



# **Centrales eléctricas**

## **III**

# **Centrales eléctricas**

## **III**

**Aparata de maniobra e interrupción**  
**Relés de protección**  
**Protección en los sistemas eléctricos de potencia**  
**Coordinación del aislamiento**  
**Puesta a tierra de las instalaciones eléctricas**

**Ángel Luis Orille Fernández**

Obra galardonada por la UPC

**Primera edición: septiembre de 1993**  
**Reimpresión: septiembre de 1997**

**La presente obra fue galardonada en el primer concurso «Ajut a l'elaboració de material docent» convocado por la UPC**

**Con la colaboración del Servei de Publicacions de la UPC**

**Diseño de la cubierta: Antoni Gutiérrez**

© Ángel Luis Orille Fernández, 1993  
© Edicions UPC, 1993  
Edicions de la Universitat Politècnica de Catalunya, SL  
C. Jordi Girona Salgado 31, 08034 Barcelona  
Tel. 401 68 83 Fax 401 58 85

**Producción: CPET (Centre de Publicacions del Campus Nord)**  
**La Cup. C. Gran Capità s/n 08034 Barcelona**

**Depósito legal: B-34.359-97**  
**ISBN 84-89636-52-4**

**Quedan rigurosamente prohibidas, sin la autorización escrita de los titulares del «copyright», bajo las sanciones establecidas en las leyes, la reproducción total o parcial de esta obra por cualquier medio o procedimiento, comprendidos la reprografía y el tratamiento informático, y la distribución de ejemplares de ella mediante alquiler o préstamo públicos, así como la exportación e importación de ejemplares para su distribución y venta fuera del ámbito de la Unión Europea.**

## Prólogo

Esta obra recopila la tercera parte del programa de la asignatura *Centrales eléctricas* impartida por el autor en la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de Terrassa. El libro abarca cuatro temas. En el primero se hace un estudio de las características constructivas y de funcionamiento de la aparatada de maniobra e interrupción en los sistemas eléctricos de potencia.

A este tema, le sigue otro sobre la protección de los sistemas eléctricos de potencia. En él se describen los diferentes tipos de relés de protección, las protecciones empleadas en generadores, motores, transformadores, líneas y redes eléctricas.

En el tema tercero se trata la protección contra sobretensiones y la coordinación del aislamiento.

Y por último, en el tema cuarto se estudia la puesta a tierra de las instalaciones eléctricas.

Este curso de centrales eléctricas se complementa con otros dos volúmenes dedicados a elementos de centrales. En uno se tratan los temas siguientes: introducción al sector eléctrico y al sistema de energía eléctrica, centrales hidroeléctricas y centrales térmicas. En el otro se abordan los temas de generadores, servicios auxiliares, mando y control de centrales eléctricas, subestaciones y el fenómeno de ruptura.

Terrassa, junio 1993.

El autor

## **Presentación**

En la actualidad, las compañías de generación, transporte y distribución de la energía eléctrica se ven sometidas a grandes presiones para dar una mejor calidad en el suministro, lo que les exige poner en marcha extensos y complejos proyectos de investigación y desarrollo encaminados a implantar nuevas tecnologías y métodos de explotación que subsanen las deficiencias en la continuidad de suministro y la calidad de la onda de tensión.

Esta presión viene acentuada por la integración de España en la CEE, que obliga a tomar medidas para mejorar paulatinamente el precio de coste de producción del kWh, para poder equipararse con los países de nuestro entorno.

Además, todos los sectores energéticos coinciden con las políticas de gobierno, en el sentido de que hay que fomentar la explotación de las energías alternativas. Las minicentrales conectadas a las redes generales de distribución van en aumento, a pesar de las complicaciones que acarrearán, para lograr una buena automatización de las protecciones integradas con las de control de la compañía madre distribuidora, a fin de lograr seguridad de las personas, bienes y equipos.

Todos éstos campos de gran crecimiento y desarrollo, requieren ingenieros emprendedores, que no les falte imaginación y con sólidos conocimientos de electricidad y sistemas eléctricos de potencia.

No es posible incluir en los planes de estudio todas estas materias, como formando parte de programas reglados, pero si es posible desarrollar una asignatura básica, con buenos fundamentos, que capacite al alumno para profundizar y seguir ampliando conocimientos.

Mi opinión, que está contrastada con la de muchos industriales y miembros de asociaciones científicas, es que la formación que se debe dar en nuestras escuelas de ingenieros debe ser generalista, básica y rigurosa. Esto es fundamental para que en pocos años de experiencia empresarial uno pueda situarse ventajosamente.

Es por ello, que la principal motivación que ha guiado al Prof. Orille, es la de poner a disposición de los estudiantes y personas interesadas en el tema una obra concisa que les permita introducirse dentro del mundo de los sistemas de generación y almacenamiento de la energía eléctrica y que les sirva de base para el ejercicio profesional.

Por último, hay que remarcar la gran vinculación existente entre el nivel de desarrollo de la industria eléctrica de un país y el nivel económico del mismo, por lo que un crecimiento del PIB va asociado a un aumento del consumo de energía per capita. Además, el número de centrales eléctricas, las potencias unitarias y las nuevas tecnologías empleadas, siempre van en aumento

*Luis Humet Coderch*

*Doctor Ingeniero Industrial , Catedrático de Universidad y  
Director del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica de Cataluña.*

## Índice

### TEMA 1 APARAMENTA DE MANIOBRA E INTERRUPCIÓN EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

#### *Capítulo 1 Aparamenta eléctrica.*

1.1 Definición de aparamenta .....	13
1.2 Clasificación de la aparamenta .....	13
1.3 Valores característicos nominales o asignados de la aparamenta eléctrica .....	14
1.4 Problemas fundamentales de la aparamenta de maniobra .....	20
1.5 Bibliografía .....	21

#### *Capítulo 2 Elementos constitutivos de los interruptores y seccionadores.*

2.1 Elementos constitutivos de los interruptores y seccionadores .....	23
2.2 Calentamiento de los conductores y de los contactos .....	35
2.3 Aislamiento .....	36
2.4 Aislantes más empleados .....	37
2.5 Esfuerzos electrodinámicos .....	39
2.6 Fatiga en las barras y frecuencia propia de oscilación .....	40
2.7 Bibliografía .....	45

#### *Capítulo 3 Tipos de seccionadores e interruptores.*

3.1 Tipos principales de seccionadores .....	47
3.2 Seccionadores de carga .....	53
3.3 Tipos de interruptores automáticos .....	54
3.4 Bibliografía .....	68

#### *Capítulo 4 Relés de maniobra.*

4.1 Historia y evolución .....	69
4.2 Circuitos eléctricos de vigilancia y control .....	69

4.3 Terminología y símbolos empleados en los relés de maniobra .....	70
4.4 Tipos de relés .....	73
4.5 Los relés desde el punto de vista económico .....	73
4.6 Bibliografía .....	73

*Capítulo 5 Cortacircuitos fusibles de alta y baja tensión.*

5.1 Cortacircuitos fusibles de AT y BT .....	75
5.2 Clasificación de los cortacircuitos fusibles .....	75
5.3 Características de los cortacircuitos fusibles .....	79
5.4 Fusibles de alto poder de ruptura .....	85
5.5 Características de tiempo de fusión .....	86
5.6 Bibliografía .....	90

**TEMA 2 PROTECCIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

*Capítulo 6 Generalidades sobre los sistemas de protección.*

6.1 Generalidades sobre los sistemas de protección .....	91
6.2 Constitución de los sistemas de protección .....	91
6.3 Características de un sistema de protección .....	92
6.4 Medidas a tomar contra los defectos .....	93
6.5 Magnitudes utilizadas para detectar defectos .....	93
6.6 Criterios para relevar un cortocircuito .....	94
6.7 Conexión de los dispositivos de protección a la red .....	95
6.8 Alimentación de los circuitos auxiliares .....	95
6.9 Equipos de comunicación asociados a las protecciones .....	96
6.10 Bibliografía .....	97

*Capítulo 7 Relés de protección.*

7.1 Relés de protección .....	99
7.2 Clasificación de los relés de protección .....	99
7.3 Relés electromecánicos: constitución .....	99
7.4 Relés electromagnéticos .....	102
7.5 Relés de cuadro móvil .....	104
7.6 Relés ferrodinámicos .....	106
7.7 Relés de inducción .....	108
7.8 Relés térmicos .....	111
7.9 Relés magnetotérmicos .....	114
7.10 Órganos antagonistas, de temporización y de amortiguación de los relés electromecánicos .....	115
7.11 Contactos de los relés .....	116
7.12 Relés estáticos y electrónicos .....	116
7.13 Relés amperimétricos directos e indirectos .....	118

---

7.14 Relés voltimétricos .....	123
7.15 Relés diferenciales .....	124
7.16 Relés de potencia .....	130
7.17 Características "P - Q" de los relés de potencia y direccionales .....	133
7.18 Relés de distancia .....	136
7.19 Relés de mínima impedancia .....	139
7.20 Relés de reactancia .....	143
7.21 Relés de impedancia de ángulo $\theta$ .....	145
7.22 Relés de admitancia de ángulo $\theta$ .....	146
7.23 Relés de frecuencia .....	149
7.24 Bibliografía .....	150

#### *Capítulo 8 Protección de las máquinas síncronas.*

8.1 Generalidades .....	151
8.2 Protección contra defectos entre espiras .....	155
8.3 Protección contra los defectos entre fases .....	157
8.4 Protección contra defectos a tierra .....	158
8.5 Protección contra las sobrecargas .....	161
8.6 Protección contra las sobretensiones .....	162
8.7 Protección contra los desequilibrios de carga .....	162
8.8 Protección contra la potencia inversa .....	163
8.9 Protección contra la falta de excitación .....	164
8.10 Protección contra los incendios .....	165
8.11 Bibliografía .....	165

#### *Capítulo 9 Protección de motores y transformadores.*

9.1 Protección de motores .....	167
9.2 Protección de los transformadores .....	169
9.3 Bibliografía .....	183

#### *Capítulo 10 Protección de los juegos de barras, de líneas y redes.*

10.1 Protección de los juegos de barras .....	185
10.2 Protección de las líneas aéreas y subterráneas .....	192
10.3 Protección selectiva en redes radiales .....	192
10.4 Protección diferencial en redes subterráneas .....	194
10.5 Protecciones fasimétricas .....	195
10.6 Principio de la reconexión automática rápida de los interruptores automáticos .....	196
10.7 Duración de la reconexión tripolar .....	197
10.8 Reconexión automática unipolar .....	198
10.9 Reconexión automática lenta .....	198
10.10 Bibliografía .....	198

*Capítulo 11 Protección de distancia en líneas de alta y muy alta tensión.*

11.1 Principio de la protección de distancia .....	199
11.2 Características "tiempo - distancia" .....	199
11.3 Comunicaciones asociadas a las protecciones de distancia .....	201
11.4 Bibliografía .....	202

**TEMA 3 PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES Y COORDINACION DE AISLAMIENTO***Capítulo 12 Sobretensiones.*

12.1 Definición de sobretensión .....	203
12.2 Clasificación de las sobretensiones .....	203
12.3 Propagación de las ondas de sobretensión .....	204
12.4 Sobretensiones de origen externo .....	216
12.5 Descargas atmosféricas directas entre nubes y líneas aéreas .....	216
12.6 Descargas indirectas .....	218
12.7 Descargas atmosféricas por cargas estáticas inducidas .....	219
12.8 Carga de los conductores por rozamiento con el aire .....	221
12.9 Sobretensiones de origen interno .....	221
12.10 Bibliografía .....	225

*Capítulo 13 Dispositivos de protección contra las sobretensiones y coordinación del aislamiento.*

13.1 Dispositivos de protección contra las sobretensiones .....	227
13.2 Explosores .....	227
13.3 Pararrayos a expulsión .....	229
13.4 Descargadores de sobretensión .....	229
13.5 Líneas de tierra superiores .....	236
13.6 Coordinación del aislamiento .....	238
13.7 Bibliografía .....	241

**TEMA 4 PUESTA A TIERRA DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS***Capítulo 14 La puesta a tierra.*

14.1 Definición de la puesta a tierra .....	243
14.2 Objetivo de la puesta a tierra .....	243
14.3 Elementos de la puesta a tierra .....	243
14.4 Tecnología de las tomas de tierra .....	244
14.5 Corrosión de los elementos de puesta a tierra .....	250

---

14.6 Revisión y mantenimiento .....	253
14.7 Bibliografía .....	255

*Capítulo 15 La tierra como conductor.*

15.1 La tierra como conductor .....	257
15.2 Resistividad del terreno .....	257
15.3 Medida de la resistencia de tierra .....	262
15.4 Gradiente de potencial alrededor de la toma de tierra .....	264
15.5 Efectos fisiológicos del paso de la corriente a través del cuerpo humano .....	266
15.6 Tensión de paso y de contacto .....	268
15.7 Bibliografía .....	270

*Capítulo 16 Red de tierras en centrales y subestaciones.*

16.1 Red de tierras en centrales y subestaciones .....	271
16.2 Dimensionamiento del enmallado de tierra .....	273
16.3 Bibliografía .....	285

## Capítulo 1 Aparamenta eléctrica

### 1.1 Definición de aparamenta eléctrica

Conjunto de aparatos de maniobra, regulación, control y medida, incluidos los accesorios de las canalizaciones eléctricas utilizados en las instalaciones eléctricas, cualquiera que sea su tensión.

### 1.2 Clasificación de la aparamenta

a) Según su función:

- maniobra
- protección
- regulación
- control
- bobinas de reactancia y condensadores.

b) Según la tensión

Designación	Corriente alterna	Corriente continua
Baja tensión	$U_n \leq 1 \text{ kV}$	$U_n \leq 1,5 \text{ kV}$
Media tensión	$1 \text{ kV} < U_n \leq 30 \text{ kV}$	$1,5 \text{ kV} < U_n \leq 72 \text{ kV}$
Alta tensión	$30 \text{ kV} < U_n \leq 380 \text{ kV}$	$72 \text{ kV} < U_n \leq 400 \text{ kV}$
Muy alta tensión	$U_n > 380 \text{ kV}$	$U_n > 400 \text{ kV}$

c) Según el emplazamiento :

- De montaje interior
- De montaje exterior o a la intemperie.

*d) Según su utilización:*

- para instalaciones domésticas y similares
- para instalaciones industriales
- para redes eléctricas de:
  - baja tensión (B.T.),
  - media tensión (M.T.),
  - alta tensión (A.T.),
  - muy alta tensión (M.A.T.)

*e) Según su protección:*

- no protegida o abierta
- protegida (con envolvente metálica puesta a tierra).

### **1.3 Valores característicos nominales o asignados de la aparatura eléctrica**

Los valores característicos nominales o asignados principales de la aparatura eléctrica son:

- la tensión nominal,
- el nivel de aislamiento (N.de A.),
- la intensidad de corriente nominal.

Además, a estos valores hay que añadir, para la aparatura eléctrica de maniobra:

- el poder de corte,
- el poder de cierre,
- la intensidad de corriente de corta duración admisible,
- la secuencia de maniobra,
- la intensidad límite térmica,
- la intensidad límite dinámica.

#### **1.3.1 Tensión más elevada del material ( $U_m$ )**

Es el valor más elevado de la tensión eficaz entre fases para el que el material está especificado en lo que respecta a su aislamiento, así como a otras características relacionadas con esta tensión en las normas propuestas para cada material (MIE-RAT 01 § 70).

### **1.3.2 Tensión nominal para el material**

Es la "tensión más elevada para el material" asignada por el fabricante (MIE-RAT 01 § 73).

### **1.3.3 Tensión nominal**

Valor convencional de la tensión con la que se denomina un sistema o instalación y para el que se han previsto su funcionamiento y aislamiento. La tensión nominal expresada en kilovoltios (kV), se designa en el RAT por  $U_n$ . (MIE-RAT 01 § 71).

### **1.3.4 Tensión nominal para una red trifásica**

Es el valor de la tensión entre fases por el cual se denomina a la red, y a la que se refieren ciertas características de servicio de la misma (MIE-RAT 01 § 72).

### **1.3.5 Niveles de aislamiento nominales**

Los niveles de aislamiento nominales vienen definidos por las tensiones nominales soportadas para los distintos tipos de sollicitaciones dieléctricas:

- tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo
- tensión soportada nominal de corta duración a frecuencia industrial
- tensión soportada nominal a los impulsos tipo maniobra

Según el MIE-RAT12 §1, el aislamiento de los equipos que se empleen en las instalaciones eléctricas de alta tensión a las que hace referencia este reglamento, deberán adaptarse a los valores normalizados indicados en la norma UNE 21 062, salvo en casos especiales debidamente justificados por el proyectista de la instalación.

Los valores normalizados de los niveles de aislamiento nominales se reúnen en tres grupos:

- Grupo A. Tensión mayor de 1 kV y menor de 52 kV.
- Grupo B. Tensión igual o mayor de 52 kV y menor de 300 kV.
- Grupo C. Tensión igual o mayor de 300 kV.

### 1.3.5.1 Niveles de aislamiento nominales para los materiales del grupo A

La tabla 1.3.5.1.1 especifica los niveles de aislamiento nominales asociados con los valores normalizados de la tensión más elevada para los materiales del Grupo A.

**Tabla 1.3.5.1.1** Niveles de aislamiento nominales para materiales del grupo A.

Tensión más elevada para el material $U_m$ [kV eficaces]	Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo [kV cresta]		Tensión nominal de corta duración a frecuencia industrial [kV eficaces]
	Lista 1	Lista 2	
3,6	20	40	10
7,2	40	60	20
12	60	75	28
17,5	75	95	38
24	95	125	50
36	145	170	70

Para los valores dados en la tabla 1.3.5.1.1 se han de hacer las siguientes consideraciones:

- No se utilizarán valores intermedios.
- Los ensayos a impulso se especifican con el fin de verificar la capacidad de aislamiento, y en particular la de los devanados para soportar las sobretensiones de origen atmosférico y las sobretensiones de maniobra de frente escarpado, especialmente las debidas a recebados entre contactos de los aparatos de maniobra.
- La elección entre los valores de la *lista 1* y los de la *lista 2* deberá hacerse considerando el grado de exposición a las sobretensiones de rayo y de maniobra, las características de puesta a tierra de la red y, cuando exista, el tipo de dispositivo de protección contra las sobretensiones.

Básicamente, el material que responde a la *lista 1* se utilizará en siguientes instalaciones:

**A) En redes e instalaciones no conectadas a líneas aéreas:**

- con neutro puesto a tierra, bien directamente o a través de una impedancia de pequeño valor comparado con el de una bobina de extinción,
- cuando el neutro esté puesto a tierra a través de una bobina de extinción y en algunas redes equipadas con una protección suficiente contra las sobretensiones.

*B) En redes e instalaciones conectadas a líneas aéreas a través de transformadores:*

cuando la capacidad con respecto a tierra de los cables unidos a las bornas de baja tensión del transformador sea al menos de  $0,05 \mu\text{F}$  / fase.

*C) En redes e instalaciones conectadas directamente a líneas aéreas :*

- a) con neutro puesto a tierra, bien directamente o a través de una impedancia de pequeño valor comparado con el de una bobina de extinción, y donde exista una adecuada protección contra las sobretensiones mediante explosores o pararrayos,
- b) cuando el neutro esté puesto a tierra a través de una bobina de extinción y la protección adecuada contra las sobretensiones esté asegurada por pararrayos.

Se utilizará el material correspondiente a la *lista 2* en los demás casos o cuando sea necesario un alto grado de seguridad.

### **1.3.5.2 Niveles de aislamiento nominales para los materiales del grupo B**

La tabla 1.3.5.2.1 especifica los niveles de aislamiento nominales asociados con los valores normalizados de la tensión más elevada para los materiales del Grupo B.

En esta gama de tensiones la elección del nivel de aislamiento debe hacerse principalmente en función de las sobretensiones de onda de rayo que se puedan presentar.

A cada valor normalizado de la tensión más elevada para el material se asocia, en la tabla 1.3.5.2.1, uno o más niveles de aislamiento recomendados.

Al igual que para los materiales de la clase A, para los materiales de la clase B no se utilizarán tensiones de ensayo intermedias.

En casos donde se dé más de un nivel de aislamiento, el más elevado es el que conviene al material situado en redes provistas de bobinas de extinción o en las que el coeficiente de falta a tierra<sup>1</sup> sea superior a 1,4.

Sobre una misma red podrán coexistir varios niveles de aislamiento de acuerdo con la diferente situación de cada instalación.

1) Coeficiente de falta a tierra: El coeficiente de falta a tierra en un punto de una instalación trifásica es el cociente  $U_{PF}/U_P$ , siendo  $U_{PF}$  la tensión eficaz entre una fase sana del punto P y tierra durante una falta a tierra, y  $U_P$  la tensión eficaz entre cualquier fase del punto P y tierra en ausencia de falta. Las tensiones  $U_{PF}$  y  $U_P$  lo serán a la frecuencia industrial (MIE-RAT 01 § 10).

**Tabla 1.3.5.2.1** Niveles de aislamiento nominales para materiales del grupo B.

Tensión más elevada para el material, $U_m$	Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo	Tensión soportada nominal de corta duración a frecuencia industrial
kV eficaces	kV cresta	kV eficaces
52	250	95
72,5	325	140
123	450	185
145	550	230
170	650	275
245	750	325
	850	360
	950	395
	1050	460

### 1.3.5.3 Niveles de aislamiento nominales para los materiales del grupo C

La tabla 1.3.5.3.1 especifica los niveles de aislamiento nominales asociados con los valores normalizados de la tensión más elevada para los materiales del Grupo C.

En este grupo de tensiones, la elección del material a instalar es función primordial de las sobretensiones de maniobra que se esperan en la red, y el nivel de aislamiento del material se caracteriza por las tensiones soportadas a los impulsos tipo maniobra y tipo rayo.

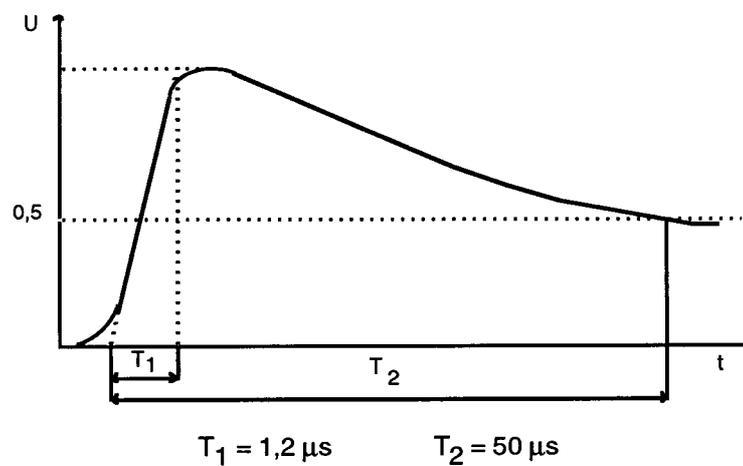
En una misma red pueden coexistir varios niveles de aislamiento correspondientes a instalaciones situadas en diferentes lugares de la red o a diferentes materiales pertenecientes a una misma instalación.

**Tabla 1.3.5.3.1** Niveles de aislamiento nominales para materiales del grupo C.

Tensión más elevada para el material, $U_m$	Tensión soportada nominal a los impulsos tipo maniobra	Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo
[kV eficaces]	[kV cresta]	[kV eficaces]
300	750	850
362	850	950
420	950	1050
525	1050	1175
765	1175	1300
	1300	1425
	1425	1550
765	1550	1800
		1950
		2100
		2400

### 1.3.6 Impulso tipo rayo normalizado

Es un impulso de tensión tipo rayo pleno que tiene una duración convencional del frente de  $1,2 \mu\text{s}$ , y una duración convencional hasta el valor mitad de  $50 \mu\text{s}$ , tal como se representa en la figura 1.3.6.1.



*Fig. 1.3.6.1 Impulso tipo rayo normalizado.*

### 1.3.7 Impulso tipo maniobra normalizado

Es un impulso de tensión que presenta una duración hasta la cresta de  $250 \mu\text{s}$  y una duración hasta el valor mitad de  $2500 \mu\text{s}$  (figura 1.3.7.1). Se denomina impulso 250/2500.

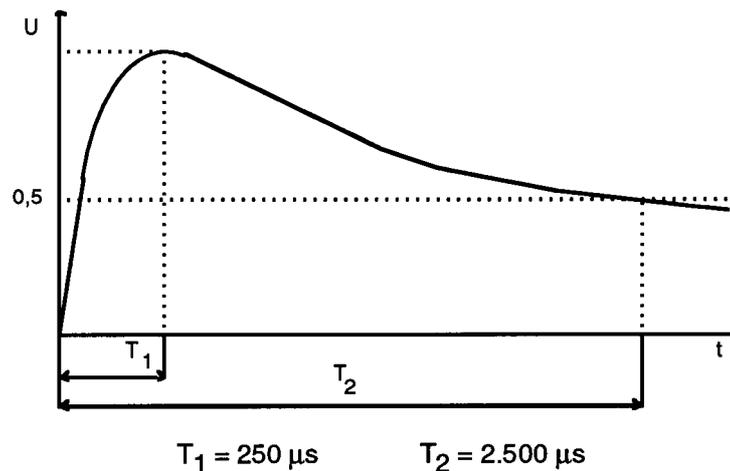


Fig. 1.3.7.1 Impulso de tensión tipo maniobra normalizado.

### 1.3.8 Corriente nominal o asignada

Es la corriente que asigna el constructor al aparato y que éste en condiciones normales de empleo, debe ser capaz de soportar de forma continuada y sin que el calentamiento de sus diferentes partes exceda de los valores prefijados por las normas respectivas.

Por ejemplo, la norma UNE 21-081-77, Parte II, 1<sup>er</sup> Complemento, § 5, dice: "Las intensidades nominales en servicio continuo se elegirán de entre los valores normales indicados a continuación :

(400 - 630 - 800 - 1250 - 1600 - 2000 - 2500 - 3150 - 4000 - 5000 - 6300) A "

## 1.4 Problemas fundamentales de la aparatura eléctrica de maniobra

Los problemas fundamentales que se presentan en la aparatura provienen de los fenómenos de:

- calentamiento,
- aislamiento,
- y de los esfuerzos mecánicos.

El calentamiento de la aparamenta se debe principalmente a las pérdidas de energía por efecto Joule, ciclos de histéresis, corrientes de Foucault y pérdidas dieléctricas. La evacuación de las mismas se realiza, principalmente, por conducción y convección .

En cuanto al aislamiento, el problema es más complejo, sobre todo si se trata de tensiones muy elevadas. Para abordar este aspecto hay que tener en cuenta el estudio del campo eléctrico, la variación de las propiedades dieléctricas de los aislantes (por envejecimiento de los mismos) y la influencia del medio ambiente. En este aspecto se han logrado avances mediante la aplicación de nuevos materiales aislantes.

En lo que respecta a los esfuerzos mecánicos que se presentan en la aparamenta eléctrica cabe distinguir:

#### *Esfuerzos electrodinámicos.*

Los esfuerzos electrodinámicos entre conductores, debidos a la interacción entre las corrientes que los atraviesan, pueden ser muy elevados, por ejemplo en caso de que se produzca un cortocircuito en el circuito considerado.

#### *Esfuerzos debidos a las dilataciones.*

Al calentarse o enfriarse los conductores sufren dilataciones, lo que conduce a esfuerzos de tracción o empuje sobre los anclajes de los mismos.

#### *Resonancia.*

Los embarrados, en el caso de corriente alterna, pueden entrar en resonancia<sup>1</sup> cuando su frecuencia natural coincida con la pulsación de la corriente o con un múltiplo de la misma (oscilaciones forzadas).

## **1.5 Bibliografía**

- [1] Cortes, M.: *Centrales eléctricas*. CPDA. E.T.S.I.I.B, Barcelona, 1964.
- [2] Happoldt, H.; Oeding, D.: *Elektrische Kraftwerke und Netze*. Springer-Verlag. Berlín, 1978.
- [3] Lindmayer, M.: *Schaltgeräte. Grundlagen, Aufbau, Wirkungsweise*. Springer-Verlag Berlín, 1987.
- [4] Ravindranath, B.; Chander, M.: *Protección de sistemas de potencia e interruptores*. Editorial Limusa. México, 1980.

1) Para el cálculo de la frecuencia de resonancia de un embarrado se puede consultar la norma alemana: DIN 57 103 VDE 0103 "VDE-Leitsätze für die Bemessung von Starkstromanlagen auf mechanische und thermische Kurzschlußfestigkeit.

## Capítulo 2 Elementos constitutivos de los interruptores y seccionadores

### 2.1 Elementos constitutivos de los interruptores y seccionadores

Los seccionadores, los interruptores y los interruptores automáticos pueden adoptar formas constructivas muy diversas, pero en todas ellas (figura 2.1.1) se pueden distinguir los elementos componentes siguientes:

- un circuito principal, o varios circuitos principales en el caso de los aparatos multipolares; con los contactos, los bornes, y el dispositivo de ruptura,
- unos aisladores,
- un órgano de mando,
- un bastidor.

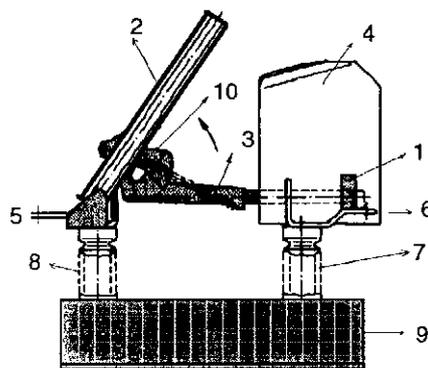


Fig. 2.1.1 Componentes de un interruptor: Circuito principal (1 = Contacto fijo; 2 = Contacto móvil; 3 = Contacto parachispas; 4 = Dispositivo de ruptura; 5,6 = Bornes); Aisladores (7, 8); Órganos de mando (9); Bastidor (10).

#### 2.1.1 Circuito principal

##### 2.1.1.1 Contactos

El circuito principal comprende siempre las piezas de contacto a las que se enlazan los conductores que llevan la corriente. Estas piezas pueden ponerse en contacto, sea

directamente, sea por intermedio de otras piezas conductoras móviles. Las piezas de contacto fijas son llamadas "*contactos fijos*" y las piezas móviles "*contactos móviles*".

Además, se distinguen dos tipos de contactos, los "contactos ordinarios" llamados también principales, o sea, aquéllos destinados a asegurar el paso de la corriente, y los contactos de ruptura.

Para aumentar su duración los contactos de ruptura se construyen macizos y de un material conductor de elevado punto de fusión. En BT, los materiales empleados para los contactos son el cobre y el tungsteno. Para los contactos de AT y MAT se emplea una aleación de cobre y tungsteno, Elmet (75 % Tg, 25 % Cu).

Los contactos se pueden agrupar en:

a) *Contactos deslizantes:*

El contacto móvil se desplaza paralelamente a las superficies de contacto

b) *Contactos a presión directa:*

El contacto móvil se desplaza en un plano perpendicular a la superficie de contacto.

Se pueden considerar en los contactos deslizantes las siguientes variedades constructivas:

- contactos de cuchilla y pinza plana,
- contactos de cuchilla y pinza con dedos,
- contactos de tulipa con dedos.

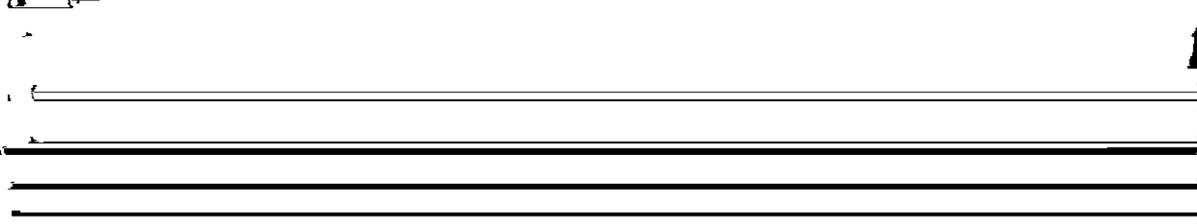
El contacto deslizante presenta la ventaja de que durante la carrera de penetración se autolimpia. Por el contrario, estos contactos suelen tener una carrera mucho mayor que los contactos de presión directa.

### 2.1.1.2 Bornes

Son las partes de las piezas de los contactos a las que se conectan por presión los conductores de las líneas eléctricas.

Los bornes deben estar diseñados de forma que no pueda aflojarse la conexión por efecto de las dilataciones térmicas ni por las vibraciones.

En función del tipo de conductor para el que están previstos, se distinguen los siguientes



### 2.1.1.3 Dispositivo de ruptura

Como ya se ha visto con anterioridad al hablar de las técnicas de ruptura, la misión de los dispositivos de ruptura es facilitar la interrupción del arco eléctrico. Existe una gran variedad de dispositivos de ruptura que generalmente van asociados a los tipos de interruptor, por lo que es preferible tratarlos conjuntamente.

### 2.1.2 Aisladores

Se emplean para mantener las partes conductoras en tensión, situadas en un medio aislante líquido o gaseoso, a cierta distancia de las piezas metálicas unidas a masa, y de forma que se asegure la rigidez mecánica suficiente para resistir sin deformarse los diferentes esfuerzos que puedan producirse en servicio.

La elección de un material aislante sólido dependerá de sus propiedades dieléctricas: rigidez dieléctrica de masa y superficial, resistencia de aislamiento, ángulo de pérdidas, resistencia a la humedad y a los efluvios y resistencia mecánica a los esfuerzos de tracción, flexión, torsión, etc.

Generalmente los aisladores empleados para el uso al exterior son de porcelana. También se emplean aisladores de esteatita y cerámicas aluminosas.

Para los aparatos de servicio interior se utilizan aisladores de resinas epoxi y poliéster.

Los aisladores en los aparatos de alta tensión pueden dividirse en tres categorías:

- aisladores soporte,
- aisladores atravesadores, o pasatapas,
- aisladores envolventes, o tubos aislantes.

Los aisladores soporte pueden ser de distintas formas y tamaños, según la tensión nominal, servicio y fijación. En la figura 2.1.2.1 se representan tipos de aisladores soporte para aparatos de servicio interior, hechos de resina epoxi y porcelana, los cuales también son utilizados para los juegos de barras, y en la figura 2.1.2.2 se representan los tipos para servicio exterior.

El tamaño de los aisladores que se emplean depende del fluido en el que dichos aisladores se encuentran inmersos. En la figura 2.1.2.3 se muestra la comparación del tamaño entre dos apoyos de resina epoxi para 123 kV en: a) instalaciones aisladas con aire; b) instalaciones aisladas con SF<sub>6</sub>.

Para sujetar las piezas conductoras en el interior de envolventes metálicos se utilizan aisladores constituidos por discos o conos de resina moldeada.

Los aisladores atravesadores se emplean siempre que un conductor de alta tensión tenga que atravesar una pared o techo, por ejemplo, en los interruptores automáticos de gran volumen de aceite, instalaciones blindadas o encapsuladas de SF<sub>6</sub> y en los transformadores

en baño de aceite, para atravesar la cuba. En aparatos de media tensión para servicio interior, los aisladores atravesadores pueden ser de porcelana o de resina epoxi (figura 2.1.2.4). En alta tensión y aparatos blindados se emplean atravesadores de SF<sub>6</sub>.

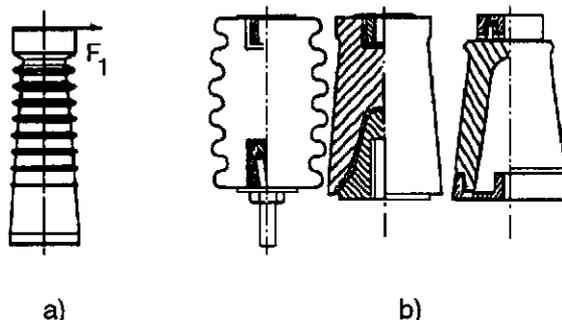


Fig. 2.1.2.1 Aisladores para uso interior. a) Aislador de apoyo de resina epoxi para interior (M.E.S.A.) hasta 45 kV (tensiones de ensayo hasta 120 kV eficaces, 1 min., 50 Hz y 250 kV máx. a onda de choque), esfuerzo mínimo de rotura  $F_1 = 7$  kN. b) Aisladores de porcelana de soporte.

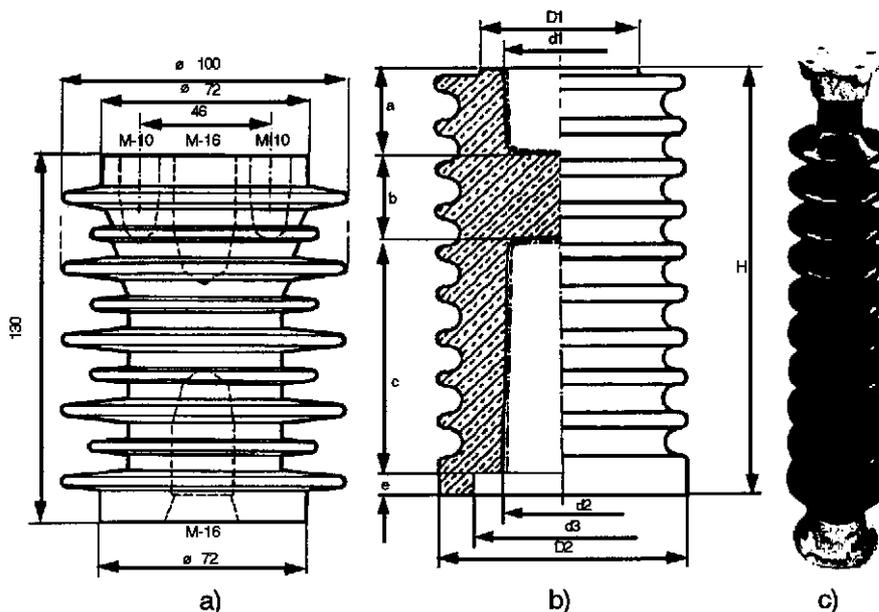


Fig. 2.1.2.2 Aisladores soporte para servicio exterior. a) Aislador de apoyo intemperie Tipo AEI-10,  $U_n = 12$  kV; resistencia de flexión 8 kN (Epoxy S.A.). b) Aislador de apoyo intemperie hasta 30 kV. c) Aislador soporte de núcleo macizo para tensiones nominales de 17,5 kV (diámetro máximo parte aislante 135 mm, altura 255 mm, línea de fuga 360 mm) a 123 kV (diámetro máximo parte aislante 245 mm, altura 1220 mm, línea de fuga 3435 mm) (G.A.S.A.).

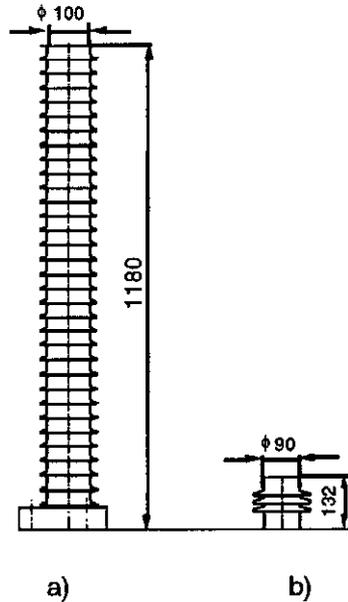


Fig. 2.1.2.3 Comparación del tamaño entre dos apoyos de resina epoxi para 123 kV en instalaciones aisladas : a) con aire; b) con SF<sub>6</sub>.

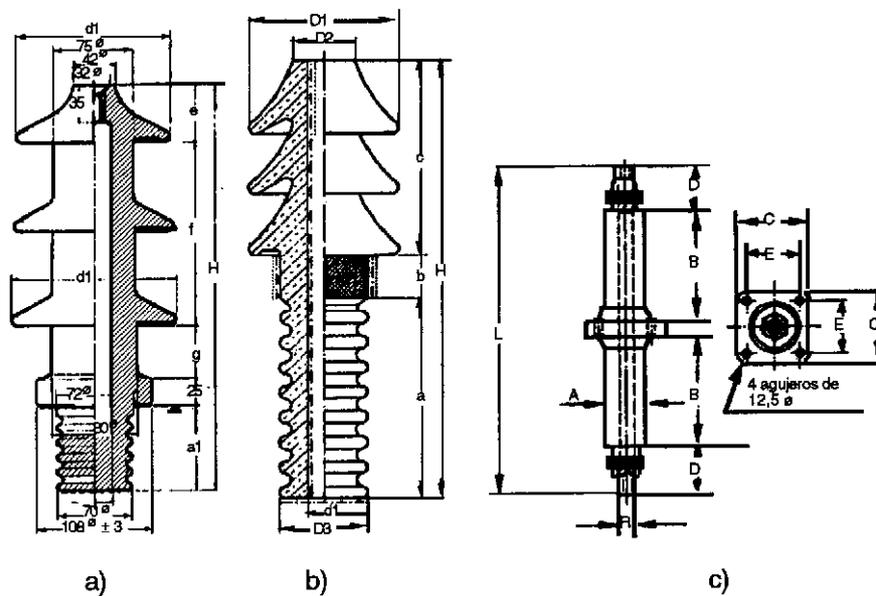


Fig. 2.1.2.4 Aisladores atravesadores. a) Aislador pasatapas de 1 kV de 200 a 3000 A, DIN 42520. b) Pasamuros para 30 kV (Tensión de descarga en seco 170 kV). c) Aislador de paso en resina epoxi para 20 kV (tensión de ensayo 55 kV eficaces, 1 min., 50 Hz) (M.E.S.A).

### 2.1.3 Órganos de mando

Las maniobras de apertura y cierre de los interruptores y los seccionadores están encomendadas a un mecanismo que suministra la energía necesaria para el movimiento de los contactos móviles.

La constitución y disposición constructiva de estos mecanismos depende de: su función, de la fuente de energía que emplee y de la tensión y corriente nominales del aparato.

#### 2.1.3.1 Órganos de mando para seccionadores

Los seccionadores son aparatos que no disponen de poder de corte por lo que su maniobra debe realizarse en vacío, no importando, al contrario que en los interruptores, la velocidad de apertura o cierre. Por tanto su mecanismo de mando es mucho más simple que el de los interruptores. Sin embargo se les exige:

- que aseguren una posición de cierre y una de apertura completa bien definidas, independientes de las condiciones climatológicas (intemperie),
- que permitan un enclavamiento mecánico seguro.

La maniobra de este mecanismo puede ser manual (figura 2.1.3.1.1) o a distancia, por mediación de un mando eléctrico (figura 2.1.3.1.2) hidráulico (figura 2.1.3.1.3) o neumático (figura 2.1.3.1.4).

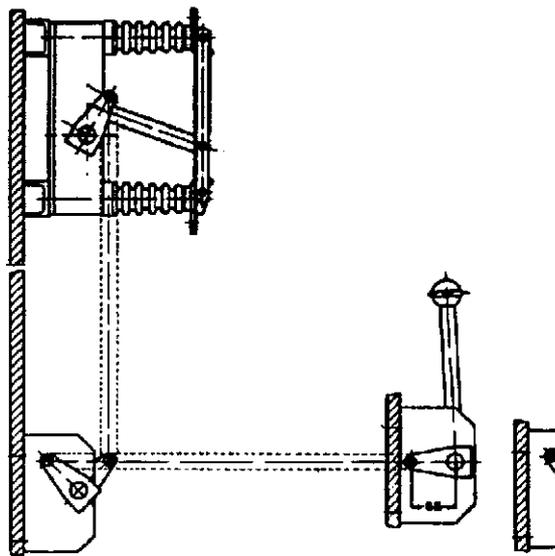


Fig. 2.1.3.1.1 Mecanismo de mando manual de un seccionador (Isodel).

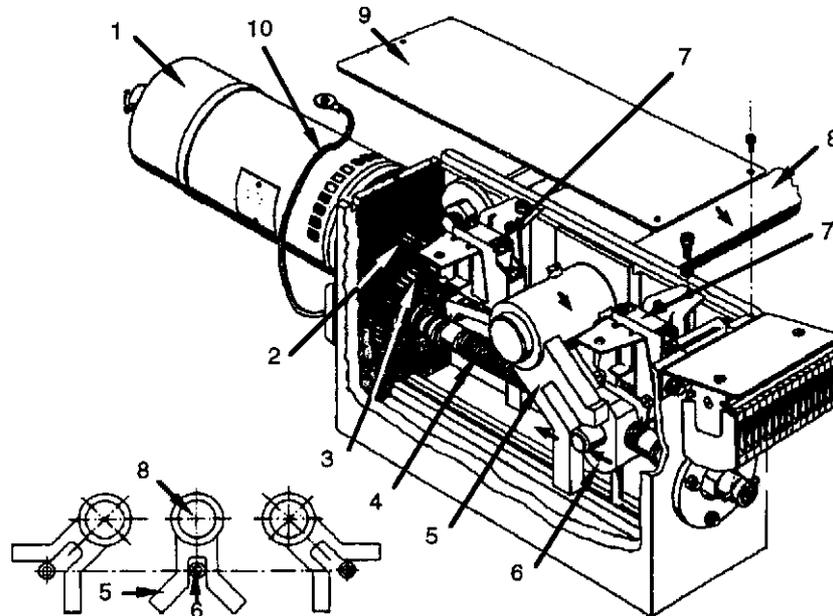


Fig. 2.1.3.1.2 *Accionamiento con mando motorizado para seccionadores de puesta a tierra y seccionadores en carga con bloqueo en final de carrera. 1 = Motor eléctrico; 2 = Rueda dentada; 3 = Piñón; 4 = Husillo; 5 = Horquilla; 6 = Tuerca del husillo y empujador; 7 = Interruptor final de carrera; 8 = Eje del interruptor.; 9 = Tapa; 10 = Conexión a tierra.*

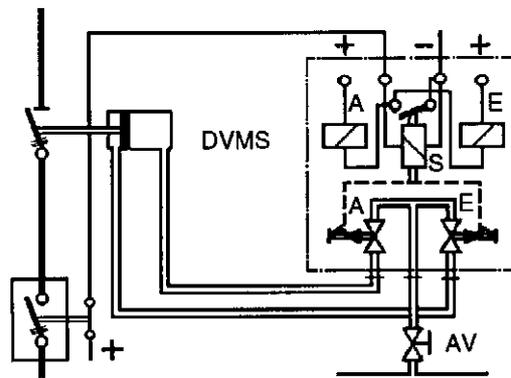
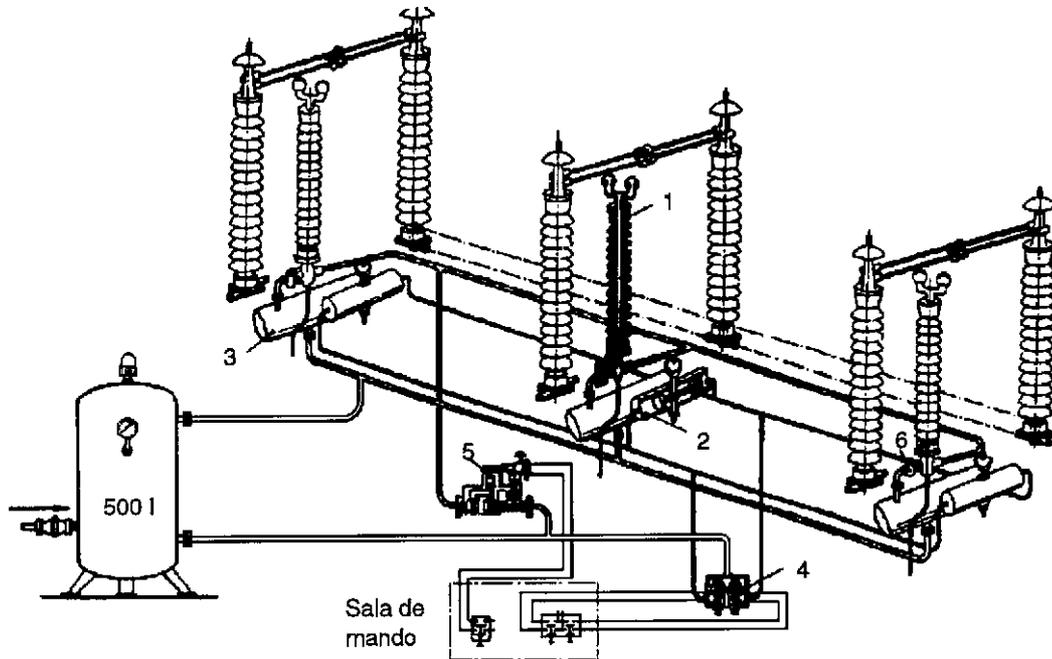


Fig. 2.1.3.1.3 *Mecanismo de mando a distancia hidráulico de un seccionador (AEG).*



*Fig. 2.1.3.1.4 Accionamiento por aire comprimido de un seccionador en carga a la intemperie, corriente nominal 1250 A, corriente de desconexión 130 A (Ruhrtal): 1 = Apoyo soplante con tobera esférica; 2 = Accionamiento de aire comprimido; 3 = Depósito del interruptor; 4 = Válvula de accionamiento; 5 = Válvula de accionamiento separado; 6 = Válvula principal.*

### 2.1.3.2 Órganos de mando para interruptores

El mecanismo de mando de los interruptores debe asegurar una conexión correcta, cualquiera que sea la intensidad de la corriente en el instante del cierre, y una desconexión segura y rápida en el momento deseado, liberando al efecto la energía acumulada en un resorte o en un gas comprimido.

El par de conexión del órgano de mando debe contrarrestar los pares antagonistas del muelle de desconexión y de los esfuerzos de cierre en carga, o bajo cortocircuito.

### 2.1.3.3 Órganos de mando para interruptores automáticos

Las maniobras de cierre y apertura de los interruptores automáticos se realizan a velocidades elevadas independientes de la acción del operador. En el caso de mando manual, el operador va tensando los muelles de cierre por medio de una palanca o de una manivela,

hasta que el muelle almacena la energía suficiente para poder realizar la maniobra de cierre y la posterior maniobra de apertura. El cierre del interruptor se hace de forma automática cuando la tensión del muelle llega a un cierto valor o queda enclavado para dicho valor hasta que reciba la orden de cierre, en cuyo caso el muelle es liberado repentinamente por un mecanismo a trinquete cerrando el interruptor y tensando simultáneamente el muelle que debe asegurar la desconexión del mismo.

Los mandos se pueden clasificar en: eléctricos, neumáticos, hidráulicos y oleoneumáticos.

Actualmente los mandos eléctricos se realizan por medio de dispositivos de acumulación de energía elástica. Dichos dispositivos están constituidos por un motor eléctrico de pequeña potencia y bajo consumo, unos muelles o resortes y unos mecanismos de enclavamiento. El motor eléctrico tensa los muelles de conexión del interruptor hasta un cierto valor por medio de unos engranajes reductores de velocidad. Una vez tensado el muelle, para cerrar el interruptor basta con liberar el mecanismo de enclavamiento, operación que se suele realizar a distancia. Las figuras 2.1.3.3.1 y 2.1.3.3.2 nos muestran dos mandos por resortes, la primera para armado manual por manivela y la segunda con accionamiento eléctrico.

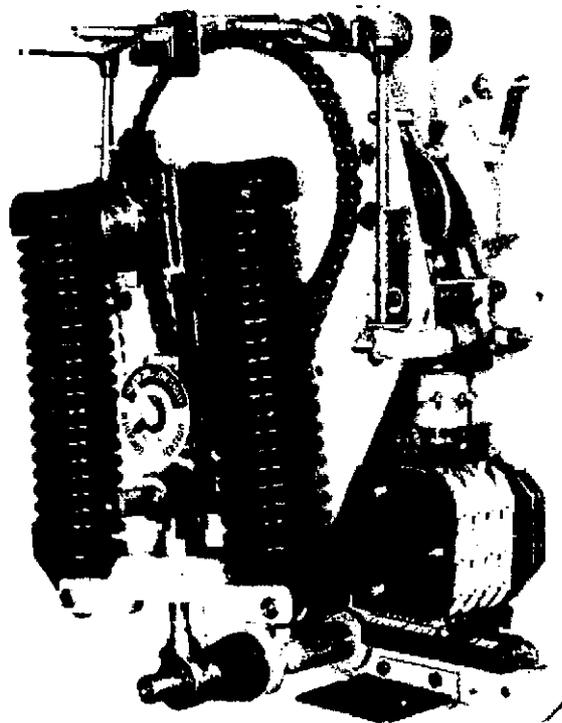


Fig. 2.1.3.3.1 Mando por resortes. Accionamiento manual (BNR de Isodel).

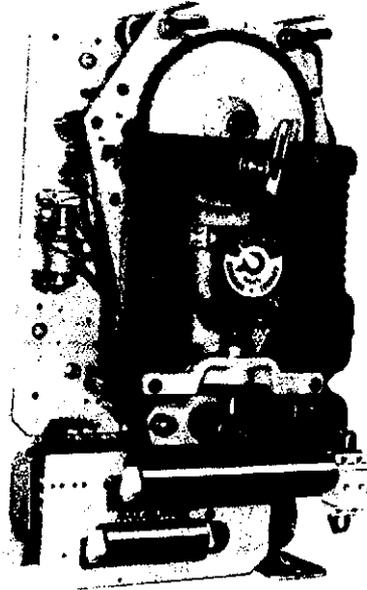


Fig. 2.1.3.3.2 Mando por resortes. Accionamiento eléctrico (BNR M de Isodel).

En la figura 2.1.3.3.3 se explica el mecanismo de mando por acumulación de energía de un interruptor automático de pequeño volumen de aceite en distintas situaciones, y en la figura 2.1.3.3.4 se pueden ver los órganos de mando de un interruptor de pequeño volumen de aceite.

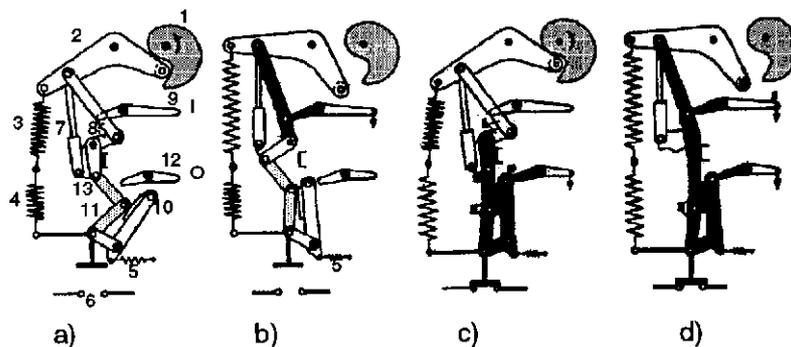


Fig. 2.1.3.3.3 Funcionamiento del mecanismo de mando por acumulación de energía de un interruptor automático de pequeño volumen de aceite (Serie M de Oerlikon): a) Desconectado, resorte de conexión (3) destensado; b) Desconectado y resorte de conexión tensado; c) Conectado y resorte de conexión destensado y resorte de desconexión (4) tensado; d) Conectado, resorte de conexión tensado (3) y resorte de desconexión (4) tensado (interruptor preparado para una maniobra de apertura -cierre- apertura rápida).

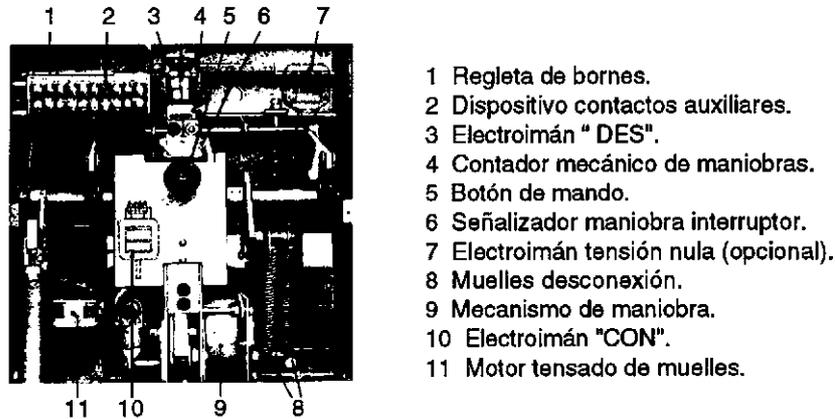


Fig. 2.1.3.3.4 Órganos de mando de un interruptor de reducido volumen de aceite (AEG).

Los mandos neumáticos para interruptores automáticos utilizan aire comprimido para el accionamiento. La conexión tiene lugar mediante un cilindro al que se hace llegar el aire comprimido, cuyo pistón al desplazarse acciona el eje de maniobra. La desconexión puede realizarse mediante un resorte tensado simultáneamente con la maniobra de cierre y retenido por un mecanismo de enclavamiento que se libera en el momento deseado, o bien por la acción directa del aire comprimido, en cuyo caso el cilindro de maniobra es de doble efecto (figura 2.1.3.3.5).

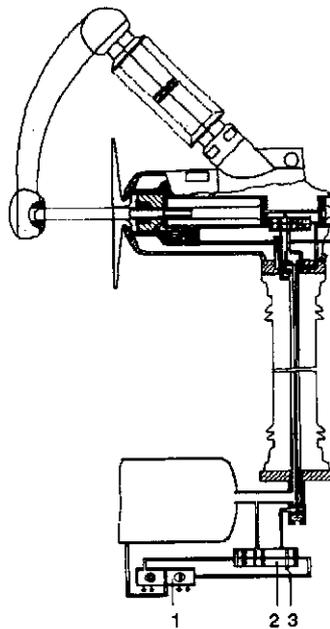


Fig. 2.1.3.3.5 Accionamiento de un interruptor por aire comprimido (AEG): 1 = Válvula de accionamiento; 2 = Corredera inversión sentido; 3 = Descarga de aire.

Los mandos oleoneumáticos utilizan aceite como fluido motor y un órgano de acumulación neumático (aire o nitrógeno a 300 bar). Con estos mandos se alcanzan elevadas velocidades de maniobra. Se han utilizado en los mecanismos de mando de los interruptores automáticos de alta y muy alta tensión.

Estos mandos pueden ser de efecto simple o de doble efecto. En el de efecto simple, la energía del acumulador sirve únicamente para asegurar la maniobra de conexión. La desconexión se realiza con la energía acumulada en un muelle que se tensa durante la maniobra de cierre del interruptor. El estado de tensión del muelle se mantiene por la propia presión del aceite en el cilindro de maniobra o mediante un mecanismo de enclavamiento (figura 2.1.3.3.6).

En los de doble efecto, el cilindro de maniobra realiza la conexión y la desconexión del interruptor.

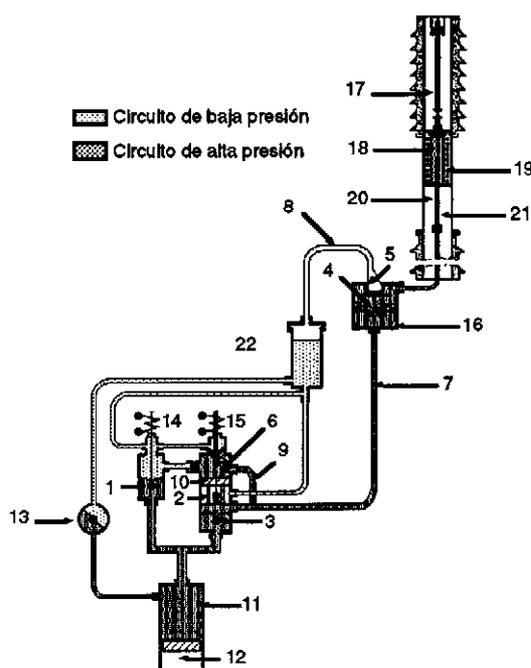


Fig. 2.1.3.3.6 Esquema de mando oleoneumático para un interruptor de pequeño volumen de aceite: 1,2,3,4,5 y 6 = Válvulas; 7 y 8 = Canalizaciones; 9 = Derivación; 10 = Pistón; 11 = Acumulador; 12 = Aire o nitrógeno; 13 = Bomba; 14 = Bobina de conexión; 15 = Bobina de desconexión; 16 = Válvula de retención; 17 = Contacto móvil del interruptor automático (posición conectado); 18 = Pistón de accionamiento del contacto móvil; 19 = Resortes de desenganche; 20 = Alimentación del pistón de accionamiento del contacto móvil; 21 = Tubo aislante; 22 = Depósito de aceite de baja presión.

### 2.1.4 Bastidor

El bastidor es la estructura metálica que soporta los elementos constitutivos de los interruptores y seccionadores. El bastidor debe tener la suficiente rigidez mecánica para resistir sin la mínima deformación los esfuerzos a que pueda estar sometido en servicio.

## 2.2 Calentamiento de los conductores y de los contactos

Para que las características de funcionamiento de un interruptor no sean afectadas por una elevación excesiva de temperatura, es necesario que sus cualidades dieléctricas, los esfuerzos aplicados a los contactos y el estado de las superficies de contacto, mantengan sus valores iniciales.

En la tabla 2.2.1 se dan las temperaturas límites de los materiales aislantes más normales .

La influencia de la temperatura sobre la rigidez dieléctrica de los aislantes sólo se toma en consideración en los materiales de alta tensión, pues en los de baja tensión los esfuerzos dieléctricos son lo suficientemente bajos para no temer una perforación aún con las mayores temperaturas admisibles.

Los aislantes utilizados en alta tensión se dimensionan, desde el punto vista dieléctrico, teniendo en cuenta una temperatura máxima de 90 °C.

**Tabla 2.2.1** Materiales aislantes

Clase (VDE)	MATERIAL	Temperatura límite (°C)
A	Algodón, seda, papeles impregnados o sumergidos en aceite .....	105
E	Nylon, poliéster, esmaltes de APV, resinas fenólicas, triacetato de celulosa .....	122
B	Mica, fibra de vidrio, amianto, combinados con aglutinantes naturales o sintéticos (goma, laca, resinas fenólicas, poliéster, melamina, etc. ) .....	130
F	Si los materiales anteriores están aglutinados por barnices sintéticos de silicona o de poliestireno.....	155

La resistencia óhmica de contacto entre los contactos fijo y móvil cuando éstos están cerrados, depende de la presión que se aplica entre los mismos. Para evitar que el calentamiento no afecte a esta presión, es decir, a la elasticidad de los resortes que mantienen dicha presión, es necesario que el material del que están contruidos no supere una cierta temperatura.

A continuación, se dan las temperaturas a partir de las cuales pierden su elasticidad los materiales siguientes:

- Cobre puro: 75 °C.
- Bronce fosforoso: 105 °C.
- Acero: 130 °C.

Las caídas de tensión entre contactos de idéntica forma dependen, a igualdad de presión de los contactos, de su naturaleza y del estado de su superficie.

La mayoría de metales utilizados en los circuitos eléctricos principales de los interruptores y seccionadores, como el cobre y el aluminio, se oxidan en contacto con el aire, lo que aumenta su resistencia de contacto, que a su vez, se traduce en mayores pérdidas por efecto Joule y un más rápido deterioro de los contactos. Para evitar este deterioro, los contactos de cobre se suelen recubrir de plata, cuyo óxido es conductor. En la tabla 2.2.2 se dan los calentamientos máximos admisibles para los contactos en función de su naturaleza.

**Tabla 2.2.2** Calentamiento máximo admisible para contactos en función de su naturaleza (temperatura ambiente de 40 °C).

Naturaleza de las piezas de contacto	Temperatura máxima admitida (°C)	
	No recubierto de plata	Recubierto de plata
Cobre en el aire .....	33	65
Cobre en aceite .....	40	50
Bornes de conexión .....	50	65
Aceite de interruptor .....	40	
Piezas sumergidas en aceite .....	60	
Piezas metálicas en contacto con aislantes .....	50 ( 60)*	

(\*) según aislante

### 2.3 Aislamiento

Todos los aisladores de los aparatos de interrupción deben soportar diferentes sollicitaciones dieléctricas, unas de modo permanente, como es la tensión de la red, y otras de modo ocasional como son sobretensiones transitorias de origen atmosférico o de origen interno, que pueden alcanzar valores muy elevados.

Estas tensiones y sobretensiones pueden ser entre fase y tierra, entre fases y entre los dos polos de una misma fase cuando el interruptor o seccionador está abierto.

Además, el aparato en cuestión deberá hacer frente a estas sollicitaciones durante toda su vida y cuando se trate de un aparato de servicio intemperie, habrá de hacerlo en las diferentes condiciones climatológicas y ambientales que se pueden presentar.

## 2.4 Aislantes más empleados

Se pueden clasificar en: gases, líquidos y sólidos.

**Gases:** Aire (a presión atmosférica o comprimido).  
Exafluoruro de azufre.

**Líquidos:** Aceite mineral.

En la norma UNE 70.21 se fijan las características normales que han de presentar y los ensayos de laboratorio para determinarlas y comprobarlas.

**Sólidos:**

Su misión en la aparatenta es fijar la posición de los conductores y las piezas bajo tensión, emplazadas en un medio aislante gaseoso o líquido. Para su elección hay que considerar:

- resistencia mecánica,
- resistencia al medio,
- rigidez dieléctrica,
- resistencia de aislamiento,
- ángulo de pérdidas,  $\delta$ ,
- comportamiento superficial (frente a la humedad, a los efluvios y al arco eléctrico).

**Servicio intemperie:**

Los aislantes usados en servicio intemperie se pueden clasificar en: inorgánicos naturales o artificiales (incombustibles).

**Naturales:**

Asbesto o amianto, mica, talco, sílice, cuarzo, mármol, yeso.

Los naturales son difíciles de trabajar y tienen el inconveniente de que presentan vetas metálicas conductoras. Para su uso se pulverizan y se depuran previamente antes de darles forma por medio de aglutinantes

**Artificiales:**

Son los productos cerámicos y el vidrio. Entre los productos cerámicos (κεραμοζ = arcilla) están:

- porcelana (cerámica a base de arcilla, tipo 110, DIN 40.685),
- esteatita (cerámica a base de talco, tipos 220 y 221, DIN 40.685),
- capastea, condensa (cerámica a base de titanio, tipos 310 y 320, DIN 40.685),
- óxido de aluminio (cerámica a base de óxidos, tipos 610 y 730, DIN 40.685).

El vidrio es una mezcla fundida de anhídrido silícico y óxidos metálicos ( $\text{Na}_2\text{O}$ ,  $\text{CaO}$ ) (Vycor, Pyrex, Hysil). Son resistentes a incrementos elevados de temperatura, a la intemperie y a agentes químicos.

Para los aisladores de AT se aplica vidrio Pyrex de constante dieléctrica  $\epsilon_r = 5,4$ , densidad  $2500 \text{ kg / m}^3$  y coeficiente de dilatación  $3,34 \cdot 10^{-6} \text{ }^\circ\text{C}$ .

*Servicio interior:*

Predominantemente de origen orgánico, naturales o artificiales. Son todos combustibles, por lo que debe asegurarse que su temperatura de servicio no excederá de los límites que la experiencia o la investigación han señalado y las normas han recogido.

Como aislantes orgánicos se emplean:

- la madera de haya barnizada, impregnada en aceite, en forma de contrachapeado duro (impregnación de resinas fenólicas)
- el papel y sus derivados a base de celulosa modificada: Transformación parcial en hidrocelulosa (placas y perfiles de fibra vulcanizada), y papeles acetilados.

Textiles:

Tejidos de origen vegetal:	algodón, lino, etc.
Tejidos de origen animal:	lana, seda, etc.
Tejidos de origen sintético:	viscosa, poliamidas (nylon), poliacrilonitrilos (orlón), polietilentereftalatos (terylene etc.

Materiales prensados laminares y tubulares (papel y tejidos baquelizados): Impregnación a base de resinas fenólicas (fenoplásticos), resinas sintéticas de fenoles (cresoles) y formaldehído, resinas carbamídicas (aminoplásticos), resinas sintéticas de urea y formaldehído, resinas melamínicas (melaminoplásticos), resinas sintéticas de melamina y formaldehído.

Materiales moldeados a presión: Aglomerados a base de resina artificial en proporción de 40% al 50%) y el resto sustancias orgánicas o inorgánicas como material de relleno. Las resinas más empleadas son: fenol-formaldehído, urea-formaldehído y melamina-formaldehído. Y como material de relleno (carga inerte) se utiliza: aserrín (harina de madera) y polvos minerales (cuarzo, sílice, talco).

*Siliconas*

Es el término general con el que se designan toda una serie de derivados orgánicos del silicio que presentan cualidades parecidas entre sí, de las cuales cabe destacar: resistencia física y química dentro de una extensa gama de temperaturas, resistencia al agua (hidrófuga), envejecimiento más lento que otros aislantes y notables propiedades dieléctricas.

Los productos que se derivan de la silicona son:

- aislantes líquidos: empleados en la refrigeración de transformadores ( $\theta = 100^\circ\text{C}$ ).
- placas: de 0,25 mm ( $U_p = 10 \text{ kV/mm}$  a  $12 \text{ kV/mm}$  (eficaz, a 50 Hz)),  
de 2,50 mm ( $U_p = 20 \text{ kV/mm}$  (eficaz, a 50 Hz)).
- grasas y compuestos.
- resinas: para la fabricación de barnices aislantes ( $\theta_{\text{máx}} = 180^\circ\text{C}$ , Clase H),  
materiales laminares prensados en capas, y  
piezas moldeadas a presión ( $-70^\circ\text{C} < \theta < 180^\circ\text{C}$ ).
- siliconelastómeros (caucho de silicona).

#### *Caucho natural y artificial.*

#### *Resinas epoxídicas:*

La primera utilización fue para transformadores de medida para servicio interior. Se fabrican placas y tubos aislantes armados con tela de vidrio.

Pueden ser moldeadas sin carga de relleno y con cargas (polvos de mica, cuarzo y pizarra, y fibras de amianto o de vidrio). Se caracterizan por una escasa contracción (0,1% + 0,2% frente al 5% en la porcelana) provocada por el endurecimiento. Se utilizan para piezas de gran precisión.

Su resistencia mecánica a la tracción es:  $350 + 400 \text{ N.mm}^{-2}$  para productos isótropos y  $1000 \text{ N.mm}^{-2}$  para productos anisótropos:

#### *Poliésteres*

Los poliésteres se caracterizan por:

- ser líquidos a la temperatura ordinaria,
- no necesitar calentarse para prepararlos,
- ser mecánicamente resistentes,
- tener buenas cualidades aislantes,
- ser translúcidos, resistentes al agua y a numerosos agentes químicos,
- su dureza y conductividad térmica pueden aumentarse con rellenos minerales

## **2.5 Esfuerzos electrodinámicos**

Además del efecto térmico, las corrientes de sobrecarga y de cortocircuito originan la aparición de esfuerzos electrodinámicos en todo el recorrido de las mismas: generadores,

transformadores, interruptores, seccionadores, embarrados, cables, líneas, etc., lo que puede originar graves daños a la instalación. Así por ejemplo, la apertura de un seccionador motivado por las elevadas corrientes de cortocircuito (un mal dimensionamiento o diseño) no sólo lo destruirá, sino que incluso puede ser el origen de daños más cuantiosos en otras partes de la instalación.

Si nos limitamos al cálculo de los esfuerzos entre conductores paralelos, como es el caso de los embarrados rígidos, podremos utilizar con suficiente aproximación, cuando su sección es despreciable frente a su separación, la expresión que nos da la fuerza que actúa por unidad de longitud entre dos conductores paralelos e indefinidos:

$$F = \frac{\mu_0 i_1 i_2}{2\pi a} \quad (2.5.1)$$

$$F = 2 \times 10^{-7} \frac{i_1 i_2}{a} \quad (2.5.2)$$

siendo  $a$  la separación entre los conductores en metros.

Si las corrientes son iguales se tendrá:

$$F = 2 \times 10^{-7} \frac{i^2}{a} \left[ \frac{\text{N}}{\text{m}} \right] \quad (2.5.3)$$

Si la corriente es alterna, las fuerzas no son constantes sino que oscilan entre 0 y un máximo, con una frecuencia doble de la de servicio. A causa de ello pueden presentarse fenómenos de resonancia con la frecuencia propia de la oscilación mecánica de las piezas que soportan estos esfuerzos, frecuencia que depende de la masa y de la elasticidad de las piezas. Como las condiciones de resonancia deben siempre evitarse, será preciso en determinados casos variar la masa o la elasticidad, o ambas a la vez, de las piezas para que ambas frecuencias difieran cuanto menos entre un 22 % y un 30 %.

## 2.6 Fatiga de las barras y frecuencia propia de oscilación

Las sollicitaciones entre conductores cuando por ellos circula una corriente eléctrica equivale a una carga repartida a lo largo de los mismos, que somete a los aisladores de apoyo y de sujeción de las barras a un esfuerzo de flexión, de compresión o de tracción, según la disposición adoptada y a las barras a un esfuerzo de flexión y cortadura.

Para el cálculo de las sollicitaciones máximas entre los conductores seguiremos la norma VDE103, limitándonos al cálculo de embarrados rígidos, cuya disposición aparece en la figura 2.6.1.

Las expresiones para el cálculo de las sollicitaciones vienen dadas en la tabla 2.6.1.

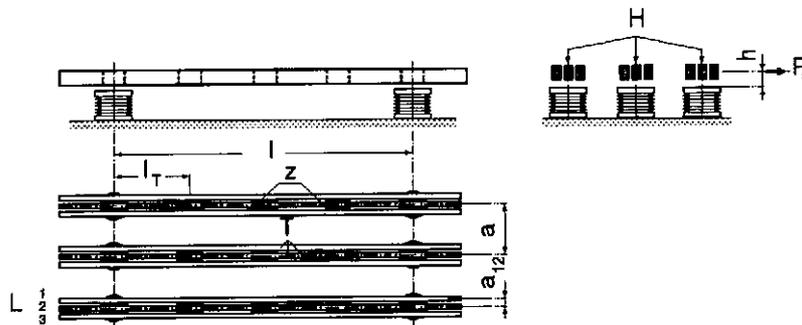


Fig. 2.6.1 Disposición de los conductores principales, H, formados cada uno de ellos por tres conductores parciales, T, con separadores intermedios, z, (VDE 103).

Tabla 2.6.1 Fórmulas para el cálculo de las sollicitaciones de los conductores y de los apoyos (VDE 103).

Magnitud a calcular	Ecuación	Ecuación numérica
Fuerza electrodinámica entre los conductores principales	$F_H = \frac{\mu_0}{2\pi} I_s^2 \cdot \frac{l}{a}$	$F_H = 0,2 \cdot I_s^2 \cdot \frac{l}{a} \quad (2.6.1)$
Esfuerzo de los conductores principales	$\sigma_H = v_{\sigma} \cdot \beta \cdot \frac{F_H \cdot l}{8 \cdot W}$	$\sigma_H = 1,25 \cdot 10^{-3} \cdot v_{\sigma} \cdot \beta \cdot \frac{F_H \cdot l}{W} \quad (2.6.2)$
Fuerza electrodinámica entre los conductores parciales	$F_T = \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \left(\frac{I_s}{t}\right)^2 \cdot \frac{l_T}{a_T}$	$F_T = 0,2 \cdot \left(\frac{I_s}{t}\right)^2 \cdot \frac{l_T}{a_T} \quad (2.6.3)$
Esfuerzo de los conductores parciales	$\sigma_T = v_{\sigma T} \cdot \frac{F_T \cdot l_T}{16 \cdot W_T}$	$\sigma_T = 6,25 \cdot 10^{-4} \cdot v_{\sigma T} \cdot \frac{F_T \cdot l_T}{W_T} \quad (2.6.4)$
Esfuerzo resultante en los conductores	$\sigma_{res} = \sigma_H + \sigma_T$	$(2.6.5)$
Sollicitación en el punto de apoyo	$F_s = v_F \cdot \alpha \cdot F_H$	$(2.6.6)$

Las corrientes a emplear según el tipo de instalación y de defecto aparecen en la tabla 2.6.2. Los factores  $\alpha, \beta$  y  $\gamma$ , y  $v_F, v_\sigma$  y  $v_{\sigma T}$  se encuentran en las tablas 2.6.3 y 2.6.4, respectivamente.

**Tabla 2.6.2** Corrientes de choque de cortocircuito para la tabla 10.5.2.1 (VDE 103).

Ecuación	Corriente continua	Corriente alterna trifásica	
	Corriente alterna monofásica	Cortocircuito <sup>1)</sup> bipolar	Cortocircuito tripolar
(1), (2)	$I_s$	$I_{s2pol}$	$0,93 \cdot I_{s3pol}$
(3), (4)	$I_s$	$I_{s2pol}$	$I_{s3pol}$

**Tabla 2.6.3** Factores  $\alpha, \beta$  y  $\gamma$  para embarrados con uno o varios vanos con igual o aproximadamente igual separación entre los apoyos (VDE 103).

Tipos de embarrados y de sujección		Solicitud del apoyo Factor $\alpha$	Esfuerzo del conductor principal Factor $\beta$	Frecuencia fundamental Factor $\gamma$ (§ 7)
Embarrado	Apoyado en ambos extremos	A : 0,5 B : 0,5	1,0	157
de un	Empotrado apoyado	A : 0,625 B : 0,375	0,73	246
solo vano	Empotrado en ambos extremos	A : 0,5 B : 0,5	0,50	357
Embarrado de múltiples		A : 0,375 B : 1,25	0,73	246
vanos con n apoyos igual		A : 0,4 B : 1,1	Campo interior 0,5	357
o aprox. igual separados		A : 0,5 B : 1,0	Campo exterior 0,73	357

**Tabla 2.6.4** Factores  $v_F$ ,  $v_\sigma$  y  $v_{\sigma T}$ .

Instalación	$v_\sigma, v_{\sigma T}$	$v_F$
Corriente continua	2	2
Corriente alterna y trifásica	1	1 para $\sigma_{res} \geq 0,8 \sigma'_{0,2}$ para $\sigma_{res} < 0,8 \sigma'_{0,2}$

*Solicitaciones permitidas:*

Se considera que los conductores son resistentes al cortocircuito, cuando los valores que se obtienen para el esfuerzo resultante satisfacen la desigualdad:

$$\sigma_{res} \leq q \cdot \sigma_{0,2}$$

En las instalaciones de  $U_n \geq 110$  kV hay que tener en cuenta las cargas previas debidas al peso de los tubos de los embarrados. El factor  $q$  considera la distribución modificada de las tensiones en la sección del conductor con el paso al estado plástico del mismo. Se puede tomar  $q = 1,5$ .

Además se habrá de cumplir que:

$$\sigma_T \leq \sigma_{0,2}$$

Con la aplicación de las anteriores reglas de dimensionamiento puede ocurrir que, con  $q > 1$  y  $\sigma_T \approx \sigma_{0,2}$  después de que se presente la máxima intensidad de corriente de cortocircuito posible, quede una cierta deformación del embarrado, pero que, según la experiencia no afecta a la seguridad de la instalación.

*Dimensionamiento mecánico de los aisladores:*

La sollicitación dinámica del punto de apoyo  $F_S$  más las cargas previas existentes, como por ejemplo, el peso y las fuerzas de conexión no pueden superar la carga mínima de rotura garantizada por el fabricante de los aisladores. Para aisladores de apoyo, que son sollicitados a rotura, hay que tener en cuenta la separación  $h$  del punto de aplicación de la fuerza.

