esquema de sobrecorriente de fases y tierra para proteger la sección entre el interruptor y las conexiones al banco.
- 2.- Esquema de protección a base de una detección de voltaje entre el neutro de cada estrella y tierra para determinar condiciones de desbalanceo peligrosas debido a fallas de un número considerable de elementos en una o dos fases de la estrella, provocando sobretensiones peligrosas en los elementos de otras fases.

Ver su aplicación en los diagramas 3.17 y 3.18.



E. N. E. P. ARAGON	DESCRIPCION: DIAGRAMA ESQUEMATICO DE PROTECCION Y MEDICION BANCO DE CAPACITORES EN 23 KV. ARREDOLO EN ANILLO.	FEB./93
U. N. A. M.		FIG. 3-17



E . N . E . P. ARAGON	DESCRIPCION: BANCO DE CAPACITORES EN 23 KV. ARREGLO BARRA DOBLE.	FEB./93
U . N . A . M.		FIG. 3-18

12. SISTEMA DE CONTROL

12.1.- DEFINICION Y CLASIFICACION DE LOS SISTEMAS DE CONTROL

Se entiende por sistema de control de una subestación el conjunto de instalaciones de baja tensión necesarias para controlar las instalaciones de alta tensión.

Las instalaciones de control comprenden lo siguiente:

- a) Dispositivos de mando para la operación del equipo de alta tensión (apertura y cierre de interruptores cuchillas desconectadoras) y el equipo auxiliar necesario para la correcta ejecución de las maniobras (diagrama sinóptico e indicadores luminosos de posición).
- b) Dispositivos de control automáticos, (recierre automático de interruptores, sincronización automática, cambio automático de derivaciones de los transformadores, etc.).
- c) Dispositivos de alarma sonora y luminosos, destinados a avisar al operar de la operación de una protección automática, o de alguna condición anormal en el funcionamiento del equipo eléctrico de alta tensión (transformadores de potencia, interruptores, cuchillas desconectadoras).
- d) Aparato registradores destinados a suministrar información sobre los disturbios que afecten a la subestación (osciloperturbógrafos) y a registrar la operación de los relevadores y los interruptores y la aparición de condiciones anormales de funcionamientos en los aparatos de la subestación (registradores de maniobras y señalizaciones).
- e) Cables de control para interconectar los distintos elementos de las instalaciones de control y alimentar los relevadores de protección y los aparatos de medición desde los secundarios de los transformadores de corriente y de potencial.
- f) Tableros para soportar los aparatos de control, protección y medición.

Los sistemas de control de las subestaciones se pueden clasificar en dos tipos:

- a) Sistema de control local, utilizados en subestaciones con turnos, permanentes de operadores, que vigilan y operan las instalaciones;
- b) Sistema de control remoto, utilizados en subestaciones sin vigilancia permanente, controlados desde un centro de operación remoto y que solo en forma ocasional se operan localmente.

12.2.- INSTALACIONES DE CONTROL LOCAL

Estas instalaciones se caracterizan porque en el salón para tableros se tienen permanentemente personal capacitado, que efectúa las operaciones necesarias para un correcto funcionamiento de las subestaciones, haciendo uso de los sistemas de mando y auxiliado por los sistemas automáticos de control y protección.

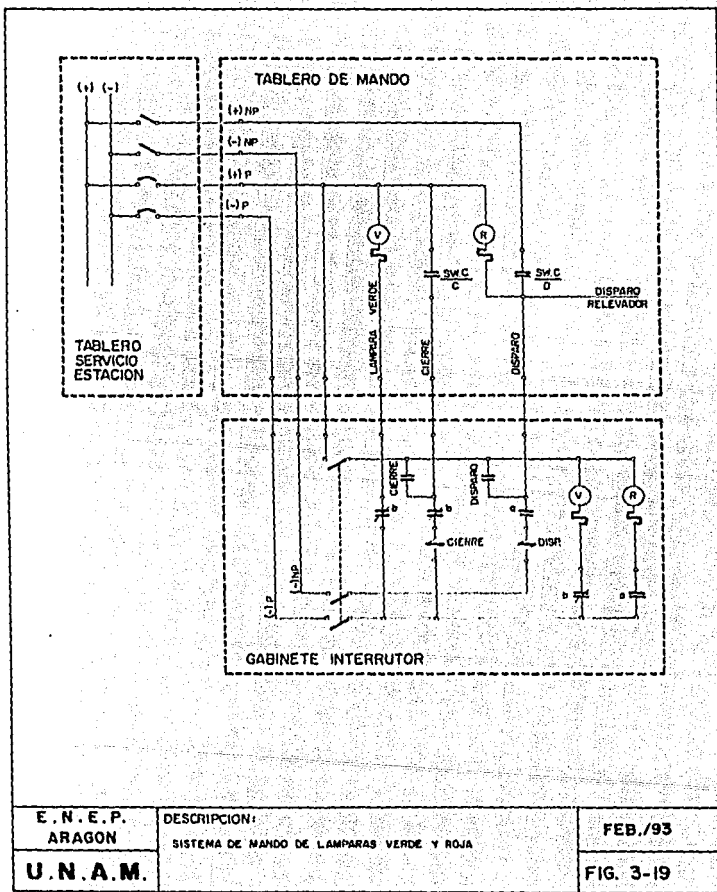
12.2.1.- DISPOSITIVOS DE MANDO

En instalaciones de los sistemas de control de subestaciones eléctricas se utilizan dos sistemas de mando para la operación desde el salón de tableros de los interruptores y cuchillas: el primero que denominaremos de lámpara verde y roja y el segundo que denominaremos de lámpara normalmente apagada.

- a) Sistema de mando de lámpara roja y verde

El diagrama de la figura 3-19 representa el sistema de mando de lámpara roja y verde; sus características principales son:

- 1.- El circuito de disparo queda supervisado por la lámpara roja, que está encendida cuando el interruptor está cerrado; sin embargo la utilidad de esta supervisión es limitada, ya que si estando el interruptor cerrado, el circuito de disparo se interrumpe y la lámpara roja se apaga, el hecho de que las dos lámparas estén apagadas simultáneamente puede pasar desapercibido al operador, especialmente en una subestación grande, con un tablero que tenga un número elevado de lámparas indicadoras.



E. N. E. P.
ARAGON
U. N. A. M.

DESCRIPCION:
SISTEMA DE MANDO DE LAMPARAS VERDE Y ROJA

FEB./93
FIG. 3-19

- 2.- El sistema de mando de lámpara roja y verde se caracteriza, además porque las bobinas de disparo de los interruptores están alimentadas por circuitos de corriente continua llamados circuitos "no protegidos" que están alimentados directamente, sin ninguna protección, desde las barras de corriente continua del tablero de servicio de estación; estas a su vez, están conectadas a las terminales de la batería a través de un interruptor termomagnético de 400 amp., cuando la batería es de 200 amper-hora y de 600 A cuando la batería es de 400 amper-hora, lo que equivale prácticamente a una conexión directa a la batería, ya que dicho interruptor lo operará para una falla muy próxima a las terminales de la batería. En cambio las bobinas de cierre de los interruptores y los circuitos de alarma están alimentados por otros circuitos de corriente continua, llamados "circuitos protegidos", que están alimentados desde las barras de corriente continua del tablero de servicios de estación a través de interruptores termomagnéticos.

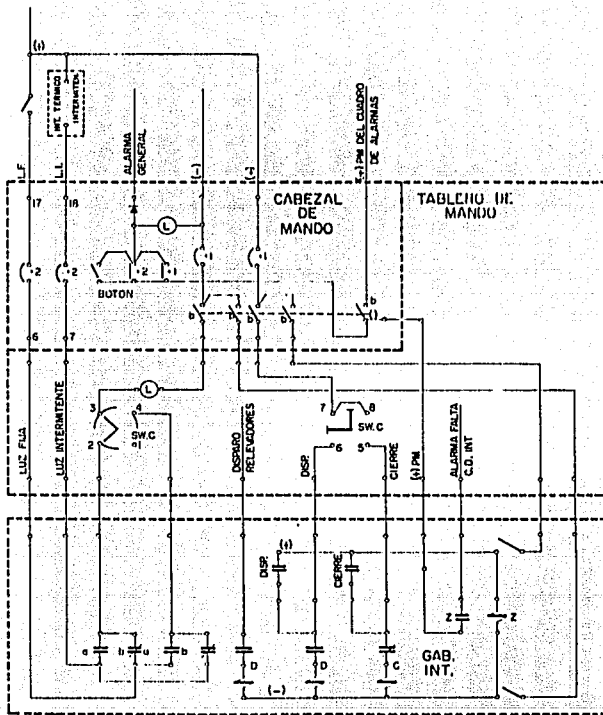
Con este tipo de arreglo, se pretende asegurar la alimentación a los circuitos de disparo, eliminando la posibilidad de una falla en un circuito de corriente continua haga operar el interruptor general.

Evidentemente existe el riesgo de un corto-circuito en algún punto del sistema "no protegido" que no esté muy próximo a la batería, no sea desconectado y cause que se abata el voltaje de la batería, se piensa, sin embargo, que esta condición podrá detectarse antes de que el voltaje de la batería hayan bajado a un valor que impida la operación de los dispositivos de disparo de los interruptores.

Como lo muestra en la figura 3-19, los circuitos de corriente continua para el control de cada interruptor (y para las cuchillas correspondientes si estas son controladas a distancia), parte radicalmente del tablero de control correspondiente, el cual, a su vez, está alimentando radicalmente desde el tablero de servicio de estación de corriente continua por circuito "protegido" y un circuito "no protegido".

- b) Sistema de mando de lámpara normalmente apagada.

El diagrama de la figura 3-20, representa el sistema de mando de lámpara normalmente apagada; el diagrama muestra el caso del control de un interruptor de pequeño volumen de aceite, con dos bobinas de disparo.



E . N . E . P.
ARAGON

DESCRIPCION:

SISTEMA DE MANDO LAMPARA NORMALMENTE APAGADA

FEB./93

U.N.A.M.

FIG. 3-20

Las características principales de este sistema son las siguientes:

- 1.- La lámpara indicadora está integrada al conmutador de control de los interruptores y de las cuchillas desconectoras de alta tensión controladas a distancia desde el tablero.

Además la lámpara y el conmutador de control forman parte del diagrama sinóptico que produce sobre el tablero las conexiones de las instalaciones de alta tensión. Cuando hay concordancia entre la posición del interruptor o las cuchillas de alta tensión y la posición del conmutador de control correspondiente, por ejemplo debido a que la protección automática, ha abierto un interruptor; la lámpara indicadora se enciende y parpadea hasta que el operador interviene para restablecer la concordancia. Existe un conmutador que permite encender todas las lámparas del tablero para comprobar que se encuentran en buen estado.

- 2.- Todos los circuitos de corriente continua para el mando desde la S.E., el control automático y los dispositivos de alarma de cada interruptor de alta tensión y de las cuchillas desconectoras correspondientes, controladas desde una sección del tablero, parten de ese tablero en forma radial y por lo tanto es posible proteger circuitos individualmente, sin que esta protección afecte a los circuitos de corriente continua de los otros interruptores y cuchillas de la subestación. Esta protección se realiza mediante un cabezal que contiene un interruptor para la protección de los circuitos de control, que cuando opera actúa una alarma y se enciende una lámpara integrada del propio cabezal, contiene un desconector con llave con el número de polos necesarios para realizar la desconexión de todos los circuitos de control y de alarma para permitir su revisión y la del equipo de alta tensión correspondiente.
- c) La alimentación de corriente continua a cada uno de los cabezales se hace directamente desde unas barras generales de corriente continua, que están a su vez alimentadas desde el tablero de servicio de estación a través de circuitos protegidos con interruptores termomagnéticos.
- d) Este tipo de arreglo con protección individual a los circuitos de control de cada interruptor, debe completarse con una protección de respaldo local contra falla de interruptor en la subestación para que, en caso de que una protección de la

red de alta tensión opere, pero el interruptor correspondiente no abra por falla de alimentación de corriente continua, y otra causa, la protección de respaldo local haga abrir los interruptores necesarios para desconectar la falla en la red de alta tensión.

12.3.- BLOQUEO ENTRE INTERRUPTOR Y CUCHILLAS DESCONECTADORAS

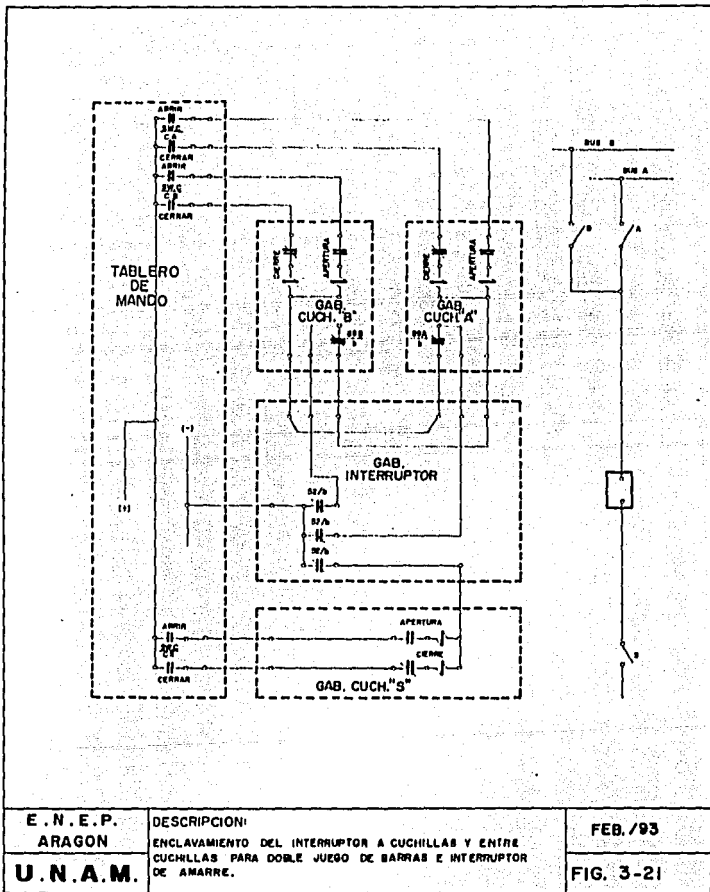
Uno de los errores de operación más frecuentes en subestaciones con cuchillas desconectadoras operados manualmente es la apertura de cuchillas con carga, lo que tiene consecuencias gravísimas. En todas las instalaciones de 230 kv., las cuchillas son operadas a distancia, desde el tablero de mando y existen bloqueos en los circuitos de control de las cuchillas que impiden abrir o cerrar éstas si el interruptor de potencia está cerrado.

Con los diagramas de conexión de subestaciones adoptado, como ejemplo, el diagrama de conexión de doble juego de barras colectoras con interruptor de amarre, arreglo de interruptor y medio, el sistema de bloqueo es muy simple, ya que únicamente hay que relacionar la posición de cada interruptor con los tres juegos de cuchillas correspondientes en el caso del doble juego de barras figura 3-21, y con los dos juegos de cuchillas correspondientes en el caso de arreglo de interruptor y medio figura 3.22.

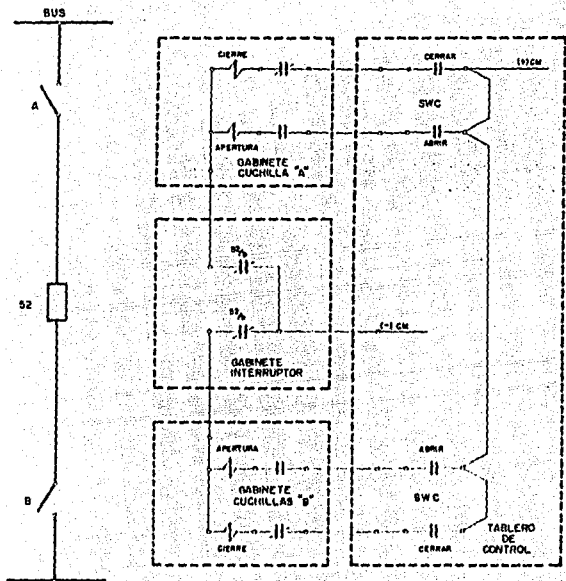
12.4.- ALIMENTACION DE LOS MECANISMOS DE OPERACION DE LOS INTERRUPTORES Y LAS CUCHILLAS DESCONECTADORAS.

Además de los conductores necesarios el control y las alarmas de los interruptores y las cuchillas desconectadoras, es necesario llevar las siguientes alimentaciones dependiendo del tipo de interruptor y de cuchillas.

Si el interruptor tiene mecanismos de operación neumática, con compresor individual (que es el caso de los interruptores de gran volumen de aceite) hay que llevar una alimentación trifásica de corriente alterna para el motor del compresor; esta alimentación se toma del tablero de servicio de estación de corriente alterna.



E. N. E. P. ARAGON	DESCRIPCION: ENCLAVAMIENTO DEL INTERRUPTOR A CUCHILLAS Y ENTRE CUCHILLAS PARA DOBLE JUEGO DE BARRAS E INTERRUPTOR DE AMARRE.	FEB./93
U. N. A. M.		FIG. 3-21



E. N. E. P.
ARAGON

DESCRIPCION:
EN CLAVAMIENTO DE INTERRUPTOR A CUCHILLAR
ARREGLO DE INTERRUPTOR Y MEDIO

FEB./93

U. N. A. M.

FIG. 3-22

Para las cuchillas desconectores operadas con motor eléctrico, existen dos casos: inicialmente se usaron cuchillas con motor de corriente continúa; en las instalaciones más reciente se usan cuchillas operadas con motor de corriente alterna, con el objeto de disminuir las cargas conectadas a la batería y teniendo en cuenta que la existencia de una planta de emergencia de corriente alterna permite asegurar esta alimentación aún en condiciones de disturbio en el sistema.

12.5.- DISPOSITIVOS AUTOMATICOS DE CONTROL.

El empleo de sistemas automáticos de control, tiene las siguientes finalidades.

- a) Mejorar la realidad del servicio aumentando la rapidez de las maniobras, lo que permite restablecer el suministro de energía eléctrica con más rapidez después de que ha ocurrido una interrupción causada por una falla fugitiva
- b) Evitar posibles errores humanos en las maniobras en aquellos casos en que la secuencia correcta de la maniobra predeterminarse y realizarse automáticamente.

12.5.1.- RECIERRE AUTOMATICO EN ALIMENTADORES DE DISTRIBUCION AEREOS.

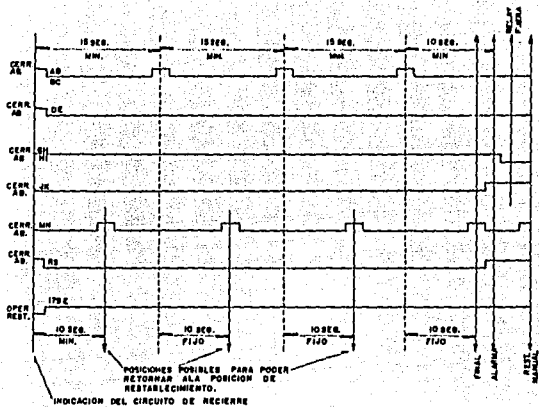
Por norma se tiene que instalar recierres en alimentadores de distribución de 23 kv.

En los alimentadores de distribución de 23 Kv. aéreos se utiliza actualmente sólo el primer recierre, llamado instantáneo, pero los relevadores de recierre pueden realizar hasta cuatro como se muestra en las figuras 3-23 y 3-24

Cuando se disponga de seccionadoras con ramales de los alimentadores de 23 Kv, se propone que se realice el siguiente ciclo:

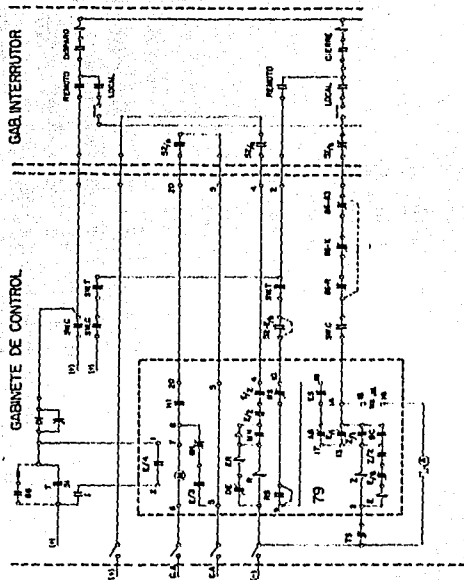
A - 0.3 seg. -C.A. - 60 seg. -C.A.

SECUENCIA DE OPERACION DEL RELEVADOR ACR II



E. N. E. P. ARAGON	DESCRIPCION: DIAGRAMA DE RECIERRE CON REL. ACR II O.E.	FEB./93
U. N. A. M.		FIG. 3-23

FALLA DE ORIGEN



E. N. E. P. ARAGON	DESCRIPCION: DIAGRAMA DE RECIERRE CON REL. ACR. 110.E.	FEB./93
U. N. A. M.		FIG. 3-24

Este ciclo permite manejar los circuitos fugitivos y tener una buena coordinación con la operación de los seccionadores.

12.6.- DESCONEJION DE ALIMENTADORES DE DISTRIBUCION POR BAJA FRECUENCIA.

Cuando se presenta un déficit de generación en el sistema y la frecuencia a 48 hz, se desconecta automáticamente una serie de alimentadores de 23 kv previamente seleccionados; la desconexión se realiza en tres pasos: En el primer paso, instantáneo, se desconecta un primer grupo de alimentadores; 15 segundos después se desconecta un segundo grupo de alimentadores y 30 segundos después el resto de los alimentadores seleccionados para desconexión por baja frecuencia, como se muestra en las figuras 3-25 y 3-26.

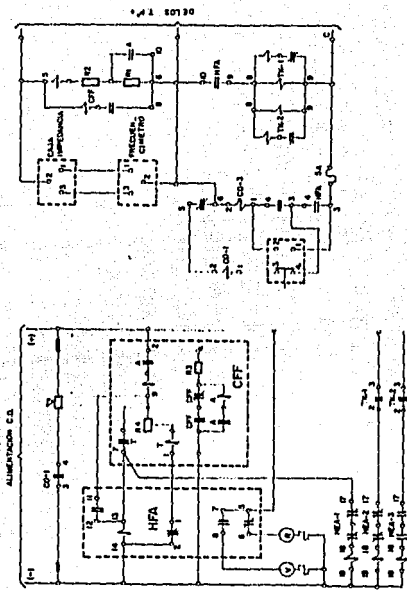
12.7.- DISPOSITIVOS DE ALARMA.

Los dispositivos de alarma los podemos clasificar en tres grupos:

- a) Dispositivos de alarma destinados a avisar cuando ha operado una protección automática.

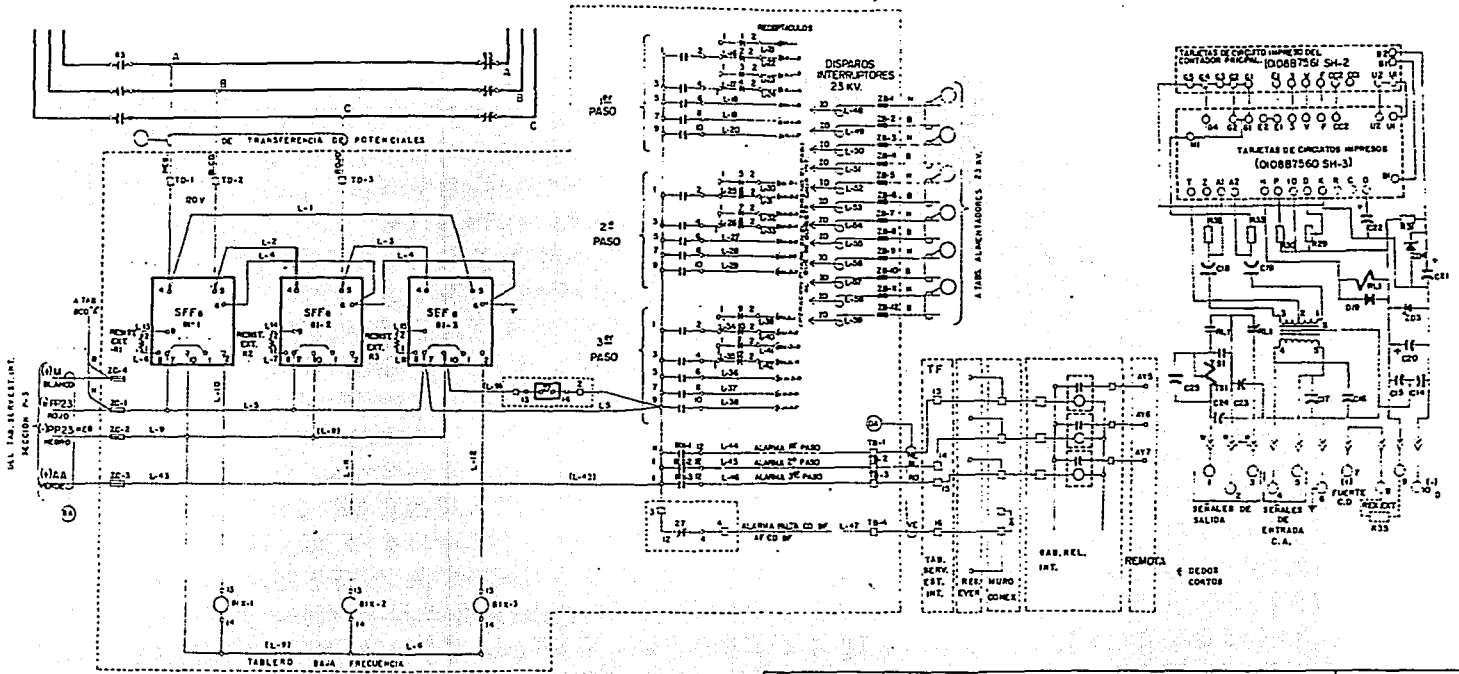
La protección automática en una subestación opera cuando ocurre alguna falla en los circuitos de potencia, al operar esta protección cierra unos contactos, que se encuentran en serie con el circuito de disparo del interruptor que libra la falla, en serie con este circuito se encuentra también un relevador de alarma como se muestra en la figura 3.27 el cual se energiza al pasar la corriente de disparo del interruptor y cierra sus contactos haciendo sonar una campana, la cual deja de sonar hasta que el operador la restablece manualmente.