*Cálculo de la frecuencia propia del embarrado:*

A fin de no tener que sobredimensionar los embarrados y fijaciones se hace preciso el cálculo de la frecuencia de resonancia del embarrado, que se obtiene como:

$$f_L = c \cdot f_0 \quad (2.6.7)$$

Para la barra principal o para varias barras parciales se verifica:

$$f_o = \frac{\gamma}{l^2} \sqrt{\frac{E \cdot J_T}{m'_T}} \quad (2.6.8)$$

Siendo  $\gamma$  un factor que se obtiene de la tabla 2.6.3, y el factor  $c$  de la figura 4 de la VDE 103, y que depende de la masa de los separadores intermedios  $m_z$ . Cuando no hay separadores,  $c = 1$ . Cuando se desee calcular la frecuencia de las barras parciales basta sustituir en las ecuaciones anteriores  $l = l_T$  y  $c = 1$ . El valor de  $l_T$  se determina según se indica en la figura 4 de la VDE 103.

En la tabla 2.6.5 se da una relación de los símbolos utilizados con sus unidades y significado:

**Tabla 2.6.5** Símbolos utilizados en la norma VDE 103.

Símbolos	Unidad	Significado
$a$	cm	Separación entre los centros de los conductores principales (figura 2.6.1).
$a_T$	cm	Distancia efectiva entre los centros de los conductores parciales.
$c$	1	Factor para la influencia de los separadores intermedios.
$E$	N/mm <sup>2</sup>	Módulo de elasticidad. <i>Embarrados:</i> Cobre (DIN 40 500) o aluminio (DIN 40 501), o indicaciones del fabricante <i>Líneas aéreas:</i> VDE 0210 o indicaciones del fabricante.
$F_H$	N	Fuerza electrodinámica entre conductores principales.
$F_T$	N	Fuerza electrodinámica entre conductores parciales.
$F_S$	N	Fuerza a que está sometido el punto de apoyo.
$f_L$	Hz	Frecuencia característica del conductor.
$f_o$	Hz	Frecuencia fundamental del conductor
$h$	cm	Distancia del punto de aplicación de la fuerza al borde superior del apoyo (figura 2.6.1)).
$I''_{k2p}$	kA	Intensidad de la corriente alterna inicial de cortocircuito bipolar (valor eficaz).
$I_s$	kA	Intensidad de la corriente de choque o la intensidad de la corriente que pasa en los aparatos de ruptura con limitación de corriente o fusibles (valor máximo).
$J_T$	cm <sup>4</sup>	Momento de superficie de 2º grado del conductor parcial (momento de inercia superficial).
$l$	cm	Distancia entre los apoyos (figura 2.6.1).
$l_T$	cm	Distancia máxima de un elemento separador al punto de apoyo o al elemento separador contiguo.
$m'_T$	kg/cm	Densidad lineal del conductor parcial.
$q$	1	Factor de plasticidad.
$t$	1	Número de conductores parciales (figura 2.6.1).

$v_F$	1	Factor para la sollicitación del punto de apoyo.
$v_\sigma$	1	Factor para la sollicitación del conductor.
$v_{\sigma T}$	1	Factor para la sollicitación del conductor parcial.
$W$	cm <sup>3</sup>	Momento resistente del conductor principal.
$W_T$	cm <sup>3</sup>	Momento resistente del conductor parcial.
$\alpha$	1	Factor para la sollicitación del punto de apoyo.
$\beta$	1	Factor para la sollicitación del conductor principal.
$\gamma$	1	Factor para la determinación de la frecuencia fundamental.
$\mu_0$	Vs/Am	Permeabilidad magnética del vacío ( $4\pi \cdot 10^{-7}$ Vs/Am).
$\sigma_{res}$	N/mm <sup>2</sup>	Esfuerzo resultante sobre el conductor.
$\sigma_H$	N/mm <sup>2</sup>	Esfuerzo sobre el conductor principal.
$\sigma_T$	N/mm <sup>2</sup>	Esfuerzo sobre el conductor parcial.
$\sigma_{0,2}$	N/mm <sup>2</sup>	Valor mínimo del límite elástico (valores según DIN 40 500, DIN 40 501 o según la indicación del fabricante).
$\sigma'_{0,2}$	N/mm <sup>2</sup>	Valor máximo del límite elástico (valores según DIN 40 500, DIN 40 501 o según la indicación del fabricante).

## 2.7 Bibliografía

- [1] Buchhold-Happoldt: *Centrales y redes eléctricas*. Editorial Labor. Barcelona, 1974
- [2] Cortes, M.: *Centrales eléctricas*. C.P.D.A., E.T.S.I.I., Barcelona, 1980.
- [3] Ravindranath, B.; Chander, M.: *Protección de sistemas de potencia e interruptores*. Editorial Limusa. México, 1980.
- [4] Schmelcher, Th.: *Handbuch der Niederspannung. Projektierungshinweise für Schaltgeräte Schaltanlagen und Verteiler*. Siemens Aktiengesellschaft, Berlín y Munich, 1982.
- [5] Zopetti, G.: *Estaciones transformadoras y de distribución*. 3ª Edición. Ed. Gustavo Gili S.A. Barcelona, 1979
- [6] BBC-Brown Boveri: *Manual de las Instalaciones de Distribución de Energía Eléctrica*. Ed. Urmo S.A. Bilbao, 1983.
- [7] Dorsch, H.: *Überspannungen und Isolationsbemessung bei Drehstrom-Hochspannungsanlagen*. Verlag: Siemens Aktiengesellschaft, Berlín y Munich, 1981.
- [8] Lindmayer, M.: *Schaltgeräte. Grundlagen, Aufbau, Wirkungsweise*. Springer-Verlag Berlín, 1987.

## Capítulo 3 Tipos de seccionadores e interruptores

### 3.1 Tipos principales de seccionadores

Los seccionadores o desconectores son aparatos de seguridad y maniobra sin carga que se emplean para aislar un elemento de una red eléctrica o una parte de la misma del resto de la red, con el fin de ponerlos fuera de servicio, o para llevar a cabo trabajos de mantenimiento o de reparación. También se emplean, como elementos de seguridad, para poner a tierra las líneas en las que se realizan trabajos de montaje, reparación y mantenimiento, y para preparar y hacer posible la interconexión de unos circuitos con otros según las exigencias de la explotación del sistema, por ejemplo en el caso de transferencia de barras, acoplamiento de barras, etc. Y excepto en las instalaciones blindadas o encapsuladas el tramo en el aire es visible.

Los seccionadores, excepto los seccionadores en carga, no poseen apenas poder de corte, por lo que su maniobra debe realizarse sin carga. Sin embargo, si están en tensión deberán interrumpir las corrientes capacitivas de la parte de la red en vacío. Dichas corrientes no deberán superar los valores que los constructores les asignan en función de la tensión de servicio y del factor de potencia.

A los seccionadores se les exige una seguridad absoluta de aislamiento de la parte de la instalación separada del resto de la red, para lo cual la tensión de descarga entre los bornes de llegada y de salida deberá ser más elevada que la tensión de descarga entre fases y masa. Además, deberán resistir las máximas solicitaciones térmicas y electrodinámicas que puedan presentarse en caso de cortocircuito, así como los esfuerzos mecánicos de maniobra.

Básicamente existen las siguientes variedades constructivas de seccionadores:

- seccionadores de cuchillas,
- seccionadores deslizantes,
- seccionadores rotativos,
- seccionadores oscilantes,
- seccionadores pantógrafo.

Los seccionadores de cuchillas (figura 3.1.1) son los más simples y se maniobran a distancia por los órganos de mando anteriormente descritos, generalmente de forma manual.

Este tipo de seccionadores se utiliza en instalaciones de media y alta tensión, tanto para servicio interior como para el servicio exterior o de intemperie.

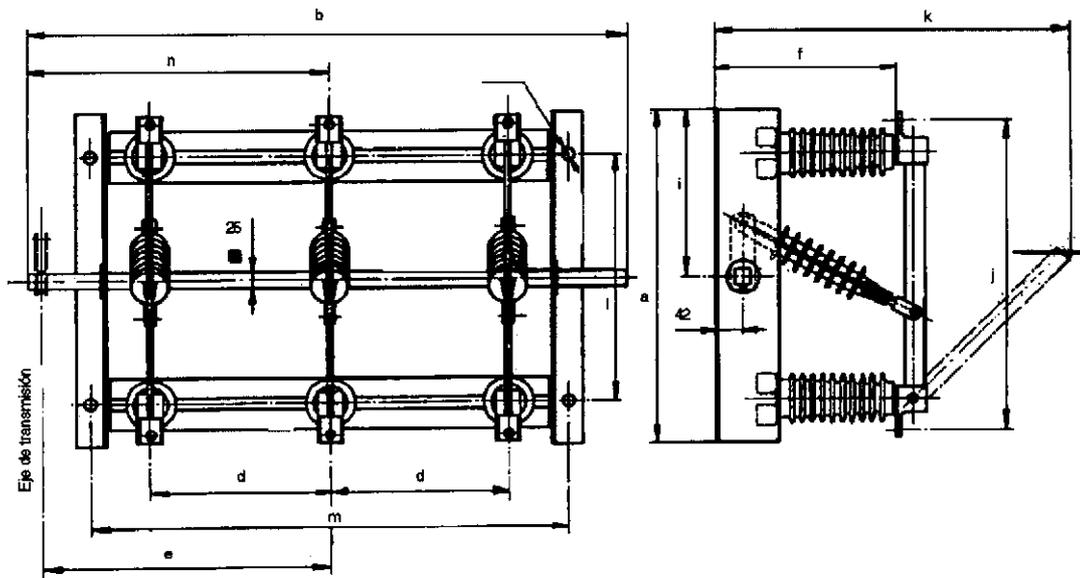


Fig. 3.1.1 Seccionador tripolar de cuchillas, de MT, Tipo SL, 7,2 + 36 kV, 200 + 630 A (Isodel).

Los seccionadores deslizantes (figura 3.1.2) tienen la ventaja de que necesitan una menor profundidad, por lo que son idóneos para su montaje en el interior de celdas metálicas prefabricadas.

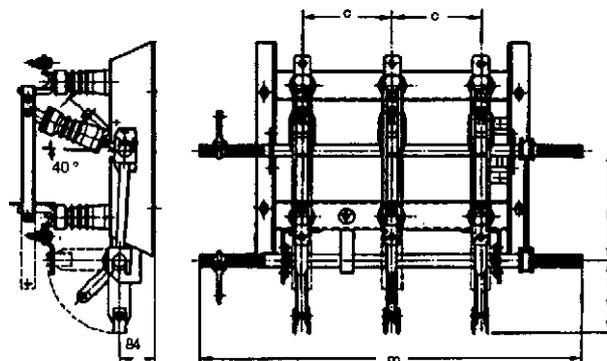


Fig. 3.1.2 Seccionador tripolar de MT de contactos deslizantes 10 + 30 KV , 400 + 630 A (M.E.S.A).

Los seccionadores rotativos pueden ser de dos aisladores por polo, ambos giratorios (figuras 3.1.3 y 3.1.4) o de tres aisladores por polo, dos fijos y uno central giratorio (figura 3.1.5).

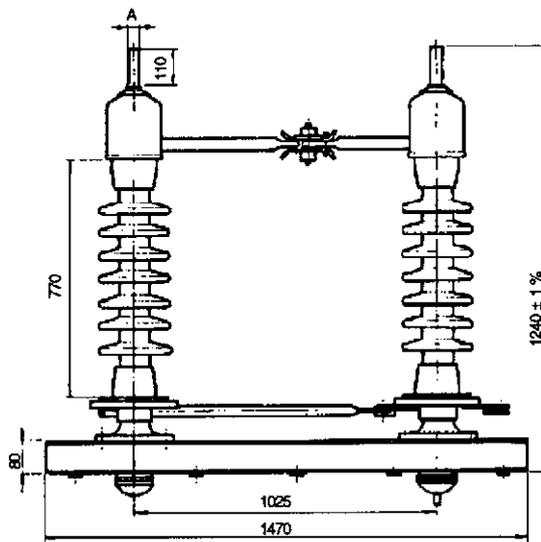


Fig. 3.1.3 Seccionador de intemperie de dos columnas giratorias, contacto de pinzas, Tipo SEP, 72,5 kV, 630+ 2000 A (AEG).

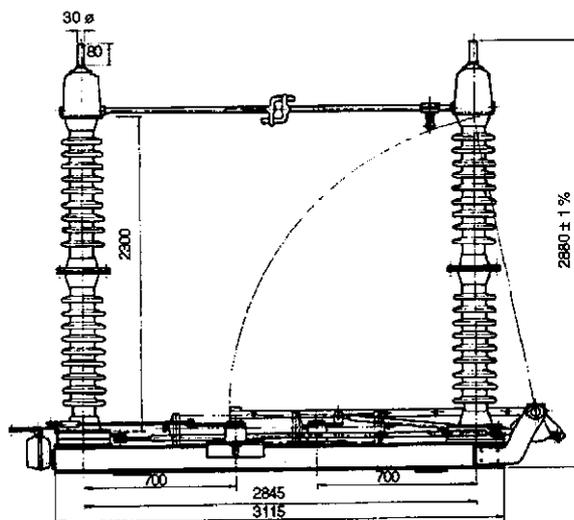


Fig. 3.1.4 Seccionador de intemperie de dos columnas giratorias, contactos de garras, Tipo SEG, 245 kV, 1250+ 1600 A, con cuchillas de puesta a tierra (AEG).

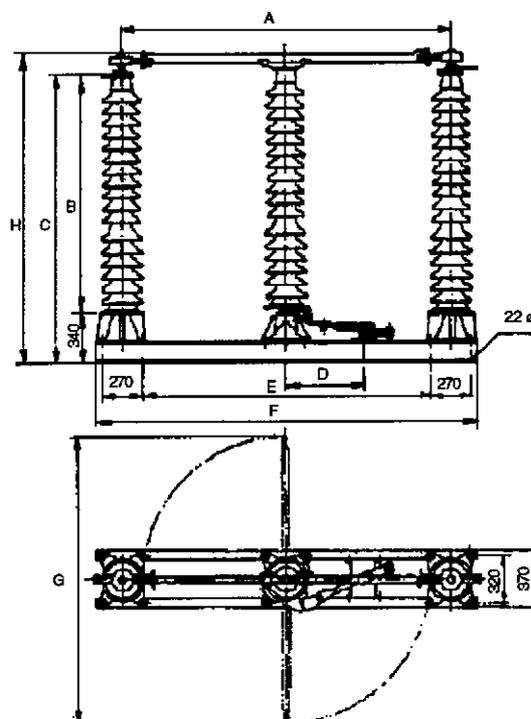


Fig. 3.1.5 Polo de un seccionador de tres columnas tipo SA, 1400 + 3100 A , 72,5 + 300 kV (Magrini-Galileo).

En estos tipos de seccionadores se consigue, por medio de un sistema de bielas de acoplamiento, el movimiento de cierre o de apertura simultáneo en los tres polos.

Algunas veces los contactos fijos y móviles están provistos de unas antenas que hacen de contactos auxiliares para proteger los contactos del seccionador de la posible abrasión del arco que se formaría al interrumpir las débiles corrientes de vacío que puede cortar un seccionador.

Los seccionadores tipo pantógrafo son utilizados en instalaciones de alta y muy alta tensión, para la conexión de un juego de barras a otro situado en un plano superior, con una ocupación de espacio horizontal mínimo.

Existen dos variedades constructivas de este tipo de seccionadores. Una variedad se designa como pantógrafo de rodillera (figuras 3.1.6 y 3.1.7) y la otra pantógrafo de tijera (figura 3.1.8). En este caso el seccionador sirve a su vez como apoyo de una línea, mientras que la línea que está situada en el plano superior forma el contacto fijo.

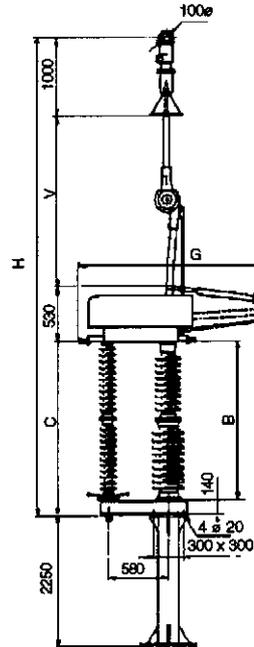


Fig. 3.1.6 Seccionador pantógrafo tipo rodillera, ejecución pantógrafo SG1 (145 + 300 kV, 800 + 1600 A); MSM (145 kV + 420 kV, 1250 + 3150 A) (Magrini Galileo).

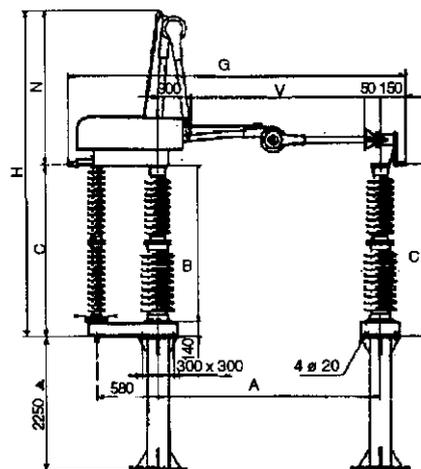


Fig. 3.1.7 Seccionador pantógrafo tipo rodillera, ejecución línea SG1 (145 + 300 kV, 800 + 1600 A); MSM (145 kV + 420 kV, 1250 + 3150 A) (Magrini Galileo).

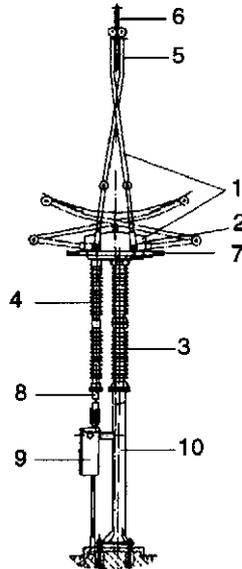


Fig. 3.1.8 Seccionador pantógrafo de tijera TPF (Isodel) ( 145 + 525 kV, 2000 + 3150 A): 1 = Parte superior; 2 = Mecanismo; 3 = Aislador soporte; 4 = Columna giratoria; 5 = Trapecio; 6 = Contacto; 7 = Conexión inferior; 8 = Tubo de acoplamiento; 9 = Mando; 10 = Soporte.

En instalaciones encapsuladas o blindadas de SF<sub>6</sub> los seccionadores van encerrados en el interior de las mismas. En este caso el tramo de seccionamiento del seccionador cuando está abierto no es visible, por lo que la seguridad del personal de mantenimiento y reparación sólo puede obtenerse mediante seccionadores que se puedan poner a tierra (figuras 3.1.9 y 3.1.10).

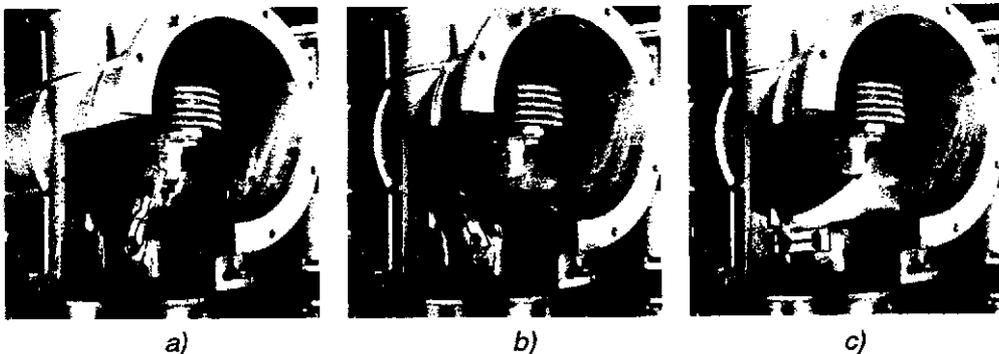


Fig. 3.1.9 Seccionador de una instalación de seccionamiento blindada de MT aislada por SF<sub>6</sub>, 8DA1 (Siemens): a) Conectado; b) Desconectado; c) Puesto a tierra.

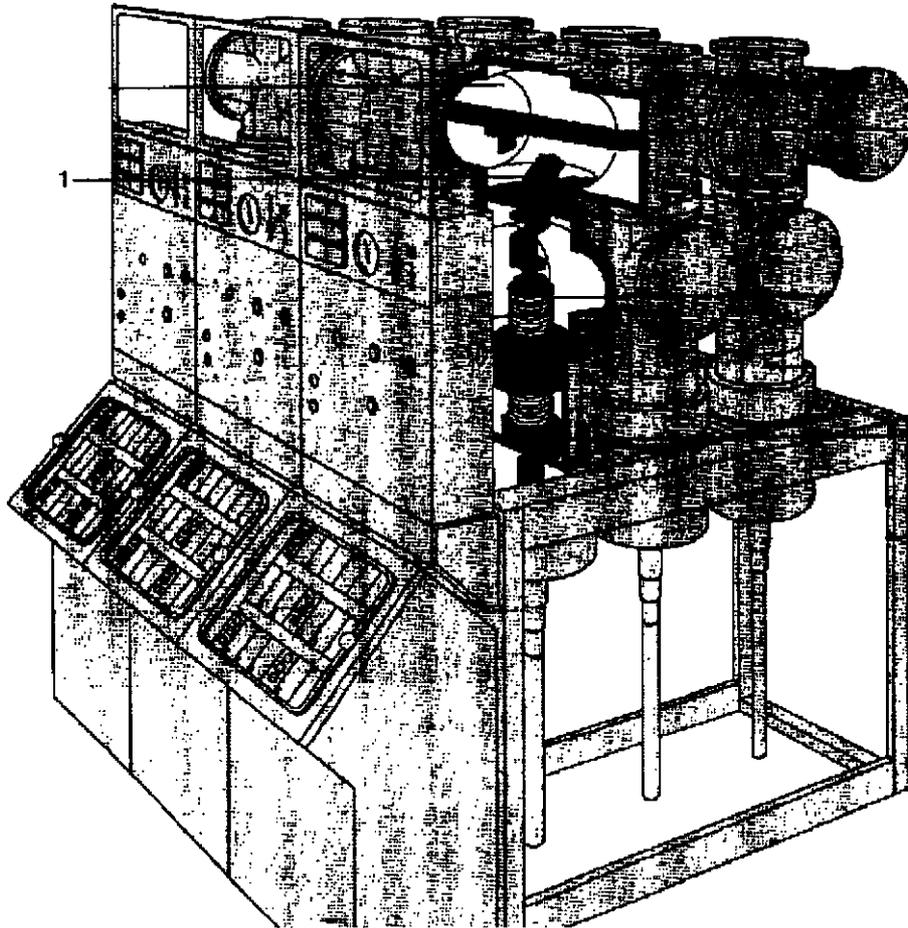


Fig. 3.1.10 Instalación de seccionamiento blindada de MT aislada por SF<sub>6</sub>, 8DA1 (Siemens): 1 = Seccionador con puesta a tierra.

### 3.2 Seccionadores de carga

Son seccionadores que poseen una limitada capacidad de ruptura, pero suficiente para el corte y cierre de circuitos de alta y muy alta tensión de reducida potencia. Se suelen emplear para seccionar el transformador de servicios auxiliares en las centrales y subestaciones transformadoras, así como en las acometidas de abonados de alta tensión (figuras 3.2.1 y 3.2.2).

Por lo general, la capacidad de ruptura de estos seccionadores no excede de su corriente nominal con un factor de potencia de 0,8.

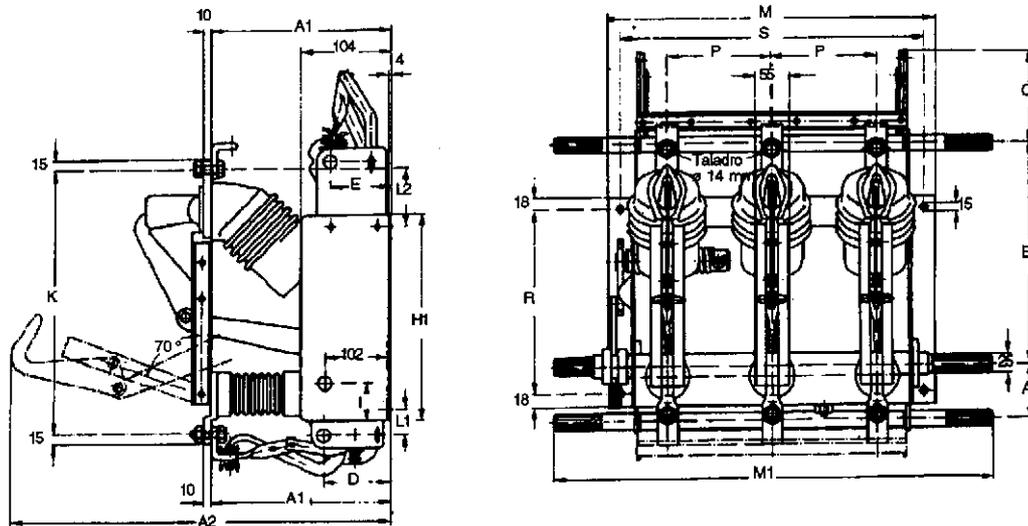


Fig. 3.2.1 Seccionador en carga tripolar Tipo FN, 12, 17,5, 24 kV, Intensidad nominal 630 + 1250 A (Metron, BBC).

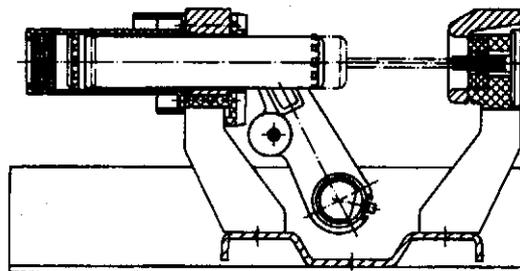


Fig. 3.2.2 Seccionador en carga tripolar, tensión nominal 12 kV, intensidad nominal 630 A (Siemens).

### 3.3 Tipos de interruptores automáticos

Los interruptores son los aparatos que se emplean para ejecutar las maniobras voluntarias de apertura y cierre de los circuitos en carga. Además, los interruptores automáticos deben ser capaces de cortar las corrientes más elevadas de cortocircuito que se presentan en el punto de ubicación del interruptor. También deben poder cerrar en presencia de un cortocircuito.

Las características más importantes de los interruptores son:

- tensión nominal,

- nivel de aislamiento nominal,
- intensidad nominal,
- capacidad de corte,
- poder de cierre.

Las anteriores características se complementan con:

- límite térmico,
- límite dinámico,
- tiempo total de la conexión,
- tiempo de extinción del arco,
- tiempo total de la desconexión,
- ciclo de operaciones,
- ubicación: interior o exterior a la intemperie.

Además se pueden considerar las características de los elementos auxiliares:

- tipo de mando,
- relés auxiliares,
- contactos auxiliares,
- capacidad de los contactos auxiliares.

### **3.3.1 Interruptores de baja tensión**

En los interruptores de baja tensión la técnica de ruptura utilizada es la ruptura brusca en el aire sin y con soplado magnético.

La ruptura brusca en el aire se utiliza en todos los interruptores no automáticos.

Los interruptores automáticos de baja tensión se clasifican en función del tiempo de ruptura de las corrientes de cortocircuito en:

- interruptores automáticos lentos,
- interruptores automáticos ultrarrápidos, o limitadores.

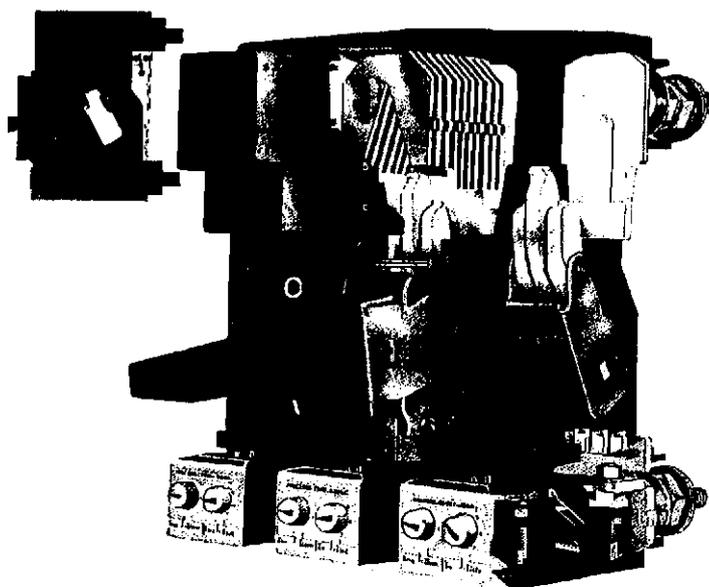
En los interruptores automáticos lentos de corriente alterna, el corte de la corriente se produce después de varios ciclos de la corriente de cortocircuito (regulable entre los 25 ms y los 250 ms). En el caso de interruptores automáticos lentos para corriente continua cuando la corriente de cortocircuito alcanza su valor máximo. Por tanto, dichos interruptores deberán ser capaces de soportar, sin menoscabo de sus propiedades, los efectos térmicos y electrodinámicos de la corriente de cortocircuito durante el tiempo relativamente largo de ruptura de la misma.

En esta categoría de interruptores se incluyen los de calibre elevado de 600 a 6400 A.

Los interruptores automáticos limitadores se caracterizan por interrumpir la corriente de cortocircuito antes de que ésta alcance su valor máximo. Esto lo consiguen gracias al diseño

de los circuitos principales de corriente, de modo que los contactos se abran bajo el efecto combinado de los esfuerzos electrodinámicos y de la tensión de los muelles de presión de los contactos. A esta ruptura ultrarrápida contribuye también la elevada tensión del arco eléctrico que aparece de forma casi instantánea gracias al diseño de la cámara de ruptura y a los dispositivos de soplado. Generalmente los relés ultrarrápidos de disparo de estos interruptores se regulan para que disparen para valores superiores a la intensidad de corriente nominal (por ejemplo,  $I_r = 7.I_n$ ). Para los valores de sobrecarga inferiores a esta intensidad de corriente de regulación, los interruptores limitadores disponen de otros relés de disparo de características menos inversas que hacen que prácticamente funcionen, para dichas sobrecargas, como los lentos.

En la figura 3.3.1.1 se representa un interruptor compacto regulable con varios escalones de potencia selectivos con relés de intensidad magnéticos y térmicos.



*Fig.3.3.1.1 Interruptor automático Tipo Z500 (SACE). Tensión nominal 500 V (c.a.), 220 V (c.c.). Intensidad de corriente nominal 500 A. Tensión de ensayo a frecuencia industrial (1 min., 50 Hz) 3 kV. Poder de corte simétrico nominal: 20 kA ( $\cos \varphi = 0,25$ ). Tiempo de corte:  $10 \pm 15$  ms. Poder de cierre: 42 kA (500 V). Poder de corte: 25 kA (220 V).*

El campo de aplicación de los interruptores automáticos es muy amplio, siendo su empleo obligatorio en muchos casos como por ejemplo en:

- protección de acometidas de baja tensión (MI-BT-016),
- protección de motores eléctricos de  $P_n > 0,75$  kW (MI-BT-034).

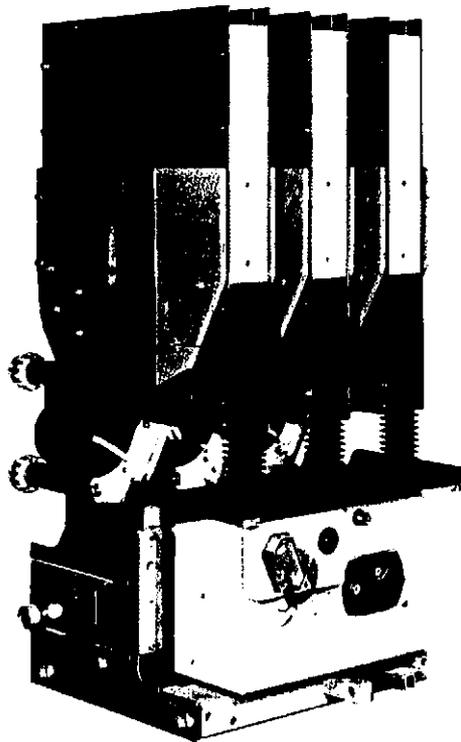
### 3.3.2 Interruptores de media, alta y muy alta tensión.

Los interruptores de media tensión se pueden clasificar, como ya hemos visto anteriormente, en grupos según la técnica de ruptura que empleen. A continuación, se describirán algunas ejecuciones de estos aparatos dentro de cada grupo.

#### *a) Interruptores automáticos de ruptura en el aire y soplado magnético*

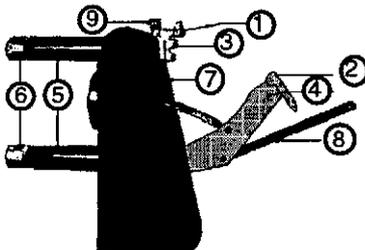
Para incrementar el poder de corte de los interruptores de ruptura en el aire, se recurre a los efectos electrodinámicos de la propia corriente a cortar para que el arco por autosoplado tienda rápidamente a alargarse, reforzando este efecto si se precisa por la acción de un soplado magnético, y haciendo que el arco se desarrolle dentro de una cámara refractaria de extinción.

En la figura 3.3.2.1 se muestra un interruptor de este tipo, de 24 kV de tensión nominal y 750 MVA de potencia de ruptura, en ejecución seccionable, es decir, que puede desconectarse y separarse del circuito de potencia, sin tensión y sin carga, por simple traslación horizontal.



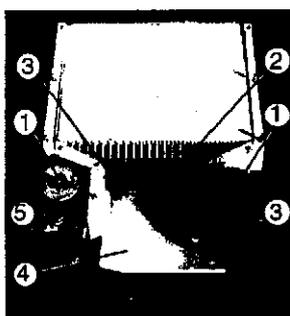
*Fig. 3.3.2.1 Interruptor automático de aire de MT con soplado magnético y autosoplado neumático Tipo DR (SACE), tensiones nominales de 7,2 a 24 kV e intensidades de corriente nominales de 800 a 4000 A.*

En la figura 3.3.2.2 se representa el monobloque de un polo con los contactos enchufables recubiertos de un material aislante a base de resinas epoxi.



**Fig. 3.3.2.2** Monobloque unipolar de un interruptor automático de aire de MT con soplado magnético y autosoplado neumático Tipo DR (SACE), tensiones nominales de 7,2 a 24 kV e intensidades de corriente nominales de 800 a 4000A: 1 = Contactos parachispas fijos, fácilmente intercambiables; 2 = Contactos parachispas móviles; 3 = Contactos principales fijos; 4 = Contactos principales móviles ; 5 = Aisladores atravesadores de resina epoxi. 6 = Contactos enchufables; 7 = Toberas para autosoplado neumático; 8 = Conductores que conectan los bornes inferiores con la parte frontal de las bobinas de soplado magnético de la cámara de extinción; 9 = Contacto de pinza que une los contactos fijos con la parte posterior de las bobinas de soplado magnético de la cámara de extinción.

En la figura 3.3.2.3 se muestra la cámara de ruptura de un interruptor de media tensión, con soplado magnético, que consta de dos bobinas de soplado. Una bobina inicial que se excita al separarse los contactos principales, estando aún en contacto los apagachispas, y una segunda bobina que el propio arco conecta automáticamente.



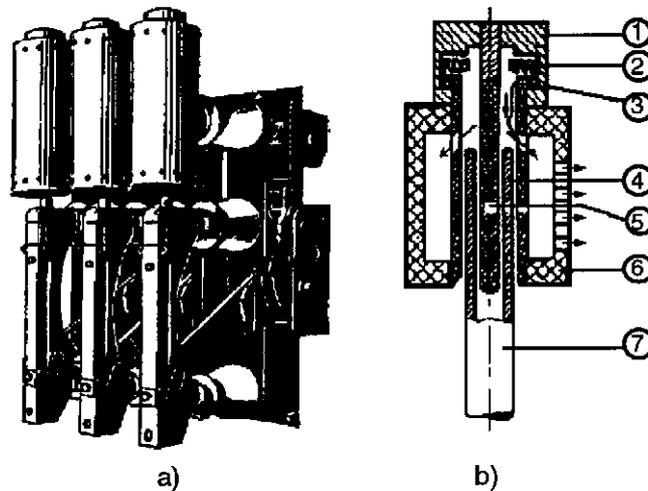
**Fig. 3.3.2.3** Cámara de ruptura de un interruptor automático de aire de MT con soplado magnético y autosoplado neumático Tipo DR (SACE), tensiones nominales de 7,2 a 24 kV e intensidades de corriente nominales de 800 a 4000A: 1 = Bobinas de soplado magnético; 2 = Placas para la división y laminado del arco; 3 = Deflectores del arco; 4 = Placas aislantes de soporte; 5 = Expansiones polares.

Las características técnicas básicas de los interruptores automáticos de ruptura en el aire con soplado del arco son:

- tensión nominal: 7,2 - 24 - 36 kV,
- nivel de aislamiento a frecuencia industrial: 27- 55 - 75 kV,
- nivel de aislamiento a onda de choque: 60 - 125 - 170 kV,
- corriente nominal: 400 A,
- poder de cierre: 40 - 31,5 kA.

*b) Interruptores automáticos con autoformación de gases extintores*

Utilizan la técnica de ruptura por autoformación de gases, extintores, tal como se ha descrito al hablar de los seccionadores en carga. En la figura 3.3.2.4 se representa un tipo de interruptor seccionador que funciona bajo este principio con cámara de ruptura fumígena. En este aparato en paralelo con la cuchilla móvil principal se tiene una cuchilla auxiliar, que es la que se introduce en el interior de la cámara gasógena dispuesta junto a los contactos fijos principales.



*Fig. 3.3.2.4 a) Interruptor automático con ruptura por autoformación de gases (AEG); b) Detalle de la cámara de extinción: 1 = Cubierta terminal; 2 = Contacto anular fijo; 3 = Anillo de ignición del arco; 4 = Tubo de extinción; 5 = Vástago de extinción; 6 = Cámara de expulsión; 7 Contacto móvil.*

El campo de aplicación de este tipo de interruptores se halla en las redes radiales de tensiones medias y en puntos de las mismas alejados de los centros en los cuales las corrientes de cortocircuito pueden estar por bajo del poder de corte del interruptor, si éste ha de actuar como interruptor automático. Los interruptores modernos se fabrican hasta tensiones de 20 kV y potencias de ruptura de 200 MVA.

### c) Interruptores al aire autoneumático

Estos interruptores utilizan un chorro de aire fresco a presión que se produce en el propio aparato en el momento de la desconexión como medio refrigerante y desionizante del arco durante el proceso de ruptura.

La producción del aire a presión y la desconexión brusca de los contactos móviles es provocada simultáneamente por la acción de un potente muelle tensado previamente en la maniobra de cierre, al ser liberado aquél por el mecanismo de enclavamiento (figura 3.3.2.5).

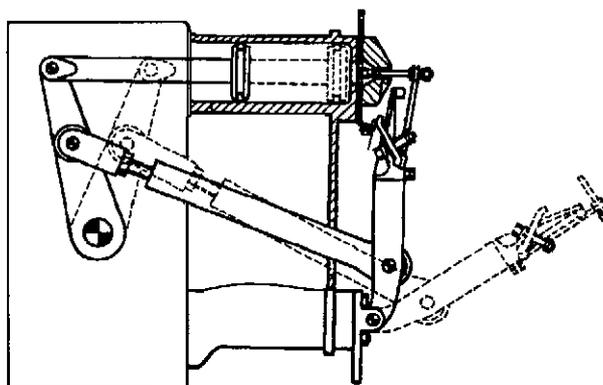


Fig. 3.3.2.5 Interruptor automático de aire de MT con autosoplado neumático Tipo DAP (ACEC). Tensión nominal: 10+ 24 kV. Intensidad de corriente nominal: 400 A.

### d) Interruptores de aceite.

Como se ha señalado al estudiar la técnica de ruptura en aceite se distinguen dos versiones constructivas bien diferenciadas. Básicamente existen:

- el interruptor de gran volumen de aceite,
- el interruptor de pequeño volumen de aceite.

En la actualidad los tipos de gran volumen de aceite, con cámara desionizante o de explosión, en tensiones medias y altas, sólo siguen construyéndose en los EE.UU. y en tensiones medias en el Reino Unido. La figura 3.3.2.6 representa uno de estos interruptores.

En el continente europeo, el interruptor de gran volumen de aceite dejó hace tiempo de emplearse siendo sustituido por el de pequeño volumen de aceite (figuras 3.3.2.7, a 3.3.2.10).

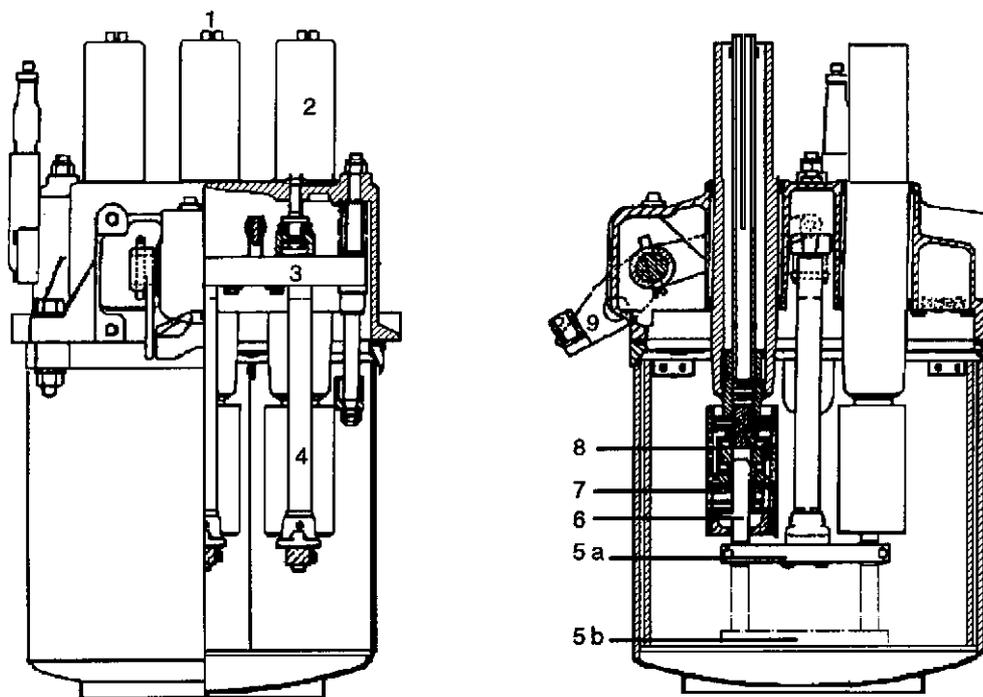


Fig. 3.3.2.6 Interruptor tripolar de gran volumen de aceite de 13,8 kV, 21 kA, con cámaras de extinción de flujo transversal (GEC, Inglaterra): 1 = Borna de conexión; 2 = Aislador atravesador; 3 = Travesaño aislante; 4 = Barra de conexión; 5 a = Travesaño (conexión); 5 b = Travesaño (desconexión); 6 = Contacto móvil; 7 = Cámara de extinción; 8 = Contacto fijo; 9 = Palanca de accionamiento.

En los interruptores de pequeño volumen de aceite se prescinde del aceite como medio aislante a masa, sustituyendo la cuba del gran volumen por tres recipientes tubulares cilíndricos de material aislante, uno por fase, cuyo volumen es el justamente preciso para disponer en su interior la cámara de ruptura, y una cierta cantidad de aceite que llena la cámara y las dos terceras partes aproximadamente del volumen de los recipientes tubulares.

Con relación al interruptor de gran volumen de aceite el aislamiento a masa queda reforzado y el volumen de aceite necesario es de 10 a 20 veces menor.

Inicialmente la técnica del interruptor de pequeño volumen de aceite se aplicó a los interruptores para muy altas tensiones, pasando posteriormente a aplicarse también a los de alta y media tensión.

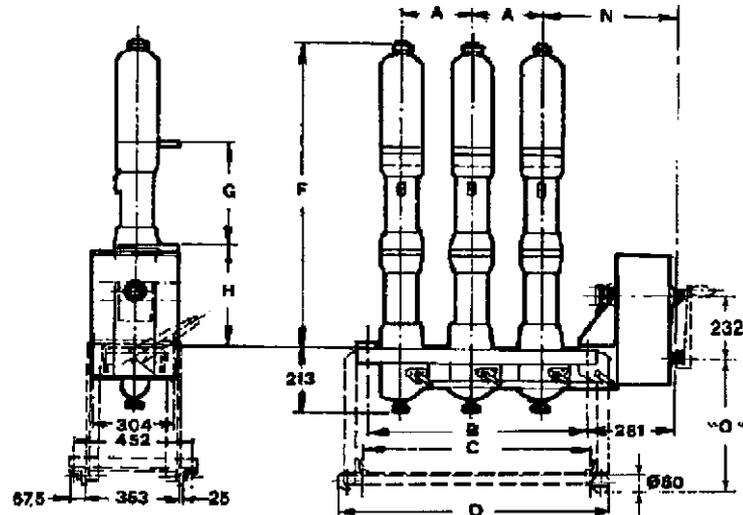


Fig. 3.3.2.7 Interruptor de MT de pequeño volumen de aceite tipo RG (Metron-Sace), tensiones nominales de 12 a 36 kV e intensidades de corriente nominales de 800 a 2500 A.

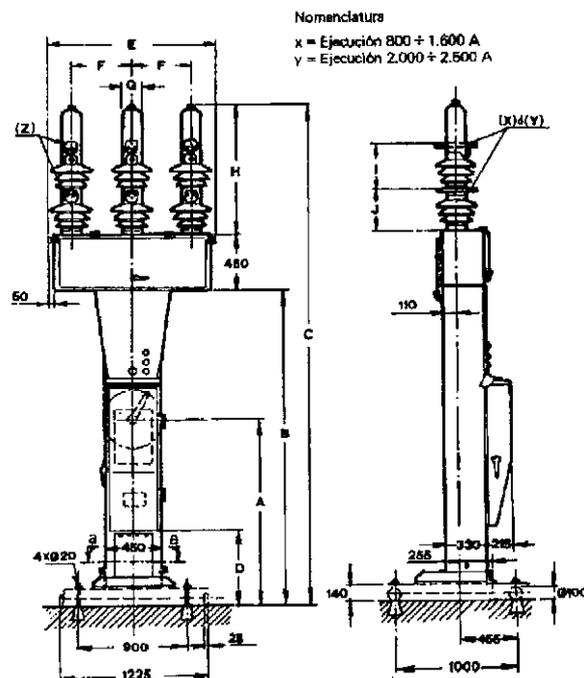
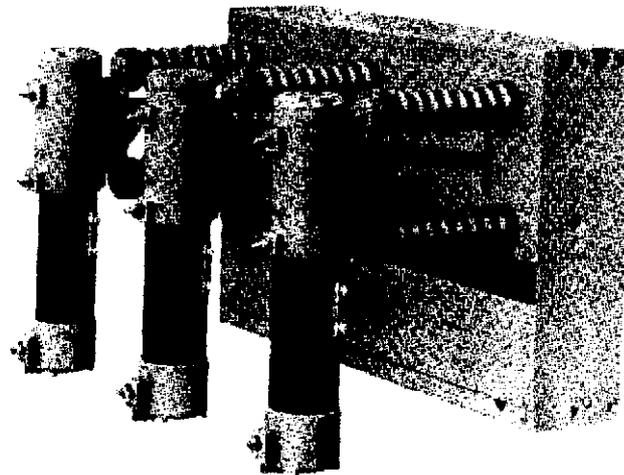
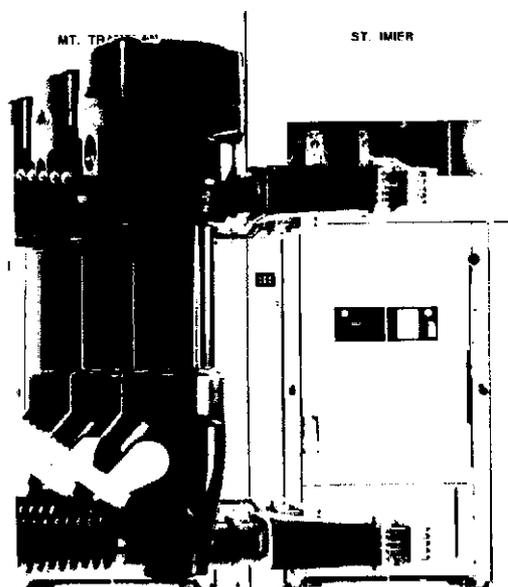


Fig. 3.3.2.8 Interruptor de MT, ejecución intemperie, de pequeño volumen de aceite tipo RGE (Metron-Sace), tensiones nominales de 12 a 36 kV e intensidades de corriente nominales de 800 a 2500 A.



*Fig. 3.3.2.9 Interruptor de pequeño volumen de aceite DKU (AEG). Tensiones nominales hasta 36 kV. Intensidad nominal 630 A.*

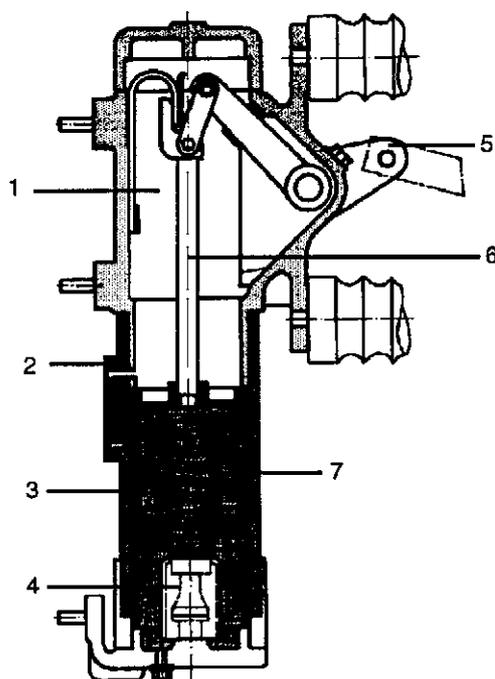


*Fig. 3.3.2.10 Interruptor de pequeño volumen de aceite HP 506 (Sprecher Energie) para instalaciones de interior hasta 24 kV. Intensidad de corriente nominal: 630 +1250 A.*

Las ventajas que de una manera general se atribuyen a este tipo de aparatos, aparte de su gran simplicidad son:

- desionización rápida del trayecto del arco (la duración de la ruptura excede muy rara vez de los 0.02 s),
- caída de tensión en el arco excepcionalmente baja, por lo que no hay que temer elevadas sobretensiones en el momento de la extinción,
- disipación mínima de energía,
- carbonización del aceite muy limitada y reducido deterioro de los contactos.

Entre los principales detalles constructivos de los interruptores de pequeño volumen de aceite merecen señalarse la ligereza de sus partes móviles y la disposición, generalmente en línea recta de los contactos (figura 3.3.2.11). Ambos factores contribuyen a obtener una elevada velocidad de ruptura, en primer lugar por el pequeño peso de las masas a acelerar y



*Fig. 3.3.2.11 Sección de un polo de un interruptor de pequeño volumen de aceite DKU (AEG). Tensiones nominales hasta 36 kV. Intensidad nominal 630 A: 1 = Recinto de expansión; 2 = Nivel de aceite; 3 = Cuerpo de la cámara de extinción; 4 = Contacto fijo; 5 = Manivela de accionamiento de la varilla de contacto; 6 = Varilla de contacto móvil; 7 = Laberinto de extinción del arco.*

en segundo lugar porque las fuerzas electrodinámicas desarrolladas por las corrientes de cortocircuito no afectan a los esfuerzos de desconexión o de cierre. Así, resulta posible obtener tiempos de arco de alrededor de los 0,02 s y tiempos totales de apertura inferiores a 0,1 s.

El aspecto exterior de los interruptores de pequeño volumen de aceite es muy parecido. Las diferencias esenciales están en la forma constructiva de la cámara de ruptura.

El interruptor de pequeño volumen de aceite, por su cómodo y fácil montaje, su reducido mantenimiento, su autonomía y su limitado coste en relación a su poder de corte, es el que quizás tenga más unidades instaladas en las redes de media y alta tensión.

#### *e) Interruptores neumáticos o de aire comprimido*

Emplean la elevada rigidez y la gran capacidad térmica del aire comprimido para lograr la desionización más rápida de la zona del arco al paso de la corriente por cero.

Tal como ya se ha comentado al hablar de la técnica de ruptura por aire comprimido, la corriente de aire es provocada por la violenta salida de una determinada cantidad de aire previamente comprimido que se tiene almacenada en un depósito próximo a las cámaras de ruptura.

La exigencia de una estación compresora de aire, que por razones de seguridad se suele duplicar, y la necesidad de un servicio de mantenimiento de las mismas, limita el empleo de los interruptores neumáticos en estaciones de transformación y distribución. Vimos que esto se podía paliar en gran medida utilizando grupos autárquicos y de almacenamiento del aire a presiones elevadas (200 bar).

El interruptor automático neumático de tensión media se utiliza casi exclusivamente cuando se exige una ausencia total de líquido inflamable, o cuando se trata de circuitos con elevadas intensidades nominales, del orden de los 20 a 40 kA, con capacidades de corte de 100 a 200 kA, como por ejemplo los interruptores automáticos de generadores de elevada potencia.

A partir de los 100 kV estos interruptores son de ruptura múltiple, en serie, a base de elementos de ruptura iguales.

El campo de aplicación de los interruptores neumáticos automáticos es muy amplio. En alta y muy alta tensión específicamente son de empleo casi universal, pues se adaptan perfectamente a las nuevas exigencias que plantea la explotación de las redes de muy alta tensión. Son aparatos muy robustos, fiables y con gran resistencia al desgaste eléctrico y mecánico.

Sus tensiones nominales van desde los 100 kV a 765 kV con poderes de corte desde 20 kA hasta 100 kA.

En las figuras 3.3.2.12 y 3.3.2.13 se representan dos tipos de estos interruptores de aire comprimido.

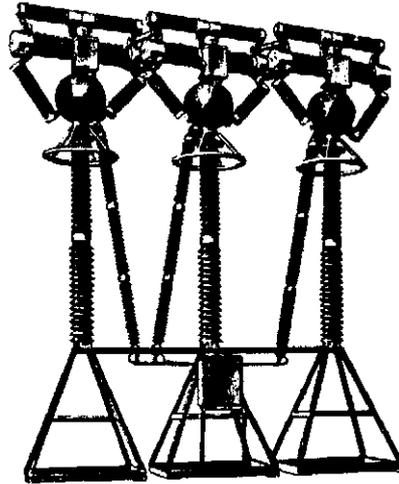


Fig. 3.3.2.12 Interruptor de aire comprimido tipo PP (Merlin-Gerin) de 420 kV, poder de corte 25 GVA, seis rupturas en serie por polo.

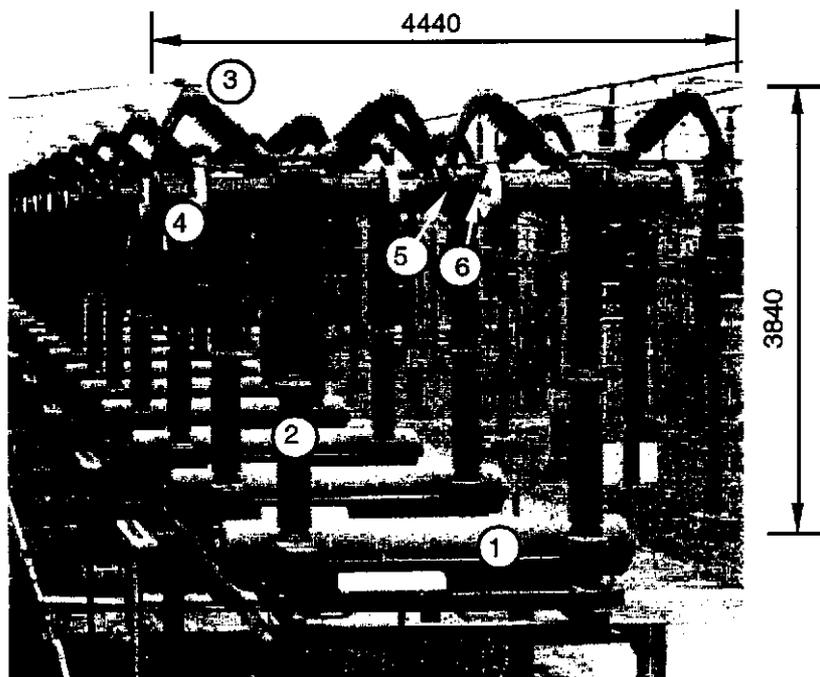


Fig. 3.3.2.13 Subestación de 170 kV equipada con interruptores AEG de aire comprimido de chorro libre con cuatro rupturas por polo: 1 = Depósito de aire comprimido; 2 = Columna soporte; 3 = Borne; 4 = Elemento de ruptura; 5 = Contacto fijo; 6 = Contacto móvil.

f) Interruptores automáticos en exafluoro de azufre.

Se basan en la técnica de ruptura en el SF<sub>6</sub> y, como ya hemos dicho al estudiar esta técnica, su campo de aplicación es amplio abarcando al de las medias, altas y muy altas tensiones, es decir una gama de tensiones nominales de los 72,5 kV a los 765 kV. También se presentaron los dos tipos básicos, es decir los interruptores de una y dos presiones. En la figura 3.3.2.14 se describen los elementos constructivos de uno de ellos.

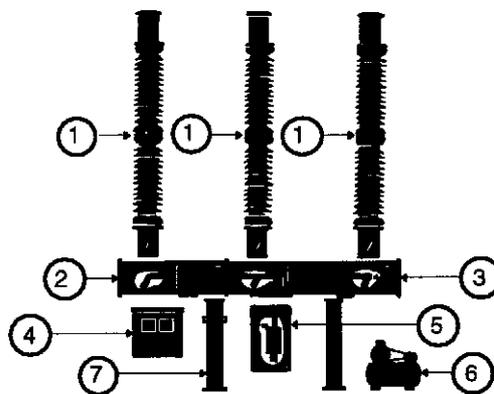


Fig. 3.3.2.14 Interruptor automático de SF<sub>6</sub> de una sola presión tipo IWE (Westinghouse). Tensión nominal: 72,5 kV + 170 kV. Intensidad de corriente nominal: 2,5 kA + 1,25 kA. Poder de ruptura simétrico 31,5 kA. 1 = Elemento de interrupción, relleno de gas SF<sub>6</sub>, que incluye partes activas y aislamiento a tierra; 2 = Bancada común a los tres polos; 3 = Transmisión entre el mecanismo de mando y los polos; 4 = Panel de control; 5 = Mecanismo de mando; 6 = Equipo motor- compresor con depósito incorporado; 7 = Columnas de sustentación.

En los interruptores de SF<sub>6</sub>, la rápida regeneración dieléctrica del plasma post-arco hace innecesario el empleo de resistencias de ruptura para limitar la velocidad de aumento de la tensión transitoria de restablecimiento.

Tienen un poder de corte del orden de los 50 kA hasta la tensión nominal de 525 kV y de 20 kA para 765 kV.

g) Interruptores automáticos de vacío.

Se basan en la técnica de ruptura en el vacío tratada con anterioridad. Su campo de aplicación es el campo de las medias tensiones, llegando hasta los 52 kV (figura 3.3.2.15).

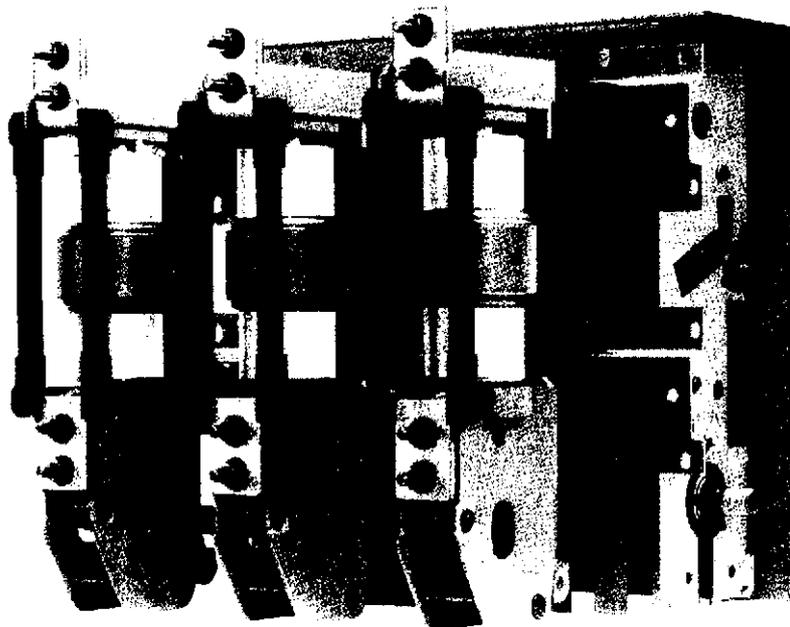


Fig. 3.3.2.15 Interruptor automático de vacío tipo VA (AEG). Tensión nominal: 12 kV + 36 kV. Intensidad de corriente nominal: 630 A + 3150 A. Poder de ruptura simétrico: 40 kA + 80 kA.

### 3.4 Bibliografía

- [1] BBC-Brown Boveri: *Manual de las Instalaciones de Distribución de Energía Eléctrica*. Ed. Urmo S.A. Bilbao, 1983.
- [2] Buchhold-Happoldt: *Centrales y redes eléctricas*. Editorial Labor. Barcelona, 1974
- [3] Cortes , M.: *Centrales eléctricas*. C.P.D.A., E.T.S.I.I, Barcelona, 1980.
- [4] Happoldt , H.; Oeding, D.: *Elektrische Kraftwerke und Netze*. Springer-Verlag. Berlin, 1978.
- [5] Lindmayer, M.: *Schaltgeräte. Grundlagen, Aufbau, Wirkungsweise*. Springer-Verlag. Berlín, 1987.
- [6] Ramírez, J.: *Estaciones de transformación y distribución*. CEAC. Barcelona, 1972.
- [7] Ravindranath, B.; Chander, M.: *Protección de sistemas de potencia e interruptores*. Editorial Limusa. México, 1980.
- [8] Schmelcher, Th.: *Handbuch der Niederspannung. Projektierungshinweise für Schaltgeräte Schaltanlagen und Verteiler*. Siemens Aktiengesellschaft, Berlín y Munich, 1982.
- [9] Zoppetti , G.: *Estaciones transformadoras y de distribución*. 3ª Edición. Ed. Gustavo Gili S.A. Barcelona, 1979.

## Capítulo 4 Relés de maniobra

### 4.1 Historia y evolución

El nacimiento del relé se sitúa en el año 1837, cuando Samuel Morse hace funcionar su telégrafo por medio del electroimán que había ideado J. Henry en el año 1824. Por ser la época de las postas de correos, se hablaba de "relais" o de "relaisstation" como de cambio de caballos o estación de cambio de caballos, de ahí su nombre.

En la actualidad más de 25.10<sup>9</sup> relés satisfacen las tareas de vigilancia regulación y control en instalaciones y aparatos eléctricos.

Podríamos definirlo como un dispositivo tal que la señal que se da al circuito primario del relé (bobina), cuya duración puede ir desde los milisegundos hasta la excitación continua de la misma, puede producir en el circuito secundario del relé (contactos) una amplificación de hasta 10<sup>5</sup> veces, o una reducción de hasta 10<sup>10</sup> veces, retardada en milisegundos o en horas, y transmitirla distribuyéndola a través de múltiples contactos.

Los relés pueden ejecutar una o varias de las siguientes tareas:

- funciones de conexión múltiples,
- interface entre circuitos electrónicos de control y circuitos de carga (separación de potencial),
- multiplicación de la señal y amplificación de la potencia simultáneas,
- separación entre circuitos de corriente alterna y circuitos de corriente continua,
- retardar, modificar y convertir señales,
- uniones lógicas.

### 4.2 Circuitos eléctricos de vigilancia y control

El dispositivo de protección por relés es una unidad muy completa, que comienza en los transformadores de medida y conduce a través de los relés de protección a los órganos de mando de los interruptores automáticos. Los circuitos eléctricos de conexión de la señalización y de control son partes importantes de los mismos. De igual manera se ha de tener en cuenta la necesidad de disponer de energía auxiliar para el disparo de los interruptores automáticos. Los circuitos eléctricos de señalización no deben ser considerados sólo como alternativa de los circuitos eléctricos de disparo, sino que junto con la vigilancia de los medios de explotación a proteger, deben abarcar la vigilancia de los

circuitos eléctricos de los servicios auxiliares (energía auxiliar). En la figura 4.1.1 se representan las relaciones entre los aparatos que intervienen en un dispositivo de protección por relés.

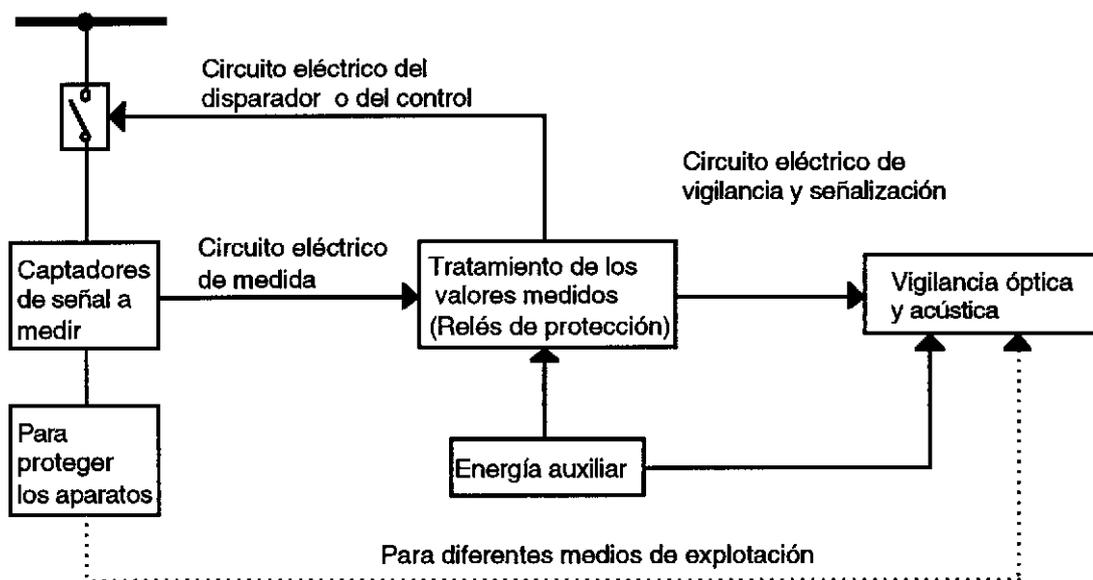


Fig. 4.1.1 Relación entre los distintos componentes en un dispositivo de protección por relés.

El campo de trabajo del técnico en relés no solo abarca el tratamiento mismo de los relés de protección. Las fronteras entre los diferentes campos especiales se difuminan. Así, para un técnico en relés, un interruptor automático resulta solamente interesante en cuanto sus órganos puedan ser influidos, es decir generalmente se trata aquí de órganos de disparo. En el mismo sentido son interesantes los contactos auxiliares de los interruptores automáticos para señalar el estado de conexión o desconexión de los mismos.

Según sean la magnitud y el tipo de los medios de la explotación a proteger, los circuitos eléctricos para señalización y control pueden ser muy abundantes. Para la representación gráfica del estado de funcionamiento se utilizan esquemas eléctricos. La lectura e interpretación de dichos esquemas corresponden al cometido de un técnico en relés, ya que sólo podrá realizar los trabajos de verificación por medio de estos esquemas eléctricos, completados por medio de los planos de construcción y de interconexión con otros elementos.

### 4.3 Terminología y símbolos empleados en los relés de maniobra

*Armadura (armature (USA), Anker (D))*: Parte móvil del sistema magnético del relé. Sirve para la apertura o cierre del circuito magnético del mismo.

**Capacidad de maniobra (switching capacity, Schaltvermögen):** Según la VDE 0435 10.81 Parte 120 o bien la DIN IEC 255 Parte 0-20, es el valor máximo de la corriente que un circuito de salida puede conectar y desconectar seguidamente bajo condiciones fijadas (tensión, número de ciclos de maniobra, factor de potencia, constante de tiempo, etc.).

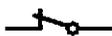
**Ciclo de maniobra (switching cycle, Schaltspiel):** El proceso de conexión y desconexión de un relé o aparato de maniobra.

**Contacto NA:** Contacto abierto en la posición de reposo del relé.

**Contacto NC:** Contacto cerrado en la posición de reposo del relé.

En las tablas 4.3.1, 4.3.2 y 4.3.3 se representan los símbolos empleados en los contactos de los relés, bobinas y relés electromecánicos respectivamente.

**Tabla 4.3.1** Símbolos de los contactos de los relés y dispositivos de conexión:

	Contacto abierto		Contacto de cierre de paso durante la conexión y desconexión
	Contacto cerrado		Contacto principal de un interruptor automático
	Contacto conmutable Apertura antes del cierre		Contacto de cierre temporizado durante la conexión
	Contacto conmutable Cierre antes de cierre		Contacto de cierre temporizado durante la desconexión
	Contacto de dos vías con posición neutra		Contacto de cierre temporizado durante la conexión y la desconexión
	Contacto principal de un desconectador		Contacto de apertura temporizado durante la desconexión
	Contacto principal de un seccionador		Contacto de cierre anticipado durante la conexión y retraso en la desconexión
			Contacto de apertura con retraso en la desconexión y adelanto en la conexión

**Tabla 4.3.2** Símbolos de las bobinas de los relés o contactores:

	Bobina de relé		Bobina de relé con dos devanados substractivos
	Bobina de relé con un devanado		Dispositivo de actuación relé térmico
	Bobina de relé con dos devanados aditivos		Bobina de relé polarizado
			Bobina de un relé de corriente alterna

**Tabla 4.3.3** Símbolos de relés:

	Relé con contacto de cierre		Relé térmico
	Relé de sobreintensidad con contacto de cierre		Relé con temporización al cierre
	Relé de sobretensión con contacto de cierre		Relé con temporización a la apertura
	Relé con contacto conmutable		Relé con dos contactos de cierre; uno temporizado a la apertura

#### 4.4 Tipos de relés

Básicamente existen tres generaciones de relés, cuyas características fundamentales exponemos a continuación.

*Relés de primera generación:* Son relés electromecánicos que funcionan tanto con corriente continua como con corriente alterna. Tienen un consumo elevado. Sus elevadas pérdidas impiden la miniaturización. Realizan tareas de protección y automatización de modo satisfactorio.

*Relés de segunda generación:* Son relés electromecánicos miniaturizados que datan de 1968, pudiendo ser monoestables, biestables o triestables. Tienen un elevado rendimiento.

*Relés de tercera generación:* Son relés electromecánicos miniaturizados combinados con circuitos integrados. Son de montaje superficial y combinan gran cantidad de funciones. Datan de 1980. De este mismo año son los relés de estado sólido.

#### 4.5 Los relés desde el punto de vista económico.

El que un relé sea económico depende fundamentalmente de su calidad, del consumo de energía auxiliar, del coste de adquisición, del espacio que ocupa y de los tiempos de maniobra relativos al caso específico de utilización o empleo.

La utilización de relés modernos en lugar de los miles de millones que se suelen utilizar en algunos países puede conducir a un ahorro del orden del billón de pesetas.

Así, por ejemplo, si contemplamos sólo el aspecto energético en un relé cuya resistencia de contacto sea de 50 m $\Omega$ , una corriente a través de los contactos de 2 A, la energía que se disipa al cabo de 50 kh de funcionamiento en dos de estos contactos es de 20 kWh; con una resistencia de contacto de 20 m $\Omega$  sería de 12 kWh menos.

#### 4.6 Bibliografía

- [1] Doemeland, Wolfgang: *VEM-Handbuch Relaischutztechnik*. VEB Verlag Technik, Berlín 1982. (pag. 148)
- [2] Sauer, Hans: *Relaislexikon*. Dr. Alfred Hüthig Verlag, Heidelberg 1985.
- [3] Eichmeier, J.: *Millarden sparen mit modernen Relais, Bedeutung und Trend der Relaischnik*. Elektronikpraxis 9 (1982), pags. 30 -32.

## Capítulo 5 Cortacircuitos fusibles de alta y baja tensión

### 5.1 Cortacircuitos fusibles de AT y BT

Son dispositivos destinados a cortar automáticamente, por fusión de uno de sus elementos especialmente previsto para esta misión, el circuito eléctrico en el cual se hallan intercalados, cuando la corriente que los atraviesa excede de un cierto valor.

#### 5.1.1 Constitución de los cortacircuitos fusibles de AT y BT

Un cortacircuito fusible (figura 5.1.1.1) se compone de:

- un zócalo o base,
- un elemento de restitución, o fusible propiamente dicho, el cual puede eventualmente estar emplazado en un portafusibles o cartucho fusible.

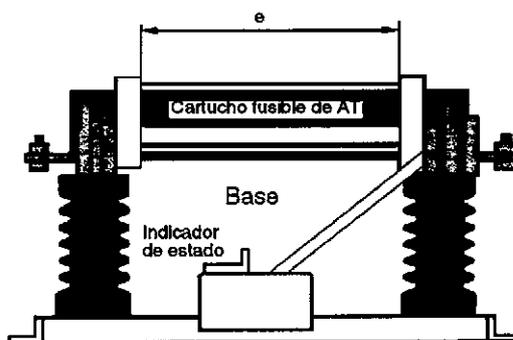


Fig. 5.1.1.1 Base con fusible de AT (Siemens).

### 5.2 Clasificación de los cortacircuitos fusibles

Los cortacircuitos fusibles se pueden clasificar:

por las manifestaciones exteriores:

- fusión libre,
- semicerrada,
- cerrada,
- a expulsión dirigida.

por su principio de funcionamiento:

- con relleno sólido,
- en líquido,
- con formación de gases,
- limitador de corriente.

por el modo de reemplazar el fusible:

- bajo tensión,
- con enclavamiento,
- no reemplazable bajo tensión,
- no recambiable por el abonado,
- recambiable por el abonado,
- calibrado.

por la forma de los contactos del fusible:

- de cuchillas,
- de mandíbulas,
- atomillado,
- de pletina,
- de cartucho.

por el grado de protección:

- no protegido,
- protegido,
- cerrado.

por la constitución del elemento recambiable:

- fusibles de fusión cerrada,
- fusibles de fusión libre.

#### *Fusibles de fusión libre*

Constituidos por un hilo fusible tendido entre dos bornes, que funde en el aire.

#### *Fusibles de fusión cerrada*

- a) Sumergidos en un material pulverulento, arena de cuarzo, poniéndose de manifiesto la fusión por un indicador apropiado (figuras 5.2.1 y 5.2.2).

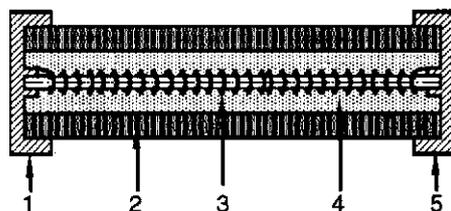


Fig. 5.2.1 Cortacircuito fusible de fusión cerrada, sumergido en material sólido pulverulento: 1 = Toma de corriente superior; 2 = Cilindro aislante; 3 = Hilo fusible; 4 = Material extintor (arena, ácido bórico, etc...); 5 = Toma de corriente inferior.

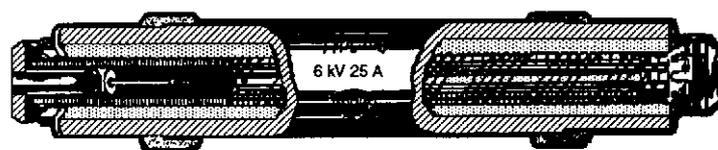


Fig. 5.2.2 Cortacircuito fusible de fusión cerrada, Gardy.

b) Sumergidos en un líquido extintor (figuras 5.2.3, 5.2.4 y 5.2.5).

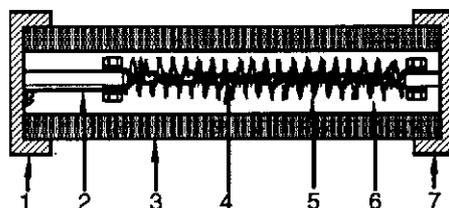


Fig. 5.2.3 Cortacircuito fusible de fusión cerrada, sumergido en material líquido: 1 = Toma de corriente superior; 2 = Hilo fusible; 3 = Cilindro de vidrio; 4 = Trenza conductora flexible; 5 = Muelle antagonista; 6 = Líquido aislante (aceite, tetracloruro de carbono, etc.); 7 = Toma de corriente inferior.



Fig. 5.2.4 Cortacircuito fusible GEC de fusión cerrada, sumergido en material líquido "Quenchol".

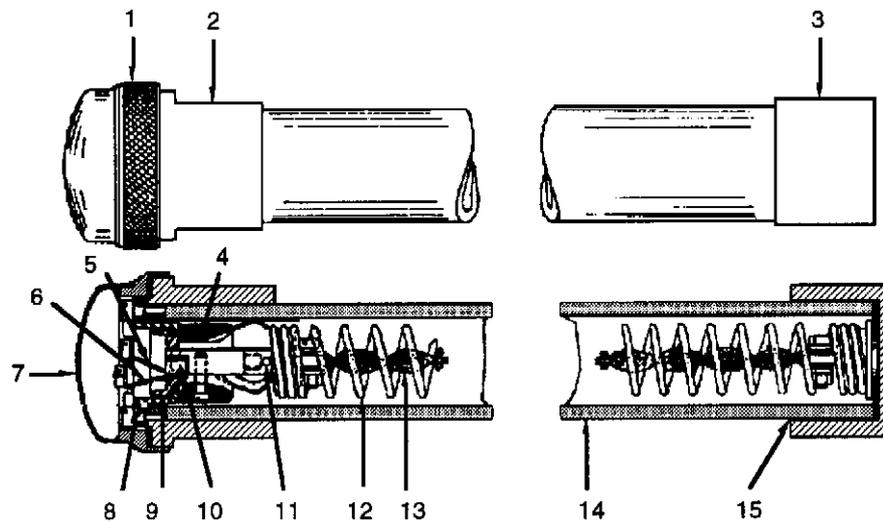


Fig. 5.2.5 Cortacircuito fusible GEC de fusión cerrada, sumergido en material líquido "Quenchol". 1 = Cabeza roscada; 2 = Toma de corriente superior; 3 = Toma de corriente inferior; 4 = Líquido aislante; 5 = Fusible de cinta; 6 = Hilo de retención; 7 = Válvula de cabeza; 8 = Pantalla apagachispas; 9 = Barrera apagachispas; 10 = Pieza para la retención del fusible de cinta; 11 = Muelle antagonista de bronce fosforoso; 12 = Trenza conductora flexible; 13 = Trenza conductora flexible; 14 = Tubo de vidrio; 15 = Junta metálica de latón.

#### Fusibles de expulsión

En los que el hilo fusible (figuras 5.2.6 y 5.2.7) se halla tensado dentro de un cilindro, en el que el arco de ruptura provoca la expulsión de un gas destinado a soplar el arco.

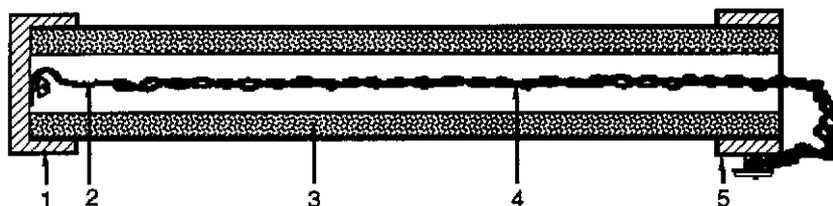


Fig. 5.2.6 Cortacircuito fusible de expulsión: 1= Toma de corriente superior; 2 = Hilo fusible calibrado; 3 = Material expulsor de gases; 4 = Trenza conductora flexible; 5 = Toma de corriente inferior.

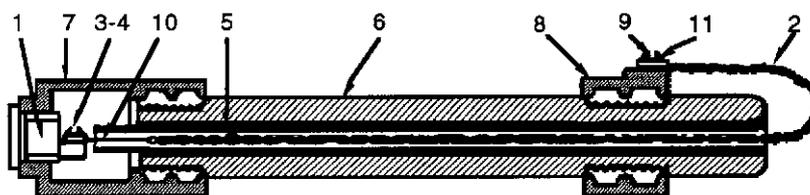


Fig. 5.2.7 Corte longitudinal de un cartucho fusible de expulsión de la GEC: 1 = Tapón roscado; 2 = Trenza conductora flexible; 3, 4 = Tornillo y arandela de conexión; 5 = Cilindro interior de "systoflex"; 6 = Cilindro exterior; 7 = Cabeza de material productor de gases; 8 = Toma de corriente; 9 = Tornillo de conexión; 10 = Hilo fusible; 11 = Arandela de conexión.

## 5.3 Características de los cortacircuitos fusibles

### 5.3.1 Tensión nominal

Es la tensión de empleo más elevada para la cual se ha previsto funcione el fusible [V ; kV].

### 5.3.2 Frecuencia nominal

Es la frecuencia bajo la cual se han determinado las condiciones de calentamiento y de funcionamiento del fusible.

En Europa: 25 Hz y 50 Hz.

### 5.3.3 Corriente nominal

Es la intensidad de corriente más elevada (A) que el elemento fusible puede soportar indefinidamente sin que el calentamiento de los materiales y de los órganos del fusible excedan los límites especificados en las normas (VDE Fusibles NH, temperatura en los puntos de conexión  $\theta_a \leq 120^\circ\text{C}$ , figura 5.5.2).

### 5.3.4 Poder de ruptura (Poder de corte)

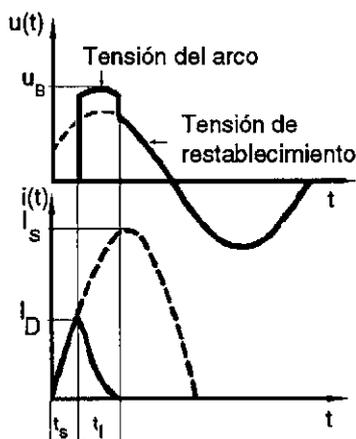
Es la intensidad de corriente más elevada (kA) que el fusible es capaz de cortar, bajo una tensión de restablecimiento dada, sin deteriorarse ni dar lugar a manifestaciones externas excesivas.

El poder de ruptura depende:

corriente continua  $\Rightarrow$  constante de tiempo ( $\tau \approx 0,01$  s),  
corriente alterna  $\Rightarrow \cos \varphi$

### 5.3.5 Tiempos de fusión y extinción

En el transcurso temporal de fusión de un fusible deben distinguirse dos tiempos (figura 5.3.5.1): el tiempo de fusión y el tiempo de extinción.



$t_s$  = Tiempo de fusión       $I_S$  = Intensidad de la corriente de choque  
 $t_f$  = Tiempo de extinción       $I_D$  = Intensidad de la corriente de paso

Fig. 5.3.5.1 Tiempo de fusión y extinción en un fusible.

Después de la extinción el fusible debe soportar la tensión de restablecimiento.

### 5.3.5.1 Tiempo de fusión

El tiempo de fusión,  $t_s$ , es el tiempo necesario para que el elemento fusible alcance la temperatura de fusión.

### 5.3.5.2 Tiempo de extinción

El tiempo de extinción del arco,  $t_e$ , es el tiempo durante el cual la corriente circula a través del arco.

### 5.3.5.3 Constante de Mayer

La potencia que se disipa en el hilo fusible cuando es atravesado por una corriente es:

$$P = R \cdot i^2 \quad (5.3.5.3.1)$$

La energía disipada en un instante  $dt$ , será:

$$dA = R \cdot i^2 \cdot dt = \rho \cdot \frac{l}{S} \cdot i^2 \cdot dt \quad (5.3.5.3.2)$$

$$dA = \rho \cdot l \cdot s \cdot \delta^2 \cdot dt \quad (5.3.5.3.3)$$

siendo:

$\delta$  = densidad de la corriente, en A/cm<sup>2</sup>.

$\rho$  = resistividad del hilo, en  $\Omega \cdot \text{cm}$ .

Suponiendo que la fusión del hilo sea rápida, es decir, que toda esta energía se emplee en calentar el hilo, sin que haya pérdidas de calor por conducción, convección y radiación, se verifica:

$$\rho \cdot l \cdot s \cdot \delta^2 \cdot dt = l \cdot s \cdot d \cdot C \cdot d\theta \quad (5.3.5.3.4)$$

siendo:

$d$  = densidad del hilo, en g / cm<sup>3</sup>.

$C$  = calor específico, en J / °C.g.

Simplificando la anterior ecuación se obtiene:

$$\rho \cdot \delta^2 \cdot dt = d \cdot C \cdot d\theta \quad (5.3.5.3.5)$$

y despejando  $d\theta$ :

$$d\theta = \frac{\rho}{C \cdot d} \cdot \delta^2 \cdot dt = \frac{1}{d} \cdot \frac{\rho_0}{C_0} \cdot (1 + \varepsilon\theta) \cdot \delta^2 \cdot dt \quad (5.3.5.3.6)$$

siendo  $\varepsilon$  un coeficiente de aumento del cociente  $\rho/C$  en función de la temperatura, es decir se admite que  $\rho$  y  $C$  aumentan linealmente con la temperatura.

Despejando  $\delta^2 \cdot dt$ :

$$\delta^2 \cdot dt = \frac{d \cdot C_0}{\rho_0} \cdot \frac{d\theta}{1 + \varepsilon\theta} \quad (5.3.5.3.7)$$

Integrando:

$$\int_0^{t_f} \delta^2 \cdot dt = \int_0^{\theta_f} \frac{d \cdot C_0}{\rho_0} \cdot \frac{d\theta}{1 + \varepsilon\theta} = \frac{d \cdot C_0}{\rho_0 \cdot \varepsilon} \cdot \ln(1 + \varepsilon \cdot \theta_0) \quad (5.3.5.3.8)$$

es decir:

$$\int_0^{t_f} \delta^2 \cdot dt = \frac{d \cdot C_0 \cdot \ln(1 + \varepsilon\theta)}{\rho_0 \cdot \varepsilon} \quad (5.3.5.3.9)$$

La fusión se producirá cuando  $\theta = \theta_f$

$$\int_0^{t_f} \delta^2 \cdot dt = \frac{d \cdot C_0 \cdot \ln(1 + \varepsilon\theta_f)}{\rho_0 \cdot \varepsilon} = K \quad (5.3.5.3.10)$$

siendo:

$\theta_f$  = temperatura de fusión.

$K$  = constante de Mayer.

La constante de Mayer es una característica para cada material, tabla 5.3.5.3.1.

También se puede dar de la forma siguiente:

$$\int_0^{t_f} \delta'^2 \cdot dt = 4,18 \cdot 10^2 \cdot \frac{d \cdot C'_0 \cdot \ln(1 + \varepsilon\theta_f)}{\rho_0 \cdot \varepsilon} = K' \quad (5.3.5.3.11)$$

en la que  $C'_0$  se expresa en Cal/°C.g y  $\delta'$  en A/mm<sup>2</sup>.

En realidad no se puede admitir que  $\varepsilon$  sea constante hasta la temperatura de fusión. No obstante, si la fusión es rápida, se puede admitir de una forma aproximada que la integral:

$$\int_0^{t_f} \delta^2 \cdot dt \quad (5.3.5.3.12)$$

es una constante que depende del material. Su valor deberá ser corregido para las fusiones lentas, de duraciones comprendidas entre las centésimas y décimas de segundo.

**Tabla 5.3.5.3.1** Constantes de Mayer de algunos metales.

$\int_0^{t_f} \delta^2 \cdot dt = K \quad \delta = \left[ \frac{A}{\text{mm}^2} \right] \quad t = [s]$		
	$\theta_0 = 0 \text{ } ^\circ\text{C}$	$\theta_0 = 100 \text{ } ^\circ\text{C}$
Plata	67000	55000
Cobre	90000	72000
Aluminio	30000	23000
Zinc	18000	13000
Plomo	1300	700

### 5.3.5.3.1 Tiempo de fusión: circuito de corriente continua óhmico puro

Para el cálculo de la integral:

$$\int_0^t \delta^2 \cdot dt \quad (5.3.5.3.1.1)$$

o lo que es lo mismo, el de la integral:

$$\int_0^t i^2 \cdot dt = S^2 \cdot K \quad (5.3.5.3.1.2)$$

hay que conocer  $i = f(t)$ .

En un circuito óhmico de corriente continua se verifica:

$$i = \text{Constante} \Rightarrow \delta = \text{Constante}$$

por tanto:

$$t_f = \frac{K \cdot S^2}{I^2} = \frac{K}{\delta^2} = t_0 \quad (5.3.5.3.1.3)$$

### 5.3.5.3.2 Tiempo de fusión: Circuito de corriente continua inductivo

El transcurso temporal de la corriente viene dado por:

$$i = I \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau}}\right) \quad (5.3.5.3.2.1)$$

Siendo:

$$\tau = \frac{L}{R} \quad (5.3.5.3.2.2)$$

$\tau$  = Constante de tiempo.

$I$  = Corriente permanente de cortocircuito

El tiempo de fusión se obtiene de:

$$\int_0^{t_f} i^2 \cdot dt = I^2 \int_0^{t_f} \left(1 + e^{-\frac{2t}{\tau}} - 2e^{-\frac{t}{\tau}}\right) \cdot dt \quad (5.3.5.3.2.3)$$

$$\int_0^{t_f} i^2 \cdot dt = I^2 \left[ t_f + 0,5\tau \left(1 - e^{-\frac{2t_f}{\tau}}\right) - 2\tau \left(1 - e^{-\frac{t_f}{\tau}}\right) \right] = S^2 \cdot K \quad (5.3.5.3.2.4)$$

o sea,

$$t_f + 0,5\tau \left(1 - e^{-\frac{2t_f}{\tau}}\right) - 2\tau \left(1 - e^{-\frac{t_f}{\tau}}\right) = \frac{S^2}{I^2} \cdot K = \frac{K}{\delta^2} = t_0 \quad (5.3.5.3.2.5)$$

Ecuación trascendente que permite calcular  $t_f$  en función de  $t_0$  (tiempo de fusión correspondiente a la misma corriente de régimen permanente para el circuito óhmico puro).

Simplificación: Si  $t_f$  es muy pequeño frente a  $\tau$ , se pueden reemplazar las exponenciales por sus desarrollos en serie :

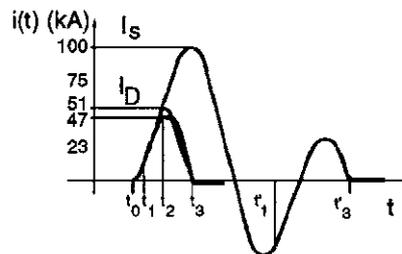
$$e^x - 1 = x + \frac{x^2}{2!} + \frac{x^3}{3!} + \dots \quad (5.3.5.3.2.6)$$

y limitándonos al término  $t^2$  obtenemos:

$$t_f = \sqrt[3]{3 t_0 \tau^2} \quad (5.3.5.3.2.7)$$

## 5.4 Fusibles de alto poder de ruptura

Son fusibles que cortan la corriente de cortocircuito antes que ésta alcance el valor máximo (figura 5.4.1). El valor máximo de la intensidad de la corriente que dejan pasar es  $I_D$ .



$i$  = Valores instantáneos de la intensidad de la corriente de cortocircuito.

$I_s$  = Intensidad de la corriente de choque.

$I_D$  = Intensidad de la corriente de paso.

$t_0$  = Instante inicial de la corriente de cortocircuito.

*Fig. 5.4.1 Comparación entre la desconexión de un cortocircuito por medio de un: a) cartucho fusible de alto poder de ruptura ( $t_2$ = tiempo de fusión,  $t_3$ =instante en que queda desconectado el circuito), b) Interruptor de potencia con limitación de la intensidad de la corriente ( $t_1$ = instante de apertura de los contactos del interruptor,  $t_3$ = instante en que queda desconectado el circuito), c) Interruptor de potencia sin limitación de la intensidad de la corriente ( $t'_1$ = instante de apertura de los contactos del interruptor,  $t'_3$ = instante en que queda desconectado el circuito al paso de la corriente por cero).*

### 5.4.1 Poder de corte de los fusibles de alto poder de ruptura

Es el valor eficaz de la corriente de cortocircuito que se hubiera alcanzado de no existir el fusible.

La corriente del arco que fluye después de la fusión origina, debido al calor absorbido por la arena de cuarzo, una tensión de arco instantánea  $u_B$  que supera a la tensión en bornes del fusible  $u$  (figura 5.3.5.1). Esta elevada tensión de arco no deja crecer más la corriente después de la fusión, sino que la obliga a anularse rápidamente.

Propiedad específica de estos fusibles: El limitar grandes corrientes de choque,  $I_s$ , a pequeñas de paso,  $I_D$ .

La intensidad de la corriente de choque,  $I_s$ , se limita a una fracción pequeña, tanto menor cuanto más rápidamente funda el fusible. La intensidad de la corriente de paso,  $I_D$ , es tanto menor, a igualdad de la intensidad de la corriente de choque,  $I_s$ , cuanto menor sea la sección del elemento fusible, es decir, su corriente nominal  $I_n$  (figura 5.4.1.1).

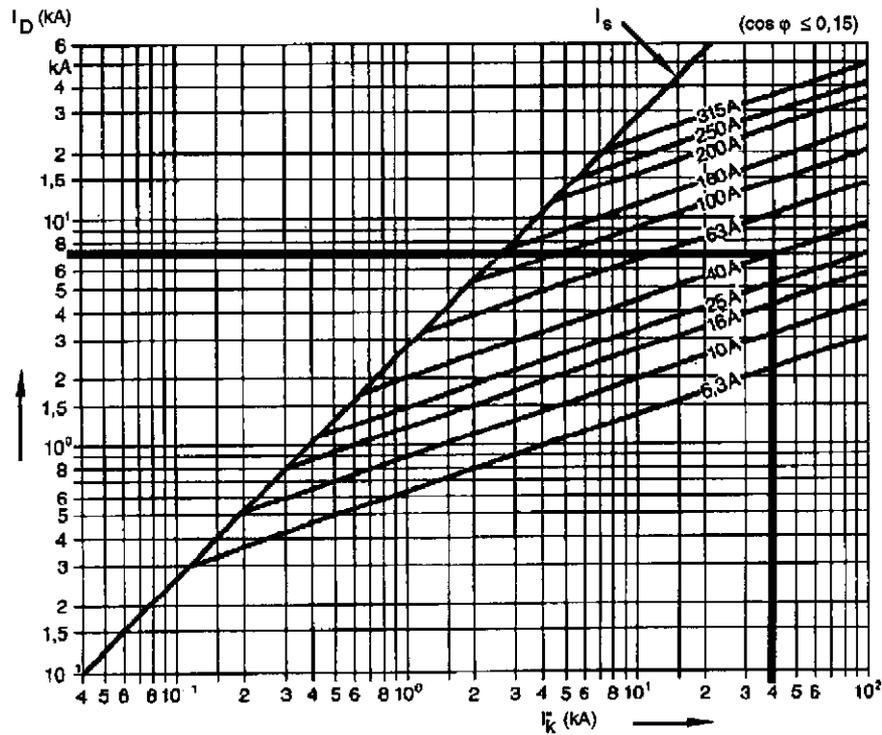


Fig.5.4.1.1 Característica limitadora de corriente de una serie de fusibles HH de Siemens para tensiones nominales hasta 36 kV ( $I_D$  = Intensidad de paso,  $I_s$  = Intensidad de choque).

Así, por ejemplo, un fusible de  $I_n = 40$  A desconecta una corriente de cortocircuito,  $I_k''$ , de 40 kA. El poder de ruptura de 40 kA es sólo posible por el hecho de que, de la corriente de choque esperada de  $I_s = 102$  kA, solamente necesita interrumpir una pequeñísima fracción de la misma,  $I_D = 6,8$  kA, en este caso el 0,7 %.

## 5.5 Características de tiempo de fusión

Es la representación gráfica del tiempo de fusión en función de la corriente de carga  $I$  (figura 5.5.1).

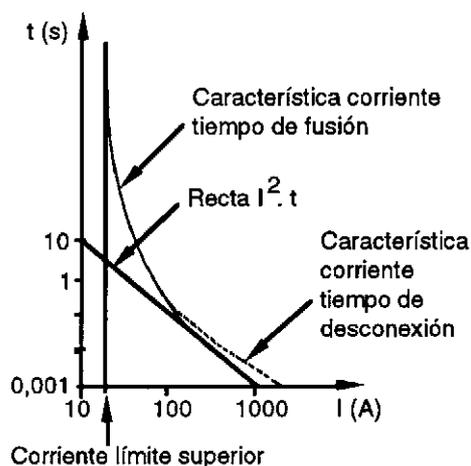


Fig. 5.5.1 Característica tiempo de fusión de fusibles.

#### Corriente límite inferior:

Es la corriente con la que puede ser cargado continuamente (bajo condiciones prefijadas) un fusible sin que funda (por ejemplo  $1,1 \cdot I_n$ ).

Sin embargo, no se debe cargar el fusible de modo continuo con la corriente límite inferior, puesto que en tal caso se superaría la temperatura máxima admisible por la VDE en los bornes (figura 5.5.2).

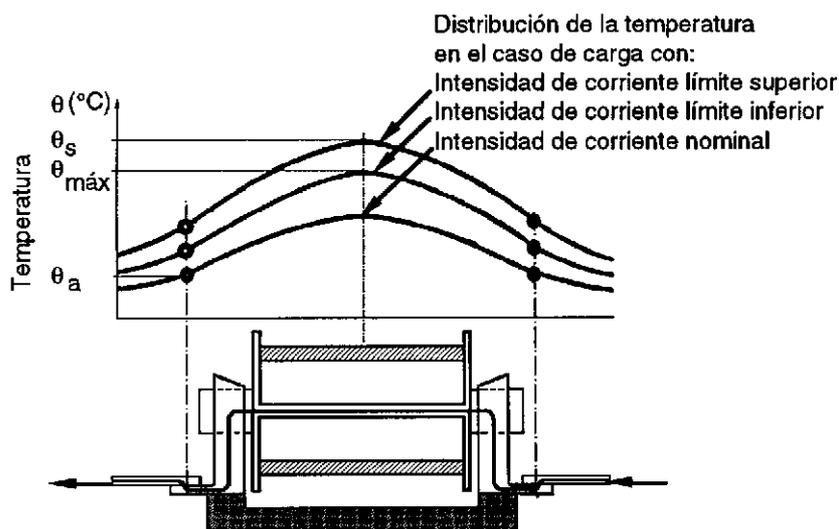


Fig. 5.5.2 Distribución de la temperatura entre los puntos de conexión de los fusibles para diferentes intensidades de carga.

Mientras la temperatura máxima  $\theta_{max}$  se mantenga a una distancia de seguridad por debajo de la temperatura de fusión  $\theta_s$  de la tira de fusión, el fusible permanece intacto.

### 5.5.1 Dispersión de la característica de tiempo de fusión

Fusibles de la misma  $I_n$  y del mismo tipo, más que una característica lineal del tiempo de fusión presentan una banda de tiempo de fusión (figura 5.5.1.1).

Según la VDE 0636 se da la línea media con una dispersión del  $\pm 5\%$ .

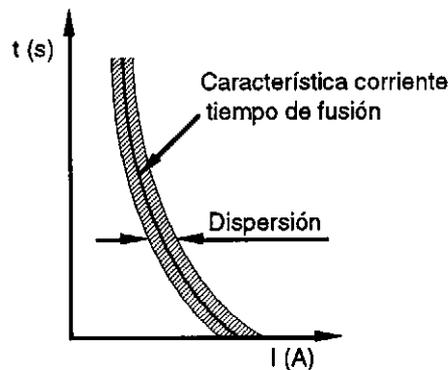


Fig. 5.5.1.1 Característica del tiempo de fusión y su dispersión.

Fusibles - F.

Fusibles con un conductor de fusión de un solo metal, por ejemplo, cobre o plata, sin adición de plomo, con largos estrechamientos y mala refrigeración, tienen una característica de tiempo de fusión relativamente inclinada y se designan como F (flink) (figura 5.5.1.3).

Fusibles - T.

La característica de tiempo de fusión de un fusible con un conductor de fusión y una sustancia activa adicional se compone de dos características parciales (figura 5.5.1.2):

- de la característica *a* de la sustancia activa,
- de la característica *b* de la banda conductora de fusión.

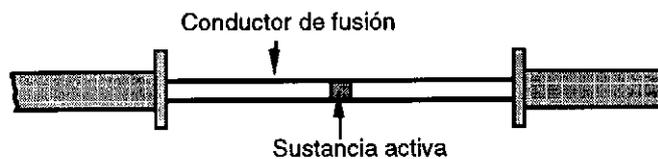


Fig. 5.5.1.2 Constitución del elemento fusible T.

La característica de un fusible de este tipo se designa como *T* (trág) (figura 5.5.1.3).

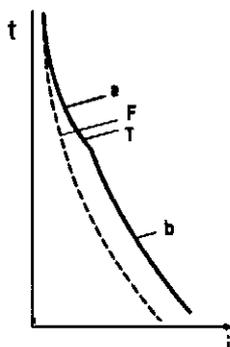


Fig. 5.5.1.3 Característica del tiempo de fusión de un fusible *F* y uno *T*.

Los fusibles *T* debido a la mayor sección del elemento fusible, alcanzan su temperatura de fusión más tarde que los fusibles *F* incluso para corrientes de cortocircuito, lo que representa un peligro para las instalaciones eléctricas.

Diseñando el elemento fusible con estrechamientos de su banda, se pueden conseguir fusibles *T* con característica de tiempo de fusión *F* para corrientes de cortocircuito.

En la tabla 5.5.1.1 se representan las clases de funcionamiento y de servicio de los fusibles de BT y alto poder de ruptura (NH).

**Tabla 5.5.1.1** Clases de funcionamiento y servicio de los fusibles de BT y alto poder de ruptura (NH)

Clases de funcionamiento fusibles NH	Clases de servicio	Tareas de protección		Aplicación para
		Sobrecargas	Cortocircuitos	
g	gF (flink)	X	X	Protección de líneas
g	gT (trág) "Minería"	X	X	
a	aM	-	X	Protección de aparatos en el marco de combinaciones de fusibles con interruptores guardamotors o con protecciones y relés de sobreintensidad térmicos

Actualmente la clasificación, atendiendo a la norma VDE 0636, parte 1, se hace según la tabla 5.5.1.2.

**Tabla 5.5.1.2** Clasificación de los fusibles de BT según las características funcionales, atendiendo a la norma VDE 0636, parte 1 ( $I_{min}$  = Intensidad de ruptura mínima).

	Clase funcional			Clase de servicio	
	Designación	Intensidad permanente hasta	Intensidad de ruptura	Designación	Protección de:
Fusibles de rango completo	g	$I_n$	$\geq I_{min}$	g L g R g B	Cables y líneas Semiconductores Instalaciones mineras
Fusibles de rango parcial	a	$I_n$	$\geq 4I_n$ $\geq 2,7 I_n$	a M a R	Aparatos de maniobra Semiconductores

## 5.6 Bibliografía

- [1] Ramírez, J.: *Estaciones de transformación y distribución*. CEAC. Barcelona, 1972.
- [2] Schmelcher, Th.: *Überstromschutz in Niederspannungsanlagen*. Siemens A.G, Berlín y Munich, 1974.
- [3] Seip, G.G: *Instalaciones Eléctricas. 2ª Ed. Tomo1. Abastecimiento y distribución de energía*. Ed Siemens AG, Berlín y Munich, 1989.

## **Capítulo 6 Generalidades sobre los sistemas de protección**

### **6.1 Generalidades sobre los sistemas de protección**

Si se observan los sistemas de energía eléctrica desde la generación, pasando por la transformación, transporte, interconexión, distribución y consumo resulta claro que el gran aumento de la potencia de las centrales eléctricas y de las subestaciones, la necesidad de interconectar sistemas en paralelo y la gran extensión de las líneas de transporte de energía eléctrica han multiplicado las causas y agravado las repercusiones de los defectos en las redes. Este hecho ha motivado que se desarrollen y mejoren los sistemas de protección. Tampoco deben olvidarse las repercusiones de tipo económico que ocasionan los defectos (destrucción de las instalaciones, energía no distribuida, etc.) y su influencia sobre la fiabilidad y calidad del suministro eléctrico.

Por tanto, un sistema de potencia eléctrico ha de ser diseñado, explotado y mantenido para que pueda suministrar la cantidad de energía necesaria en cada punto de consumo, sin interrupción y a un precio razonable.

Analizando la estructura de los sistemas eléctricos de potencia nos encontramos con una estructura constituida por los siguientes elementos básicos: generadores, transformadores, autotransformadores, líneas, embarrados, reactancias, compensadores síncronos y baterías de condensadores.

Entre las causas que pueden perturbar el funcionamiento de los generadores, transformadores, barras y redes eléctricas, caben destacar: descargas atmosféricas, influencias climatológicas, perforaciones de los aislantes, maniobras falsas y exceso de carga.

Estas perturbaciones pueden ser: Cortocircuitos, sobrecargas, sobretensiones, oscilaciones y desequilibrios.

### **6.2 Constitución de los sistemas de protección**

Los sistemas de protección están constituidos por un conjunto de elementos que vigilan constantemente una parte de la red y que tan pronto se manifiesta una perturbación en la misma intervienen, aislando del circuito el elemento que está afectado (figura 6.2.1).

Básicamente un sistema de protección está constituido por un circuito de medida (transformadores de intensidad y de tensión) y por los elementos detectores, los relés. En caso de avería éstos ordenan la desconexión de la red del elemento afectado por medio de los interruptores automáticos, y señalizan el tipo de falta, las fases afectadas, etc.

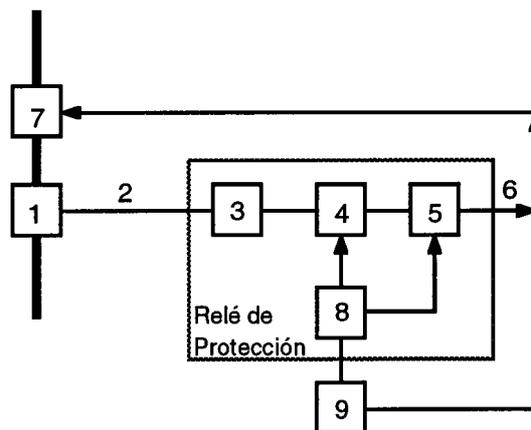


Fig. 6.2.1 Constitución de los sistemas de protección: 1 = Circuito de medida; 2 y 6 = Hilos piloto; 3 = Convertidor; 4 = Elemento de medida; 5 = Elemento de salida; 7 = Elemento accionado; 8 = Alimentación; 9 = Alimentación auxiliar.

La misión de los sistemas de protección es detectar la avería y ordenar la desconexión. Algunos sistemas de protección cumplen la doble misión de proteger el elemento afectado por un defecto contra el peligro de una destrucción total y la de proteger el sistema eléctrico contra el elemento averiado.

### 6.3 Características un sistema de protección

Los principales características de un sistema de protección son:

**Selectividad:** Debe eliminar el elemento objeto de fallo y solamente éste.

**Velocidad:** Tiempo mínimo en el proceso de detección, selección y disparo

**Sensibilidad:** Capacidad de detectar las variaciones más pequeñas en los parámetros dentro de la zona o elemento protegido.

**Fiabilidad:** Probabilidad de que la protección funcione correctamente.

**Seguridad:** Probabilidad de que la protección no actúe cuando no tiene que hacerlo.

**Obediencia:** Probabilidad de actuación de un sistema o componente cuando debe hacerlo.

*Tener un consumo propio mínimo.*

**Robustez:** Capacidad de soportar durante años las condiciones adversas a que son sometidos.

*Insensibilidad al medio ambiente.*

## 6.4 Medidas a tomar contra los defectos

Desde el punto de vista de la protección de un sistema contra los defectos, se pueden tomar dos tipos de medidas: preventivas y consecutivas

Las medidas preventivas tienen por objeto evitar o limitar la manifestación de defectos y conseguir que las solicitaciones anormales que pueden presentarse en la explotación no dañen a los elementos de las mismas y los inutilicen. Generalmente estas medidas ya se toman durante la etapa de planificación, proyecto y montaje de la instalación, al tenerse en cuenta las prescripciones que la normativa impone en este tipo de instalaciones, las especificaciones técnicas de las máquinas y aparataje eléctrica, así como la planificación previa de los mantenimientos y revisiones, y la ejecución de las mismas.

Las medidas consecutivas son las que actúan al producirse una perturbación, que no ha podido ser evitada por las medidas preventivas. Dichas medidas tienen por objeto que la parte de la red no afectada por la perturbación pueda continuar en servicio.

## 6.5 Magnitudes utilizadas para detectar un defecto

Las magnitudes físicas utilizadas para detectar un defecto suelen ser de tipo eléctrico o mecánico. Así, por ejemplo, tratándose de máquinas eléctricas nos encontramos que las magnitudes a controlar son: la velocidad, la presión del sistema de refrigeración y engrase, las temperaturas de las partes activas y de los fluidos refrigerantes y la aparición de humos.

Y en un punto cualquiera de la red las magnitudes a medir serán:

a) Magnitudes simples: La tensión, la intensidad de la corriente, la frecuencia y en algunos casos las variaciones temporales de las mismas.

b) Magnitudes compuestas: Las potencias activa, reactiva y aparente, la impedancia aparente, la reactancia, la conductancia, el producto de dos tensiones, el producto de dos intensidades de corriente, la impedancia compleja de ángulo  $\theta$  ( $Z_{\theta}$ ), el control simultáneo de la intensidad y el sentido de la potencia y las combinaciones de tensiones o de corrientes de las tres fases de un mismo circuito en un punto dado de una red trifásica (componentes simétricas).

A partir de alguna de estas magnitudes los dispositivos de protección deben detectar, desde su ubicación, la presencia de faltas en la red.

## 6.6 Criterios para revelar un cortocircuito

### a) Disminución de la impedancia aparente.

No siempre resulta seguro utilizar las sobrintensidades y caídas de tensión asociadas a las mismas como criterio para determinar la presencia de un cortocircuito en un punto o elemento de la red. La variación de la impedancia aparente vista desde un punto de la red resulta un criterio más válido, dado que dicha impedancia se obtiene como el cociente de las magnitudes tensión y corriente en dicho punto. Así pues, en caso de funcionamiento normal en el punto P (figura 6.6.1) mediríamos una impedancia aparente de:

$$Z_P = \frac{U_P}{I_P} \quad (6.6.1)$$

Mientras que en caso de un cortocircuito en F, la impedancia aparente en el punto P será:

$$Z'_P = \frac{U'_P}{I'_P} \quad (6.6.2)$$

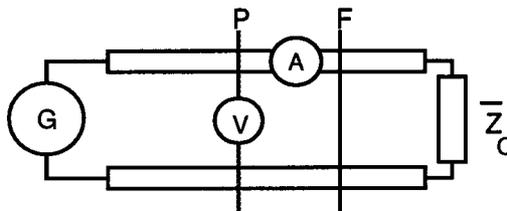


Fig. 6.6.1 Esquema equivalente para el cálculo de la impedancia aparente en el punto P.

### b) Aparición de componentes simétricas

Todo defecto desequilibrado provoca la aparición de componentes simétricas.

### c) Diferencia de fase o de amplitud entre la corriente a la entrada y la corriente a la salida de un elemento de la red.

En un elemento de una red funcionando en condiciones normales, los desfases entre las corrientes a la entrada y salida, así como sus magnitudes, suelen ser muy próximas. Cuando

la diferencia vectorial entre dichas corrientes sea muy elevada podrá ser indicativa de la presencia de un cortocircuito o defecto en dicho elemento.

d) *Inversión del sentido de la potencia entre la entrada y la salida .*

También cabe realizar la comparación entre los sentidos de las potencias a la entrada y a la salida del elemento considerado. En caso de cortocircuito se invierte el sentido de la potencia en la salida, pasando, por ejemplo, de saliente a entrante.

## 6.7 Conexión de los dispositivos de protección a la red

Para la alimentación de los relés se necesita disponer de una distribución de los valores de las tensiones y de las intensidades de la red. Por razones de seguridad los valores de las tensiones se limitan por medio de transformadores de tensión. Los valores de las tensiones secundarias nominales y las potencias nominales de dichos transformadores están normalizadas (UNE, VDE, CEI, ASA, etc.), siendo las tensiones nominales más habituales  $110/\sqrt{3}$  V y 110 V, y las potencias nominales 5 VA, 10 VA, 15 VA, 30 VA, 60 VA y 100 VA.

Otro tanto ocurre con las intensidades de corriente que se limitan por medio de transformadores de intensidad, cuyas intensidades nominales secundarias son 1 A ó 5 A, las potencias máximas de 15 VA, y las clases de precisión 5 P (1%) y 10 P (3%).

En ciertos casos, por ejemplo líneas de gran longitud, se necesitan establecer enlaces de comunicación. En tal caso un sistema de protección puede considerarse compuesto por los equipos de protección, teleprotección y telecomunicación.

Además, también es necesaria una distribución de tensiones auxiliares en corriente continua o corriente alterna.

Los relés suelen ir dispuestos en casetas especiales para albergarlos, casetas de relés, donde se mantienen unas condiciones óptimas de ventilación y calefacción necesarias para el buen funcionamiento del relé.

## 6.8 Alimentación de los circuitos auxiliares

Para su funcionamiento los dispositivos de protección necesitan de fuentes de tensión auxiliares, cuya misión es asegurar las diferentes funciones del sistema de protección, como pueden ser: la amplificación de la señal de los relés detectores, asegurar los enlaces entre los relés, la señalización del estado de los mismos y del mando de los interruptores automáticos, etc.

Estas fuentes auxiliares pueden ser de corriente continua o de corriente alterna. Por lo general son de corriente continua con baterías de acumuladores, que aseguran la alimentación correcta aún en el caso de perturbaciones en la red de alta tensión.

Las tensiones de las baterías que se utilizan actualmente con mayor frecuencia en las

instalaciones eléctricas son 220 V ó 110 V para los accionamientos de los dispositivos de conexión y alumbrado de emergencia, y 60 V y 24 V para los puestos de control y mando a distancia. Dichas baterías están conectadas a tierra por medio de un dispositivo de señalización que avisa de una puesta a tierra accidental de las conexiones de control.

Para evitar el deterioro por electrólisis de los bobinados de los relés, por la humedad y la salinidad del medio ambiente, conviene que cuando el relé esté en reposo tenga ambos extremos de la bobina abiertos. Si solo se deja un extremo abierto, el extremo que permanecerá siempre conectado lo estará al polo negativo de la batería.

Las fuentes auxiliares de corriente alterna se utilizan para la alimentación de los equipos de comunicación. Se debe disponer de onduladores alimentados por las baterías de 220 V ó 110 V que en caso de un fallo general puedan alimentar autárquicamente dichos equipos.

Al igual que para las fuentes de corriente continua, un accidente en la alta tensión no debe producir la menor perturbación en la fuente auxiliar alterna; de ahí que sea preciso disponer también de una batería de acumuladores conectada a un convertidor de continua a alterna (grupo motor-alternador, o mutador-ondulador).

## 6.9 Equipos de comunicación asociados a las protecciones

Habíamos visto que uno de los criterios para la detección de los cortocircuitos era comparar la corriente a la entrada y a la salida de un elemento de la red. Para ello se necesita tener un enlace eléctrico entre las dos extremidades del elemento objeto de vigilancia. Dicho enlace deberá ser capaz de transmitir una corriente alterna, manteniendo su amplitud y su fase, o una tensión alterna, manteniendo su fase y su amplitud, o su fase únicamente.

Los caminos empleados para tales fines son:

- enlaces por hilos piloto (alcance limitado),
- enlaces por ondas portadoras superpuestas a las líneas de AT (portadora de 40 kHz a 500 kHz, ancho de banda 4 kHz),
- radioenlaces (80 MHz a 170 MHz y 1500 MHz a 7500 MHz),
- enlaces por fibra óptica.

Los enlaces denominados hilos piloto fueron el primer medio de transmisión para intercambio de la información entre dos instalaciones. Su principal ventaja es la simplicidad de los elementos de telecomunicación, que puede ser un simple contacto en el caso de transmitir señales de corriente continua o de corriente alterna a la frecuencia del sistema. También pueden ser moduladores de señales de audiodiferencia de 1 kHz a 2 kHz.

La transmisión es directa por una línea aérea o por cable subterráneo. En el caso de corriente alterna, la transmisión puede tener lugar con una elevación de la tensión en la línea por medio de transformadores situados en los dos extremos de la misma.

## 6.10 Bibliografía

- [1] Buchhold-Happoldt: *Centrales y redes eléctricas*. Editorial Labor. Barcelona, 1974.
- [2] Cortes , M.: *Centrales eléctricas*. C.P.D.A., E.T.S.I.I, Barcelona, 1980.
- [3] Díaz, R.: *Comunicaciones por fibra óptica*. Serie Mundo Electrónico. Ed. Marcombo. Barcelona, 1985.
- [4] Doemeland W.: *VEM-Handbuch Relaischutztechnik*. VEB Verlag Technik, Berlín, 1976.
- [5] Montané P.: *Protecciones en las instalaciones eléctricas. Evolución y perspectivas*. Ed. Marcombo. Barcelona 1988.
- [6] Podszeck, H. K.: *Trägerfrequenz-Nachrichtenübertragung über Hochspannungsleitungen*. Springer-Verlag. Berlin 1971.
- [7] Ravindranath, B.; Chander, M.: *Protección de sistemas de potencia e interruptores*. Editorial Limusa. México, 1980.

## Capítulo 7 Relés de protección

### 7.1 Relés de protección

Se puede definir como un dispositivo diseñado para producir modificaciones instantáneas y preprogramadas en uno o más circuitos eléctricos de salida, cuando concurren ciertas condiciones en los circuitos eléctricos de entrada.

La magnitud de entrada de un relé de protección es una variable continua que puede tomar cualquier valor comprendido entre cero y un valor límite. La magnitud lógica de salida, se caracteriza por tener dos estados estables: *reposo* y *trabajo*.

El valor lógico de la magnitud de salida se conserva siempre que la magnitud analógica de entrada está dentro de unos límites de actuación prefijados.

### 7.2 Clasificación de los relés de protección

En función de sus componentes los relés de protección se pueden clasificar en:

relés electromecánicos,  
relés estáticos: analógicos y digitales.

Los relés electromecánicos tienen partes móviles y su funcionamiento se basa en los principios básicos de la interacción electromagnética.

Los relés estáticos o electrónicos miden por integración los valores instantáneos de la magnitud de entrada. Su construcción es modular.

Los relés digitales muestrean la señal analógica de entrada y la convierten a digital, que será posteriormente procesada siguiendo un algoritmo determinado en un microprocesador

### 7.3 Relés electromecánicos: Constitución

Un relé electromecánico está constituido básicamente de dos partes, una fija y otra móvil, entre las que se ejercen fuerzas o pares motores cuyos orígenes pueden ser de distinta naturaleza: electromagnético, mecánico o térmico. Los elementos que componen un relé

electromecánico de protección, pueden agruparse en:

- órganos motores,
- órganos antagonistas,
- órganos de amortiguación,
- contactos,
- bornes de conexión.

En la figura 7.3.1 se dan las definiciones de los distintos órganos constitutivos de un relé.

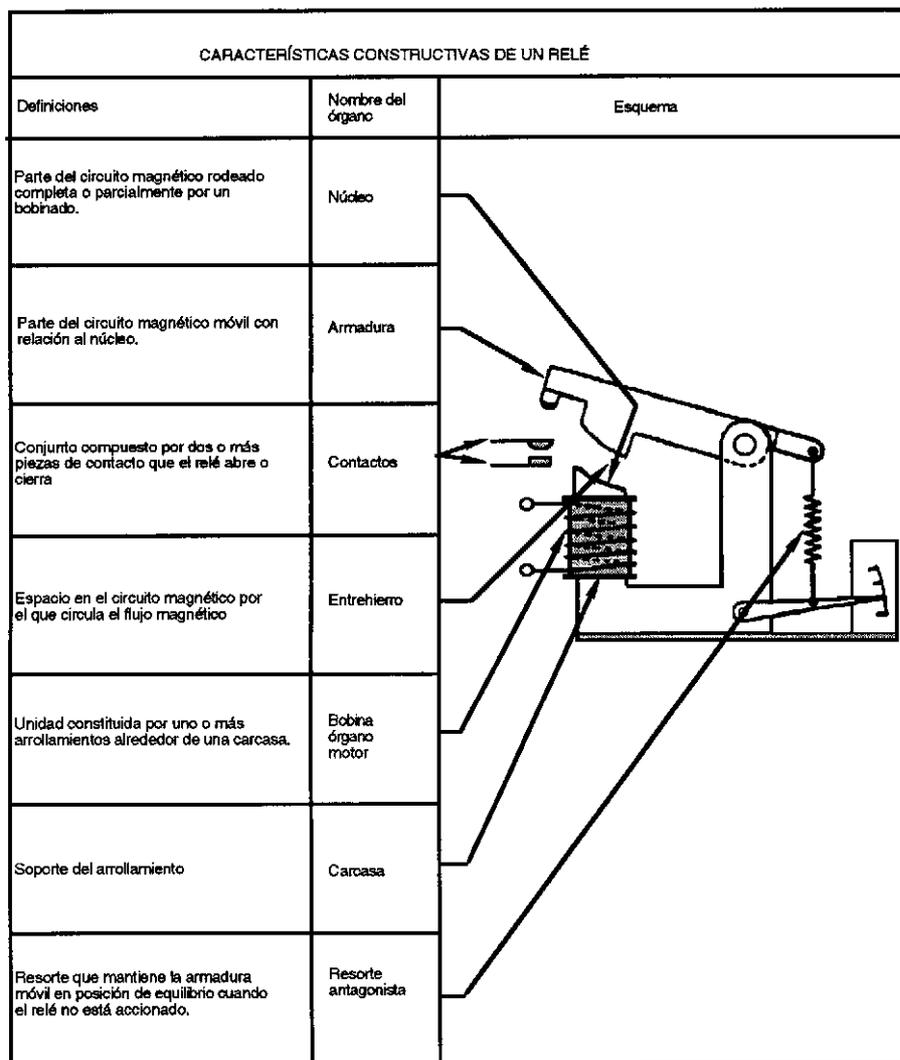


Fig. 7.3.1 Características constructivas de un relé.

### 7.3.1 Clasificación de los relés electromecánicos

Los relés electromecánicos se pueden clasificar según los aspectos siguientes:

*a) Por el principio físico de funcionamiento:*

- Ferromagnéticos o electromagnéticos.
- De cuadro móvil o magnetoeléctricos.
- De inducción.
- Electrodinámicos o ferrodinámicos.
- Térmicos.

*b) Por el tiempo de actuación:*

- Instantáneos.
- De tiempo diferido independiente.
- De tiempo diferido dependiente.

*c) Por la naturaleza de la magnitud de entrada:*

- Amperimétricos.
- Voltimétricos.
- Vatimétricos o varimétricos.
- Sensibles a una componente simétrica.
- De impedancia, de reactancia y de admitancia.
- De imagen térmica.
- De desequilibrio de carga.
- Sensibles a la producción de un gas.
- De máxima resistencia contra fuentes de excitación.

*d) Por la función que desempeñan:*

- De protección.
- De regulación.
- Auxiliares.

*e) Por la acción de protección:*

- A máxima.
- A mínima.
- Direccional.
- Diferencial.
- Equilibrada.
- Especial.

*f) Por el tipo de reposición:*

- Manual.

- Automática.
- Por control remoto.

### 7.3.2 Cualidades que deben reunir los relés electromecánicos

Para cumplir las condiciones que hemos descrito para los sistemas de protección, y por ser los relés de protección uno de los componentes más importantes de los mismos, se les deberá exigir las siguientes cualidades:

- tener un consumo reducido,
- gran sensibilidad,
- gran fiabilidad,
- seguridad en sus contactos,
- simplicidad de diseño,
- robustez,
- facilidad de mantenimiento,
- facilidad de ser probados,
- precio reducido.

Resulta fácil intuir que algunas de estas cualidades son contrapuestas, por lo que un buen relé resulta de un compromiso entre cualidades opuestas.

### 7.4 Relé electromagnético

Este relé está basado en la fuerza de atracción, que sobre una armadura o núcleo de succión de material ferromagnético ejerce un electroimán al ser recorrida su bobina (órgano motor) por una corriente relacionada con la magnitud a medir.

Según la forma del elemento móvil se pueden distinguir tres tipos:

- a) Relé de núcleo de succión, o émbolo (figura 7.4.1).

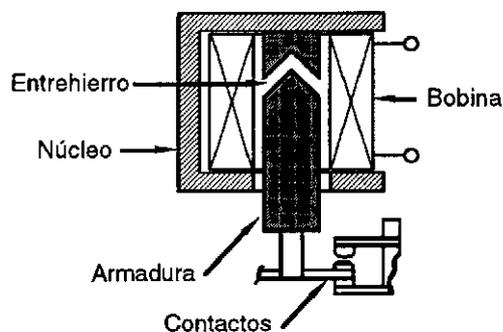


Fig. 7.4.1 Relé electromagnético de núcleo de succión.

b) Relé de armadura articulada (figura 7.4.2).

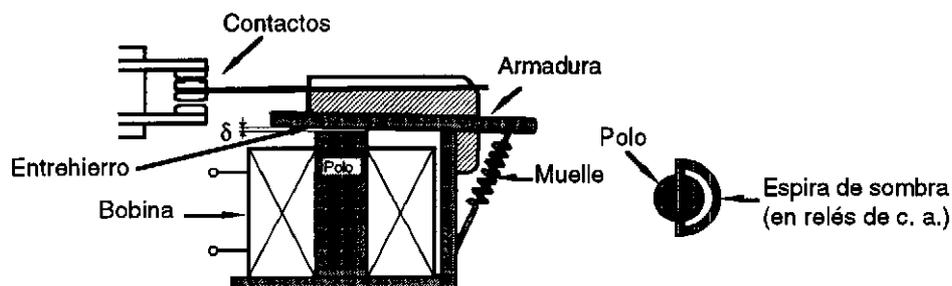


Fig. 7.4.2 Relé electromagnético de armadura articulada.

En relés del tipo a) y b) la fuerza resultante,  $F$ , entre la atracción del núcleo y la fuerza antagonista del muelle vale:

$$F = \frac{K(NI)^2}{\delta^2} - F_{\text{muelle}} \quad (7.4.1)$$

siendo:

$I$  = Intensidad de la corriente que pasa por la bobina .

$N$  = Número de espiras de la bobina.

$K$  = Una constante del relé.

$\delta$  = Longitud del entrehierro.

La fuerza teórica ejercida en la armadura,  $F_a$ , se puede expresar como:

$$F_a = \frac{B^2 A}{8\pi} \quad (7.4.2)$$

siendo:

$B$  = Inducción en el entrehierro

$A$  = Área efectiva del polo magnético

c) Relé de armadura basculante (figura 7.4.3).

Estos relés pueden actuar indistintamente en corriente alterna o en corriente continua. Los de corriente alterna van dispuestos con una espira de sombra a fin de evitar que vibren.

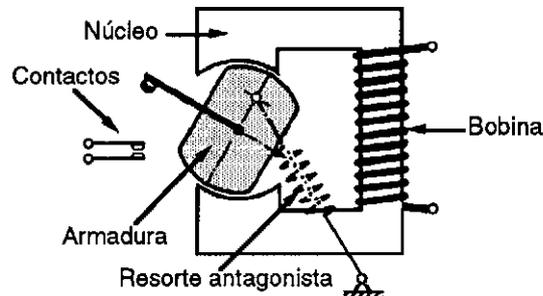


Fig. 7.4.3 Relé electromagnético de armadura basculante.

## 7.5 Relés de cuadro móvil

El funcionamiento de estos relés se basa en el mismo principio que los instrumentos de medida de cuadro móvil. Por tanto, sólo funcionarán con corriente continua o alterna rectificadora. Su construcción es similar a los instrumentos de medida de cuadro móvil, de los que no difieren más que por la adición de unos contactos fijos en los que hace tope la aguja (figuras 7.5.1 y 7.5.2). Los topes se pueden desplazar por medio de un tornillo, lo que permite la regulación del relé.

El par motor de los relés de cuadro móvil o magnetoeléctricos viene dado por:

$$M_m = K_1 \Phi_f \Phi_m \sin \alpha \quad (7.5.1)$$

siendo:

$\Phi_f$  = El flujo creado por el imán permanente.

$\Phi_m$  = El flujo creado por la intensidad de corriente que circula por el cuadro móvil.

$\alpha$  = El ángulo que forman los ejes de la bobina (cuadro móvil) y los polos del imán.

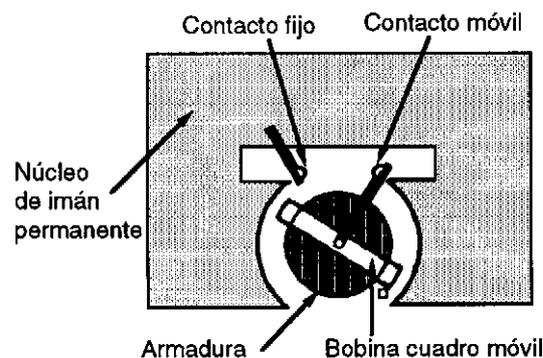


Fig. 7.5.1 Principio de funcionamiento de un relé de cuadro móvil o magnetoeléctrico.

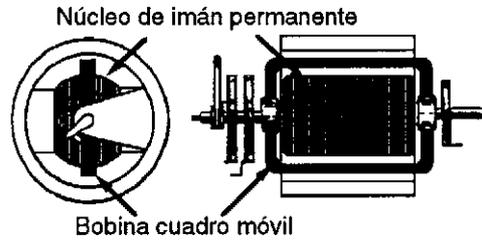


Fig. 7.5.2 Relé de cuadro móvil o magnetoeléctrico.

El par máximo se obtiene para  $\alpha = \pi/2$ , por lo que en estos relés se limita la carrera del contacto móvil y se disponen los contactos de trabajo lo más próximos al fijo, a fin de que el ángulo  $\alpha$  difiera muy poco de  $\pi/2$ . De este modo y por ser el flujo del cuadro móvil proporcional a la intensidad de corriente, el par motor será proporcional a la misma, es decir:

$$M_m = K_1 \Phi_f (K_2 I) = K_i I \quad (7.5.2)$$

El par antagonista viene dado por la tensión del muelle del cuadro móvil.

Hay una variedad constructiva en la cual el cuadro móvil no gira sobre su eje sino que se desplaza a lo largo de él. El par antagonista es el que ofrecen las dos láminas flexibles de suspensión (figura 7.5.3).

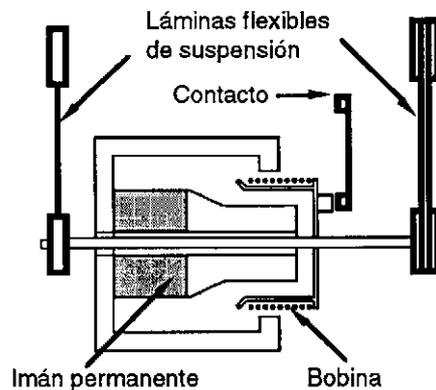


Fig. 7.5.3 Relé de cuadro móvil o magnetoeléctrico de desplazamiento axial.

## 7.6 Relés ferrodinámicos

El funcionamiento de estos relés se basa en el mismo principio que los instrumentos de medida ferrodinámicos, es decir, en la acción de una bobina fija sobre una móvil (figura 7.6.1).

*Par motor en corriente continua:*

Cuando este relé se alimenta con corriente continua, para el cálculo del par motor se puede asimilar a un relé de cuadro móvil en el que el campo creado por el imán permanente se sustituye por el campo creado por un electroimán alimentado por corriente continua, por tanto:

$$M_m = K_1 \Phi_f \Phi_m \sin \alpha \quad (7.6.1)$$

siendo:

$\Phi_f$  = El flujo creado por la bobina fija.

$\Phi_m$  = El flujo creado por la bobina móvil.

$\alpha$  = El ángulo que forman los ejes de las bobinas fija y móvil.

*Par motor en corriente alterna:*

El par motor medio en corriente alterna viene dado por:

$$M_m = K_1 \Phi_f \Phi_m \sin \alpha \cdot \cos \gamma \quad (7.6.2)$$

siendo:

$\Phi_f$  = El flujo creado por la bobina fija.

$\Phi_m$  = El flujo creado por la bobina móvil.

$\alpha$  = El ángulo que forman los ejes de las bobinas fija y móvil.

$\gamma$  = El desfase temporal entre los flujos de las bobinas fija y móvil.

Y en función de las intensidades de corriente que circulan por ambos devanados:

$$M_m = K_2 I_f I_m \sin \alpha \cdot \cos \gamma \quad (7.6.3)$$

siendo:

$I_f$  = La intensidad de corriente que circula por la bobina fija.

$I_m$  = La intensidad de corriente que circula por la bobina móvil.

$\alpha$  = El ángulo que forman los ejes de las bobinas fija y móvil.

$\gamma$  = El desfase temporal entre las corrientes de las bobinas fija y móvil.

Estos relés son insensibles a la frecuencia y, para conseguir una amortiguación del equipo móvil, utilizan pequeños imanes permanentes que actúan de freno (generan corrientes parásitas sobre una lengüeta solidaria al cuadro móvil).

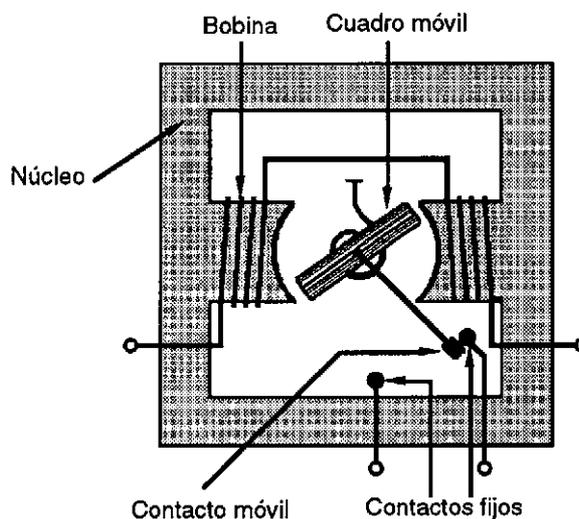


Fig. 7.6.1 Esquema de principio de un relé ferrodinámico.

Los devanados de intensidad (fijos, de pequeño número de espiras) están alimentados por lo general por transformadores de medida de intensidad. Por tanto, su corriente será proporcional a la de la línea de alta tensión y deberá estar en fase con ella (error de ángulo de los TI).

Los devanados de tensión (móviles, de gran número de espiras, gran reactancia) están siempre recorridos por débiles corrientes que están muy desfasadas respecto a la tensión de alimentación. Es decir, que si no se usan circuitos adicionales desfasadores (por ejemplo, circuitos de Hummel), la tensión de alimentación de la bobina móvil y la corriente que por ella circula están desfasadas un ángulo,  $\theta$ , próximo a  $\pi/2$ . Dicho ángulo  $\theta$  se conoce como *desfase interno del relé*.

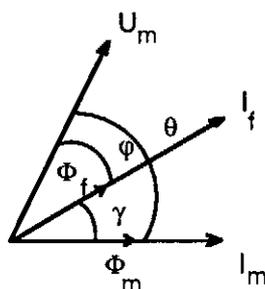


Fig. 7.6.2 Desfase interno de un relé.

De la figura 7.6.2 se deduce:

$$\gamma = \theta - \varphi \quad (7.6.4)$$

Que sustituido en la expresión anterior del par motor, resulta:

$$M_m = K_2 I_f I_m \sin \alpha \cos (\theta - \varphi) \quad (7.6.5)$$

Como los relés se construyen de modo que el ángulo de giro sea muy pequeño,  $\alpha$  varía muy poco mientras el relé actúa, es decir,  $\alpha$  vale prácticamente  $\pi/2$ . Por este motivo, aunque la sensibilidad de estos relés es muy grande, no nos permiten obtener una temporización. La expresión anterior se transforma en:

$$M_m = K_2 I_f I_m \cos (\theta - \varphi) \quad (7.6.6)$$

Y en función de la tensión de alimentación de la bobina móvil:

$$M_m = K_3 I_f U_m \cos (\theta - \varphi) \quad (7.6.7)$$

Si el desfase interno del relé es  $\theta = \pi/2$ ,  $M_m$  vale:

$$M_m = K_3 I_f U_m \sin \varphi \quad (7.6.8)$$

Es decir, el par motor equivale a la potencia reactiva, luego este relé sería un relé de potencia reactiva.

Si se consigue que  $\theta = 0$ , obtendríamos un relé de potencia activa:

$$M_m = K_3 I_f U_m \cos \varphi \quad (7.6.9)$$

## 7.7 Relés de inducción

El principio de funcionamiento de estos relés está basado en la interacción entre dos flujos magnéticos alternos desfasados en el tiempo, de ejes paralelos, sobre las corrientes que ellos inducen en un elemento móvil (disco o cilindro de aluminio) perpendicular a las líneas de fuerza, que originan un par.

Existen dos tipos básicos de relés de inducción:

- Relé de disco (figura 7.7.1).
- Relé de copa (figura 7.7.2).

En los relés de disco, los flujos pueden originarse en un mismo núcleo y separarse por medio de una espira de sombra o en dos núcleos diferentes, como sucede en los contadores de energía.

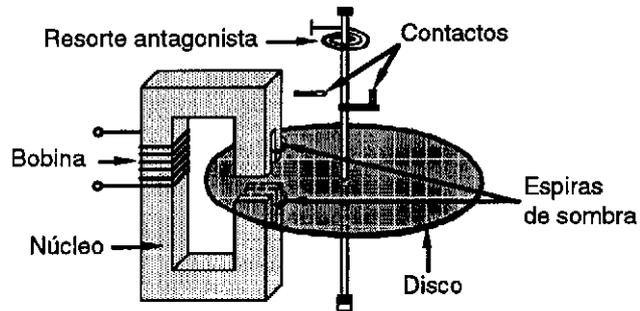


Fig. 7.7.1 Relé de inducción de disco con polo con espira de sombra.

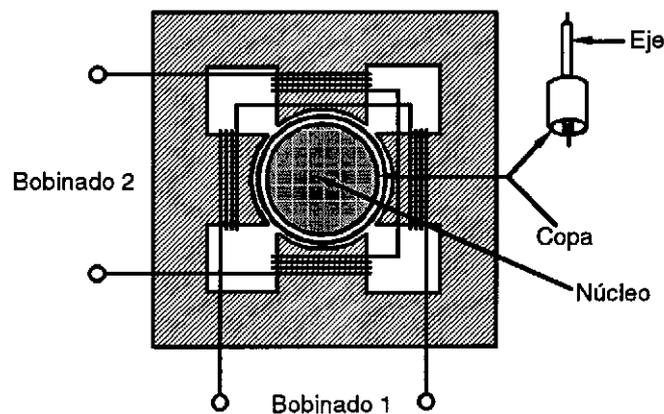


Fig. 7.7.2 Relé de inducción de copa.

En los relés de copa, los flujos son radiales y las corrientes se inducen en un cilindro hueco de pequeño espesor. Este tipo tiene la ventaja de que permite repartir sobre toda la periferia del rotor cilíndrico un elevado número de polos, con lo que la relación par motor a peso del equipo móvil es mucho más elevado que en los de disco.

El par motor en relés de inducción de disco y dos núcleos, y relés de copa, viene dado por :

$$M_m = K. f. \Phi_1 \Phi_2 \text{ sen } \gamma \quad (7.7.1)$$

siendo:

$f$  = La frecuencia de la red.

$\Phi_1$  = El flujo creado por la corriente que circula por el bobinado 1.

$\Phi_2$  = El flujo creado por la corriente que circula por el bobinado 2.

$\gamma$  = El desfase temporal entre los dos flujos o corrientes.

En función de las corrientes:

$$M_m = K_i \cdot f \cdot I_1 I_2 \text{ sen } \gamma \quad (7.7.2)$$

Y si una bobina se alimenta con tensión y la otra con corriente:

$$M_m = K_u \cdot f \cdot I_1 U_2 \text{ sen } \gamma \quad (7.7.3)$$

De la figura 7.7.3 se deduce:

$$\gamma = \theta - \varphi \quad (7.7.4)$$

que sustituido en la expresión anterior del par motor, resulta:

$$M_m = K_u \cdot f \cdot I_1 U_2 \text{ sen } (\theta - \varphi) \quad (7.7.5)$$

que para el caso particular de  $\theta = \pi/2$  resulta:

$$M_m = K_u \cdot f \cdot I_1 U_2 \text{ cos } \varphi \quad (7.7.6)$$

Es decir, el par motor equivale a la potencia activa, luego este relé sería un relé de potencia activa.

Si se consigue que  $\theta = 0$ , obtendríamos un relé de potencia reactiva:

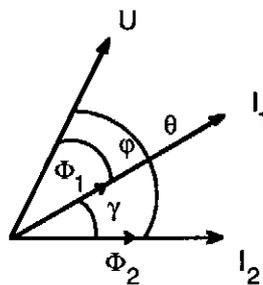


Fig. 7.7.3 Diagrama vectorial tensión, corrientes y flujos en un relé de inducción.

Los flujos  $\Phi_1$  y  $\Phi_2$  pueden estar generados por una corriente,  $I$ , o tensión,  $U$ , únicas. Este es el caso de relés de disco de inducción con un sólo núcleo, en tal caso:

$$M_m = K_i \cdot f \cdot I^2 \text{ sen } \gamma \quad (7.7.7)$$

y

$$M_m = K_u \cdot f \cdot U^2 \text{ sen } \gamma \quad (7.7.8)$$

Es decir, se obtienen pares motores proporcionales a los cuadrados de la intensidad de corriente y de la tensión respectivamente.

Lo mismo se puede conseguir por medio de un relé de inducción de disco de dos núcleos añadiendo a las bobinas del arrollamiento menos inductivo resistencias en serie y al arrollamiento más inductivo, eventualmente, una inductancia en serie. A continuación, con las modificaciones introducidas, se ponen en paralelo los dos arrollamientos. Obteniéndose un relé de intensidad de corriente en el momento en que le opongamos un par de frenado, como el contrapeso de la figura 7.7.4. Los relés a inducción sólo pueden funcionar con corrientes alternas y siempre que los flujos  $\Phi_1$  y  $\Phi_2$  presentan entre sí un desfase.

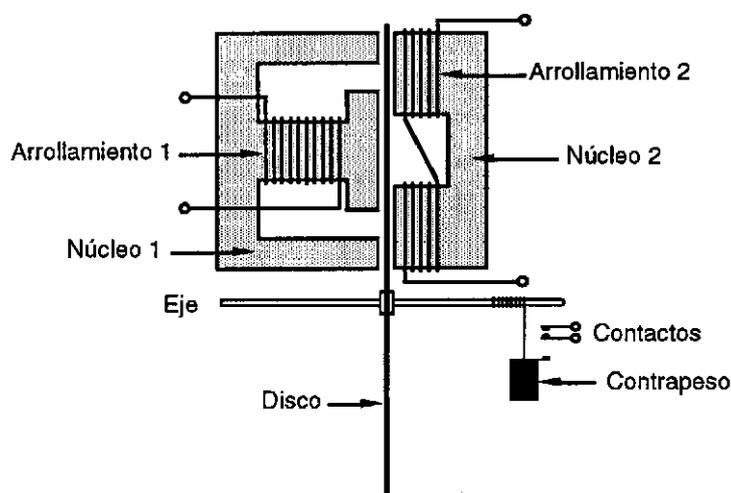


Fig. 7.7.4 Relé de inducción.

## 7.8 Relés térmicos

Los relés térmicos utilizan los cambios que se producen en algunas substancias con la temperatura. Se utilizan los siguientes efectos:

- Dilataciones de sólidos o líquidos.
- Variaciones de la resistencia en los metales.
- Variaciones de la resistencia en resistencias especialmente sensibles.
- Efecto termoeléctrico.

Si nos centramos en los relés térmicos que utilizan como órgano motor el efecto de la dilatación de los cuerpos bajo la acción del calor, encontramos distintos tipos. Uno de los más utilizados es el relé térmico bilamina (figura 7.8.1) que está formado por dos hojas metálicas de distinto coeficiente de dilatación (por ejemplo, Cu-Zn; invar-ferróniquel) soldadas entre sí en toda su longitud.

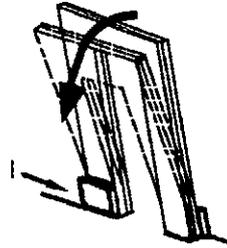


Fig. 7.8.1 Bilamina de un relé térmico.

Una de las extremidades se fija a un soporte rígido y la otra se deja libre, curvándose más o menos según la temperatura que tiene, hasta conseguir accionar un contacto o un simple mecanismo de enclavamiento en cuanto la temperatura alcanza un determinado valor.

El calentamiento de la bilamina puede ser directo o indirecto. El calentamiento directo se produce por efecto Joule al hacer pasar la corriente eléctrica a través de la bilamina. En el calentamiento indirecto, la bilamina es calentada por una resistencia eléctrica, a través de la cual circula la corriente eléctrica a vigilar.

En las figuras 7.8.2 y 7.8.3 se muestran los esquemas de funcionamiento de un relé térmico tripolar de calentamiento indirecto y el sistema de contactos cuando es utilizado para detectar los desequilibrios en un sistema de corriente alterna trifásico, con un ajuste diferencial más sensible que el ajuste de sobreintensidad.

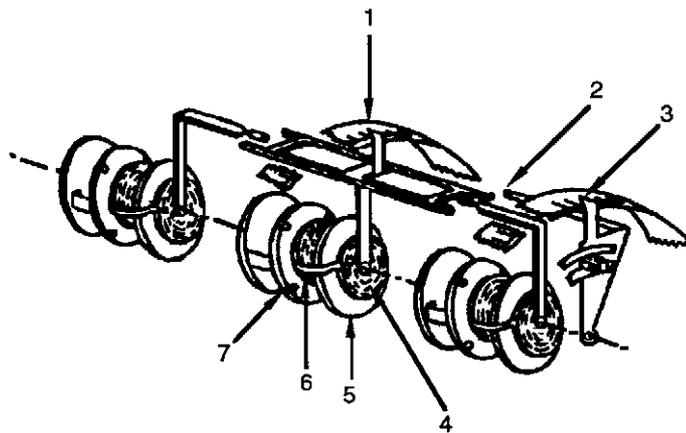


Fig. 7.8.2 Esquema de funcionamiento de un relé térmico tripolar de calentamiento indirecto: 1 = Escala de carga e índice; 2 = Contacto de sobrecarga ajustable; 3 = Selector de sobrecarga con su escala e índice; 4 = Bimetal para la compensación de la temperatura ambiente; 5 = Escudo de calor; 6 = Espiral bimetalica de actuación; 7 = Elemento calefactor.

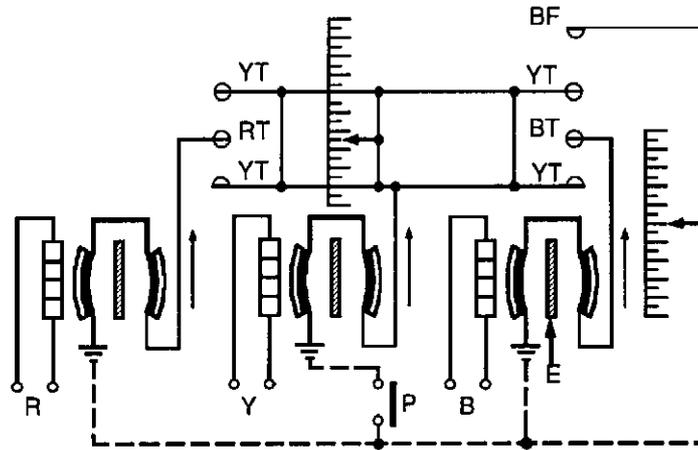


Fig. 7.8.3 Esquema de contactos de un relé térmico tripolar especial para desequilibrios de carga.

**Característica de un relé térmico.** Es la curva que representa el tiempo de calentamiento del relé hasta que se dispara en función de la corriente de calentamiento del mismo (sea directo o indirecto) (figura 7.8.4). Hay que resaltar que la característica de un relé térmico varía según el relé esté frío o caliente.

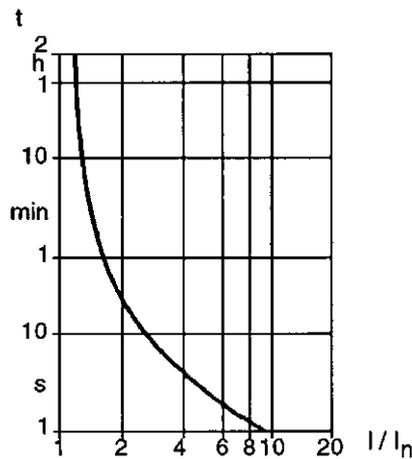


Fig. 7.8.4 Característica intensidad relativa tiempo de disparo ( $t = f(I/I_n)$ ) de un relé térmico.

Se puede adaptar fácilmente la constante de tiempo del relé térmico a la constante de tiempo térmica del motor o del elemento a proteger a base de añadir masas metálicas a la bilámina.

Por este motivo, el relé térmico se utiliza ampliamente como relé de protección contra sobrecargas en motores, transformadores, redes de cables subterráneos e instalaciones eléctricas.

## 7.9 Relés magnetotérmicos

El hecho de que los relés térmicos tengan una característica de tiempo diferido más o menos inversa hace que no sean apropiados para la protección contra las fuertes sobrecargas motivadas por una falta, cuya eliminación debe ser prácticamente instantánea.

Para hacer frente a este inconveniente se han reunido en un mismo relé los principios de funcionamiento térmico y ferromagnético instantáneo, dando lugar al relé magnetotérmico o interruptor magnetotérmico (figura 7.9.1). Es decir, son aparatos dotados de un disparador térmico de sobreintensidad y un disparador electromagnético rápido en caso de cortocircuito y que, cuando se trata de interruptores magnetotérmicos para protección de líneas, cumplen los requisitos de la publicaciones CEE 19, CEI 157-1, VDE 0641 y VDE 0660.

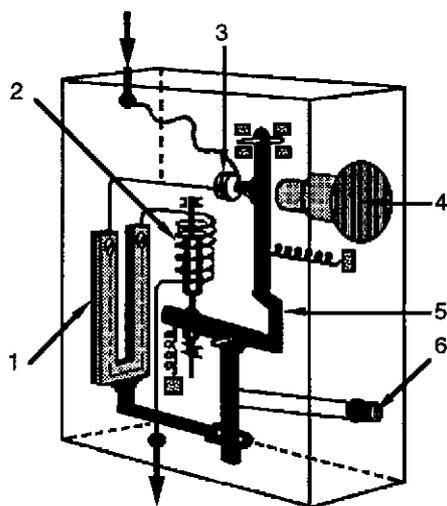


Fig. 7.9.1 Esquema de funcionamiento de un relé magnetotérmico: 1 = Relé térmico; 2 = Relé electromagnético; 3 = Contactos fijo y móvil; 4 = Pulsador de cierre; 5 = Mecanismo del gatillo; 6 = Pulsador de apertura.

En la figura 7.9.2 se muestra la característica de disparo de un relé magnetotérmico de ejecución G (CEI 157-1), la cual es de tiempo inverso desde la corriente mínima del relé térmico  $1,5 I_n$ , hasta la corriente de disparo del relé magnético  $7 I_n$ ; a partir de aquí hasta los  $10 I_n$  hay una dispersión, siendo la característica vertical. Para valores superiores a  $10 I_n$  la característica es horizontal y de tiempo instantáneo.

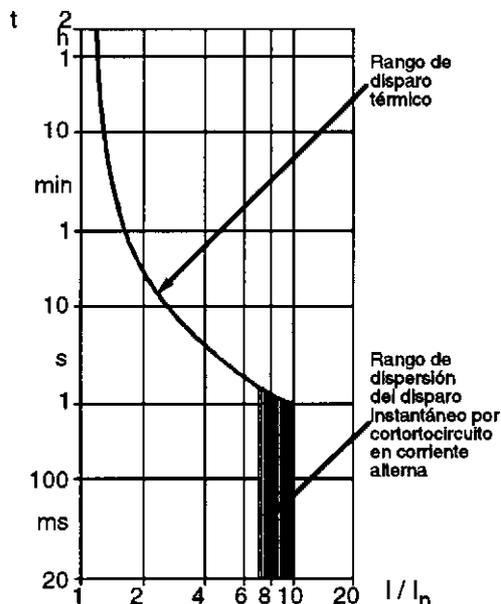


Fig. 7.9.2 Característica intensidad relativa tiempo de disparo ( $t = f(I/I_n)$ ) de un relé magnetotérmico.

El principal campo de aplicación de estos relés se halla en la protección de motores eléctricos y en la protección de las instalaciones eléctricas de viviendas.

## 7.10 Órganos antagonistas, de temporización y de amortiguación de los relés electromagnéticos

*Organos antagonistas.* La misión principal de los órganos antagonistas es ofrecer un par resistente a la parte móvil del relé con los fines siguientes:

- volver el equipo móvil a la posición de reposo una vez ha cesado el par motor y fijar ésta,
- poder poner un límite inferior al par de arranque.

Los órganos antagonistas se construyen la mayoría de las veces a base de muelles helicoidales o en espiral.

*Organos de temporización.* Su misión es la temporización del movimiento del equipo móvil (retardo en la actuación del relé) que se obtiene por medio de dispositivos de inercia, de molinete, de escape de áncora y de inducción.

*Organos de amortiguación.* Se utilizan principalmente para amortiguar los esfuerzos a que están sujetos los equipos móviles de los relés, y limitar los choques sobre los toques de fin de carrera de los mismos. Se suelen utilizar amortiguadores por corrientes parásitas y piezas elásticas.

## 7.11 Contactos de los relés

La operación de un relé siempre acaba con la apertura o cierre de unos contactos.

Cuando la presión de los contactos es débil (relés de medida) se utilizan materiales nobles, por ejemplo, oro. Si la presión es mayor se recurre a la plata o al cobre plateado.

*Capacidad de los contactos.* Es la intensidad de corriente que pueden soportar bajo una tensión dada y sin daño apreciable durante un periodo largo de servicio y muchas maniobras. Se distinguen: capacidad al cierre, a la apertura y permanente máxima admisible.

## 7.12 Relés estáticos o electrónicos

Los relés estáticos para la protección de sistemas de potencia están plenamente establecidos, habiéndose tardado en su desarrollo más de veinte años. Las primeras realizaciones con alguna aceptación estaban basadas en la técnica de transistores de silicio.

Posteriormente, coincidiendo con su aparición se van incorporando en su diseño circuitos integrados lineales, las puertas digitales y los circuitos lógicos, circuitos digitales (MSI), memorias y microprocesadores.

Los relés electrónicos emplean dos técnicas: la analógica y la digital.

*Técnica analógica.* En la técnica analógica (figura 7.12.1) las magnitudes de entrada del sistema de potencia a los relés de medida, tales como tensión, corriente, ángulo de fase y potencia, son magnitudes analógicas. Estas magnitudes se comparan individualmente o en grupos con un nivel de referencia y el resultado es una decisión de tipo digital, es decir, sí o no.

Básicamente los circuitos que emplean son:

- a) Un convertidor ac/dc para la conversión de la magnitud de entrada de corriente alterna en una corriente continua y la consiguiente medida y comparación.
- b) Los detectores de nivel que comparan la magnitud analógica de entrada con un nivel de referencia, y generan una orden de mando digital cuando el nivel ha sido excedido.
- c) Los temporizadores que generan un retardo constante o proporcional a la señal analógica de entrada.

Los amplificadores operacionales se usan en un número básico de circuitos de relés:

- a) como detectores de nivel,
- b) como detectores de polaridad,
- c) como integradores.

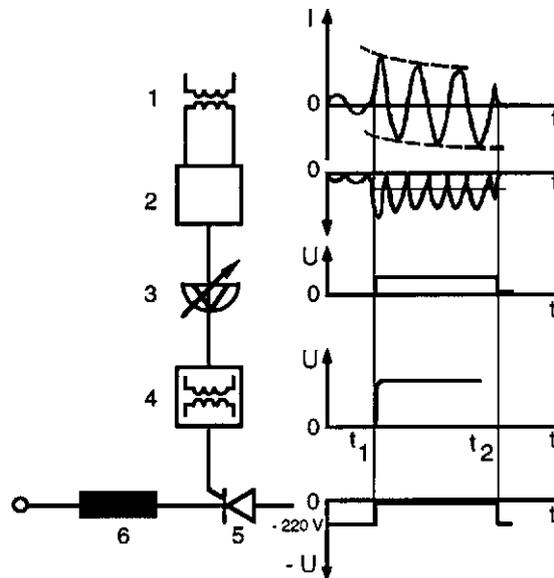


Fig. 7.12.1 Relé electrónico analógico: 1 = Transformador de entrada; 2 = Elemento de entrada; 3 = Elemento de medida que determina el umbral; 4 = Transformador de encendido; 5 = Tiristor; 6 = Bobina del interruptor;  $t_1$  = Tiempo propio de funcionamiento del relé;  $t_2$  = Tiempo propio de funcionamiento del interruptor.

Todas las señales de salida de los relés estáticos son digitales y las señales de entrada se convierten en digitales en varias etapas.

*Técnica digital.* Con el rápido desarrollo de los circuitos integrados digitales, puertas lógicas, microprocesadores y microcomputadores, se ha incrementado el uso de técnicas digitales en los circuitos de protección.