- b) Dispositivos de alarma destinados a señalar alguna condición anormal en el funcionamiento del equipo. Los transformadores, interruptores y reguladores de tensión cuentan con una serie de dispositivos que indican si existe una anomalía en el equipo; estos dispositivos envían una señal hasta un



LOS RELAYES REL-1, REL-2, REL-3, OPERAN CON INTERMEDIOS DE LOS ALIMENTADORES QUE SE DISCONECTAN POR BAJA FRECUENCIA.

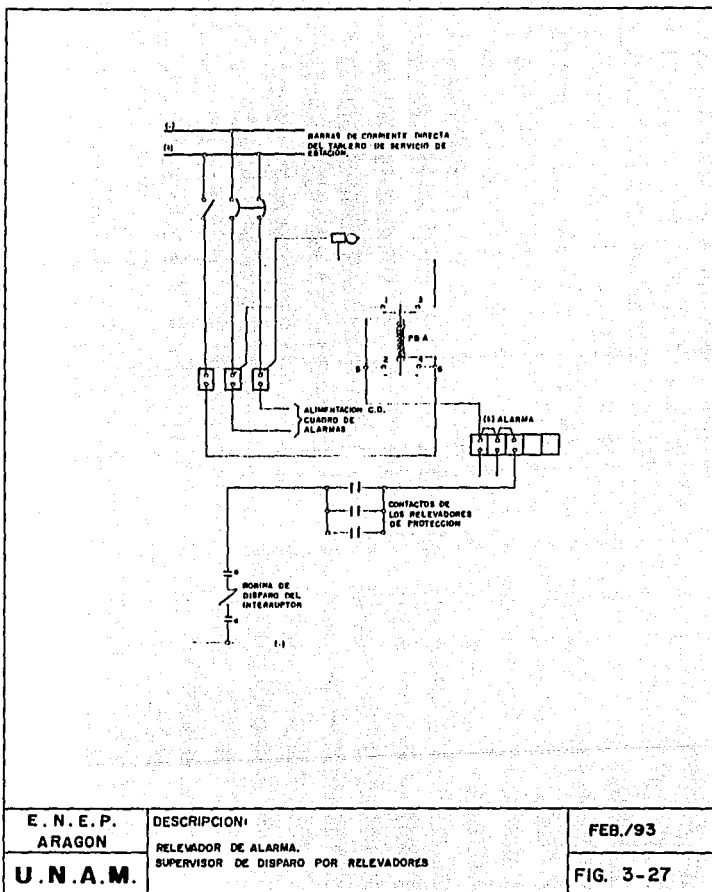
E. N. E. P. ARAGON	DESCRIPCION: DESCONECCION POR BAJA FRECUENCIA	FEB./93
U. N. A. M.		FIG. 3-25



DEL TAB. SERV. INT.
 SECCION P-3

E. N. E. P. ARAGON U. N. A. M.	DESCRIPCION: DIAGRAMA TIRO DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA.	FEB./93
		FIG. 3-26

FALLA DE ORIGEN



E. N. E. P.
ARAGON

DESCRIPCION:
RELEVADOR DE ALARMA.
SUPERVISOR DE DISPARO POR RELEVADORES

FEB./93

U. N. A. M.

FIG. 3-27

cuadro de alarma colocando en el salón de tableros, donde hacen funcionar una alarma sonora y suministran una indicación luminosa en dicho cuadro.

- c) Dispositivos de alarma destinados a señalar alguna anomalía en los circuitos de control o en los servicios auxiliares.

Los circuitos de corriente continúa para el mando remoto, así como algunos otros circuitos de control, están protegidos por un cabezal que contiene dos interruptores termomagnéticos de 30 amperes cada uno, cuando opera uno de estos termomagnéticos suena una alarma general y se enciende una señal luminosa en el cabezal.

Existe además una alarma sonora para indicar una condición de baja tensión en las generales de corriente continúa de la subestación. Esta alarma se alimenta por un circuito de corriente alterna.

12.8.- SISTEMAS DE CONTROL REMOTO.

Una instalación con control local y remoto es aquella que como su nombre lo indica puede operarse localmente por medio de un operador o bien a control remoto desde operación sistema.

Las operaciones que se llevan a cabo en una instalación con control local y remoto desde el punto de vista de la operación a control remoto son:

- a) Telecontrol de interruptores y cuchillas motorizadas que consiste en la apertura y cierre de los mismos.
- b) Teleindicación o supervisión de la posición o estado de interruptores y cuchillas motorizadas.
- c) Teleindicación o supervisión de estados en sistemas automáticos de control.
- d) Teleindicación o supervisión de estados en sistemas automáticos

- e) Teleindicación de alarma que indican fallas en los equipos de las instalaciones.

Existen 3 casos de subestaciones telecontroladas desde el punto de vista de la localización y el tipo de tableros de mando y relevadores.

- 1) Subestaciones con casetas de relevadores y con tablero de mando del tipo mosaico.
- 2) Subestación con relevadores en el edificio para tableros y tableros de mando tipo mosaico.
- 3) Subestación con relevadores en el edificio para tableros y tableros de mando convencional.

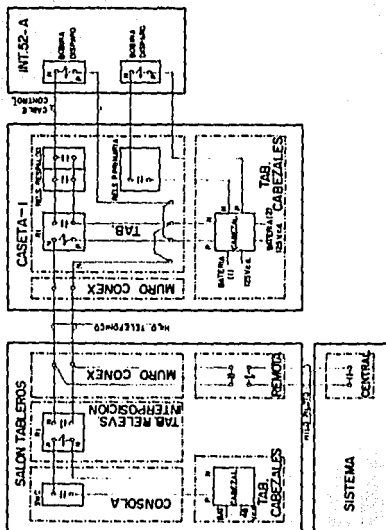
12.8.1.- DISPOSITIVOS DE MANDO.

Fundamentalmente los sistemas de mando consisten en la apertura o cierre de interruptores o cuchillas motorizadas, teniéndose en el circuito de cierre o apertura del equipo contactos en el paralelo tanto del conmutador de control como de los relevadores auxiliares accionadas a control remoto. En las figuras 3-28, 3-29 y 3-30, se muestran los esquemas de apertura, cierre y señalización de un interruptor en una instalación con control local y remoto y caseta de relevadores.

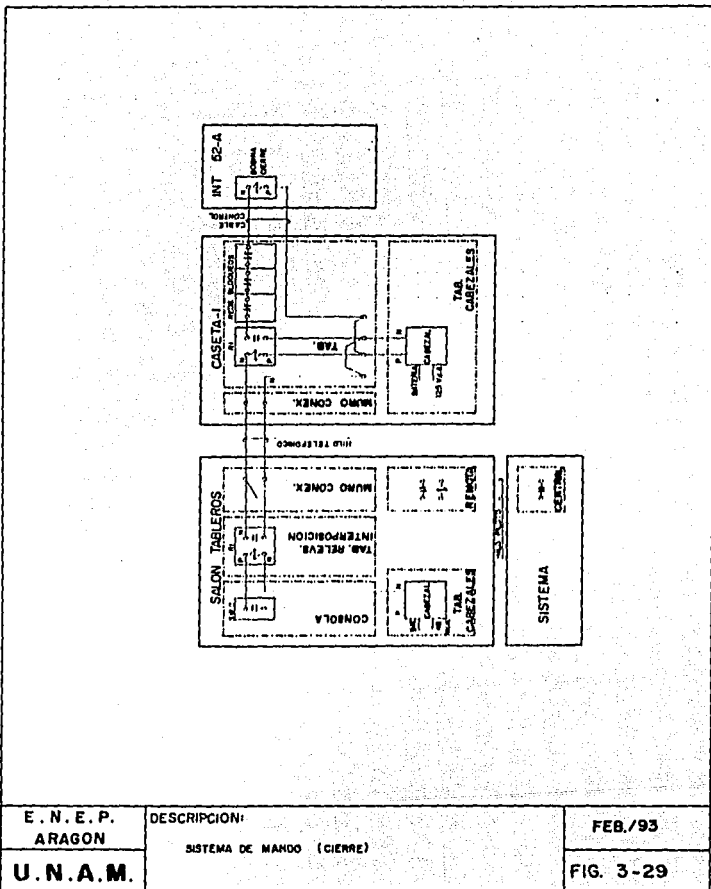
En casos como el de recierre el sistema de mando está estrechamente relacionado con el sistema automático de control correspondiente.

12.8.2.- DISPOSITIVOS AUTOMATICOS DE CONTROL

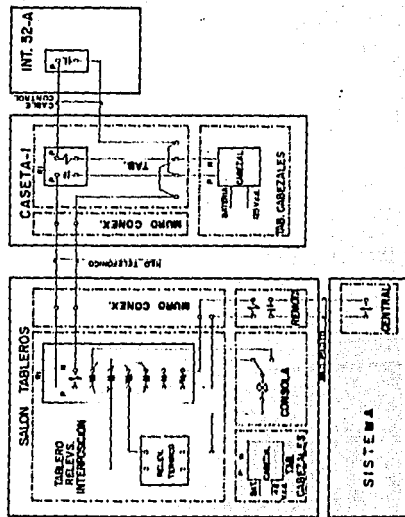
Los principales sistemas de control que se deben considerar en instalaciones eléctricas son: enclavamiento, recierres, desconexión por baja frecuencia, sincronización, regulación, transferencia, registrador de eventos, y alarmas.



E. N. E. P. ARAGON	DESCRIPCION: SISTEMA DE MANDO (APERTURA)	FEB./93
U. N. A. M.		FIG. 3 - 28



E. N. E. P. ARAGON	DESCRIPCION: SISTEMA DE MANDO (CIERRE)	FEB./93
U.N.A.M.		FIG. 3-29



E. N. E. P. ARAGON	DESCRIPCION: SISTEMA DE MANDO (SEÑALIZACION)	FEB./93
U. N. A. M.		FIG. 3-30

a) Enclavamiento

Los principales enclavamientos que se tienen en instalaciones eléctricas son los existentes entre interruptores y cuchillas motorizadas, en los cuales no se permite la operación de estas últimas mientras el interruptor de potencia esté cerrado.

En el caso especial de instalaciones con doble barra e interruptor de amarre (voltaje 230 kv) se puede tener un arreglo que permite el cambio de carga de una barra a la otra tanto de línea como de banco sin abrir el interruptor correspondiente.

El objeto de los enclavamientos es el impedir la operación de equipo que no puede operarse con carga.

Otro ejemplo de enclavamiento lo tenemos en los arreglos de alimentadores de 23 kv en anillo entre el interruptor de enlace y los interruptores de alimentadores adyacentes.

b) Recierres

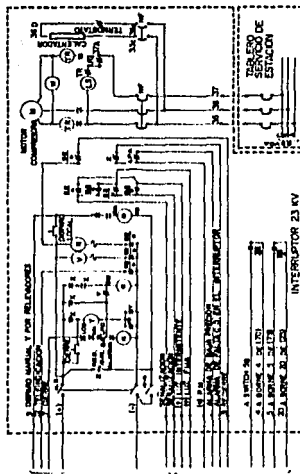
El recierre de equipo (principalmente interruptores) consiste en que si ha ocurrido alguna falla en alguna zona del sistema eléctrico, opera la protección correspondiente abriendo el interruptor, el cual inmediatamente después recibe una orden de cierre a través de un relevador de recierre y dependiendo de la naturaleza de la falla puede o no repetirse 3 veces más el ciclo de apertura y cierre.

Lo usual es manejar únicamente los interruptores de los alimentadores de 23 kv con recierre.

En la figura 3-31 se muestra un diagrama elemental de control, protección y recierre de un alimentador de 23 kv en arreglo en anillo.

c) Desconexión por baja frecuencia

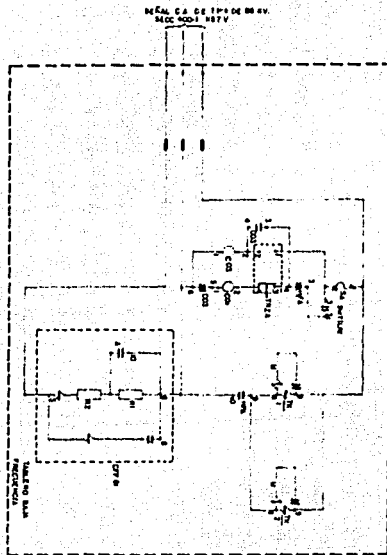
En las figuras 3-32, 3-33, 3-34, 3-35 y 3-36 se muestra el diagrama de disparo de interruptores de alimentadores por



<p>E. N. E. P. ARAGON</p>	<p>DESCRIPCION: DIAGRAMA ELEMENTAL DE CONTROL PROTECCION Y RECIERRE DE UN ALIMENTADOR DE 23 KV.</p>	<p>FEB./93</p>
<p>U. N. A. M.</p>		<p>FIG. 3-31</p>

FALLA DE ORIGEN

DIAGRAMA ELEMENTAL DE C.A.



E . N . E . P.
ARAGON
U . N . A . M .

DESCRIPCION:
DIAGRAMA DE DISPARO DE INTERRUPTORES DE 23KV. POR BAJA
FRECUENCIA.

FEB./93
FIG. 3 - 32

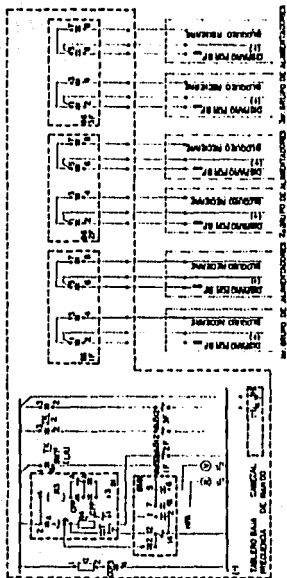
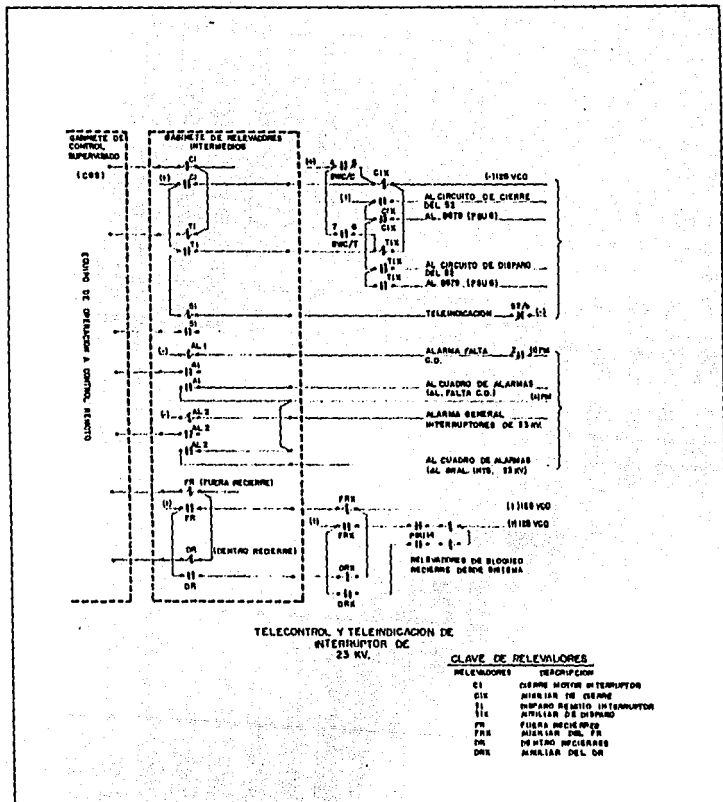


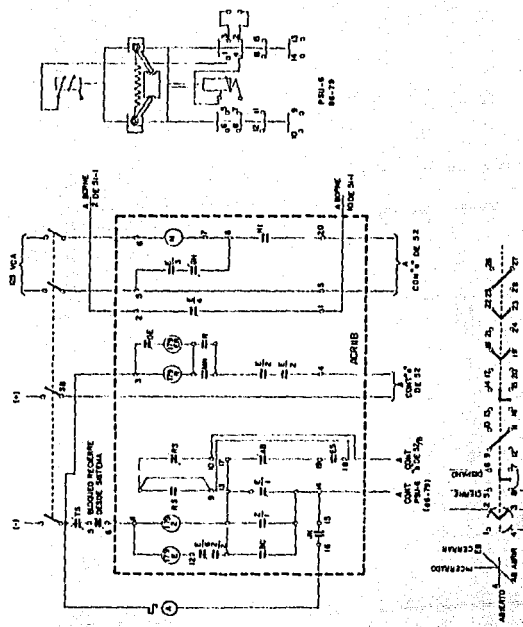
DIAGRAMA ELEMENTAL DE C.D.

<p>E. N. E. P. ARAGON</p>	<p>DESCRIPCION: DIAGRAMA DE DISPARO DE INTERRUPTORES DE 23 KV. POR RAJA FRECUENCIA</p>	<p>FEB./93</p>
<p>U. N. A. M.</p>		<p>FIG. 3-33</p>



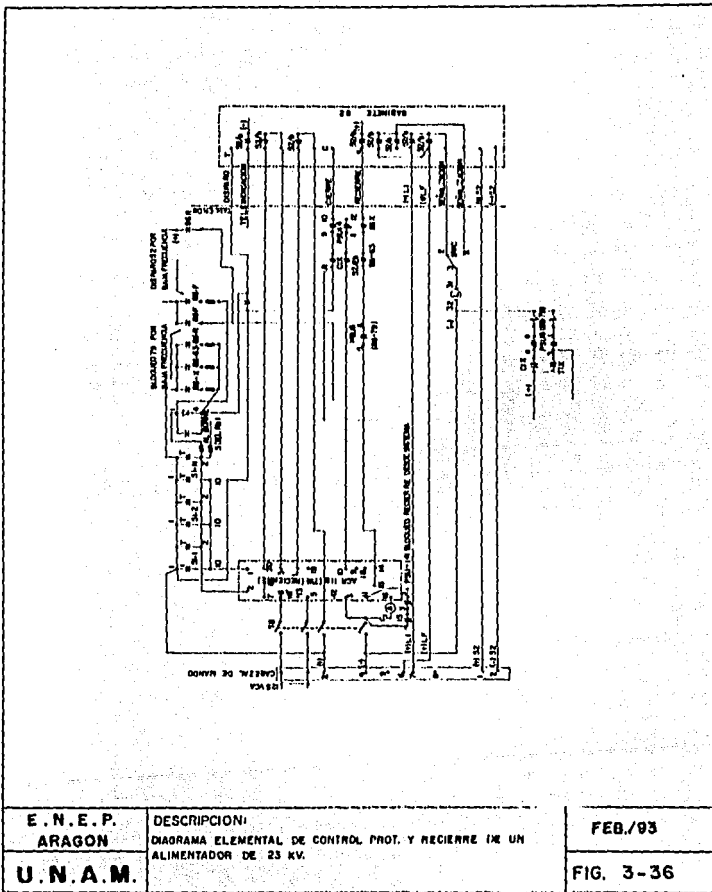
E. N. E. P ARAGON	DESCRIPCION: DIAGRAMA ELEMENTAL DE CONTROL PROTECCION Y RECIERRE DE UN ALIMENTADOR DE 23 KV.	FEB./93
U. N. A. M.		FIG. 3 - 34

FALLA DE ORIGEN



<p>E. N. E. P. ARAGON</p>	<p>DESCRIPCION: DIAGRAMA ELEMENTAL DE CONTROL PROTECCION Y RECIEPDE DE UN ALIMENTADOR DE 23KV.</p>	<p>FEB. /93</p>
<p>U. N. A. M.</p>		<p>FIG. 3-35</p>

COMPUTADORA DE CONTROL DE DISTRIBUCION
SERIESS UCI-10779-1-1



E. N. E. P.
ARAGON

DESCRIPCION:

DIAGRAMA ELEMENTAL DE CONTROL PROT. Y RECIERRE IX UN ALIMENTADOR DE 23 KV.

FEB./93

U. N. A. M.

FIG. 3-36

FALLA DE ORIGEN

baja frecuencia. El arreglo mostrado tiene la particularidad de que cuando opera la protección por baja frecuencia, aparte de disparar el interruptor del alimentador queda bloqueado automáticamente el recierre del mismo.

12.9.- REGISTRADOR DE EVENTOS

El registrador de eventos es un aparato que detecta el cambio de estado de un grupo de contactos remotos.

Esto puede aprovecharse en una S.E. para obtener información acerca del equipo que se encuentra en operación y de ese modo saber: la fecha, hora y orden cronológico en que ocurren diferentes eventos, tales como operación de relevadores, apertura y cierre de interruptores, funcionamiento anormal del equipo de alto voltaje, o de servicios auxiliares de la S.E., etc.

Esta información puede substituir los cuadros de alarma que se usan actualmente en las S.E.'s, así como el relatorio que lleva el operador.

El aparato aún cuando puede variar de un fabricante a otro tiene en términos generales: a) Un módulo de alimentación con un conjunto de circuitos electrónicos en forma de tarjeta de entrada, para aislar al módulo de los contactos remotos, sin que haya conexión directa, dos "bits" de información por tarjeta conocidos como el punto de estado (alarma o normal) y un "bit" de datos, que indica cuando se ha detectado un cambio de estado.

Este "bit" de cambio de estado se puede reponer una vez que la información ha sido archivada en una memoria.

La dirección de cada tarjeta se lleva a cabo por medio de un módulo de control y la memoria.

El módulo de control y la memoria tienen contadores de barrido para revisar las tarjetas de entrada, así como los circuitos necesarios para la detección de los cambios de estados en cualquiera de los puntos de alimentación.

Al detectar un cambio de estado, el módulo de control hace trabajar al contador de lectura/escritura y también al impresor.

Al mismo tiempo hace que los datos de un reloj se almacenen en la memoria. Así como la dirección del punto que sufrió el cambio de estado.

Después de transmitir la información a la memoria, el módulo de control repone o normaliza el detector del punto que sufrió el cambio de estado, continuándose el barrido de los demás puntos.

La memoria almacena los datos relacionados con el evento, de modo que la impresión se haga en forma cronológica y con la velocidad del aparato impresor.

El reloj sirve de base para el circuito lógico y como un generador de milisegundos.

Cuando la memoria se ocupa totalmente por haber ocurrido varios cambios de estado al mismo tiempo, los cambios de estado subsecuentes se alimentan directamente al impresor, después de que imprime cronológicamente los datos de la memoria.

La impresión se logra barriendo los "bits" de estado individualmente e imprimiendo los que indican un cambio de estado.

El módulo impresor contiene los circuitos necesarios para convertir la información de la memoria en la forma impresa deseada.

La entrada puede ser del orden de 100 puntos en módulos de 4 ó 10 puntos por ejemplo.

El formato puede ser como se indica a continuación.

131	16	06	19	395	A	004
día	hora	min	seg	m seg.	estado	punto.

Los contactos son para 125 v.c.d.. 25 mA mínimo.

El registrador tiene control para el avance del papel, para hacer una impresión de prueba, para resumir las condiciones normales, para restablecer puntos con cambio de estado, e imprimir el tiempo al iniciar el funcionamiento o al quedarse sin energía.

El registrador consume energía a 125 v.c.d., 60 c.p.s. con transferencia automática a 125 v.c.d. si falla la alterna y esta energía es del orden de 350 Watts a 1000 Watts por registrador, según el tamaño y el fabricante.

13.- TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA DE ALIMENTADORES DE UN TRANSFORMADOR A OTRO.