Las señales analógicas, tensión e intensidad de corriente, son convertidas a señales digitales por medio de convertidores de tensión frecuencia o de convertidores A/D. La señal digital resultante puede ser procesada, bien con lógica discreta o con microprocesador. Generalmente se utilizan microprocesadores para tareas más complejas que la lógica discreta. Sin embargo esta última es ideal para la realización en paralelo de múltiples tareas. En la figura 7.12.2 se representa el esquema de bloques de una protección digital.

Las ventajas de los relés estáticos en general son: la rapidez de respuesta, el bajo consumo, el menor volumen y mantenimiento limitado.

Como ventajas de los relés digitales se pueden citar: facilidad de incorporar autodiagnóstico, mejora de las características (básicamente sólo problema de software y de transductores de medida), mejora de la flexibilidad, reducción del conexionado entre equipos, facilidad de comunicación con las protecciones y posibilidad de llevar protocolos de las incidencias en la red.

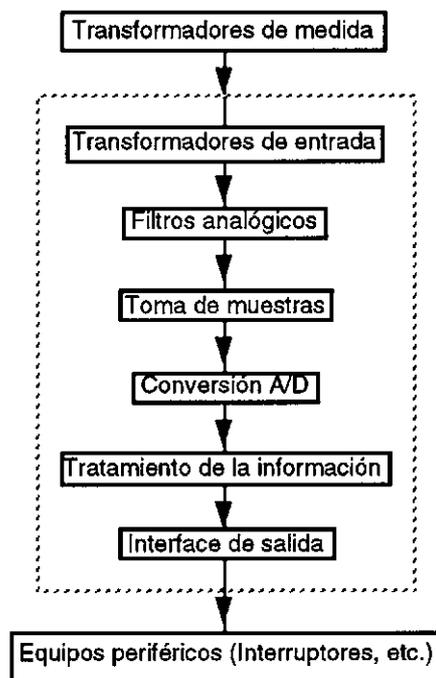


Fig. 7.12.2 Esquema de bloques de una protección digital.

### 7.13 Relés amperimétricos directos e indirectos

Básicamente controlan la intensidad de corriente que circula por el elemento protegido y cuando el valor de ajuste es superado, se produce la desconexión de dicho elemento o la señalización correspondiente.

Según el principio de funcionamiento pueden ser: térmicos, electromagnéticos, de disco de inducción y estáticos. Sin embargo, tanto para la detección de la corriente de un circuito como la de su tensión con fines de protección, el tipo de relé que más abundantemente se usa es el electromagnético.

En los circuitos de corriente continua, el relé amperimétrico es de acción directa, estando montados sobre el propio interruptor automático y conectados en serie con los conductores de la línea.

Para los circuitos de corriente alterna hay dos variantes: el relé directo y el relé indirecto.

Algunos tipos de relés directos están provistos de dispositivos de enclavamiento y de temporización (fluidinámico).

### 7.13.1 Magnitudes características y tipos de relés amperimétricos

Los relés amperimétricos en los circuitos trifásicos de corriente alterna pueden ser alimentados por la corriente de una fase (relé de máxima intensidad), o por una componente simétrica cualquiera del sistema trifásico cuando éste está desequilibrado (relé de corriente inversa, relé de corriente homopolar o relé de tierra).

Parámetros que determinan el funcionamiento del relé:

- a) La intensidad de regulación.
- b) El tiempo de retardo.

La intensidad de regulación es la intensidad mínima a partir de la cual el relé se pone en marcha y culmina su actuación si esta intensidad de corriente se mantiene durante el tiempo de retardo.

La intensidad de la corriente de regulación de un relé amperimétrico se halla dividiendo la máxima intensidad de corriente admitida en el circuito de protección por la relación de transformación del transformador de intensidad.

La corriente nominal de un relé es la intensidad nominal  $I_n$  de su circuito eléctrico (1 A ó 5 A).

Los relés se pueden clasificar en función del tiempo de temporización:

- Relés instantáneos.
- Relés temporizados: Relés de tiempo definido o independiente.  
Relés de tiempo dependiente o relés de tiempo inverso.

#### a) Relés instantáneos.

En los relés instantáneos, por ejemplo en los relés amperimétricos ferromagnéticos, la regulación de la intensidad de funcionamiento se obtiene variando la tensión del resorte antagonista. Los tiempos de actuación de estos relés son del orden de unos milisegundos.

En la figura 7.13.1.1 se muestra la curva de disparo de un relé instantáneo.

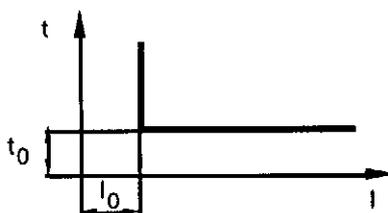


Fig. 7.13.1.1 Característica  $t = f(I)$  de un relé amperimétrico instantáneo.

b) Relés de tiempo definido o de tiempo independiente.

En este relé, el tiempo que transcurre entre el instante en que se produce la sobrecarga que provoca su funcionamiento y el cierre o apertura de sus contactos es constante, cualquiera que sea el valor de la intensidad de la sobrecarga (figura 7.13.1.2). Para conseguir que este tiempo se mantenga constante se asocia a uno o varios relés amperimétricos instantáneos, un relé de tiempo.

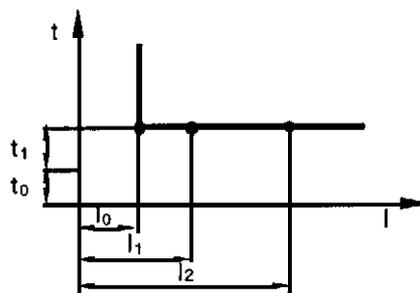


Fig. 7.13.1.2 Característica  $t = f(I)$  de un relé amperimétrico de tiempo definido o independiente.

c) Relés de tiempo inverso.

En estos relés, el tiempo que transcurre entre el instante de alcanzar la corriente el valor correspondiente al umbral de funcionamiento y el cierre o apertura de contactos es inversamente proporcional a la intensidad de la corriente que circula por ellos (figura 7.13.1.3).

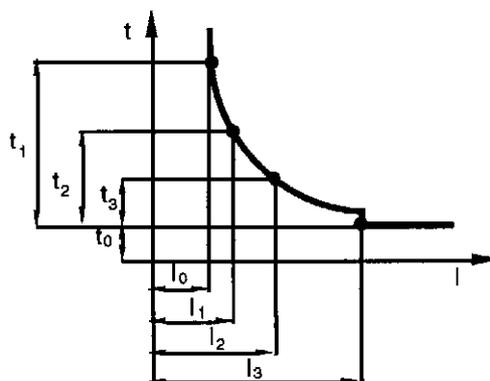


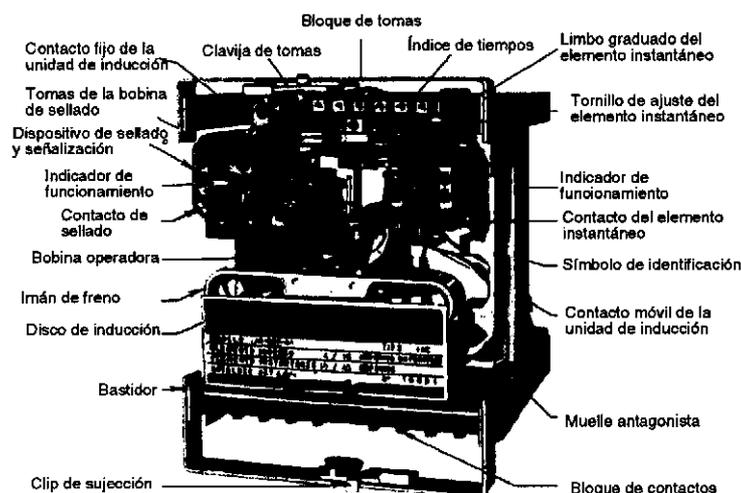
Fig. 7.13.1.3 Característica  $t = f(I)$  de un relé amperimétrico de tiempo inverso.

Con los relés de sobreintensidad de tiempo inverso se obtiene una protección que tiene en cuenta el hecho físico de que el calentamiento de las máquinas es función de la magnitud de la sobrecarga y de su duración. Cuanto más breve sea el tiempo, mayor puede ser la sobrecarga admisible sin daño físico para el material aislante.

El relé de tiempo inverso puede ser del tipo ferromagnético o de inducción.

Los ferromagnéticos son usados más bien como relés directos, y el dispositivo temporizador suele ser de tipo viscoso por roce con fluidos. En los relés de inducción el equipo móvil es frenado por uno o varios imanes permanentes. La temporización de este relé se obtiene limitando el par motor, con lo cual girará más despacio, o haciendo que el brazo móvil tenga que realizar un gran recorrido antes de cerrar los contactos.

En la figura 7.13.1.4 se muestra el aspecto físico y los elementos de un relé de sobreintensidad, de inducción, tipo IAC.

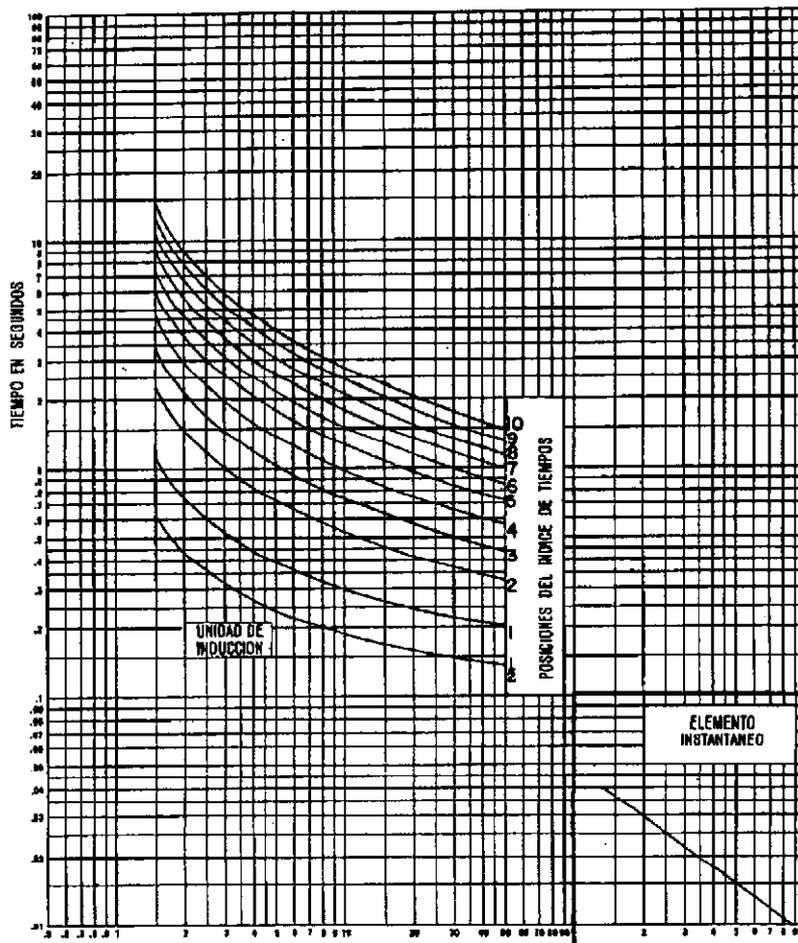


*Fig. 7.13.1.4 Unidad extraíble de los relés IEC de la GEE, con los elementos que lo componen.*

En la figura 7.13.1.5 se muestra el campo de características inversas y de tiempo corto de un relé de sobreintensidad, de inducción, tipo IAC, que nos permiten obtener, para una regulación determinada, el tiempo de funcionamiento del relé en función de la intensidad de corriente que pasa por el circuito.

La simbología que se emplea en los esquemas eléctricos unifilares de las instalaciones eléctricas para las protecciones de sobreintensidad consiste en un círculo en cuyo interior aparecen las siguientes señalizaciones cuyo significado es:

- 50: Protección de sobreintensidad instantánea de fase.
- 51: Protección de sobreintensidad temporizada de fase.
- 50 N: Protección de sobreintensidad instantánea de neutro.
- 51 N: Protección de sobreintensidad temporizada de neutro.



Múltiplos de la toma de arranque

Fig.7.13.1.5 Campo de características inversas y de tiempo corto de un relé de sobreintensidad, de inducción, tipo IAC de GEE.

La regulación de la intensidad de arranque del relé se efectúa únicamente por la variación del número de espiras del devanado motor y la regulación del tiempo de funcionamiento por variación de la carrera del equipo móvil.

En las figuras 7.13.1.6 y 7.13.1.7 se representan distintos circuitos de protección con relés de sobrecorriente.

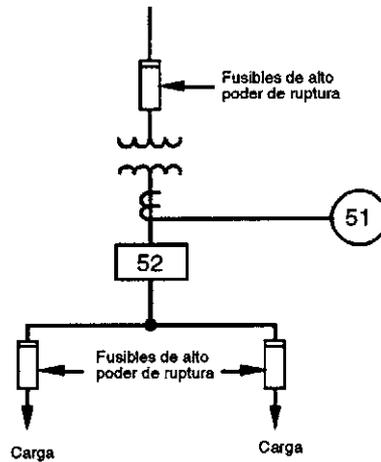


Fig. 7.13.1.6 Esquema unifilar tipo de un circuito de distribución protegido por relés de sobreintensidad.

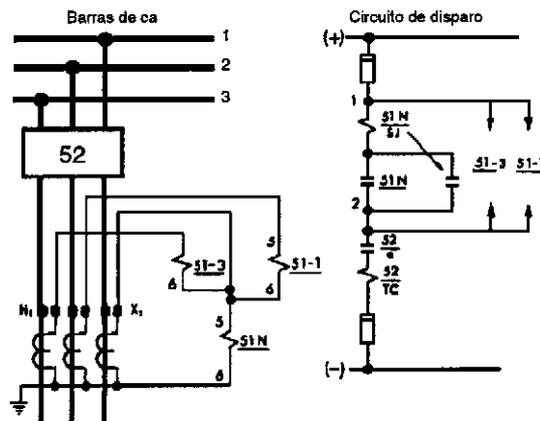


Fig. 7.13.1.7 Conexiones exteriores de 3 relés IAC 51 A, utilizados para protección de fase a fase y fase a tierra, en un circuito trifásico.

## 7.14 Relés voltimétricos

Su funcionamiento es similar a los amperimétricos, pudiendo ser como aquéllos instantáneos o temporizados y con las mismas características que los amperimétricos.

En estos relés lo que se desea vigilar es la tensión nominal de la red a cuyo fin se aplica esta tensión, o una imagen reducida de la misma, a la bobina del relé, lo que determina la circulación de una corriente, que es la que genera la fuerza o el par motor del relé.

Las tensiones nominales de los relés voltimétricos son 100V ó  $100/\sqrt{3}$  V.

Existen relés voltimétricos de mínima tensión y de máxima tensión y relés voltimétricos reguladores (de mínima y máxima tensión a la vez).

## 7.15 Relés diferenciales

Habíamos visto anteriormente que uno de los criterios para revelar un cortocircuito o defecto era la medida de la diferencia vectorial de dos corrientes.

Los relés que operan cuando la diferencia entre dos corrientes, o entre dos o más magnitudes vectoriales similares, alcanza un determinado valor, se denominan relés diferenciales. Con estos relés se construyen dos tipos de protecciones:

Protecciones diferenciales longitudinales (figura 7.15.1).

Protecciones diferenciales transversales (figura 7.15.2).

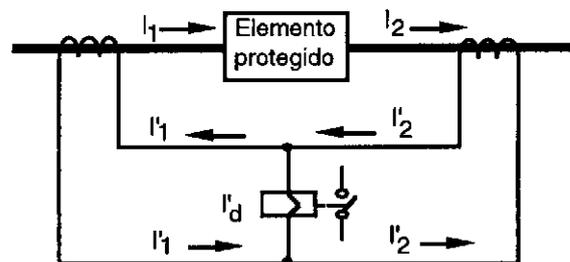


Fig. 7.15.1 Esquema de principio de una protección diferencial longitudinal de una línea por medio de un relé diferencial.

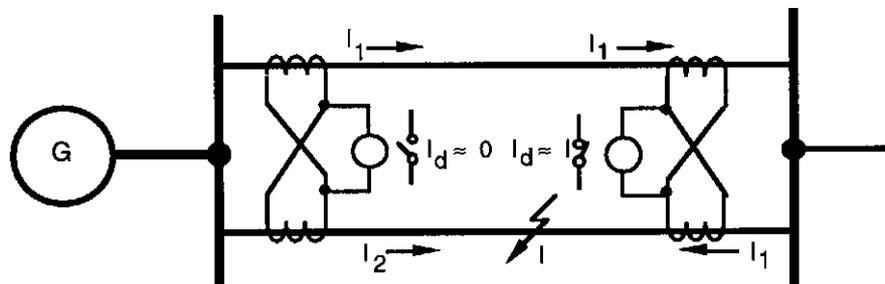


Fig. 7.15.2 Esquema de principio de una protección transversal de dos líneas por medio de dos relés diferenciales.

Siempre que en el elemento protegido no se presente ningún defecto y funcione en condiciones normales, las intensidades de corriente primarias,  $I_1$  e  $I_2$ , y secundarias,  $I'_1$  e  $I'_2$ , serán respectivamente iguales en módulo y argumento en el supuesto de que se puedan despreciar los errores de relación y de ángulo de los transformadores de intensidad (TI<sub>1</sub> y TI<sub>2</sub>). En tal caso, y puesto que los secundarios de los transformadores están conectados en serie, la corriente,  $I'_d$ , que circula por la bobina de un relé de corriente, es nula. Pero si se presenta un defecto en el tramo protegido, es decir, en el elemento comprendido entre los dos transformadores de intensidad, dejará de verificarse la igualdad de corrientes secundarias y el relé estará recorrido por la corriente diferencial  $I'_d = I'_2 - I'_1$ , que hará que se ponga en funcionamiento (figuras 7.15.3, 7.15.4 y 7.15.5).

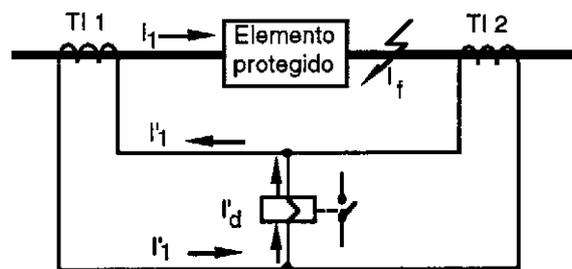


Fig. 7.15.3 Falta interna con alimentación por un solo extremo. Protección diferencial longitudinal de una línea por medio de un relé diferencial.

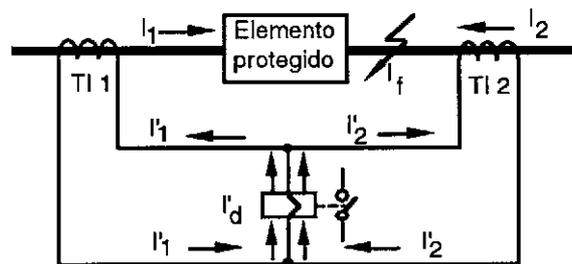


Fig. 7.15.4 Falta interna con alimentación por los dos extremos. Protección diferencial longitudinal de una línea por medio de un relé diferencial.

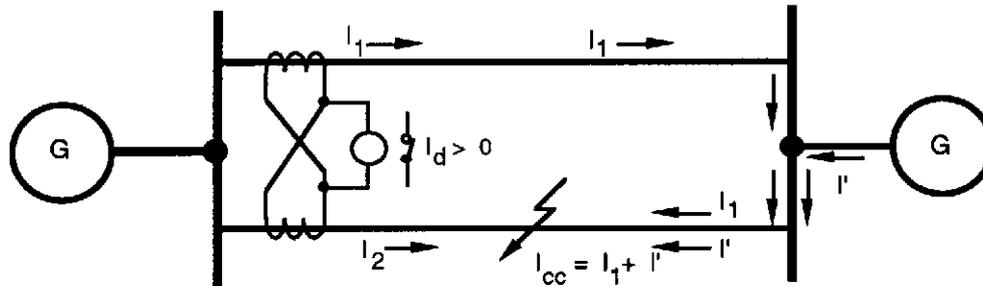


Fig. 7.15.5 Falta interna con alimentación por los dos extremos. Protección diferencial transversal de dos líneas en paralelo por medio de dos relés diferenciales.

Como relés diferenciales se pueden emplear relés ferrodinámicos, de inducción y ferromagnéticos de gran sensibilidad y selectividad.

Ahora bien, en el caso de faltas externas al elemento protegido (figuras 7.15.6 y 7.15.7) de gran intensidad de corriente, los errores de relación y de ángulo acusan mayores desigualdades, lo que da lugar a la circulación de una corriente diferencial en el relé ocasionando un funcionamiento intempestivo de la protección, cuando, por ser el defecto externo al elemento protegido, no debería haber disparado. Por tanto, este comportamiento de los relés diferenciales ante los defectos externos afecta a la sensibilidad y selectividad de la protección.

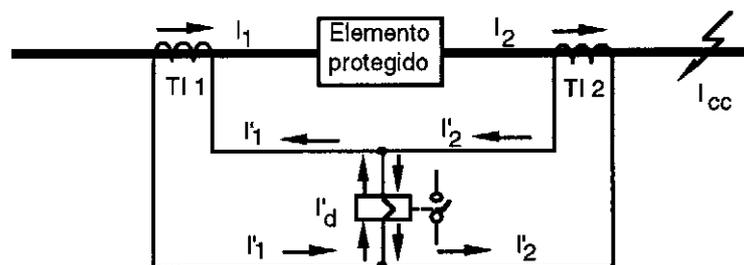


Fig. 7.15.6 Falta externa. Protección diferencial longitudinal de una línea por medio de un relé diferencial.

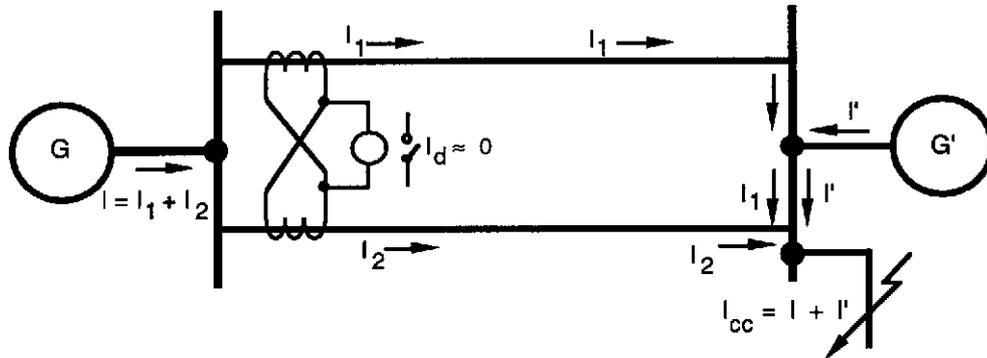


Fig. 7.15.7 Falta externa con alimentación por los dos extremos. Protección diferencial transversal de dos líneas en paralelo por medio de dos relés diferenciales.

### 7.15.1 Relés diferenciales de porcentaje

Para salvar el inconveniente anteriormente expuesto se utilizan las protecciones diferenciales porcentuales. En ellas se incrementa la sensibilidad de los relés diferenciales en el caso de la protección longitudinal de una línea o del devanado de una máquina, haciendo que el par antagonista del relé dependa de la propia corriente de carga.

A este propósito el relé aparte de la bobina, determinante del par motor proporcional a la diferencia de las dos corrientes, dispone de otra bobina, conectada según las figuras 7.15.1.1 y 7.15.1.2, que da lugar a un par antagonista proporcional a la suma de estas dos corrientes.

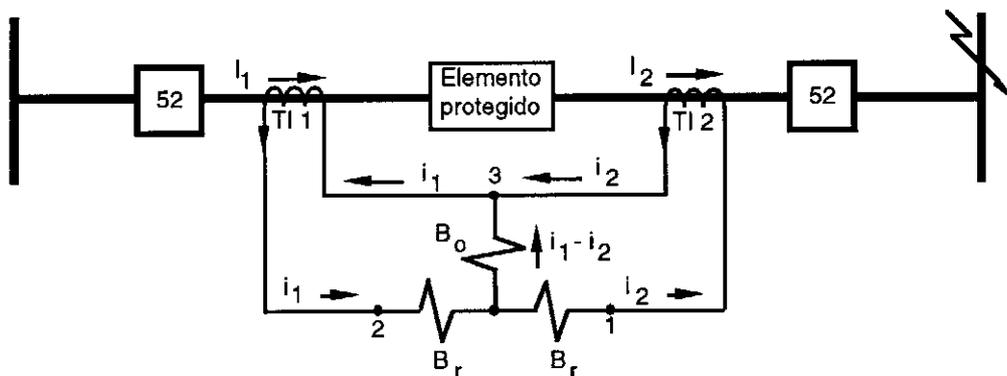


Fig. 7.15.1.1 Esquema de funcionamiento de un relé de porcentaje.

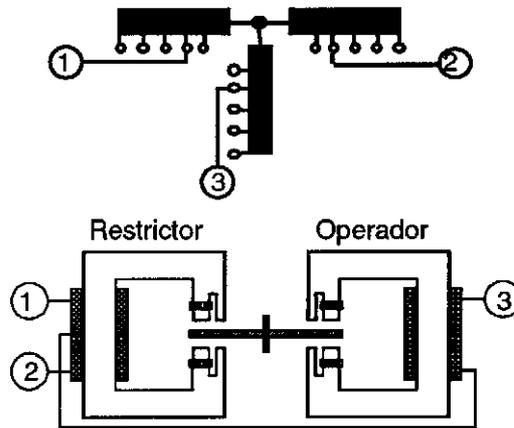


Fig. 7.15.1.2 Esquema de funcionamiento de un relé de inducción de disco de porcentaje.

En efecto, a tenor de las conexiones de los transformadores de intensidad, las corrientes  $i_1$  e  $i_2$  son de igual sentido y su resultante  $i_1 + i_2$ , que pasa por la bobina operadora,  $B_o$ , será teóricamente nula. En cambio, si por la bobina restrictora,  $B_r$ , pasa  $i_r$ , la media de estas dos corrientes vale:

$$i_r = \frac{i_1 + i_2}{2} \quad (7.15.1.1)$$

Por consiguiente, el relé actúa cuando la f.m.m. de la bobina operadora,  $F_o$ , es superior a la f.m.m. de la bobina restrictora,  $F_r$ :

$$F_r = k \cdot \frac{i_1 + i_2}{2} N' \quad (7.15.1.2)$$

$$F_o = k \cdot (i_1 - i_2) N \quad (7.15.1.3)$$

siendo:

$N'$  = El número total de espiras del conjunto de las dos secciones iguales de la bobina restrictora.

$N$  = El número espiras de la bobina operadora.

En el caso de un defecto exterior al elemento protegido, la protección no funcionará, a causa del elevado par antagonista producido por la corriente de carga de la línea. En cambio, si es el elemento protegido el afectado por el defecto, las corrientes  $i_1$  e  $i_2$  serán muy diferentes y de signo contrario. Por tanto, el par motor aumenta considerablemente mientras que se reduce el par antagonista.

Cuando las f.m.m.s de las bobinas operadora y restrictora son iguales, se verifica que:

$$\frac{N'}{N} = \frac{i_1 - i_2}{\frac{i_1 + i_2}{2}} \quad (7.15.1.4)$$

La expresión anterior nos indica que la relación entre las corrientes que pasan por la bobina operadora y restrictora son inversamente proporcionales a la relación de espiras de las respectivas bobinas. Como el valor de  $N'$  es ajustable, podemos ajustar la relación de corrientes en ambas bobinas para que el relé actúe. Normalmente la relación anterior entre espiras se da en tanto por ciento. Las relaciones entre espiras representan las características de disparo de los relés de porcentaje (figura 7.15.1.3).

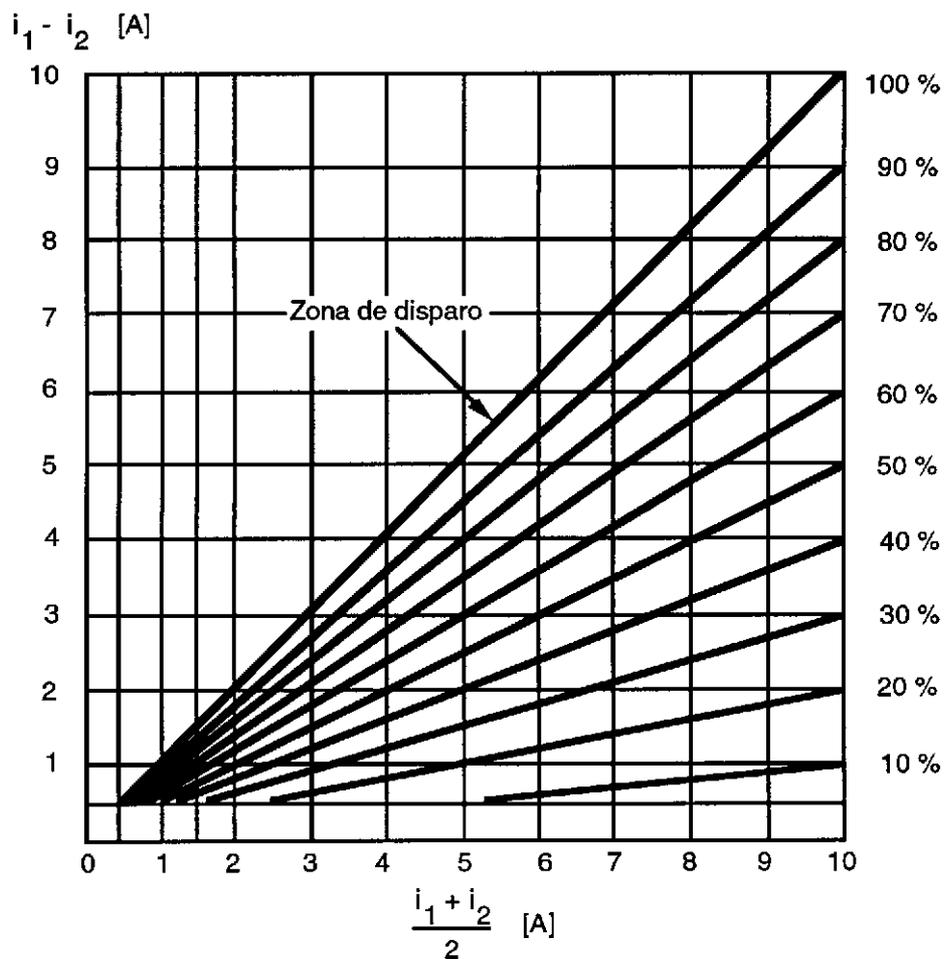


Fig. 7.15.1.3 Características de disparo de un relé de porcentaje.

## 7.16 Relés de potencia

Con anterioridad se ha deducido el par motor correspondiente a los distintos tipos de relés. Para un relé ferrodinámico se obtuvo la expresión:

$$M_m = K U I \cos(\varphi - \theta) \quad (7.16.1)$$

siendo:

$K$  = Constante característica del relé.

$\varphi$  = Desfase entre las magnitudes senoidales de la tensión  $\underline{U}$  y la corriente  $\underline{I}$  aplicadas al relé.

$\theta$  = Ángulo de desfase interno del relé.

Dicha expresión responde a la expresión de la potencia de ángulo  $\theta$ . Por tanto, podemos decir que los relés de potencia son aquéllos en los que el par motor es una función de la potencia de ángulo  $\theta$ . Cuando  $\theta = 0$ , el relé se denomina de potencia activa, y si  $\theta = \pi/2$ , de potencia reactiva.

En los sistemas de protección, los relés de potencia se pueden utilizar tanto para medir potencias de ángulo  $\theta$ , como relés direccionales, es decir como relés de todo o nada.

El relé de potencia de ángulo  $\theta$  actúa si su par motor  $M_m$  supera al par antagonista  $M_a$ :

$$K U I \cos(\varphi - \theta) - M_a > 0 \quad (7.16.2)$$

La principal aplicación de los relés de potencia en las protecciones selectivas es como relés de protección direccional.

Supongamos, por ejemplo, que se dispone de un sistema eléctrico en el que se transmite energía desde las barras  $G$  de una central a las barras  $K$  de una subestación receptora a través de cinco líneas,  $A$ ,  $B$ ,  $C$ ,  $D$  y  $E$ . A la llegada de las líneas, en la subestación  $K$ , se colocan relés direccionales. En caso de un cortocircuito en el punto  $F$  de la línea  $E$ , el relé direccional 5 hará desconectar la línea  $E$ , mientras que los relés direccionales 1, 2, 3 y 4 no podrán desconectar sus respectivas líneas  $A$ ,  $B$ ,  $C$  y  $D$ , por no haberse producido en ellas la inversión del sentido de la potencia, a pesar de que a causa del cortocircuito en  $F$  están sometidas a una sobreintensidad (figura. 7.16.1).

El funcionamiento de estos relés debe ser rápido y seguro, incluso con potencias muy pequeñas y para desfases entre la tensión y la corriente muy grandes. Por este motivo, en los circuitos amperimétricos y voltimétricos estos relés se conectarán de tal modo que sean capaces de dar elevados pares motores y sentidos correctos al equipo móvil, incluso a costa de la precisión en las medidas de las potencias activas y reactivas del circuito en cada instante.

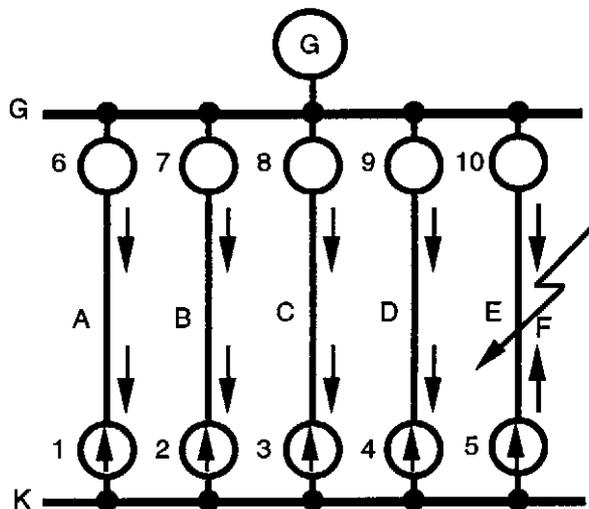


Fig. 7.16.1 Principio de funcionamiento de una protección direccional.

### 7.16.1 Esquema de conexiones de los relés de potencia

El par que actúa sobre el elemento direccional construido a partir de un relé de inducción de copa (figura 7.16.1.1) es proporcional a  $U \cdot I \cdot \text{sen}(\varphi - \theta)$ . Si el desfase interno del relé es  $\theta = \pi/2$ , el par motor será proporcional a la potencia activa y el par que se obtiene es máximo cuando  $\varphi = 0^\circ$ . Sin embargo, este valor puede ser muy pequeño debido a los elevados valores de  $\varphi$  y a que la tensión  $U$  en las cercanías del circuito a cortar (punto de cortocircuito) es muy pequeña.

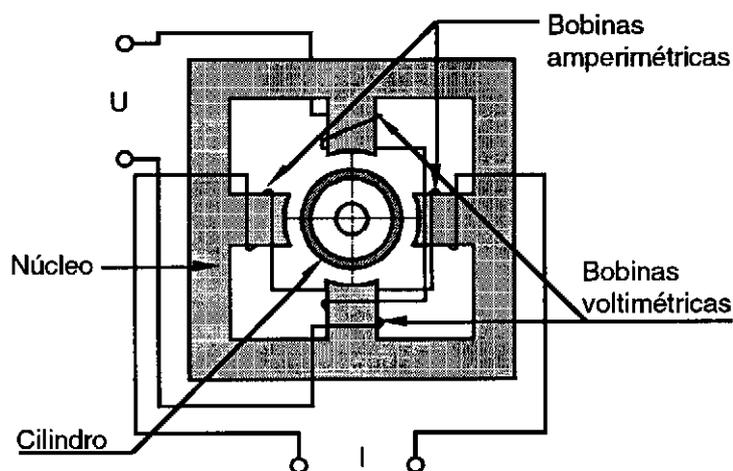


Fig. 7.16.1.1 Bobinas voltimétrica y amperimétrica de un relé de inducción de copa utilizado como elemento direccional.

En algunos modelos de relés direccionales del tipo de inducción pueden obtenerse desfases internos de  $45^\circ$  y  $90^\circ$  conectando simplemente en serie con las bobinas de tensión un circuito, constituido por un condensador en paralelo con una resistencia.

Las conexiones de los circuitos de tensión y de corriente de los relés monofásicos en redes trifásicas pueden establecerse de diversas maneras, con miras a conseguir que la tensión y la corriente aplicadas al relé estén en fase o desfasadas  $0^\circ$ ,  $30^\circ$ ,  $60^\circ$  ó  $90^\circ$ .

Las conexiones  $30^\circ$ ,  $60^\circ$  y  $90^\circ$  permiten reducir la zona muerta o zona de inestabilidad del relé, para un defecto próximo al mismo, alimentado el circuito de tensión por tensiones no afectadas por el defecto.

En la conexión  $30^\circ$  la tensión se deriva entre la misma fase de la corriente y la fase que va delante, de tal modo que, cuando en la línea el  $\cos \varphi = 1$ , en el relé la tensión retrasa  $30^\circ$  a la intensidad (figura 7.16.1.2). Al invertirse el sentido de la energía (inversión del sentido de la intensidad), el ángulo será obtuso y el relé trabajará en sentido opuesto.

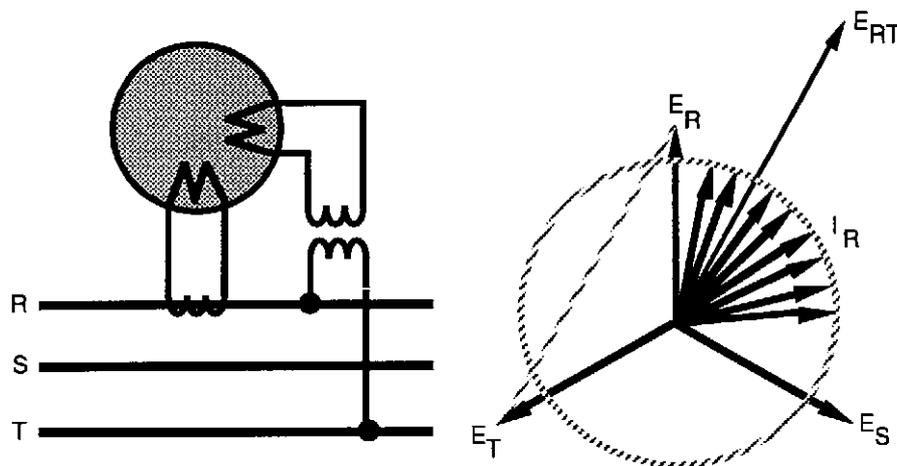


Fig. 7.16.1.2 Conexión de un relé de potencia a  $30^\circ$ .

En la conexión  $90^\circ$ , el circuito de tensión del relé se deriva entre las fases que no corresponden con la fase que alimenta el de corriente, de tal modo que cuando el factor de potencia en la línea sea igual a la unidad, la tensión esté en cuadratura con la corriente en el relé (figura 7.16.1.3).

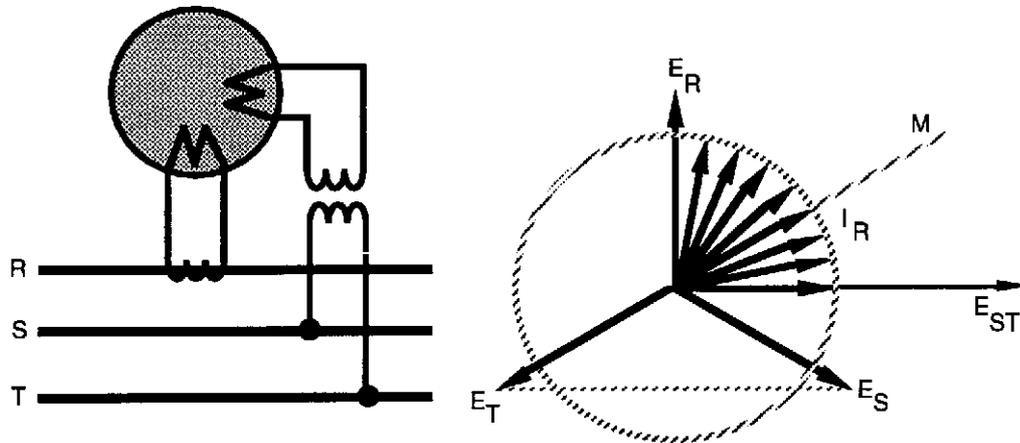


Fig. 7.16.1.3 Conexión de un relé de potencia a 90°.

## 7.17 Características P-Q de los relés de potencia y direccionales

La característica (P,Q) de los relés de potencia es la que muestra la puesta en marcha del relé en función de los valores de las potencias activas P y las reactivas Q que actúan sobre el relé.

### a) Relés direccionales.

Consideremos un relé direccional definido por la expresión:

$$M_m = K U I \cos(\varphi - \theta) \quad (7.17.1)$$

Su par se anula y su equipo móvil se halla sobre la posición de equilibrio, a punto de iniciar su acción, cuando

$$\cos(\varphi - \theta) = 0 \quad (7.17.2)$$

o sea, cuando:

$$\varphi = \theta \pm 90^\circ \quad (7.17.3)$$

Esta ecuación  $K U I \cos(\varphi - \theta) = 0$  viene representada en el diagrama (P,Q) de potencias (figura 7.17.1) por una recta que pasa por el origen y que forma un ángulo  $\theta \pm 90^\circ$  con el eje de potencias activas o recta característica del relé. Para toda potencia aparente  $\underline{S}$ , cuyo vector representativo  $\underline{OS}$  se sitúa por encima de esta recta, el par es positivo. Si el vector  $\underline{OS}$  está por debajo de la característica, el par es negativo.

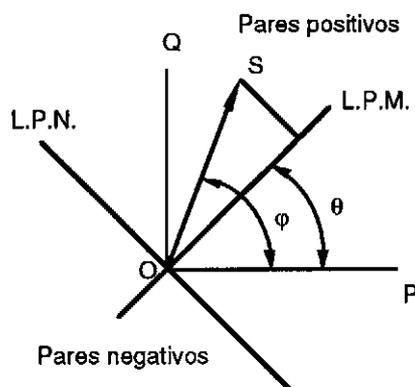


Fig. 7.17.1 Característica (P-Q) de un relé direccional: L.P.M = Línea de par máximo; L.P.N. = Línea de par nulo.

Para una potencia aparente  $S = cte.$ , el par máximo se obtiene para:  $\cos(\varphi - \theta) = 1$  o sea,  $\varphi = \theta$ . La recta L.P.M. que forma un ángulo  $\theta$  con el eje OP es el eje de pares máximos del relé. Esta recta es normal al eje de inversión del par.

El relé direccional se denomina de potencia activa si su desfase interno  $\theta = 0^\circ$ . Su eje de par máximo coincide con el eje de abscisas OP, de potencia activa y su eje de inversión con el eje de ordenadas OQ de potencia reactiva (figura 7.17.2).

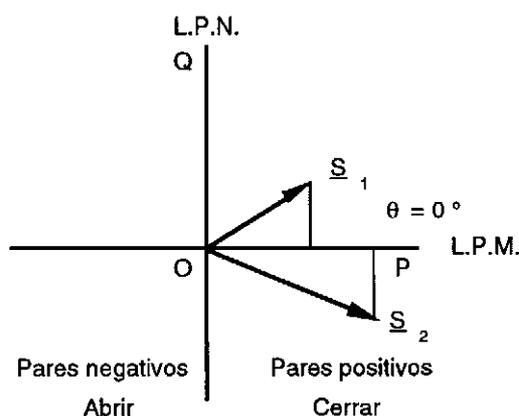


Fig. 7.17.2 Característica (P-Q) de un relé direccional de potencia activa: L.P.M = Línea de par máximo; L.P.N. = Línea de par nulo.

Si el desfase interno es  $\theta = 90^\circ$ , el relé se llama de potencia reactiva y sus ejes de par máximo y de inversión coinciden con los ejes OQ y OP respectivamente (figura 7.17.3).

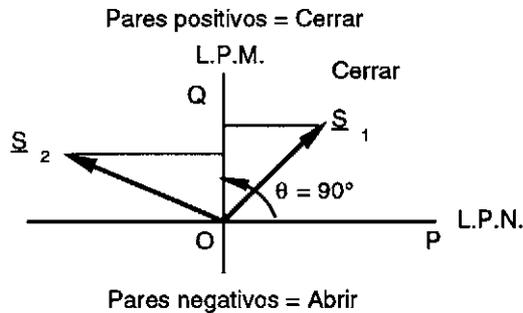


Fig. 7.17.3 Característica (P-Q) de un relé direccional de potencia reactiva: L.P.M = Línea de par máximo; L.P.N. = Línea de par nulo.

b) Relés de potencia.

En los relés de potencia el par se anula cuando el par motor es igual al par antagonista:

$$K U I \text{sen} (\varphi - \theta) = M_a \tag{7.17.4}$$

En el diagrama (P, Q) la recta de par máximo sigue siendo la que al pasar por el origen forma un ángulo  $\pi/2 - \theta$  con el eje OP (figura 7.17.4). Y la característica P-Q, o eje de inversión del relé, será una recta perpendicular a la línea de pares maximos, L.P.M, y que pase por un punto distante del origen en un punto A, para el que:

$$\overline{OA} = \frac{M_a}{K} \tag{7.17.5}$$

El par es positivo cuando la potencia aparente,  $\underline{S}$ , esté por encima de la recta de inversión y negativo en caso contrario.

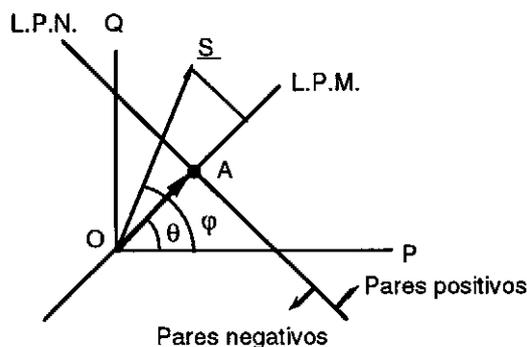


Fig. 7.17.4 Característica (P-Q) de un relé de potencia: L.P.M = Línea de par máximo; L.P.N. = Línea de par nulo.

### 7.18 Relés de distancia

Puesto que la impedancia de una línea de transmisión de energía es proporcional a su longitud, para la medida de la distancia a que se produce un cortocircuito es apropiado el uso de relés capaces de medir la impedancia de la línea hasta un punto determinado.

Estos relés actúan según el cociente entre la tensión y la corriente que se tienen en el punto de la red donde se hallan situados, es decir, su respuesta es función de la impedancia aparente de la red, o de su inversa la admitancia.

Supongamos que en el esquema de la figura 7.18.1 se produce un cortocircuito en el punto  $F$  y que como origen de coordenadas,  $O$ , para medir distancias se toma el punto  $A$  (subestación  $A$ ) en el que está colocado el relé de distancia (designado como 21).

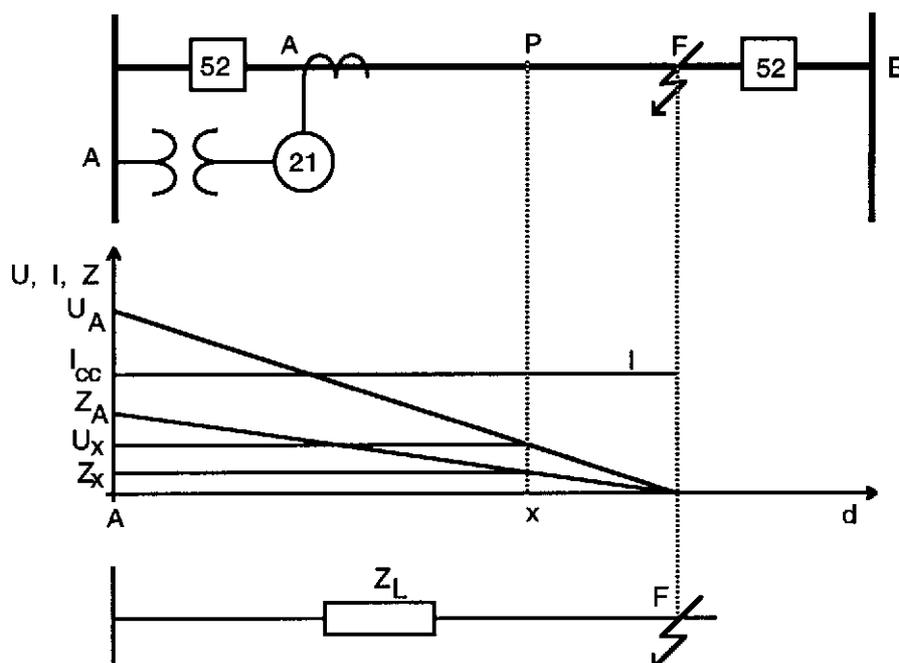


Fig. 7.18.1 Valores de  $U$ ,  $I$  y  $Z$  (impedancia aparente) a medida que nos alejamos de la subestación  $A$ , cuando se produce un cortocircuito en el punto  $F$ .

La impedancia aparente de la línea medida entre la subestación  $A$ , en donde está ubicado el relé, y el punto de cortocircuito trifásico franco se obtiene a partir de los valores de la tensión  $U_A$ ,  $I_{cc}$  medidos en el punto  $A$  como:

$$(\bar{Z}'_A) = \frac{\bar{U}_A}{\bar{I}_{cc}} = \bar{Z}_L \quad (7.18.1)$$

Y para un punto cualquiera  $P$ , situado entre la subestación  $A$  y el punto de cortocircuito  $F$ , distante  $x$  de  $A$ , la impedancia aparente valdrá:

$$Z_x = \frac{U_x}{I_{cc}} \quad (7.18.2)$$

siendo  $U_x$  la tensión del punto  $P$  durante el cortocircuito.

Por tanto, la impedancia en el punto donde se produce el cortocircuito vale cero.

Ahora bien, puede ocurrir que el cortocircuito trifásico tenga una cierta resistencia de arco,  $R_a$ , lo que falsearía la medida de la distancia y crearía dificultades para el buen funcionamiento del relé a distancia. En este caso pueden suponerse dos situaciones:

a) Que el cortocircuito esté alimentado solo por  $A$ :

La relación entre la tensión y la intensidad de corriente en el punto  $A$  viene dada por:

$$\bar{U}_A = \bar{Z}_L \cdot \bar{I}'_{cc} + R_a \cdot \bar{I}'_{cc} \quad (7.18.3)$$

siendo:

$\bar{Z}_L$  = La impedancia cíclica de la línea desde  $A$  (punto de emplazamiento del relé) hasta  $F$  (punto de cortocircuito).

$R_a$  = Resistencia del arco.

$\bar{I}'_{cc}$  = Intensidad de la corriente de cortocircuito.

La impedancia aparente será pues:

$$(\bar{Z}'_A) = \frac{\bar{U}_A}{\bar{I}'_{cc}} = \bar{Z}_L + R_a \quad (7.18.4)$$

b) Que el cortocircuito esté alimentado por los dos extremos  $A$  y  $B$ :

La intensidad de la corriente de cortocircuito,  $I''_{cc}$ , es la suma de las corrientes de cortocircuito  $(I_{cc})_A$  e  $(I_{cc})_B$  aportadas por las subestaciones  $A$  y  $B$  respectivamente (figura 7.18.2):

$$\bar{I}_{cc}'' = (\bar{I}_{cc})_A + (\bar{I}_{cc})_B \quad (7.18.5)$$

La tensión en el punto A valdrá:

$$\bar{U}_A = \bar{Z}_L \cdot (\bar{I}_{cc})_A + R_a \cdot \bar{I}_{cc}'' \quad (7.18.6)$$

Sustituyendo el valor de  $I_{cc}''$  en la expresión anterior y despejando la impedancia aparente se obtiene:

$$(\bar{Z}_a'')_A = \frac{\bar{U}_A}{(\bar{I}_{cc})_A} = \bar{Z}_L + R_a \left(1 + \frac{(\bar{I}_{cc})_B}{(\bar{I}_{cc})_A}\right) \quad (7.18.7)$$

Dado que el relé mide  $(Z_a'')_A$  y no  $Z_L$  se pueden producir errores considerables.

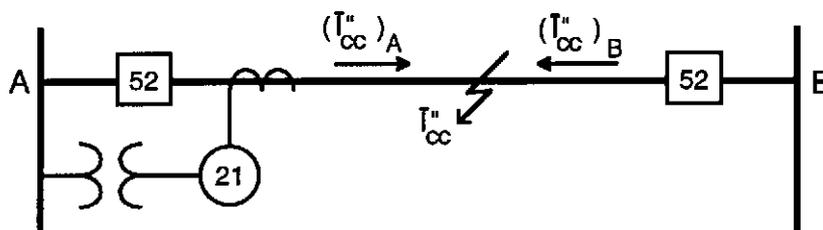


Fig. 7.18.2 Cortocircuito en un punto de una línea alimentada por los dos extremos.

Puesto que la falta no tiene por que ser exclusivamente un cortocircuito tripolar, sino que pueden presentarse también (y con mayor frecuencia) cortocircuitos bifásicos, cortocircuitos bifásicos con contactos simple o doble a tierra y cortocircuitos entre fase y tierra, la relación entre la impedancia y la distancia deja de ser constante. Y puesto que la única componente simétrica que aparece en cualquier clase de cortocircuito es la directa, si se quiere tener una correspondencia entre la impedancia y la distancia será necesario hacer sensible el relé a la impedancia directa  $Z_1$  de la parte de la red a vigilar.

Así pues, para la detección de faltas entre fases se necesitarán los tres relés siguientes:

$$\text{Relé RS: } (U_R - U_S); (I_R - I_S) \cdot Z_M$$

$$\text{Relé ST: } (U_S - U_T); (I_S - I_T) \cdot Z_M$$

$$\text{Relé TR: } (U_T - U_R); (I_T - I_R) \cdot Z_M$$

Y para la detección de faltas monofásicas se necesitarán los tres relés siguientes:

$$\begin{aligned} \text{Relé R: } & U_R; & (I_R - K_N I_N) \cdot Z_M \\ \text{Relé S: } & U_S; & (I_S - K_N I_N) \cdot Z_M \\ \text{Relé T: } & U_T; & (I_T - K_N I_N) \cdot Z_M \end{aligned}$$

En el ejemplo anterior se ve que se necesitan seis elementos de medida por zona. A veces, para simplificar, se emplean elementos de medida con conmutación. También se puede emplear una conmutación de zona para conmutar el alcance de la protección (figura 7.18.3).

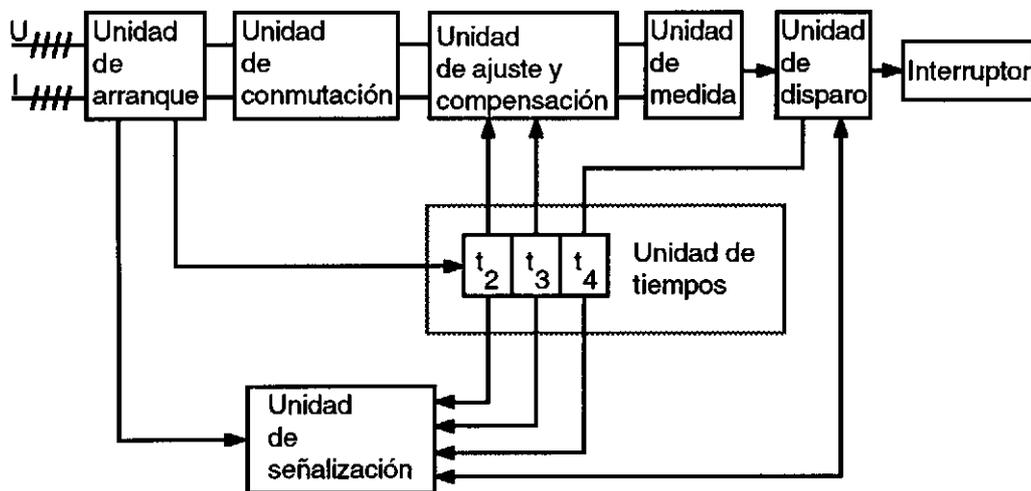


Fig. 7.18.3 Esquema de una protección de distancia conmutada.

Si se intercalan o se instalan relés, cuyo tiempo de desconexión por medio de un artificio de medida sea proporcional a la impedancia, el que se encuentre más próximo al lugar del cortocircuito será el que responda más rápidamente porque es el que mide la menor impedancia. Como esta impedancia para la línea homogénea es proporcional a la distancia, se ha dado también la denominación de "relés de impedancia" a los relés de distancia sensibles a la impedancia aparente de la red, medida desde el punto de instalación del relé.

## 7.19 Relés de mínima impedancia

La misión de los relés de mínima impedancia es detectar la caída de impedancia aparente por debajo de un valor determinado.

Básicamente un relé de mínima impedancia está constituido por una especie de balanza magnética (figura 7.19.1). Cada brazo es atraído respectivamente por la fuerza que crean dos electroimanes alimentados, a través de sendos transformadores, por la tensión  $U$  de la línea y la intensidad de la corriente que circula por la misma en el punto en que se encuentra ubicado el relé. El electroimán alimentado por la tensión actúa como restrictor del movimiento de giro de la balanza, mientras que el alimentado por la corriente actúa como operador. Por tanto, el relé no actuará mientras que el par de giro debido a la bobina de tensión exceda al de la corriente. La balanza gira cerrando los contactos cuando la impedancia aparente del circuito cae por debajo de una impedancia de regulación  $Z_M$ .

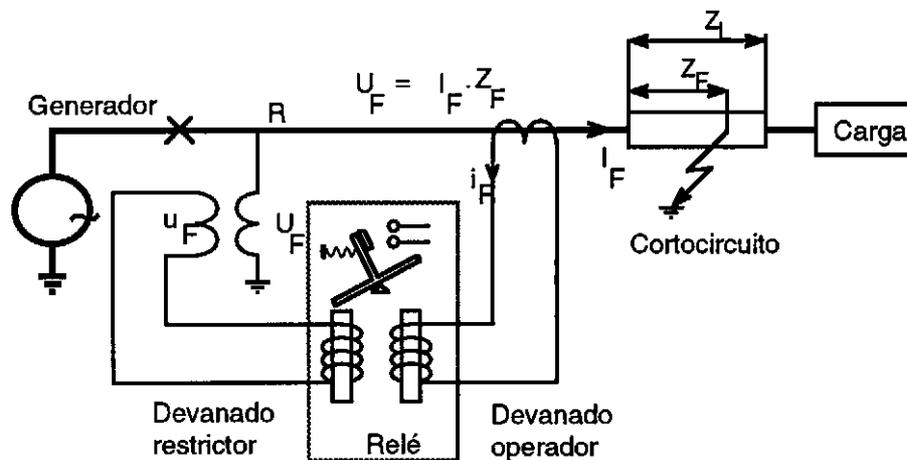


Fig. 7.19.1 Principio de funcionamiento de un relé de mínima impedancia.

El valor de la impedancia mínima  $Z_M$  se puede ajustar variando los entrehierros de los electroimanes de tensión y de intensidad o bien su número de espiras.

El par resultante sobre el brazo de la balanza viene dado por:

$$M = K_i \cdot I^2 - K_u \cdot U^2 - M_a \quad (7.19.1)$$

siendo:

$M_a$  = Par antagonista (resorte de retención o par de rozamiento).

$K_i \cdot I^2$  = Par motor creado por el electroimán alimentado por la corriente.

$K_u \cdot U^2$  = Par antagonista creado por el electroimán alimentado por la tensión.

Supuesto  $M_a$  nulo, el punto de equilibrio se obtiene para:

$$K_u \cdot U^2 = K_i I^2 \quad (7.19.2)$$

Por consiguiente:

$$\frac{U^2}{I^2} = \frac{K_i}{K_u} = Z_M^2 \quad (7.19.3)$$

$$Z_M = \sqrt{\frac{K_i}{K_u}} = K \quad (7.19.4)$$

Por tanto, el relé opera para todos los valores de  $Z$  menores de  $Z_M$ , es decir, la característica del relé en un plano de Gauss  $R$ - $X$  viene dada por una circunferencia de centro el origen de coordenadas y radio  $Z_M$  (figura 7.19.2). Luego el relé actúa para todos los valores interiores a dicha circunferencia.

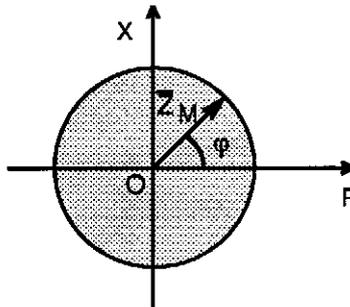


Fig. 7.19.2 Característica de un relé de mínima impedancia.

Utilizando relés de inducción o relés ferrodinámicos como relés de impedancia, se puede conseguir una temporización de característica lineal en función de la impedancia aparente:

$$t_f = f(Z_a) \quad (7.19.5)$$

Es decir:

$$t_f = m \cdot Z_a \quad (7.19.6)$$

En efecto, en un relé de inducción de disco y debido a las corrientes de Foucault que inducen en él las bobinas voltimétrica, amperimétrica y el imán permanente de freno, cuando gira el par antagonista viene dado por la expresión:

$$M_a = K_u \cdot U^2 \cdot \Omega + K_i \cdot I^2 \cdot \Omega + M_F \quad (7.19.7)$$

siendo:

$\Omega$  = Velocidad angular del disco.

$K_u \cdot U^2 \cdot \Omega$  = Par de frenado originado por las corrientes inducidas por el flujo generado por la bobina voltimétrica sobre el disco.

$K_I \cdot I^2 \cdot \Omega$  = Par de frenado originado por las corrientes inducidas por el flujo generado por la bobina amperimétrica sobre el disco.

$M_F$  = Par de frenado originado por las corrientes de Foucault inducidas por el imán permanente de freno sobre el disco.

Constructivamente se puede favorecer el par de frenado originado por las corrientes inducidas por el flujo excitado por la bobina de tensión,  $k_u \cdot U^2 \cdot \Omega$ , debilitando el par de frenado de las corrientes inducidas por la bobina de intensidad  $k_I \cdot I^2 \cdot \Omega$  y quitando el imán permanente de modo que la expresión del par antagonista sea:

$$M_a = K_u \cdot U^2 \cdot \Omega \quad (7.19.8)$$

Como ya se ha visto en el capítulo 7, el par motor de un relé de inducción con un desfase interno de  $0^\circ$  vale:

$$M_m = K \cdot U \cdot I \cdot \text{sen } \varphi \quad (7.19.9)$$

Igualando ambos pares se obtiene:

$$K \cdot U \cdot I \cdot \text{sen } \varphi = K_u \cdot U^2 \cdot \Omega \quad (7.19.10)$$

de donde:

$$= \frac{K}{K_u} \cdot \frac{I \cdot \text{sen } \varphi}{U} = K_1 \cdot \frac{I \cdot \text{sen } \varphi}{U} \quad (7.19.11)$$

De la expresión anterior se deduce que el sentido de giro del disco depende del signo del  $\text{sen } \varphi$ , por tanto, mediante un tope se conseguirá que el disco sólo gire en un sentido. De esta forma se puede conseguir que el relé sólo actúe cuando la potencia se transmita en un determinado sentido, es decir, cuando el relé detecte una inversión del sentido de la potencia.

El tiempo que tarda el relé en cerrar los contactos desde que se pone en marcha depende del ángulo que tiene que girar el disco y de la velocidad de giro del mismo. Dicho tiempo será inversamente proporcional a la velocidad de giro, por tanto:

$$t_f = K_2 \frac{1}{\Omega} = K_2 \frac{U}{K_1 \cdot I \cdot \sin \varphi} = K_3 \cdot \frac{Z_a}{\sin \varphi} \quad (7.19.12)$$

Para que el relé opere únicamente cuando la intensidad de la corriente alcance un valor excesivo, o cuando la tensión sea demasiado pequeña, se dota a estos relés de un dispositivo auxiliar que suprima el par motor hasta que las magnitudes anteriores alcancen los valores previstos de operación.

### 7.20 Relés de reactancia

Se ha visto anteriormente que en caso de cortocircuito la resistencia del arco puede falsear la medida de la distancia. Para obviar este inconveniente se recurre a los relés sensibles únicamente a la reactancia del circuito, que es prácticamente proporcional a la distancia.

Un relé de reactancia puede obtenerse, por ejemplo, a partir de un relé de potencia ferrodinámico de desfase interno  $\pi/2$ . En estas condiciones el par (restricor) vale:

$$M_{m1} = K_1 \cdot U \cdot I \cdot \sin \varphi \quad (7.20.1)$$

A base de inyectar de forma adecuada una corriente de intensidad proporcional a la intensidad que circula por el circuito, figura 7.20.1, se puede lograr que sobre el elemento móvil actúe un par de sentido contrario al anterior (par operador) y cuyo valor viene dado por:

$$M_{m2} = K_2 \cdot I^2 \quad (7.20.2)$$

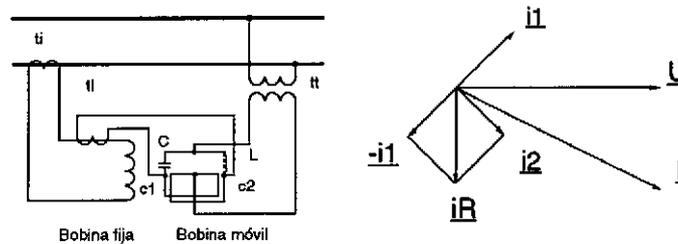


Fig. 7.20.1 Circuito de un relé de reactancia con el circuito desfasador y diagrama vectorial.

El relé mantendrá su contacto abierto en tanto se cumpla la condición:

$$M_{m1} > M_{m2} \quad (7.20.3)$$

$$K_1 \cdot U \cdot I \cdot \sin \varphi > K_2 \cdot I^2 \quad (7.20.4)$$

es decir, si:

$$\frac{U}{I} \cdot \sin \varphi > \frac{K_2}{K_1} \quad (7.20.5)$$

$$X > \frac{K_1}{K_2} = X_M \quad (7.20.6)$$

Por tanto, el relé no actúa si la reactancia,  $X$ , entre el relé y el punto de cortocircuito es superior a la reactancia mínima de regulación,  $X_M$ . Para toda reactancia por debajo de la recta  $X = X_M$  el relé actuará. En las figuras 7.20.2 y 7.20.3 aparecen representadas las características del relé de reactancia en los planos de Gauss de impedancias y admitancias.

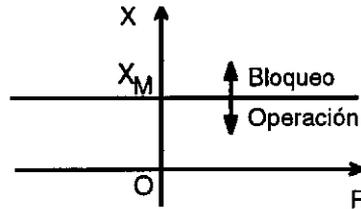


Fig. 7.20.2 Característica de actuación de un relé de reactancia en el diagrama de impedancias.

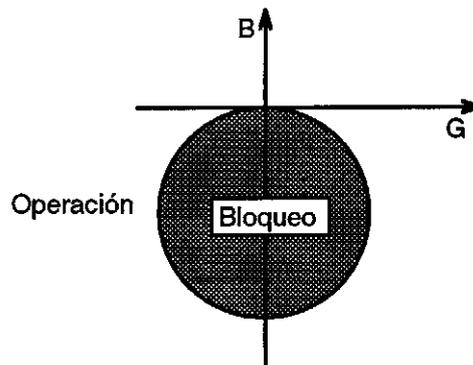


Fig. 7.20.3 Característica de actuación de un relé de reactancia en el diagrama de admitancias.

Como relé de reactancia se puede utilizar también un relé de inducción. Para lo cual hay que anular el par antagonista ofrecido por las corrientes inducidas por el flujo de tensión, e incrementar, a su vez, el de las corrientes inducidas por el flujo de intensidad y suprimir tanto el imán de freno como el resorte antagonista.

En estas condiciones el rotor del relé de inducción para  $\theta = 0$ , queda sometido a un par motor:

$$M_m = K_1 \cdot U \cdot I \cdot \text{sen } \varphi \quad (7.20.7)$$

y a un par antagonista:

$$M_a = K_i \cdot I^2 \quad (7.20.8)$$

A partir de los cuales podemos hallar la característica del relé de reactancia del mismo modo que se hizo anteriormente con el relé ferrodinámico de reactancia. El relé no actúa para valores de  $X$  que cumplan:

$$X > \frac{K_1}{K_i} = X_M \quad (7.20.9)$$

## 7.21 Relés de impedancia de ángulo $\theta$

Determinadas aplicaciones requieren que el relé sea sensible a la componente  $Z$  de ángulo  $\theta$ , es decir, al valor de la proyección de la impedancia sobre una dirección determinada por el ángulo  $\theta$  (figura 7.21.1). En dicho caso el valor de dicha proyección vale:

$$Z_{\theta} = R \cdot \cos \theta + X \cdot \sin \theta \quad (7.21.1)$$

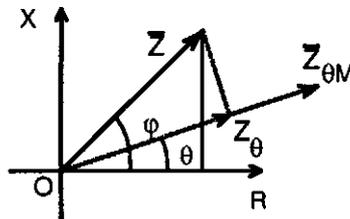


Fig. 7.21.1 Representación gráfica de la componente  $Z$  de ángulo  $\theta$ ,  $Z_{\theta}$ .

Si en el relé ferrodinámico empleado en el caso anterior, el desfase interno en vez de ser  $\theta = \pi/2$  hacemos que sea, mediante circuitos desfasadores adecuados, un ángulo  $\theta$  cualquiera, la expresión del par motor  $M_{m1}$  se transforma en:

$$M_{m1} = K_1 \cdot U \cdot I \cdot \cos(\varphi - \theta) \quad (7.21.2)$$

Y no modificando el par  $M_{m2}$  se obtiene que el relé mantendrá su contacto abierto en tanto se cumpla la condición:

$$K_1 \cdot U \cdot I \cdot \cos(\varphi - \theta) - K_2 \cdot I^2 > 0 \quad (7.21.3)$$

de la que se deduce:

$$\frac{U}{I} \cos(\varphi - \theta) > \frac{K_2}{K_1} \quad (7.21.4)$$

$$X > \frac{K_1}{K_i} = X_M \quad (7.20.9)$$

$$Z_{\theta} > Z_{\theta M} \quad (7.21.6)$$

El relé actúa para los valores de  $Z_{\theta} \leq Z_{\theta M}$ . El lugar geométrico de los puntos en que se verifica  $Z_q = Z_{qM}$  viene definido por una recta  $MN$  perpendicular al fasor  $Z_{\theta M}$  y que pasa por el extremo de éste (figura 7.21.2).

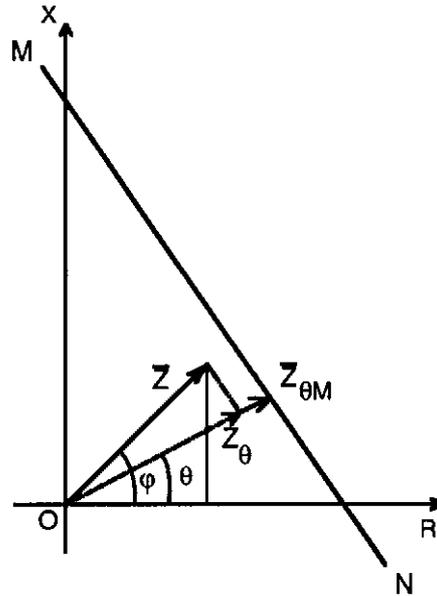


Fig. 7.21 .2 Característica de un relé de impedancia  $Z_{\theta}$ .

Se verifica fácilmente que el relé cierra sus contactos para los valores de  $Z$  situados por debajo de esta recta. Si  $\theta$  es igual a  $\pi/2$ , la recta resulta paralela al eje  $OR$ , coincidiendo con el relé de reactancia. A los mismos resultados se podía haber llegado utilizando un relé de inducción.

## 7.22 Relés de admitancia de ángulo $\theta$

Un relé de admitancia (o relé de característica "mho") de ángulo  $\theta$ , es un relé sensible a la componente de la admitancia aparente de la red según la dirección  $\theta$ .

En este caso, lo mismo que en los relés de reactancia e impedancia de ángulo  $\theta$ , el par motor viene dado por:

$$M_m = K_1 \cdot U \cdot I \cdot \cos(\varphi - \theta) \quad (7.22.1)$$

Y el par antagonista, en el caso de utilizar un relé de inducción, se genera por medio de las corrientes inducidas por el flujo de tensión:

$$M_a = K_u \cdot U^2 \quad (7.22.2)$$

El relé empieza a operar cuando el par motor es igual o mayor que el par antagonista y de sentido contrario. Para el caso de igualdad se puede escribir:

$$K_1 \cdot U \cdot I \cdot \cos(\varphi - \theta) = K_u \cdot U^2 \quad (7.22.3)$$

Y despejando se obtiene:

$$\frac{I}{U} \cos(\varphi - \theta) = \frac{K_u}{K_1} = Y_{\theta m} \quad (7.22.4)$$

Por tanto:

$$Y \cos(\varphi - \theta) = \frac{K_u}{K_1} = Y_{\theta m} \quad (7.22.5)$$

que en diagrama de admitancias representa la ecuación de una recta  $MN$ , perpendicular al fasor  $Y_{\theta m}$  y que pasa por su extremo (figura 7.22.1) y que en el diagrama de impedancias representa una circunferencia de diámetro  $Z_{\theta m} = 1/Y_{\theta m}$  y cuyo diámetro forma un ángulo  $\theta$  con el eje de abscisas (figura 7.22.2).

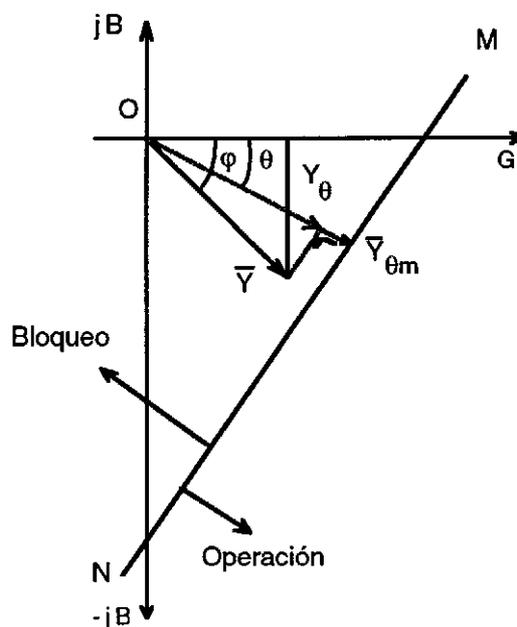


Fig. 7.22.1 Característica de actuación de un relé de admitancia  $Y_{\theta}$  en el diagrama de admitancias.

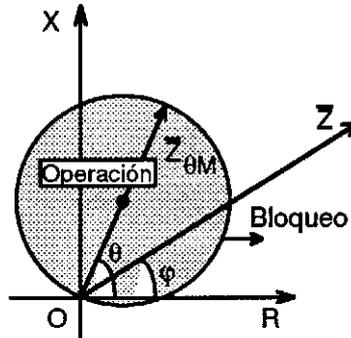


Fig. 7.22.2 Característica de actuación de un relé de admitancia  $Y_0$  en el diagrama de impedancias.

Un relé de este tipo cierra sus contactos para todos los valores de  $Z$  que corresponden a puntos interiores a la circunferencia  $C$ .

La característica de este relé pone de manifiesto que posee las cualidades de un elemento direccional. Si consideramos la línea  $AB$  (figura 7.22.3) protegida por los relés  $A$  y  $B$ , y suponemos que se produce un defecto exterior a ella, el relé  $A$  ve la falta hacia delante y se lo comunica al otro relé (da permiso de disparo al relé  $B$ ), mientras que el relé  $B$  ve la falta hacia atrás comunicándose al relé  $A$  (bloquea al  $A$ ). Si se considera un defecto interno (figura 7.22.4) los dos relés ven la falta como falta hacia delante por lo que se dan permiso mutuo de disparo

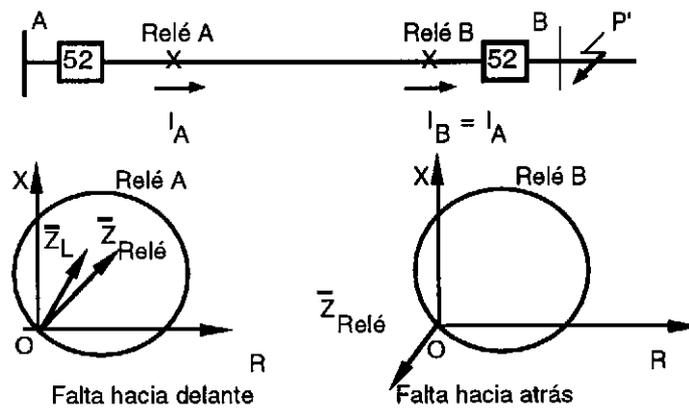


Fig. 7.22.3 Relés de admitancia como relés direccionales. Características en el plano de impedancias. Falta exterior (bloqueo).

Al presentarse el defecto, el relé cerrará sus contactos. En cambio, si el defecto se produce en el punto  $P'$  que ocupa una posición simétrica con respecto a  $P$  (en relación a  $B$ ), el punto representativo en el diagrama tendrá por coordenadas  $-R$  y  $-X$ . Por consiguiente tal punto  $M'$  será exterior a la circunferencia. Por tanto, el relé sólo actuará si el defecto está situado en una dirección dada.

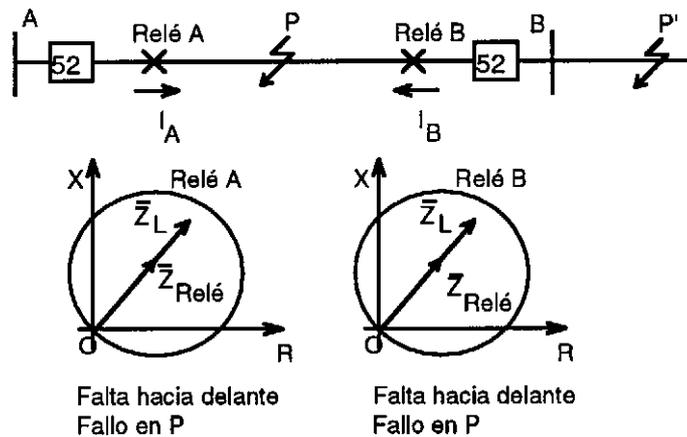


Fig. 7.22.4 Relés de admitancia como relés direccionales. Características en el plano de impedancias. Falta interior (disparo).

### 7.23 Relés de frecuencia

Básicamente existen dos tipos de relés de frecuencia: mecánicos y eléctricos. El principio de funcionamiento en uno y otro tipo está basado en los fenómenos de resonancia mecánica y eléctrica respectivamente. La resonancia tiene lugar cuando se igualan la frecuencia propia de oscilación del elemento y la frecuencia de la tensión de la red.