Para evitar que la desconexión de un transformador trifásico, causada por la operación de su protección produzca una interrupción del servicio, las subestaciones de distribución de 230/23 KV están diseñados de forma que se permita transferir automáticamente la carga del transformador afectado a otro u otros transformadores y dependiendo del tipo de arreglo que se tenga en los alimentadores de 23 KV se hará la transferencia de carga de la siguiente forma:

A) Arreglo en anillos 23 KV

Este arreglo requiere que los transformadores se operen normalmente con una carga máxima inferior a su capacidad nominal, de manera que si se produce la falla en el transformador, los otros puedan tomar la carga sin sobrecargarse más allá de los límites aceptables. La forma de operar esta transferencia es la siguiente:

Quando opera la protección del transformador, (Ver figura 3.37) esta envía señal de disparo a los interruptores asociados y señal de cierre mediante relevadores auxiliares (86) a los interruptores de enlace de los alimentadores afectados, esta señal de cierre está supervisada por un contacto "b" de los interruptores de los alimentadores adyacentes que abrieron.

A) Arreglo doble barra sencilla 23 KV

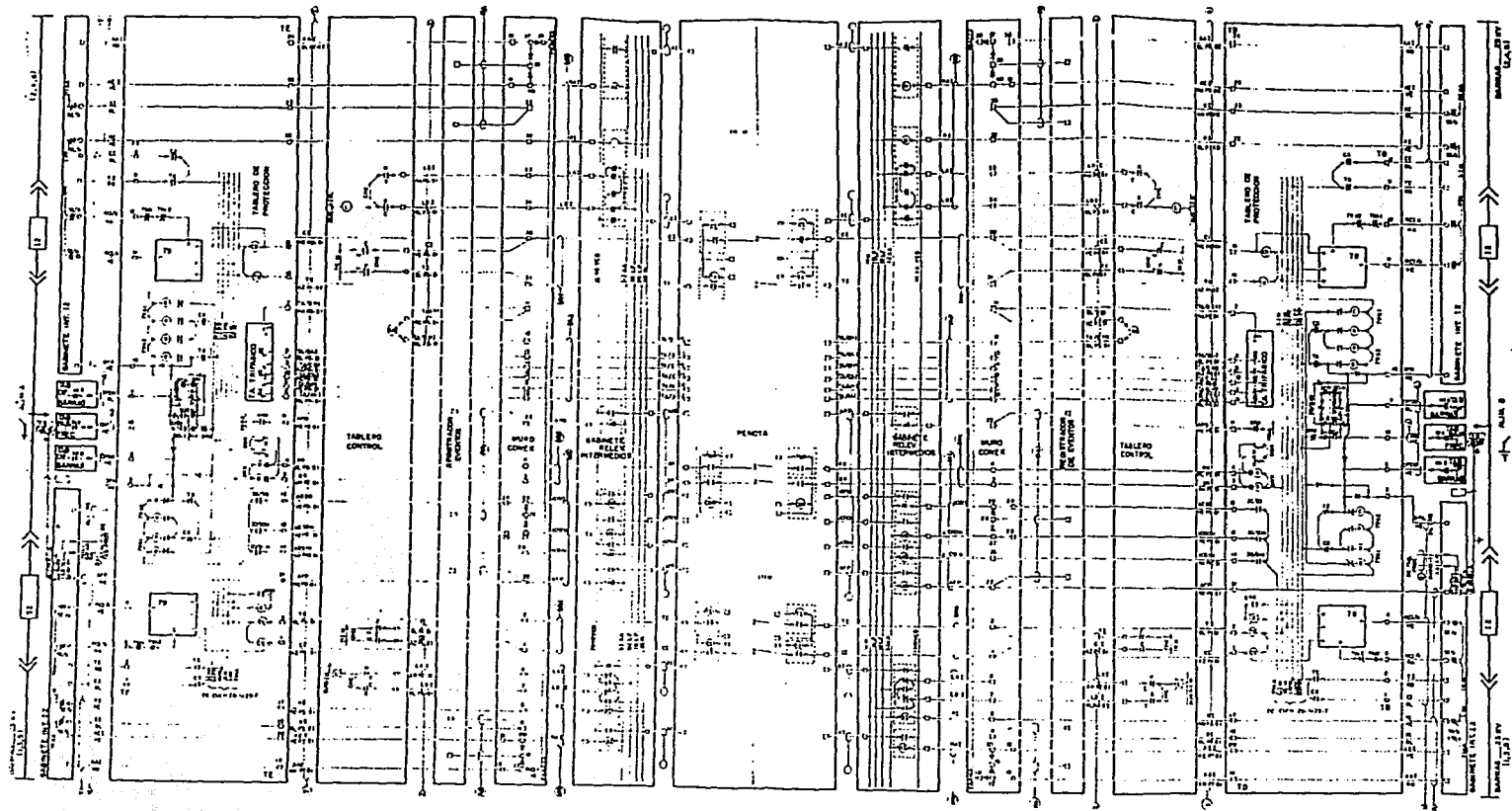
Este arreglo requiere que un transformador esté normalmente sin carga (interruptores de 23 KV abiertos) de modo que al ocurrir una falla en alguno de los transformadores que se encuentran normalmente operando, el primero pueda seguir alimentando la carga correspondiente al transformador fallado, esto se logra de la siguiente manera:

Cuando opera la protección de alguno de los transformadores, esta envía mediante los relevadores auxiliares (86) señal de disparo (Ver figura 3.38) a los interruptores del transformador fallado y señal de cierre al interruptor de 23 KV del transformador disponible. esta señal de cierre está supervisada por un contacto "b" del interruptor de 23 KV del banco fallado, con objeto de evitar el cierre antes de que haya sido aislada la falla.

14.- DIAGRAMA NORMALIZADO DE CONTROL Y PROTECCION Y MEDICION

Con el objeto de disminuir la labor de preparación de diagramas esquemáticos de control, protección y medición, conviene disponer de patrones de norma que puedan ser aplicables en cualquier instalación, complementando dichos diagramas con la nomenclatura correspondiente a los equipos usados en particular, localización en tableros correspondientes y designación de cables, conductos, ductos, rutas, etc.

Como ejemplo el diagrama adjunto representa un diagrama de control, medición y protección normalizado, alimentadores de 23 KV, con arreglo de doble barra, doble interruptor (figura 3-39).



E. N. E. P. ARAGON	DESCRIPCION: DIAGRAMA DE PROTECCION Y CONTROL PARA ALIMENT. Y TELECONTROLADORES DE 22 KV CON B.M. DOBLE BARRA, DOBLE INTERRUPCION.	FEB./93
U. N. A. M.		FIG. 3-39

FALLA DE ORIGEN

CAPITULO IV

PROTECCIONES Y COORDINACION DE ALIMENTADORES DE DISTRIBUCION EN 23 KV.

1.- GENERALIDADES

Una subestación eléctrica es un conjunto de máquinas, aparatos y circuitos que tiene la función de modificar los parámetros de potencia eléctrica (tensión y corriente) y de proveer un medio de interconexión y despacho entre las diferentes líneas de un sistema eléctrico.

Las subestaciones se pueden denominar, de acuerdo con el tipo de función que desarrollan, en tres grupos:

- a) Subestaciones variadoras de tensión
- b) Subestaciones de maniobra o seccionadores de circuitos
- c) Subestaciones mixtas (mezclas de las dos anteriores)

De acuerdo con la potencia y tensión que manejan las subestaciones, estas se pueden agrupar en:

- a) Subestaciones de transmisión. Arriba de 230 kv
- b) Subestaciones de subtransmisión. Entre 230 y 115 kv
- c) Subestaciones de distribución primarias. Entre 230 y 23 kv.
- d) Subestaciones de distribución secundaria. Abajo de 23 kv.

Asimismo se debe tomar en cuenta que la subestación de potencia sirve para alimentar a un sistema de distribución eléctrica tipo comercial, industrial, urbano y residencia, rural y parques industriales, se considera que un sistema de distribución es el conjunto de instalaciones desde 120 volts, hasta tensiones 34.5 kv encargadas de entregar la energía eléctrica a los usuarios.

Toda empresa de suministro de energía eléctrica debe proporcionar un servicio que satisfaga tres aspectos de calidad:

1.- Frecuencia.

Con variaciones permisibles dentro de un rango fijado por la operación, global del sistema (generación, transmisión y distribución).

2.- Tensión.

Mediante una regulación adecuada, tal que no dañe al equipo que sea, susceptible a variaciones en dicho parámetro.

3.- Continuidad.

Procurar que el suministro de energía se proporcione sin interrupciones prolongadas bajo cualquier condición meteorológica; sin perder de vista la necesidad de interrupciones programadas periódicamente para mantenimiento, revisión y pruebas; con la mínima afectación Ka al circuito o alimentador que se trate.

Para que los sistema de distribución satisfagan las condiciones de servicio descritas es indispensable incorporar medios de protección que permitan, en forma automática detectar y aislar del resto del sistema cualquier porción de la red que se vea afectada por una falla en el sistema de distribución para garantizar la continuidad de servicio a la mayor parte de los usuarios en un alimentador.

El caso que nos toca estudiar en este capítulo es una subestación de distribución primaria de 230 / 23 kv la cual es alimentada por dos líneas, una de la subestación Taxqueña y otra de la subestaciones Tingambato de 230 kv cada una, la cual esta designada como subestación Odon de Buen, esta a su vez alimenta a una parte de la zona sur de la ciudad. La ubicación geográfica de esta subestación se muestra en la Figura 4.1.

2.- FALLAS EN LINEAS DE DISTRIBUCION

Las fallas en circuitos de distribución aérea se pueden clasificar, para efectos de protección de la siguiente forma:

1. Por su persistencia
2. Por su origen
3. Por su intensidad
4. Por su ubicación

1.- Por su persistencia: se dividen en fallas transitorias y permanentes: las fallas de naturaleza transitoria son susceptibles de ser eliminadas mediante un relevador o equipo de recierre automatico en 1, 2 o 3 intentos y en un lapso menor a 45 seg., por lo general se manifiestan en la temporada de lluvias; en algunas ocasiones coinciden con el drene de apartarrayos. Las fallas de naturaleza permanente son aquellas que aùn con el recierre fuerzan a la apertura definitiva del interruptor.

2. Por su origen: se clasifican en funci3n de la causa que origin3 la falla, pudiendo ser: falso contacto, falla de aislamiento, ramas sobre las l3neas, rayos, objetos extraños, etc.

3. Por su intensidad: se reconocen tres grupos a saber: las sobrecorrientes severas que se manifiestan por un corto circuito en el punto de salida del alimentador; las sobrecorrientes que se presentan durante la energizaci3n de equipos conectados a la l3nea, trátese de carga fría y/o efectos de magnetizaci3n; y finalmente, las corrientes pequeñas debidas a fallas de alta impedancia, que requiere procedimiento especial de detecci3n.

4. Por su ubicaci3n: estas se clasifican conforme a la unidad relevadora que actúe, pueden ser de dos tipos.

El primero comprende aquellos casos en los que la falla se detecta mediante la unidad de tiempo, y se identifican como de baja intensidad; o bien se consideran que ocurran a través de una impedancia de valor moderado o bien que han ocurrido lejos de la subestaci3n.

En el caso en que actúa la unidad instantánea, se considera que la falla es muy severa y se ubica próxima a la subestaci3n.

3.- CARACTERISTICAS DE LA SUBESTACION ODON DE BUEN.

A partir de 1970 se empezaron a instalar en el sistema de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, subestaciones para alimentar el sistema de distribuci3n en 23 kv directamente desde la

red de 230 kv de transmisión, originando la obsolescencia de los sistemas a 6 kv actualmente en eliminación, a continuación se describirá las partes medulares de la subestación de distribución odon de buen de 230 kv a 23 kv.

3.1.- CAPACIDAD DE TRANSFORMACION INSTALADA Y FIRME.

La capacidad instalada de transformación inicialmente es de 180 MVA de la subestación con tres transformadores trifásicos de 60 MVA, lo cual da una capacidad de 144 MVA, aceptando una sobrecarga del 20% en dos transformadores, cuando el tercero este fuera de servicio. Los estudios realizados demuestran que puede tenerse esta sobrecarga sin disminución de la vida útil de los transformadores.

3.2.- CARGA CONECTADA.

La subestación está diseñada para alimentar con dos transformadores trifásicos, de 60 MVA. Una carga constituida por 12 alimentadores de 23 kv, con una capacidad c/u de 12 MVA.

CAPACIDAD INSTALADA = 3 TRANSFORMADORES DE 60 MVA C/U = 180 MVA
CAPACIDAD FIRME = 120 MVA X 1.2 = 144 MVA
12 ALIMENTADORES X 12 MVA = 144 MVA

3.3.- CARACTERISTICAS DE LOS TRANSFORMADORES TRIFASICOS DE 60 MVA, 230/23 KV.

a) Transformadores trifásicos de 60 MVA, 230/23 kv, con el primario de 230 kv conectado en estrella con el neutro directamente a tierra, el secundario de 23 kv conectado en estrella con el neutro conectado a tierra a través de una reactancia de 0.4 OHMS y un terciario conectado en Delta.

Las características generales de estos transformadores son las siguientes:

Capacidad: 36/45/60 MVA
Clase de enfriamiento: DA/FOA, /FOA;
Número de Devanados: 3
Devanado primario:

Voltaje entre fase en vacío: 220 kV \pm 10%
Conexión: Estrella con neutro sacado fuera del tanque.

Nivel básico de aislamiento al impulso: 900 kv.

Devanado secundario:
Capacidad: 36/45/60 MVA

Voltaje entre fases en vacío: 24,150 V
Cambiador de derivación sin carga: 23,575 V
22,425 V
21,850 V

Conexión: Estrella con neutro sacado fuera del tanque y aterrizado por medio de una reactancia de 0.4 OHMS.

Nivel básico de aislamiento al impulso: 150 kV

Devanado terciario:

Capacidad: 25 MVA

Voltaje entre fases en vacío: 13.2 kV

Conexión: Delta

Nivel básico de aislamiento al impulso: 110 kV
Impedancias:

Z 1-2 = 15% a la base de 60 MVA
Z 2-3 = 5,25% a la base de 60 MVA
Z 1-3 = 22.3% a la base de 60 MVA

3.4.- REGULACION DEL VOLTAJE.

Los transformadores de 230/23 kv 60 MVA, tiene un cambiador de derivación bajo carga del lado de alta tensión, controlado por un sistema de regulación de voltaje que mantiene el voltaje adecuado en las terminales del devanado de 23 kv, en función de la carga conectada.

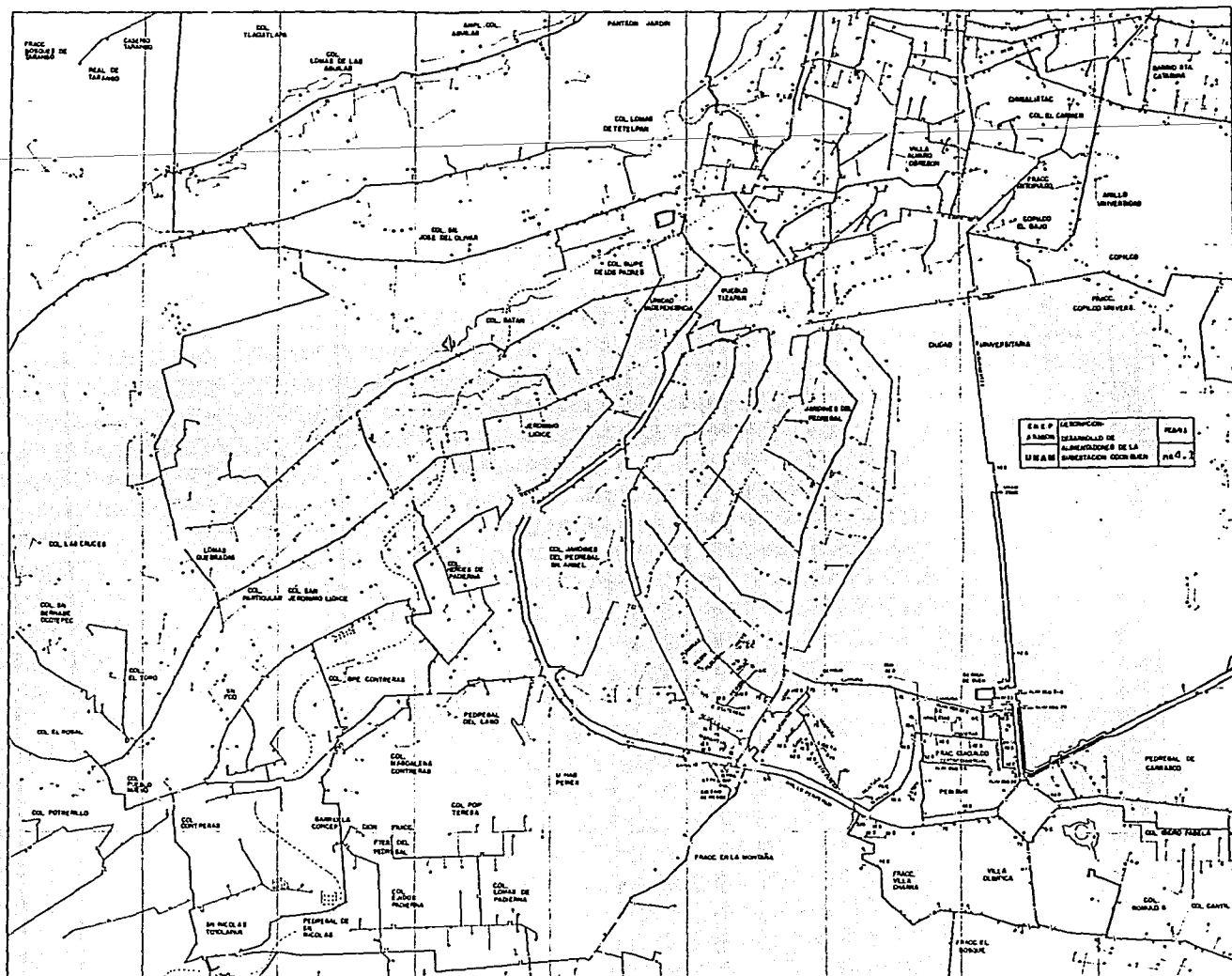
3.5.- CORTO CIRCUITO EN 23 kv.

Con los transformadores trifásicos de 60 MVA, 230/23 kv., con conexión estrella-estrella y terciario en Delta el corto circuito trifásico simétrico en el lado de 23 kv queda limitado por la impedancia del transformador a 400 MVA y el corto-circuito monofásico a tierra, limitado por la impedancia del transformador y de un reactor de 0.4 OHMS conectado en el neutro del lado de 23 kv, es de 213 MVA.

3.6.- DIAGRAMA UNIFILAR.

El diagrama unifilar de la subestación Odon de Buen comprende en el lado de alta tensión de 230 kv un arreglo en doble barra con interruptor de amarre este diagrama es de los más utilizados en el sistema eléctrico mexicano para subestación de distribución. El diagrama tiene como característica que la mitad de las líneas y transformadores se conectan a un juego de barras y la otra mitad al otro juego.

- a) Desde el punto de vista de la continuidad del servicio, el arreglo es adecuado debido a que para cada interruptor que necesite revisión, la subestación cuenta con un banco de reserva de 60 MVA 230/23 kv que nos permite mantener alimentada la carga Figura 4.2
- b) La subestación, en condiciones normales se operan con el interruptor de amarre y sus dos juegos de cuchillas en posición cerradas, de tal manera que en caso de una falla en una de los juegos de las barras, el otro sigue operando, trabajando la subestación a media capacidad, mientras se efectúan las maniobras necesarias para librar las cuchillas de todos los circuitos de las barras dañadas dejando la subestación conectada al juego de barras en buen estado mientras se reparan las barras afectadas.



FALLA DE ORIG

Del lado de baja tensión 23 kv su arreglo es de doble barra con doble interruptor, este diagrama de conexión permite mantener alimentada la carga de sus alimentadores aunque una de sus barras falle o por condiciones de mantenimiento de equipo dentro de la gama de 23 kv.

En la figura 4-3 se muestra el diagrama unifilar de la subestación Odon de Buen 230 kv/23 kv.

4.- ZONAS DE PROTECCION

Los interruptores se localizan en las interconexiones de los distintos elementos del sistema con el objeto de poder desconectar solamente el elemento defectuoso. En ocasiones puede omitirse un interruptor entre dos elementos adyacentes lo cual implica que ambos elementos deben desconectarse si se presenta una falla en cualquiera de ellos. Se establecen zonas de protección para cada elemento del sistema, cualquier falla que ocurra dentro de una zona dada originará el disparo de todos los interruptores de esa zona.

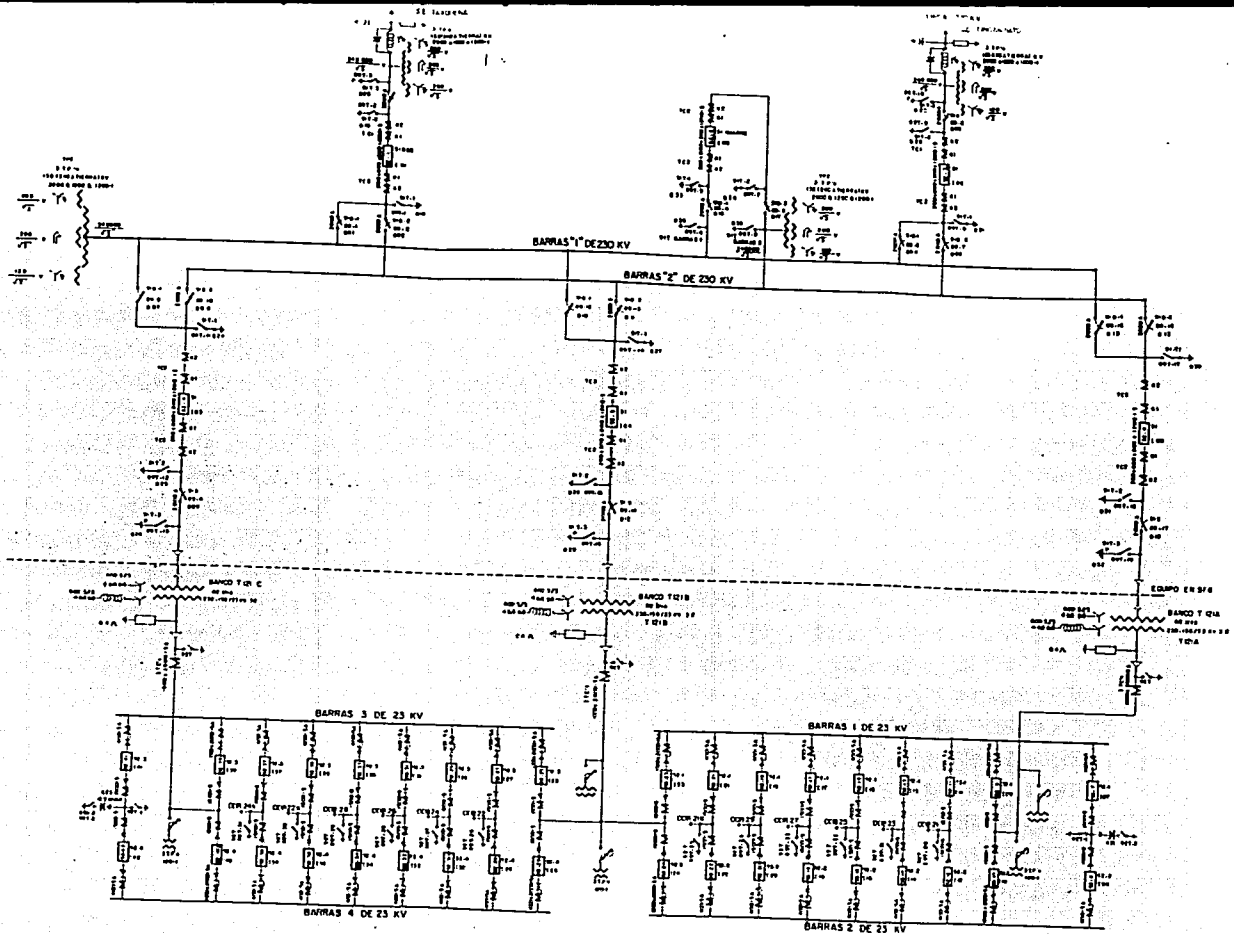
Es práctica común disponer pequeñas regiones de traslape en los puntos de unión de elementos contiguos (que por lo general son interruptores). Si se presenta una falla en la región de traslape deberán dispararse los interruptores de las dos zonas.

Los límites de las zonas de protección físicamente lo determinan los transformadores de corriente que generalmente se localizan en ambos lados del interruptor.

El caso que se estudió en este capítulo las zonas de protección se muestran en la Figura 4-4.

5.- DIAGRAMA ESQUEMATICO DE PROTECCIONES.

La protección de una subestación es un conjunto de sistemas que mantiene vigilancia permanente y cuya función es eliminar o disminuir los daños que pueda recibir un equipo eléctrico cuando se presenta una falla. La parte importante de estos sistemas son los relevadores así como los otros elementos que permiten proteger a los alimentadores de una subestación la cual



E. N. E. P. ARAGON	DESCRIPCION: DIAGRAMA UNIPOLAR	FEB/93
U.N.A.M.		FIG. 4-3

FALLA DE ORIGEN

sirve para detectar la falla y que a su vez, afectan la desconexión automática de los interruptores cuando se produce sobrecorrientes debidas a corto circuitos, aislando las partes del sistema que han fallado.

La selección del tipo de protección que se utiliza en los bancos, líneas, barras, así como en los alimentadores de distribución de una subestación será tanto más elaborado cuanto mayor sea la complejidad de la instalación, y también dependerá de las características de los equipos utilizados, debiéndose tener especial cuidado en la selección adecuada de las zonas que van a proteger.

El punto de partida para señalar el diagrama esquemático de protecciones de una subestación es partiendo del diagrama unifilar Figura 4-3 en la forma siguiente:

1.- Dentro de una serie de círculos se escriben con letras y números codificados de acuerdo con la norma ANSI, los relevadores seleccionados para las protecciones primarias, de respaldo, y los relevadores auxiliares de disparo (86). (Ver apéndice).

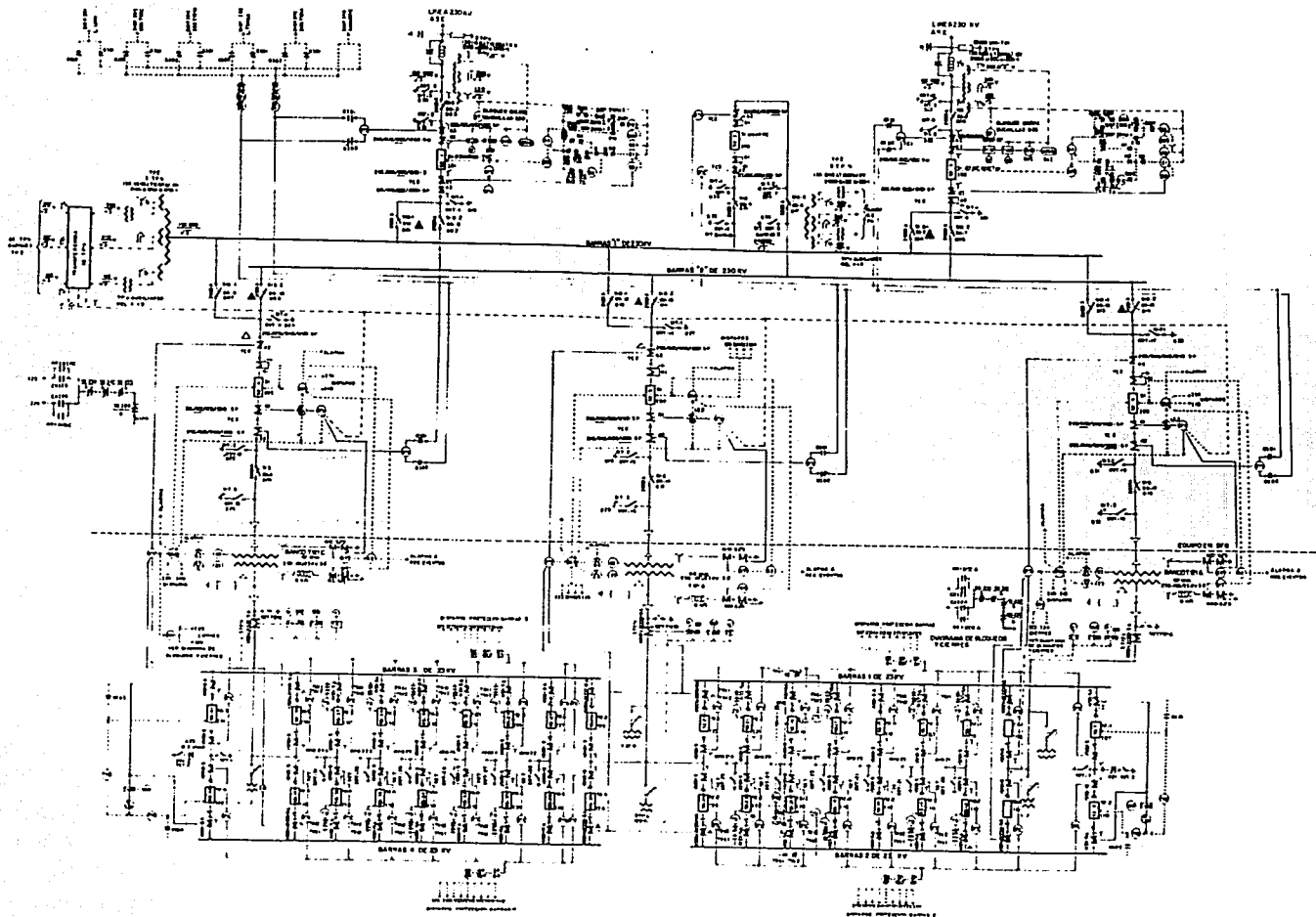
2.- Se traza una serie de rayas con cabeza de flecha, entre los elementos que intervienen en la protección, de acuerdo con las claves siguientes:

a) Raya continúa, que muestra los circuitos de potencia (-). Estas rayas indican de que transformador de corriente y potencia reciben alimentación de los relevadores correspondientes.

b) Raya discontinua de tramos largos, o circuitos entre relevadores. Estos circuitos indican que grupo de relevadores mandan señal de disparo sobre el relevador auxiliar.

c) Rayas discontinuas de tramos cortos, o circuitos de disparo a interruptores. Indican cuales relevadores envían señal de disparo a uno o varios interruptores para librar completamente una área bajo condiciones de falla.

El diagrama esquemático de protecciones que se especifica en este caso práctico de análisis de la subestación Odon de Buen es el mostrado en la Figura 4-5.



E. N. E. P. ARAGON	DESCRIPCION: DISEÑO ESQUEMATICO DE PROTECCION Y MEDIDA	FEB/95
N. A. M.		FIG. 45

FALLA DE OR

Es necesario se tome en consideración que este trabajo de tesis esta enfocado a mostrar la protección de los alimentadores de distribución de 23 kv, de lo cual se profundizará en las protecciones de sobrecorriente del lado 23 kv de la subestación Odon de Buen y se mostrará algunas interrelaciones existentes con los otros diagramas de protección.

G.- COORDINACION DE PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION DE 23 KV.

En la medida que crecen y se desarrollan los sistemas de distribución aumenta la importancia de proveer de una buena protección eléctrica al equipo para dar seguridad a las personas que los operan, así como al usuario.

Una apropiada coordinación, implica una secuencia de operación adecuada de los dispositivos de protección instalados en cascada, ya que de lo contrario puede ocurrir una operación simultanea innecesaria.

Para la instalación correcta del equipo de protección, deben tomarse en cuenta las siguientes consideraciones:

Primero.- El dispositivo de protección más cercano a la falla (dispositivo protector), debe eliminarla antes de que el dispositivo de protección inmediato anterior de respaldo (dispositivo protegido) opere y abra el circuito. Ver fig. 4.6.

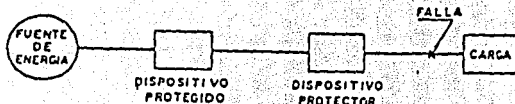


FIGURA 4-6
COORDINACION DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCION

Segundo.- Las fallas deben ser restringidas y aisladas de tal forma que afecten en el menor grado al resto del circuito.

Existen diferentes esquemas de protección, que se aplican en función de la importancia del suministro de energía, siendo los más comunes los siguientes:

6.1.- COORDINACION INTERRUPTOR-FUSIBLE.

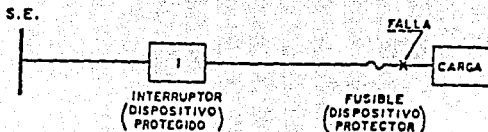


FIGURA 4.7
COORDINACION INTERRUPTOR-FUSIBLE

Para esta coordinación, el fusible tiene la función de operar para una falla que se presente en el lado de la carga, impidiendo que opere el interruptor (Relevador de tiempo), a menos que este último cuente con un relevador instantáneo que operará de inmediato y en caso de persistir la falla operará el fusible después de realizarse el recierre, quedando como respaldo nuevamente el interruptor, recomendándose un tiempo mínimo de 0.3 segundos entre la curva $I-t$ de interrupción total del fusible y la curva de $I-t$ del relevador de tiempo del interruptor. Ver fig. 4.8

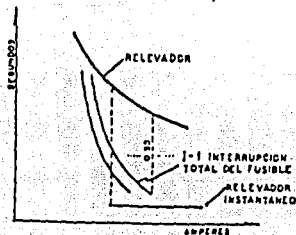


FIGURA 4-8
COORDINACION INTERRUPTOR-FUSIBLE

6.2.- COORDINACION RESTAURADOR-FUSIBLE.



FIGURA 4-9
COORDINACION RESTAURADOR-FUSIBLE

En esta coordinación se busca que las operaciones rápidas del restaurador no provoquen daño a los fusibles, incluyendo el efecto acumulativo de recierre. Asimismo las operaciones lentas del restaurador se deben retardar lo suficiente para asegurar la operación del fusible antes de la apertura definitiva del restaurador. Ver fig. 4.9., 4.10.

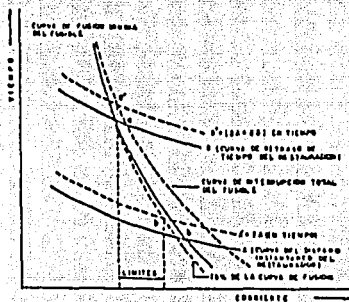


FIGURA 4-10
COORDINACION RESTAURADOR-FUSIBLE

La curva mínima de fusión se utiliza para establecer el límite superior de la coordinación con la curva de disparo instantáneo del restaurador (Punto b).

Sin embargo es necesario modificar las curvas del restaurador y fusible, para considerar los efectos de los ciclos de calentamiento enfriamiento de la secuencia de operación del restaurador.

Por lo anterior la curva A' es la suma de las dos aperturas instantáneas a, la cual se compara con la curva de fusión del fusible, que previamente se ha desplazado al 75% en función del tiempo de fusión, encontrando el nuevo límite superior de coordinación (punto b).

La curva B' es la suma de las dos aperturas instantáneas y las dos de retraso de tiempo, que representan la cantidad total de calor aplicado al fusible, que al compararse con la curva de interrupción total de fusión se obtiene el límite inferior de coordinación (punto a').

6.3.- COORDINACION FUSIBLE-FUSIBLE.



FIGURA 4-11
COORDINACION FUSIBLE-FUSIBLE

Para lograr una coordinación entre fusibles, se utilizan generalmente las curvas corrientes-tiempo mínimo de fusión y las curvas corrientes-tiempo de interrupción total de cada fusible empleado (F1 y F2), de tal forma que para una falla en el lado de la carga debe operar el fusible (F2), antes que se presenta algún daño en el fusible protegido (F1), el cual debe operar únicamente como respaldo para la misma falla o para alguna otra que se presente entre los dos fusibles en series. Ver Fig. 4.11

Debido a que en general se tienen dos tipos de fusibles en media tensión se pueden hacer las combinaciones de coordinación siguientes:

A) Fusible de expulsión (F2) que protege a un fusible de expulsión (F1).- La coordinación de los fusibles de expulsión se logra comparando la curva I-t de interrupción total del fusible protector (F2), con lo cual I-t mínima de fusión del fusible protegido (F1); la cual previamente debe haberse reducido en un 75% en valores de tiempo, para asegurar la no operación o daño por efectos de precalentamiento debido a la carga y a la temperatura ambiente.

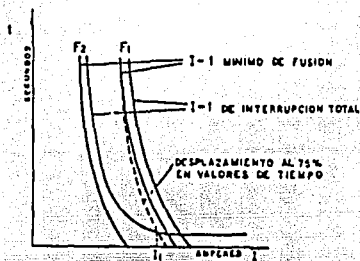


FIGURA 4-12
COORDINACION ENTRE F.E. Y F.L.C.

De la figura 4.12 se observa que I_1 es el valor máximo de corriente con el cual el fusible F2 protege al fusible F1, ya que en ese punto se cruzan las curvas.

B) Fusible limitador de corriente (F2) que protege a un fusible limitador de corriente (F1).- Para este tipo de coordinación además de cumplir con el requisito del caso anterior se requiere verificar, comparando que la energía I-t de interrupción F2, sea menor que la energía I-t mínima de fusión del fusible protegido F1; de esta forma se mantiene una coordinación apropiada para todas las corrientes de fallas. Ver figura 4.13 y fig. 4.14.

En este caso se compara la curva de interrupción total del fusible de expulsión (F2) con la curva mínima de fusión del fusible limitador de corriente (F1) previamente desplazada un 75% en valores de tiempo, para determinar el punto de coordinación.

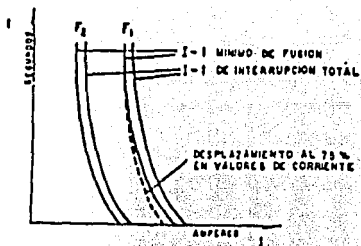


FIGURA 4-13
COORDINACION ENTRE F.L.C.-F.L.C.

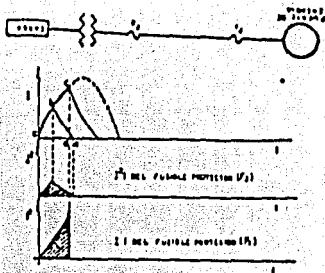
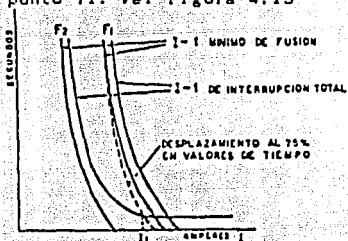


FIGURA 4-14
COORDINACION ENTRE F.L.C.-
F.L.C.

C) Fusible de expulsión (F2) que protege a un fusible limitador de corriente (F1). - Un fusible de expulsión no puede interrumpir totalmente la corriente antes de 0.8 ciclos, de donde su coordinación sólo es posible para tiempos mayores de 0.0133 segundos, estando limitada como consecuencia a bajas corrientes de falla, hasta el punto II. Ver figura 4.15



COORDINACION ENTRE F.E. Y F.L.C.

Fig. 4.15

c.4) Fusible limitador de corriente (F2) que protege a un fusible de expulsión (F1). En este caso la coordinación se define con el mismo criterio establecido en la coordinación F.L.C.-F.L.C., debiéndose verificar que:

La energía $I-t$ de interrupción total del F.L.C. (F2)

La energía $I-t$ mínima de fusión del F.E. (F1)

Ver fig.4.16

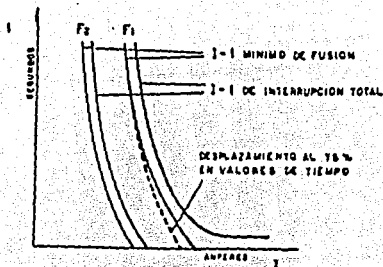


FIGURA 4-16
COORDINACION ENTRE F.L.C. Y F.E.

7.- Protección de un Transformador de distribución. El esquema que se utiliza para la protección integral de transformadores, instalando en el primario fusibles tipo expulsión, limitadores de corriente o una combinación de estos y en el secundario un interruptor termomagnético de baja tensión (o fusibles renovables como sustituto). Ver fig.4.17.

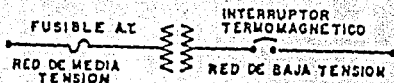


FIGURA 4-17
COORDINACION FUSIBLE A.T. - INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO.

Dicho esquema aunque representa una mayor inversión, se obtienen mejores condiciones de protección en la red de baja tensión, ya que fácilmente se pueden detectar fallas secundarias (trifásica, bifásicas, monofásicas) y sobrecargas reales.

Para obtener una adecuada coordinación, es necesario conocer las características del transformador a proteger como son: potencia, tensión, e intensidad de corriente en el primario y secundario, % de impedancia, tipo de conexión, número de fases así como otras consideraciones importantes como son las curvas de daño de conductores y transformadores, curva de corriente transitoria de energización (INRUSH y carga fría).

Las curvas de daño de los equipos y materiales son proporcionadas generalmente por los fabricantes; sin embargo, para el caso del transformador se puede aplicar el criterio establecido en la "Guía de Duración de Corrientes de Transformadores", (P784/D4 de la norma Ansi C57.12.00 para transformadores autoenfriadores en aceite de 1 a 500 kva), que es la siguiente tabla 1.

TABLA 1
Valores I-t para definir la curva de daño
en transformadores hasta 500 kVA.

TIPO DE DAÑO	No. DE VECES LA CORRIENTE NOMINAL	TIEMPO EN SEGUNDOS
TERMICO	2	2000
	3	300
	4	100
	5	50
	6	35
	7	25
	8	20
	9	15
	10	12.5
	15	5.8
	20	3.3
25	2.0	
MECANICO	30	1.5
	40	0.8
	50	0.5

Con referencia a la curva de corriente transitoria de energización INRUSH, se origina debido a la energización del transformador y cuando por alguna razón se abate momentáneamente la tensión en el lado de la fuente, cuya magnitud depende del flujo residual en el núcleo del transformador y el punto sobre la

onda de tensión cuando ocurre la energización súbita del transformador. con cierto tipo de carga, el cual experimentó previamente una interrupción.

El criterio que se utiliza en general es el indicado en la tabla 2.

TABLA 2
Valores I-t para definir la curva de energización

CORRIENTE TRANSITORIA	No. DE VECES LA CORRIENTE NOMINAL	TIEMPO EN SEGUNDOS
INRUSH	25	0.01
	12	0.1
CARGA	6	1.00
FRIA	3	10.00

Graficando los valores de las dos tablas anteriores se obtiene la Fig.4.18.

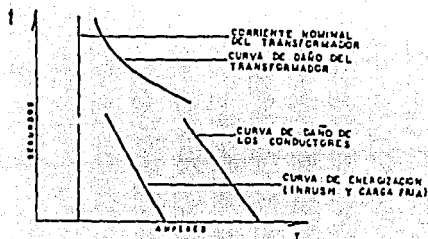


FIGURA 4-18
VALORES DE I-t CARACTERISTICOS DE UN TRANSFORMADOR

Para seleccionar la capacidad del fusible del lado primario del transformador se debe tener cuidado de escoger las curvas 1-1 tales que se localicen entre la curva de energización y la curva de daño del transformador.

Asimismo, el interruptor termomagnético se debe seleccionar de acuerdo con la capacidad de corriente en el lado secundario del transformador y criterio de sobrecarga establecido, de tal forma que para lograr la coordinación deben referirse todos los valores de corriente al lado primario, vigilando que sean cubiertos todos los puntos de la curva de daño del transformador. Ver



- 1 CORRIENTE NOMINAL DEL TRANSFORMADOR
- 2 CURVA DE DAÑO DEL TRANSFORMADOR
- 3 CURVA DE ENERGIZACION
- 4 CURVA DE DAÑO DEL CONDUCTOR DE B.T.
- 5 FUSIBLE DE EXPULSION EN EL PRIMARIO
- 6 INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO DE B.T.

FIGURA 4-19
COORDINACION DE PROTECCION DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION

En la actualidad este esquema de protección se está experimentando en la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (en liquidación) a través de un programa piloto, con objeto de disminuir el índice de fallas en transformadores de la red aérea, originados por sobrecargas y fallas en la red de baja tensión.

Aunque en este momento el restablecimiento del interruptor es de tipo manual, se espera que en un futuro inmediato a través del Instituto de Investigaciones Eléctricas se incorpore al esquema un dispositivo de recierre automático, a efecto de discriminar las fallas instantáneas de baja tensión y en caso de persistir la falla, quede abierto en forma permanente.

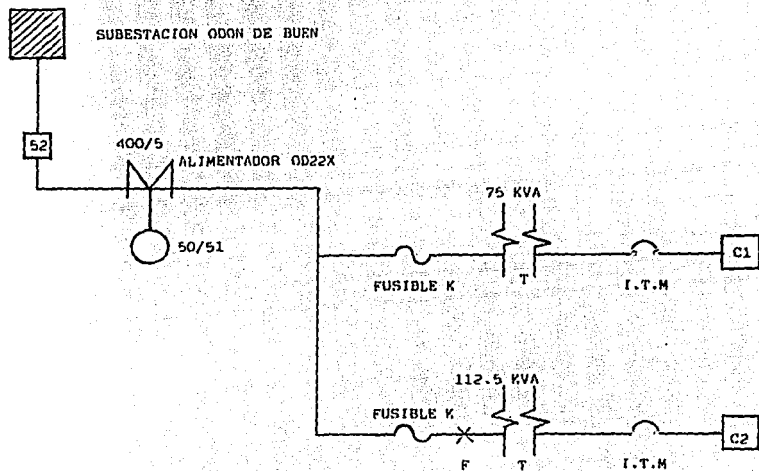
B. - COORDINACION DE PROTECCIONES DE UN ALIMENTADOR DE 23 kv.

Ejemplo de aplicación.- En este capítulo se han descrito las características de una subestación eléctrica 230/23 kv la cual consta de 12 alimentadores de 12 MVA c/u de los cuales se enfocará nuestro estudio en la Coordinación de Protección en un alimentador de esta subestación y con ello ejemplificar como

proteger un alimentador de 231V a lo largo de su trayectoria desde una subestación hasta la utilización del mismo en un servicio.

SE CONSIDERA EL ALIMENTADOR ODD22X
CASOS A SEGUIR:

B.1. - DIAGRAMA UNIFILAR DEL ALIMENTADOR CONSIDERANDO UN TRANSFORMADOR AEREO. (FIGURA 4.20.).



El alimentador ODD22X considerado es de tipo aereo radial, de 12 KVA, 23 KV desarrollandose la trocal con conductor 300 ACSE, subtroucal de 1/0 ACSE y ramal No. 2 AWG, que alimenta varios transformadores de diferentes capacidades conectados en forma radial; sin embargo se analiza la coordinacion para un transformador de 75 KVA y uno de 112.5 KVA, los cuales estan protegidos contra sobrecorrientes en el lado primario por medio

de un juego de fusibles de potencia, tipo expulsión (dispositivo protector) de capacidad interruptiva superior a la disponible en el punto de instalación y como respaldo se tiene un interruptor de potencia (dispositivo protegido), localizado en el interior de la subestación. Asimismo se protege el lado secundario de los transformadores por medio de un interruptor termomagnético como se indica en la figura 4.21.

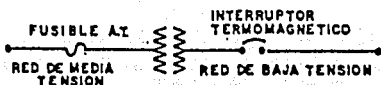


FIGURA 4.21
COORDINACION FUSIBLE A.T. INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO.

8.2.- CALCULO DE LAS CURVAS DE DAÑO DE LOS TRANSFORMADORES (112.5 kVA; 75 kVA) EN BASE A LA TABLA 1.

La corriente del primario de los transformadores de distribución de 75 kVA y 112.5 kva es:

$$I_1 = 75 \text{ kVA} / \sqrt{3} (23 \text{ kV}) = 1.88 \text{ AMP.}$$

La corriente en el primario en el transformador de 112.5 kVA. es:

$$I_1 = 112.5 \text{ kVA} / \sqrt{3} (220 \text{ KV}) = 2.82 \text{ AMP}$$

Se tiene que la tabla 1. la curva de daño para los transformadores y tomando la corriente nominal primaria de los transformadores anteriores se tiene:

CURVA DE DAÑO PARA UN TRANSFORMADOR DE 75KVA CORRIENTE NOMINAL 1.08AMP

TIPO DE DAÑO	No. DE VECES LA CORRIENTE NOMINAL	TIEMPO EN SEGUNDOS
TERMICO	3.76	2000
	5.64	300
	7.52	100
	9.4	50
	11.28	35
	13.16	25
	15.04	20
	16.92	15
	18.8	12.5
	20.2	5.8
37.6	3.3	
47.0	2.0	
MECANICO	56.4	1.5
	75.2	0.0
	94.0	0.5

CURVA DE DAÑO PARA UN TRANSFORMADOR DE 112.5KVA CORRIENTE NOMINAL 2.02AMP

TIPO DE DAÑO	No. DE VECES LA CORRIENTE NOMINAL	TIEMPO EN SEGUNDOS
TERMICO	5.64	2000.0
	0.46	300.00
	11.28	100.00
	14.1	50.00
	16.92	35.00
	19.74	25.00
	22.56	20.00
	25.38	15.00
	28.20	12.50
	42.3	5.00
56.4	3.3	
70.5	2.0	
MECANICO	04.6	1.5
	112.0	0.0
	141.0	0.5

8.3.- DEFINICION DE LA CORRIENTE DE ENERGIZACION DE LOS DOS TRANSFORMADORES EN BASE A LA TABLA 2.