Los relés de resonancia mecánica están básicamente constituidos por un relé ferromagnético de corriente alterna, en el que su armadura móvil se sustituye por una lámina vibrante con una placa de hierro dulce frente a los polos del núcleo magnético. Cuando la frecuencia de la red alcanza la frecuencia natural de resonancia de la lámina, su oscilación alcanza la amplitud mayor y la lámina en su movimiento cierra los contactos del relé (figura 7.23.1).

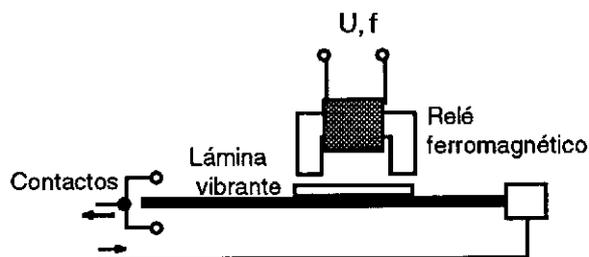


Fig. 7.23.1 Relé de frecuencia mecánico.

Los relés de frecuencia que utilizan el fenómeno de resonancia eléctrica están constituidos por relés de tipo electrodinámico o de inducción. Todos ellos se basan en la comparación de los desfases de las intensidades de corriente en los dos circuitos en paralelo cuyas reactancias se hacen muy desiguales. Generalmente un circuito es muy capacitivo y el otro muy resistivo.

## 7.24 Bibliografía

- [1] Cortes, M.: *Centrales eléctricas*. C.P.D.A., E.T.S.I.I., Barcelona, 1980.
- [2] Doemeland W.: *VEM-Handbuch Relaischutztechnik*. VEB Verlag Technik, Berlin, 1976
- [3] G.B.E.C.: *Power System Protection. 1 Principles and Components. 2 Systems and Methods. 3 Application*. Editada por Electricity Council. Peter Peregrinus LTD. Londres, 1986.
- [4] G.E.C.: *Protective Relays. Application Guide*. Editada por GEC Measurements. Stafford, Inglaterra, 1987.
- [5] Montané P.: *Protecciones en las instalaciones eléctricas. Evolución y perspectivas*. Ed. Marcombo. Barcelona 1988.
- [6] Ramírez, J.: *Estaciones de transformación y distribución*. CEAC. Barcelona, 1972.
- [7] Ravindranath, B.; Chander, M.: *Protección de sistemas de potencia e interruptores*. Editorial Limusa. México, 1980.
- [8] Sauer, H.: *Relais-Lexikon*. 2. Aufl. Dr. Alfred Hüthig Verlag. Heidelberg, 1986.
- [9] Seip G.G.: *Elektrische Installationstechnik. 2.Aufl. Teil 2. Kabel und Leitungen; Schutzgeräte; Zähler; Blindleistungskompensation; Ersatzstromversorgungsanlagen; Beleuchtung; Raumheizung; Aufzuganlagen*. Verlag: Siemens Aktiengesellschaft, Berlin y Munich, 1985.
- [10] Warrington, A. R.: *Protection relays. Their Theory and Practice*. Chapman and Hall. Londres, 1979.

## Capítulo 8 Protección de las máquinas síncronas

### 8.1 Generalidades

La misión de las protecciones de los generadores de las centrales eléctricas es doble; por una parte evitar que aparezcan defectos en los mismos, y por otra limitar las consecuencias de éstas al mínimo.

Las causas que producen averías o defectos en los generadores pueden ser múltiples, por ejemplo:

- envejecimiento de los aislantes,
- defectos de aislamientos de cables, máquinas, etc.,
- sobretensiones de origen atmosférico,
- sobretensiones de maniobra en las redes,
- objetos extraños en la máquina,
- sobrecargas de larga duración.

Para proteger a los generadores de estas averías o defectos en los generadores se dispone de una serie de dispositivos de protección contra:

- defectos interiores a masa, entre espiras, entre fases, etc.,
- sobrecargas,
- sobretensiones internas,
- desequilibrio de carga,
- apertura de la excitación accidental,
- incendios.

Las protecciones que se usan en los generadores (figura 8.1.1) se clasifican básicamente en dos tipos: protecciones propias y protecciones externas.

Las *protecciones propias* están constituidas por:

- la protección de sobrevelocidad (12),
- la protección de temperatura de cojinetes (38),
- la protección de temperatura de bobinados (49).

Las *protecciones externas* están constituidas por:

- la protección de máxima tensión (59),
- la protección de máxima y mínima frecuencia (81),
- la protección de distancia (reserva) (21),
- la protección diferencial (87),
- la protección de mínima excitación (40),
- la protección de inversión o desequilibrio de fases (46),
- la protección de sobrevelocidad (12),
- la protección de faltas a tierra en el estator (64 N),
- la protección de faltas a tierra del rotor (64 F).

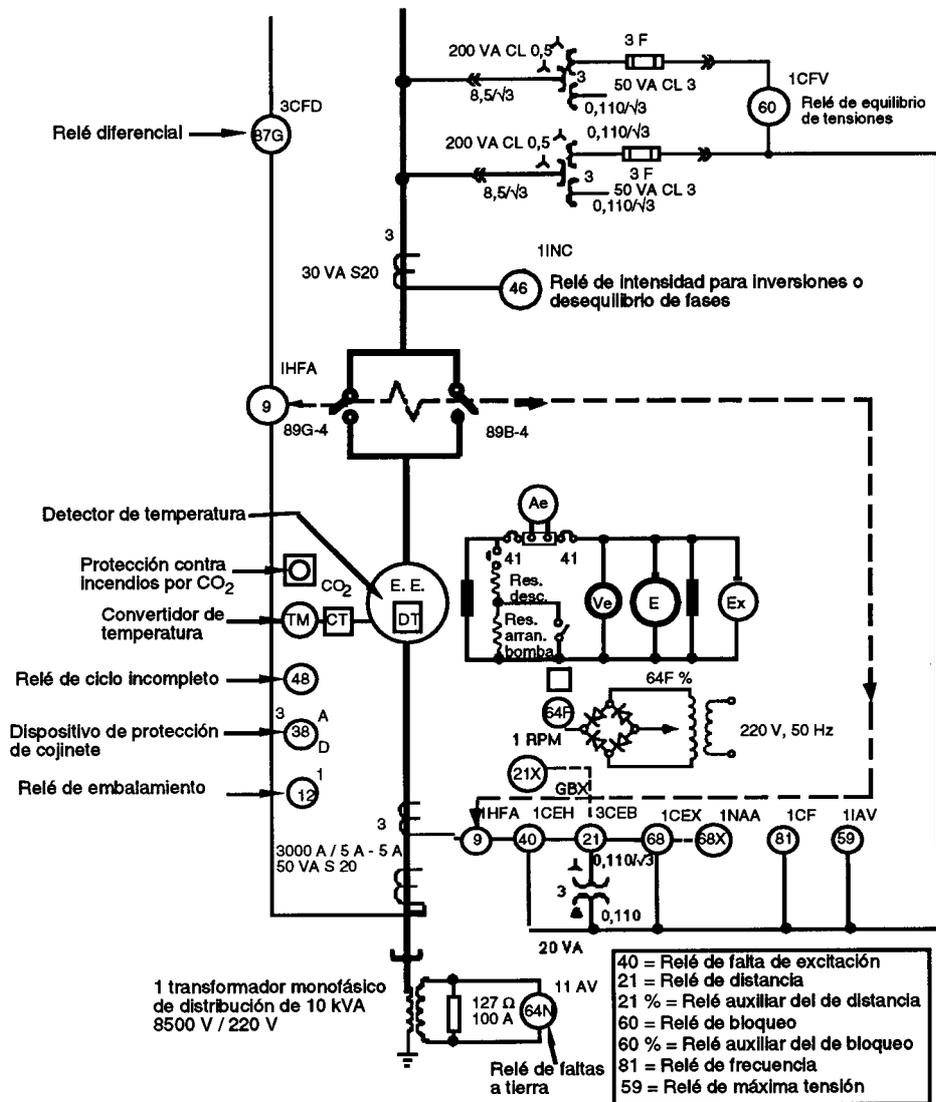


Fig. 8.1.1 Esquema unifilar de las protecciones de un generador.

Se ha de tener en cuenta que la eliminación de un defecto que afecte a los devanados del alternador exige, no solamente su desconexión inmediata de la red, sino también la supresión, tan rápida como sea posible, de la f.e.m interna. Para ello se cierra el devanado de excitación sobre una resistencia de desconexión (la resistencia *Res. desc.* de la figura 8.1.1) y a continuación abriendo el interruptor de la excitatriz.

El grado de protección (implica costes económicos) de un generador está relacionado con la importancia del mismo dentro del sistema (la potencia del generador). Es por ello por lo que en la práctica los dispositivos de protección que se emplean varían de unos generadores a otros según el intervalo de potencia donde se encuentren ubicados. Las protecciones habituales con que se dotan a los alternadores de potencias nominales inferiores a los 5 MW, comprendidas entre los 20 MW y 100 MW y mayores de 300 MW, aparecen representadas en las figuras 8.1.2, 8.1.3 y 8.1.4 respectivamente.

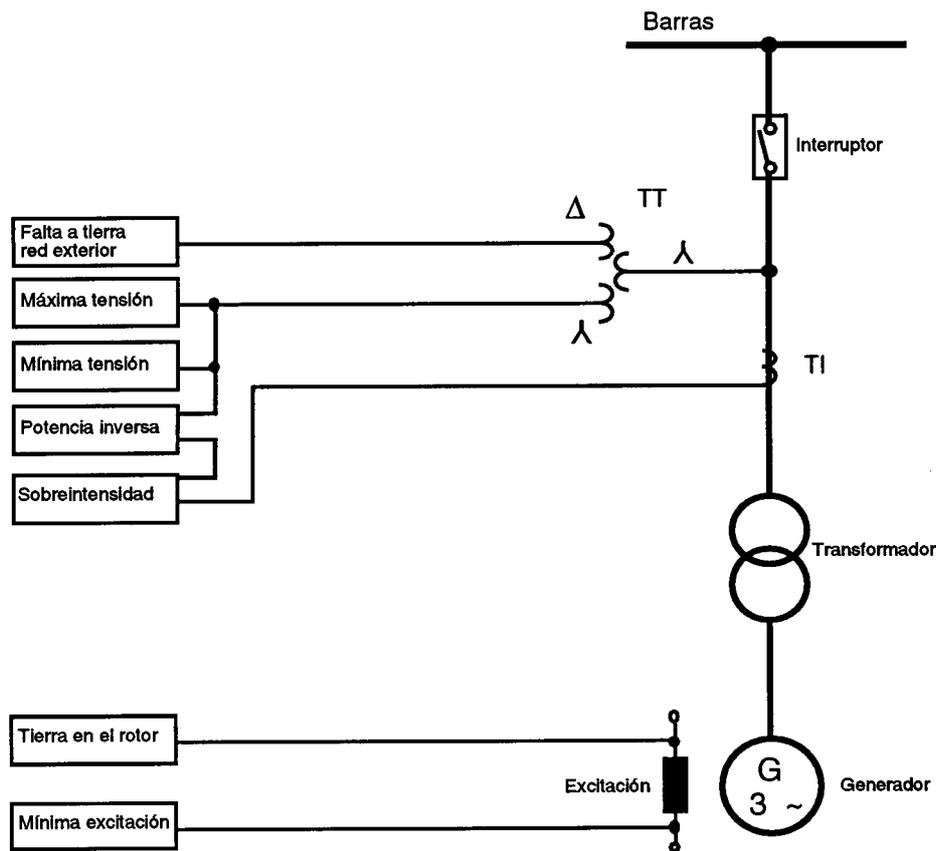


Fig. 8.1.2 Protecciones de los generadores de  $S_n < 5$  MW.

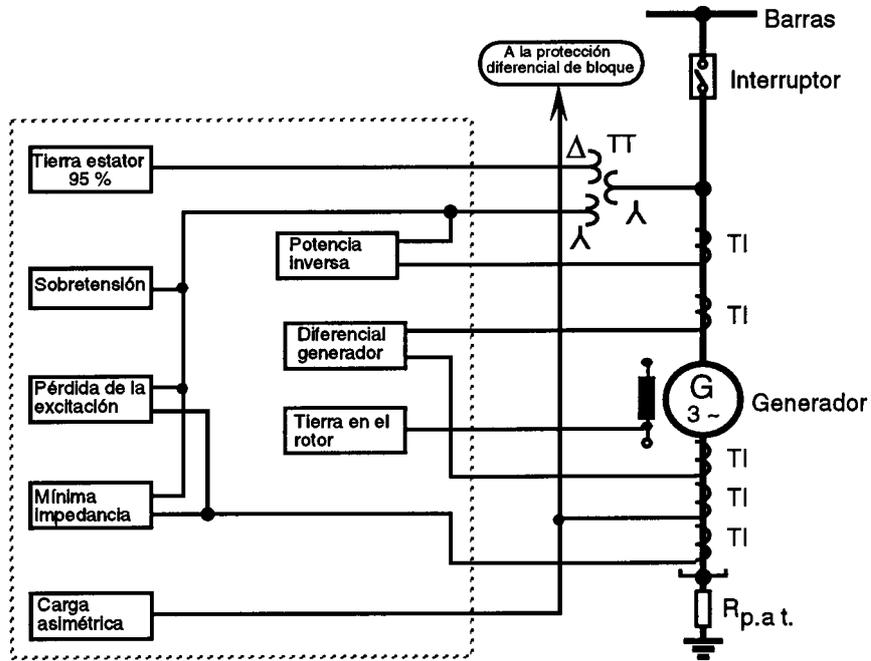


Fig. 8.1.3 Protecciones de los generadores de  $20 \leq S_n \leq 100$  MW.

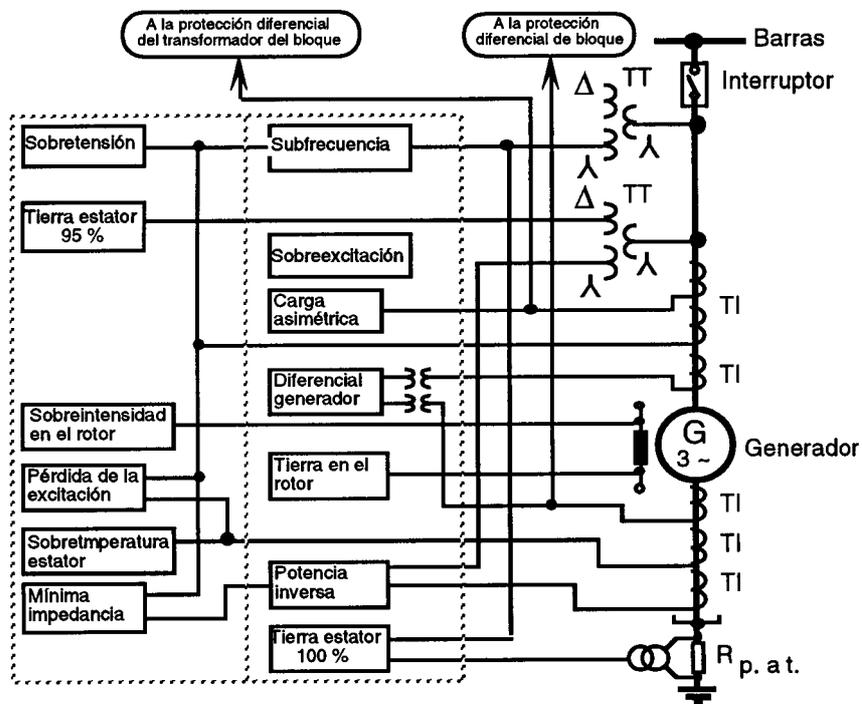


Fig. 8.1.4 Protecciones de los generadores de  $S_n > 100$  MW.

## 8.2 Protección contra los defectos entre espiras

a) Protección de los cortocircuitos entre espiras en máquinas con un arrollamiento por fase.

Se basa en la reducción de tensión que aparece en la fase afectada por el cortocircuito de alguna de sus espiras. La diferencia de potencial entre el neutro de los arrollamientos del generador y el neutro de las tensiones en bornes del generador sirve para alimentar, en caso de defecto, un relé de máxima tensión con un filtro para los armónicos de tercer orden (figura 8.2.1).

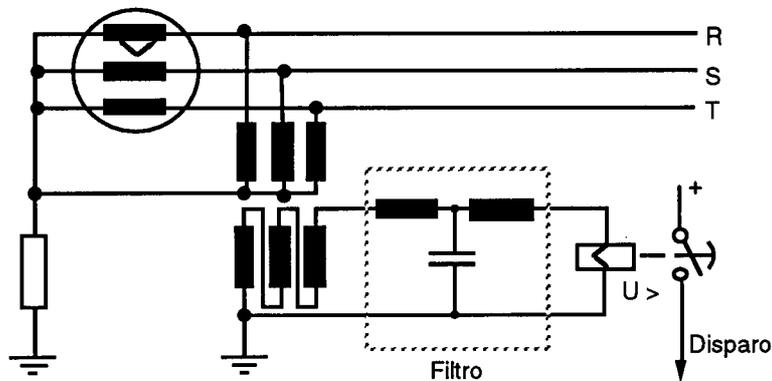


Fig. 8.2.1 Protección contra cortocircuitos entre espiras a partir de un relé de sobretensión y filtro para los armónicos de tercer orden.

b) Protección de los cortocircuitos entre espiras en máquinas con varios arrollamientos por fase y neutro aislado.

En este caso, para detectar el defecto se mide la circulación de corriente entre las dos bobinas tal como se indica en la figura 8.2.2.

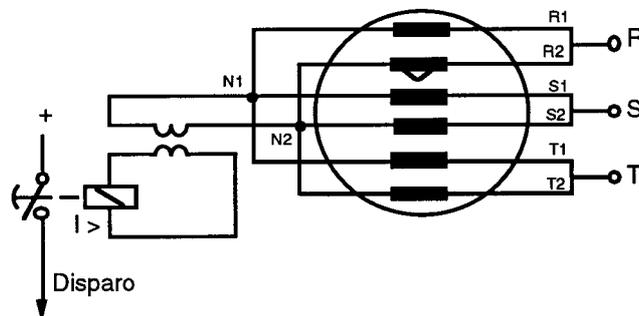


Fig. 8.2.2 Protección contra cortocircuitos entre espiras en máquinas con varios arrollamientos por fase y neutro aislado a partir de un relé de sobrecorriente entre los dos puntos neutros  $N_1$  y  $N_2$  de los dos grupos de arrollamientos.

- c) Protección de los cortocircuitos entre espiras en máquinas con varios arrollamientos por fase y neutro puesto a tierra.

En este caso se pueden dar varias soluciones. Una de ellas consiste en realizar la puesta a tierra a través de un transformador cuyos extremos del primario están unidos a los puntos neutros  $N_1$  y  $N_2$  de los dos arrollamientos, y cuyo secundario alimenta un relé de corriente. Cuando las intensidades de corriente por los dos arrollamientos de la misma fase son idénticas, las f.m.m. de los semidevanados primarios se compensan, por lo que por el devanado secundario no circula ninguna corriente (figura 8.2.3).

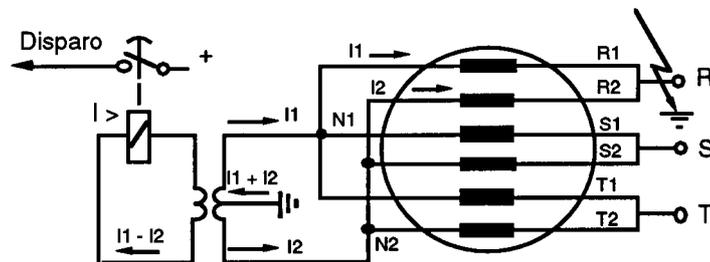


Fig. 8.2.3 Protección contra cortocircuitos entre espiras en máquinas con varios arrollamientos por fase y neutros  $N_1$  y  $N_2$  puestos a tierra a través del arrollamiento primario de un transformador, cuyo secundario alimenta un relé de corriente.

Otras soluciones consisten en emplear protecciones diferenciales bien sean longitudinales (figura 8.2.4) o transversales (figura 8.2.5).

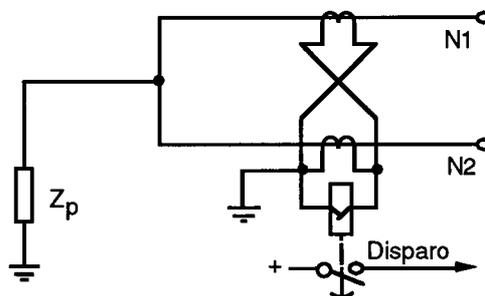


Fig. 8.2.4 Protección diferencial transversal contra cortocircuitos entre espiras en máquinas con varios arrollamientos por fase y neutros  $N_1$  y  $N_2$  puestos a tierra a través de una impedancia.

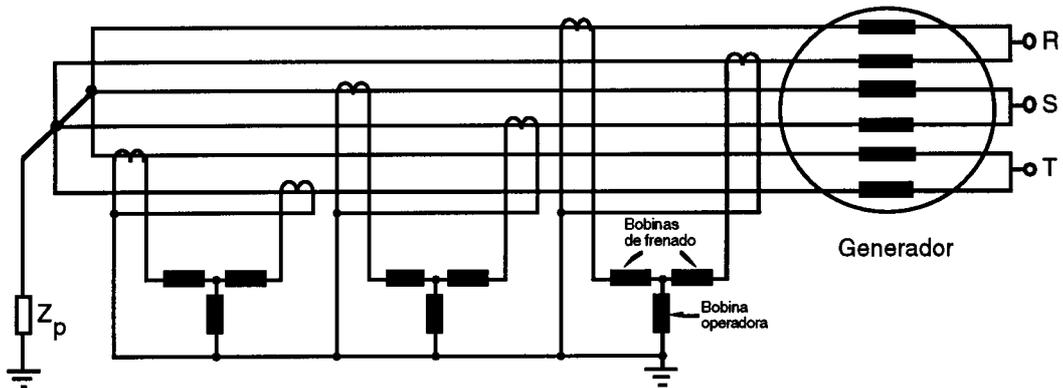


Fig. 8.2.5 Protección diferencial longitudinal contra cortocircuitos entre espiras en máquinas con varios arrollamientos por fase y neutros  $N_1$  y  $N_2$  puestos a tierra a través de una impedancia.

### 8.3 Protección contra los defectos entre fases

Para la protección contra los defectos entre fases en los alternadores se emplea la protección diferencial longitudinal. Dicha protección puede ser separada para el generador y el transformador (figura 8.3.1) o conjunta para ambos, es decir, lo que se designa como protección de bloque (figura 8.3.2).

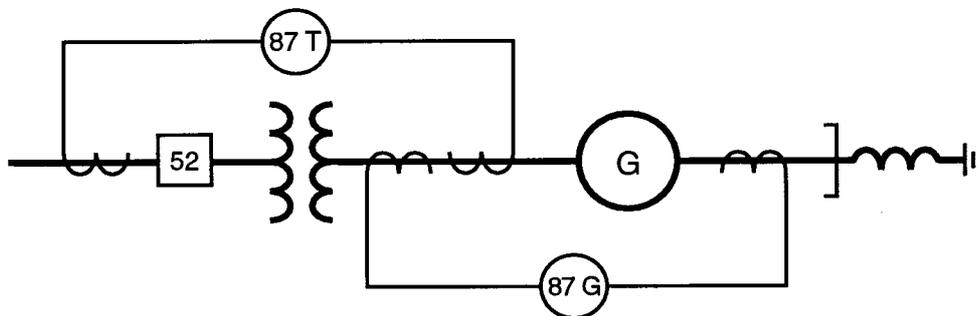


Fig. 8.3.1 Protección diferencial de un generador y un transformador separadamente.

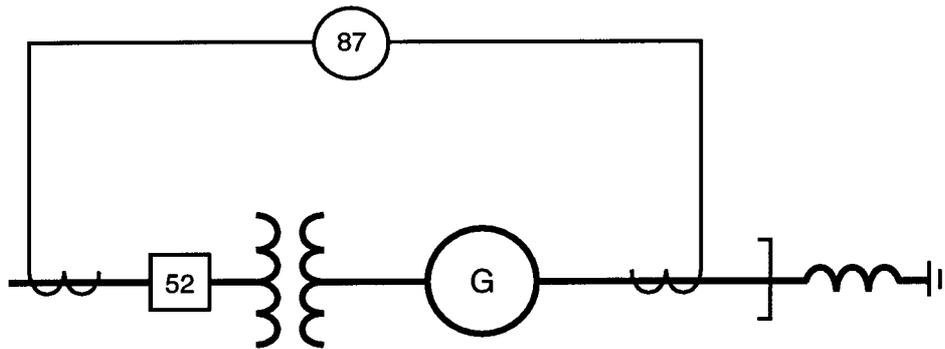


Fig. 8.3.2 Protección diferencial de un generador y un transformador conjuntamente; protección del bloque.

También se puede utilizar una protección diferencial que abarque al generador, al transformador y a las barras de la central. Sin embargo, lo más habitual en las grandes instalaciones es el uso de sendas protecciones diferenciales para el generador, el transformador y las barras.

#### 8.4 Protección contra los defectos a tierra

Los defectos a tierra de los devanados estatóricos son la avería más frecuente en los generadores de corriente alterna trifásicos, y suelen ser el origen de posteriores contactos entre espiras y entre fases, lo que supone graves daños para el generador. Para evitar estos nocivos efectos es preciso que la protección cumpla las siguientes condiciones:

- Que detecte los contactos a tierra en todo el devanado.
- Que desconecte el generador y su excitación lo más rápidamente posible.
- Que se limiten las corrientes a tierra para evitar daños en la chapa del estator ( $< 30 \text{ A}$ ).
- Que sea insensible frente a perturbaciones y contactos a tierra en la red.

Para conseguir una baja intensidad de la corriente de defecto es aconsejable trabajar con el neutro del generador aislado o puesto a tierra través de una impedancia de alto valor.

En la figura 8.4.1 se representa el esquema unifilar de la protección de un defecto a tierra de los devanados del estator mediante un relé de tensión. Generalmente se limita la intensidad de la corriente de defecto a tierra a unos  $10 \text{ A}$  (medidos en el primario del transformador).

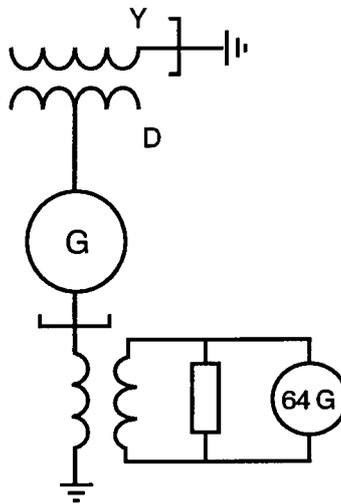


Fig. 8.4.1 Esquema unifilar de la protección de defecto a tierra de los devanados del estator mediante un relé de tensión.

En la figura 8.4.2 se observa que cuanto menor sea el nivel de ajuste del relé de tensión mayor será la zona protegida del arrollamiento.

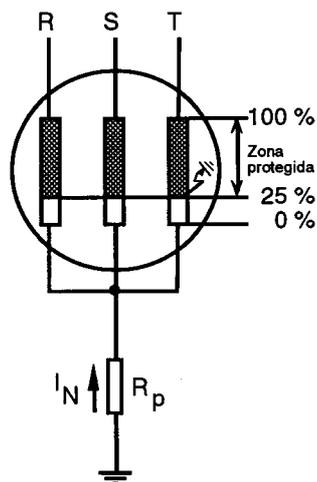


Fig. 8.4.2 Zona protegida de los devanados del estator de un generador en función de la tensión de ajuste del relé de tensión de la protección de defecto a tierra de los devanados del estator.

Para evitar que los armónicos de corriente del neutro disparen de una forma intempestiva la protección, estos dispositivos han de incorporar un filtro que los elimine.

Otro posible sistema de protección del contacto a tierra del estator es la protección diferencial de neutro (figura 8.4.3).

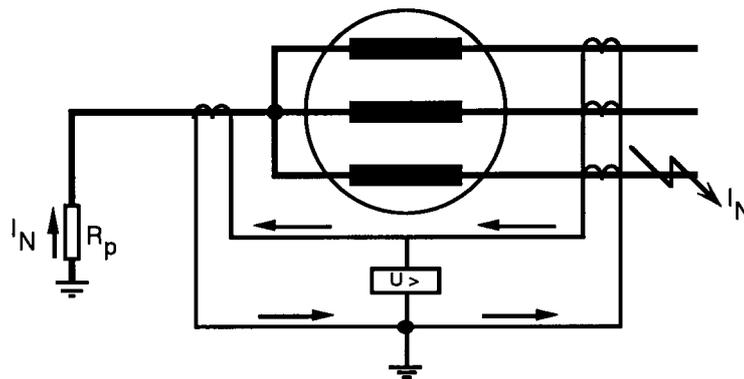


Fig. 8.4.3 Esquema de principio de una protección diferencial de neutro.

Los sistemas anteriormente descritos presentan el inconveniente de que, si la falta es muy próxima al centro de la estrella, puede ocurrir que no la detecten. Para paliar este defecto se han implementado los sistemas anteriores.

A tal fin, se suele utilizar el hecho de que la intensidad del armónico de tercer orden de la corriente disminuye a medida que el contacto a tierra se produce más próximo al neutro.

Normalmente estas protecciones trabajan en dos niveles. Un primer nivel, con un relé de máxima tensión que cubre el intervalo entre el 0 y el 95 %, midiendo la tensión en la resistencia de puesta a tierra y con un filtro de rechazo del tercer armónico, y un segundo nivel entre el 95 % y el 100 % con un relé de mínima tensión, que dispone de un circuito que amplifica la tensión del tercer armónico, de modo que cuando la intensidad del tercer armónico de la corriente es prácticamente nula y, además, la tensión de servicio (figura 8.4.4) es la nominal (esta condición evita falsos disparos cuando la máquina está parada o se encuentra regulando velocidad), en tal caso actúa la protección en el intervalo 95 % a 100 %.

La protección de falta a tierra en el rotor de un generador síncrono se utiliza por lo general como alarma, dado que un solo contacto a tierra no produce por sí mismo una perturbación en la explotación del generador. Sin embargo, con la aparición del segundo contacto a tierra parte del arrollamiento inductor queda fuera de servicio, lo que ocasiona distorsiones del flujo en los polos, produciéndose esfuerzos asimétricos sobre el eje y vibraciones que pueden ocasionar graves perjuicios a la máquina. Existen varios métodos para detectar el

primer contacto a tierra: Método del potenciómetro, método de inyección de corriente continua y método de inyección de corriente alterna.

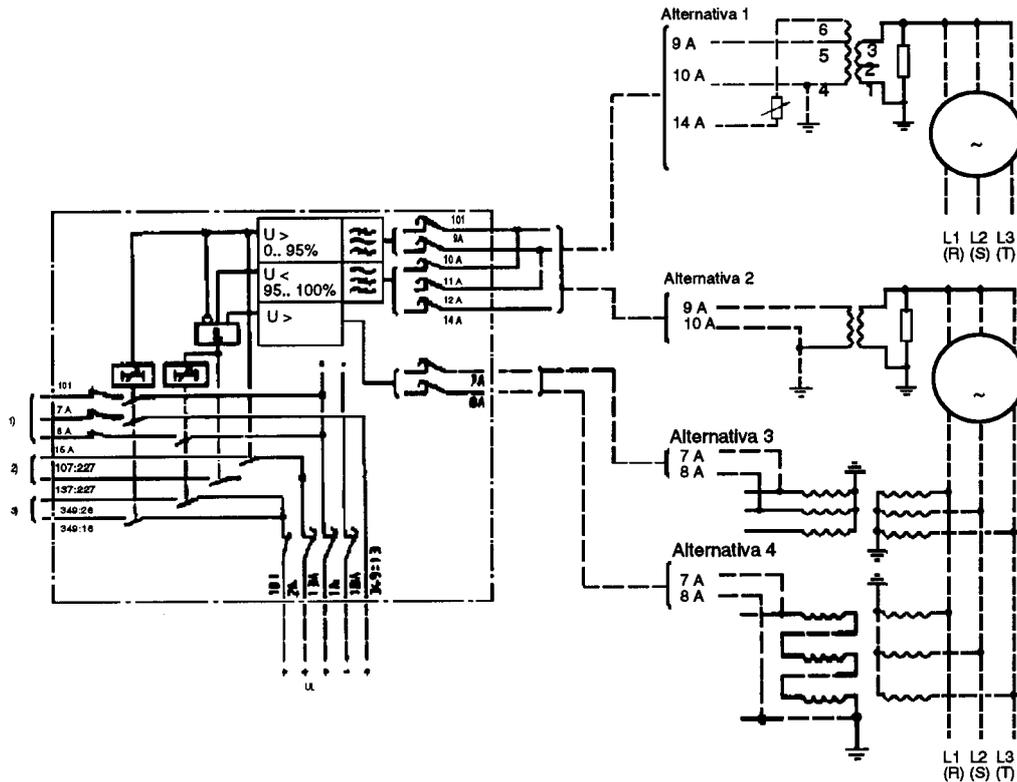


Fig. 8.4.4 Esquema de una protección (100 %) de contacto a tierra de los devanados del estator de un generador mediante un relé tipo RAGEA de ABB, con supervisión de tensión.

## 8.5 Protección contra las sobrecargas

Los alternadores modernos están proyectados y diseñados para poder resistir durante un tiempo apreciable las fuertes corrientes de cortocircuito. Por lo que su protección de sobrecorrientes no debe intervenir para cortar estas corrientes de cortocircuito, misión encomendada a las protecciones selectivas de las diversas partes de la red, salvo en el caso de que éstas fallen. La protección contra sobrecorrientes se realiza por medio de relés de corriente máxima temporizados.

Cuando se debe proteger un generador contra sobrecargas prolongadas y se quiere obtener de él toda la potencia que sea capaz de dar sin que se produzcan averías por sobrecalentamiento de sus devanados por encima de los límites normalizados, hay que recurrir al empleo de detectores de temperatura (pares termoelectrónicos) colocados en puntos convenientes del generador, una de cuyas salidas se lleva a un relé de sobretemperatura (designación 49, por ejemplo, un IRT51G de GE, temporización del orden de los 5 minutos). Sin embargo con mayor frecuencia se emplean relés térmicos de imagen térmica, con una constante de tiempo de calentamiento sensiblemente igual a la de la máquina. Estos relés pueden indicar la temperatura, accionar una señal de alarma o pueden provocar la desconexión del alternador.

## 8.6 Protección contra las sobretensiones

Los alternadores pueden trabajar, por ejemplo, con una sobretensión del 10 % de la nominal durante 30 minutos, o una sobretensión máxima del 25 % durante un periodo de tiempo de 6 segundos a 12 segundos. La protección contra las sobretensiones se realiza mediante relés de máxima tensión con características de tiempo inverso e instantáneo (designación 59). Actualmente esta protección contra las sobretensiones se instala, no sólo en los alternadores accionados por turbinas hidráulicas, por el peligro de embalamiento de estas máquinas en casos de brusca descarga y mal funcionamiento del regulador de velocidad, sino que también en los turboalternadores para prevenir los fallos de actuación de los reguladores de tensión, ya que las grandes reactancias transitorias que poseen pueden originar en caso de desconexión en carga tensiones transitorias muy elevadas próximas a las máximas admitidas por el generador.

## 8.7 Protección contra los desequilibrios de carga

Cualquier asimetría de la carga produce corrientes de secuencia inversa. El campo creado por las corrientes de secuencia inversa gira en sentido contrario al campo principal y, por tanto, contrario también al sentido de giro del rotor, induciendo en los arrollamientos de éste (excitación y amortiguador) y en su núcleo corrientes de frecuencia doble de la de la red, que provocan pérdidas suplementarias en el rotor y pueden originar, si el desequilibrio es importante y se mantiene durante un largo periodo de tiempo, calentamientos peligrosos del rotor.

Los turbogeneradores son especialmente sensibles a las cargas asimétricas. En los alternadores de gran potencia no pueden aceptarse corrientes inversas que sobrepasen permanentemente un 6 % de la corriente nominal (e incluso un 4%) en los turboalternadores y de un 12 a un 20 % de los alternadores de polos salientes.

Se protege el alternador contra los defectos de campo inverso instalando un relé sensible a la componente inversa (designación 46) con una característica  $I_2^2.t = K$  por debajo de la capacidad del generador. La ejecución más empleada es el relé de dos etapas. La respuesta de la primera etapa consiste en una señalización retardada ante una asimetría leve. En la segunda etapa se produce un disparo retardado en el caso de fuertes asimetrías.

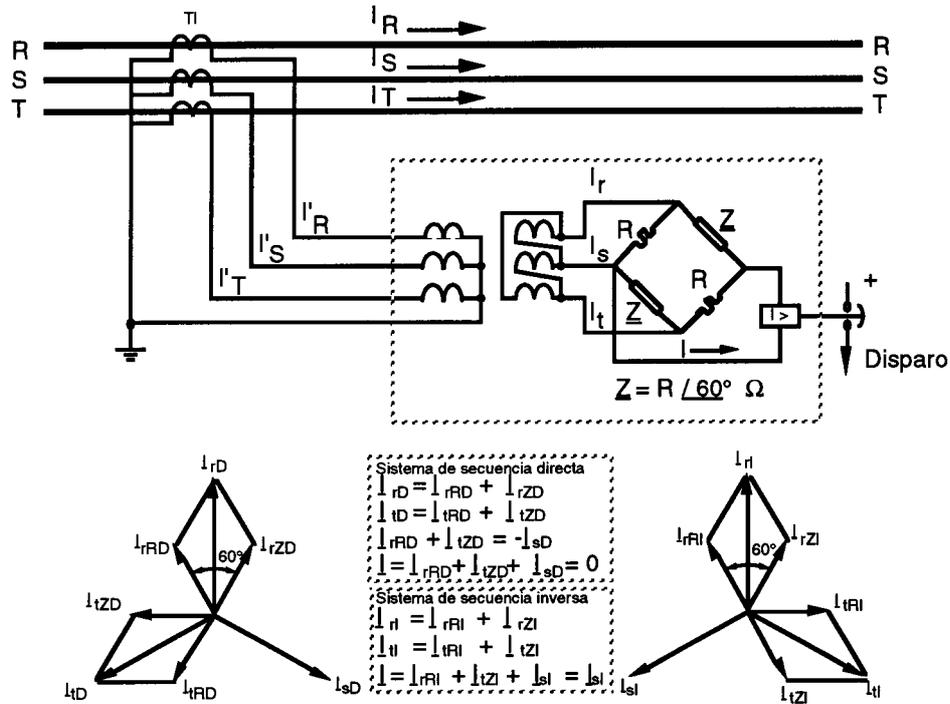


Fig. 8.7.1 Esquema de principio de un relé de cargas asimétricas.

### 8.8 Protección contra la potencia inversa

La protección contra la potencia inversa tiene como misión separar el generador de la red cuando éste actúe como motor arrastrando a la turbina de vapor. En este estado la turbina puede estar sometida a esfuerzos anormales. La potencia absorbida por las turbinas de vapor es muy reducida y varía entre un 3% y un 5% de la potencia nominal según el tipo de turbina.

En las protecciones electrónicas modernas, la potencia inversa puede ajustarse hasta un 0,5 % de la potencia activa nominal y con un retardo considerable, dependiendo del tiempo de cierre rápido de las válvulas de la turbina.

Dado que el funcionamiento del generador como motor es equilibrado, la protección de potencia inversa puede conseguirse con un relé direccional de potencia activa monofásico, con temporización ajustable de 1 a 30 segundos (designación 32G, por ejemplo, un GGP53C de GE) (figura 8.8.1).

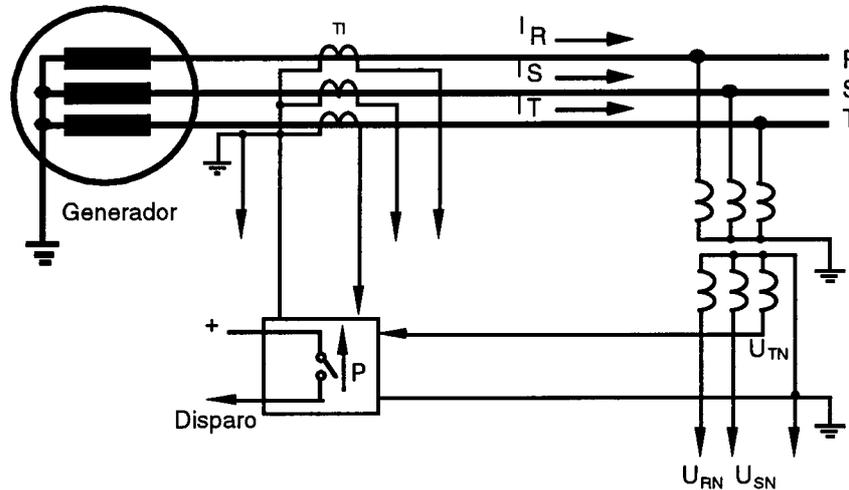


Fig. 8.8.1 Relé de potencia inversa.

## 8.9 Protección contra la falta de excitación

La supresión accidental de la corriente de excitación en un alternador puede producir la pérdida de sincronismo entre él y resto de los generadores síncronos de la red. El generador absorbe de la red la potencia reactiva que necesita para la excitación. Además, el funcionamiento del alternador como generador asíncrono provoca la circulación de una corriente en los polos del rotor, que puede ocasionar un calentamiento considerable del mismo. Por ello, cuando se presenta esta circunstancia es necesario desconectar el interruptor del alternador. En los generadores pequeños, cuando se instala una protección contra la subexcitación suele ser un relé de mínima intensidad en serie con el arrollamiento del rotor, o alimentado por un shunt en serie con el indicado arrollamiento (figura 8.9.1).

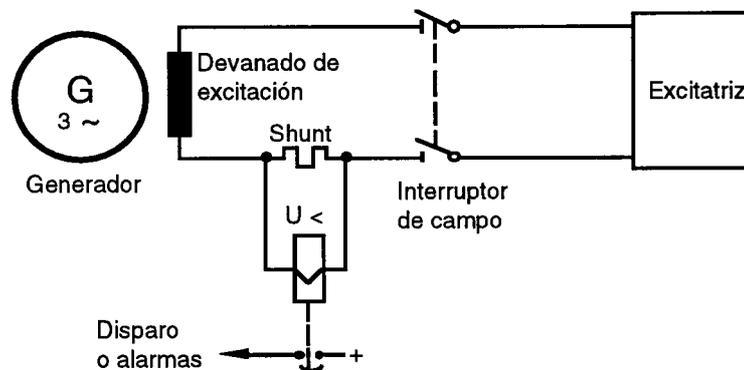


Fig. 8.9.1 Principio de funcionamiento de una protección contra subexcitación.

En los grandes alternadores se utiliza un relé de impedancia de ángulo instalado en los terminales del estator.

## 8.10 Protección contra los incendios

Esta protección se hace indispensable en todos los alternadores de elevada potencia. El principio de funcionamiento es el siguiente: En el momento en que el generador es desconectado de los bornes a causa de algún defecto interior, unos relés provocan la apertura de las válvulas de cierre de las botellas de acero que contienen el gas extintor a presión (por ejemplo, anhídrido carbónico), por lo que éste penetra en el circuito de refrigeración inundándolo.

## 8.11 Bibliografía

- [1] Buchhold-Happoldt: *Centrales y redes eléctricas*. Editorial Labor. Barcelona, 1974
- [2] Cortes, M.: *Centrales eléctricas*. C.P.D.A., E.T.S.I.I., Barcelona, 1980.
- [3] Doemeland W.: *VEM-Handbuch Relaischutztechnik*. VEB Verlag Technik, Berlin, 1976.
- [4] G.B.E.C.: *Power System Protection. 1 Principles and Components. 2 Systems and Methods. 3 Application*. Editada por Electricity Council. Peter Peregrinus LTD. Londres, 1986.
- [5] Montané P.: *Protecciones en las instalaciones eléctricas. Evolución y perspectivas*. Ed. Marcombo. Barcelona 1988.
- [6] Ramírez, J.: *Estaciones de distribución. Protección de sistemas eléctricos*. Ed. CEAC, S.A. Barcelona 1972.
- [8] Warrington, A. R.: *Protection relays. Their Theory and Practice*. Chapman and Hall. Londres, 1979.

## Capítulo 9 Protección de motores y transformadores

### 9.1 Protección de motores

Los defectos que se presentan en los motores y contra los que han de protegerse son: cortocircuitos, sobrecargas, arranques intempestivos, fallo de una fase e inversión de fases.

Básicamente los dispositivos de protección de los generadores se pueden aplicar a los motores y a los compensadores síncronos. Sin embargo, por razones de economía, para los motores de potencias medias y pequeñas, debido al elevado coste de dichas protecciones, se emplean dispositivos de protección más sencillos y más simples y económicos tales como: relés térmicos, magnetotérmicos y relés de tensión. Combinando relés magnetotérmicos con un relé de mínima tensión se puede obtener una protección contra las puestas en marcha intempestivas.

Cuando los motores están instalados en redes con una elevada potencia de cortocircuito, se puede conseguir una protección económica combinando un interruptor automático (o contactor) de limitado poder de corte con cortacircuitos fusibles de alto poder de ruptura. En este caso, el interruptor automático se ocupa de la maniobra y protección contra las sobrecargas, mientras que el cortacircuito fusible de gran poder de ruptura, tipo *aM*, se encarga de la protección contra los cortocircuitos que se producen en el motor.

Además, se ha de tener en cuenta a la hora de elegir y ajustar las protecciones anteriores que éstas sean capaces de discriminar entre la corriente de arranque, la corriente de sobrecarga y la corriente de cortocircuito, para evitar así que, por ejemplo, una protección contra sobrecarga se ponga en funcionamiento de forma instantánea cuando se produzca el arranque de un motor de inducción del que, como se sabe, la intensidad de arranque puede llegar a ser de cinco veces la nominal, pero que alcanza su valor de régimen pasados sólo algunos segundos. Por tanto, y para este caso la protección no debería actuar hasta pasado un periodo de tiempo superior al que el motor necesita para arrancar.

Al fallar una fase, el motor de inducción sigue funcionando como monofásico. Según sea la carga que arrastra en ese momento puede ocurrir que la corriente que absorba sea inferior o superior a la nominal. En caso de que el motor arrastre la carga nominal y se produzca este defecto, la intensidad de corriente en las fases sanas suele ser del orden 1,3 a 1,4 veces la intensidad de corriente nominal. Dicho valor ya puede ser detectado por el relé térmico de protección.

Para la protección contra la falta de tensión o descenso de la misma se utilizan relés de

mínima tensión (figura 9.1.1) que desconectan el motor de la red en caso de que ésta falte o disminuya por debajo de un cierto valor. Estos relés deben ajustarse a la tensión del motor. Además, con el objeto de evitar desconexiones innecesarias por disminuciones transitorias de la tensión, deben estar temporizados a tiempo inverso.

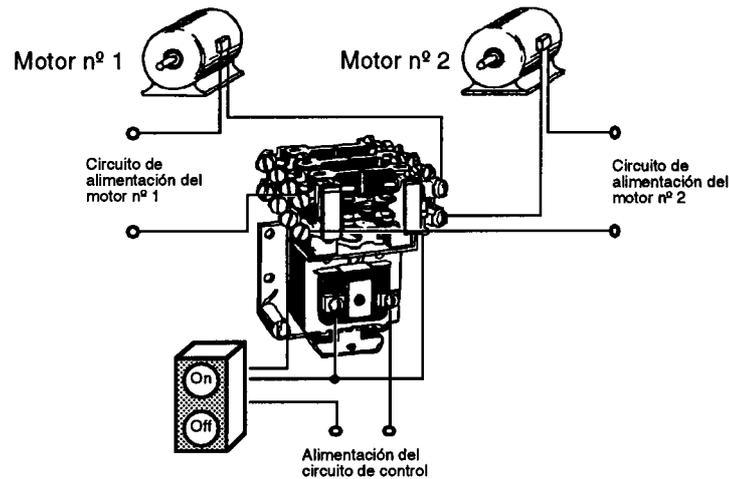


Fig. 9.1.1 Relé de mínima tensión protegiendo dos motores.

Para la protección contra falta de una fase o la inversión del sentido de las fases se pueden utilizar relés de inducción de disco como el representado en la figura 9.1.2.

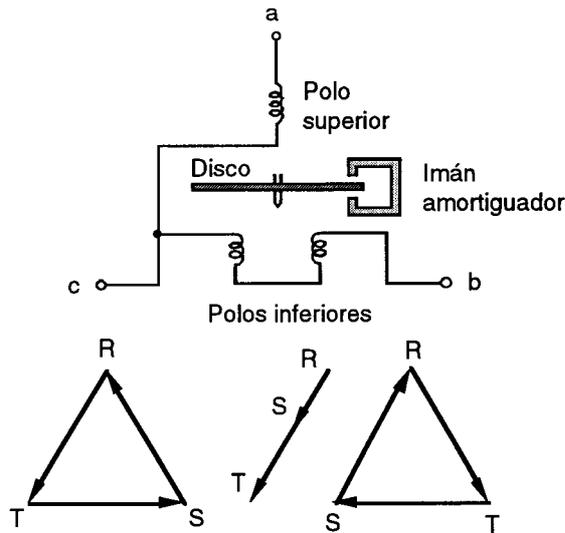


Fig. 9.1.2 Relé de protección contra fallo de una fase e inversión del sentido de las fases.

## 9.2 Protección de los transformadores

Al igual que los generadores, los transformadores tienen que protegerse debidamente contra los defectos y averías debidas a causas de tipo externo e interno que pueden ocasionar su destrucción.

Las causas externas son: sobretensiones, sobrecargas y cortocircuitos.

Las causas de tipo interno pueden originarse: en el circuito magnético (falta de aislamiento entre chapas, piezas de sujeción del núcleo, falta de aislamiento entre chapas y bobinas y existencia de entrehierros); en el circuito electrocinético (corte de los arrollamientos, cortocircuito entre espiras y cortocircuito entre conductores y el núcleo magnético); en los dieléctricos (falta o deterioro del aislamiento) y en el circuito de refrigeración (pérdidas del fluido refrigerante, obstrucción de las tuberías de circulación del refrigerante, fallo de la ventilación forzada, etc.).

Generalmente las protecciones del transformador (figura 9.2.1) se suelen clasificar en dos grupos según las protecciones estén incorporadas en él y detecten faltas producidas dentro de la cuba, o estén conectadas a los circuitos secundarios de los transformadores de protección, respectivamente: protecciones propias y protecciones externas.

### *Protecciones propias:*

- relé de Buchholz (63 B),
- termómetros (26-1),
- termostato (26-2),
- dispositivos de imagen térmica (49),
- indicador de nivel (63 N),
- liberador de presión (63 L),
- relé de Jansen (63 BJ).

### *Protecciones externas:*

- protección diferencial (87),
- protección de sobreintensidad (50 - 51),
- protección de la cuba (51 N).

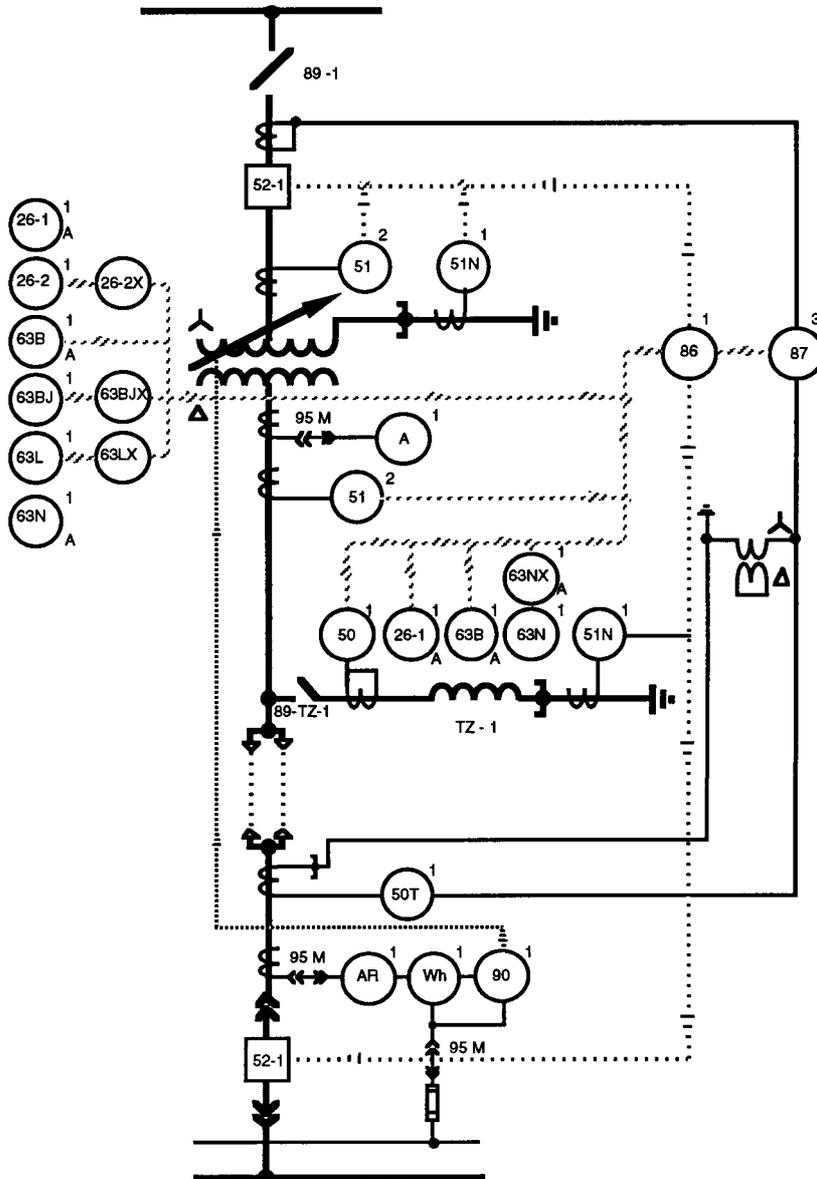


Fig. 9.2.1 Esquema unifilar de las protecciones de un transformador de potencia.

### 9.2.1 Protección por detección de gas: Relés de Buchholz y de Jansen

El relé Buchholz es la protección propia más importante del transformador y se utiliza ampliamente en la protección de transformadores en baño de aceite. Este relé se monta en la tubería horizontal de unión entre la cuba del transformador y el depósito de expansión del

aceite. Su principio de funcionamiento está basado en el hecho de que toda avería interna en los transformadores sumergidos en aceite provoca, por el efecto térmico del arco eléctrico, la descomposición de los aislantes sólidos y líquidos con la consiguiente generación de gases. Sirve para detectar faltas internas, cortocircuitos, arcos eléctricos y bajo nivel de aceite.

Este relé tiene la forma de una pequeña cuba (figura 9.2.1.1) y está instalado en la tubería que une la cuba del transformador al depósito de expansión y de manera que pueda detectar la totalidad de los gases que se originan en la cuba. En su interior hay dos flotadores dispuestos a distinto nivel, que pueden girar en torno a sus respectivos ejes. El flotador del nivel superior efectúa la alarma y el inferior efectúa el disparo mediante unos interruptores de mercurio.

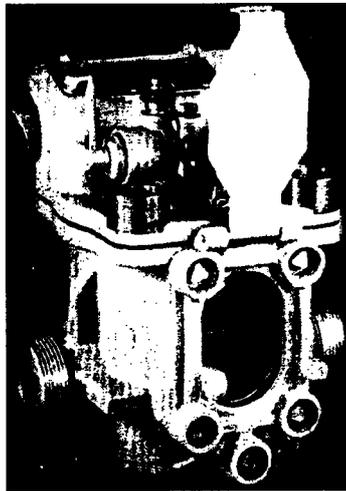


Fig. 9.2.1.1 Relé de Buchholz (AEG).

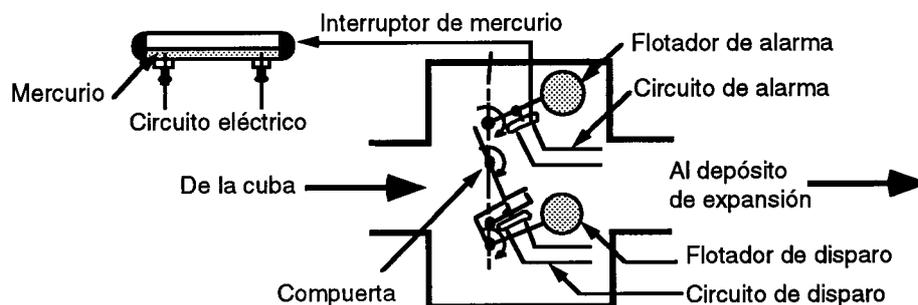
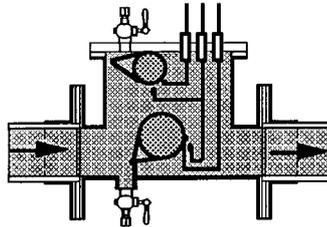


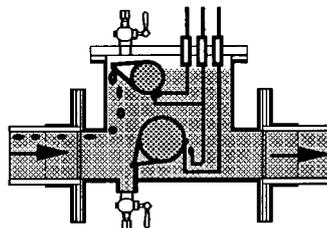
Fig. 9.2.1.2 Esquema de principio del relé de Buchholz y del interruptor de mercurio.

En la figura 9.2.1.3 se representa un corte esquemático de un relé de Buchholz para un estado de servicio normal.



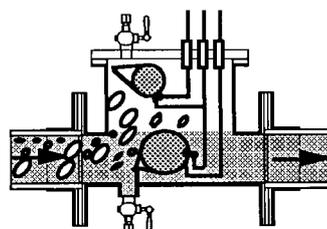
*Fig. 9.2.1.3 Esquema de principio del relé de Buchholz en servicio normal.*

Si se produce una avería de pequeña importancia, las burbujas gaseosas que se forman ascienden y, situándose en la parte superior del cárter, hacen disminuir el empuje ascensional del flotador superior, el cual oscila hacia abajo y hace bascular un tubo de mercurio que cierra un contacto, por medio del cual se dispara una señal de alarma (figura 9.2.1.4). Se procede entonces a tomar una muestra del gas por medio del grifo superior y se analiza este gas. Si es incombustible se trata de aire procedente de una entrada accidental, por lo que el transformador puede seguir funcionando. Gas combustible revela la presencia de un defecto que exigirá la desconexión del transformador y la posterior revisión del mismo.



*Fig. 9.2.1.4 Esquema de principio del relé de Buchholz con averías de poca importancia.*

Una producción lenta de gases no ejerce acción alguna sobre el flotador inferior, que permanece sumergido en el aceite. La producción intempestiva de gases indica la presencia de una avería grave (figura 9.2.1.5). En este caso el aceite es impulsado a borbotones, lo que origina que el flotador inferior vuelque cerrando un nuevo contacto, que hace que abran los interruptores automáticos de ambos lados del transformador para desconectarlo.



*Fig. 9.2.1.5 Esquema de principio del relé de Buchholz con avería grave.*

### 9.2.2 Protección contra las sobrecargas y las sobretensiones

Los transformadores de gran potencia se proyectan para que puedan soportar durante un tiempo considerable las corrientes de cortocircuito que pueden atravesar sus devanados, de modo que sus protecciones solo necesitarían actuar, para eliminar las corrientes de cortocircuito que se originan por defectos fuera del transformador, cuando fallen las protecciones selectivas de las diversas partes de la red donde está ubicado y a las que se les ha encomendado dicha tarea. Para tal eventualidad, en los transformadores de dos arrollamientos, AT/MT, se instala una protección de sobreintensidad a tiempo inverso en el lado de AT.

Por una parte, hay que tener en cuenta que los transformadores deben estar protegidos contra las sobrecargas duraderas que pueden producir un calentamiento excesivo de sus arrollamientos, mientras que, por otra parte, es necesario poder cargar el transformador hasta la potencia máxima compatible con su seguridad de funcionamiento, valor que depende de las condiciones ambientales y del sistema de refrigeración.

En el interior de la cuba la temperatura del aceite varía con la altura, siendo máxima en la parte alta de la cuba donde puede medirse por medio de un termómetro. Su valor se visualiza en una esfera indicadora colocada en un lugar accesible. El termómetro (designación 26-1) dispone de dos agujas de control; una de alarma, generalmente de color azul, se regula para que actúe a los 85 °C, y otra de color rojo efectúa el disparo de los interruptores de los distintos niveles de tensión, que se ajusta para que actúe a los 95 °C (figura 9.2.2.1).

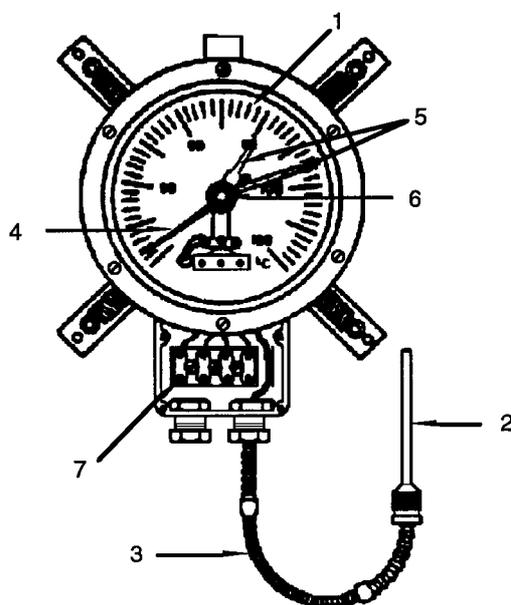
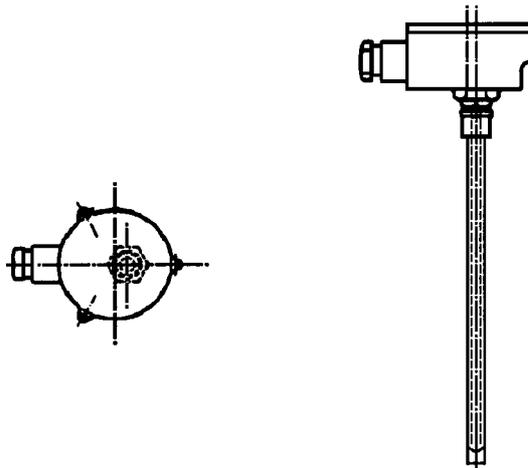


Fig. 9.2.2.1 Termómetro: 1 = Escala; 2 = Bulbo; 3 = Tubo capilar; 4 = Aguja indicadora; 5 = Agujas de alarma y disparo; 6 = Contactos; 7 = Caja de bornes.

Sin embargo, dado que la temperatura depende de las pérdidas de calor totales en el transformador, y dada la elevada capacidad calorífica del aceite, su temperatura varía muy lentamente con las variaciones de carga. Es decir, el circuito de refrigeración tiene una gran inercia térmica, con unas constantes de tiempo térmicas elevadas que van de una a varias horas según sea el tipo de refrigeración. Por el contrario, el calentamiento de los devanados se produce básicamente por el efecto Joule en los mismos, y depende del cuadrado de la intensidad de corriente que los atraviesa, es decir proporcional al cuadrado del índice de carga. Las constantes de tiempo térmicas de los devanados de los transformadores son mucho menores que las del aceite de la cuba, del orden de varios minutos.

A veces, además del termómetro se utiliza un termostato (designación 26-2) como reserva o apoyo del mismo. El termostato ( figura 9.2.2.2) es un dispositivo térmico, que al igual que el termómetro, detecta las variaciones de temperatura. Cuando la temperatura detectada por el mismo alcanza un valor previamente elegido, hace actuar unos contactos sobre el dispositivo que provocan el disparo. También se utilizan para arrancar los ventiladores.

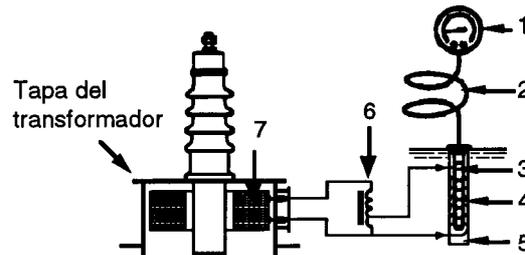


*Fig. 9.2.2.2 Termostato.*

Generalmente la aparición de la señal de alarma que proviene del termómetro o termostato indica que la temperatura del aceite del transformador está cerca del máximo admisible. Si en esta situación se produjese un aumento de la carga, el termómetro o termostato tardarían mucho tiempo en actuar, con lo que en el aceite se iría almacenando una gran cantidad de calor que tardaría mucho tiempo en disiparse después de la desconexión del transformador. Para evitar este inconveniente se dispone en el transformador un dispositivo de imagen térmica que debe reproducir exactamente las temperaturas de los devanados, tener la misma constante de tiempo térmica que ellos, y además tener en cuenta la temperatura del aceite.

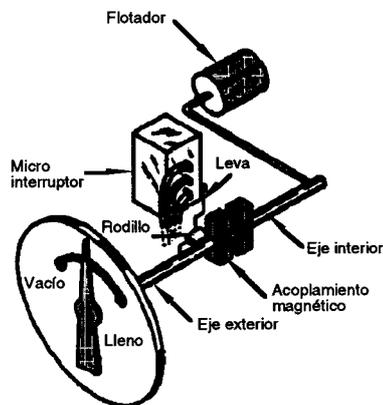
El relé de imagen térmica comprende una sonda termométrica metida dentro de un tubo aislante, que se sitúa en el interior de la cuba del transformador en su parte alta (figura 9.2.2.3). La temperatura de la sonda es igual a la del aceite incrementada en el calentamiento

producido por un elemento calefactor que rodea la sonda, alimentado por un transformador auxiliar conectado en serie con el transformador de intensidad del devanado elegido, generalmente el devanado de alta tensión. Los bornes de salida de la sonda termométrica se conectan a un termómetro con contactos de alarma o disparo.



*Fig. 9.2.2.3 Relé de imagen térmica: 1 = Termómetro; 2 = Tubo capilar; 3 = Bulbo; 4 = Bobina calefactora; 5 = Recipiente; 6 = Autotransformador; 7 = Transformador de intensidad.*

Los transformadores utilizan indicadores de nivel de aceite mediante un flotador conectado a una aguja indicadora (figura 9.2.2.4). Se utilizan para detectar posibles fugas de aceite. Actúan dando una señal de alarma o disparo.



*Fig. 9.2.2.4 Indicador de nivel de aceite.*

Otro dispositivo de protección propio de los transformadores de baño en aceite es el liberador de presión (designación 63-L). Este dispositivo trata de evitar que en caso de sobrepresiones internas se deforme la cuba. Existen dos tipos: de chimenea (figura 9.2.2.5) y de válvula liberadora (figura 9.2.2.6). Detectan averías internas, cortocircuitos, arcos, etc., y provocan un disparo definitivo que suele ir acompañado por la actuación de otra protección (diferencial, Buchholz, etc.).

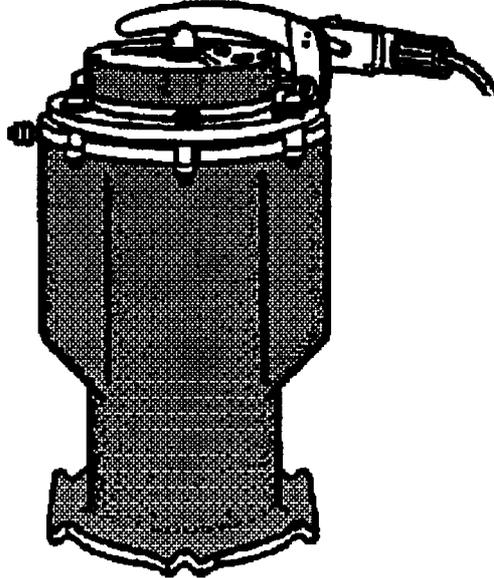


Fig. 9.2.2.5 Liberador de presión de chimenea.

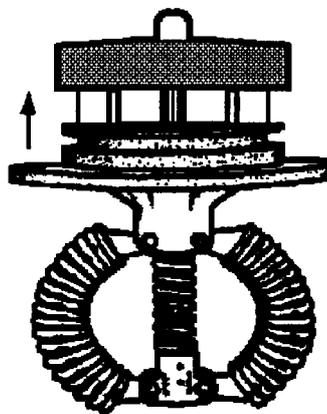


Fig. 9.2.2.6 Liberador de presión de válvula.

En los transformadores con regulación de tensión en carga se utiliza además un relé de Jansen. Este dispositivo está intercalado entre el depósito de expansión del aceite del regulador y el conmutador mismo. En su interior dispone de una compuerta basculante que es accionada por la corriente de aceite que procede del regulador de tomas. Al bascular cierra un contacto de mercurio (figura 9.2.2.7).

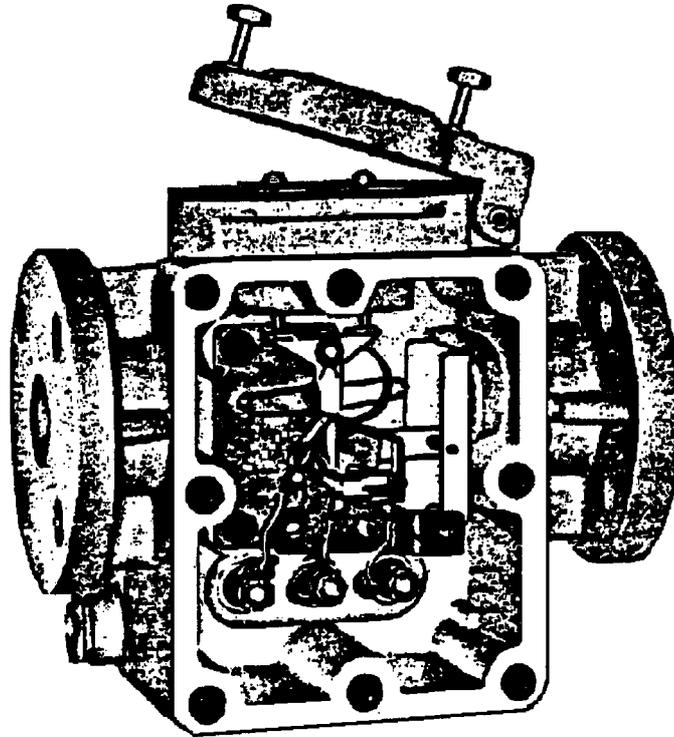


Fig. 9.2.2.7 Relé de Jansen.

### 9.2.3 Protección diferencial

La protección diferencial en los transformadores se aplica de una forma similar a como se ha descrito para de los alternadores, y se realiza comparando las intensidades de corriente a la entrada del primario y a la salida del secundario de cada fase. Sin embargo, en los transformadores se presentan una serie de dificultades adicionales que hay que tener en cuenta, como pueden ser:

- intensidades de distinta magnitud,
- desfases entre las tensiones del primario y el secundario (índice horario),
- transformadores de intensidad de distintas relaciones dependiendo del grupo de conexión del transformador,
- desfases entre las corrientes primarias y secundarias,
- conexión del transformador en vacío,
- ubicación de los transformadores de intensidad que alimentan la protección diferencial,
- si existe regulación de tensión.

En la figura 9.2.3.1 se presenta el esquema unifilar de la protección diferencial de un transformador  $Yy0$ .

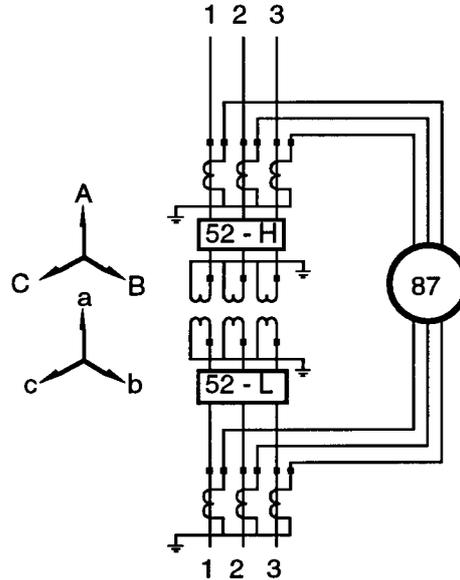


Fig. 9.2.3.1 Protección diferencial de un transformador trifásico Yy0.

La relación de transformación del transformador de potencia viene dada por:

$$r_t = \frac{U_{1n}}{U_{2v}} \sim \frac{N_1}{N_2} = \frac{l_2}{l_1} \quad (9.2.3.1)$$

Designando las relaciones de transformación de los transformadores de intensidad conectados en el primario y el secundario como  $r_1$  y  $r_2$ , respectivamente, se verifica:

$$r_1 = \frac{l_{11}}{l_1} \quad \text{y} \quad r_2 = \frac{l_{22}}{l_2} \quad (9.2.3.2)$$

siendo  $l_{11}$  e  $l_{22}$  las intensidades de corriente secundarias de los transformadores de intensidad cuando por sus primarios circulan las intensidades de corriente  $l_1$  e  $l_2$  respectivamente.

Para que en condiciones normales no actúe la protección por efecto de la diferencia de magnitud entre las intensidades de corriente primaria y secundaria, se ha de cumplir que:

$$l_{11} = l_{22} \quad (9.2.3.3)$$

o lo que es equivalente:

$$r_1 l_1 = r_2 l_2 \quad (9.2.3.4)$$

Si la igualdad anterior se expresa en función de la relación de transformación del transformador de potencia:

$$r_1 I_1 = r_2 r_t I_1 \tag{9.2.3.5}$$

Luego entre las relaciones de transformación de los transformadores de medida debe verificarse:

$$r_1 = r_2 r_t \tag{9.2.3.6}$$

Cuando el grupo de conexión del transformador es *Yd11*, las corrientes entre el primario y el secundario están desfasadas 30°. Para compensar esta diferencia en los circuitos del relé diferencial, se acoplan los secundarios de los transformadores de intensidad colocados en el lado del triángulo del transformador principal en estrella y en triángulo en el lado estrella (figuras 9.2.3.2 y 9.2.3.3). En la figura 9.2.3.2 puede observarse qué transformadores de medida se conectan en estrella y cuáles en triángulo al cambiar de un transformador *Yd11* a otro *Dy11*.

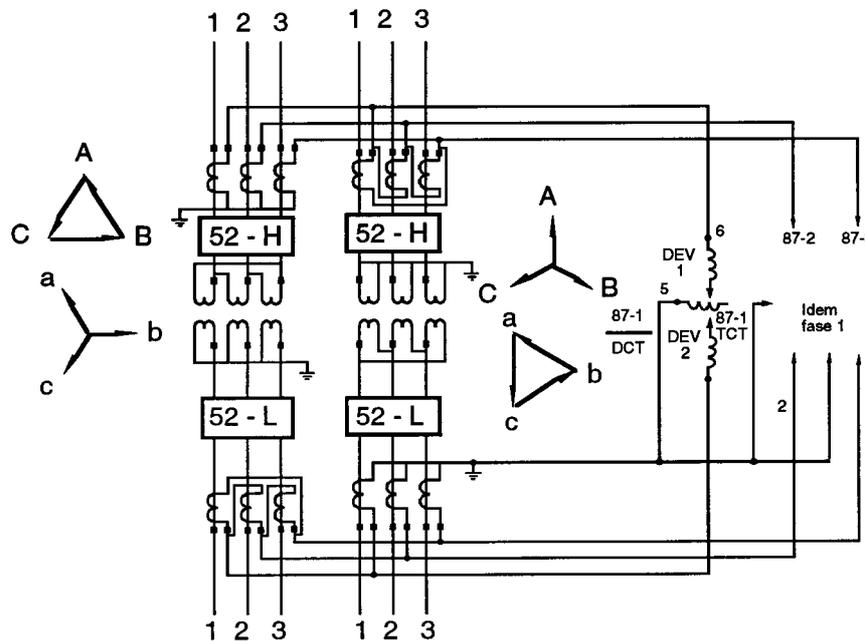


Fig. 9.2.3.2 Protección diferencial de un transformador *Yd11* y *Dy11*.

Un montaje inverso podría ocasionar desenganches intempestivos, en caso de defecto a tierra, sobre la red unida a los devanados en estrella.

En el caso de que el primario del transformador principal esté conectado en triángulo y el secundario en estrella, la relación entre  $r_1$ ,  $r_1$  y  $r_2$  para que el relé diferencial no actúe en condiciones normales viene dada por:

$$r_1 = \sqrt{3} r_1 \cdot r_2 \quad (9.2.3.7)$$

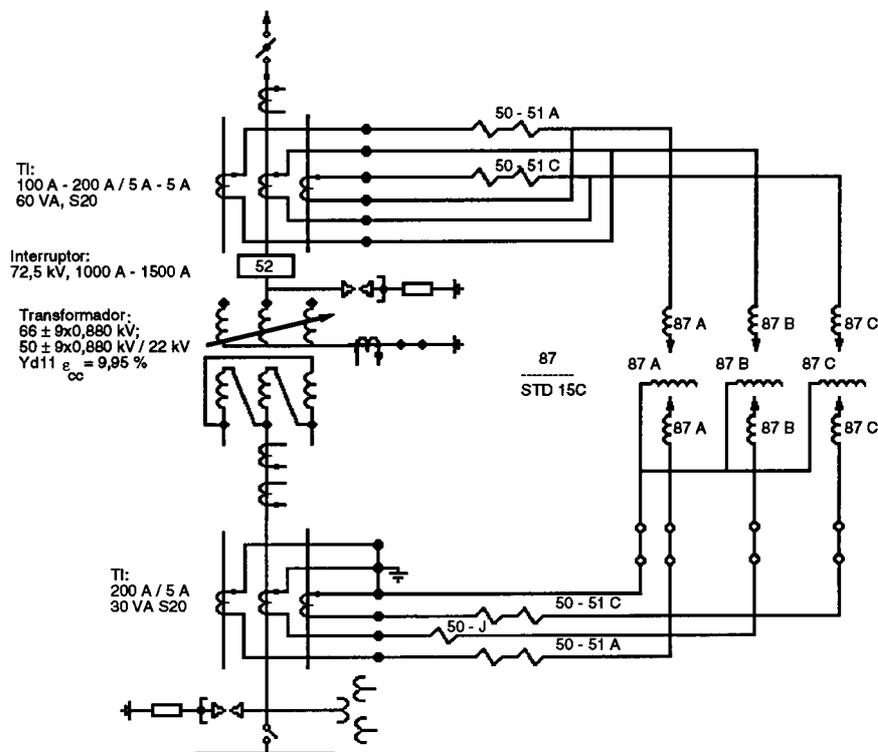


Fig. 9.2.3.3 Protección diferencial de un transformador Yd11.

Para evitar que las diferencias entre las características de los transformadores de intensidad originen el funcionamiento intempestivo de las protecciones diferenciales cuando ocurre un defecto exterior al tramo protegido, se recurre a relés de porcentaje.

En las figuras 9.2.3.4 y 9.2.3.5 se representan esquemas de protección para transformadores de tres arrollamientos y para autotransformadores respectivamente.