CURVA DE ENERGIZACION PARA UN TRANSFORMADOR DE 75KVA CORRIENTE NOMINAL 1.68AMP

CORRIENTE TRANSITORIA	No. DE VECES LA CORRIENTE NOMINAL	TIEMPO EN SEGUNDOS
INRUSH	47	0.01
	22.56	0.10
CARGA FRIA	11.28	1.00
	5.64	10.00

CURVA DE ENERGIZACION PARA UN TRANSFORMADOR 112.5KVA CORRIENTE NOMINAL 2.82AMP

CORRIENTE TRANSITORIA	No. DE VECES LA CORRIENTE NOMINAL	TIEMPO EN SEGUNDOS
INRUSH	70.5	0.01
	33.04	0.10
CARGA FRIA	16.92	1.00
	8.46	10.00

EN LA FIGURA 4.22 SE MUESTRAN LAS CURVAS DE ENERGIZACION DE LOS TRANSFORMADORES DE 75 KVA Y 112.5 KVA

8.4.- Definición de las corrientes de corto circuito en el diagrama 4.20 actualmente la Compañía de Luz y Fuerza proporciona los datos acerca de corto circuito en los diferentes puntos del sistema eléctrico en el lado de 23 KV.

Valores de falla trifásica y de línea a tierra en Ka para alimentadores de 23 kV considerados a un kilometro son:

Subestación Odon de Buen:
lcc trifásica = 6.38 ka
lcc monofásica = 5.13 ka

8.5.- Mostrar en una hoja logarítmica las curvas de daño y energización de un transformador y en base a ellas considerar los fusibles adecuados donde su curva tiempo - corriente se encuentra entre la curva de daño del transformador que se va a proteger desplazada a la derecha y las curvas de energización de carga fría desplazada a la izquierda. (Ver Figura 4-23).

8.6.- Ajuste de los relevadores 50/51 1,2.N del alimentador ODB 22X. mostrados en la siguiente Figura 4-24. de la subestación Odon de Buen.

La corriente nominal considerando que este alimentador ODB22X trabaja a un 100% el cual tiene una potencia nominal de 12MVA por lo consiguiente se tiene:

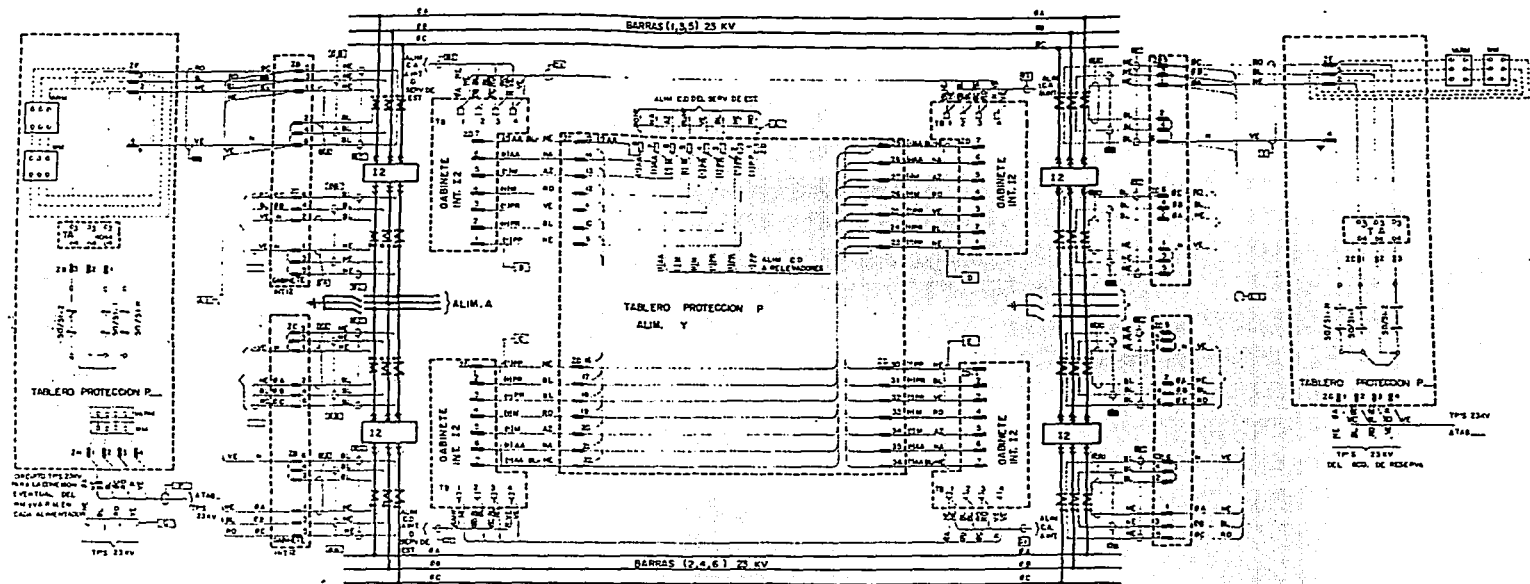
FP = 0.95 (Factor de Potencia)
 $I_n = 12 \text{ MVA} / 3 (23 \text{ KV}) (0.95) = 317.08 \text{ AMP.}$
 $I_n = 1 \text{ Carga Máx.} = 317.08 \text{ AMP.}$

- Ajuste 50/51. 1. 2.

A) Designación del 1 Pick-Up a 200% de la carga máxima. Considerando un FP=0.95
 $200\% I_n = 634.16 \text{ AMP.}$

1 PICK-UP = 634.16 AMP

B) Selección de los TC (Transformadores de corriente)



E. N. E. P. ARAGON	DESCRIPCION: DIAGRAMA DE ALAMBRAO DE T.C.'S PARA ALIMENTADORES Y TELECONTROLADOS, DOBLE BARRA, DOBLE INTERRUPTOR EN 23 KV.	FEB/93
U. N. A. M.		FIG. 4-24

B.1 .- Se requiere que a corriente máxima de carga, la corriente secundaria no sea mayor de 5 AMP.

B.2 .- Se requiere que a corriente máxima de falla, la corriente secundaria no sea mayor de 100 AMP.

$I_n = 317.08 \text{ AMP.}$

$I_{\text{Máx.Falla Trifásica}} < 100$

RTC

$I_{\text{Máx. de falla trifásica}}$ tomada de los datos de la subestación Odon de Buen es de 6.48 Ka ajustando a un kilómetro con relevadores 50/51 del alimentador ODB22X. Tenemos que:

$I_{\text{Máx Falla}} / \text{RTC} = \frac{6480A}{\text{RTC}} < 100$

$\text{RTC} = 6480 / 100 = 64.80/1 = 324/5$

El transformador seleccionado será de $400/5 = 80/1$

$I_n = 317.08 / 80 = 3.9635 \text{ Amp. Sec.}$ Cumple Condición B.1.

$I_n \text{ Máx Falla } 6480 / 80 = 81 \text{ Amp. Sec.}$ Cumple Condición B.2.

C) Selección del Tap.

Con la corriente de I-Pick-Up y RTC seleccionado tendremos:

$\text{Tap} = 634.16 / 80 = 7.927$

El relevador cuenta con las siguientes tapas de ajuste 2, 2.5, 3, 4, 5, 6, 8, 10, 12 y 16 amperes tomando el más cercano:
 $\text{Tap} = 8$

Con lo que podemos definir el valor exacto de Pick-Up.

$I_{\text{Pick-Up}} = \text{Tap} \times \text{RTE} = 8 (80) = 640 \text{ Amp.}$

Esto corresponde a:

$640 / 317.08 \times 100 = 201.84\%$ de la corriente nominal del alimentador.

D) Determinación de la palanca (o dial).

$MT = 6480 / 8(80) = 10.1$ (Múltiplo de Tap)
 Tomando las curvas de operación del relevador IAC51B (General Electric) se tiene:
 $PAL = 3 \text{ t} = 0.75 \text{ seg.}$
 E) Ajuste de la unidad instantánea.
 Ajustando el alimentador ODB22X a un kilometro tenemos que la corriente de corto-circuito trifásica es de 6.48 ka.

$$I(\text{Instantánea}) = 81 \text{ A. } I_{\text{máx falla trifásica}} = 81 \text{ A}$$

RTC

Resumen del ajuste de los relevadores 50/51 1,2 Tipo IAC 51:
 $RTC = 400/5 \text{ TAP} = 8 \text{ Pal} = 3 \text{ t} = 0.75 \text{ Seg } I(\text{Inst.}) = 81 \text{ Amp.}$
 -Relevador 50N/51N del alimentador ODB22X.

A) Pick-Up del Relevador

Para este ejemplo tomaremos el 100% de la carga máxima (12 MVA) del alimentador ODB22X.

$$I(\text{Pick-Up}) = 12 \text{ MVA} / 3 (12\text{Kv}) (0.95) = 317.08 \text{ Amp}$$

B) Selección del Tap.

$$RTC = 400/5 = 80 \quad \text{Tap} = 317.08 / 80 = 3.9$$

Tap seleccionado = 4

C) Selección de la palanca. Icc Monofásica. a un kilometro) = 5.13 ka.

$$MT = 5130 / 4(80) = 16.03$$

$$t = 0.58 \text{ SEG. PAL} = 2.5$$

D) Ajuste de la Unidad Instantánea.

$$I = 5130 / 80 = 64.125 \text{ Amp.}$$

Resumen del ajuste del relevador 50N/51N del alimentador tipo IAC51:

$$RTC = 400/5 = 80/1$$

$$TAP = 4 \text{ Pal} = 2.5 ; I(\text{Instantánea}) = 64.125 \text{ Amp.}$$

Esta protección de sobrecorriente del alimentador ODB22X esta a su vez respaldada por relevadores de sobrecorriente 51T y 51/50 del banco T221C, como se muestra en el diagrama: 4.5.

El resumen de los resultados de la coordinación de las protecciones obtenidas se muestran en la gráfica 4.25.

9.- PROTECCION DE REDES DE DISTRIBUCION CONTRA SOBRETENSIONES.

9.1.- INTRODUCCION

Las sobretensiones en los equipos eléctricos son fenómenos indeseables que dañan o envejecen los aislamientos, provocando pérdidas económicas considerables. Afortunadamente existen diferentes medios de protección siendo los más comunes los que atenúan o reducen la amplitud de la sobretensión drenandola a tierra, en sistemas de distribución para las líneas y equipos en mediana tensión, es decir hasta 34.5 kV se esta imponiendo el uso generalizado de apartarrayos, sin embargo para que la protección sea adecuada se necesita una conexión lo suficientemente buena para drenar las sobretensiones a tierra.

9.2.- ORIGEN DE LAS SOBRETENSIONES

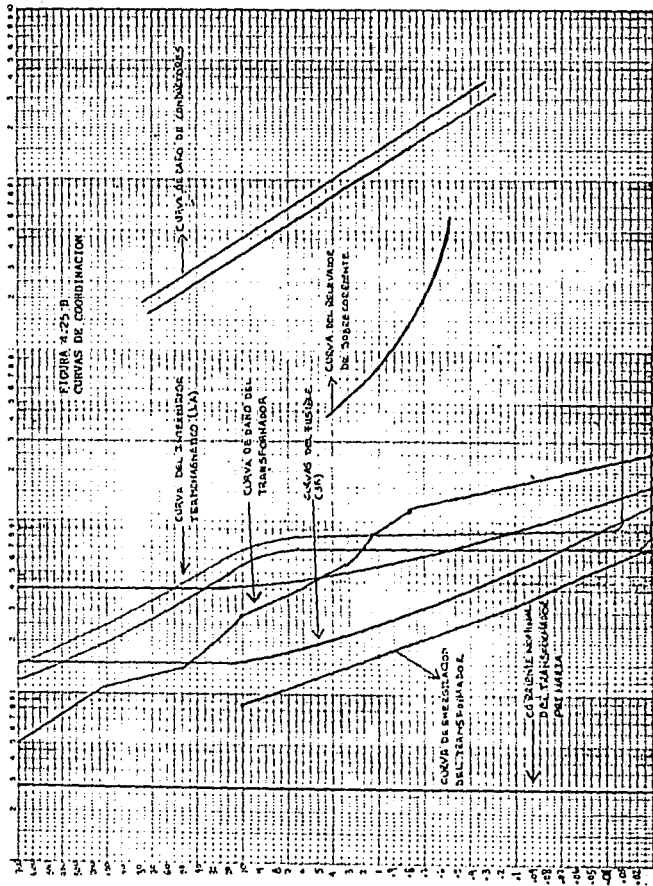
Las sobretensiones pueden ser de origen externo, es decir producidas por descargas atmosféricas (rayos) o de origen interno, por maniobra de apertura o cierre de interruptores, fallas a tierra, etc.

9.3.- CLASIFICACION DE LAS SOBRETENSIONES

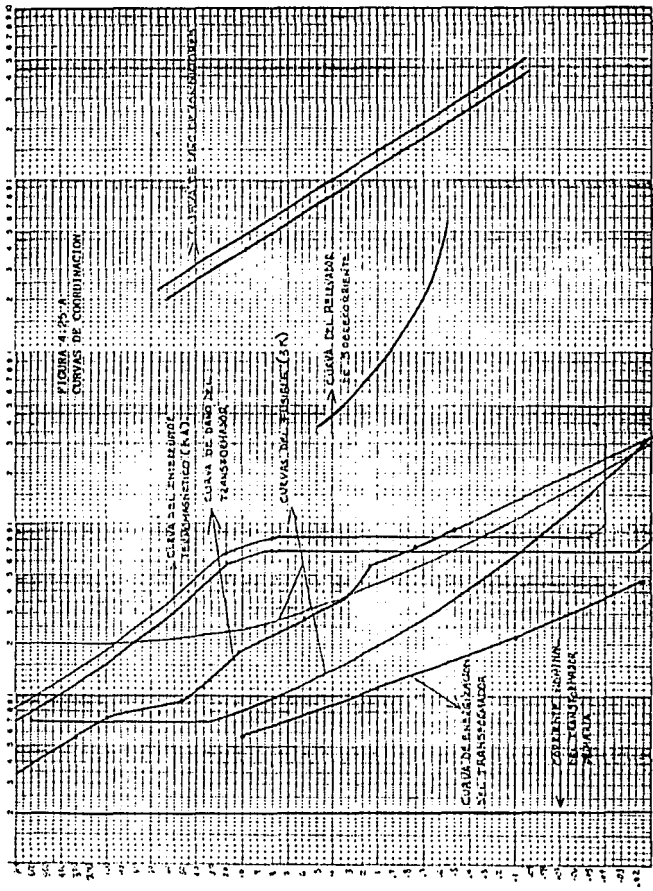
Se pueden clasificar por su duración como transitorias o temporales es decir de corto o larga duración, los principales tipos de sobretensión son producidas por:

9.3.1.- Descargas atmosféricas.- Este tipo de fenómenos es la causa del mayor número de fallas en los equipos y circuitos expuestos a la intemperie, como son las líneas aéreas y subestaciones. Se produce generalmente en las tormentas y vienen acompañadas por lluvia y viento, la intensidad de las corrientes del rayo puede llegar hasta 200,000 amperes con un potencial estimado de 10 a 15 millones de Volts., el tiempo de duración del

SEMI LOGARITMICO
3 CICLOS



SEMI-LOGARÍTMICO
3 CICLOS



rayo varía del orden de unos microsegundos. En la Ciudad de México en unas mediciones efectuadas se encontró que el promedio de las descargas va de 8 ka para norte, 14 ka para el centro y 20 ka para el sur. La longitud de la trayectoria del rayo puede variar alrededor de varios kilómetros, 3.5 en promedio, puede inducir potenciales en las líneas hasta en 10 Km. Las descargas se producen entre nubes, nube y tierra y dentro de la misma nube. La que nos interesa es la de nube a tierra y hay cuatro variantes.

Descendente	Negativo
Descendente	Positivo
Ascendente	Negativo
Ascendente	Positivo

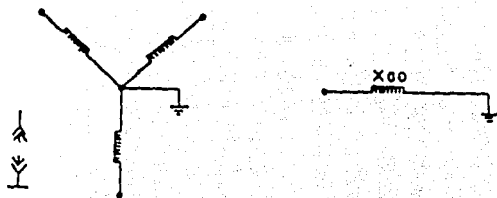
Como se producen los rayos, no está completamente definido, pero tiene que ver con las corrientes de aire ascendente y descendentes, incluso pueden existir en tormentas de arena, de nieve, de hielo y hasta en explosiones nucleares.

9.3.2.- Maniobras de interruptores.- Cuando se abre o cierra un interruptor en un sistema energizado se conectan o desconectan cargas inductivas o capacitativas provocando sobretensiones en el sistema pudiendo durar algunos ciclos es decir el orden de los milisegundos, este tipo de sobretensiones alcanza valores máximos de 3 veces la tensión nominal.

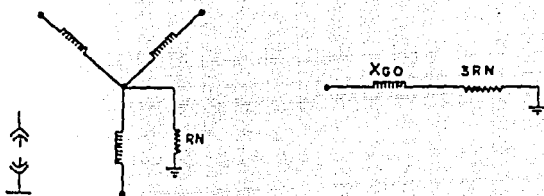
9.3.3.- Fallas monofásicas a tierra.- Al presentarse una falla de fase a tierra el voltaje tiende a elevarse en las fases no falladas, a la frecuencia nominal, el valor de la sobretensión depende del tipo de aterrizado del neutro del sistema.

Para que una falla a tierra exista es necesario que el sistema este aterrizado, es decir que por lo menos un conductor o un punto sea conectado a tierra, lo cual se puede hacer directamente o a través de una impedancia, los tipos de sistema de aterrizado del neutro más comunes son:

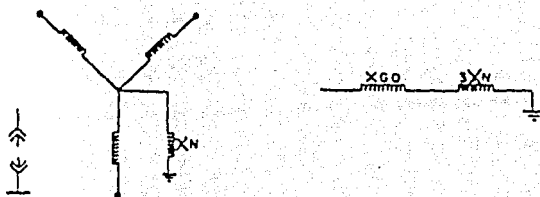
Solidamente aterrizado.- Este sistema consiste en conectar en forma adecuada el neutro a tierra, sin instalar para ello impedancia alguna.



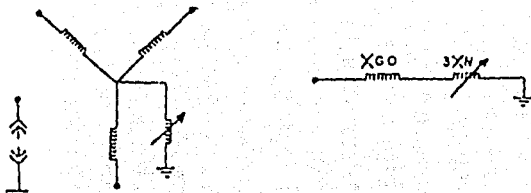
Aterrizado a través de una resistencia



Aterrizado a través de una reactancia.



Aterrizado a través de un neutralizador de falla a tierra.- El método consiste en instalar un reactor con un valor alto de reactancia entre el neutro del sistema y tierra.



No aterrizado.- Este caso se menciona debido a que es importante enfatizar que para la contingencia de una línea a tierra, esta tendrá una impedancia muy grande.

En todos los casos anteriores tenemos que:

X_{Go} = Reactancia de secuencia cero del generador o transformador

X_n = Reactancia de aterrizamiento del generador o transformador

R_n = Resistencia de aterrizamiento del generador o transformador

9.4.- CLASIFICACION DE SISTEMAS

De acuerdo con la conexión a tierra del neutro de un sistema y de las sobretensiones que se presentan ante fallas de fase a tierra, se tiene la clasificación mostrada en la tabla siguiente:

SISTEM. & CLASE	NEUTRO DEL SIS- TEMA	RANGO DE LA REACION DE IMPEDANCIA		COEFICIENTE DE ATERRIZAMIENTO	
		Xo / X1	Ro / X1	V/En V/E	
A	SOLIDAMENTE ATE- RRIZADO (SIN IMPE- DANCIA ENTRE EL NEUTRO Y TIERRA)	-	-	1.31	0.75
B	ATERRIZADO A TRA- VES DE UNA IMPE- DANCIA	0 - 3	0 - 1	1.40	0.90
C	ATERRIZADO A TRA- VES DE UNA IMPE- DANCIA	3 - 0	1 - 0	1.73	1.00
D	AISLADO (NO ATE- RRIZADO)	-40 - 0	-	1.90	1.10
E	AISLADO (NO ATE- RRIZADO)	0 - 40	-	-	-

Clasificación de sistemas de aterrizamiento

X1 Reactancia de secuencia positiva

X Reactancia de secuencia cero

Xo Resistencia de secuencia cero

V Máximo voltaje de fase a tierra en las fases no falladas durante una falla de fase a tierra.

E Voltaje normal del sistema de fase a fase (RMS)

E / 1.73 Voltaje de fase a tierra

Ejemplo:

Ocurre una falla en el siguiente sistema:

Estrella con un neutro a tierra a través de una impedancia.

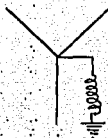
$E = 23 \text{ Kv}$ entre fases

$E_n = 23/\sqrt{3} \text{ Kv}$ fase - tierra.

Tipo C

$X_0/X_1 > 3$

$R_0/R_1 > 1$



El voltaje máximo a la frecuencia del sistema que se presenta en el momento de la falla en las fases falladas será:

De la tabla tenemos:

V/E_1 o $V/E_n = 1.73$

$V = 1 \times E = 23 \text{ KV}$ o $V = 1.73 \times (23/1.73) = 23 \text{KV}$

O sea que el voltaje de fase a tierra será en ese momento igual al voltaje entre fases. Por lo que para seleccionar al apartarrayos adecuado se tendrá que escoger un valor nominal superior a 23 KV (24 y 27 KV).

9.5.- MEDIOS DE PROTECCION

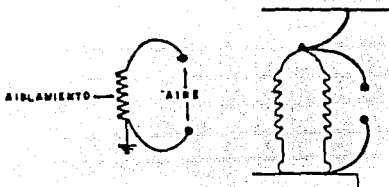
Existen diferentes medios para proteger un sistema eléctrico contra sobretensiones, así tenemos que para descargas directas en las líneas, se pueden proteger en forma adecuada diversificando la energía a través del hilo de guarda y drenándola a tierra.

Quando la onda de sobretensión se encuentra en la línea se puede reducir en amplitud o también se puede modificar la forma de onda de la sobretensión, a un valor que no dañe a los aislamientos en ambos casos.

La amplitud de la onda se puede reducir por medio de los elementos diferentes que son: los apartarrayos y los cuernos de arqueo, los apartarrayos mantienen la continuidad del servicio ya que drenan la sobretensión a tierra sin operación de la protección, los cuernos de arqueo al operar pueden hacer funcionar al fusible o a la protección de respaldo en la subestación. La

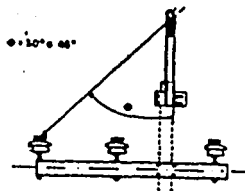
onda de voltaje se puede modificar por medio de inductancias, capacitancias y resistencias que se colocan en la línea, sin embargo son de poco uso, los equipos de protección más comunes son:

9.5.1. Cuernos de Arqueo.- Consiste de dos electrodos, generalmente esféricos que se conectan entre la línea y tierra respectivamente, con una cierta separación donde solo hay aire, al presentarse una sobretensión lo suficientemente grande como para romper el dieléctrico se produce un arco, evitando el daño en los aislamientos. Presenta el inconveniente que al operar, la tensión de la línea va a tierra, lo que requiere una protección de respaldo y cuando opera interrumpe el servicio disminuyendo la confiabilidad del sistema. La respuesta eléctrica de los cuernos de arqueo es lenta y varía con la forma de onda del voltaje, su calibración presenta muchos problemas y actualmente están cayendo en desuso.



CUERNOS DE ARQUEO

9.5.2.- Hilo de Guarda.- Consiste de un conductor desnudo que se coloca por arriba de la línea y tiene dos funciones principales, intercepta las descargas directas, drenandolas a tierra y distribuye la corriente producida por la descarga en dos o mas travectorias. La protección del hilo de guarda abarca el espacio comprendido en un prisma triangular cuya arista superior esta situada a lo largo del cable. La altura del hilo de guarda que se requiere esta en función de la distancia que se quiere proteger y va de 30° a 45° con respecto a la vertical como se muestra en la figura siguiente:



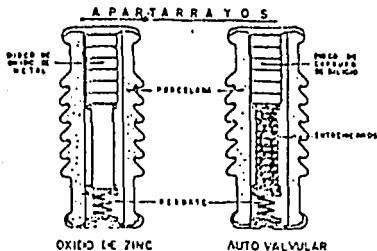
LINEA DE 23 KV. CON HILO DE GUARDA

9.5.3.- Apartarrayos.- Es un elemento no lineal que a tensiones normales se comporta como un aislador debido a su resistencia variable que a mayor tensión menos resistencia, la función del apartarrayos es drenar las sobretensiones que pueden dañar a los equipos sin interrumpir el servicio, actualmente existen dos tipos de apartarrayos.

Tipo autovalvular.- El elemento no lineal está formado por pastillas de carburo de silicio, también lleva un conjunto de entrehierros en serie.