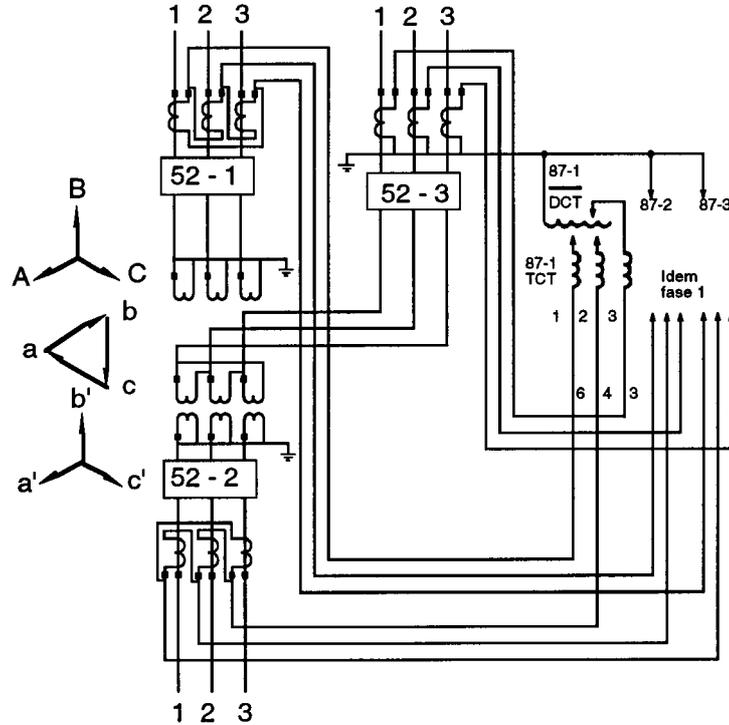


Fig. 9.2.3.4 Protección diferencial de un transformador trifásico de tres devanados.

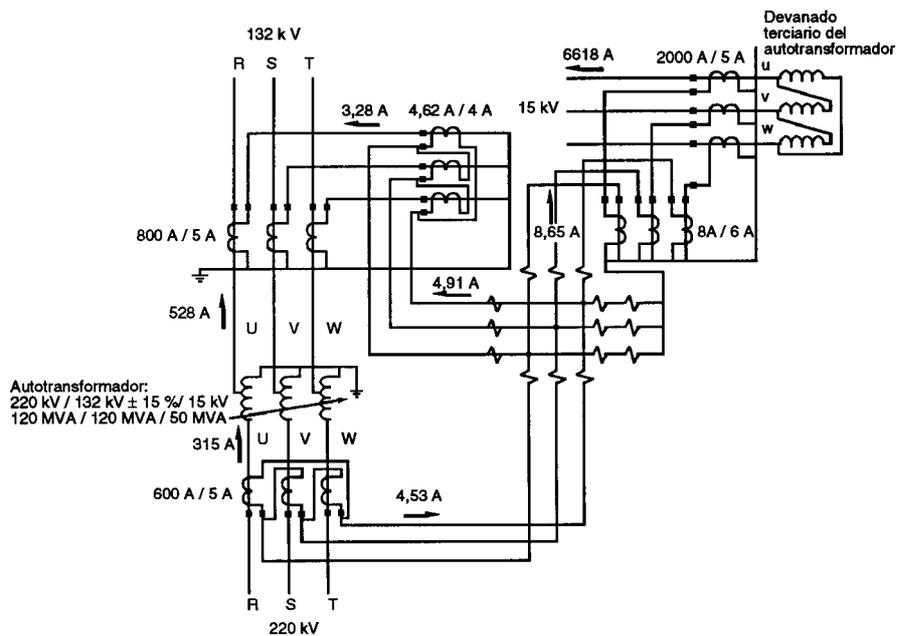


Fig. 9.2.3.5 Protección diferencial de un autotransformador trifásico.

### 9.2.4 Protección diferencial del neutro

Se pueden proteger el devanado conectado en estrella y el punto de la estrella conectado a tierra contra los defectos a tierra, comparando la corriente de neutro a uno y otro lado de la zona limitada por los transformadores de intensidad (figura 9.2.4.1).

Para obtener una buena sensibilidad, el relé a emplear será de tipo voltimétrico

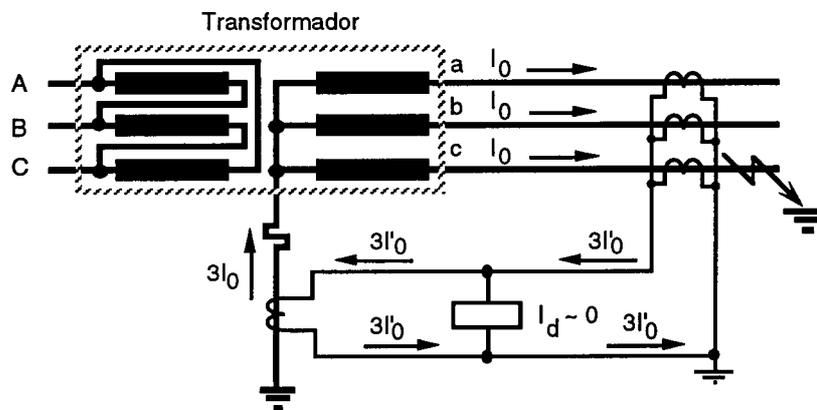


Fig. 9.2.4.1 Esquema de principio de la protección diferencial de neutro.

### 9.2.5 Protección de cuba

Este tipo de protección consiste en unir la cuba del transformador a una toma de tierra, a través de un transformador de intensidad cuyo secundario está conectado a un relé amperimétrico instantáneo. Para poder aplicar esta protección es necesario que la cuba del transformador esté suficientemente aislada de tierra (aislamiento mínimo de 25  $\Omega$ ).

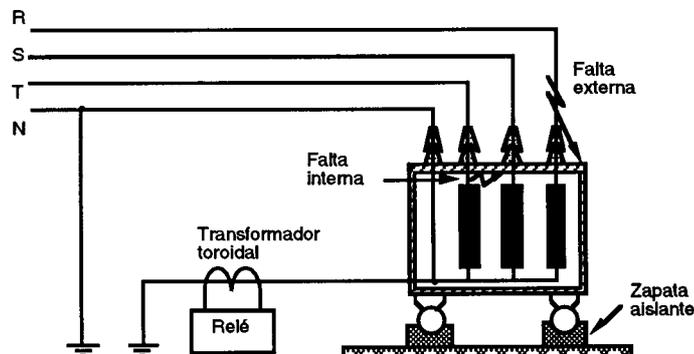


Fig. 9.2.5.1 Protección de cuba.

### 9.3 Bibliografía

- [1] Buchhold-Happoldt: *Centrales y redes eléctricas*. Editorial Labor. Barcelona, 1974.
- [2] Cortes, M.: *Centrales eléctricas*. C.P.D.A., E.T.S.I.I., Barcelona, 1980.
- [3] Doemeland, W.: *VEM-Handbuch Relaischutztechnik*. VEB Verlag Technik, Berlín, 1976.
- [4] G.B.E.C.: *Power System Protection. 1 Principles and Components. 2 Systems and Methods. 3 Application*. Editada por Electricity Council. Peter Peregrinus LTD. Londres, 1986.
- [5] Montané P.: *Protecciones en las instalaciones eléctricas. Evolución y perspectivas*. Ed. Marcombo. Barcelona 1988.
- [6] Ramírez, J.: *Estaciones de transformación y distribución. Protección de sistemas eléctricos*. Ed. CEAC, S.A. Barcelona 1972.
- [7] Ras, E.: *Transformadores de potencia, de medida y de protección*. 7ª Ed. Marcombo, S.A, Barcelona 1988
- [8] Zopetti, G.: *Estaciones transformadoras y de distribución*. 3ª Edición. Ed. Gustavo Gili, S.A. Barcelona, 1979

## Capítulo 10 Protecciones de los juegos de barras, líneas y redes

### 10.1 Protecciones de los juegos de barras

Los juegos de barras tienen la misión de facilitar la interconexión de diferentes circuitos eléctricos del mismo nivel de tensión.

Los juegos de barras tienen un elevado grado de fiabilidad, de modo que se consideran puntos intrínsecamente seguros. Sin embargo, e incluso en las instalaciones blindadas pueden producirse faltas que a la vez producirían unas elevadas corrientes de cortocircuito, por lo que las barras deberán protegerse convenientemente sino se quieren tener graves averías, pues un defecto no despejado puede originar la destrucción de las mismas y una interrupción prolongada del suministro de energía eléctrica. Puesto que, cuando se produce una falta en barras y no existe o falla la protección local, el defecto tiene que ser despejado por las protecciones de reserva, lo que se traduce en una demora en el tiempo de eliminación del defecto y, debido a las elevadas potencias de cortocircuito presentes en los sistemas de MT y AT, puede conducir a una inestabilidad del sistema, así como a graves desperfectos en la aparamenta.

Se considera que se ha producido una falta en barras cuando esta se produce en la zona delimitada por los transformadores de intensidad de los diversos circuitos que confluyen en las mismas (figura 10.1.1).

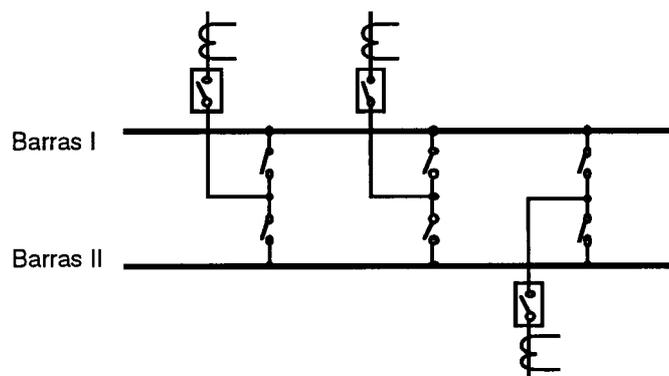


Fig 10.1.1 Zona de protección de los juegos de barras.

Los sistemas de protección que se aplican a los juegos de barras vienen determinados básicamente por el nivel de tensión.

### 10.1.1 Protección de las barras de media tensión

En este caso se suelen emplear los siguientes métodos:

- a) Protección de sobreintensidad.
- b) Protección de cabinas - tierra.
- c) Protección diferencial.

- a) Protección de sobreintensidad.

Esta protección está basada en un relé de sobreintensidad de tiempo dependiente que mide la intensidad de la corriente de todos los circuitos que confluyen en las barras (figura 10.1.1.1).

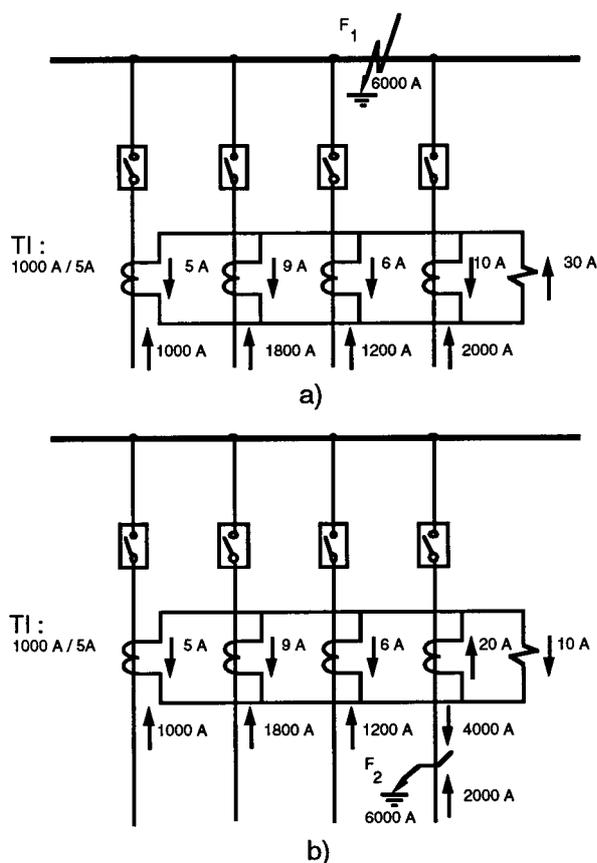


Fig.10.1.1.1 Protección de sobreintensidad: a) Falta dentro de la zona de protección; "actúa". b) Falta fuera de zona de protección; "no actúa".

b) Protección de cabinas - tierra.

Se basa en la medida de la corriente de defecto a tierra de las cabinas de los interruptores. Las cabinas de los interruptores se montan aisladas del suelo (es suficiente que la resistencia de aislamiento sea  $10 \Omega$ ) y su puesta a tierra se hace a través de un transformador de intensidad que se utiliza para alimentar un relé instantáneo (figura 10.1.1.2).

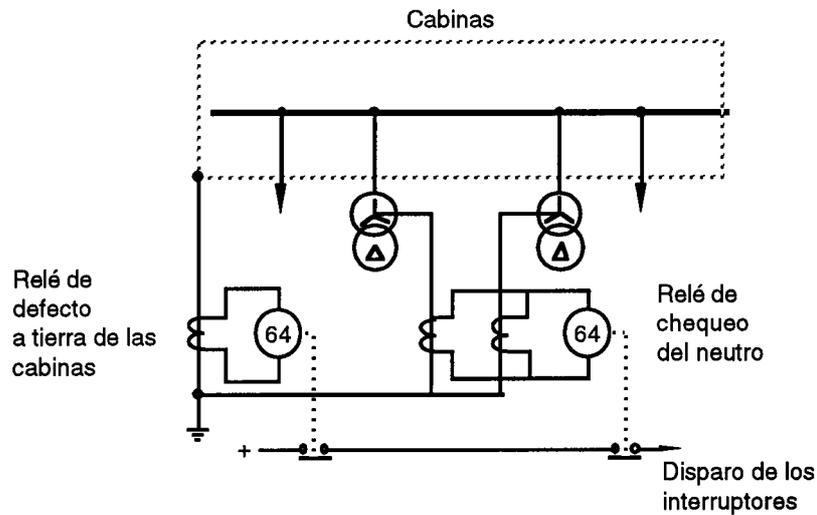


Fig. 10.1.1.2 Protección cabinas - tierra (frame-earth protection).

Cuando se trata de barras divididas en dos sectores, este sistema de protección se designa como protecciones cabinas - tierra de tres sectores (figura 10.1.1.3).

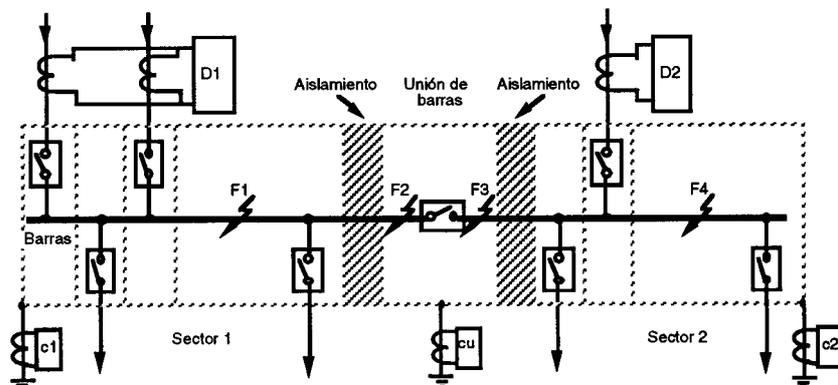


Fig.10.1.1.3 Protección cabina - tierra de tres sectores.

Cuando se produce cualquier defecto a tierra en una de las cabinas se origina la actuación de la respectiva protección cabina - tierra, lo que provoca la desconexión del interruptor de la cabina correspondiente y del interruptor de unión de los dos sectores de barras.

En el caso de que el defecto a tierra se produzca en la cabina del interruptor de unión habrá que desconectar éste, así como los interruptores del sector que siguen alimentando la falta.

Para determinar esto último se utilizan dos detectores D1 y D2 ubicados a las entradas de las alimentaciones.

### c) Protección diferencial.

Consiste en comparar las corrientes que entran en la barra con las que salen de la misma. Como relé diferencial se utiliza un relé de sobreintensidad de tiempo dependiente (figura 10.1.1.4).

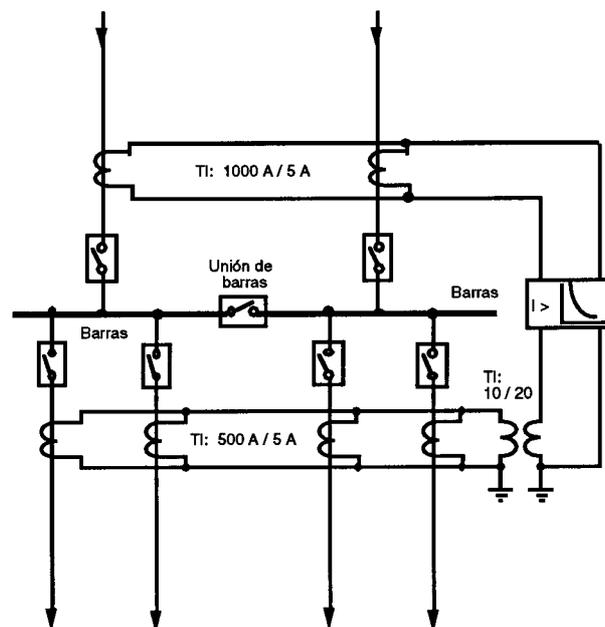


Fig. 10.1.1.4 Protección diferencial de barras.

A fin de conseguir mayor sensibilidad del relé, se utilizan relés con una estabilización porcentual (figura 10.1.1.5).

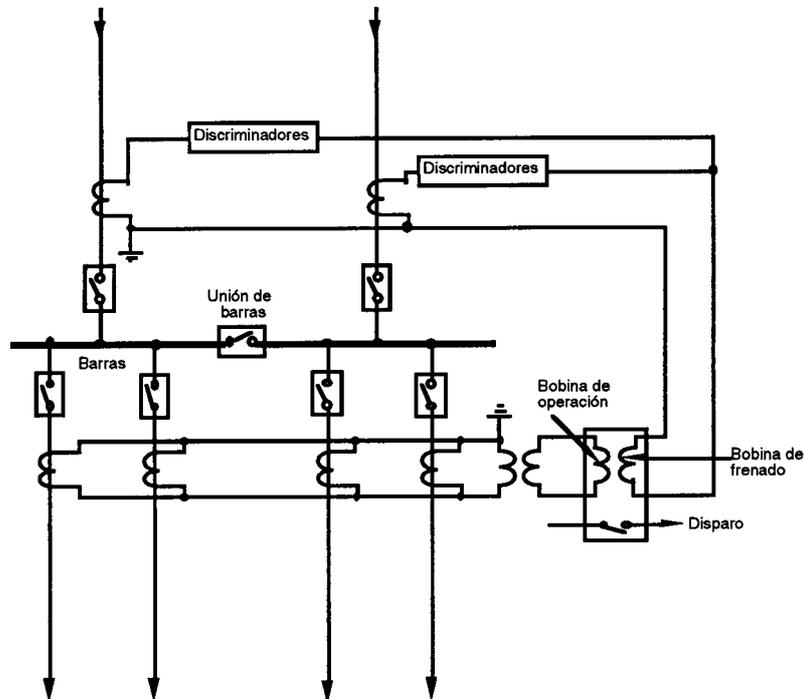


Fig.10.1.1.5 Relé diferencial con estabilización porcentual.

## 10.1.2 Protección de las barras de alta tensión

Para la protección de las barras de alta tensión se utilizan los siguientes métodos:

- Protecciones de sobretensión y subtensión.
- Protecciones en el interruptor de acoplamiento.
- Protección diferencial: para barras con seccionamiento longitudinal y para barras múltiples.
- Protección de fallo del interruptor.

a) Los ajustes para la protección de sobretensión están en función de la tensión máxima de servicio para el equipo. Para la protección de subtensión se utilizan tres detectores de mínima tensión, uno por fase, siendo necesaria la actuación de los tres para que se produzca el disparo. Se ajustan para valores del orden del 40% al 60% de la tensión nominal. La temporización del relé es del orden de los 5 a 10 s.

b) Esta protección evita que, en ausencia de protección diferencial de barras o fallo de la misma las protecciones remotas disparen todos los circuitos que confluyen en los dos sectores de las barras independientemente de que uno de ellos esté sano. Esto se evita si el interruptor de acoplamiento abre antes. A tal fin se utiliza una protección consistente en un relé de mínima impedancia no direccional y de un solo escalón (figura 10.1.2.1).



Cuando las barras disponen de un acoplamiento longitudinal, la protección se puede disponer como se indica en la figura 10.1.2.3.

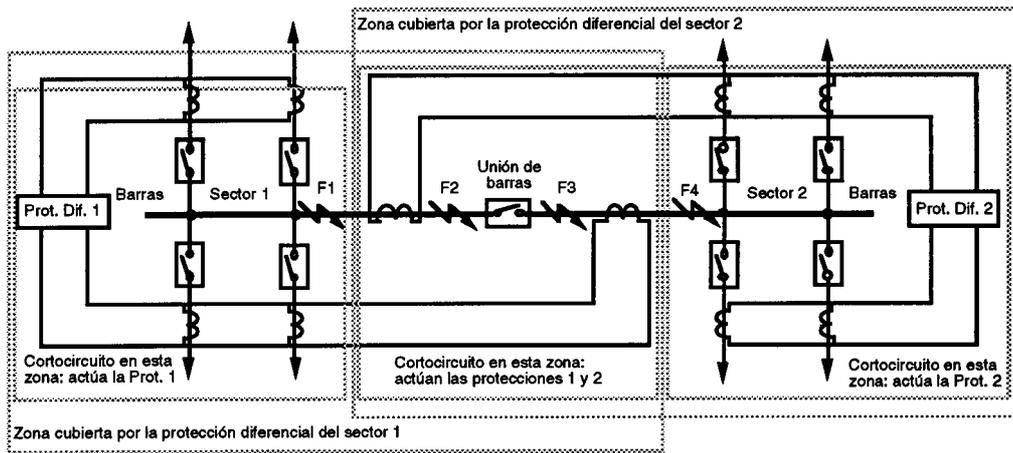


Fig.10.1.2.3 Protección diferencial para barras con seccionamiento longitudinal por medio de un interruptor de unión de barras.

En el caso de protección diferencial para barras múltiples es necesario disponer de una protección para cada juego de barras (figura 10.1.2.4).

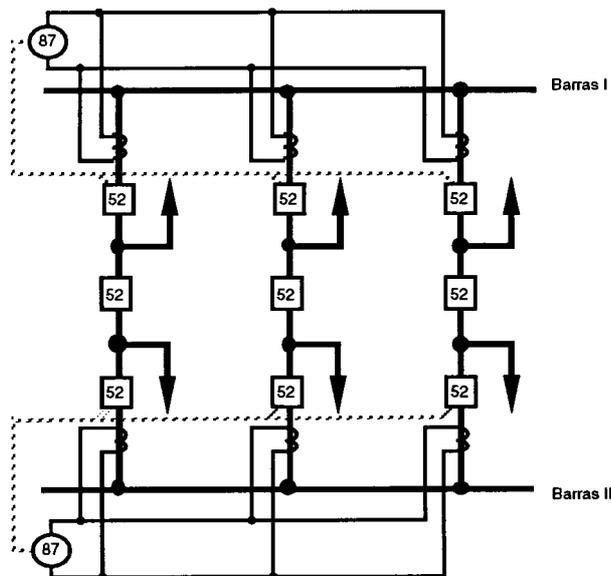


Fig.10.1.2.4 Protección diferencial de dos juegos de barras (52 = Interruptor automático, 87 = Relé diferencial).

## 10.2 Protección de las líneas aéreas y subterráneas

Los defectos que pueden presentarse en las líneas aéreas y en los cables de las redes de distribución son:

- defecto unipolar a tierra,
- defecto bipolar entre fases con contacto a tierra,
- defecto bipolar entre fases sin contacto a tierra,
- defecto tripolar simétrico sin contacto a tierra.

En el caso de faltas monofásicas, que como ya habíamos visto son las más frecuentes, la detección del defecto se hace mediante relés de sobreintensidad de neutro. En el resto de los casos la detección se hace mediante relés de sobreintensidad de fase o relés de distancia.

En este apartado se ha de hacer hincapié en el distinto comportamiento de los cables y de las líneas aéreas. En los primeros el defecto es permanente, por lo que el reenganche es perjudicial, es decir, es necesario reparar el cable antes de proceder a restablecer el servicio.

## 10.3 Protección selectiva en las redes radiales

La protección selectiva permite la eliminación automática de una parte de la distribución donde, por efecto de un cortocircuito o por otra causa cualquiera, la corriente sea excesiva, sin que ello suponga la supresión de servicio en el resto de la instalación.

Para este tipo de protección se pueden utilizar relés de sobreintensidad con diferentes retardos.

Se pueden utilizar relés de sobreintensidad a tiempo fijo, es decir, de tiempo independiente (figura 10.3.1).

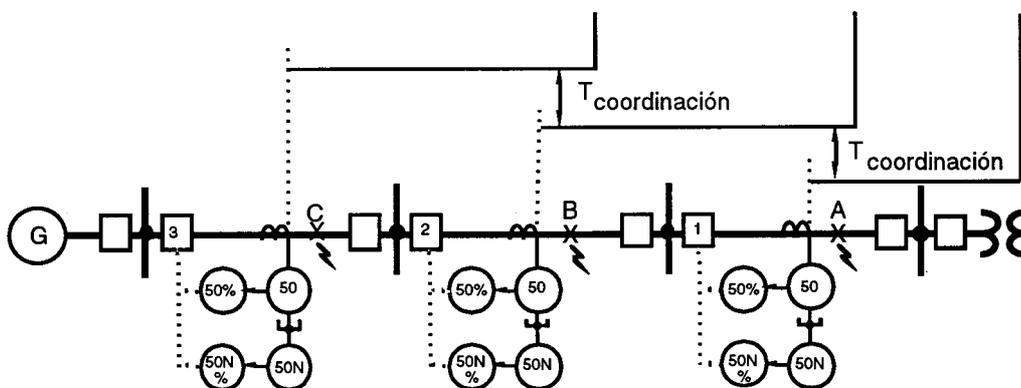


Fig.10.3.1 Protección selectiva mediante relés de tiempo independiente.

Este tipo de protección es aplicable a las líneas cortas en las que no hay prácticamente diferencia entre las potencias de cortocircuito en ambos extremos de la línea. Su mayor inconveniente es que los tiempos de falta se mantienen muy elevados, siendo tanto mayores cuanto más próxima esté la fuente. Este inconveniente se evita utilizando relés de tiempo dependiente, con lo que se reduce el tiempo de mantenimiento de la falta (figura 10.3.2).

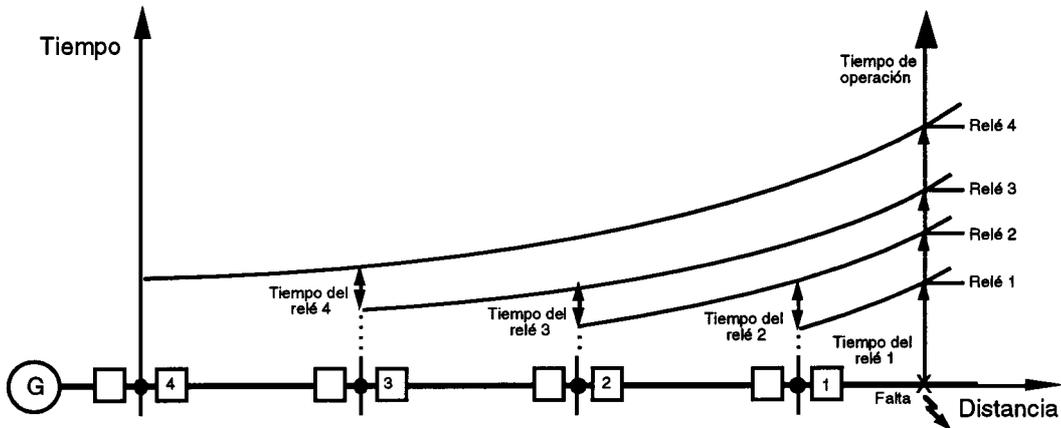


Fig.10.3.2 Protección selectiva a base de relés de sobreintensidad de tiempo dependiente (inverso).

Se puede disminuir más aún el tiempo de mantenimiento de la falta en cabecera mediante unidades instantáneas y temporizadas (figura 10.3.3).

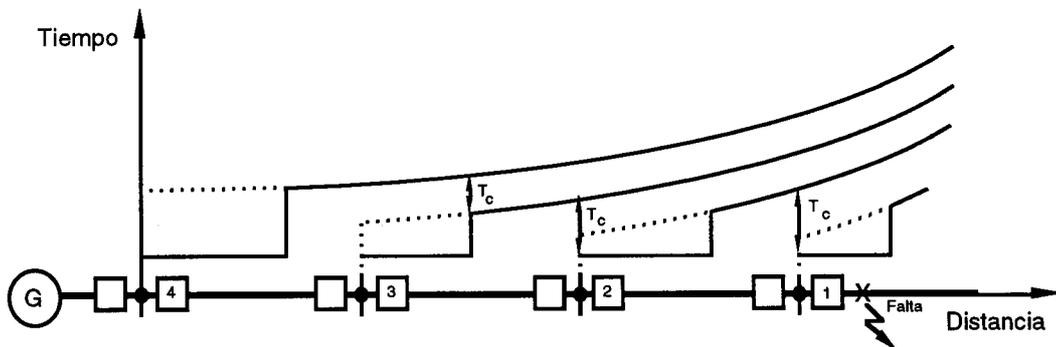


Fig.10.3.3 Protección selectiva mediante relés de sobreintensidad instantáneos y de tiempo dependiente (inverso).

## 10.4 Protección diferencial en redes subterráneas

La protección diferencial longitudinal por hilos piloto se aplica tanto a cables como a líneas aéreas de longitud inferior a los 12 km.

Los cables piloto se tienden simultáneamente con el cable.

Existen dos tipos:

- Protección diferencial de intensidad.
- Protección diferencial de tensión.

*Protección diferencial de intensidad.*

La protección diferencial de intensidad se basa en la comparación de las corrientes en los dos extremos de la línea (figura 10.4.1), empleándose para líneas cortas (poca impedancia).

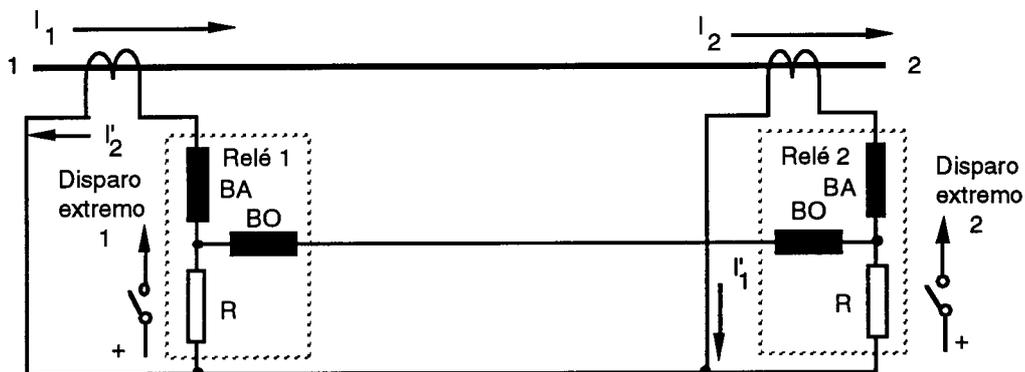


Fig. 10.4.1 Protección diferencial de corriente (BO = Bobina operadora, BA = Bobina antagonista, R = Resistencia).

Para líneas más largas, la impedancia de los hilos pilotos resulta ya elevada y los transformadores de intensidad resultan voluminosos y caros.

*Protección diferencial de tensión.*

La protección diferencial de tensión evita el inconveniente de la de intensidad comparando las corrientes en las dos extremidades de cada fase con el equilibrio de las tensiones inducidas en los secundarios de dos transformadores, cuyos primarios están intercalados en serie en el circuito (figura 10.4.2).

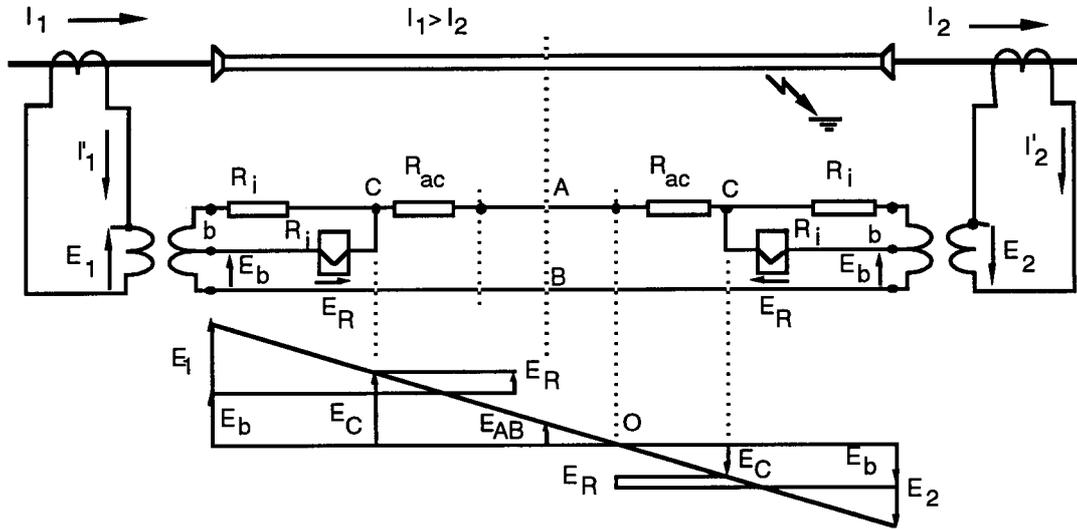


Fig. 10.4.2 Protección diferencial de tensión.

### 10.5 Protecciones fasimétricas

En este tipo de protección se comparan las fases de la corriente a la entrada y a la salida del tramo de la línea que se protege de forma continua.

Si no existe defecto en el interior del tramo a proteger, la fase de la corriente a la entrada es sensiblemente la misma que a la salida (figura 10.5.1).

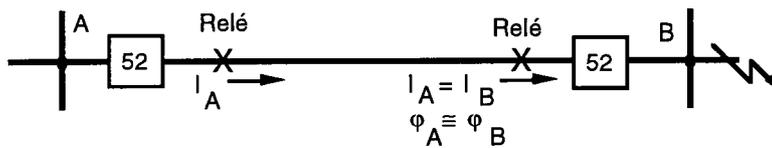


Fig 10.5.1 Principio de la protección fasimétrica. Falta externa:  $I_A = I_B$ ,  $\varphi_A \cong \varphi_B$ .

Por el contrario, si se produce un defecto en el interior de dicho tramo, las corrientes en ambas extremidades están casi en oposición de fase (figura 10.5.2).

Dado que la comparación se efectúa individualmente fase por fase, se puede dar la orden de desconexión unipolar sobre la fase averiada, o tripolar sobre las tres fases simultáneamente a voluntad, en caso de defecto sobre una fase.

Esta protección funciona para todos los tipos de defectos y es insensible a las oscilaciones pendulares.

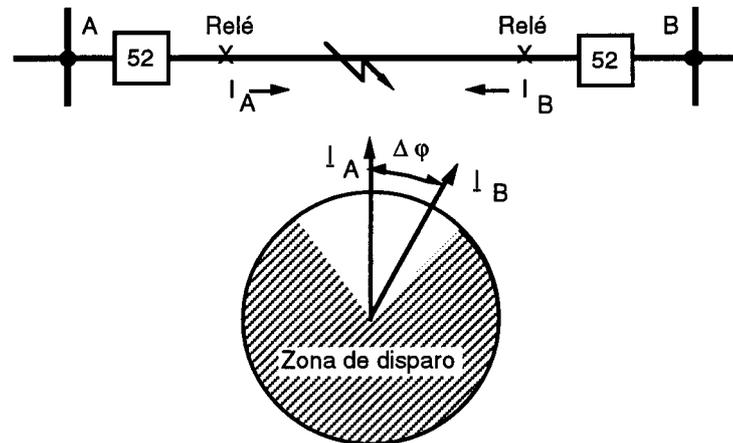


Fig.10.5.2 Principio de la protección fasimétrica. Falta interna: El desfase entre  $I_A$  e  $I_B$  tiende a los  $180^\circ$ .

Para las protecciones fasimétricas se emplean relés electrónicos que, unidos a comunicaciones por onda portadora de alta frecuencia sobre la línea de AT, alcanzan de 40 a 70 ms, es decir, que sumando el tiempo de ruptura del interruptor se puede llegar a tiempos de defecto del orden de los 70 a 120 ms.

## 10.6 Principio de reconexión automática rápida de los interruptores automáticos

Por reconexión automática rápida se entiende la operación de cierre de un interruptor automático lo más rápidamente posible, después que éste se ha desconectado a causa de un cortocircuito, que se presupone fugaz, a causa por ejemplo de caída de rayos, viento, árboles, animales, etc. Se puede decir que más del 90 % de las faltas en las líneas de M.A.T. son transitorias fugaces.

Básicamente existen dos tipos de reconexiones:

- Reconexión tripolar.
- Reconexión unipolar.

La reconexión es tripolar cuando lo hacen las tres fases simultáneamente, unipolar si es una sola fase la que realiza tal maniobra (figura 10.6.1).

Para que se pueda realizar la maniobra de reconexión unipolar, el interruptor ha de tener dicha posibilidad de operación, asimismo, la protección debe operar selectivamente provocando solamente la apertura de la fase afectada por el defecto, que como fácilmente puede intuirse, se trata de un defecto fase tierra.

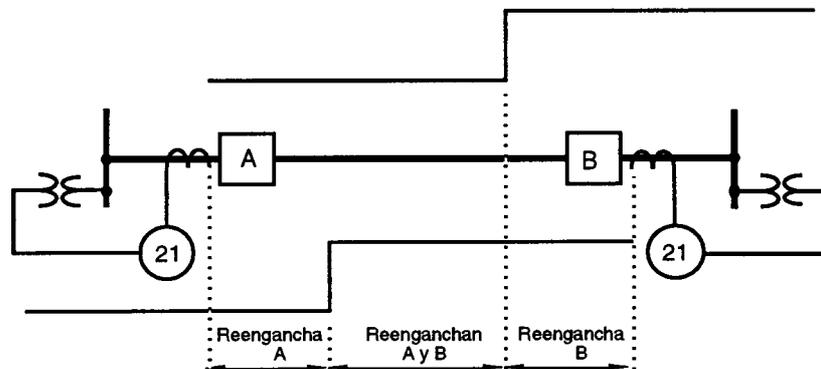


Fig. 10.6.1 Reenganche tripolar.

La reconexión unipolar está plenamente justificada por los siguientes hechos:

- 1º. Los defectos unipolares a tierra representan del 80 al 85 % de los defectos que afectan a las líneas aéreas, y de éstos, por lo general, más del 90% son defectos fugaces.
- 2º. La ruptura de una sola fase permite mantener la red en funcionamiento, sin perturbación grave, un tiempo mayor que en el caso de la ruptura tripolar.

En las redes de distribución de media tensión, la misión del reenganche rápido es eliminar la mayor parte de los defectos sin que los consumidores apenas noten los efectos de la brevísima interrupción del suministro. Sin embargo, la misión primordial del reenganche rápido en las redes de muy alta tensión es el mantenimiento de la estabilidad del sistema de generación.

## 10.7 Duración de la reconexión tripolar

Cuando se produce un defecto, la protección selectiva elimina el sector defectuoso en un tiempo  $t_c$  a partir del origen de dicho defecto, del orden de los 50 ms, pero que con un criterio pesimista se puede situar en los 100 ms. Con el fin de garantizar la estabilidad del sistema, el tiempo  $t_c$  debe ser menor que el tiempo crítico,  $t_{cc}$ , para el cual el sistema generador pierde el sincronismo.

A su vez, el tiempo que transcurre entre el instante de apertura y el instante de reconexión,  $t_r$ , es decir  $(t_r - t_c)$ , debe ser tal que la red mantenga su estabilidad. Este valor depende de la duración de la desionización del arco de defecto  $t_d$  y de la duración de la causa que originó el defecto. Para la mayoría de los casos se ha encontrado que se obtienen resultados satisfactorios con valores de  $t_r - t_c$  del orden de 250 ms, para  $t_c = 100$  ms.

## 10.8 Reconexión automática unipolar

Para el caso de la reconexión automática unipolar, las condiciones son diferentes que en el caso de la reconexión tripolar. En esta última, el sector afectado por el arco en el punto de defecto se separa de la red por sus dos extremidades simultáneamente o casi simultáneamente, y el arco cesa de ser alimentado. Sin embargo, en el caso unipolar se suele producir un arco secundario originado por la corriente de capacidad entre las dos fases sanas y la fase defectuosa, y entre ésta y tierra.

Los tiempos de reenganche monofásico en las redes de M.A.T. utilizados en Europa se caracterizan por un tiempo muerto, es decir, el tiempo que transcurre entre el disparo y el reenganche ( $t_c - t_p$ ), de 0,5 s. El tiempo de bloqueo suele estar comprendido entre 5 y 10 s y sólo se permite un único intento de reenganche.

## 10.9 Reconexión automática lenta

Cuando se produce un defecto a tierra de una sola fase de una línea y en ella se utilizan interruptores de ruptura unipolar, se puede seccionar el sector protegido de la fase donde se ha producido el defecto por ambos extremos y mantener conectadas las otras dos, por lo que la red podrá seguir funcionando durante un tiempo mucho mayor que en el caso de ruptura tripolar, pudiendo llegar a alcanzarse tiempos del orden de los 15 a 20 s.

Este reenganche lento tiene la ventaja respecto al rápido (0,5 s) de que puede aplicarse a redes equipadas con protecciones temporizadas y con interruptores no dotados de mecanismos de reenganche rápido, siempre y cuando éstos sean de corte unipolar.

## 10.10 Bibliografía

- [1] Buchhold-Happoldt: *Centrales y redes eléctricas*. Editorial Labor. Barcelona, 1974.
- [2] Cortes, M.: *Centrales eléctricas*. C.P.D.A., E.T.S.I.I., Barcelona, 1980.
- [3] Doemeland W.: *VEM-Handbuch Relaischutztechnik*. VEB Verlag Technik, Berlín, 1976.
- [4] G.B.E.C.: *Power System Protection. 1 Principles and Components. 2 Systems and Methods. 3 Application*. Editada por Electricity Council. Peter Peregrinus LTD. Londres, 1986.
- [5] G.E.C.: *Protective Relays. Application Guide*. Editada por GEC Measurements. Stafford, Inglaterra, 1987.
- [6] Montane P.: *Protecciones en las instalaciones eléctricas. Evolución y perspectivas*. Ed. Marcombo. Barcelona, 1988.
- [7] Ramírez, J.: *Estaciones de transformación y distribución*. CEAC. Barcelona, 1972.
- [8] Ravindranath, B.; Chander, M.: *Protección de sistemas de potencia e interruptores*. Editorial Limusa. México, 1980.
- [9] Warrington, A. R.: *Protection relays. Their Theory and Practice*. Chapman and Hall. Londres, 1979.

## Capítulo 11 Protección de distancia en líneas de alta y muy alta tensión

### 11.1 Principio de la protección de distancia

La protección de distancia se basa en los relés de impedancia estudiados con anterioridad.

El principio de este tipo de protección es lograr que los interruptores automáticos, al presentarse una perturbación, desconecten al cabo de un tiempo que sea función de su distancia al punto de defecto.

En media tensión este sistema de protección se aplica exclusivamente a redes malladas formadas tanto por cables como por líneas.

### 11.2 Características “Tiempo - Distancia”

En los relés de distancia las características distancia tiempo de actuación pueden ser muy variadas. Generalmente, sólo necesitan dos o tres escalones de protección y su tiempo de actuación en las redes de media tensión no es tan crítico como en las de alta tensión.

En la actualidad, la característica tiempo-distancia más empleada es la escalonada, que permite obtener tiempos de desenganche más cortos (mayor rapidez de protección).

Las características más importantes de la protección a distancia en líneas son:

- actuar solamente en la dirección de la línea,
- alta velocidad de respuesta,
- ser selectiva en varios escalones o zonas.

1ª zona: Alcance del 80 % al 90 % de la longitud de la línea con una actuación instantánea.

2ª zona: Sobrealcance del 120 % al 150% y actuación temporizada 0,5 s.

3ª zona: Actúa de reserva para el caso de que fallen otras protecciones, es decir, sobrealcanza el extremo remoto de la línea más larga. Además, actúa como control direccional de la primera y segunda zona, generalmente ésta última temporizada a 1,2 s.

En la figura 11.2.1 se representa la característica de un relé de distancia GCX (GE).

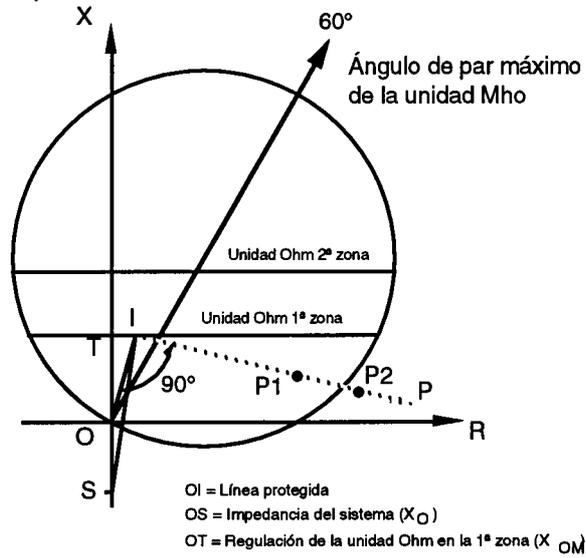


Fig. 11.2.1 Característica de un relé de distancia.

En la figura 11.2.2 se representa un esquema de coordinación de las protecciones a distancia con las respectivas zonas de alcance de los relés.

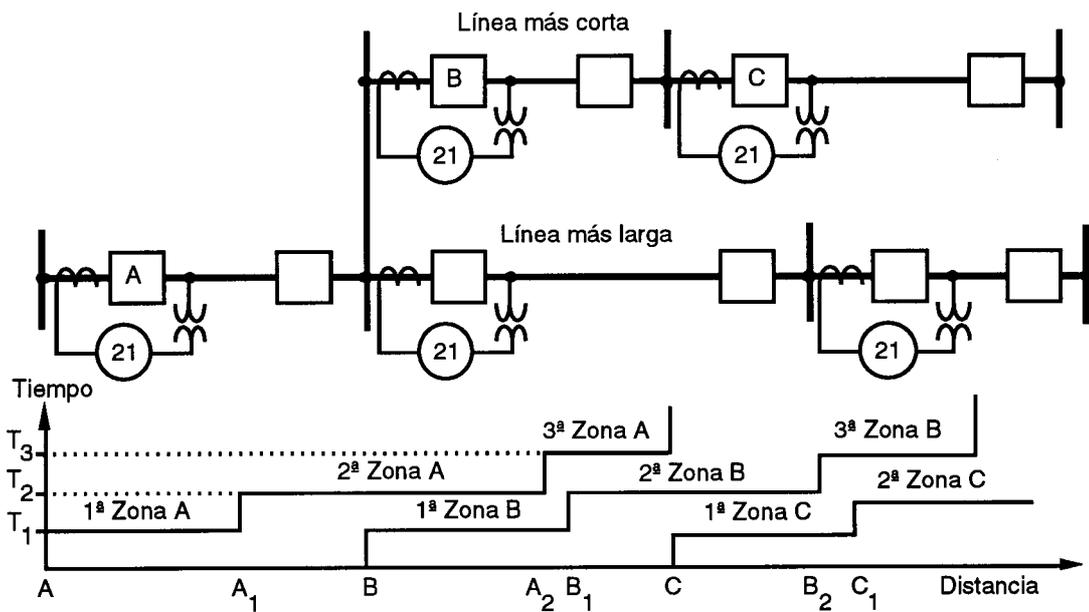


Fig. 11.2.2 Esquema de coordinación de las protecciones a distancia.

El relé en A del primer tramo AB cubre con el primer escalón de tiempo,  $T_1$ , una distancia, en general del 80 al 90 % de la distancia AB.

Si se presenta un defecto en el tramo  $AA_1$ , el relé desconectará el interruptor automático en un tiempo muy corto  $T_1$ , generalmente de 0,1 a 0,3 segundos según el tipo de interruptor automático.

El segundo escalón de tiempo cubre una distancia hasta los dos tercios del tramo BC. La diferencia  $T_2 - T_1$  se denomina intervalo selectivo, intervalo que puede estar comprendido entre 0,3 y 0,7 segundos. Un tercer escalón de tiempo,  $T_3$ , cubre un intervalo hasta C.

A partir de los diagramas tiempo-distancia de la figura 11.2.2 se obtiene un tiempo de desconexión mínimo  $T_1$  (de 0,1 a 0,3 segundos) para todos los cortocircuitos que se produzcan en la línea, dentro del tramo que cubre el primer escalón ( $AA_1$ ,  $BB_1$ ,  $CC_1$ ), y un tiempo  $T_2$  para los cortocircuitos que se originen en los intervalos (A<sub>1</sub>, B), (B<sub>1</sub>, C). De fallar los relés que encuadran el cortocircuito, actuarán como protecciones de socorro los relés de los tramos vecinos al cabo de un tiempo  $T_2$ , o como máximo  $T_3$ .

### 11.3 Comunicaciones asociadas a las protecciones de distancia

Hemos visto que los relés a distancia retardan la eliminación de un sector averiado cuando el defecto se halla más allá del primer escalón, es decir en un 10 % al 20 % de los casos. La mayor temporización del segundo escalón, que puede alcanzar hasta un segundo, puede a veces ser perjudicial, impidiendo el reenganche simultáneo de los dos extremos de la línea defectuosa.

Para hacer que la protección de distancia intercambie la información entre los extremos del elemento protegido de una manera rápida acorde con los tiempos de eliminación de las faltas, se recurre a los enlaces entre las dos extremidades de línea por ondas portadoras a alta frecuencia, sobre las propias líneas de alta tensión. La frecuencia de estas ondas es del orden de los 40 a 500 kHz y tiene un ancho de banda de 4 kHz.

En las protecciones direccionales, los relés de mínima impedancia que actúan en primer escalón envían, por medio de corrientes portadoras, la orden de distancia que constituye la señal que autoriza la desconexión (figura 11.3.1).

Mediante esta protección se obtienen, prácticamente, tiempos de funcionamiento que varían de 40 a 70 ms.

Los enlaces por ondas portadoras superpuestas a las líneas de alta tensión están siendo sustituido por radioenlaces, que si bien no son independientes de los efectos de los cortocircuitos, se ven afectados por los fenómenos atmosféricos, y por los enlaces por fibra óptica, los cuales presentan todas las ventajas excepto su elevado coste y la necesidad de repetidores para distancias superiores a los 30 km.

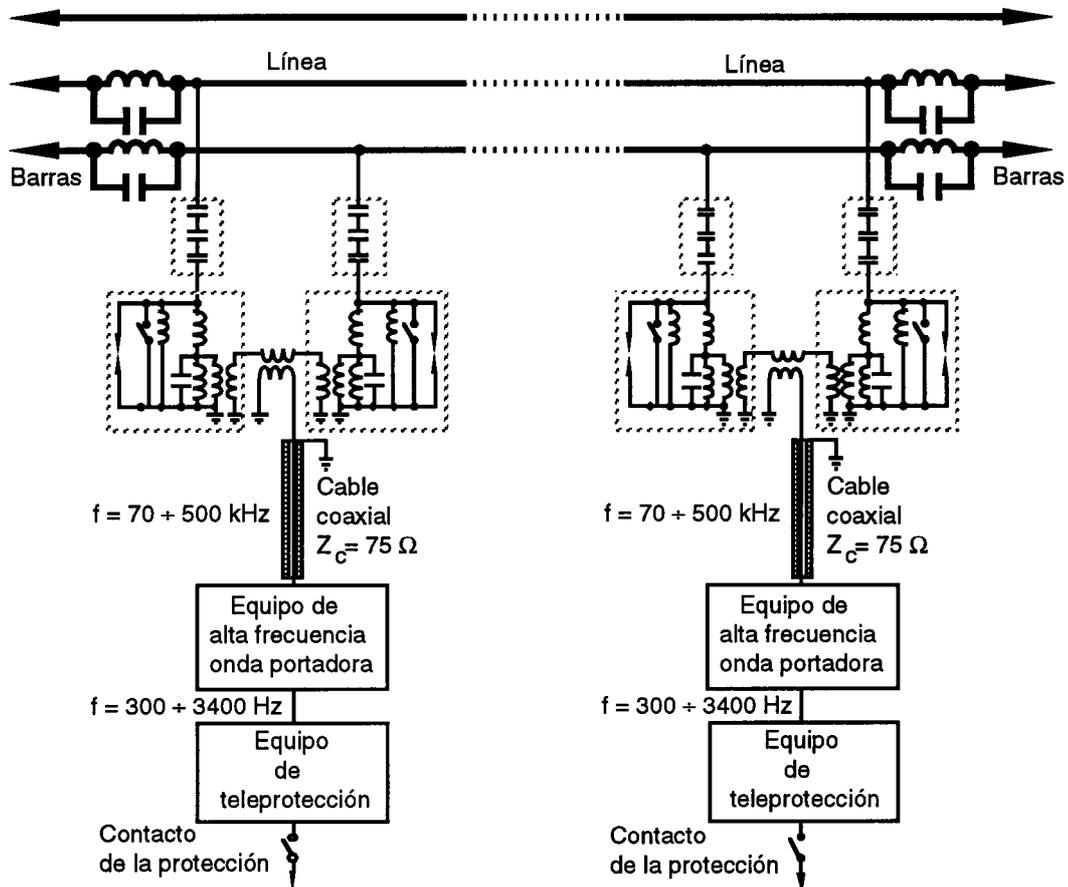


Fig. 11.3.1 Esquema de principio de ondas portadoras superpuestas a las líneas de AT.

## 11.4 Bibliografía

- [1] Buchhold-Happoldt: *Centrales y redes eléctricas*. Editorial Labor. Barcelona, 1974.
- [2] Cortes, M.: *Centrales eléctricas*. C.P.D.A., E.T.S.I.I., Barcelona, 1980.
- [3] Ravindranath, B.; Chander, M.: *Protección de sistemas de potencia e interruptores*. Editorial Limusa. México, 1980.
- [4] Doemeland, W.: *VEM-Handbuch Relaischutztechnik*. VEB Verlag Technik, Berlín, 1976.
- [5] G.B.E.C.: *Power System Protection. 1 Principles and Components. 2 Systems and Methods. 3 Application*. Editada por Electricity Council. Peter Peregrinus LTD. Londres, 1986.
- [6] G.E.C.: *Protective Relays. Application Guide*. Editada por GEC Measurements. Stafford, Inglaterra, 1987.
- [7] Montané, P.: *Protecciones en las instalaciones eléctricas. Evolución y perspectivas*. Ed. Marcombo. Barcelona, 1988.
- [8] Podszcek, H.-K.: *Trägerfrequenz-Nachrichtenübertragung über Hochspannungsleitungen*. Springer-Verlag. Berlín, 1971
- [9] Warrington, A. R.: *Protection relays* (2 volúmenes). Chapman and Hall. Londres, 1979.

## Capítulo 12 Sobretensiones

### 12.1 Definición de sobretensión

Tensión anormal existente entre dos puntos de una instalación eléctrica, superior al valor máximo que puede existir entre ellos en servicio normal (MIE-RAT 01 § 51).

Las sobretensiones que se originan en los circuitos eléctricos pueden originar perturbaciones en el funcionamiento de los mismos, así como dañar la aparamenta y el equipo generador instalado.

Estas sobretensiones pueden ser temporales, en cuyo caso se entiende que son sobretensiones entre fases y tierra o entre fases y en un lugar determinado de la red, de duración relativamente larga y que no está amortiguada, o sólo lo está débilmente. (MIE-RAT 01 § 52).

Existen sobretensiones normalizadas, como son las sobretensiones tipo maniobra y tipo rayo, ya tratadas al estudiar la aparamenta, mediante las cuales se puede evaluar el modo en que se comportará un componente del sistema o el sistema mismo ante determinadas situaciones reales, como son una maniobra o una descarga atmosférica.

### 12.2 Clasificación de las sobretensiones

Por su origen, las sobretensiones pueden clasificarse en:

- a) sobretensiones de origen externo,
- b) sobretensiones de origen interno.

a) Las sobretensiones de origen externo son debidas a fenómenos atmosféricos, especialmente a las descargas atmosféricas (rayos) entre las nubes, entre nubes y tierra o entre nube y el conductor. Generalmente, las sobretensiones atmosféricas afectan solamente a las líneas aéreas, pero se propagan en forma de sobretensiones longitudinales o entre espiras, afectando especialmente a los devanados de los transformadores y generadores, o transversales entre los conductores y tierra.

Estas descargas pueden ser directas o indirectas según el rayo caiga directamente sobre la línea o en las proximidades de la misma, respectivamente.

b) Las sobretensiones de origen interno son las que se producen al variar las condiciones de explotación o servicio de la instalación. Sus causas son múltiples: Maniobras voluntarias sobre las redes, cortocircuitos, modificaciones bruscas del régimen de carga, descargas a tierra, efectos de resonancia, etc. Estas sobretensiones corresponden generalmente a un régimen transitorio de naturaleza oscilante.

### 12.3 Propagación de las ondas de sobretensión

Para el estudio de la propagación de ondas de sobretensión en líneas de transmisión de energía se considera la línea como un circuito con parámetros distribuidos (figura 12.3.1). Dichos parámetros distribuidos son: la resistencia  $R$ , la inductancia  $L$ , la conductancia  $G$  y la capacidad  $C$ , estando todos sus valores referidos a la unidad de longitud y supuestos, a efectos de simplicidad, constantes.

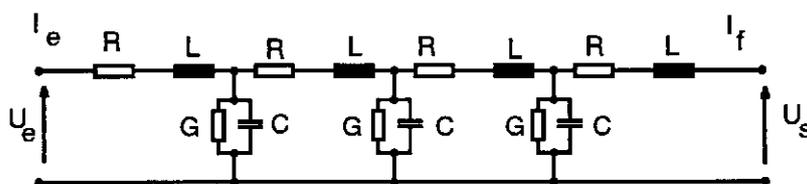


Fig. 12.3.1 Esquema equivalente de una línea con parámetros distribuidos.

El esquema anterior se puede simplificar aún más quedando de la forma indicada en la figura 12.3.2.

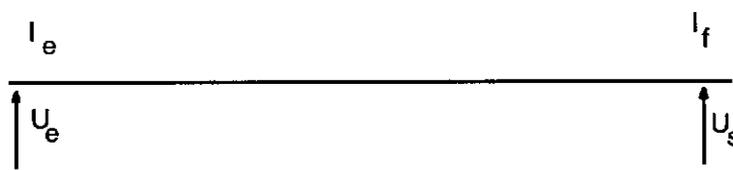


Fig. 12.3.2 Esquema simplificado de una línea con parámetros distribuidos.

Sea una línea ideal sin pérdidas ( $R=0$ ;  $G=0$ ) (figura 12.3.3), inicialmente descargada, a la que se aplica en un instante dado una tensión continua constante  $u$ . A partir de dicho instante comenzará a circular una intensidad de corriente,  $i$ , por la inductancia  $L_1$ , cargándose  $C_1$ . A continuación la corriente pasará través de  $L_2$ , cargando  $C_2$ , y así sucesivamente hasta llegar

al final de la línea. Es decir, se tiene una onda de tensión,  $u$ , que avanza desde el origen de la línea hasta el final de la misma, llevando asociada con ella una onda de corriente,  $i$ .

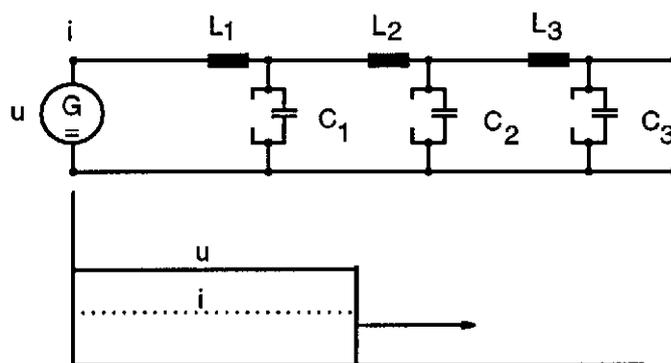


Fig. 12.3.3 Propagación de las ondas de corriente y tensión en una línea.

### 12.3.1 Velocidad de propagación e impedancia de onda

Para hallar la velocidad de propagación de las ondas de tensión y corriente utilizaremos la línea de parámetros distribuidos constantes representada en la figura 12.3.1.1. Se ha visto que la onda de tensión,  $u$ , se propaga con una velocidad  $v$ , cargando los condensadores con una corriente  $i$ , que se propaga a la misma velocidad que la tensión.

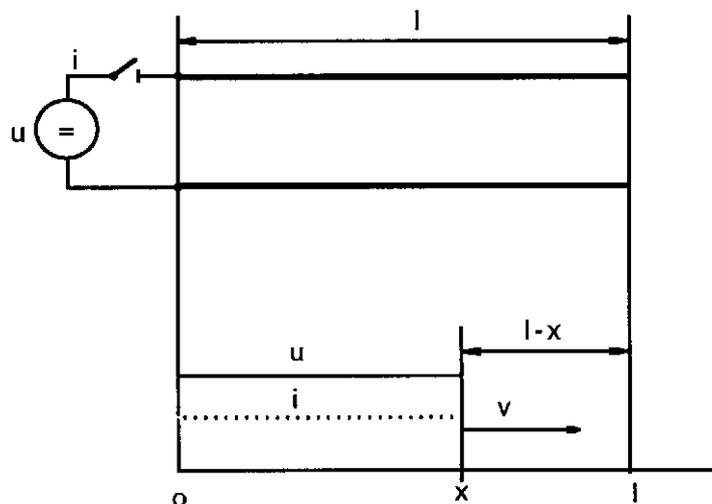


Fig. 12.3.1.1 Esquema equivalente para el cálculo de la velocidad de propagación de la onda de tensión y corriente en una línea.

En el supuesto de que en un instante dado,  $t$ , las ondas de tensión y corriente han alcanzado un punto situado a una distancia  $x$  del origen de coordenadas, el flujo total concatenado por los conductores de la línea es:

$$\phi = L_a \cdot x \cdot i \quad (12.3.1.1)$$

siendo :

$L_a$  = La inductancia por unidad de longitud de la línea.

$i$  = La corriente que circula por la línea.

Y puesto que la onda se desplaza con una velocidad  $v = dx/dt$ , al cabo de un tiempo  $dt$  el flujo se habrá incrementado en:

$$d\phi = L_a \cdot i \cdot dx \quad (12.3.1.2)$$

La fuerza electromotriz que se induce en la línea es:

$$e = -\frac{d\phi}{dt} = -L_a \cdot i \cdot \frac{dx}{dt} = -L_a \cdot i \cdot v \quad (12.3.1.3)$$

Al no haber caídas de tensión óhmicas en la línea, se verificará en cada instante:

$$u + e = 0 \quad (12.3.1.4)$$

Por tanto:

$$u = L_a \cdot i \cdot v \quad (12.3.1.5)$$

La corriente  $i$ , al propagarse, va cargando la capacidad repartida de la línea. La carga absorbida por la línea para un desplazamiento elemental  $dx$  de la onda de corriente vale:

$$dq = C \cdot dx \cdot u \quad (12.3.1.6)$$

y la intensidad correspondiente a esta carga:

$$i = \frac{dq}{dt} = C \cdot u \cdot \frac{dx}{dt} = C \cdot u \cdot v \quad (12.3.1.7)$$

Multiplicando las ecuaciones 12.3.1.5 y 12.3.1.7 se obtiene:

$$u i = u i L_a C v^2 \quad (12.3.1.8)$$

Y despejando  $v$ :

$$v = \frac{1}{\sqrt{L_a C}} \quad (12.3.1.9)$$

De la ecuación anterior se deduce que la velocidad de propagación de la onda es independiente de la forma de onda y sólo depende de las características de la línea.

Dividiendo las ecuaciones 12.3.1.5 y 12.3.1.7 se obtiene:

$$\frac{u}{i} = \sqrt{\frac{L_a}{C}} = Z_c \quad (12.3.1.10)$$

De esta ecuación se deduce que la relación entre la tensión aplicada,  $u$ , y la corriente,  $i$ , sólo depende de las características de la línea. Esta relación se designa como impedancia de onda o impedancia característica de la línea.

La inductancia de servicio de una línea aérea, dada por:

$$L_a = \left( \frac{\mu_0}{8\pi} + \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{d}{r} \right) \quad \left[ \frac{H}{m} \right] \quad (12.3.1.11)$$

$$L_a = (0,5 + 4,6 \log \frac{d}{r}) \cdot 10^{-4} \quad \left[ \frac{H}{km} \right] \quad (12.3.1.12)$$

siendo (figura 12.3.1.2):

$$d = \sqrt[3]{d_{12} \cdot d_{23} \cdot d_{31}} \quad (12.3.1.13)$$

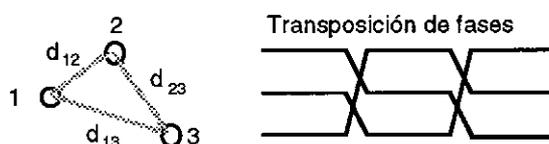


Fig. 12.3.1.2 Esquema para el cálculo de la inductancia de servicio o aparente de fase.

La capacidad de servicio de una línea aérea, dada por:

$$C = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln \left( \frac{2h}{r} \cdot \frac{d}{d'} \right)} \quad \left[ \frac{F}{m} \right] \quad (12.3.1.14)$$

siendo (figura 12.3.1.3):

$$h = \sqrt[3]{h_1 h_2 h_3} \quad (12.3.1.15)$$

$$d = \sqrt[3]{d_{12} \cdot d_{13} \cdot d_{23}} \quad (12.3.1.16)$$

$$d' = \sqrt[3]{d_{12}' \cdot d_{13}' \cdot d_{23}'} \quad (12.3.1.17)$$

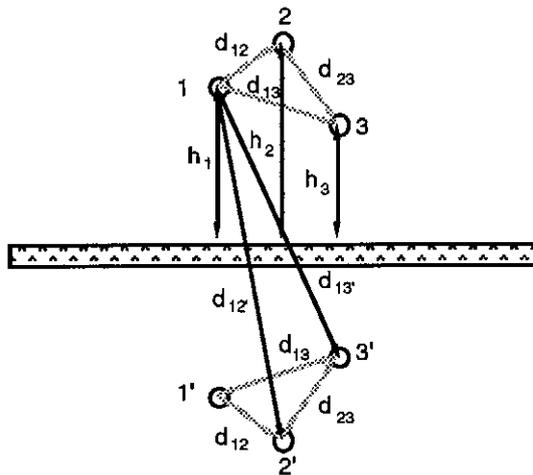


Fig. 12.3.1.3 Esquema para el cálculo de la capacidad de servicio.

Sustituyendo en la ecuación (12.3.1.14)  $d'$  por:

$$d' \equiv \sqrt{4h^2 + d^2} \quad (12.3.1.18)$$

se obtiene:

$$C = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln \frac{d}{r \sqrt{1 + \frac{d^2}{4h^2}}}} \quad (12.3.1.19)$$

Si  $2h \gg d$ , la ecuación (12.3.1.19) se puede escribir como:

$$C = \frac{2 \pi \epsilon_0}{\ln \frac{d}{r}} \quad \left[ \frac{F}{m} \right] \quad (12.3.1.20)$$

Si en la expresión de la velocidad de onda (12.3.1.9) se sustituyen los valores aproximados de la inductancia y capacidad de servicio obtenidos en las ecuaciones (12.3.1.11) y (12.3.1.20), resulta:

$$v \cong \sqrt{\frac{1}{\epsilon_0 \cdot \mu_0}} = c \quad (12.3.1.21)$$

es decir, la velocidad de la luz en el vacío.

La impedancia natural o característica (impedancia de onda) entre dos conductores al aire es:

$$Z_c = 120 \ln \left( \frac{d}{r} \right) \quad [\Omega] \quad (12.3.1.22)$$

y entre un conductor y tierra es:

$$Z_c = 60 \ln \left( \frac{2h}{r} \right) \quad [\Omega] \quad (12.3.1.23)$$

En las tablas 12.3.1.1 y 12.3.1.2 se dan valores de impedancia característica de líneas y cables de diferentes niveles de tensión. En ellas se observa que en los cables la impedancia característica es mucho menor que en las líneas aéreas.

**Tabla 12.3.1.1** Valores de la impedancia característica de las líneas aéreas, entre conductores, y entre conductor y tierra.

Tensión nominal	Diámetro del conductor 2 r	Altura media sobre el terreno h	Distancia entre conductores d	Impedancia característica	
				Conductor - tierra	Conductor - conductor
[kV]	[cm]	[cm]	[cm]	[Ω]	[Ω]
8	0,8	650	80	455	635
50	0,8	800	120	498	683
100	1,4	1000	360	480	750
150	2,0	1200	420	466	725
220	4,2	1670	850	442	720

**Tabla 12.3.1.2** Valores de la impedancia característica en cables, entre conductores, y entre conductor y cubierta.

Tensión nominal	Tipo de cable	Diámetro del conductor	Grueso del aislamiento	Impedancia característica	
				Conductor cubierta	Conductor conductor
[kV]		[mm]	[mm]	[Ω]	[Ω]
8	Cable trifilar en compound (ε = 4,2)	12		27,5	41,5
50	Cable unifilar en compound (ε = 4,2)	12	12	32,9	65,8
100	Cable unifilar en aceite (ε = 3,6)	22	12	27,0	54,0
150	Cable unifilar en aceite (ε = 3,6)	22	18	35,2	70,4
220	Cable unifilar en aceite (ε = 3,6)	22	24	42,3	84,6

Si se tienen en cuenta las resistencias y las conductancias (figuras 12.3.1 y 12.3.2), las ecuaciones de propagación de la onda, teniendo en cuenta la resistencia y la permeancia de fugas, son :

$$-\frac{\delta u}{\delta x} = R \cdot i + L_a \frac{\delta i}{\delta t} \quad (12.3.1.24)$$

$$-\frac{\delta i}{\delta x} = G \cdot u + C \frac{\delta u}{\delta t} \quad (12.3.1.25)$$

O bien, separando variables dependientes:

$$\frac{\delta^2 u}{\delta x^2} = RGu + (RC + GL) \frac{\delta u}{\delta t} + LC \frac{\delta^2 u}{\delta t^2} \quad (12.3.1.26)$$

$$\frac{\delta^2 i}{\delta x^2} = RGu + (RC + GL) \frac{\delta i}{\delta t} + LC \frac{\delta^2 i}{\delta t^2} \quad (12.3.1.27)$$

$$\frac{\delta^2 u}{\delta x^2} = LC \frac{\delta^2 u}{\delta t^2} = \frac{1}{v^2} \frac{\delta^2 u}{\delta t^2} \quad (12.3.1.28)$$

$$\frac{\delta^2 i}{\delta x^2} = LC \frac{\delta^2 i}{\delta t^2} = \frac{1}{v^2} \frac{\delta^2 i}{\delta t^2} \quad (12.3.1.29)$$

Este tipo de ecuaciones en derivadas parciales fueron resueltas por D'Alambert. Las soluciones generales son:

$$u(t, x) = u_i(t - \frac{x}{v}) + u_r(t + \frac{x}{v}) \quad (12.3.1.30)$$

$$i(t, x) = i_i(t - \frac{x}{v}) + i_r(t + \frac{x}{v}) \quad (12.3.1.31)$$

Ecuaciones en las que  $u_i$ ,  $u_r$ ,  $i_i$  e  $i_r$  son funciones arbitrarias. Estas soluciones corresponden a ondas viajeras (que dependen de la tensión aplicada), sin distorsión ni amortiguamiento con una velocidad de propagación  $v$ , ecuación (12.3.1.9).

Las  $u_i$  e  $i_i$  se mueven hacia la derecha, es decir, hacia el final de la línea, mientras que  $u_r$  e  $i_r$  se mueven hacia la izquierda. Verificándose en este caso, además que la relación entre la tensión y la corriente es igual a la impedancia de onda de la línea  $Z_c$ .

## 12.3.2 Reflexión de las ondas de tensión

### 12.3.2.1 Línea abierta en su extremo

Tal como habíamos razonado de modo intuitivo en los apartados anteriores, la corriente iba cargando las capacidades elementales de la línea hasta el valor de la tensión y una vez alcanzado este valor, la corriente se propagaba a través del elemento siguiente de inductancia para cargar el siguiente elemento de capacidad y así sucesivamente hasta llegar al final de la línea. Sin embargo, cuando llega al extremo de la línea abierta la corriente ya no puede continuar por falta de línea, y como la corriente por el último elemento de la inductancia no puede anularse debido a la energía almacenada en el campo magnético en ella creado, se transfiere a la capacidad elemental última, con lo que ésta absorbería dicha energía aumentando su tensión en:

$$\frac{1}{2} L_a i^2 = \frac{1}{2} C (\Delta u)^2 \quad (12.3.2.1.1)$$

$$\Delta u = i \sqrt{\frac{L_a}{C}} = i \cdot Z_c = u \quad (12.3.2.1.2)$$

Por lo tanto, la tensión que alcanza dicho elemento cuando la corriente se anula en el último tramo es  $2u$ .

Este proceso continúa desarrollándose de forma progresiva a lo largo de la línea de derecha a izquierda, de modo que la tensión se duplica en cada tramo cada vez que se anula la corriente en el mismo. Lo cual se presenta como si la onda viajera sufriese una reflexión al final de la línea (figura 12.3.2.1.1).

La onda de corriente reflejada tiene un valor negativo,  $-i$ , que sumado a la corriente original se anulan. Esto no significa que el sentido de la corriente en la línea se invierta. En el trozo de línea donde la corriente no se ha anulado, la corriente sigue fluyendo desde el generador.

A esta misma conclusión podía haberse llegado sin más que sustituir las condiciones de contorno  $i(t, l) = 0$  en la ecuación (12.3.1.25), con lo que  $i_r = -i_i$ .

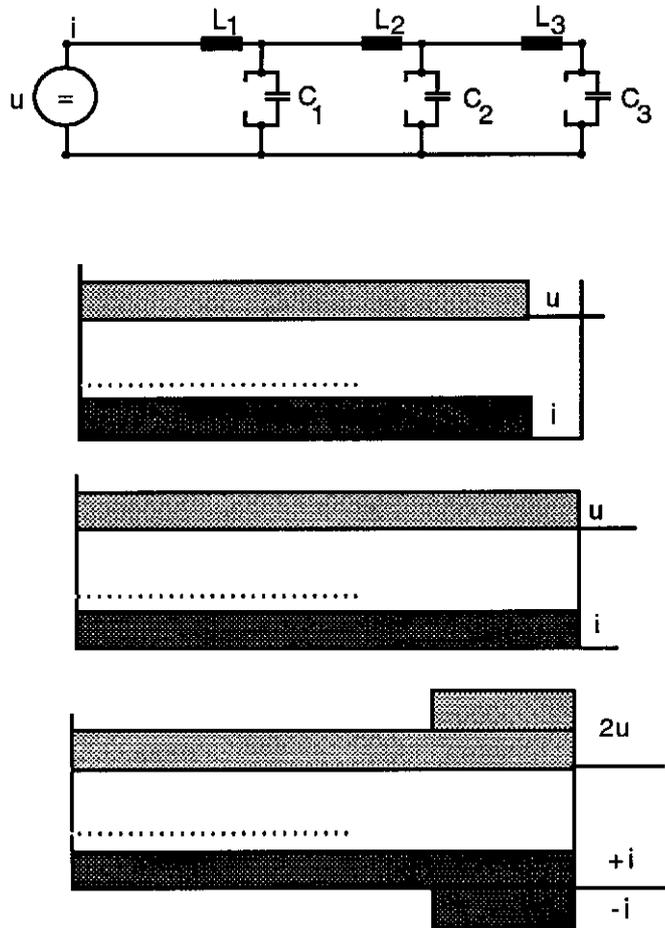


Fig. 12.3.2.1.1 Comportamiento de una línea abierta en su extremo a la propagación de las ondas de tensión y corriente.

### 12.3.2.2 Línea cortocircuitada en su extremo

En este caso, al contrario que el anterior, el último elemento de capacidad de la línea no puede cargarse por estar cortocircuitado, por lo que la corriente pasa ahora por el conductor de retorno, lo que hace que el elemento de capacidad anterior se descargue incrementándose por consiguiente la corriente. Al final este último elemento pasa a tener una tensión nula, alcanzando la corriente el valor  $2i$ . El proceso se repite hasta llegar al origen de la línea. En la figura 12.3.2.2.1 se muestra esquemáticamente este proceso.

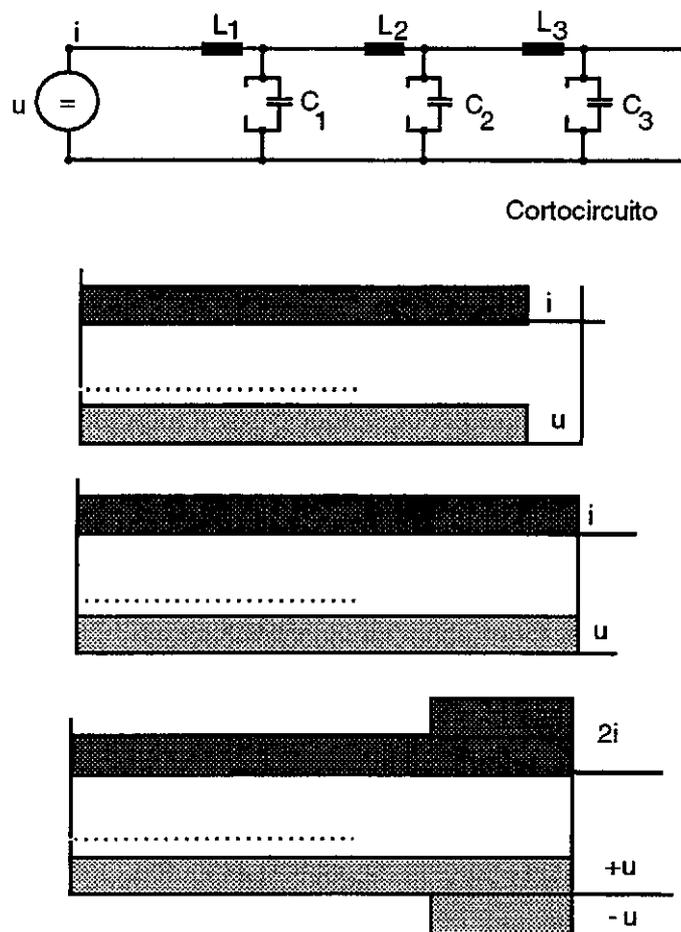


Fig. 12.3.2.2.1 Comportamiento de una línea cortocircuitada en su extremo a la propagación de las ondas de tensión y corriente.

A esta misma conclusión podía haberse llegado sustituyendo las condiciones de contorno  $u(t, l) = 0$  en la ecuación (12.3.1.24), con lo que  $u_r = -u_i$

### 12.3.3 Línea con una impedancia terminal

Supongamos ahora que en el extremo terminal de la línea hay conectada una carga óhmica pura.