Tipo óxido metálico.- Esta desplazando rápidamente al apartarrayos autovalvular ya que no necesita entrehierros debido a la alta no linealidad de las pastillas de óxido metálico, principalmente óxido de zinc. Su principal aplicación se da en la protección de equipos subterráneos ya que debido a sus cualidades puede protegerlos así se coloca en la transición aéreo subterráneo, actualmente se instala en fraccionamientos, unidades habitacionales, industrias grandes, etc.

Este tipo de apartarrayos siempre está conduciendo ya que no tienen entrehierros pero su corriente es muy pequeña, aproximadamente un miliamper.



9.6.- PRINCIPALES CAUSAS DE FALLAS EN LOS APARTARRAYOS

Los apartarrayos como todos los equipos están sujetos a fallas, siendo las principales:

Sobrecorrientes.- Los apartarrayos clase distribución están diseñados para drenar corrientes de 5000 amperes y una corriente mayor puede dañarlos.

Envejecimiento.- Los apartarrayos tienen una vida útil determinada que va a depender del uso y condiciones a que se someta.

Contaminación.- La porcelana está expuesta al medio y cuando este es contaminante puede dañar a los apartarrayos provocando flameos externos.

Vandalismo.- Es común que los apartarrayos reciban impactos en la porcelana siendo la incidencia en áreas rurales.

9.7.- SELECCION DE LOS APARTARRAYOS

La selección de los apartarrayos adecuados en un sistema, implica la elección de un voltaje nominal y una clase determinada, el voltaje nominal es un índice de un sobrevoltaje temporal permisible en las terminales del apartarrayo, sin que este opere. Hay cuatro clases de apartarrayos: Estación, Intermedio, Distribución y Secundario.

El de clase estación se usa solamente para subestaciones ya que su costo es muy elevado.

El de clase intermedio tiene una aplicación en zonas con nivel cerámico alto, es decir, donde las descargas atmosféricas son frecuentes y de alta energía, también han encontrado su aplicación para proteger sistemas subterráneos, subestaciones rurales, etc.

El de clase distribución como su nombre lo indica se aplica en sistemas de distribución donde el diseño económico es importante.

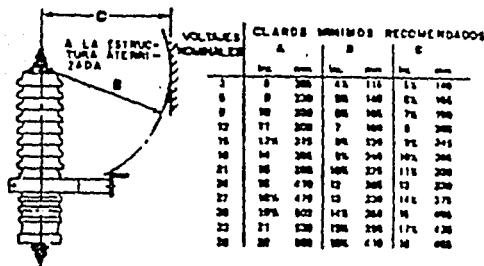
La clase secundaria se usa en tensiones reducidas menores a 1000 volts y su aplicación no se ha generalizado todavía.

El voltaje adecuado del apartarrayos es aquel que cuando ocurre una falla de fase a tierra, no opera al elevarse la tensión en las fases no falladas. Pero al haber una sobretensión de otro tipo debe operar antes de que el aislamiento sufra algún daño.

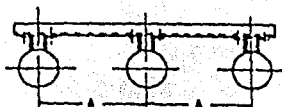
B.B. - CONEXION

La conexión del apartarrayos es un aspecto muy importante ya que si no es adecuada provoca fallas en el sistema o simplemente no opera cuando se requiere, el apartarrayos debe conectarse a tierra en su base con un valor máximo de 23 OHMS a tierra, en la Compañía de Luz y Fuerza la bajada a tierra del apartarrayos se conecta también al tanque del transformador y a neutro de baja tensión, es decir, se usa el método de los tres puntos.

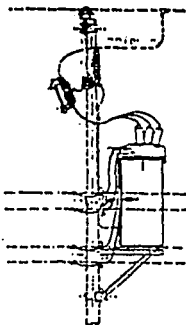
Las distancias mínimas de separación en las conexiones se dan en la figura siguiente:



CLARO MINIMO ENTRE LOS CENTROS DE LAS FASES



Además es importante que el apartarrayos este ubicado lo más cerca posible al transformador o al equipo que se protege, sin embargo debe colocarse entre el cortacircuitos fusible y la línea para que al drenar las sobretensiones a tierra no opere el fusible ya que además el costo de este y su tiempo de reposición baja la confiabilidad del servicio.



CONEXION DEL TRANSFORMADOR

9.9. - APLICACION

Los apartarrayos se deben instalar en sitios donde exista un equipo a proteger tal como:

- Salida de Alimentadores
- Cables Puente
- Línea Aérea
- Transformadores
- Seccionadores
- Restauradores
- Capacitores
- Acometidas Subterráneas a Servicios Particulares
- Acometidas Subterráneas a Redes en Anillo Abierto.

9.10.- COORDINACION DE AISLAMIENTOS EN REDES DE DISTRIBUCION

Para dar una protección adecuada a los equipos es necesario evitar que las sobretensiones alcancen un valor que puedan dañar los aislamientos. La coordinación consiste en el proceso de comparación entre el nivel de tensión que los aislamientos son capaces de resistir sin sufrir daño alguno y el voltaje máximo esperado o permitido por los apartarrayos, voltaje de descarga al frente de onda y tensión residual, para apartarrayos de óxido de zinc solo la tensión residual ya que no existe voltaje de descarga.

9.11.- COORDINACION DE AISLAMIENTO EN TRANSFORMADORES DE LINEAS AEREAS DE DISTRIBUCION

Este tipo de transformadores son los más elementales, generalmente van montados en poste, no incorpora ningún elemento de protección contra sobretensiones ni contra sobrecorrientes, los elementos de protección de este tipo de transformador son externos, básicamente consiste de cortacircuitos-fusible, apartarrayos y algunos casos cuernos de arco.

Existe otro tipo de transformadores de distribución, el tipo autoprotegido, que incorpora en la misma unidad los elementos de protección contra sobrecorrientes y contra sobretensiones, lo cual facilita su instalación, dando mayor confiabilidad y mejora su aspecto estético. Su funcionamiento se basa en el principio de acercar las protecciones lo más posible a los aislamientos para su mejor funcionamiento, este tipo de transformadores encuentra su principal aplicación en sistemas rurales por lo que en general son nombrados.

Los elementos de protección del transformador del tipo poste autoprotegido son:

Fusible de expulsión en alta tensión.- Montado en la parte interior de la boquilla de alta tensión que desconecta al transformador de la línea en el caso de una falla interna.

Interruptor de baja tensión.- Localizado bajo el nivel de aceite, protegiendo al transformador contra sobrecargas y cortocircuitos en baja tensión, la manija es externa y puede operarse manualmente o con perilla.

Apartarrayos.- Se conectan al tanque solidamente, la separación entre el apartarrayos y la boquilla de alta tensión en este tipo de transformadores es mínima.

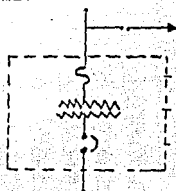


DIAGRAMA DEL TRANSFORMADOR AUTOPROTEGIDO

9.12.- TRANSFORMADORES USADOS EN CIRCUITOS SUBTERRANEOS DE DISTRIBUCION

Este tipo de transformadores generalmente se encuentran en lugares accesibles al público y personal de mantenimiento, se instalan en jardines, banquetas, estacionamientos, bovedas, etc., por lo que representan un peligro si las protecciones no son las adecuadas, por lo que se da mayor cuidado en su instalación, los principales tipos de transformador son:

9.12.1.- Tipo pedestal.- Va sobre un pedestal, de ahí su nombre, su apariencia debe ir de acuerdo al lugar donde se instala, generalmente en áreas verdes, zonas residenciales y comerciales, básicamente es un transformador autoprotegido, integrado a un gabinete donde se alojan las terminales de alta y baja tensión, instrumentos y dispositivos de maniobra y protección contra sobrecorrientes.

Se esta tratando de integrar la protección contra sobretensiones, es decir colocar apartarrayos dentro del gabinete, con terminales tipo coco y apartarrayos de oxido de zinc, aprovechando el tamaño más corto de este tipo de apartarrayos.

Las protecciones que llevan este tipo de transformadores son:

Interruptor secundario de baja tensión y fusible de expulsión con fusibles limitador de corriente de rango parcial en alta tensión.

Fusible de expulsión y fusible limitador de corriente de rango parcial en alta tensión.

Fusible de secundario en baja tensión con fusible limitador de rango completo en alta tensión.

Fusible limitador de corriente en alta tensión.

Los dos primeros arreglos son los más comunes, las capacidades son 45, 75, 112.5, 150, 225 y 300 KVA.

9.12.2.- Tipo sumergible.- Este tipo de transformador tiene como principal característica el de instalarse en bóvedas baja el nivel del suelo, por lo que debe trabajar en condiciones críticas de agua y lodo. Por esta característica la tapa, los accesorios, boquillas, registro de mano, manijas de operación, deben estar herméticamente sellados, ser de frente muerto y estar debidamente aislados. Las bóvedas pueden localizarse en banquetas, jardines, plazas, etc., con una rejilla o registro la cual impide el acceso a personas no autorizados y al mismo tiempo ayuda en la disipación del calor que genera el transformador evitando que se caliente y sufra deterioro o envejecimiento.

Existen dos tipos de transformadores sumergibles, uno del tipo autoprotegido en el que todos los accesorios de seccionalización, protección, cambiador de derivaciones y boquillas de alta y baja tensión se localizan en la cubierta con el fin de facilitar las maniobras de inspección y operación desde la superficie sin que sea necesario entrar a la bóveda. El segundo tipo de transformador sumergible es uno que no es autoprotegido que normalmente cuenta con desconectador primario y garganta en baja tensión y es necesario entrar a la bóveda para sus maniobras de inspección y operación.

En ambos tipos, no se puede colocar apartarrayos y es necesario protegerlos desde la transición aérea subterránea, las capacidades son: 300, 500 y 750 kVA en 23kV.

9.12.3.- Tipo subestación interior.- Tiene gran aplicación en instalaciones donde existe alta densidad de carga y donde han gran concentración de personas como son: edificios públicos.

cines, teatros e industrias en general. Este tipo de transformador se acopla a tableros, formando subestaciones unitarias, lugar donde instalan las protecciones tanto de sobrecorrientes como de sobretensiones, siendo las más comunes: fusibles limitadores, fusibles de expulsión con silenciador, relevadores de sobrecorriente y apartarrayos.

El transformador puede ser alimentado de una red subterránea o de una red aérea a través de una acometida.

9.13.- MARGEN DE PROTECCION

Es la relación entre el nivel de voltaje de los aislamientos y el nivel de voltaje que permite el apartarrayos, para los apartarrayos autovalvulares se calcula en el momento de la descarga y cuando la tensión residual alcanza su valor máximo, en el apartarrayos de óxido de zinc solo se calcula con la tensión residual ya que no tiene tensión de descarga porque siempre está conduciendo. Las fórmulas del margen de protección para circuitos en líneas aéreas son:

$$MP = \frac{1.15 \text{ NBAI} - \text{TD}}{\text{TD}} \times 100$$

$$MP = \frac{\text{NBAI} - (\text{TR} + \text{TC})}{\text{TR} + \text{TC}} \times 100$$

Donde:

NBAI.- Nivel básico de aislamiento al impulso.

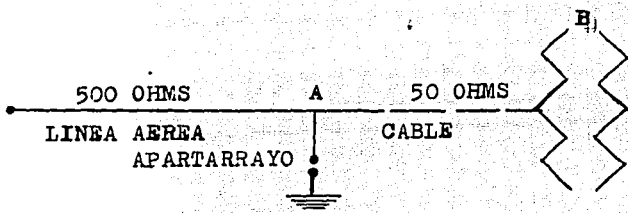
TD.- Tensión de descarga del apartarrayos.

TR.- Tensión residual del apartarrayos.

TC.- Tensión en el cable.



CURVA QUE MUESTRA LA COORDINACION DE LOS AISLAMIEN-
TOS Y SU MARGEN DE PROTECCION



Las formulas de margen de protección para circuitos subterráneos son:

$$MP_1 = \frac{1.15NBAI - 2TD}{2TD} \times 100$$

$$MP_2 = \frac{NBAI - 2(TR-TC)}{2(TR-TC)} \times 100$$

Los valores de margen de protección mínimos recomendados son: 20% para líneas aéreas y 10% para instalaciones subterráneas.

Cuando una onda de sobretensión entra al circuito subterráneo y encuentra una impedancia muy alta en su trayectoria, como es el devanado de un transformador, tiende a duplicar su valor. Los diagramas de Lattice son un método gráfico que nos ayuda a demostrar lo anterior, de ahí que las fórmulas del margen de protección para circuitos subterráneos se vean afectadas por un 2. En el siguiente ejemplo se dan valores típicos de impedancias de línea aérea y cable subterráneo así como la velocidad de la onda.

Impedancia de línea aérea de 450 a 500
Impedancia del cable de 25 a 75
Velocidad en línea aérea 300 m/s
Velocidad en onda en cable 150 m/s

Consideramos el siguiente circuito:

El punto A es el punto de transición entre línea aérea y cable subterráneo, donde generalmente se localizan los apartarrayos. Al llegar una onda de sobretensión el apartarrayo la debe drenar a tierra, quedando un voltaje residual que depende de la energía de la onda a mayor corriente a tierra mayor tensión residual, este voltaje penetra al circuito subterráneo donde queda

atrapado y como puede atenuarse y no causar problemas, también puede duplicarse y causar daños a los aislamientos de los cuales, transformadores, codos, etc.

Las formulas de Lattice son:

$$K_t = \frac{2Z_1}{Z_1 + Z_2} = 2 \times 50 / 50 + 500 = 0.18$$

$$K_r = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1 + Z_2} = 500 - 50 / 500 + 50 = 0.82$$

COEFICIENTES	PUNTO	
	A	B
Kt	0.18	0
Kr	0.82	1

Ejemplo:

Supongamos que a un circuito subterráneo penetra una onda de sobretensión de 100 kv y la longitud entre A y B es de 150 m tenemos:

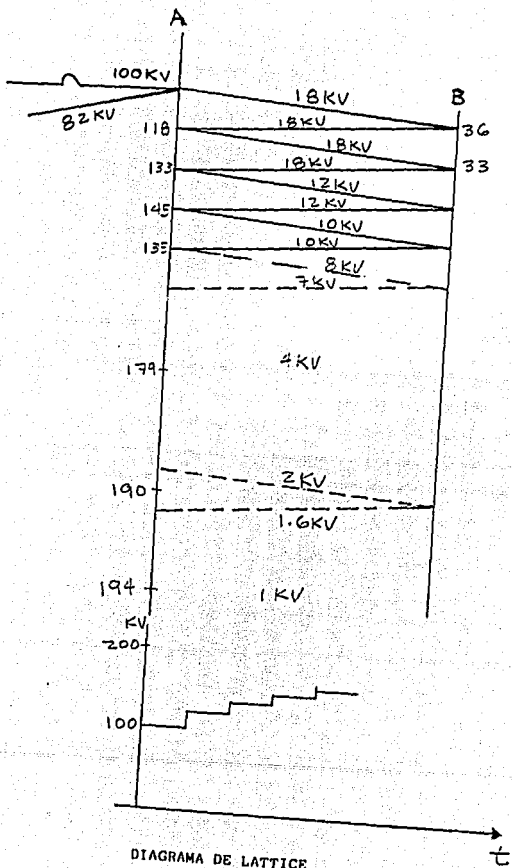
$$V = 150 \text{ m/s}$$

El tiempo en que la onda llega del punto A al B es de 1 s por lo que la onda se duplica rápidamente.

También la separación entre el transformador y la mufa al apartarrayos afecta el valor de la onda de sobretensión a razón de 5.2 kv por metro.

Cuando ocurre la descarga a tierra de la onda de sobretensión y pasa por los apartarrayos la línea cambia su impedancia de onda característica ya que la capacitancia se afecta en la vecindad de la trayectoria a tierra quedando como una impedancia inductiva.

El voltaje que se desarrolla en el conductor por el flujo de la corriente es igual a:



$$V = LD \, di/dt$$

Donde:

V = Voltaje del conductor

L = Inductancia del conductor (puede asumirse 1.3 H/m)

D = Longitud en metros

di/dt = Cambio de la corriente de la onda con el tiempo
(puede asumirse 4000 AMP S).

Desarrollando para un metro de cable:

$$V = 1.3 \, \text{H/m} \times 4000 \, \text{Amp.} \, \mu\text{s}$$

$$V = 5200 \, \text{volts/m} = 5.2 \, \text{KV/S}$$

si la distancia es diferente a un metro basta con hacer la conversión.

9.14.- CALCULOS DE MARGEN DE PROTECCION PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

9.14.1.- Transformador tipo poste.

La protección contra sobretensiones del transformador tipo poste se logra con un juego de apartarrayos, el cual se instala en el mismo poste con una separación de 3m. Y con una tierra efectiva.

Datos del transformador:

Tensión	23000 - 220/127 Volts
Clase	25 KV
NBAI	150 KV

Datos del apartarrayos autovalvular:

Clase	Distribución
Tensión	24 KV
Corriente de Trabajo	5 Ka
TR Tensión Residual a	10 Ka = 80 KV
TD Tensión de Descarga con frente de onda	1.2 X 50 = 79 KV

Aplicando las formulas:

$$\frac{1.15 \text{ NBAI} - \text{TD}}{\text{TD}} \times 100$$

$$\text{MP}_1 = \frac{\text{NBAI} - (\text{TR} + \text{TC})}{\text{TR} + \text{TC}} \times 100$$

$$\text{MP}_1 = \frac{1.15 \times 150 - 79}{79} \times 100 = 118\%$$

$$\text{MP}_2 = \frac{150 - (80 + 15.6)}{80 + 15.6} \times 100 = 57\%$$

Como podemos apreciar los valores son superiores a 10% por lo que al transformador está protegido para sobratensiones con corriente de 10 kA.

9.14.2.- Transformador tipo pedestal.

La protección del transformador tipo pedestal se hace con un juego de apartarrayos en la transición, primero veremos el caso de apartarrayos clase distribución y posteriormente con apartarrayos clase intermedia. Los avances técnicos indican que los transformadores de este tipo se protegerán con apartarrayos tipo enchufable de Inú en el transformador.

Datos del transformador:

Tensión	23000 - 110 Y/127 Volts
Clase	25 kV
NEAI	150 kV
Capacidades	45, 75, 112.5, 150, 225, 300 kVA
Distancia entre apartarrayos y terminal.	1 m. (TC = 5.2 kV)

Aplicando las formulas:

$$\text{MP}_1 = 1.15 \text{ NBAI} - 2 \text{ TD} / 2 \text{ TD} \times 100$$

$$\text{MP}_2 = 1.15 \text{ NBAI} - 2 (\text{TR} + \text{Tc}) / 2 (\text{TR} + \text{TC}) \times 100$$

$$\text{MP}_1 = (1.15 \times 150 - 3 (79) / 2 \times 79) \times 100 = -9\%$$

$$\text{MP}_2 = (150 - 2 (80 + 5.2) / 2 (80 + 5.2)) \times 100 = -12\%$$

Los resultados no son aceptables por lo que efectuaremos el cálculo con apartarrayos clase intermedia.

Datos del apartarrayos:

Tipo	Oxido de Zinc
Clase	Intermedia
Tensión	24 kV
Corriente	10 kA
Tensión Residual a 10 kA	62 kA
Marca	Westinghouse Type Rmx

Para apartarrayos de oxido de zinc la fórmula del cálculo de margen de protección es:

$$M_p = (NBAI - 2 (TR + TC) / 2 (TR + TC)) 100$$

$$M_p = (150 - 2 (62 + 5.2) / 2 (62 + 5.2)) 100$$

$$M_p = (150 - 134.4 / 134.4) 100 = +12\%$$

El resultado es favorable ya que es superior al 10% que se recomienda para sistemas subterráneos.

Esta es la razón por la que se están instalando apartarrayos clase intermedia de oxido de zinc en las transiciones de fraccionamientos, unidades habitacionales, industrias, etc.

C O N C L U S I O N

Finalizando el presente trabajo, concluimos el porque de la importancia de que todo Sistema Eléctrico debe contar con un sistema de protección el cual mantenga el funcionamiento adecuado de este.

Debemos recordar que todo Sistema de Protección debe cumplir con 4 cualidades esenciales: Confiabilidad, Selectividad, Sensibilidad y Rapidez de Operación, a su vez es importante que el Sistema de Protección sea evaluado en su desempeño tomando como base las estadísticas de falla del sistema eléctrico en función.

Para finalizar considero que de estos trabajos hay mucho por desarrollar en la medida de nuestras posibilidades y en diferentes métodos para poder hacer más accesible y expedita la información técnica, creo que esto es muy importante a nivel nacional.

A P E N D I C E S

- A Diagramas de Secuencia de Transformadores
- B Curva de Daño de Conductores
- C Curva de Daño de Transformadores Mayores a 500KVA. y Menores a 500KVA
- D Curvas características t-I para Fusibles "K"
- E Curvas características del Relevador 51 General Electric tipo IAC51 Modelo GEK-34053
- F Designación de Dispositivos por número
- G Curvas características tiempo - corriente del Interruptor termomagnético Square D
- H Características de Cables ALD; ACSR; 23 PT 1X50; 23PT1X240
- I Valores de falla Trifásica y de Línea a Tierra en KAmper para alimentadores de 23 kV de la Ciudad de México

BIBLIOGRAFIA

- **PROTECCION DE SISTEMAS DE POTENCIA E INTERRUPTORES**
B.Ravindranath
M.Chandex
- **SISTEMAS DE DISTRIBUCION**
Roberto Espinosa y Lara
- **PROCEDIMIENTO PARA COORDINACION DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION**
Gerencia de Distribución (CFE)
- **ESTACIONES DE TRANSFORMACION Y DISTRIBUCION PROTECCION DE SISTEMAS ELECTRICOS**
Enciclopedia CEAC de Electricidad
- **APPLIED PROTECTIVE RELAYING**
Westinghouse Electric Corporation
- **PROTECTIVE PELEAYS APPLICATION**
Guide GEC Measurements
- **MANUAL DE DISEÑO DE SUBESTACIONES**
Gerencia de Planeación e Ingeniería
Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S.A.
Capitulos 1,2,3,4 y 5
- **PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES EN REDES DE DISTRIBUCION**
Ing. Guillermo López Monroy
- **PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTES POR MEDIO DEL FUSIBLE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION**
Ing. Alfredo Juárez Torres
Ing. Fernando Gómez V.
- **EL ARTE Y LA CIENCIA DE LA PROTECCION POR RELEVADORES**
C.Russell Mason
- **ELEMENTOS DE DISEÑO DE SUBESTACIONES ELECTRICAS**
Gilberto Enríquez Harper
- **DISEÑO DE SUBESTACIONES ELECTRICAS**
Raúl Martí
- **NORMAS MONTAJES DE LINEAS AEREAS**
Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S.A.

APENDICE A

DIAGRAMAS DE SECUENCIA DE TRANSFORMADORES

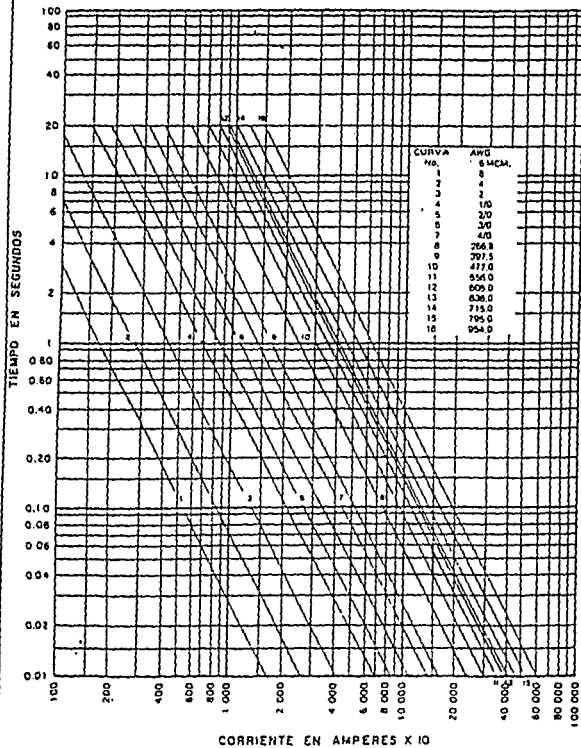


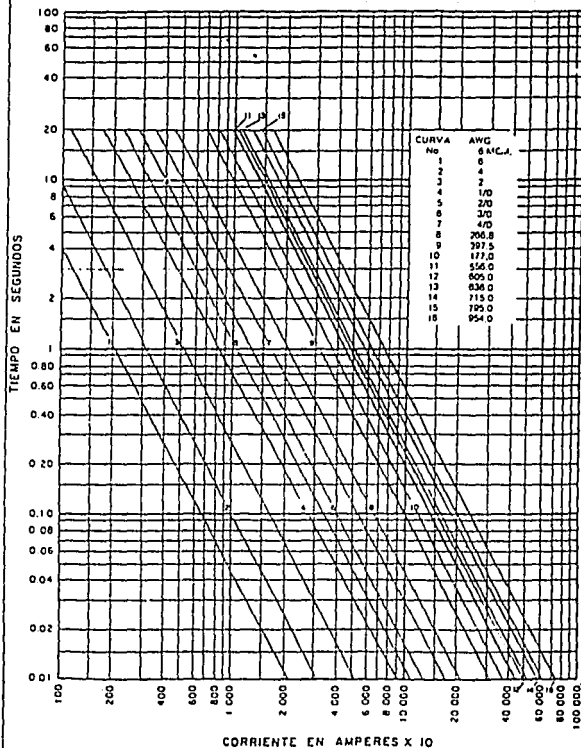
DIAGRAMAS DE SECUENCIA DE TRANSFORMADORES

TRANSFORMADORES DE DOS CIRCUITOS			
DESCRIPCION	DIAGRAMA DE CONEXIONES	CTO EQUIVALENTE SEC POSITIVA	CTO EQUIVALENTE SEC CERO
A - 1 ESTRELLA / ESTRELLA / CON NEUTROS SOLIDAMENTE ATERRIZADOS		$Z_1 \%$ $Z_2 \%$ $Z_1 \% + Z_2 \%$	$Z_0 \%$ $Z_0 \%$ $Z_0 \% + Z_0 \%$
A - 4 ESTRELLA / ESTRELLA / CON NEUTROS FLOTANTES INTERCONECTADOS ENTRE SI		$Z_1 \%$ $Z_2 \%$ $Z_1 \% + Z_2 \%$	$Z_0 \%$ $Z_0 \%$ $Z_0 \% + 0$
A - 5 ESTRELLA / ESTRELLA / DELTA		$Z_1 \%$ $Z_2 \%$ $Z_1 \% + Z_2 \%$	$Z_0 \%$ $Z_0 \%$ $Z_0 \% + Z_0 \%$
A - 6 DELTA / ESTRELLA / ATERRIZADA		$Z_1 \%$ $Z_2 \%$ $Z_1 \% + Z_2 \%$	$Z_0 \%$ $Z_0 \%$ $Z_0 \% + Z_0 \%$
A - 7 DELTA / DELTA		$Z_1 \%$ $Z_2 \%$ $Z_1 \% + Z_2 \%$	$Z_0 \%$ $Z_0 \%$ $Z_0 \% + 0$
AUTOTRANSFORMADORES DE DOS CIRCUITOS			
B - 1 ESTRELLA / ESTRELLA / CON NEUTROS SOLIDAMENTE ATERRIZADOS		$Z_1 \%$ $Z_2 \%$ $Z_1 \% + Z_2 \%$	$Z_0 \%$ $Z_0 \%$ $Z_0 \% + Z_0 \%$
B - 3 ESTRELLA / ESTRELLA / NEUTROS FLOTANTES		$Z_1 \%$ $Z_2 \%$ $Z_1 \% + Z_2 \%$	$Z_0 \%$ $Z_0 \%$ $Z_0 \% + 0$

APENDICE B

CURVAS DE DAÑO DE CONDUCTORES

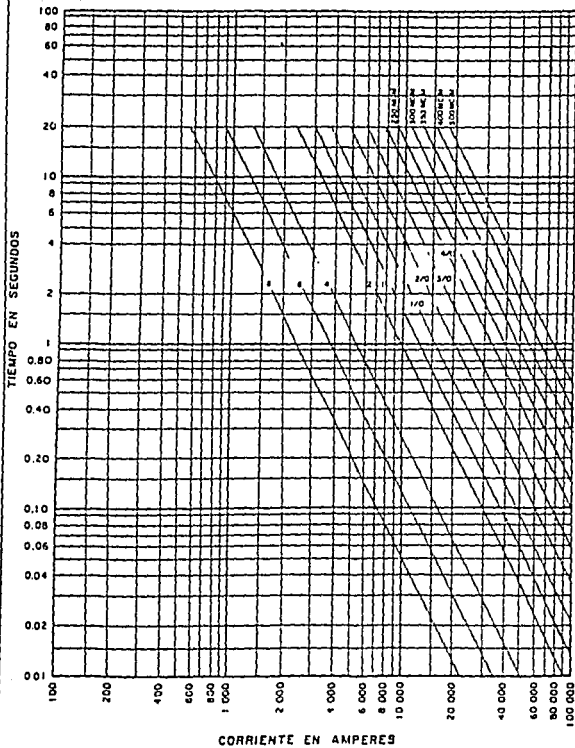
CURVAS DE DAÑO PARA CONDUCTORES
DE ALUMINIO

CURVAS DE DAÑO PARA CONDUCTORES
DE ACSR

FALLA DE ORIGEN



CURVAS DE DAÑO PARA CONDUCTORES DE COBRE



APENDICE C

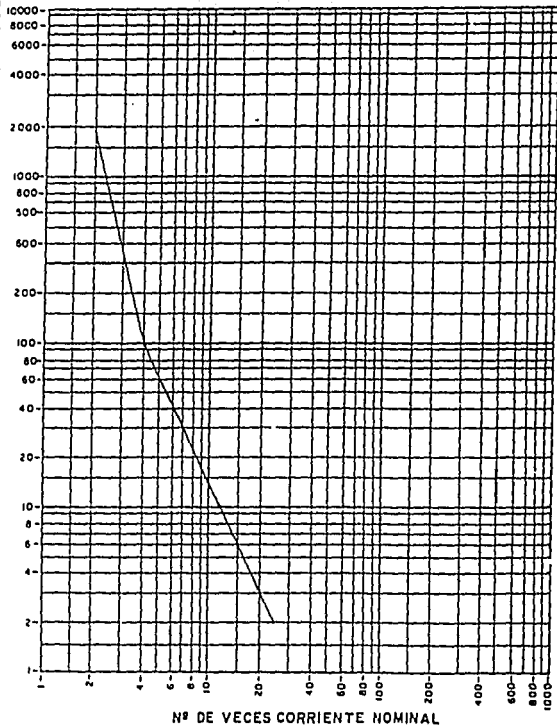
CURVAS DE DAÑO DE TRANSFORMADORES MAYORES Y MENORES A 500KVA

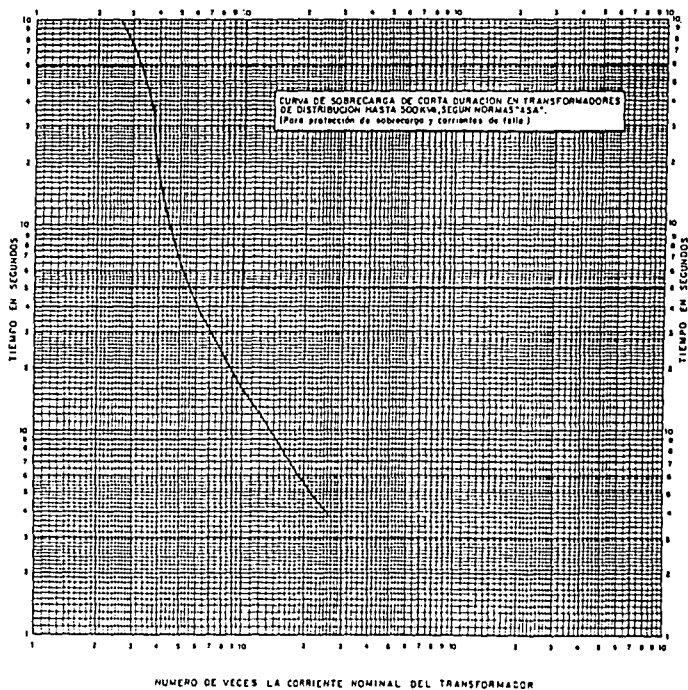


GERENCIA DE DISTRIBUCION
F-1

CURVA DE DAÑO TRANSFORMADORES DE POTENCIA

(MAYORES A 500 KVA)





FALLA DE ORIGEN

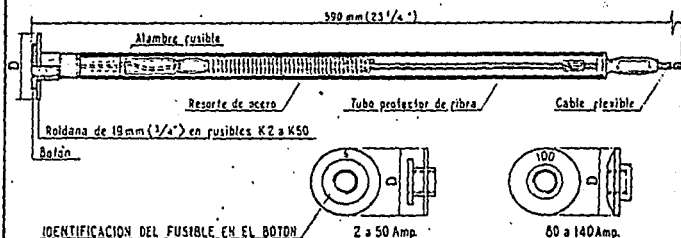
APENDICE D

CURVAS CARACTERISTICAS $t-i$ PARA FUSIBLES "K".

FALLA DE ORIGEN

FUSIBLES K

NORMAS LyF
MATERIAL
2.0135



NOMBRE	Corriente Permanente Amp.	Corriente mínima de fusión			D mm pulg	Semillante al S&C Electric Co. NR	PORTAFUSIBLE	Folio	
		5 min. Amp.	10 seg. Amp.	0.1 seg. Amp.					
FUSIBLE K2	2	4	10	58	19	3/4	6002	6105, 6110, 6112, 23110	1A-38-2
FUSIBLE K3	3	6	10	58	19	3/4	64003	" " " " " "	1A-38-3
FUSIBLE K5	5	10	11	68	19	3/4	64005	" " " " " "	1A-38-5
FUSIBLE K10	10	19.5	22.5	128	19	3/4	265010	" " " " " "	1A-38-10
FUSIBLE K15	15	31	37	215	19	3/4	265015	" " " " " "	1A-38-15
FUSIBLE K20	20	39	48	272	19	3/4	265020	" " " " " "	1A-38-20
FUSIBLE K25	25	50	60	350	19	3/4	265025	" " " " " "	1A-38-25
FUSIBLE K30	30	63	77.5	447	18	3/4	265030	" " " " " "	1A-38-30
FUSIBLE K40	40	80	98	565	19	3/4	265040	" " " " " "	1A-38-40
FUSIBLE K50	50	101	126	718	18	3/4	265050	" " " " " "	1A-38-50
FUSIBLE K65	65	128	159	918	19	3/4	265065	" " " " " "	1A-38-65
FUSIBLE K80	80	160	205	1180	19	3/4	265080	6212 y 23110	1A-38-80
FUSIBLE K100	100	200	258	1520	19	3/4	265100	" "	1A-38-100
FUSIBLE K140	140	310	430	2470	25.4	1	265140	6212	1A-38-140

USO: Colocado dentro del tubo de los Portafusibles 6105, 6110, 6112, 5212 o 23110 protege transformadores y servicios de 6000 y 23000 volts cuando circulan corrientes mayores a las indicadas en la tabla y corrientes de corto circuito de 5000, 10 000 ó 12 000 Amps, según Portafusible empleado.

TRANSFORMADOR O BANCO DE TRANSFORMADORES

6 000 volts				23 000 volts			
kva	Fusible k	kva	Fusible k	kva	Fusible k	kva	Fusible k
5	2	10	300	50	hasta 120	3	601-800
10	2	50	10	500	80	5	801-1000
15	2	75	15	700	100	10	1001-1200
20	4	100	20	1000	140	40	1201-1600
25	6	150	30				
30	6	200	30				

Observación: Los tres fusibles de un transformador serán iguales

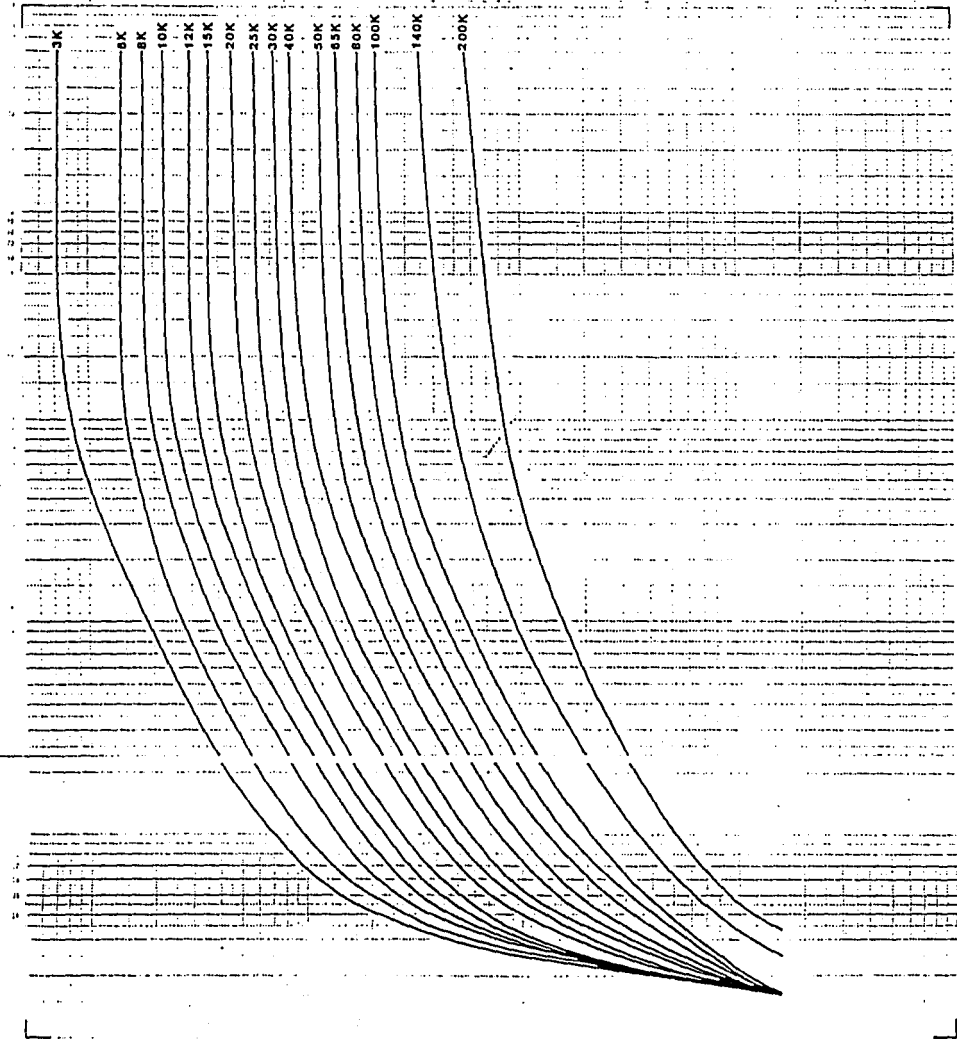
TRANSFORMADOR DE CORRIENTE CONSTANTE

kw	Fusible k	kw	Fusible k	kw	Fusible k
25	10	40	10	60	15

Referencia:
Norma NEMA - 108-1952, Fusible K
(tipo rápido)

Clave del nombre:

K = Tipo de fusible NEMA -
2, 3, 5, 10, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 65, 80, 100, 140 = Capacidad nominal en Amp.



TOTAL CLEARING TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES

SMU FUSE UNITS—S&C "K" SPEED

BASIS—These fuse units are tested in accordance with the procedures described in ANSI Standard C37.41-1981, and they are rated to comply with ANSI Standard Specifications for Distribution Cutouts and Fuse Units, C37.42-1981. As required by these standards, the minimum melting current is not less than 200% of fuse-unit ampere rating, and the minimum melting and total clearing curves are based on tests starting with the fuse unit at an ambient temperature of 25°C and no initial load.

CONSTRUCTION—Fusible elements for fuse units rated 3K amperes are nickel-chrome, under controlled tension. Fusible elements for fuse units rated 6K through 200K amperes are silver, hermetically coated. All are of solid-state construction.

TOLERANCES—Curves are plotted to maximum values. All variations are minus.

APPLICATION—Like all high-voltage fuses, these fuse units are intended to accommodate overloads, not to interrupt them. Accordingly, they feature fusible elements which are designed with a minimum melting current of 200% of the fuse-unit ampere rating (for fuse units rated 100 amperes or less) or 240% of the fuse-unit ampere rating (for fuse units rated over 100 amperes). As a result, these fuse units have considerable peak-load capabilities; however, they should never be exposed to loading in excess of the peak-load capabilities listed in S&C Data Bulletin 240-190.

Since fuse units having nickel-chrome or silver element construction are not subject to damage by arcing or transient overcurrents, it is unnecessary to replace unblown fuse units of either of

these constructions in single-phase or three-phase installations when one or more fuse units have blown.

COORDINATION—These curves represent the total time required for a fuse unit to melt and interrupt a fault current, and should be followed in coordination problems where fuses are applied as "protecting" devices.

Any preloading reduces melting time. With respect to the "protected" fuse, the effect of preloading must be determined and adjustments made to its minimum melting curve.

1. When close coordination is required.
 2. When, regardless of the preciseness of coordination, the protected fuse is subjected to temporary overloads.
- There are cases where the coordination requirements may be very exacting, for example, in coordinating a transformer primary fuse with a secondary breaker and a source-side breaker. The time interval between the operating characteristics of the two breakers may be very narrow. Under these circumstances there must be an extremely small time interval between the minimum melting and the total clearing characteristics of the fuse.

The fuse units represented by these curves possess the short time interval feature, since—having a nonadjustable fusible element of precise construction—they require:

1. As little as 10% total tolerance in melting current—compared to the 20% tolerance of many fuses (20% and 40% respectively in terms of time).

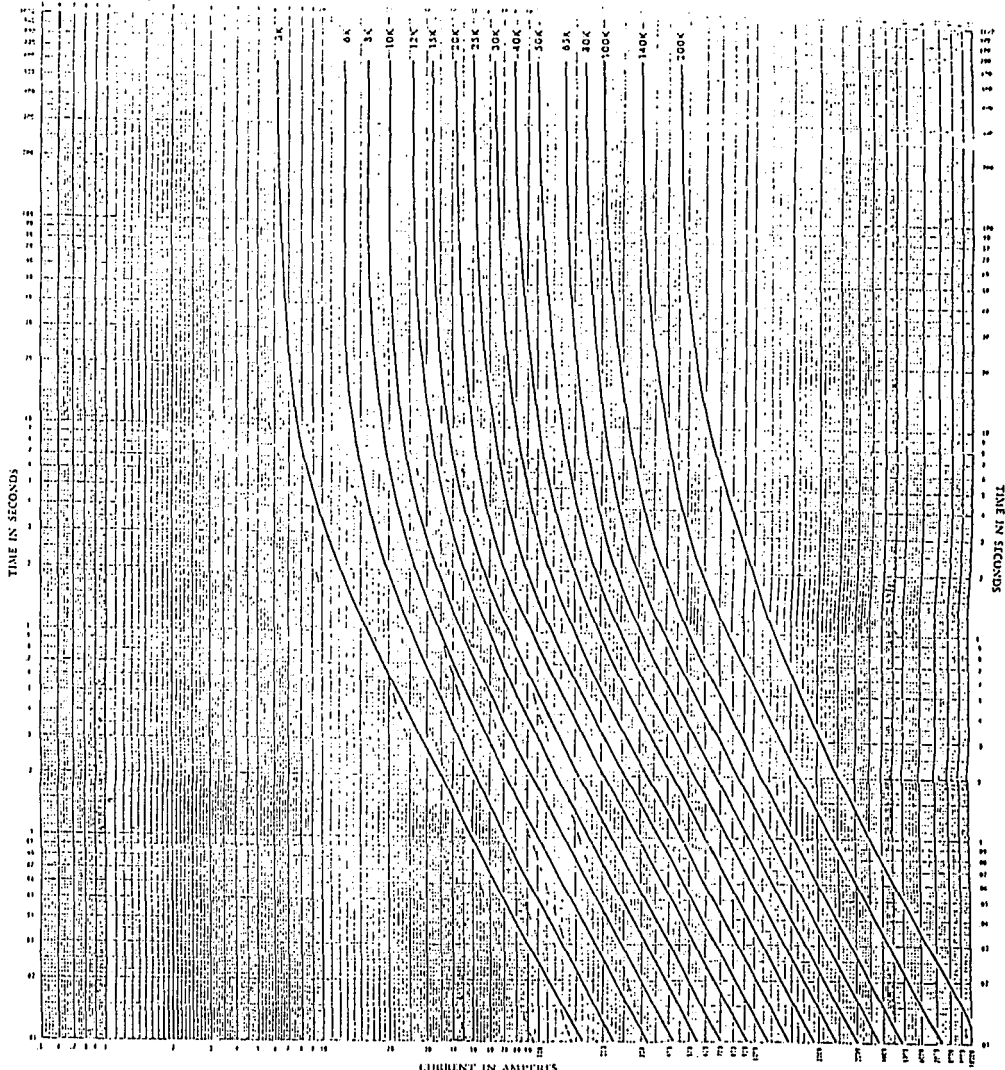
2. No "safety zone" or setback allowances.

This narrow time band normally will provide the desired coordination. If the selected S&C "K" Speed fuse unit does not meet the coordination requirements, the selection of another ampere rating for either the protecting or protected fuse usually will satisfy.

Do not assume that other fuses that do not employ S&C's silver, hermetically coated fusible element construction can better resolve a coordination impasse than the use of another ampere rating in one of the S&C speed options. Such other fuses, including "time-lag" speeds, "super-slow" speeds, and "high-burial" speeds, require the use of "safety zones" or setback allowances and, in addition, they have larger construction tolerances (plus 20% in current, plus 40% in terms of time). The application of these two factors will give a total clearing time greater than in the case of S&C speed options.

FUSE UNITS AVAILABLE—

Type	Rv Nom. Rating	Ampere Rating
SMU-20	25 and 34.5	3K through 200K



MINIMUM MELTING TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES

SMU FUSE UNITS — S&C "K" SPEED

BASIS — These fuse units are tested in accordance with the procedures described in ANSI Standard C37.41-1962 R1914, and they are rated in accordance with ANSI Standard Specifications for Distribution Fuse Links, C37.43-1959 R1914, in accordance with these standards, curves are listed on tests starting with the fuse unit at an ambient temperature of 25°C ratings are given, initially cold, and of solid-state construction.

CONSTRUCTION — Fusible elements for 3K ampere ratings are of solid-state nickel-chrome construction, under controlled tension. Elements for 6K through 200K ampere ratings are silver, helically coiled, and of solid-state construction.

TOLERANCES — Curves are plotted to minimum test point. Maximum variations expressed in current values are:
 Plus 10% for 6K through 200K ampere ratings
 Plus 15% for 3K ampere rating

APPLICATION — Fuse units having nickel-chrome or silver element construction are not subject to damage by arcing or transient overcurrents. Hence, it is unnecessary to replace

additional fuse units in single phase or three phase installations when one or more fuse units have blown.

COMBINATION — Any preloading reduces melting time. This is especially true for fuses which melt at current values appreciably less than 200% of rating. Although the fuse units represented by these curves do not fall in this category, the reduction for preloading must be determined for SAC Data Bulletin 212-2401 and corrections made in the above curves:

1. Where close combination is required;
2. Where, regardless of the requirements of combination, the fuse unit is subjected to temporary overloads.

There are cases where the combination requirements may be very arduous. For example, in reestablishing a transmission or utility fuse with a temporary leakage and a main line leakage. The time interval between the operating characteristics of the two breakers may be very narrow. Under these circumstances there must be an extremely short time interval between the minimum melting and the total clearing characteristics of the fuse.

The fuse units represented by these curves possess the most time interval feature, since — having a commensurate fusible element of proper construction — they require:

1. As little as 10% total tolerance in minimum melting current — compared to the 20% tolerance of many fuses 100% and 40% respectively in terms of time;
2. No "safety zone" or "blank" allowance.

This narrow time limit normally will provide the desired combination. If the selected SAC "K" Speed fuse unit does not meet the combination requirements, check to see if a smaller ampere rating in the SAC Standard Speed, S&C Slow Speed, or S&C Very Slow Speed will satisfy.

Sometimes a selected ampere rating will fail to meet the combination requirements in any available speed. In this case the selection of a higher ampere rating usually will satisfy all requirements.

Do not assume that other fuses that do not employ SAC's slow, helically coiled fusible element construction can better satisfy a combination because of the use of a higher ampere rating in one of the SAC speed systems. Each other fuse, including "slow-burn" speeds, "super-slow" speeds, and "high surge" speeds, require the use of "safety-zone" or "blank" allowances and, in addition, they have larger construction tolerances (plus 20% in current, plus 40% in terms of time). The application of these two factors will give a time interval between the melting and total clearing curves greater than on the slow SAC speed system.

FUSE UNITS AVAILABLE

Type	Rv Rating	Ampere Rating
SMB-20*	7.2 through 34.5	3K through 200K

* These curves are also applicable to previous designs designated SMB-20.