Si  $u_f$  e  $i_f$  son la tensión y corriente al final de la línea, se verificará:

$$\frac{u_f}{i_f} = R \quad (12.3.3.1)$$

Además, para la onda incidente se cumple:

$$u_i = Z_c \cdot i_i \quad (12.3.3.2)$$

y para la onda reflejada:

$$u_r = -Z_c \cdot i_r \quad (12.3.3.3)$$

Y puesto que la tensión y la corriente en cada punto, en función de las respectivas ondas incidentes y reflejadas, valen:

$$u = u_i + u_r \quad (12.3.3.4)$$

$$i = i_i + i_r \quad (12.3.3.5)$$

Sustituyendo los valores de  $u_f$  e  $i_f$  en el extremo final de la línea en la ecuación 12.3.3.1 se obtiene:

$$\frac{u_i + u_r}{i_i + i_r} = R \quad (12.3.3.6)$$

y reemplazando los valores de  $i_i$  e  $i_r$  en la ecuación 12.3.3.6 por los valores dados por 12.3.3.2 y 12.3.3.3 resulta:

$$\frac{u_i + u_r}{\frac{u_i}{Z_c} - \frac{u_r}{Z_c}} = R \quad (12.3.3.7)$$

De esta ecuación se despeja la tensión de la onda reflejada  $u_r$ , que vale:

$$u_r = u_i \frac{R - Z_c}{R + Z_c} \quad (12.3.3.8)$$

De la expresión anterior se deduce que la relación entre las tensiones reflejada e incidente es una constante  $K < 1$  de valor:

$$K = \frac{R - Z_c}{R + Z_c} \quad (12.3.3.9)$$

Es decir, la tensión de la onda reflejada tiene la misma forma que la incidente. Ambas tensiones tienen la misma forma que la de la onda incidente.

En el caso de que la resistencia terminal sea mayor que la impedancia característica,  $Z_c$ , la tensión reflejada será del mismo signo que la onda incidente. Si la resistencia  $R$  es menor que  $Z_c$ , la onda reflejada será de signo negativo y se restará de la onda incidente.

Como casos particulares se obtienen los siguientes:

- a) Para  $R = \infty$  (línea en vacío) se obtiene  $u_r = u_i$ .
- b) Para  $R = 0$  (terminal de la línea en cortocircuito) se obtiene  $u_r = -u_i$ .
- c) Para  $R = Z_c$ ,  $u_r = 0$ , no existe onda reflejada.

A la onda de tensión reflejada por la carga resistiva  $R$  le corresponderá una onda de corriente reflejada que, según la ecuación 12.3.3.3, valdrá:

$$i_r = -i_i \frac{R - Z_c}{R + Z_c} \quad (12.3.3.10)$$

Por tanto, si  $R = Z_c$ , tampoco habrá onda reflejada de corriente.

Si en lugar de una resistencia terminal, se tiene una inductancia o una impedancia, la manera de determinar la onda reflejada será similar. En general, el proceso consistirá siempre en resolver las ecuaciones 12.3.3.1 a 12.3.3.5 de la línea de transmisión junto con la ecuación de las condiciones que impone la carga terminal.

En el caso de una impedancia terminal esta ecuación en forma operacional:

$$u_f = R \cdot i_f + L p i_f \quad (12.3.3.11)$$

Reemplazando en esta ecuación  $u_f$  e  $i_f$  por los valores dados por las ecuaciones 12.3.3.4 y 12.3.3.5 se obtiene:

$$u_i + u_r = R(i_i + i_r) + Lp(i_i + i_r) \quad (12.3.3.12)$$

Sustituyendo los valores de  $i_i$  e  $i_r$  por los obtenidos de las ecuaciones 12.3.3.2 y 12.3.3.3 resulta:

$$u_i + u_r = R \left( \frac{u_i}{Z_c} - \frac{u_r}{Z_c} \right) + Lp \left( \frac{u_i}{Z_c} - \frac{u_r}{Z_c} \right) \quad (12.3.3.13)$$

Despejando  $u_r$ :

$$(R + Z_c)u_r + Lp u_r = (R - Z_c)u_i + Lp u_i \quad (12.3.3.14)$$

Al ser  $u_i$  una función dependiente del tiempo conocida. El primer miembro de la ecuación anterior será también función del tiempo y, por tanto, la ecuación diferencial será lineal de primer orden de coeficientes constantes, cuya solución general viene dada por:

$$u_r = K e^{-\frac{R+Z_c}{L}t} + \frac{1}{L} e^{-\frac{R+Z_c}{L}t} \int e^{-\frac{R+Z_c}{L}t} f(t) dt \quad (12.3.3.15)$$

## 12.4 Sobretensiones de origen externo

Como se ha visto anteriormente, estas sobretensiones que se manifiestan sobre las líneas aéreas son debidas principalmente a fenómenos atmosféricos. Estos fenómenos atmosféricos son:

- las descargas directas,
- la inducción producida por descargas indirectas,
- la inducción electrostática,
- la carga de los conductores por rozamiento con el aire,
- la carga producida al cortar la línea superficies equipotenciales diferentes.

## 12.5 Descargas atmosféricas directas entre nubes y líneas aéreas

El rayo es una descarga eléctrica entre una nube y el suelo, o entre nubes. Esta descarga presenta las siguientes peculiaridades:

- se generan tensiones, corrientes y potencias muy elevadas,
- las nubes no se comportan como una superficie conductora homogénea,
- las cargas se hallan en pequeñas gotas de agua en suspensión o en cristales de hielo, y se desplazan con relativa lentitud,

- en la descarga sólo interviene una fracción reducida de las cargas acumuladas en la nube,
- la descarga suele ser por lo general múltiple, es decir, constituida por una serie de descargas sucesivas, según el mismo trayecto del rayo,
- los intervalos de tiempo entre estas descargas múltiples suelen ser variables ( $10 \mu\text{s} + 0,1 \text{ s}$ ),
- las descargas entre una nube y el suelo son en un 90 % de los casos negativas. Su comportamiento se puede asimilar a la descarga entre esfera o placa negativa y electrodo positivo. Por tanto, la descarga alcanzará los puntos de polaridad opuesta más próximos y donde el campo eléctrico sea más intenso, es decir, los puntos de pequeños radios de curvatura y más próximos al electrodo negativo. Por lo que serán puntos preferentes para la descarga de rayos los árboles, los postes, los hilos de las líneas eléctricas, etc.

Los potenciales de las nubes con las tormentas alcanzan valores del orden de 100 MV. El campo eléctrico en las proximidades del suelo durante las tormentas es del orden del 5 kV/m a 10 kV/m. Las intensidades de corriente alcanzadas en la descarga varían entre amplios límites y suelen estar comprendidas entre los 20 kA y 60 kA. La duración de cada descarga individual responde a un frente de onda de unos 3  $\mu\text{s}$ , con una duración de la semiamplitud de 20 a 40  $\mu\text{s}$  (figura 12.5.1).

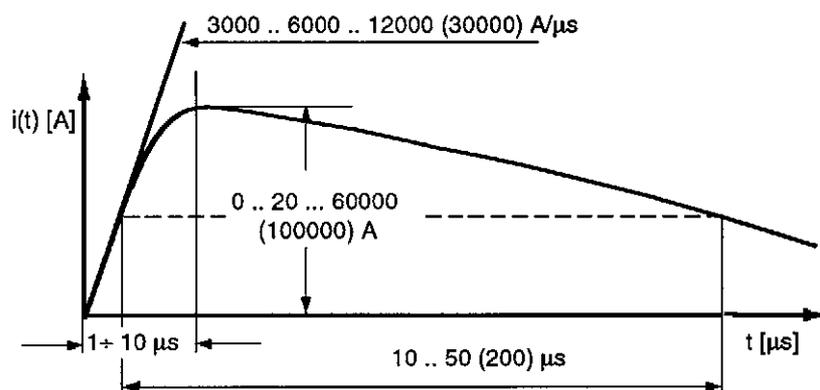


Fig. 12.5.1 Ondas de corriente de rayos sacadas de medidas experimentales.

Los rayos que alcanzan directamente la línea provocan sobre ella una fuerte descarga que fluye hacia ambos lados de la línea, desarrollando en ella una onda de potencial de frente abrupto, que es proporcional a la intensidad de la corriente y a la impedancia característica de la línea  $Z_c$ .

Si las tres fases son afectadas por una descarga directa de una intensidad de corriente  $I$ , el potencial generado será:

$$U_1 = \frac{Z_c I}{6} \quad (12.5.1)$$

Esta onda, al alcanzar los primeros aisladores de apoyo, los contornea y una parte de la carga fluye a tierra por los postes metálicos, reduciéndose el valor del potencial de la onda de  $U_1$  al valor  $U_2$ , correspondiente a la tensión de contorneamiento al choque de la cadena de aisladores. Además, por lo general la tensión  $U_2$  da origen a un efecto corona muy importante, que a su vez provoca una pérdida de energía considerable, por lo que la amplitud de la onda de tensión se reducirá progresivamente hasta un valor ligeramente superior al límite de la tensión del efecto corona  $U_c$ .

Para evitar los graves inconvenientes que un rayo directo provoca sobre los elementos de la línea se emplean hilos de tierra colocados encima de los postes metálicos y unidos en cada torre a las tomas de tierra de la misma.

## 12.6 Descargas indirectas

Son aquellas que se producen en las proximidades de la línea, como es el caso de una descarga de un rayo sobre una torre metálica o el hilo de tierra. En caso de una descarga sobre el hilo de tierra, ésta pasa a tierra en forma de ondas que recorren el hilo en los dos sentidos hasta las torres a las que está unido. Los potenciales alcanzados por la torre dependen del valor de la corriente que fluye por ella y de la impedancia aparente que ofrece la torre, que básicamente está formada por la resistencia de puesta a tierra,  $R_t$ , de la torre. Si su valor es muy elevado el potencial en la parte superior de la torre,  $R_t I$ , puede ser suficiente para que la cadena de aisladores de los hilos conductores sea contorneada por un arco inverso, inyectándose una onda móvil de tensión en la línea, de una amplitud por lo menos igual a la tensión de contorneamiento de choque de la cadena de aisladores.

Esta onda recorre la línea en los dos sentidos, amortiguándose a lo largo de la misma (figura 12.6.1).

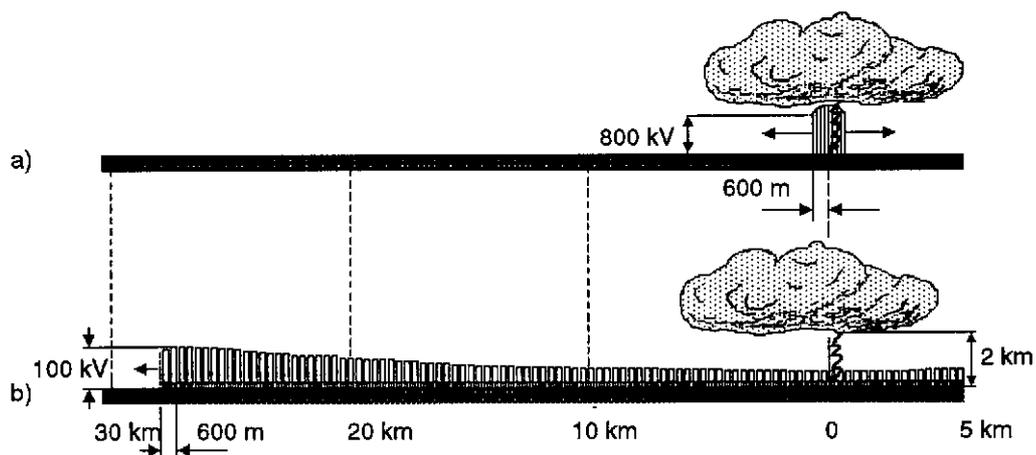


Fig. 12.6.1 Formación de la onda de tensión en una línea por la caída de un rayo sobre poste: a) después de  $10 \mu s$ ; b) después de  $100 \mu s$ .

Las ondas de origen indirecto son mucho menos temibles que las procedentes del rayo directo, por su menor amplitud si bien pueden dar lugar a graves desperfectos en partes de las líneas situadas en terrenos muy resistentes como por ejemplo en montañas desérticas y rocosas. En estos casos se hace indispensable reducir la impedancia aparente de la torre a valores bajos, del orden de las decenas de ohmio, a base de tomas de tierra muy esmeradas.

La experiencia ha puesto de manifiesto que si un rayo cae en una torre o bien en el cable de tierra en las proximidades de la torre, aproximadamente un 60% de la descarga del rayo fluye por esta torre, y el resto recorre el hilo de tierra para repartirse entre las otras torres montadas en paralelo por medio del mismo cable (figura. 12.6.2). Si el rayo incide en la mitad del vano, la distribución de la corriente es algo distinta. Puesto que con la presencia del hilo de tierra, según se ha comprobado experimentalmente, la mayor parte de las descargas producidas, tienen el carácter de arcos inversos, es importante reducir al mínimo la resistencia a tierra de las torres, no escatimando medios para mejorar la puesta a tierra.

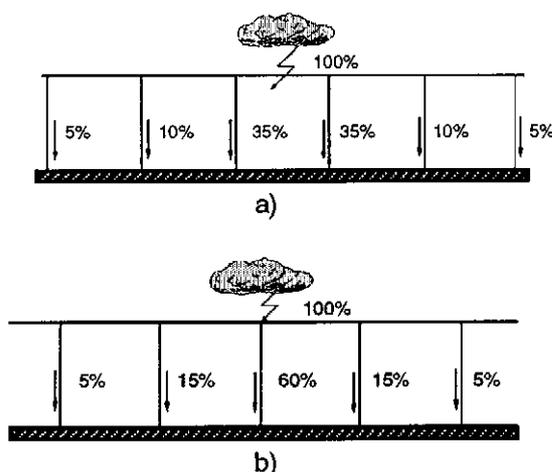


Fig. 12.6.2 Distribución de la corriente a tierra en función de donde descargue el rayo: a) en la mitad; b) en la torre.

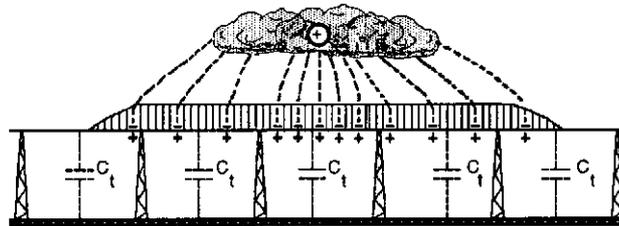
En tierras de buenas condiciones, basta un conjunto de hilos o bandas metálicas, que parten radialmente de la base de la torre enterrados a unos 70 cm de profundidad.

En terrenos difíciles, particularmente resistentes, se llega a unir mediante dos o tres cables separados entre sí algunos decímetros, tendidos bajo el suelo, los pies de las torres. Solución cara, por otra parte, que se justifica solo en casos particularmente difíciles.

## 12.7 Descargas atmosféricas por cargas estáticas inducidas

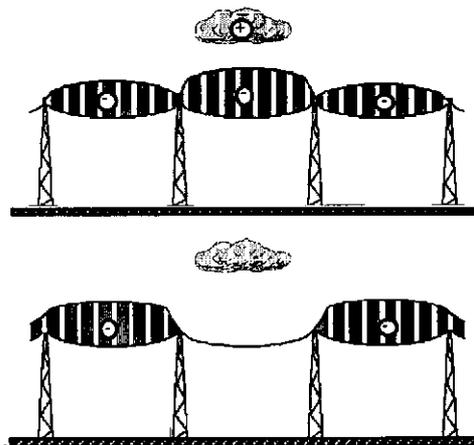
La inducción electrostática se produce por los fenómenos de influencia que se ejercen entre conductores cargados de electricidad que se encuentran próximos. Este es el caso de

una nube cargada positivamente próxima a una línea. Al estar la línea conectada a tierra por medio de los transformadores de tensión puestos a tierra, o impedancias de puesta a tierra, etc., las cargas positivas se descargan a tierra, quedando por tanto cargada la línea negativamente (figura 12.7.1). Si la nube se desplaza transversalmente o a lo largo de la línea, las cargas se desplazan al mismo tiempo, pero al ser la velocidad de las nubes moderada no es de esperar que se produzcan sobretensiones por esta causa, salvo en el caso de una línea muy corta aislada del suelo que estuviese toda ella expuesta a la acción de un frente nuboso muy próximo cargado, lo que elevará el potencial de la porción influida con respecto a tierra a valores considerables.



*Fig.12.7.1 Efecto de inducción entre una nube cargada positivamente y una línea.*

Una vez que la nube se descarga por medio de un rayo entre esta nube y otra nube cargada de signo contrario, las cargas de la línea quedan libres, lo que provoca sobretensiones proporcionales a la carga, que se propagan como ondas viajeras a la velocidad de la luz, aunque, en este caso, con un frente más bien aplanado y de poca amplitud, por lo que no suelen ser tan peligrosas como las ondas producidas por las descargas de rayos. Por esta razón, por su amplitud relativamente poco elevada y por ser su frente poco abrupto, estas ondas no suelen ser peligrosas (figura 12.7.2).



*Fig. 12.7.2 Efecto de inducción entre una nube cargada positivamente y una línea, cuando la nube pierde la carga.*

## **12.8 Carga de los conductores por rozamiento con el aire y al cortar la línea superficies equipotenciales diferentes**

Por rozamiento las partículas de polvo presentes en el aire pueden transmitir su carga a los conductores de la línea y cargarlos. Por lo que aparecen sobretensiones similares a las producidas por los efectos de inducción electrostática.

También se pueden producir sobretensiones cuando las líneas cortan diferentes superficies equipotenciales del campo eléctrico terrestre en su recorrido. Este fenómeno es especialmente intenso cuando las líneas pasan por cumbres de montaña donde los gradientes de potencial pueden ser elevados.

## **12.9 Sobretensiones de origen interno**

Estas sobretensiones están producidas por fenómenos que dependen de los elementos de la instalación. Las causas básicas que pueden originar sobretensiones de naturaleza interna son:

- variaciones grandes y rápidas de la carga de los generadores,
- la interrupción brusca de una corriente,
- contactos con tierra de uno de los hilos de la línea,
- puesta en servicio de una línea.

### **12.9.1 Variaciones grandes y rápidas de la carga en los generadores**

Variaciones grandes y rápidas de la carga y especialmente las interrupciones bruscas del circuito por avería en la línea. Estas interrupciones provocarán un efecto sobre la velocidad (embalamiento de la turbina) y f.e.m inducida en los generadores, efecto que se verá reforzado en el caso de que los generadores estén conectados a grandes líneas y la interrupción tenga lugar en un punto muy alejado de la central (efecto de capacidad). Sin embargo, las sobretensiones a frecuencia industrial que se presentan en estos casos no suelen ser muy elevadas; no suelen superar el 15 % de la tensión nominal de la red.

### **12.9.2 La interrupción brusca de una corriente en un circuito**

La apertura del circuito de una línea bajo carga puede ser el origen de una fuerte sobretensión, mucho más importante que la del caso anterior, puesto que la energía que almacena el circuito en forma de campo magnético ha de desaparecer con la interrupción de la corriente y, por tanto, habrá de transformarse en gran medida en energía electrostática. Así, por ejemplo, si en un instante dado se interrumpe una línea por la que circula una corriente  $i$ , la energía electromagnética almacenada en la inductancia  $L$  de la línea vale:

$$E_m = \frac{1}{2} L i^2 \quad (12.9.2.1)$$

Si esta energía no se disipa en forma de energía calorífica en el arco eléctrico y en la resistencia óhmica de la línea durante el tiempo que dure el arco, habrá de almacenarse en la capacidad  $C$  de la línea, en forma de energía electroestática:

$$\frac{1}{2} C u^2 = \frac{1}{2} L i^2 \quad (12.9.2.2)$$

$$u = i \sqrt{\frac{L}{C}} = i Z_c \quad (12.9.2.3)$$

El valor de  $u$  puede llegar a ser muy grande si la capacidad de la línea es pequeña y la corriente elevada.

La interrupción de líneas en vacío produce también ondas de sobretensión de frente escarpado, como las mencionadas al tratar el fenómeno de ruptura.

### 12.9.3 Contactos con tierra de uno de los hilos de la línea

Del estudio de los cortocircuitos fase a tierra se obtienen las siguientes conclusiones:

- Se produce una elevación de la tensión respecto a tierra de las fases sanas.
- Se produce una elevación rápida de la tensión del punto neutro respecto a tierra.
- El sistema formado por las corrientes capacitivas se vuelve asimétrico.
- Se tienen tensiones de paso elevadas en los puntos de derivación a tierra.

Además es posible que se funda el conductor de la fase afectada y se produzca una brusca interrupción del servicio. Sin embargo, mucho más peligrosas que las derivaciones a tierra permanentes, son aquellas que se producen de forma intermitente dando lugar a descargas oscilantes al doble de la frecuencia de la red (cada semiperiodo se ceba el arco), con ondas de tensión no senoidales y de frente muy escarpado, que se propagan a lo largo de la línea pudiendo duplicarse en los puntos donde hay cambio de resistencia. Estas ondas pueden reflejarse en el punto neutro del transformador si está conectado en estrella, duplicando de nuevo su potencial, por lo que los arrollamientos del transformador pueden estar sometidos a tensiones respecto a tierra de hasta cuatro veces la nominal. Pudiendo, además producirse circuitos oscilantes en los arrollamientos del transformador, al tener estos capacidad y autoinducción. Por este motivo, las sobretensiones originadas por esta causa son las más peligrosas.

### 12.9.4 Puesta en servicio de una línea

Con anterioridad, al estudiar las sobretensiones en una línea ideal abierta (no tiene pérdidas, y por tanto no hay amortiguamiento), se ha visto que la sobretensión alcanza teóricamente una amplitud de  $2u$ , siendo  $u$  la tensión aplicada en el origen.

### 12.9.5 Cambio de las características del circuito

Este puede ser el caso de un circuito formado por un generador conectado a través de un cable y una línea aérea a un transformador (figura 12.9.5.1). La onda de tensión al cierre del circuito experimenta un aumento de tensión en el punto X de unión del cable con la línea aérea y una reflexión sucesiva en la extremidad de ésta.

Sean  $Z_{c1}$ ,  $Z_{c2}$  y  $Z_{c3}$  las impedancias de onda del cable, de la línea y del transformador respectivamente y designamos como U a la tensión del generador.

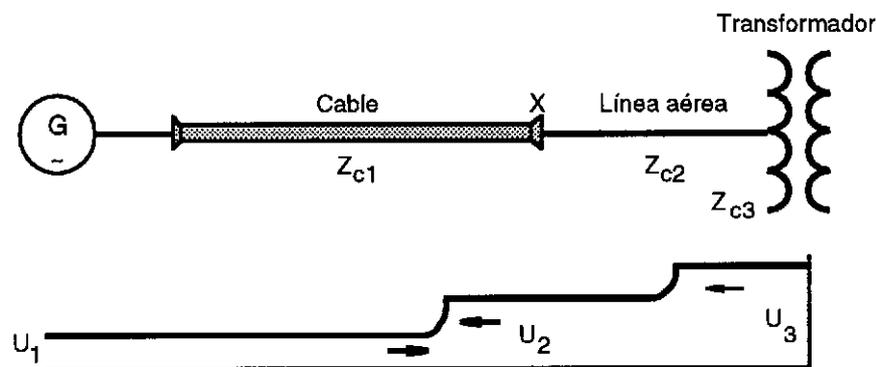


Fig. 12.9.5.1 Circuito formado por un cable una línea aérea y transformador.

En el punto de unión X del cable y la línea aérea, tenemos:

a) una tensión reflejada  $U_{r1}$  que vale:

$$U_{r1} = U_{i1} \frac{Z_{c2} - Z_{c1}}{Z_{c1} + Z_{c2}} \quad (12.9.5.1)$$

b) una onda que se transmite a la línea aérea  $U_{i2}$ :

$$U_{i2} = U_{i1} \frac{2Z_{c2}}{Z_{c1} + Z_{c2}} \quad (12.9.5.2)$$

En el punto X la corriente es la misma en ambos lados :

$$i_{i1} + i_{r1} = i_{i2} \quad (12.9.5.3)$$

siendo:

$i_{i1}$  = corriente de la onda incidente en el trozo 1

$i_{r1}$  = corriente de la onda reflejada en el trozo 1

$i_{i2}$  = corriente de la onda que se transmite en 2

Y puesto que las relaciones entre tensiones, corrientes e impedancias son:

$$i_{i1} = \frac{U_{i1}}{Z_{c1}} \quad (12.9.5.4)$$

$$i_{r1} = \frac{U_{r1}}{Z_{c1}} \quad (12.9.5.5)$$

$$i_{i2} = \frac{U_{i2}}{Z_{c2}} \quad (12.9.5.6)$$

se obtiene:

$$\frac{U_{i1} - U_{r1}}{Z_{c1}} = \frac{U_{i2}}{Z_{c2}} \quad (12.9.5.7)$$

$U_{i1}$  = tensión de la onda incidente

$U_{r1}$  = tensión de la onda reflejada

$U_{i2}$  = tensión de la onda que se transmite

Las tensiones en el punto X son también idénticas:

$$U_{i1} + U_{r1} = U_{i2} \quad (12.9.5.8)$$

Por tanto:

$$U_{r1} = \frac{Z_{c2} - Z_{c1}}{Z_{c1} + Z_{c2}} U_{i1} \quad (12.9.5.9)$$

$$i_{i1} = \frac{U_{i1}}{Z_{c1}} \quad (12.9.5.10)$$

$$U_{i2} = U_{i1} \frac{2Z_{c2}}{Z_{c2} + Z_{c1}} \quad (12.9.5.11)$$

$$i_{r1} = -\frac{U}{Z_{c1}} \quad (12.9.5.12)$$

En los bornes del transformador se tendrá una sobretensión por reflexión dada por la fórmula calculada antes para  $U_{r1}$ .

$$U_{r3} = U_{i2} \frac{Z_{c3} - Z_{c2}}{Z_{c3} + Z_{c2}} \quad (12.9.5.13)$$

$$U_{r3} = U_{i1} \left( \frac{2Z_{c2}}{Z_{c1} + Z_{c2}} \right) \left( \frac{Z_{c3} - Z_{c2}}{Z_{c3} + Z_{c2}} \right) \quad (12.9.5.14)$$

La tensión resultante alcanzará, pues, sobre la línea el valor:

$$U_{i2} + U_{r3} \quad (12.9.5.15)$$

Este valor puede ser elevado, llegando a producirse arcos a tierra en las cajas terminales del cable y algunas veces perforaciones en éste o descargas a la masa en los transformadores.

Finalmente, hay que señalar que cualquiera que sea el origen de la sobretensión, ésta desaparecerá cuando toda la energía inherente a ella se haya disipado.

## 12.10 Bibliografía

- [1] Buchhold-Happoldt: *Centrales y redes eléctricas*. Editorial Labor. Barcelona, 1974.
- [2] Cortes, M.: *Centrales eléctricas*. C.P.D.A., E.T.S.I.I., Barcelona, 1980.
- [3] Happoldt, H.; Oeding, D.: *Elektrische Kraftwerke und Netze*. Springer-Verlag. Berlín, 1978.
- [4] Ras, E.: *Teoría de líneas eléctricas*. Vol. 2. Marcombo S.A., Barcelona, 1975.
- [5] Ramírez, J.: *Estaciones de transformación y distribución*. CEAC. Barcelona, 1972.
- [6] Roth, A.: *Técnica de la alta tensión*. Ed. Labor S.A., Barcelona, 1966.

## Capítulo 13 Dispositivos de protección contra sobretensiones y coordinación del aislamiento

### 13.1 Dispositivos de protección contra sobretensiones

Las sobretensiones en la red deben combatirse y atajarse sin tardanza antes de que se perforen los aislantes y de que se destruyan o dañen los aparatos de la instalación. Por ello, los relés de sobretensión fracasan ante este cometido debido a su tiempo de operación relativamente elevado (10 ms).

Básicamente se pueden distinguir tres tipos de dispositivos de protección contra las sobretensiones:

- Explosores de varilla .
- Pararrayos a expulsión.
- Descargadores de sobretensión.

### 13.2 Explosores

Un explosor está constituido por dos electrodos metálicos dispuestos uno frente al otro y separados entre sí una distancia de hasta 6 m, de los cuales uno está, la mayoría de las veces, conectado a tierra a fin de derivar la sobretensión a tierra. La tensión de cebado del arco depende de la distancia entre las extremidades de los electrodos, de la forma de la onda de tensión y de su polaridad (figura 13.2.1).

El nivel de protección no queda perfectamente definido a causa de la dispersión, de la tensión de perforación y del retardo a la perforación (de 0,7 a 1  $\mu$ s) para una onda normalizada.

En la figura 13.2.2 se pueden ver los explosores colocados en los pasatapas de un transformador trifásico de distribución.

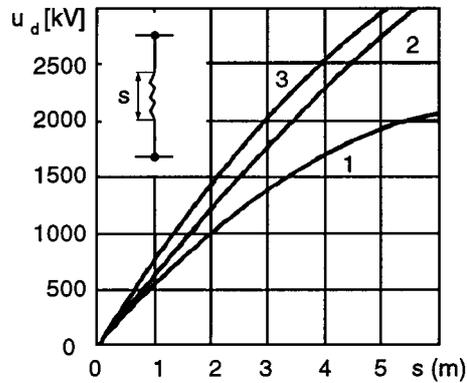


Fig. 13.2.1 Tensión de perforación  $u_d$  de un explosor de varilla contra tierra para una onda normalizada. 1 para 50 Hz, 2 para una onda positiva  $1/50 \mu s$ , 3 para una onda negativa  $1/50 \mu s$ .  $s$  = Separación de los electrodos.

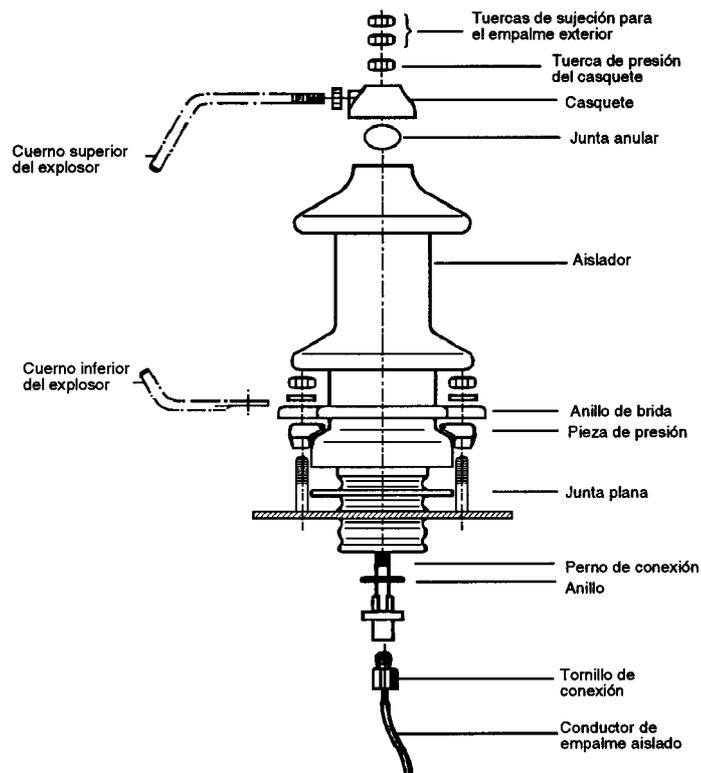


Fig. 13.2.2 Explosor montado en bornes de un pasatapas (AEG) de 24 kV (UNESA 5201 B 3.03).

### 13.3 Pararrayos a expulsión

Son explosores dotados de un gran poder de ruptura. Estos pararrayos están constituidos por un tubo aislante T (figura 13.3.1) en cuyo interior se hallan los electrodos de un explosor  $E_1$ , con un nivel de cebado de arco bien definido. Un cilindro metálico C rodea el tubo aislante y forma el electrodo de un explosor exterior, constituido por el cilindro y un vástago unido a masa.

El tubo aislante está constituido por un material que se volatiliza bajo la acción del calor que desarrolla el arco (fibra, ebonita, plexiglás, etc.). Los gases producidos en gran abundancia y poco conductores contribuyen enérgicamente al soplado del arco.

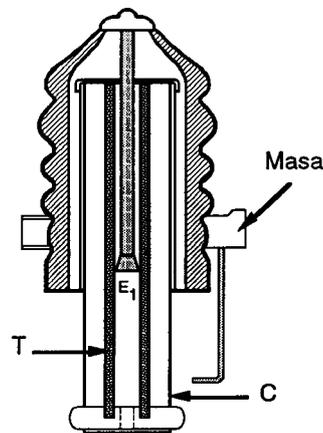


Fig. 13.3.1 Pararrayos a expulsión.

### 13.4 Descargadores de sobretensión

Los descargadores de sobretensión son aparatos que se intercalan en derivación entre las líneas eléctricas, cables y transformadores y la tierra. Su misión es proteger el material eléctrico contra las sobretensiones de origen atmosférico.

Un descargador está constituido esencialmente por un explosor múltiple conectado en serie con una resistencia óhmica cuya magnitud depende de la tensión aplicada (figuras 13.4.1 y 13.4.2).

Esta resistencia tiene una característica tensión intensidad de corriente dada por la expresión:

$$I = kU^{\frac{1}{\alpha}} \quad (13.4.1)$$

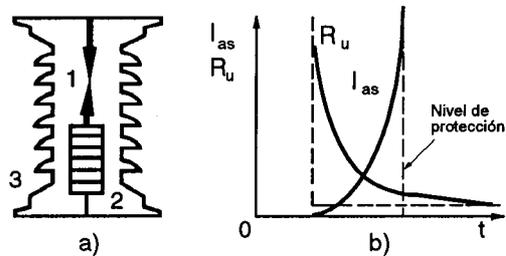


Fig. 13.4.1 Descargador de sobretensión: a) Constitución: 1 = Explosor; 2 = Resistencia dependiente de la tensión  $R_u$ ; 3 = Carcasa. b) Características de la resistencia dependiente de la tensión  $R_u$  y de la corriente de descarga  $I_{as}$ .

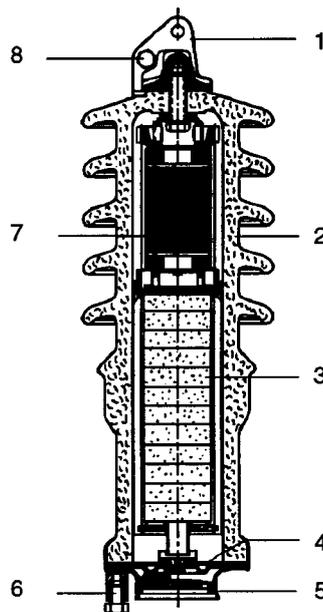


Fig. 13.4.2 Sección de un descargador de sobretensión SAW (AEG). 1: Pieza de conexión; 2: Aislador; 3: Discos de resistencia; 4: Membrana de sobrepresión; 5: Casquete protector; 6: Toma de tierra; 7: Explosor; 8: Conexión de tensión.

Los valores de  $\alpha$  están comprendidos entre 0,15 y 0,50. Además, este tipo de resistencias tienen un coeficiente de variación de la resistencia con la temperatura negativo.

El explosor 1 se regula para que no pueda saltar un arco para la tensión dinámica máxima de la red, es decir, para la tensión que pueda alcanzarse entre un conductor y tierra bajo la

acción de defectos de carácter interno, valor que depende de cómo está puesto a tierra el punto neutro de la red.

Para tensiones de servicio superiores a los 20 kV se suelen emplear por lo general dos o más descargadores parciales conectados en serie. Los descargadores para tensiones superiores a 60 kV van provistos de un anillo de guarda en su cabeza para ajustar la tensión de actuación.

En la figura 13.4.3 se dan las características de protección de los descargadores de sobretensión que se suelen colocar al final de una línea aérea en una subestación. Y así, por ejemplo, una sobretensión de 1000 kV sobre una línea queda reducida por un descargador de sobretensión, cuya tensión nominal es 110 kV, a 340 kV en la subestación.

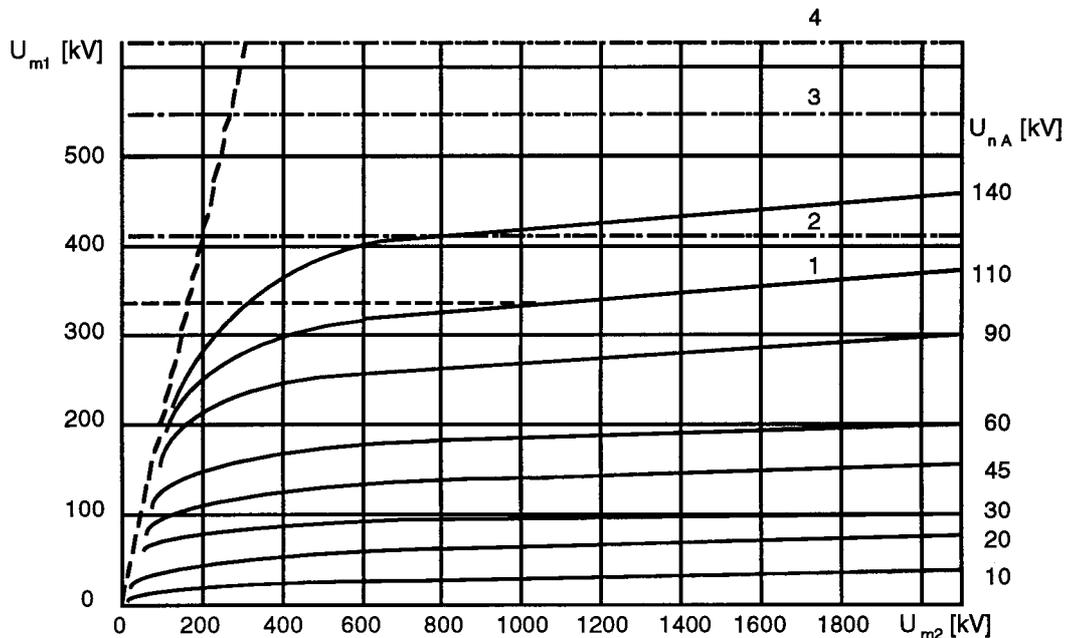


Fig. 13.4.3 Características de protección (—) y nivel de protección (---) de los descargadores de sobretensión (AEG). 1: Característica de protección para 110 kV; 2: nivel de protección (415 kV) para la serie 110 (tensión 110 kV); 3: Nivel de choque inferior (550 kV, 1/50  $\mu$ s) para la serie 110; 4: Nivel de choque superior (630 kV, 1/50  $\mu$ s) para la serie 110, (- - -), ( $U_{m1}$  = Tensión en la subestación,  $U_{m2}$  = Tensión en la línea).

Esta tensión dinámica medida en valor eficaz depende de la posición del punto neutro de la red, según esté o no unido a tierra directamente o a través de una resistencia, una reactancia o una impedancia cualquiera.

En redes perfectamente reguladas, si el neutro está unido a tierra por una impedancia lo suficientemente baja para que entre las impedancias homopolar y de secuencia inversa se verifique:  $Z_0 < 3 \cdot Z_2$ , se puede admitir que la tensión dinámica máxima de la red,  $U_d$ , vale :

$$U_d = 1,4 \frac{U_l}{\sqrt{3}} \approx 0,8 U_l \quad (13.4.2)$$

siendo:

$U_l$  = La tensión de línea de la red.

En caso de que la red tenga el neutro aislado o esté unido a tierra por una impedancia elevada, de modo que no se cumpla la condición anterior, la tensión dinámica máxima vale:

$$U_d = U_l \quad (13.4.3)$$

Cuando en las redes se esperan grandes variaciones de tensión, al reducirse bruscamente la carga por la apertura de un interruptor automático, como puede ser en el caso de redes alimentadas por alternadores hidráulicos (embalamientos), se deberán incrementar los valores anteriores en un 15 % o 20 %.

Cuando aparece una sobretensión exterior tal que ceba el explosor a través del arco y de las resistencias propia,  $R_e$ , y de puesta a tierra,  $R_t$ , la línea queda unida a tierra, derivándose hacia el suelo la sobrecarga que acompaña a la onda de sobretensión. La tensión en los bornes del pararrayos y de los aparatos conectados en derivación con él, queda limitada al valor:

$$U_e = (R_e + R_t) I_t \quad (13.1.4)$$

Una vez ha cesado el paso de la corriente de descarga la tensión normal de la línea determinará en el pararrayos, aún cebado, el paso de una cierta corriente (corriente de fuga), cuyo valor dependerá de los que tengan aquellas resistencias.

En ausencia de la resistencia propia del pararrayos, la línea quedaría prácticamente en cortocircuito con tierra dado el reducido valor de la resistencia del arco de cebado.

El pararrayos debe asegurar la ruptura de esta corriente de fuga en el menor tiempo posible, una vez la línea ha quedado descargada. A tal efecto convendrá que la resistencia que presente en este caso el pararrayos sea lo suficientemente elevada para que la potencia cedida por la red a través de la corriente de fuga sea pequeña. Además, es necesario que durante el paso de la corriente de descarga, la tensión en, bornes del pararrayos quede por bajo del valor límite que pueden soportar los aparatos por él protegidos, lo que exige valores de  $R_e$  no demasiado elevados.

Estas dos condiciones que parecen antagonistas se consiguen gracias a las resistencias variables con la tensión.

Los pararrayos de resistencia variable designados como limitadores de sobretensión de efecto valvular, o descargadores de sobretensión (figuras 13.4.4 y 13.4.5) están constituidos por un cierto número de explosores y de elementos resistentes montados en serie y colocados en el interior de un cuerpo cilíndrico de porcelana. Cada explosor está conectado en paralelo con una resistencia y con un condensador al objeto de obtener un reparto uniforme de la tensión entre los diversos explosores, de forma que la tensión de cebado sea más estable y la extinción de la corriente de fuga quede favorecida. Los elementos resistentes tienen forma de discos con las caras metalizadas.

La parte superior del pararrayos se protege con una caperuza metálica, en donde se dispone el borne de conexión a la línea. La parte inferior es una base metálica fijada al cuerpo de porcelana y unida eléctricamente a la resistencia variable, con un borne para su conexión a tierra.

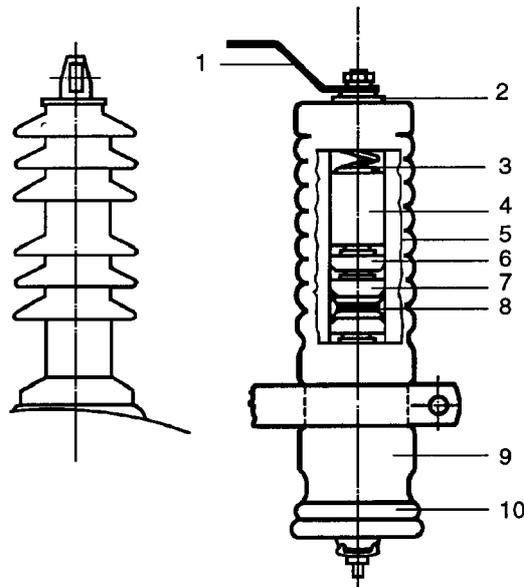


Fig. 13.4.4 Constitución de un pararrayos con soplado magnético "Magne-válvula" de GEE. 1 = Electrodo del explosor exterior con el aislador; 2 = Cierre superior con junta de goma; 3 = Resorte que asegura un buen contacto de todas las partes internas; 4 = Válvula de Thyrite; 5 = Porcelana con suficiente distancia de rastreo; 6 = Entrehierros formados por anillos concéntricos alojados en platos de esteatita; 7 = Platos de esteatita de alta resistencia al arco y gran rigidez dieléctrica; 8 = Bobina creadora de campo magnético; 9 = Placa de características; 10 = Tapa de cierre de material no férreo, que comprime y retiene la junta.

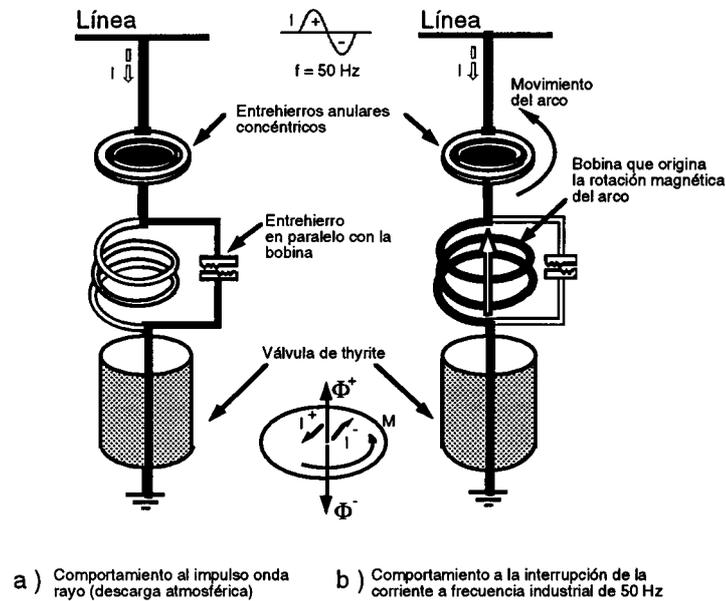


Fig. 13.4.5 Principio de funcionamiento de un pararrayos con soplado magnético "Magneválvula" de GEE: a) En trazo lleno se representa el camino recorrido por la corriente de descarga que pasa por el entrehierro pre-ionizado, en paralelo con la bobina; b) En trazo lleno se representa el camino recorrido por la corriente de 50 Hz que se establece a continuación. Obsérvense las flechas que indican el sentido de la corriente, del flujo y del movimiento del arco ( $I$  = Corriente;  $\Phi$  = Flujo y  $M$  = Movimiento del arco).

La figura 13.4.6 muestra al efecto de una onda de choque al alcanzar un pararrayos autovalvular. Como se observa, cuando la tensión del frente de la onda es igual a la tensión de cebado del arco dependiente de la distancia entre los explosores, saltará un arco entre éstos, si bien la tensión no empieza a disminuir hasta que la resistencia inicia su trabajo de descarga.

La tensión de cebado del explosor se expresa en función de la tensión nominal  $U_n$  de la red por la expresión:

$$U_p = K \sqrt{2} U_n \quad (13.1.5)$$

siendo  $K$  un coeficiente dependiente de las características del pararrayos. Suele tomarse como correcto un valor de  $K = 2,4$ .

Los parámetros más importantes que definen el comportamiento en servicio de un pararrayos son (CEI):

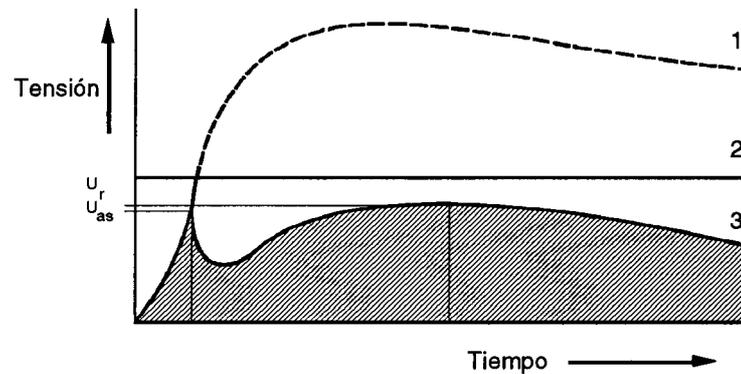


Fig. 13.4.6 Comportamiento de un descargador sobretensión AVT (AEG) ante una onda de choque. 1 = Tensión sin descargador; 2 = Nivel de protección según VDE; 3 = Tensión en el descargador,  $U_{as}$  = Tensión de cebado del descargador y  $U_r$  = Tensión residual del descargador.

- Corriente de fuga:** Es la corriente que la tensión de la red mantiene en el pararrayos durante un tiempo mas o menos largo, una vez ha cesado la corriente de descarga.
- Tensión de extinción del arco:** Es el valor más elevado de la tensión de servicio que interrumpe la corriente de fuga.
- Tensión residual:** Es el valor máximo de la tensión en bornes del pararrayos durante el paso de la corriente de descarga.
- Poder de descarga nominal :** Es el valor más elevado de la corriente de descarga, bajo el cual la tensión en bornes del pararrayos no excede el valor especificado.
- Poder de descarga máximo:** Es el valor de la onda de corriente de breve duración y de mayor amplitud que el pararrayos deja pasar un cierto número de veces a intervalos de tiempo determinados, sin que se produzcan averías en él, ni sufrir modificaciones que pueden perjudicar su posterior funcionamiento.

En la tabla 13.4.1 se dan las características de pararrayos autovalvulares, con soplado magnético para tensiones de hasta 42 kV.

Los pararrayos deben instalarse lo más próximos posible a las partes que se desean proteger cuando estas están conectadas a las líneas aéreas, o bien en los puntos de enlace de las líneas aéreas a cables.

Por otra parte la masa de los aparatos a proteger deberá unirse por una conexión directa, lo más corta posible al borne de tierra del pararrayos.

**Tabla 13.4.1** Características de los pararrayos tipo BHF5d de 1,5 a 42 kV (Isodel-Sprecher).

<b>Características:</b>							
Corriente de descarga nominal: 10 kA (8/20 $\mu$ s)							
Corriente de descarga para ondas rectangulares: 300 A (2000 $\mu$ s)							
Corriente de descarga límite 100 kA (4/10 $\mu$ s)							
<b>Características de protección</b>							
Tensión nominal (eficaz) [1]	Tensión de cebado (eficaz) a la frecuencia de servicio (48...62 Hz)		Tensión de cebado máxima (cresta) para tensiones de choque (1,2/50 $\mu$ s)		Tensión residual máxima (cresta) para corrientes de choque (8/20 $\mu$ s) de:		
	Valor mínimo	Valor máximo	100%	Frente [2]	5 kA	10 kA	20 kA
[kV]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]	[kV]
4,5	8,5	10,0	14,0	16,0	14,0	15	17
7,5	14,0	16,0	22,0	25,0	22,0	24	28
10,5	20,0	23,0	31,0	38,0	31,0	34	39
12,0	22,0	25,0	36,0	42,0	36,0	39	44
15,0	28,0	32,0	44,0	51,0	44,0	49	55
16,5	31,0	35,0	48,0	56,0	48,0	54	61
19,5	36,0	42,0	57,0	66,0	57,0	63	72
24,0	44,0	51,0	70,0	81,0	70,0	77	88
30,0	55,0	64,0	88,0	100,0	88,0	97	110
36,0	66,0	76,0	106,0	122,0	106,0	116	132
42,0	77,0	89,0	124,0	143,0	124,0	135	154

[1] Tensión de servicio máxima admisible en bornes del pararrayos según la Publ. CEI 99.  
Se dispone de todos los valores intermedios e inferiores a los indicados con un escalonamiento de 1,5 kV (Interpolación lineal de las características correspondientes).

[2] Pendiente según Publ. CEI 99.

### 13.5 Líneas de tierra superiores

Son los conductores colocados paralelamente a los hilos de las líneas eléctricas aéreas de alta y muy alta tensión, a cierta altura por encima de éstos, con la misión de proteger la conducción eléctrica contra las sobretensiones de origen atmosférico.

Según la franja que abarcan los hilos de línea se disponen uno o dos hilos de tierra, los cuales se fijan directamente a la masa de las torres metálicas y se conectan a tomas de tierra a intervalos muy próximos.

La zona de protección óptima de un hilo de tierra viene representada en la figura 13.5.1.

Por tanto, para que los hilos de la línea eléctrica queden dentro de esta zona, la altura del hilo de tierra por encima de los conductores debe ser:

$$h = 1,75 \cdot d \quad (13.5.1)$$

siendo :

$d$  = La distancia del conductor a la vertical que pasa por el hilo de tierra.

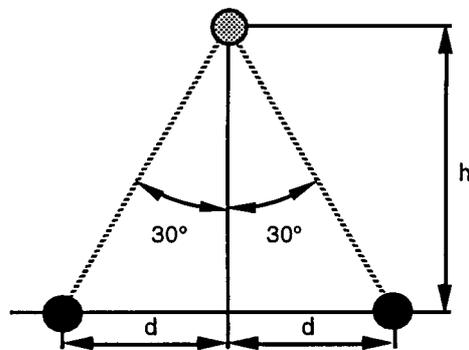


Fig. 13.5.1 Ángulo de protección de una línea de tierra.

Esta altura puede limitarse si se emplean dos líneas de tierra. En la figura 13.5.2 se muestra la zona de protección de cada una de las líneas de tierra.

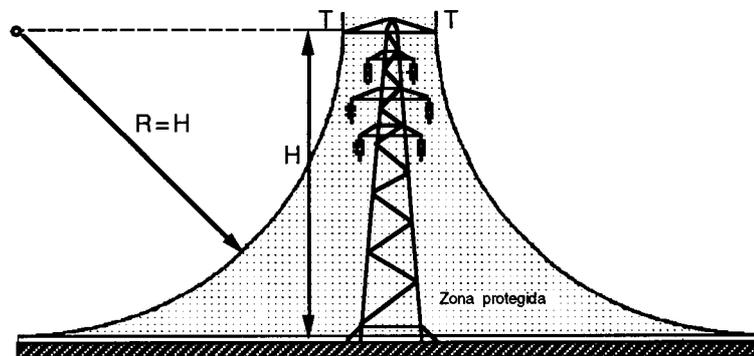


Fig. 13.5.2 Protección de una línea con dos líneas de tierra ( $T$  = Hilos de tierra).

Las líneas de tierra deben estar conectadas a tierra por conductores de muy pequeña resistencia para evitar arcos de retorno sobre los aisladores. La sección de los conductores de tierra debe ser suficiente para soportar las fuertes sobreintensidades que pueden presentarse.

### 13.6 Coordinación del aislamiento

La misión de la coordinación del aislamiento es evitar que las sobretensiones causen daños al material eléctrico y cuando resulte antieconómico evitarlas, localizar las descargas en puntos donde no pueden causar daños ni provocar interrupciones en el servicio. Para lograr este objetivo es necesario que exista un escalonamiento del aislamiento en las distintas partes de la instalación. Por ello, la coordinación consiste básicamente en establecer la correlación necesaria entre las condiciones de resistencia de aislamiento del material eléctrico y las características de los dispositivos de protección.

Las sobretensiones de origen interno pueden reducirse disponiendo de forma adecuada los elementos que constituyen la instalación. Para la coordinación de aislamiento sólo se tienen en cuenta las sobretensiones de origen atmosférico. Por lo tanto, en las estaciones transformadoras habrá que buscar un valor conveniente para fijar el valor mínimo de aislamiento. Cuanto mayor sea este valor, menores serán las interrupciones, pero también aumentarán los costes y viceversa.

Lo primero que deberá hacerse será elegir el grado de aislamiento mínimo considerando que la amplitud de la tensión de choque se reducirá la mitad o menos al cabo de 50  $\mu$ s. Además, la experiencia permite considerar que la mayor parte de las veces la tensión de descarga superficial difiere poco de la tensión de respuesta de choque del 50% , entendiéndose por tal aquella tensión de onda normalizada que tiene una amplitud de cresta tal, que de cada 10 choques se producen cinco contorneamientos, esto es, el 50 %. Por lo tanto, parece justificado basar la coordinación del aislamiento en este valor de la tensión de choque.

Con objeto de localizar las descargas superficiales o contorneamientos inevitables en los puntos donde produzcan menores daños, bastará realizar dos niveles diferentes de aislamiento: el uno para todo el material, y el otro, inferior, para uno o varios lugares en los que se producirán los contorneamientos eventuales. Pero este sistema de escalonamiento no es eficiente, pues no admite reserva de seguridad, puesto que, si por cualquier causa fallara el dispositivo de protección, la descarga se produciría en el mismo material dando lugar a graves daños. De ahí la necesidad de adoptar otro nivel, intermedio de aislamiento que actúe como reserva.

Es decir, que básicamente la coordinación de aislamiento se hace a base de tres niveles de aislamiento:

- *Un nivel mínimo:* constituido por los pararrayos o descargadores de sobretensión, explosores.
- *Un nivel medio:* conseguido mediante aisladores o distancia de separación en el aire.
- *Un nivel máximo:* aislantes sólidos y líquidos en el interior de transformadores y aparatos, distancias entre contactos abiertos, etc.

Se distinguen dos tipos de coordinación:

- Coordinación interior.
- Coordinación exterior.

En la coordinación interior las máquinas y aparatos se coordinan por sí mismos (figura 13.6.1) mientras que en la coordinación exterior no hay escalonamiento del material (figura 13.6.2).

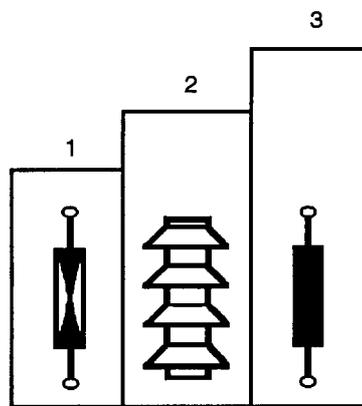


Fig. 13.6.1 Disposición esquemática de la coordinación interior de los elementos que constituyen una estación transformadora: 1 = Pararrayos; 2 = Aislamiento exterior; 3 = Aislamiento interior.

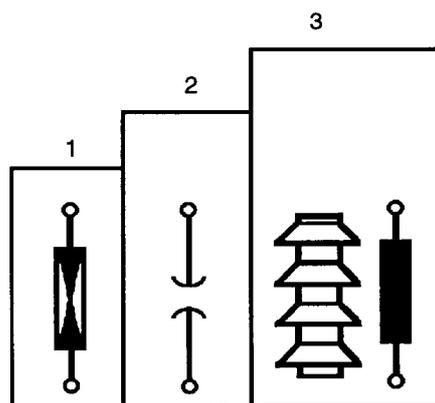


Fig. 13.6.2 Disposición esquemática de la coordinación exterior de los elementos que constituyen una estación transformadora: 1 = Pararrayos; 2 = Explosor; 3 = Aislamiento exterior e interior.

La coordinación exterior se diferencia de la interior por el hecho de que el nivel medio está constituido por explosores especiales montados separadamente del material y no por el aislamiento exterior del mismo.

A igualdad de los correspondientes niveles de aislamiento los gastos de instalación son algo menores para la coordinación interior.

En lo que se refiere a coordinación entre líneas y estaciones transformadoras, en principio existen dos soluciones posibles. La primera consiste en aislar la línea más débilmente que las estaciones, con ello éstas no estarán sometidas a sobretensiones peligrosas. La segunda solución consiste en aislar fuertemente las líneas para tener en las mismas pocas perturbaciones y dejar que se produzcan los contorneamientos inevitables en lugares determinados de las estaciones transformadoras, o antes de ellas.

En la práctica se utiliza esta segunda solución, atendiendo a la circunstancia de que las sobretensiones se amortiguan rápidamente en el recorrido de las líneas, y en las estaciones transformadoras son menos elevadas.

Con este sistema de coordinación de tres escalones es aconsejable que entre ellos se den las siguientes relaciones:

- El nivel 2 debe ser un 25% más elevado que el nivel 1.
- El nivel 3 debe ser un 15% más elevado que el nivel 2.

En la figura 13.6.3 se representa esquemáticamente la coordinación del aislamiento en tres escalones.

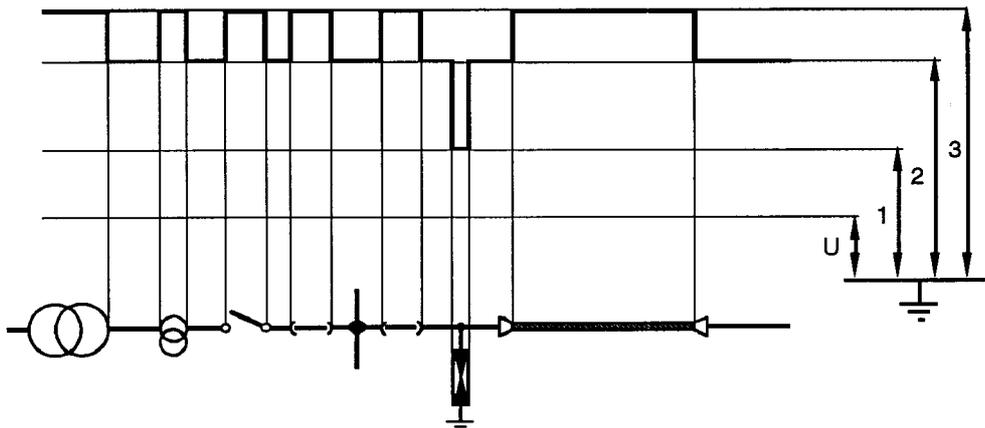


Fig. 13.6.3 Coordinación de aislamiento en tres escalones:  $U$  = Tensión nominal; 1 = Nivel inferior de aislamiento inferior, correspondiente al pararrayos; 2 = Nivel medio correspondiente a los aisladores exteriores, soportes, pasamuros y caja terminal del cable; 3 = Nivel superior que corresponde a los aislamientos internos de los transformadores de potencia, de medida, y de los cables.

### 13.7 Bibliografía

- [1] Buchhold-Happoldt: *Centrales y redes eléctricas*. Editorial Labor. Barcelona, 1974.
- [2] Cortes , M.: *Centrales eléctricas*. C.P.D.A., E.T.S.I.I, Barcelona, 1980.
- [3] Flosdorff, R.; Hilgarth, G. : *Elektrische Energieverteilung*. B.G. Teubner. Stuttgart, 1973.
- [4] Happoldt, H.; Oeding, D.: *Elektrische Kraftwerke und Netze*. Springer-Verlag. Berlín, 1978.
- [5] Ramírez, J.: *Estaciones de transformación y distribución*. CEAC. Barcelona, 1972.
- [6] Roth, A.: *Técnica de la alta tensión*. Ed. Labor S.A., Barcelona, 1966.
- [7] Wellauer, Max: *Einführung in die Hochspannungstechnik*. Verlag Birkhäuser. Basel 1954.
- [8] Weedy, B.M.: *Sistemas eléctricos de potencia*. Ed. Reverté, S.A. Barcelona, 1978.

## Capítulo 14 La puesta a tierra

### 14.1 Definición de la puesta a tierra

La denominación "puesta a tierra" comprende toda la ligazón metálica directa, sin fusibles ni protección alguna, de sección suficiente entre determinados elementos o partes de una instalación y un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo, con objeto de conseguir que en el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima al terreno, no existan diferencias de potencial peligrosas y que al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de falta o de descarga de origen atmosférico (MI-BT039 § 2).

### 14.2 Objetivo de la puesta a tierra

Las puestas a tierra se establecen con objeto, principalmente, de limitar la tensión que con respecto a tierra puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en el material utilizado (MI-BT039 § 1).

### 14.3 Elementos de la puesta a tierra

Las puestas a tierra constan fundamentalmente de las siguientes partes:

#### Conductores de unión.

*Línea de enlace con el electrodo de tierra:* Cuando existe un punto de puesta a tierra, se denomina línea de enlace con el electrodo de tierra, a la parte de la línea de tierra comprendida entre el punto de puesta a tierra y el electrodo, siempre que el conductor esté fuera del terreno o colocado aislado del mismo ( MIE-RAT 01§32).

Los conductores que constituyan las líneas de enlace con tierra serán de cobre o de otro metal de alto punto de fusión y su sección será ampliamente dimensionada de forma que cumpla las siguientes condiciones:

- a) Resistirá la máxima corriente de falta prevista durante un máximo de 2 s.
- b) En todo caso, sección mínima de 35 mm<sup>2</sup> en cobre o equivalente en otro material, es decir, la sección del material será tal que tenga la misma conductancia que un cable de cobre de 35 mm<sup>2</sup>.

*Línea de tierra:* Es el conductor o conjunto de conductores que une el electrodo de tierra con una parte de la instalación que se haya de poner a tierra, siempre y cuando los conductores estén fuera del terreno o colocados en él, pero aislados del mismo (MIE-RAT 01§33).

### **Electrodos.**

*Electrodo de tierra:* Conductor, o conjunto de conductores, enterrados que sirven para establecer una conexión con la tierra. Los conductores no aislados, colocados en contacto con tierra para la conexión al electrodo, se considerarán parte de éste ( MEI-RAT 01§20).

### **Punto de puesta a tierra.**

*Punto de puesta a tierra.:* Es un punto situado fuera del suelo que sirve de unión entre la línea de enlace con tierra y la línea principal de tierra.

El punto de puesta a tierra estará constituido por un dispositivo de conexión (regleta, placa borne, etc.) que permita la unión entre los conductores de las líneas de enlace y principal de tierra, de forma que mediante útiles apropiados puedan separarse éstas, con el fin de poder realizar la medida de la resistencia de tierra (MI-BT 039§3.1).

### **La puesta a tierra propiamente dicha.**

Tiene por objeto establecer en ciertos puntos de la instalación el mismo potencial de la tierra. Atendiendo a la función que desempeñan, se pueden clasificar en puestas a tierra de:

- protección,
- servicio o del sistema

### *Poner o conectar a tierra.*

Unir eléctricamente con la tierra una parte del circuito eléctrico o una parte conductora no perteneciente al mismo por medio de la instalación de tierra.

### *Puestas a tierra de protección.*

Es la conexión directa a tierra de las partes conductoras de los elementos de una instalación no sometidos normalmente a tensión eléctrica, pero que pudieran ser puestos en tensión por averías o contactos accidentales, a fin de proteger a las personas contra contactos con tensiones peligrosas.

## **14.4 Tecnología de las tomas de tierra**

Las formas y los materiales de los electrodos o tomas de tierra empleados en las instalaciones eléctricas son variados. Básicamente, los electrodos presentan las formas de:

- picas,
- placas,
- conductores enterrados horizontalmente,
- mallas.

**Picas:** En las instalaciones eléctricas simples se suelen utilizar picas, que son electrodos metálicos que se introducen en el terreno de forma vertical (figura 14.4.1) y cuya resistencia de puesta a tierra puede obtenerse de una manera estimada por la expresión:

$$R = \frac{\rho}{L} \quad (14.4.1)$$

siendo:

$\rho$  = La resistividad aparente del terreno [ $\Omega \cdot m$ ].

$L$  = La longitud de la pica [m].

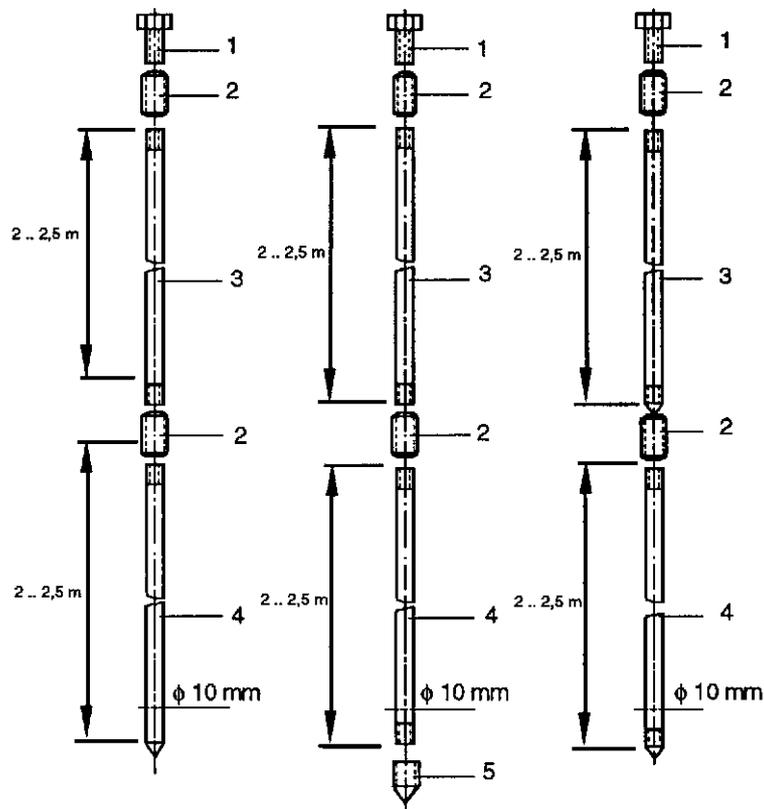


Fig. 14.4.1 Tipos de picas: 1= Protector o sufridera; 2= Manguito de acoplamiento; 3 y 4 = Electrodo de tierra; 5 = Puntera.

Existen picas fabricadas en los siguientes materiales:

- Tubos de acero galvanizado, con un diámetro exterior mínimo de 25 mm.
- Perfiles de acero dulce galvanizado, con 60 mm de lado como mínimo.
- Barra de cobre o barra de acero recubierta de cobre, con un diámetro exterior mínimo de 14 mm.

El espesor del cobre, en estas últimas no será inferior a los 2 mm.

La longitud mínima de las picas no será inferior a 2 m.

*Placas:* Se fabrican a partir de:

- cobre, con un espesor mínimo de 2 mm,
- hierro galvanizado, con un espesor mínimo de 2,5 mm.

La superficie mínima de las placas (figura 14.4.2) no será inferior a 0,5 m<sup>2</sup>. Para la puesta a tierra de apoyos de líneas aéreas y columnas de alumbrado, cuando lo necesiten, serán suficientes electrodos que tengan en conjunto una superficie de contacto con el terreno de 0,25 m<sup>2</sup>.

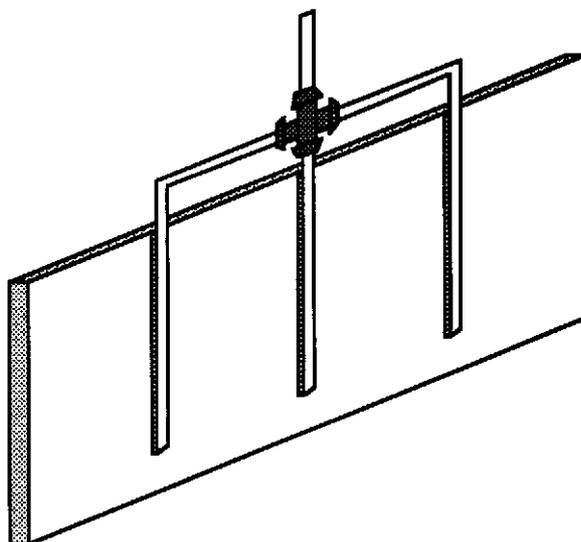


Fig. 14.4.2 Placa.

Como superficies de contacto con el terreno, para las placas se consideran las dos caras, mientras que para los tubos sólo cuenta la superficie externa de los mismos.

Se colocarán en el terreno en posición vertical y en caso de que sea necesaria la colocación de varias placas, se separaran unos 3 metros unas de otras (MI -BT 039 § 6.2.1).

La resistencia de puesta a tierra de una placa puede obtenerse de una manera estimada por la expresión:

$$R = 0,8 \cdot \frac{\rho}{P} \quad (14.4.2)$$

siendo:

$\rho$  = La resistividad aparente del terreno [ $\Omega \cdot m$ ].

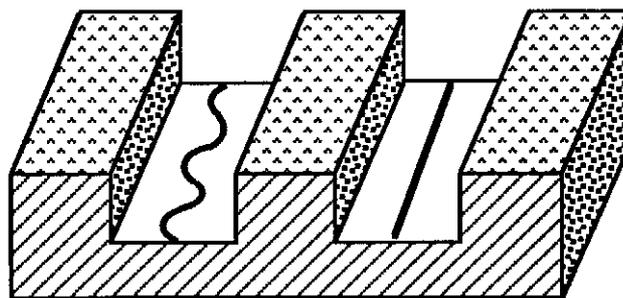
$P$  = El perímetro de la placa [m].

*Conductores enterrados horizontalmente.* Se emplean:

- Cable de cobre macizo o de varios alambres de cobre, con una sección mínima de 35 mm<sup>2</sup>.
- Pletina de cobre, con una sección de 35 mm<sup>2</sup> y 2 mm de espesor.
- Alambres de acero de 20 mm<sup>2</sup> de sección recubiertos por una capa de cobre de 6 mm<sup>2</sup> de sección.

La resistencia de puesta a tierra estimada de un conductor enterrado horizontalmente, viene dada por la expresión:

$$R = 2 \cdot \frac{\rho}{L} \quad (14.4.2)$$



#### 14.4.3 Conductor enterrado.

Los electrodos deberán estar enterrados a una profundidad mínima de 50 cm (MI -BT 039 § 6.2.3). Excepcionalmente si la resistividad de la capa superficial del terreno es muy pequeña y muy inferior a las capas más profundas, se admite que la profundidad de los electrodos pueda reducirse a 30 cm.

En el caso de que sea necesario hacer empalmes o prolongaciones de los conductores de puesta a tierra se habrá de tener en cuenta que:

- a) la sección del conductor se debe mantener,
- b) las uniones entre ellos u otro tipo de electrodo se realizarán mediante soldadura de alto punto de fusión (soldadura aluminio-térmica).

*Mallas.* Se forman disponiendo diversos conductores enterrados horizontalmente y formando una cuadrícula.

Así, por ejemplo, se puede formar una malla durante la construcción de los cimientos de un edificio, uniendo los pilares metálicos o de hormigón armado entre sí mediante conductores de cobre de 35 mm<sup>2</sup> de sección enterrados horizontalmente a 50 cm de la superficie del terreno (figura 14.4.4).

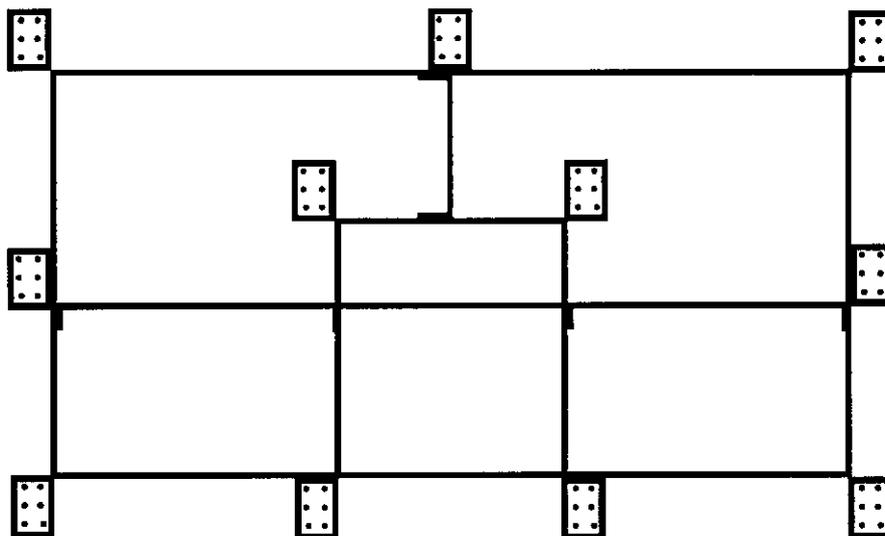


Fig. 14.4.4 Malla de un edificio.

La mayoría de los sistemas de puesta a tierra de instalaciones importantes, como por ejemplo subestaciones, centros de transformación, etc., se construyen a base de una malla de conductores de cobre enterrados en el terreno reforzándose dicha malla mediante picas montadas en la periferia de la misma (figura 14.4.5).

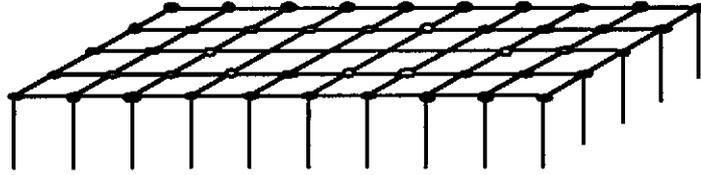
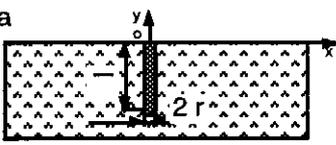
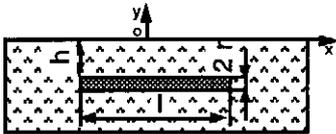
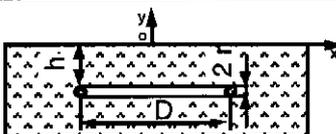
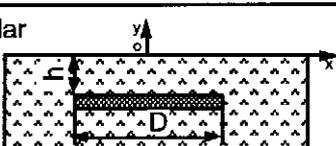
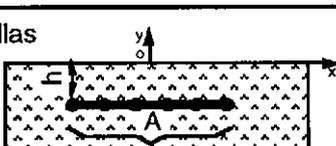
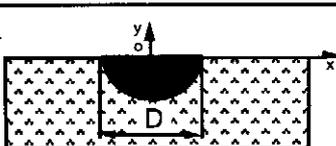


Fig. 14.4.5 Refuerzo de una malla de una subestación con picas.

En la tabla 14.4.1 se dan las resistencias de puesta a tierra de otras configuraciones o electrodos.

Tabla 14.4.1 Fórmulas de cálculo de las resistencia de puesta a tierra.

Tipo de toma de tierra	Resistencia de propagación	
	Ecuación exacta	Ecuación aproximada
Tubo / barra 	$R = \frac{1,15 \rho}{\pi \cdot l} \log \frac{2 \cdot l}{r}$	$R = \frac{\rho}{l}$ $2 \text{ m} < l < 10 \text{ m}$
Fleje $2r < h < \frac{l}{5}$ 	$R = \frac{2,3 \rho}{\pi \cdot l} \log \frac{l}{\sqrt{2rh}}$	$R = \frac{1,9 \rho}{l}$ $20 \text{ m} < l < 100 \text{ m}$ $h = 80 \text{ cm}$
Anillo $h > 0,5 \text{ m}$ 	$R = \frac{\rho}{6,6 \cdot D} \log \frac{4D}{r}$	$R = \frac{\rho}{1,6 \cdot D}$ $5 \text{ m} < D < 50 \text{ m}$ $s = 95 \text{ mm}^2$
Placa circular $h > 0$ 	$R = \frac{\rho}{4D} \left( 1 + \frac{2}{\pi} \text{arc tg} \frac{D}{4h} \right)$	$R = \frac{\rho}{2,1D}$ $25h < D$
Red de mallas $h > 0,2 \text{ m}$ 	$R = \frac{0,5 \rho}{\sqrt{A}}$	—
Semiesfera $h = 0$ 	$R = \frac{\rho}{\pi D}$	—

## 14.5 Corrosión de los elementos de puesta a tierra

Todo material convertido en electrodo e introducido en un terreno más o menos húmedo se corroe con mayor o menor rapidez, debido a las siguientes causas:

- a) Reacción química entre el agua del terreno y el electrodo.
- b) Ataque de los agentes químicos contenidos en el terreno.
- c) Corrientes eléctricas que atraviesan el terreno.
- d) Corrientes galvánicas.

La influencia de los agentes químicos, junto con la humedad, pueden corroer rápidamente los electrodos, si éstos no están protegidos convenientemente.

Las fábricas de productos químicos, el agua del mar, etc., pueden producir corrosión de los electrodos.

Las corrientes galvánicas producidas por el contacto entre los diferentes materiales pueden llegar en el peor de los casos a la destrucción de piezas metálicas colocadas en el terreno.