APENDICE E

CURVAS CARACTERISTICAS DEL RELEVADOR 51 GENERAL ELECTRIC

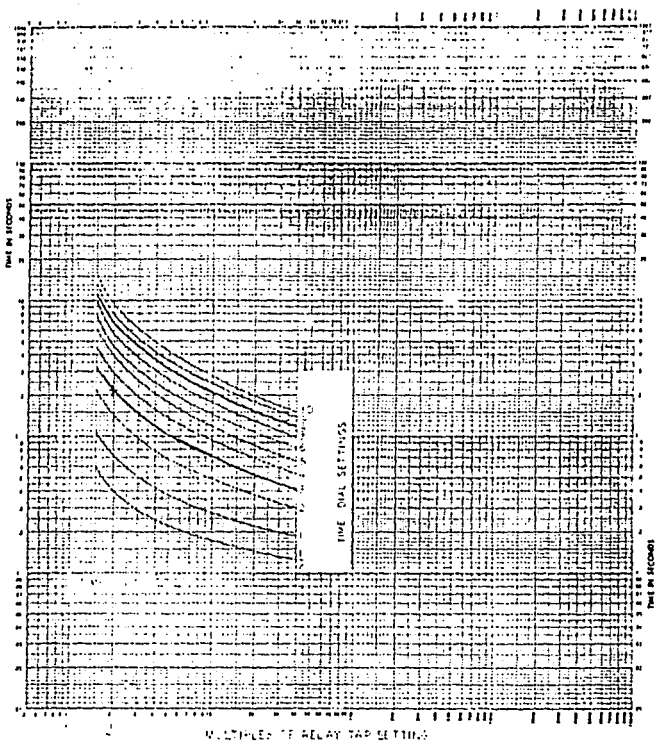


FIG. 9 (1010887) 41 TIME DELAY CHARACTERISTICS OF SOME TYPE JAC61 AND JAC62 PGO SERIES RELAYS

APENDICE F

DESIGNACION DE DISPOSITIVOS POR NUMERO

DESIGNACION DE DISPOSITIVOS POR NUMERO.

- 1.- Elemento Principal.
- 2.- Relé de tiempo retardado para arranque - o cierre.
- 3.- Relé de entrelace o verificación.
- 4.- Contactor Principal.
- 5.- Elemento de pasar.
- 6.- Interruptor de arranque.
- 7.- Interruptor de Anodo.
- 8.- Elemento de desconexión de la fuente -- de Control.
- 9.- Elemento reversible.
- 10.- Switch de secuencia unitaria.
- 11.- Aplicación futura.
- 12.- Elemento de sobrevelocidad.
- 13.- Elemento de velocidad síncrona.
- 14.- Elemento de baja velocidad.
- 15.- Elemento de correspondencia de velocidad- o frecuencia.
- 16.- Aplicación futura.
- 17.- Switch de descarga o de conexión en Shunt.
- 18.- Elemento de aceleración o de desaceleración
- 19.- Contactor de transición entre el arranque - y marcha.
- 20.- Válvula operada eléctricamente.
- 21.- Relevador de distancia.
- 22.- Interruptor de circuito igualador.
- 23.- Elemento de control de temperatura.
- 24.- Aplicación futura.
- 25.- Elemento de sincronización o para verificar- sincronización.
- 26.- Elemento de aparato térmico.
- 27.- Relevador de bajo voltaje.
- 28.- Aplicación futura.
- 29.- Contactor de aislamiento.
- 30.- Relé anunciador.
- 31.- Elemento de excitación separada.
- 32.- Relevador de potencia direccional.
- 33.- Switch de posiciones.



GERENCIA DE DISTRIBUCION

G-1

- 34.- Switch de secuencia operado por motor.
- 35.- Elemento de operación de escobillas o para conectar en corto circuito los anillos deslizantes
- 36.- Elemento de Polaridad.
- 37.- Relé de baja potencia o baja corriente.
- 38.- Elemento de protección de Chumacera.
- 39.- Aplicación futura.
- 40.- Relé de campo.
- 41.- Interruptor de campo.
- 42.- Interruptor de marcha.
- 43.- Elemento selector de transferencia manual.
- 44.- Relé de arranque de secuencia unitaria.
- 45.- Aplicación futura.
- 46.- Relé de corriente para fase inversa o de balance de fases.
- 47.- Relé de voltaje de secuencia de fase.
- 48.- Relé de secuencia incompleta.
- 49.- Relé térmico de transformador o de maquina.
- 50.- Relé sobrecorriente instantánea.
- 51.- Relevador de sobrecorriente de tiempo (C.A).
- 52.- Interruptor de corriente alterna.
- 53.- Relé de excitador o de generador. (C.D).
- 54.- Interruptor de C.D. de alta velocidad.
- 55.- Relé de factor de potencia.
- 56.- Relé de aplicación de campo.
- 57.- Elemento de cortocircuito o de conexión a tierra.
- 58.- Relé de falla para rectificador de potencia.
- 59.- Relé de sobre voltaje.
- 60.- Relé de voltaje balanceado.
- 61.- Relé de corriente balanceada.
- 62.- Relé de tiempo retardado para arranque o apertura.
- 63.- Relé de presión de líquido o de gas, de nivel o de flujo (Buchholz).
- 64.- Relé de protección a tierra.
- 65.- Gobernador.
- 66.- Elemento de aceleración Intermitente.
- 67.- Relevador direccional de sobrecorriente (A.C.)
- 68.- Relé de bloqueo.
- 69.- Dispositivo de opción.



GERENCIA DE DISTRIBUCION

G-1

- 70.- Rostato operado eléctricamente.
- 71.- Aplicación futura.
- 72.- Interruptor de corriente directa.
- 73.- Contactor de resistor de carga.
- 74.- Relé de alarma.
- 75.- Mecanismo de cambio de posición.
- 76.- Relé de sobrecarga de (C.D)
- 77.- Transmisor de Pulsaciones.
- 78.- Relé de medición de ángulo de fase o pérdida-- de sincronismo.
- 79.- Relé de recierre (C.A).
- 80.- Aplicación futura.
- 81.- Relé de frecuencia.
- 82.- Relé de recierre (C.D.)
- 83.- Relé de transferencia o de control selectivo-- automático.
- 84.- Mecanismo de operación.
- 85.- Relé receptor de carrer o hilo piloto.
- 86.- Relé auxiliar de bloqueo.
- 87.- Relevador de protección diferencial.
- 88.- Motor auxiliar o grupo motor generador.
- 89.- Switch de línea.
- 90.- Elemento de regulación.
- 91.- Relé de voltaje direccional.
- 92.- Relé de voltaje y de potencia direccional.
- 93.- Contactor de cambio de campo.
- 94.- Relé de disparo.

APENDICE G

CURVA CARATTERISTICA $t-i$ DEL
INTERRUPTOR TERM. SQUARE - D

INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS
LA
SELECCION
CAPACIDAD INTERRUPTIVA

Prefijo en el No. de Catálogo	No. de Polos	Corriente Nominal	Capacidad Interruptiva Nominal Amperes RMC Simétricos			
			Tensión Corriente Alterna 60 Hz			Tensión CD
			240 V	280 V	600 V	250 V
LA-LAL	2	125-400	42,000	30,000	22,000	10,000
	3	125-400	42,000	30,000	22,000	-----
LH-LHL	2	125-400	65,000	35,000	25,000	10,000
	3	125-400	65,000	35,000	25,000	-----

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

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

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

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

Int. Estándar indica un interruptor en caja modulara con tapas en el lado de línea y carga
 I-LINE indica interruptores modulares para montar en tableros de distribución I-LINE
 I-LINE F-1 indica un interruptor de 1 polo

• Interruptores fabricados bajo orden especial

• El número de catálogo de los interruptores a I-LINE de dos polos, se completa agregando dos letras "AB" al fin según la combinación de polos deseada

Ejemplo: Un interruptor de 400A, se puede conectar con las fases siguientes:

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

INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS

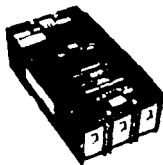
L A

CLASE
660

CARACTERISTICAS

Descripción: Interruptor termomagnético en caja moldeada, marco 400 amperes, tensión máxima 600 volts en corriente alterna 60 Hertz, 250 volts en corriente directa. Capacidades interruptivas normal y alta.

Aplicación: Los interruptores termomagnéticos de capacidad interruptiva normal L A, son usados para dar protección contra sobrecorriente e interrupción de circuitos en sistemas de corriente directa o alterna. Los interruptores de alta capacidad interruptiva L H (1-75000), son usados específicamente para dar protección contra sobrecorriente e interrupción de circuitos en sistemas donde puedan presentarse elevadas corrientes de falla. Estos interruptores pueden ser instalados en agrupamientos, en forma individual, gabinetes industriales, tableros de distribución, unidades de enchufar para electrodomestico, combinaciones con atrancador, centros de control de motores y otras aplicaciones de control.



LAL 3 POLIS
(LH1. Palanca fija)

Normas de construcción: los interruptores L A, L H están contruidos satisfaciendo ampliamente los requerimientos de especificaciones y pruebas de las Normas Oficiales Mexicanas NOM-J-266 y NOM-J-265. Adicionalmente, el diseño cubre las especificaciones de las normas

NEMA-AB1-1975 y Underwriters Laboratories UL489.

Mecanismo de operación: Los interruptores L A, L H cuentan con mecanismo de disparo libre, de apertura y cierre rápidos. Mediante una barra de disparo común se asegura la apertura y cierre simultáneo de todos los polos.

Mecanismo de disparo: Los interruptores L A, L H cuentan con unidad de disparo permanente con elementos de disparo térmicos y magnético individuales en cada polo. Los elementos térmicos son calibrados para operar a una temperatura ambiente máxima de 40°C. Calibraciones para operar a mayores temperaturas se realizan sobre pedido. Para proporcionar uniformidad en las características de disparo, los elementos magnéticos de cada polo se ajustan simultáneamente mediante un selector deslizable localizado en la cubierta del interruptor. El disparo magnético puede ser ajustado en una gama de cinco a diez veces la corriente nominal. Ver curva de disparo, página 2.21.



SELECTOR DE AJUSTE DE DISPARO

Botón de disparo: Un botón de disparo es provisto en la cubierta del interruptor para disparar mecánicamente éste, permitiendo verificar la operación del interruptor, circuitos de control, dispositivos de alarma y demás equipo asociado.



INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS

L A

CARACTERISTICAS



BOLEA DE
DISPARO MANUAL

Indicación de disparo: Cuando el interruptor es disparado, la palanca asume la posición central. El interruptor puede restablecerse moviendo la palanca hacia "OFF" y después hacia "ON".

Montaje: Los interruptores LA, LH pueden ser montados y operados en cualquier posición, sin estar limitados a la posición vertical u horizontal, pueden montarse inclusive con la palanca hacia abajo.

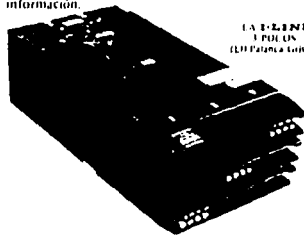
Terminales: Los interruptores LA, LH están provistos de zapatas de aluminio, instaladas en fábrica, removibles por el frente y son apropiadas para usar un cable de cobre o aluminio No. 1 AWG a 600 MCM o bien dos No. 1/0 AWG a 250 MCM.

Conexión inversa: Los interruptores son adecuados para conectar la alimentación en cualquier extremo, por consiguiente, los extremos de LINEA y CARGA no se identifican en el interruptor.

Mag-Gard: Interruptores de disparo magnético instantáneo ajustable. Diseñados principalmente para ser usados en circuitos de protección de motores. Ver Clase 680 para mayor información;

Interruptores automáticos y no automáticos: Interruptores sin protección contra sobrecorriente, corriente nominal 40 amperes, aptados para ser usados como medios de conexión y desconexión. Ver Clase 685 para mayor información.

Interruptores enchufables I-LINE: Los interruptores LA, LH pueden ser montados en tableros de distribución I-LINE y se fabrican en 2 y 3 polos. Ver Boletín No. 4 para mayor información.



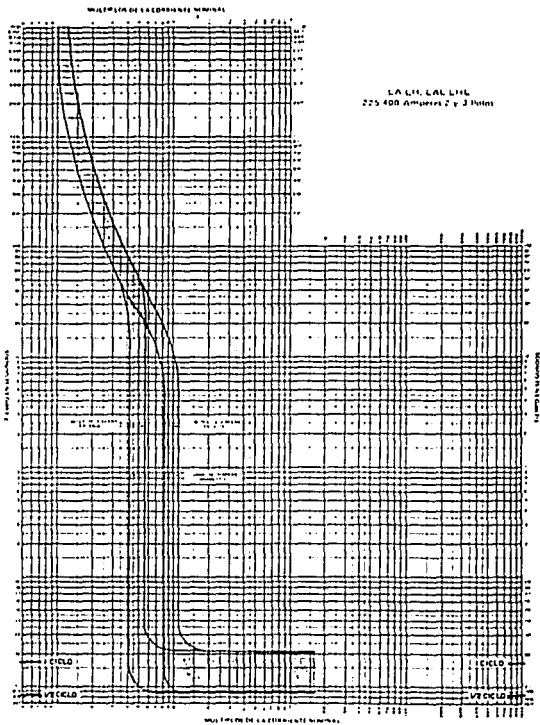
I A I-LINE
3 POLOS
(LH Palanca Arriba)

Accesorios: Se dispone de una gama amplia de accesorios de montaje en fábrica y en el campo, tales como dispositivos de disparo en derivación, disparo por baja tensión, operador eléctrico, extensión y bloqueo de palanca y otros. Diseñados para utilizarse en combinación con los interruptores LA, LH, auxiliares en la realización de múltiples funciones de control y para proporcionar facilidad de conexiones eléctricas, operación mecánica, etc.

INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS L A

CLASE
660

CURVA DE DISPARO



CLAM
655

INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS

KA

SELECCION

CAPACIDAD INTERRUPTIVA

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

KA MARCO 225 AMPERES, TENSION MAXIMA 600 V.E.A. 60/110/210 V.C.H. CAPACIDAD INTERRUPTIVA NORMAL

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

KH MARCO 225 AMPERES, TENSION MAXIMA 600 V.E.A. 60/110/210 V.C.H. CAPACIDAD INTERRUPTIVA ALTA (PALANCA GRIS) 1-75,000

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

Int. Estándar indica un interruptor en caja compleada con zapatas en el lado de línea y carga.
Z-LINE indica interruptores enchufables para montaje en tableros de distribución Z-LINE.

Z-LINE e I-75000 son marcas registradas.

• Interruptores fabricados bajo orden especial.

• El número de catálogo de los interruptores Z-LINE de dos polos, se completa agregando dos letras AB, AC o BC según la conexión de fases deseada.

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

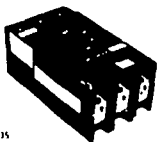
Tipos de conexión	Int. de dos polos	Int. de tres polos
A - B	KA 26150 - AB	-----
A - C	KA 26150 - AC	-----
B - C	KA 26150 - BC	-----
A - B - C	-----	KA 36150

INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS

KA

CLASE
655

CARACTERISTICAS



KA 1 POLOS
(K11 Polos Gr1)

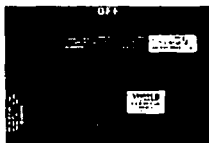
Descripción: Interruptor termomagnético en caja moldeada, marco 225 amperes, tensión máxima 600 volts en corriente alterna 60 Hertz, 250 volts en corriente directa. Capacidades interruptivas normal y alta. En dos y tres polos.

Aplicación: Los interruptores termomagnéticos de capacidad interruptiva normal KA, son usados para dar protección contra sobrecorriente e interrupción de circuitos en sistemas de corriente directa o alterna. Los interruptores de alta capacidad interruptiva KH (I-75000), son usados específicamente para dar protección contra sobrecorriente e interrupción de circuitos en sistemas donde puedan presentarse elevadas corrientes de falla. Estos interruptores pueden ser instalados en agrupamientos, en forma individual, gabinetes industriales, tableros de distribución, unidades de enchufar para electroducto, combinaciones con arrancador, centros de control de motores y otras aplicaciones de control.

Normas de construcción: Los interruptores KA, KH están construidos satisfaciendo ampliamente los requerimientos de especificaciones y pruebas de las Normas Oficiales Mexicanas NOM-J-266 y NOM-J-265. Adicionalmente, el diseño cubre las especificaciones de las normas NEMA AB1-1975 y Underwriters Laboratories UL-489.

Mecanismo de operación: Los interruptores KA, KH cuentan con mecanismo de disparo libre, de apertura y cierre rápidos. Mediante una barra de disparo común se asegura la apertura y cierre simultáneo de todos los polos.

Mecanismo de disparo: Los interruptores KA, KH cuentan con unidad de disparo permanente con elementos de disparo térmico y magnético individuales en cada polo. Los elementos térmicos son calibrados para operar a una temperatura ambiente máxima de 40°C. Calibraciones para operación a mayores temperaturas se realizan sobre pedido. Para proporcionar uniformidad en las características de disparo, los elementos magnéticos de cada polo se ajustan simultáneamente mediante un solo botón de ajuste localizado en la cubierta del interruptor. El disparo magnético puede ser ajustado en una gama de cinco a diez veces la corriente nominal. Ver curva de disparo, página 2.15.



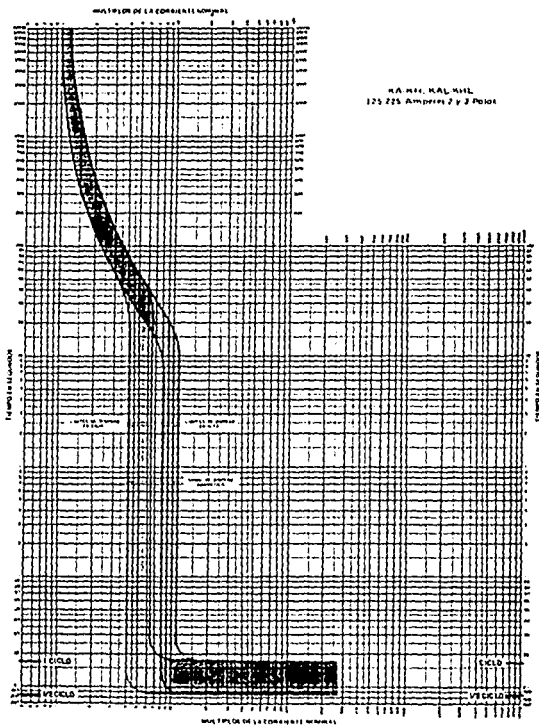
BOTON DE AJUSTE DE DISPARO

Botón de disparo: Un botón de disparo es provisto en la cubierta del interruptor para disparar mecánicamente éste, permitiendo verificar la operación del interruptor, circuitos de control, dispositivos de alarma y demás equipo asociado.

INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS
KA

CLASE
655

CURVA DE DISPARO



2.15

FALLA DE ORIGEN

APENDICE H

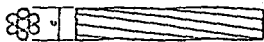
CARACTERISTICA DE CABLES ALD,ACSR.

CABLES Aid

(ALUMINIO DESNUDO)

NORMAS LyF
MATERIAL
2. 0109

1 de 2



7 hilos



19 hilos

NOMBRE	Hilos	Equiva- lente al Cu	Diáme- tro d	Sección	Resisten- cia C.A. a 50°C	Resis- tencia mecáni- ca Lími- te Kg	Corrien- te nor- mal de trabajo Am	Folio
CABLE Aid 4	7	6	5.88	21.15	1.515	410	120	LA-21-254
CABLE Aid 2	7	4	7.42	33.63	0.949	621	160	LA-21-252
CABLE Aid 1/0	7	2	9.36	53.43	0.599	939	220	LA-21-300
CABLE Aid 2/0	7	1	10.51	57.43	0.475	1157	240	LA-21-320
CABLE Aid 3/0	7	1/0	11.80	85.03	0.375	1429	293	LA-21-320
CABLE Aid 4/0	7	2/0	13.25	107.2	0.258	1754	330	LA-21-345
CABLE Aid 255	19	3/0	15.76	135.2	0.207	2155	420	LA-21-3235
CABLE Aid 333	19	4/0	15.50	170.5	0.193	2349	473	LA-21-3333
CABLE Aid 555	19	350	21.74	382.0	0.101	4750	593	LA-21-2555

NOMBRE	Peso Kg/km	Cantidad por		Cable		Uso
		carrete		Aid 4		Todos los tramos de 40 series y más de 110
		m	Kg			
CABLE Aid 4	57.7	5700	289	Aid 4 fase		Todos los tramos de baja tensión de transformadores de 12 Kva
CABLE Aid 2	91.8	3500	321	Aid 4 neutro		
CABLE Aid 1/0	143.0	2000	292	Aid 2 fase		Todos los tramos de baja tensión de transformadores de 25 Kva y con transformadores de 50, 75 y 100 Kva de primer cuadro
CABLE Aid 2/0	184.2	1500	275	Aid 2 neutro		
CABLE Aid 3/0	232.2	1200	302			
CABLE Aid 4/0	292.9	1000	293			
CABLE Aid 255	370.0	1000	370	Aid 3/0 fase		Los primeros tramos de B.T. a cada lado de transformadores de 50, 75 y 100 Kva
CABLE Aid 333	457.7	1500	700	Aid 2 neutro		
CABLE Aid 555	773.9	1500	1143			
				Aid 333		Líneas de 5 Kv y 23 Kv
				Aid 555		Líneas de 23 Kv

Nota: Los cables de calibre 1/0, 2/0, 4/0 y 355 no son de uso normal

FALLA DE ORIGEN

APENDICE I

VALORES DE FALLA TRIFASICAS
Y DE LINEA A TIERRA

COMPAÑIA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO, S.A. (EN LIQUIDACION)
DEPARTAMENTO DE PLANEACION, SECCION DE ESTUDIOS ELECTRICOS

VALORES DE FALLA TRIFASICA Y DE LINEA A TIERRA EN KAMP PARA ALIMENTADORES DE 23 KV
(CONDICIONES ACTUALES) 1990

SUBESTACION	EN ALIMENTADOR ACSR335 CON UNA LONGITUD DE												
	Z-(0/1) Z0(0/1)	ANGULO ANGULO	3F 1F	3F 1F	3F 1F	3F 1F	3F 1F	3F 1F	3F 1F	3F 1F	3F 1F	3F 1F	
ODON DE B.	0 3131	86.11	8 02	6 48	5 41	4 64	4 06	3 60	3 24	2 94	2 69	2 48	2 30
	0 3307	87 07	7 87	5 13	3 80	3 01	2 50	2 13	1 86	1 65	1 48	1 34	1 23
OLIVAR	0 5552	86 68	4 52	3 99	3 57	3 22	2 93	2 69	2 48	2 30	2 15	2 02	1 90
	0 7526	88 17	4 04	3 18	2 61	2 22	1 93	1 70	1 52	1 38	1 26	1 16	1 07
PANTITLAN	0 6102	85 13	4 11	3 67	3 31	3 00	2 75	2 54	2 35	2 19	2 05	1 93	1 82
	0 7526	88 17	3 82	3 04	2 52	2 15	1 87	1 66	1 49	1 35	1 24	1 14	1 06
PATERA	0 5313	86 93	4 72	4 15	3 69	3 32	3 01	2 76	2 54	2 36	2 20	2 05	1 93
	0 7526	88 17	4 15	3 24	2 66	2 25	1 95	1 72	1 54	1 39	1 27	1 17	1 08
P. MEXICANO	0 3543	87 05	7 09	5 86	4 98	4 32	3 81	3 41	3 08	2 81	2 58	2 39	2 22
	0 3624	87 09	7 03	4 76	3 59	2 88	2 41	2 07	1 81	1 61	1 45	1 32	1 21
PERALVILLO	0 2847	87 05	8 82	6 99	5 77	4 90	4 25	3 76	3 35	3 04	2 77	2 55	2 36
	0 2825	87 08	8 84	5 53	4 01	3 15	2 59	2 20	1 91	1 69	1 51	1 37	1 25
REFORMA	0 5189	85 77	4 84	4 24	3 76	3 37	3 05	2 80	2 57	2 38	2 22	2 07	1 95
	0 7526	88 17	4 21	3 28	2 68	2 27	1 95	1 73	1 55	1 40	1 28	1 17	1 09
REMEDIOS	0 3491	87 10	7 19	5 93	5 03	4 36	3 84	3 43	3 10	2 83	2 60	2 40	2 23
	0 3616	87 14	7 11	4 80	3 61	2 90	2 42	2 07	1 81	1 61	1 45	1 32	1 21
REYES	0 5260	86 79	4 77	4 19	3 72	3 34	3 03	2 77	2 55	2 37	2 20	2 06	1 94
	1 2644	87 14	3 25	2 67	2 26	1 95	1 73	1 54	1 40	1 27	1 17	1 08	1 01
SALTO	1 2545	87 11	2 00	1 89	1 79	1 70	1 62	1 54	1 47	1 41	1 35	1 30	1 25
	1 1989	87 14	2 03	1 79	1 59	1 44	1 31	1 20	1 11	1 03	0 96	0 90	0 85
SAN ANDRES	0 5353	85 80	4 69	4 12	3 67	3 30	3 00	2 75	2 53	2 35	2 19	2 05	1 92
	0 7446	88 18	4 15	3 24	2 66	2 25	1 95	1 72	1 54	1 39	1 27	1 17	1 08

FALLA DE ORIGEN