La corrosión galvánica es el proceso electroquímico equiparable al que ocurre en una pila y que se produce cuando dos metales diferentes están en contacto por medio de un electrolito. Esta corrosión se presenta de manera permanente en los metales enterrados. La presencia de sales disueltas (electrolito) en el terreno facilita la circulación de corriente. Uno de los metales actúa como ánodo y el otro como cátodo cuando existe una conexión entre ellos a través de un cable o conductor eléctrico (figura 14.5.1).

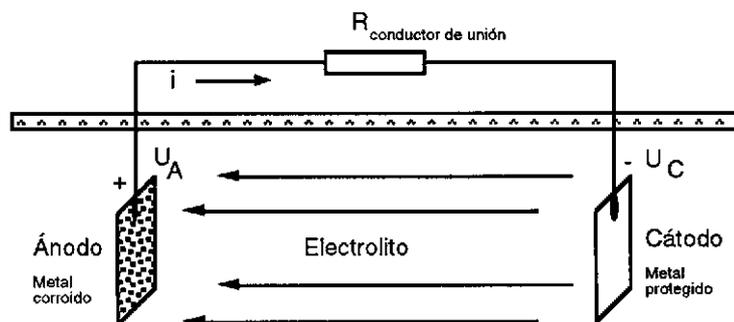
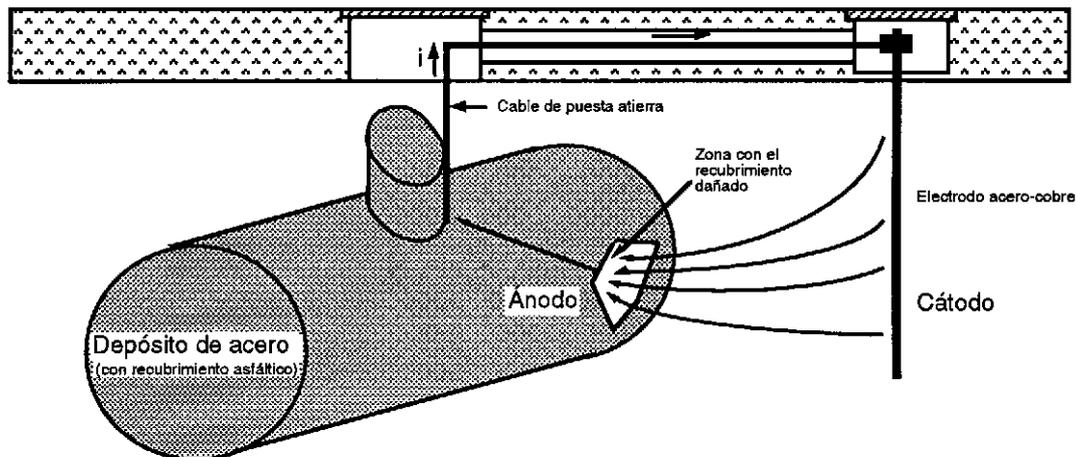


Fig.14.5.1 Célula galvánica.

Estas corrientes se originan por la interacción entre las armaduras metálicas de los edificios, las conducciones metálicas del agua o de otras instalaciones, las cimentaciones de hormigón armado, etc.

Para evitar este proceso de descomposición se puede utilizar una protección catódica, a base de colocar próximos a la pieza a proteger electrodos enterrados y unidos a la misma mediante un conductor. Los electrodos serán de un material tal que se comporten como ánodos y se consuman lentamente evitando que se deteriore la pieza a proteger. En la figura 14.5.2 se representa la corrosión que sufre un depósito de acero recubierto por una capa asfáltica cuando ésta se deteriora y el depósito está puesto a tierra por medio de una pica de acero-cobre. Esto podría evitarse utilizando una protección catódica del depósito mediante electrodos de zinc.

La otra forma más apropiada de luchar contra la agresión electroquímica de los electrodos es el perfecto conocimiento de los electrolitos dominantes del terreno y de su interacción sobre los diferentes metales que se utilizan para fabricar los electrodos.



*Fig. 14.5.2 Formación de una célula galvánica entre un depósito de acero recubierto de asfalto y puesto a tierra por medio de una pica de acero-cobre cuando el recubrimiento asfáltico se daña.*

Los materiales más utilizados son el cobre, el hierro o el acero galvanizado, aunque dependerán de la agresión del terreno.

A continuación se describe el comportamiento a la corrosión de los metales utilizados más frecuentemente como electrodos de tierra.

#### *Corrosión del cobre.*

Resiste, generalmente, a la corrosión, a excepción de los suelos alcalinos o en medios amoniacales (agua de estiércol); también le atacan las cenizas y escorias. Sin embargo, al ser muy catódico respecto al hierro, crea problemas graves de corrosión al acero enterrado y conectado a tierra. El cobre en las arcillas no sufre ningún ataque de corrosión bacteriana.

#### *Corrosión del hierro.*

En el hierro galvanizado suelen corroerse más las partes enterradas a mayor profundidad que las superficiales y, de éstas, la zona inmediata bajo la superficie más rápidamente que la que se encuentra al aire libre. El hierro en las arcillas puede sufrir una fuerte corrosión bacteriana.

#### *Corrosión del aluminio, magnesio y zinc.*

La corrosión del aluminio suele ser rápida en el suelo alcalino. Aluminio, magnesio y zinc no son aptos para electrodos de puesta a tierra. Se corren rápidamente al conectarlos al acero.

#### *Corrosión del plomo.*

En terrenos de gran resistividad su corrosión suele ser rápida, aunque puede paliarse dando a las partes enterradas un potencial negativo por medio de un dispositivo de protección catódica adecuado.

#### *Corrosión del acero.*

Su comportamiento es muy variable, dependiendo del tipo de revestimiento:

- a) El acero natural sufre una fuerte corrosión cuando no está protegido (mediante capas asfálticas o de otro tipo).
- b) El acero recubierto de zinc se comporta como zinc puro y no crea problemas de corrosión al acero enterrado, tanto mientras dura la capa de zinc como al perderla.
- c) El acero dulce blindado con cromo- níquel se corroe menos que el cobre y apenas influye en la corrosión del acero conectado a él, resultando un excelente electrodo de puesta a tierra.

Como regla práctica contra la corrosión catódica se colocará un ánodo de zinc por cada 100 m<sup>2</sup> de red mallada y en el centro de la misma. Si la puesta a tierra se hace por medio de una sola pica, el ánodo se colocará a una distancia de la misma de 0,6 m (figura 14.5.3). Si la puesta a tierra se hace por medio de varias picas, se colocará un ánodo de zinc por cada tres picas, y se situará en el centro del triángulo que éstas forman.

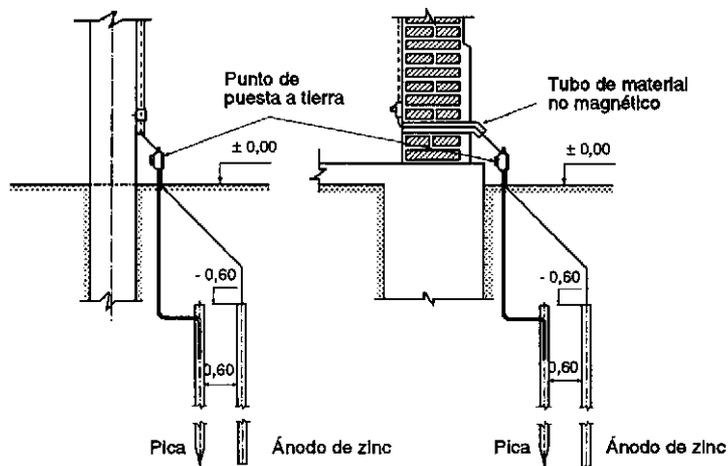


Fig. 14.5.3 Protección galvánica de un electrodo.

## 14.6 Revisión y mantenimiento

Para que la puesta a tierra mantenga su eficacia es conveniente una revisión y mantenimiento periódicos de la misma.

La forma de mantener el valor de la resistencia de tierra es mediante:

- a) regado periódico de los electrodos. Para tal fin, en las puestas a tierra se disponen conductos de humedecimiento de las mismas (figuras 14.6.1, 14.6.2 y 14.6.3).

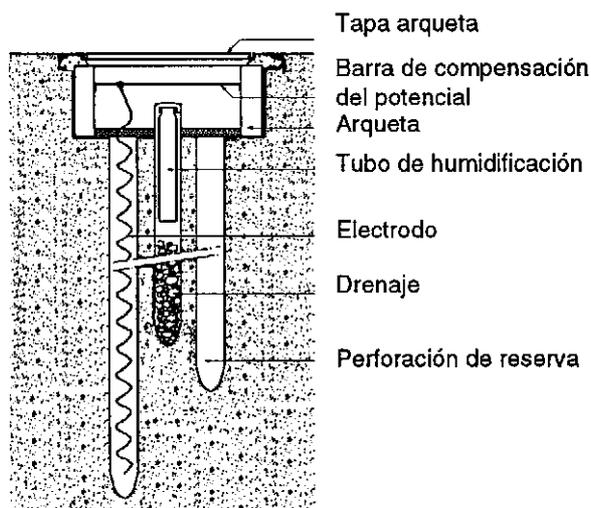


Fig. 14.6.1 Puesta a tierra de electrodo simple.

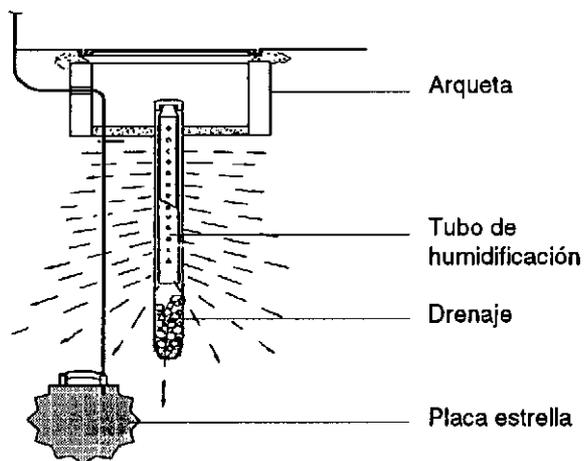


Fig. 14.6.2 Puesta a tierra mediante placa.

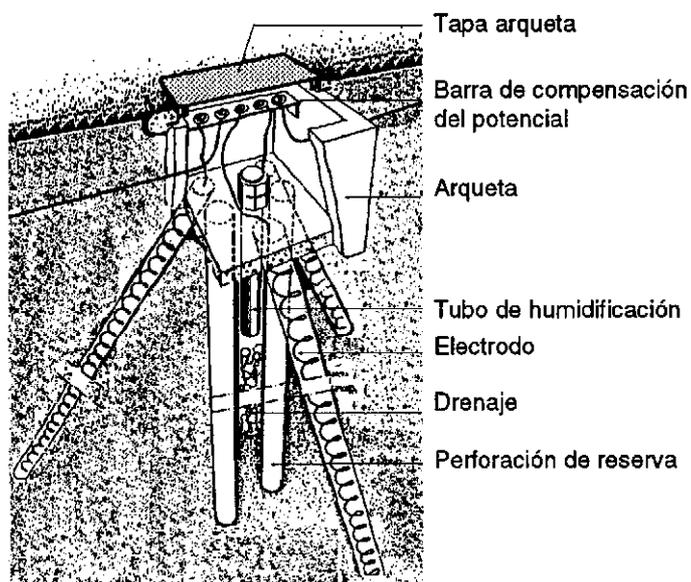


Fig. 14.6.3 Puesta a tierra mediante electrodo múltiple (Ingesco).

b) elevación del contenido de sales del terreno mediante tratamientos específicos con sales y geles (duración estimada 6 a 8 años).

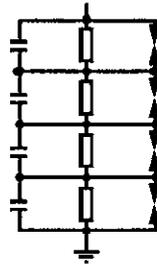
## 14.7 Bibliografía

- [1] EDF: *Principes de conception et de réalisation des mises à la terre*. NI H115. Enero, 1984.
- [2] Hasse, P.; Wiesinger, J.: *Handbuch für Blitzschutz und Erdung*. VDE-Verlag. Berlín, 1982.
- [3] Llaverias, J.; Salmeron, J.: *Puestas a tierra de las instalaciones eléctricas*. UPB. Vilanova i la Geltrú, 1981.
- [4] Koch W.: *Erdungen in Wechselstromanlagen über 1 kV*. 3. Aufl. Springer-Verlag Berlín, 1961.
- [5] UNESA: *Guía técnica sobre cálculo diseño y medida de instalaciones de puesta a tierra en redes de distribución*. Diciembre de 1985.

## Capítulo 15 La tierra como conductor

### 15.1 La tierra como conductor

El comportamiento de los electrodos de tierra enterrados en el suelo puede estudiarse mediante el circuito de la figura 15.1.1.



*Fig. 15.1.1 Circuito equivalente de un sistema de puesta a tierra .*

Según se muestra, la mayoría de los terrenos se comportan como un dieléctrico en paralelo con un conductor de resistencia  $r$ .

Para nuestros estudios podemos representar el terreno como una resistencia pura. El valor de su resistividad es constante para los gradientes de potencial habituales. Este modelo simplificado no es válido para estudiar su comportamiento frente a ondas de frente escarpado o elevada frecuencia.

### 15.2 Resistividad del terreno

Para el estudio de la resistividad del terreno nos encontramos ante dos alternativas: que el suelo sea homogéneo o que sea heterogéneo.

Cuando es heterogéneo sus superficies equipotenciales no son semiesferas sino que se deforman en función de las variaciones de resistividad del terreno (figura 15.2.1).

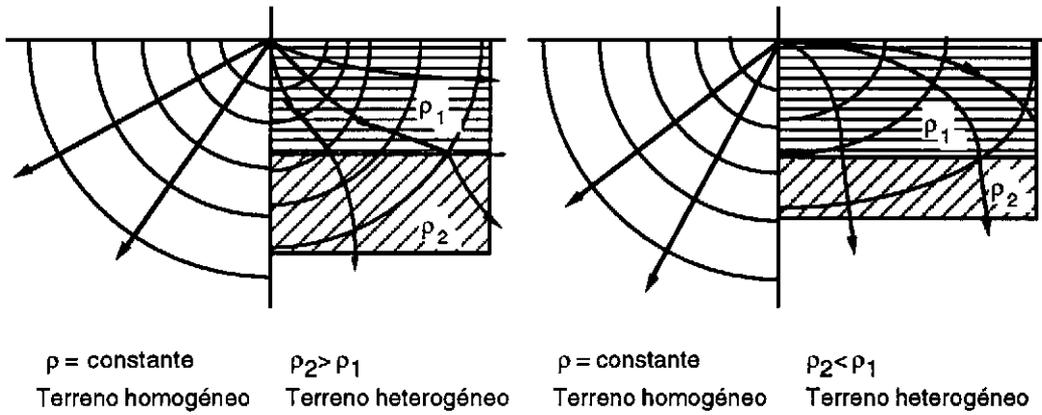


Fig. 15.2.1 Forma de las superficies equipotenciales para terrenos homogéneos y heterogéneos estratificados de resistividad variable.

Cuando el terreno es menos conductor en el subsuelo que en la capa superficial, los flujos de la corriente evacuada por la instalación de puesta a tierra penetran menos rápidamente en el terreno que en el caso de que éste fuera homogéneo.

Se admitirá la simplificación sancionada por la práctica de considerar el terreno dividido en dos capas horizontales, la superior, de espesor  $h$  y resistividad  $\rho_1$ , y la inferior, de profundidad sin límite y resistividad  $\rho_2$ , pudiendo ocurrir  $\rho_1 \leq \rho_2$  (figura 15.2.2).

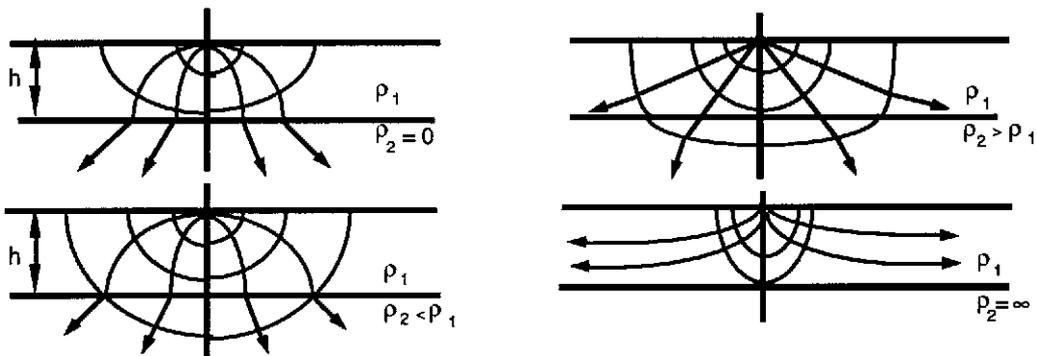


Fig. 15.2.2 Superficies equipotenciales y líneas de corriente alrededor de una puesta a tierra puntual en un modelo bicapa.

La resistividad del terreno,  $\rho$ , es la resistencia que presenta al paso de la corriente un cubo de terreno de un metro de arista (figura 15.2.3). En la tabla 15.2.1 se dan las resistividades [ $\Omega.m$ ] del terreno en función de su naturaleza.

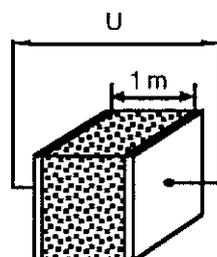


Fig. 15.2.3 Resistividad del terreno.

Tabla 15.2.1 Resistividades del terreno en función de su naturaleza.

Naturaleza del terreno	Resistividad [ $\Omega \cdot m$ ]
Terrenos pantanosos	4 + 30
Limo	20 + 100
Humus	10 + 150
Turba húmeda	5 + 100
Arcilla plástica	50
Margas y arcillas compactas	100 + 200
Margas del jurásico	30 + 40
Arena arcillosa	50 + 500
Arena silíceas	200 + 3000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 + 500
Suelo pedregoso desnudo	1500 + 3000
Calizas blandas	100 + 300
Calizas compactas	1000 + 5000
Calizas agrietadas	500 + 1000
Pizarras	50 + 300
Rocas de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedente de alteración	1500 + 10000
Granitos y gres muy alterados	100 + 600

### 15.2.1 Efectos que influyen sobre la resistividad

#### a) Efecto de gradiente de tensión.

La resistividad del terreno no se ve afectada por el gradiente de tensión, salvo que se exceda cierto valor crítico, que dependerá del tipo de suelo, pero que es del orden de varios kV/cm (por eso figuran descargadores en el esquema de la figura 15.1.1).

Si se sobrepasa dicho valor podemos tener descargas disruptivas (efecto corona con el suelo como dieléctrico).

No obstante, el diseño de las subestaciones impone límites más estrictos debido a las tensiones de paso y contacto, por lo que podemos asumir el estar siempre por debajo de dichos valores críticos.

*b) Efecto de la humedad.*

La conducción de la corriente en el terreno es un fenómeno esencialmente electrolítico. La humedad facilita la disolución de las sales en iones positivos y negativos, que se encargan de transportar la corriente eléctrica en el terreno. Debido a ello, la resistividad aumenta bruscamente cuando el contenido de humedad es inferior al 15 % en peso; sin embargo, no se ve afectada por la humedad para valores superiores al 22 % (figura 15. 2.1.1 ).

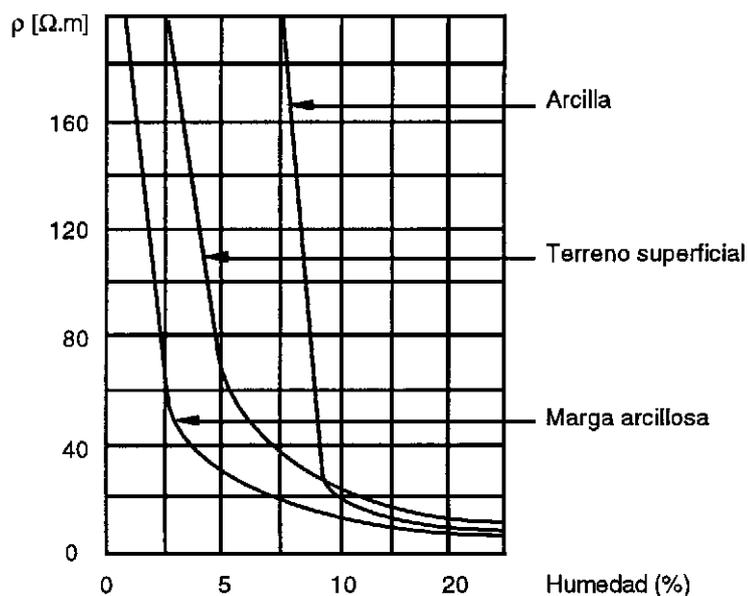


Fig. 15. 2.1.1 Influencia del estado higrométrico sobre la resistividad.

*c) Efecto de la temperatura.*

Al aumentar la temperatura disminuye la resistividad (figura 15.2.1.2). Al alcanzar el suelo temperaturas inferiores a 0° C se congela el agua, lo que impide el movimiento de los iones, aumentando por tanto su resistividad. Como medida de precaución los electrodos se deben enterrar, en zonas con peligro de heladas, a mayor profundidad (mayor inercia térmica del subsuelo).

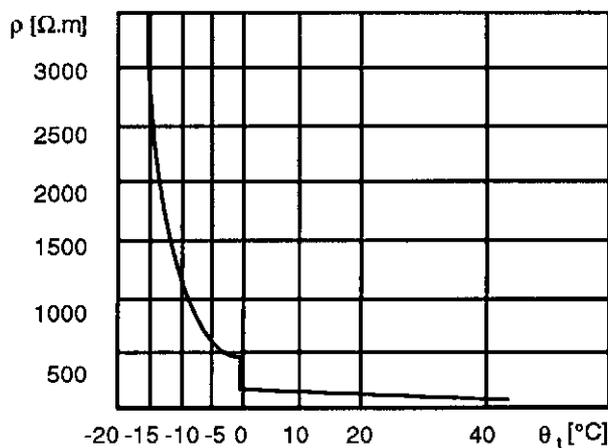


Fig. 15. 2.1.2 Influencia de la temperatura sobre la resistividad:  $\rho$  = Resistividad del terreno;  $\theta_1$  = Temperatura del terreno.

d) Efecto de la magnitud de la corriente de puesta a tierra.

La corriente que pasa de los electrodos a tierra en caso de defecto puede modificar los valores de la resistividad del terreno en las proximidades de los mismos (se admiten valores de hasta 200 A/m<sup>2</sup> durante 1 s).

e) Efecto de la salinidad del terreno.

La resistividad del terreno puede variar considerablemente al variar la salinidad del mismo, como puede verse en la figura 15.2.1.3. Este fenómeno puede utilizarse para modificar la resistividad de un terreno determinado a base de un tratamiento adecuado del mismo con sales.

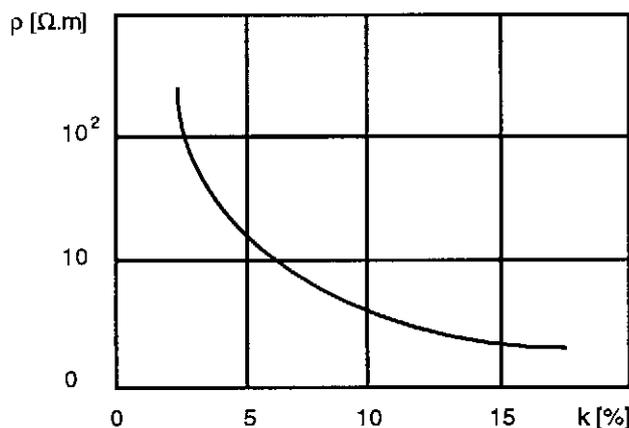


Fig. 15. 2.1.3 Influencia de la salinidad sobre la resistividad:  $\rho$  = Resistividad del terreno;  $k$  = concentración.

### 15.3 Medida de la resistencia de tierra

Dado que la composición del terreno suele ser heterogénea, no se puede hacer una estimación fiable de la resistividad basándose en asociar el terreno donde está ubicada la instalación de puesta a tierra a una resistividad media,  $\rho_a$ , ponderada entre los diferentes componentes o estratos del terreno y su espesor, y utilizar ésta para calcular la resistencia de puesta a tierra de la instalación. Más bien es necesario e imprescindible realizar la medición de la resistencia de puesta a tierra sobre el terreno.

Las mediciones deben realizarse en numerosos puntos de la zona que ocupará la instalación de puesta a tierra, pues ésta puede variar tanto cuando el punto se desplaza en el plano horizontal, manteniendo una profundidad constante, como cuando variamos la profundidad de hincado de la pica. De ahí la necesidad de una modelización del terreno en capas de distinto espesor y resistividad.

Por lo anteriormente expuesto la resistividad del terreno debe medirse a diferentes profundidades y con corriente alterna para evitar los fenómenos electrolíticos de la corriente continua, y a distinta frecuencia de la industrial, para evitar las interferencias con corrientes de tierra inyectadas por otros sistemas.

Como métodos de medida caben destacar: El método de Wenner o método de las cuatro picas y el método simétrico o de Schlumberger- Palmer.

#### *Método de Wenner:*

Se disponen cuatro picas alineadas e igualmente separadas entre sí y dispuestas simétricamente respecto al punto donde se desea medir la resistividad. No es necesario que la profundidad de estas picas sea mayor de 0,30 m (figura 15.3.1).

Con este método se obtiene la resistividad media de todas las capas del suelo hasta una profundidad  $h$ , cuyo valor es aproximadamente:  $h = 3a / 4$ .

La resistividad se obtiene como:

$$\rho_a = \frac{4\pi a R_m}{1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4h^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + h^2}}} \quad (15.3.1)$$

siendo:

$a$  = Separación entre picas.

$h$  = Profundidad de enterramiento.

$R_m$  = La resistencia medida.

$$R_m = \frac{U}{I} \quad (15.3.2)$$

Cuando la profundidad de enterramiento de la pica cumple la condición  $h \leq 0,1 a$ , la expresión anterior se puede simplificar como:

$$\rho_a = 2\pi a R_m \tag{15.3.3}$$

Conocida la resistividad del terreno es posible, por ejemplo, calcular la resistencia de difusión de una pica de diámetro  $d$  enterrada una longitud  $h$ , como:

$$R = 0,366 \frac{\rho}{h} \log \frac{3h}{d} \tag{15.3.4}$$

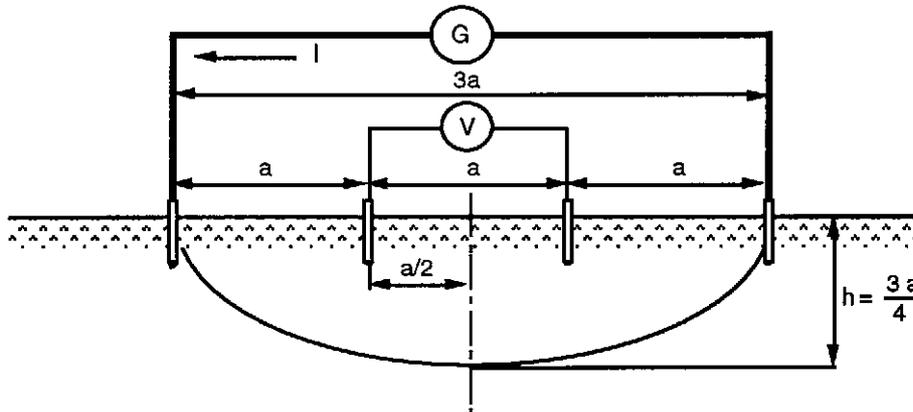


Fig. 15.3.1 Esquema de principio para la medida de la resistividad media del terreno según el método de Wenner.

Metodo simétrico:

En este método las picas ya no están separadas por igual sino que se disponen simétricamente respecto del punto en que se quiere medir la resistividad del terreno (figura 15.3.2).

En este caso la expresión de la resistividad aparente, para una profundidad de enterramiento  $h = L/2$ , viene dada por:

$$\rho_a = \frac{\pi (L^2 - l^2)}{2l} R_m \tag{15.3.5}$$

siendo:

$L$  = Distancia entre las picas exteriores y el punto de medida.

$l$  = Distancia entre las picas interiores y el punto de medida.

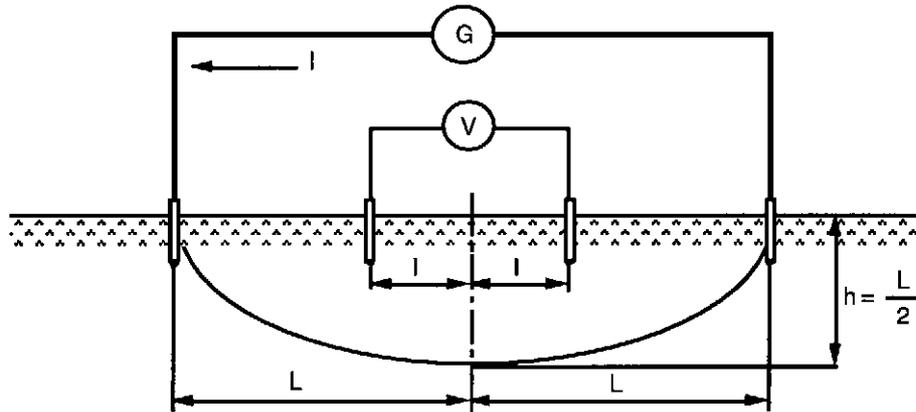


Fig. 15.3.2 Esquema de principio para la medida de la resistividad media del terreno por el método simétrico.

#### 15.4 Gradiente de potencial alrededor de una toma de tierra

Hemos visto que un electrodo de tierra se puede caracterizar por su resistencia de propagación, que se puede definir como la resistencia que existe entre él y un punto de medida suficientemente alejado (como mínimo 20 m). Se puede determinar de una manera sencilla para un electrodo en forma de semiesfera, supuesto el terreno homogéneo y con una resistividad constante  $\rho$ , sin ser necesario más que integrar los elementos diferenciales de resistencia formados por una serie indefinida de casquetes esféricos concéntricos y de espesor  $dr$  (figura 15.4.1) es decir, la resistencia de propagación del electrodo en forma de semiesfera vale:

$$R = \int_{D/2}^{\infty} \frac{\rho}{2\pi r^2} dr = \frac{\rho}{\pi D} \quad (15.4.1)$$

Y el potencial  $\Psi$  de un electrodo semiesférico con un radio cualquiera  $r$  se obtiene multiplicando su resistencia de propagación por la intensidad de la corriente de defecto que la atraviesa:

$$\Psi = \frac{\rho}{2\pi r} I_E \quad (15.4.2)$$

Para el radio  $r = D/2$  se obtiene la tensión del electrodo de tierra semiesférico:

$$U = \frac{\rho}{\pi D} I_E \quad (15.4.3)$$

Dividiendo entre sí los dos miembros de las expresiones anteriores se encuentra el transcurso de la tensión en el terreno referida a la tensión del electrodo de tierra:

$$u = \frac{\Psi}{U} = \frac{D}{2} \cdot \frac{1}{r} \quad (15.4.4)$$

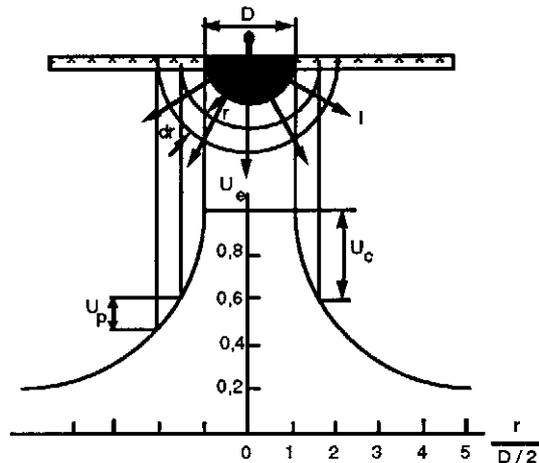
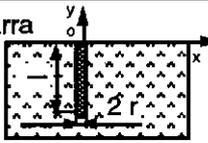
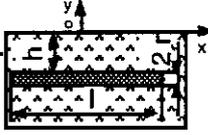
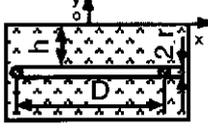
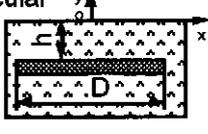
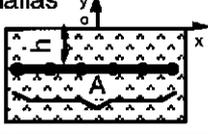
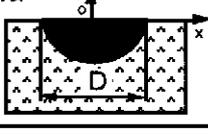


Fig. 15.4.1 Distribución del potencial con la distancia para un electrodo de tierra semiesférico.

En la figura 15.4.1 se puede observar que el transcurso de la tensión relativa tiene simetría esférica. En las inmediaciones del electrodo de tierra cae la tensión mucho más rápidamente (mayor gradiente) que para distancias más alejadas, ya que la corriente en las proximidades del electrodo encuentra una pequeña sección y por tanto una gran resistencia parcial. En estos puntos próximos se pueden tener elevadas tensiones de paso y de contacto, por lo que para mantener la tensión del electrodo de tierra lo más pequeña posible, la resistencia de puesta a tierra deberá ser lo más pequeña posible.

**Tabla 15.4.1** Resistencia de propagación y distribución de potencial en puestas a tierra.

Tipo de toma de tierra	Distribución del potencial	
	Ecuación exacta	Ec. aproximada
Tubo / barra 	$\Psi(x) = \frac{1,15 I_E \rho}{\pi \cdot l} \log \left[ \frac{l}{x} + \sqrt{1 + \left(\frac{l}{x}\right)^2} \right]$	$\Psi(x) = \frac{I_E \rho}{2 \pi x}$ $x > 2l$
Fleje $2r < h < \frac{l}{5}$ 	$\Psi(x) = \frac{2,3 I_E \rho}{\pi \cdot l} \left[ \frac{l}{2\sqrt{h^2+x^2}} + \sqrt{1 + \left(\frac{l}{2\sqrt{h^2+x^2}}\right)^2} \right]$	$\Psi(x) = \frac{I_E \rho}{2 \pi x}$ $x > l$
Anillo $h > 0,5 \text{ m}$ 	$\Psi(x) = \frac{I_E \rho}{\pi D} \arcsen \frac{D}{2x}$	$\Psi(x) = \frac{I_E \rho}{2 \pi x}$ $x > D$
Placa circular $h > 0$ 		
Red de mallas $h > 0,2 \text{ m}$ 	$\Psi(x) = \frac{I_E \rho}{\pi \sqrt{A}} \arcsen \frac{\sqrt{A}}{2x} = U_E \frac{2}{\pi} \arcsen \frac{\sqrt{A}}{2x}$	$\Psi(x) = \frac{I_E \rho}{2 \pi x}$ $x > \sqrt{A}$
Semiesfera $h = 0$ 	$\Psi(x) = \frac{I_E \rho}{2 \pi x} = U_E \cdot \frac{D}{2x}$	—

## 15.5 Efectos fisiológicos del paso de la corriente a través del cuerpo humano

Los efectos de las corrientes eléctricas atravesando zonas vitales del organismo dependen de su duración, de la magnitud y de la frecuencia de las mismas.

### 15.5.1 Efecto de la duración

Según diversos estudios, la intensidad de corriente límite para no poner en peligro la

seguridad de las personas está relacionada con la energía absorbida por el cuerpo:

$$I_L \cdot t^2 = k \quad (15.5.1.1)$$

siendo:

$I_L$  = Valor eficaz límite de la corriente que atraviesa el organismo.

$t$  = Duración de la exposición.

$k$  = Constante empírica.

Según Dalziel, la intensidad de frecuencia industrial soportable por el 99,5 % de las personas viene dada por la expresión:

$$I_L = k \cdot t^{-0,5} \quad (15.5.1.2)$$

$k = 0,116$  para personas de 50 kg.

$k = 0,157$  para personas de 70 kg.

Para intervalos de tiempo entre 0,03 s y 3 s.

### 15.5.2 Efecto de la magnitud

Umbral de percepción:	1	mA
Sensación molesta, pero sin bloqueo de los músculos:	1	+ 6 mA
Comienzan los daños (imposibilidad de soltar los objetos):	9	+ 25 mA
Contracción de los músculos (dificultades para respirar):	25	+ 60 mA
Paro cardíaco (fibrilación ventricular):	>	60 mA

### 15.5.3 Efecto de la frecuencia

Las personas son muy vulnerables a las intensidades de frecuencia industrial. Al disminuir la frecuencia se suelen tolerar corrientes mayores.

En corriente continua se suelen tolerar valores del orden de cinco veces los valores de corriente alterna a frecuencia industrial.

### 15.5.4 Importancia de la rapidez de despejar las faltas

El corazón humano es muy sensible a tiempos de exposición cercanos a su periodo de pulsación (fibrilación). Por ello, el daño es mucho más reducido para tiempos de exposición inferiores a los 0,3 s.

Si durante el tiempo de exposición de una persona al paso de una corriente se produce el disparo y reenganche automático de la red (tiempo de reenganche del orden de los 0,5 s), el tiempo de exposición antes y después del reenganche no pueden ser considerados como independientes a la hora evaluar el tiempo de exposición.

## 15.6 Tensión de paso y de contacto

Las masas metálicas de las instalaciones eléctricas están puestas a tierra a través de conductores de baja resistencia, por tanto, cuando en la instalación se produce un defecto a tierra, las masas metálicas están a la tensión de la malla. Por consiguiente entre ellas y un punto cualquiera de la superficie del terreno aparece, en caso de defecto a tierra, una diferencia de potencial y lo mismo ocurre entre dos puntos cualesquiera de la superficie del terreno.

### 15.6.1 Tensión de paso

Es la parte de la tensión a tierra que puede ser puentada por un ser humano entre los dos pies, considerándose el paso de una longitud de un metro (MIE-RAT 01 § 64).

La tensión de paso es la diferencia de potencial entre dos puntos de la superficie del terreno, separados por una distancia de un paso, que se asimila a un metro, en la dirección del gradiente de potencial máximo (IEEE Standard 81).

*Tensión de paso aplicada:*

Es la parte de la tensión de paso que resulta directamente aplicada entre los pies de un hombre teniendo, en cuenta todas las resistencias que intervienen en el circuito y estimándose la del cuerpo humano en 1000 ohmios (MIE-RAT 01 § 65).

A efectos de estudios y cálculos se admite que:

- las resistencias de contacto de manos y calzado se desprecian,
- la resistencia del cuerpo humano se considera de 1 k $\Omega$  para todo tipo de contacto,
- los pies se modelan como placas circulares de aproximadamente 10 cm de radio (314 cm<sup>2</sup> de superficie), con una resistencia de tierra de  $R_s = \rho_s/4r = 2,5 \rho_s$ . Pero dado que en el paso los pies no están nunca posados en el suelo de forma simultánea, se asocia a cada pie una superficie menor de 200 cm<sup>2</sup>, y por consiguiente una menor resistencia de tierra  $R_s = 3 \rho_s$ .

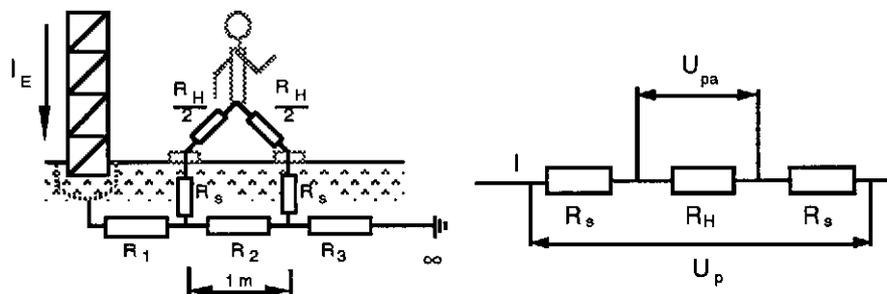


Fig. 15.6.1.1 Tensión de paso.

La intensidad de la corriente,  $I$ , que se deriva por el individuo en función de la tensión de paso aplicada,  $U_{pa}$ , vale:

$$I = \frac{U_{pa}}{R_H} = \frac{U_p}{R_s + R_H + R_s} \quad (15.6.1.1)$$

y la tensión de paso:

$$U_p = U_{pa} \frac{R_H + 2R_s}{R_H} \quad (15.6.1.2)$$

Por tanto, la tensión de paso máxima admisible viene dada por:

$$U_{p_{m\acute{a}x adm.}} = U_{pa_{m\acute{a}x}} \frac{R_H + 2R_s}{R_H} = U_{pa_{m\acute{a}x}} \left( 1 + \frac{6\rho_s}{1000} \right) \quad (15.6.1.3)$$

En el RAT, la tensión de paso aplicada máxima,  $U_{pa_{m\acute{a}x}}$ , viene dada por la expresión:

$$U_{pa_{m\acute{a}x}} = \frac{10K}{t^n} \quad (15.6.1.4)$$

Y por tanto:

$$U_{p_{m\acute{a}x adm.}} = \frac{10K}{t^n} \left( 1 + \frac{6\rho_s}{1000} \right) \quad (15.6.1.5)$$

## 15.6.2 Tensión de contacto

Es la fracción de la tensión de puesta a tierra que puede ser puenteada por una persona entre la mano y el pie (considerando un metro) o entre ambas manos (MIE-RAT 01 §61).

La tensión de contacto es la diferencia de potencial entre una estructura metálica puesta a tierra y un punto de la superficie del terreno a una distancia igual a la distancia horizontal máxima que se puede alcanzar, o sea, aproximadamente un metro (IEEE Standard 81).

*Tensión de contacto aplicada:*

Es la parte de la tensión de contacto que resulta directamente aplicada entre dos puntos del cuerpo humano, considerando todas las resistencias que intervienen en el circuito y estimándose la del cuerpo humano en 1000 ohmios (MIE-RAT 01 § 62).

La intensidad de la corriente,  $I$ , que se deriva por el individuo en función de la tensión de contacto aplicada,  $U_{ca}$ , vale:

$$I = \frac{U_{ca}}{R_H} = \frac{U_c}{R_H + \frac{R_s}{2}} \quad (15.6.2.1)$$

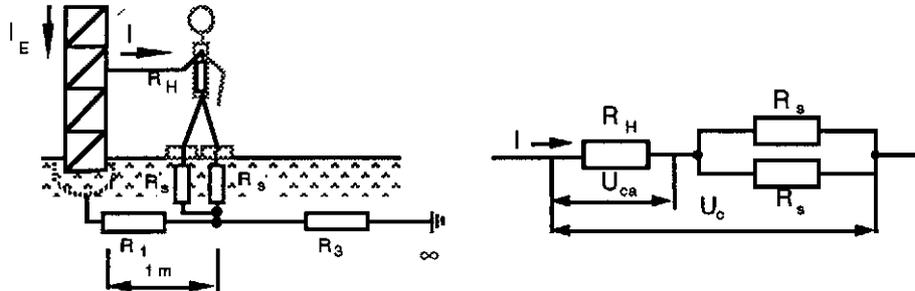


Fig. 15.6.2.1 Tensión de contacto.

y la tensión de contacto:

$$U_c = U_{ca} \frac{R_H + \frac{R_s}{2}}{R_H} \quad (15.6.2.2)$$

Por tanto, la tensión de contacto máxima admisible viene dada por:

$$U_{c_{\text{máx. adm.}}} = U_{ca_{\text{máx}}} \frac{R_H + \frac{R_s}{2}}{R_H} = U_{ca_{\text{máx}}} \left( 1 + \frac{1,5 \rho_s}{1000} \right) \quad (15.6.2.3)$$

En el RAT, la tensión de contacto aplicada máxima,  $U_{ca_{\text{máx}}}$ , viene dada por la expresión:

$$U_{ca_{\text{máx}}} = \frac{K}{t^n} \quad (15.6.2.4)$$

Y por tanto:

$$U_{c_{\text{máx. adm.}}} = \frac{K}{t^n} \left( 1 + \frac{1,5 \rho_s}{1000} \right) \quad (15.6.2.5)$$

## 15.7 Bibliografía

- [1] Dalziel, C.F.; Lee, W.R: *Lethal electric currents*. IEEE Spectrum. Febrero, 1969.
- [2] EDF: *Principes de conception et de réalisation des mises à la terre*. NI H115. Enero, 1984.
- [3] Hasse, P.; Wiesinger, J.: *Handbuch für Blitzschutz und Erdung*. VDE-Verlag, 1982.
- [4] IEEE Standard 81: *Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Ground System*. 1983.
- [5] Llaverias, J.; Salmeron, J.: *Puestas a tierra de las instalaciones eléctricas*. UPB. Vilanova i la Geltrú, 1981.
- [6] Koch W.: *Erdungen in Wechselstromanlagen über 1 kV*. 3. Aufl. Springer-Verlag Berlín, 1961.
- [7] UNESA: *Guía técnica sobre cálculo diseño y medida de instalaciones de puesta a tierra en redes de distribución*. Diciembre de 1985.

## Capítulo 16 Red de tierras en centrales y subestaciones

### 16.1 Red de tierras en centrales y subestaciones

En las centrales y subestaciones, el sistema de puesta a tierra está por lo general constituido por una malla de conductores dispuestos en forma reticular (figura 16.1.1).

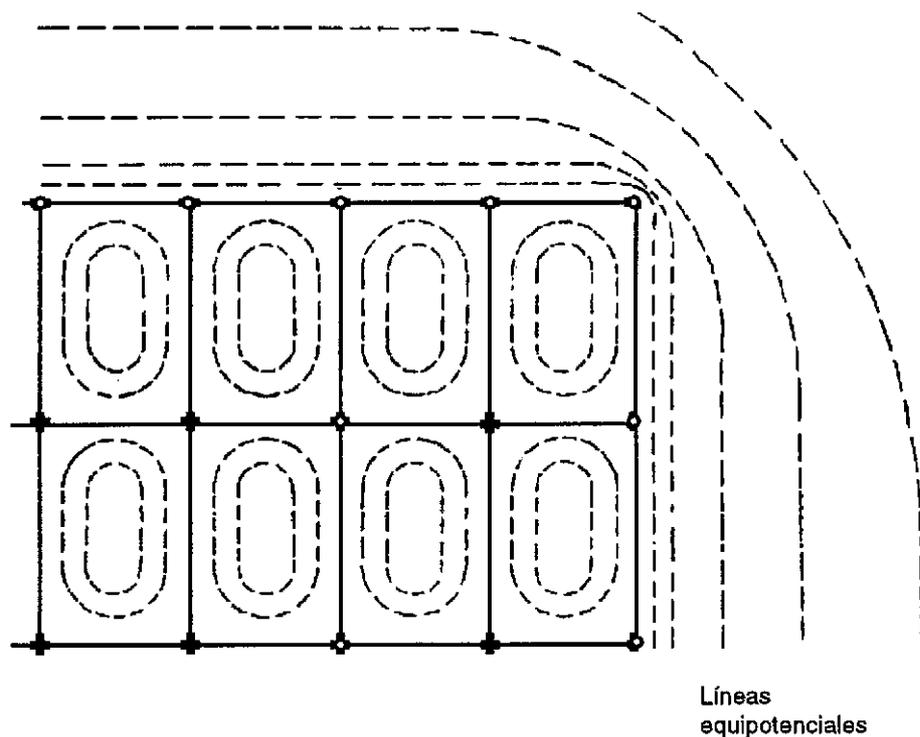


Fig. 16.1.1 Malla de puesta a tierra.

Los conductores que forman la malla suelen estar enterrados a una profundidad comprendida entre los 0,5 m y 1,3 m. Y la relación entre los lados de la cuadrícula suele estar comprendida entre 0,3m y 1m.

La aparamenta se conecta al conductor de la malla más próximo a ella (figura 16.1.2).

La malla ofrece las siguientes ventajas:

- a) Conecta entre sí todos los electrodos de puesta a tierra (si existen).
- b) Facilita la puesta a tierra de los distintos elementos de la subestación.
- c) Permite el control de los potenciales sobre la superficie del terreno.
- d) Actúa como electrodo de puesta a tierra.

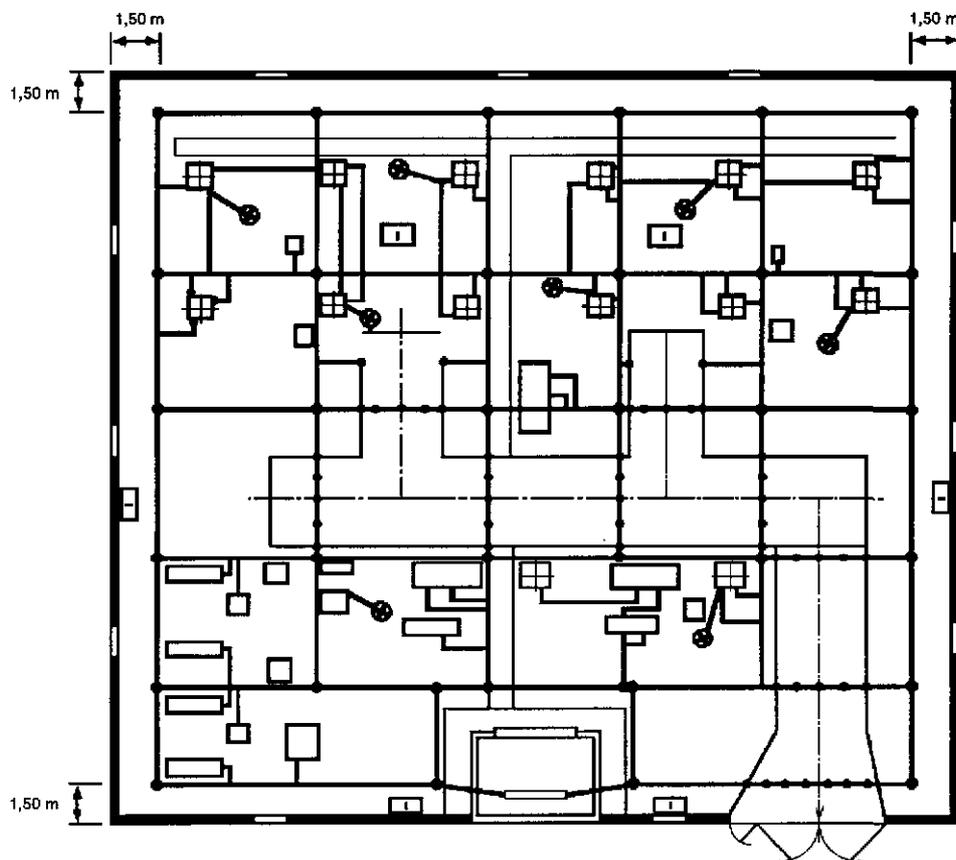


Fig. 16.1.2 Unión de la aparamenta a la malla de puesta a tierra en una subestación AT/MT.

Cuando, por razones de dificultad de puesta a tierra, la malla tuviese que ser conectada a otras mallas auxiliares, deberá tenerse en cuenta en el estudio la posibilidad de transferencia de potenciales peligrosos y de diferencias de potencial considerables entre ambas.

Si la puesta a tierra se realiza mediante una malla, hay que tener en cuenta que, con este sistema, la tensión de paso sobre la misma suele ser menos peligrosa que las tensiones de contacto. Sin embargo, esto no suele ser así en el exterior de la malla (figura 16.1.3).

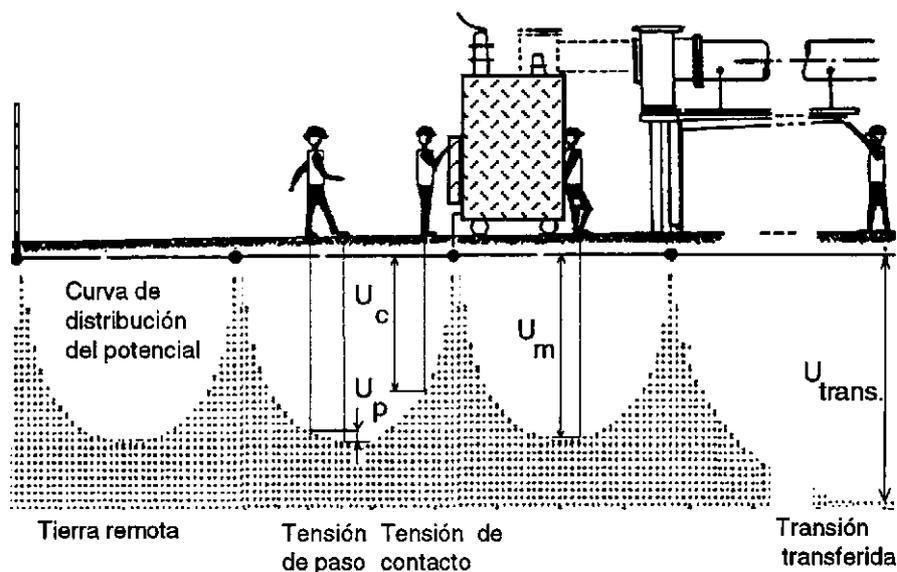


Fig. 16.1.3 Tensión de paso, de contacto y de transferencia en una malla de puesta a tierra.

## 16.2 Dimensionamiento del enmallado de tierra

En general, para proceder al dimensionamiento de un sistema de puesta a tierra hay que determinar:

- a) la superficie del terreno de que se dispone,
- b) la resistividad del mismo.

A continuación, elegido un modelo de malla, se procederá al cálculo de:

- c) la resistencia de puesta a tierra,
- d) las máximas intensidades de corriente de puesta a tierra así como la máxima duración del defecto,
- e) la sección necesaria para los conductores,
- f) las tensiones de paso en el exterior de la instalación,
- g) las tensiones de paso y contacto en el interior de la instalación,
- h) las tensiones aplicadas.

A continuación se procederá a la investigación de las tensiones transferibles al exterior por

tuberías, raíles, vallas, conductores de neutro, blindajes de cables y circuitos de señalización, y de los puntos especialmente peligrosos, y al estudio de las formas de eliminación o reducción.

Por último, se procederá a la corrección y ajuste del diseño inicial estableciendo el definitivo (MIE-RAT 13 §2.1).

### 16.2.1 Resistencia de puesta a tierra de una malla

La resistencia empírica de una malla viene dada por la expresión (MIE-RAT 13 §1.1):

$$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L} \quad (16.2.1.1)$$

o la expresión equivalente:

$$R = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A}} + \frac{\rho}{L} \quad (16.2.1.2)$$

siendo:

$\rho$  = La resistividad de terreno [ $\Omega \cdot m$ ].

$A$  = La superficie ocupada por la malla [ $m^2$ ].

$L$  = La longitud total de los conductores enterrados [ $m$ ].

$r$  = El radio de un círculo de la misma superficie que el área cubierta por la malla [ $m$ ].

Las ecuaciones anteriores son válidas para una malla enterrada a una profundidad,  $h$ , de 0,25 m.

Para profundidades mayores comprendidas entre los 0,25 m y 2,5 m ( $0,25 m \leq h \leq 2,5 m$ ), la expresión anterior deberá corregirse empleando la siguiente (IEEE Standard 80):

$$R = \left[ \rho \frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left( 1 + \frac{1}{1 + h \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] \quad (16.2.1.3)$$

### 16.2.2 Tipos de defectos posibles

En las redes y subestaciones eléctricas los tipos de cortocircuitos que se presentan se pueden clasificar básicamente en:

- a) Cortocircuito tripolar.
- b) Cortocircuito bipolar sin contacto a tierra.
- c) Cortocircuito bipolar con contacto a tierra.

- d) El contacto unipolar a tierra.
- e) El doble contacto a tierra.

El contacto unipolar a tierra es el más habitual, presentándose con una frecuencia del orden del 70%.

Todos los defectos anteriormente reseñados, excepto el primero, originan desequilibrios del sistema tanto en lo referente a tensiones como a corrientes. El cálculo de las corrientes y tensiones del sistema eléctrico desequilibrado que se presenta después de cualquiera de los defectos b) al e) se puede efectuar por el método de las componentes simétricas.

### 16.2.2.1 Cortocircuito unipolar a tierra

Para el cortocircuito unipolar a tierra representado en la figura 16.2.2.1.1, se cumple:

$$U_R = 0; \quad I_S = 0; \quad I_T = 0 \tag{16.2.2.1.1}$$

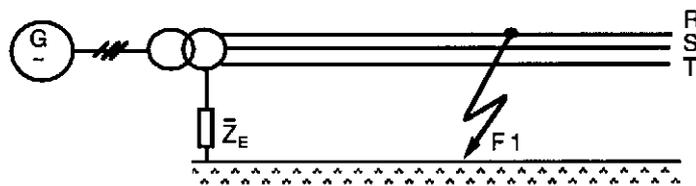


Fig. 16.2.2.1.1 Circuito equivalente para un cortocircuito unipolar a tierra.

Aplicando el método de las componentes simétricas, para la corriente inicial simétrica de cortocircuito se obtiene:

$$I_{k1e}'' = \frac{3\bar{E}''}{Z_1 + Z_2 + Z_0} = \bar{I}_R \tag{16.2.2.1.2}$$

Y para las tensiones entre las fases no afectadas, S y T, y tierra se verifican:

$$U_S = \bar{E}'' \left( \bar{a}^2 - \frac{\bar{a}^2 Z_1 + \bar{a} Z_2 + Z_0}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \right) \tag{16.2.2.1.3}$$

$$\bar{U}_T = \bar{E}'' \left( \bar{a} - \frac{\bar{a} Z_1 + \bar{a}^2 Z_2 + Z_0}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \right) \quad (16.2.2.1.4)$$

siendo:

$Z_1$  = La impedancia del sistema directo.

$Z_2$  = La impedancia del sistema inverso.

$Z_0$  = La impedancia del sistema homopolar.

$E''$  = La tensión de fase del generador en el momento de producirse el cortocircuito.

Se pueden dar corrientes de defecto superiores a las del caso de cortocircuito tripolar, como puede verse en la figura 16.2.2.1.2, según sea la relación entre los módulos de las impedancias homopolar y directa del sistema,  $Z_0/Z_1$ , y la diferencia de sus argumentos  $\varphi_0 - \varphi_1$ .

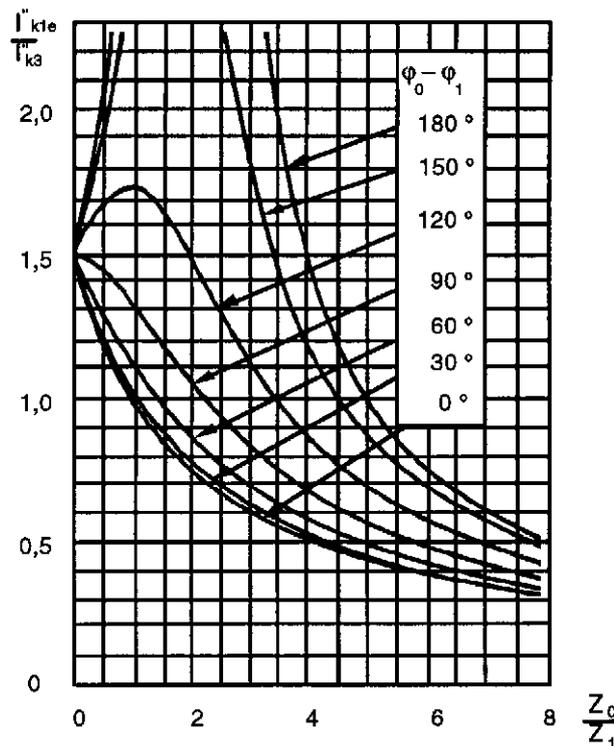


Fig. 16.2.2.1.2 Relación entre la intensidad de la corriente de cortocircuito unipolar a tierra y la intensidad de la corriente de cortocircuito tripolar en función de la relación de los módulos de las impedancias homopolar y directa, así como la diferencias de los argumentos de las mismas.

### 16.2.2.2 Cortocircuito bipolar con contacto a tierra

Para el cortocircuito unipolar a tierra representado en la figura 16.2.2.1, se cumple:

$$\bar{U}_S = \bar{U}_T = 0; \quad \bar{I}_R = 0 \quad (16.2.2.1)$$

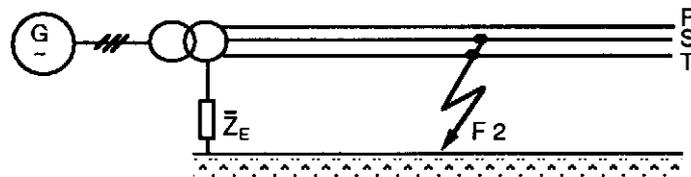


Fig. 16.2.2.1 Circuito equivalente para un cortocircuito bipolar con contacto a tierra.

Aplicando el método de las componentes simétricas, para las corrientes iniciales simétricas de cortocircuito de las fases  $S$  y  $T$  se obtienen respectivamente:

$$\bar{I}_{k2eS}'' = \bar{I}_S = +j\sqrt{3} \bar{E}'' \frac{\bar{a} \bar{Z}_2 - \bar{Z}_0}{\bar{Z}_1 \bar{Z}_2 + \bar{Z}_2 \bar{Z}_0 + \bar{Z}_0 \bar{Z}_1} \quad (16.2.2.2)$$

$$\bar{I}_{k2eT}'' = \bar{I}_T = -j\sqrt{3} \bar{E}'' \frac{\bar{a}^2 \bar{Z}_2 - \bar{Z}_0}{\bar{Z}_1 \bar{Z}_2 + \bar{Z}_2 \bar{Z}_0 + \bar{Z}_0 \bar{Z}_1} \quad (16.2.2.3)$$

Y para la intensidad de la corriente que circula por tierra:

$$\bar{I}_{k2eE}'' = \bar{I}_S + \bar{I}_T = 3 \bar{E}'' \frac{\bar{Z}_2}{\bar{Z}_1 \bar{Z}_2 + \bar{Z}_2 \bar{Z}_0 + \bar{Z}_0 \bar{Z}_1} = 3 \bar{I}_0 \quad (16.2.2.4)$$

La tensión de la fase no afectada,  $R$ , respecto de tierra es:

$$\bar{U}_R = 3 \bar{E}'' \frac{\bar{Z}_2 \bar{Z}_0}{\bar{Z}_1 \bar{Z}_2 + \bar{Z}_2 \bar{Z}_0 + \bar{Z}_0 \bar{Z}_1} \quad (16.2.2.5)$$

Se pueden dar corrientes de defecto superiores al cortocircuito tripolar, como puede verse en la figura 16.2.2.2, según sea la relación entre los módulos de las impedancias homopolar y directa del sistema,  $Z_0/Z_1$ , y la diferencia de sus argumentos,  $\varphi_0 - \varphi_1$ .

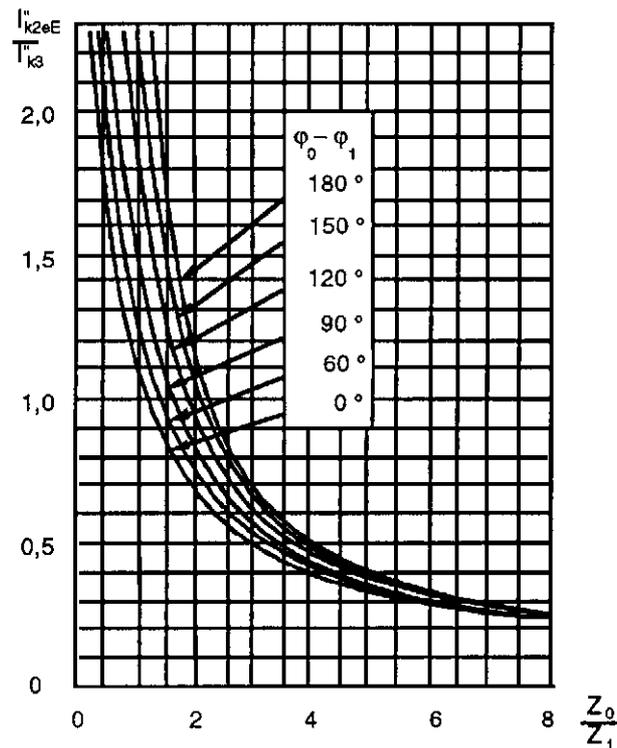


Fig. 16.2.2.2 Relación entre la intensidad de la corriente de cortocircuito bipolar con contacto a tierra y la intensidad de la corriente de cortocircuito tripolar en función de la relación de los módulos de las impedancias homopolar y directa, así como la diferencias de los argumentos de las mismas.

### 16.2.3 Determinación de la mayor corriente de defecto

La intensidad de la corriente de defecto para un cortocircuito unipolar con contacto a tierra viene dada por la expresión:

$$\bar{I}''_{k1e} = \frac{3 E''}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3 R} \quad (16.2.3.1)$$

siendo:

$Z_1$  = La impedancia del sistema directo.

$Z_2$  = La impedancia del sistema inverso.

$Z_0$  = La impedancia del sistema homopolar.

$R$  = Resistencia de falta a tierra.

$E''$  = La tensión de fase del generador en el momento de producirse el cortocircuito.

Y para un cortocircuito bipolar con contacto a tierra se obtiene:

$$I_{k2\phi E}'' = 3 E'' \frac{\bar{Z}_2 \bar{Z}_0}{\bar{Z}_1 \bar{Z}_2 + (\bar{Z}_2 + \bar{Z}_1) + (\bar{Z}_0 + 3R)} \quad (16.2.3.2)$$

#### 16.2.4 Dimensionado de la malla de la puesta a tierra

La superficie que ocupa una subestación depende de la gama de tensiones utilizadas así como de la disposición y el tipo de aparamenta utilizada. La recomendación UNESA 6503 A (25/02/1972) especifica que se dispondrá de un recinto mallado a base de un retículo fundamental de 6,3 m por 6,3 m, cubriendo la superficie de las estaciones transformadoras y uniendo mediante derivaciones dichos recintos con la envolvente de la central en su caso. En el recinto de las centrales eléctricas, el mallado se acomodará a las exigencias de las unidades allí ubicadas, pudiendo darse cuadros de hasta 50 m de lado, o también limitarse a la malla envolvente del conjunto. El conjunto se enterrará a una profundidad de aproximadamente un metro.

#### 16.2.5 Determinación de la sección de los conductores

a) Según el Reglamento de Alta Tensión:

A efectos de dimensionado de las secciones, el tiempo mínimo a considerar para la duración del defecto a la frecuencia de la red será de un segundo, y no podrán superarse las siguientes densidades de corriente (MIE-RAT 13 § 3.1):

Cobre: 160 A/mm<sup>2</sup>.

Acero: 60 A/mm<sup>2</sup>.

Lo que corresponde a una temperatura final de 200 °C. Puede admitirse un aumento de esta temperatura hasta 300 °C si no supone riesgo de incendio.

Las secciones mínimas admisibles no serán inferiores a :

25 mm<sup>2</sup> de cobre.

50 mm<sup>2</sup> de acero.

b) Según la AIEE número 80 de 1961:

La sección necesaria para evitar la fusión de los conductores viene dada por:

$$s \text{ (mm}^2\text{)} = \frac{I \text{ (kA)}}{\sqrt{\frac{\log \left( \frac{\theta_m - \theta_r}{\theta_a + \theta_r} + 1 \right)}{K \cdot t}}} \quad (16.2.5.1)$$

resultando para  $t = 0,5$  s y una temperatura de referencia  $\theta_r = 20$  °C que, de acuerdo con el material, los parámetros de la expresión anterior son:

*para el acero:*

$$\begin{aligned} K &= 77 \\ \theta_a &= 134 \text{ °C} \\ \theta_m &= 1400 \text{ °C} \end{aligned}$$

*para el aluminio:*

$$\begin{aligned} K &= 21 \\ \theta_a &= 214 \text{ °C} \\ \theta_m &= 650 \text{ °C} \end{aligned}$$

*para el cobre:*

$$\begin{aligned} K &= 8,5 \\ \theta_a &= 234 \text{ °C} \\ \theta_m &= 1000 \text{ °C} \end{aligned}$$

La puesta a tierra de los descargadores se hará de sección especial, y de acuerdo con los siguientes criterios:

a) Según CEI:

$$\begin{aligned} \text{Cu} &\geq [ 24 = 0,4 U \text{ (kV)} ] \text{ mm}^2. \\ \text{Al} &\geq [ 40 = 0,6 U \text{ (kV)} ] \text{ mm}^2. \end{aligned}$$

b) Según la Recomendación UNESA - 6503 A.

Para el caso previsible de  $I > 10000$  A, se adoptará la sección de acero de construcción de  $707 \text{ mm}^2$ , que correspondería a un redondo de 30 mm de diámetro de  $70 \times 10 \text{ mm}^2$ .

### 16.2.6 Tensión de paso, de contacto y de centro de malla

*Tensión de paso:*

La tensión de contacto en una red mallada, en el supuesto de difusión uniforme a tierra de la corriente de defecto, viene dada por:

$$U_p = (0,1 + 0,15) \rho \cdot i \quad (16.2.6.1)$$

siendo:

$i$  = Intensidad de corriente de defecto difundida por unidad de longitud de la malla:  $i = I / L$ .

$\rho$  = La resistividad media del terreno.

*Tensión de contacto:*

La tensión de contacto en una red mallada, en el supuesto de difusión uniforme a tierra de la corriente de defecto, viene dada por:

$$U_c = (0,6 + 0,8) \rho \cdot i \quad (16.2.6.2)$$

*Tensión del centro de la malla:*

La tensión de paso en una red mallada, en el supuesto de difusión uniforme a tierra de la corriente de defecto, viene dada por:

$$U_p = (0,1 + 0,15) \rho_a \cdot i \quad (16.2.6.3)$$

$$U_m \approx \rho \cdot i \quad (16.2.6.4)$$

### 16.2.7 Determinación de las máximas tensiones de malla y de paso, teniendo en cuenta la configuración de la red.

La configuración de la red afecta a los valores máximos de las tensiones de malla  $U_m$  y de paso  $U_p$ .

*Tensión de malla:* Para el cálculo de la tensión de malla máxima, se puede utilizar la expresión siguientes (IEEE Standard 80):

$$U_m = K_m K_i \rho i \quad (16.2.7.1)$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln\left(\frac{D^2}{16hd}\right) + \frac{1}{\pi} \ln\left[\left(\frac{3}{4}\right)\left(\frac{5}{6}\right)\left(\frac{7}{8}\right) \dots \left(\frac{2n-3}{2n-2}\right)\right] \quad (16.2.7.2)$$

siendo:

$i$  = Intensidad de corriente de defecto difundida por unidad de longitud de la malla:  $i = I/L$

$\rho$  = La resistividad media del terreno.

$K_m$  = Coeficiente que tiene en cuenta el efecto del número  $n$  de secciones de conductor en paralelo, según una dirección determinada.

$D$  = Separación entre conductores de cada malla.

$d$  = Diámetro del conductor.

$h$  = Profundidad de la red mallada.

$K_i$  = Factor corrector que tiene en cuenta que la corriente de paso a tierra no uniforme para cada conductor de la red.

*Tensión de paso:* Para el cálculo de la tensión de paso máxima se puede utilizar la expresión siguientes (IEEE Standard 80):

$$U_p = K_p K_i \rho i \quad (16.2.7.3)$$

$$K_p = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2d} + \frac{1}{3d} + \dots + \frac{1}{(n-1)d} \right] \quad (16.2.7.4)$$

siendo:

$i$  = Intensidad de corriente de defecto difundida por unidad de longitud de la malla:  $i = I/L$ .

$\rho$  = La resistividad media del terreno.

$K_p$  = Coeficiente que tiene en cuenta la influencia del número de secciones  $n$  en paralelo, sus dimensiones y su distribución enterrada.

$D$  = Separación entre conductores de cada malla.

$d$  = Diámetro del conductor.

$h$  = Profundidad de la red mallada.

$K_i$  = Factor corrector que tiene en cuenta que la corriente de paso a tierra no uniforme para cada conductor de la red.

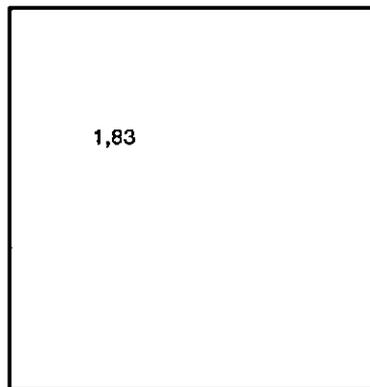
En la tabla 16.2.7.1 se dan los valores máximos de los productos  $K_m \cdot K_i$  obtenidos de la figura 16.2.7.1, que combinados con los valores de  $K_m$  calculados según la ecuación 16.2.7.2, permiten encontrar los valores críticos de  $K_i$ .

Para la determinación de  $K_i$  se puede utilizar también la fórmula empírica:

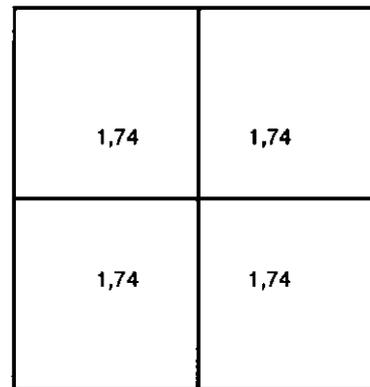
$$K_i = 0,65 + 0,172 \cdot n \quad (16.2.7.5)$$

**Tabla 16.2.7.1** Valores de  $K_m$ ,  $K_i$ ,  $K_m$  y  $K_i$  para las mallas de la figura 16.2.7.1.

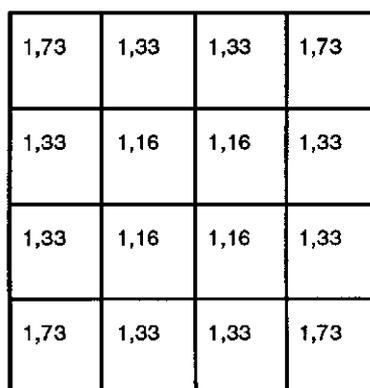
Malla	A	B	C	D
Valor máximo de $K_m \cdot K_i$ de la figura 16.2.7.1	1,83	1,74	1,73	1,90
Coefficiente $K_m$ calculado según la ec. 17.2.7.2	1,82	1,50	1,18	0,86
Valor crítico de $k_i$	1,00	1,16	1,47	2,21



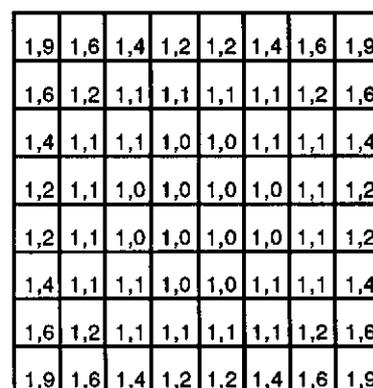
Malla A



Malla B



Malla C



Malla D

*Fig. 16.2.7.1* Valores de los productos  $k_m \cdot k_i$  obtenidos experimentalmente por W. Koch para cada recuadro de las mallas adjuntas.

## 16.2.8 Valores límites para el diseño

### 16.2.8.1 Intensidades admisibles

El dimensionamiento de las instalaciones de tierra ha de ser tal que permitan, sin que se deterioren, el paso no simultáneo de las intensidades de corriente de defecto siguientes:

500 A valor eficaz durante 1 s,

5000 A valor de cresta de la onda 8/20  $\mu$ s.

### 16.2.8.2 Tensiones máximas aplicables al cuerpo humano

Las instalaciones de tierra deberán asegurar que ni en el interior ni en el exterior, donde las personas puedan circular o permanecer sean superados los valores indicados en la tabla 16.2.8.2.1.

**Tabla 16.2.8.2.1** Tensiones máximas aplicables al cuerpo humano.

Valores de los factores		Tiempo de duración de la falta	Tensiones máximas de contacto aplicadas	Fórmula de aplicación
k	n	s	V	
72	1	0,1 < t < 0,9	720	$U_{ca\ máx.} = \frac{k}{t^n}$
78,5	0,18	0,9 < t < 3	80	
		t = 3 / 5	≤ 64	
		t > 5	≤ 50	

La tensión máxima de contacto aplicada será determinada en función del tiempo de duración del defecto,  $t$ , por la fórmula siguiente:

$$U_{ca\ máx.} = \frac{k}{t^n} \quad [V] \quad (16.2.8.2.1)$$

Salvo casos excepcionales justificados no se considerarán tiempos inferiores a 0,1 s. (MIE-RAT 13 §1.1)

En las instalaciones equipadas con reenganche automático rápido ( $\leq 0,5$  s) el tiempo de duración del defecto se considera la suma de los tiempos parciales de mantenimiento de la corriente de defecto.

La tensión máxima de paso aplicada  $U_{pa\ máx.} = 10 U_{ca\ máx.}$

A efectos de cálculos de proyecto se podrán emplear, para la estimación de las tensiones de paso y de contacto de la instalación, las siguientes fórmulas:

Tensión de paso:

$$U_p = \frac{10 k}{t^n} \left( 1 + \frac{6 \cdot \rho_s}{1000} \right) \quad [V] \quad (16.2.8.2.2)$$

Tensión de paso en el acceso:

$$U_{p(\text{acc})} = \frac{10 k}{t^n} \left( 1 + \frac{3 \cdot \rho_s + 3 \cdot \rho'_s}{1000} \right) \quad [V] \quad (16.2.8.2.3)$$

Tensión de contacto:

$$U_c = \frac{k}{t^n} \left( 1 + \frac{1,5 \cdot \rho_s}{1000} \right) \quad [V] \quad (16.2.8.2.4)$$

en las que se han hecho las siguientes suposiciones:

- a) La resistividad de puesta a tierra del pie humano es igual a  $3 \rho_s$  [ $\Omega \cdot m$ ], siendo  $\rho_s$  y  $\rho'_s$  la resistividad de la capa superficial del terreno [ $\Omega \cdot m$ ] en el interior y exterior respectivamente.
- b) La resistencia del cuerpo humano es de  $1000 \Omega$ .

### 16.3 Bibliografía

- [1] Dalziel, C.F.; Lee, W.R: *Lethal electric currents*. IEEE Spectrum. Febrero, 1969.
- [2] EDF: *Principes de conception et de réalisation des mises à la terre*. NI H115. Enero, 1984.
- [3] Hasse, P.; Wiesinger, J.: *Handbuch für Blitzschutz und Erdung*. VDE-Verlag, 1982.
- [4] IEEE Standard 80: *Guide for safety in substation grounding*. 1976.
- [5] IEEE Standard 81: *Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Ground System*. 1983.
- [6] P. Laurent: *Les bases generales de la technique des mises a la terre dans les installations électriques*. Bulletin de la Société Française des Electriciens. Julio, 1951.
- [7] Llaverías, J.; Salmerón, J.: *Puestas a tierra de las instalaciones eléctricas*. UPB. Vilanova i la Geltrú, 1981. Páginas 3.09 - 3.17.
- [8] Koch W.: *Erdungen in Wechselstromanlagen über 1 kV*. 3. Aufl. Springer-Verlag. Berlín, 1961.
- [9] Roeper, Richard: *Corrientes de cortocircuito en redes trifásicas*. 2ª Ed. Revisada. Siemens A.G. Marcombo, S.A., Barcelona, 1985. (Fig. 4.14 pag. 76 y Fig. 4.10 pág 70).
- [10] UNESA: *Guía técnica sobre cálculo diseño y medida de instalaciones de puesta a tierra en redes de distribución*. Diciembre de 1985.