

José A. Navarro Márquez
Antonio Montañés Espinosa
Ángel Santillán Lázaro

INSTALACIONES ELÉCTRICAS de ALTA Tensión

**Sistemas de maniobra,
medida y protección**



© 1998 Editorial Paraninfo
ITP An International Thomson Publishing company
Magallanes, 25; 28015 Madrid ESPAÑA
Teléfono: 4463350 Fax: 4456218
(itesparaninfo.pedidos@mad.servicom.es)

© JOSÉ ANTONIO NAVARRO MÁRQUEZ
ANTONIO MONTAÑÉS ESPINOSA
ÁNGEL SANTILLÁN LÁZARO

Para más información:

ITE/LATIN AMERICA
Séneca, 53
Colonia Polanco
11560 México D.F. México
Tel.: 525-281-2906 Fax: 525-281-2656
(ewinter@mail.internet.com.mx)

Puerto Rico/Caribbean/Venezuela
Michael Rabell, Senior Sales Rep.
268 Muñoz Rivera Ave,
Suite 510, 5th Floor
Hato Rey, PR 00918
Tel.: 787 758 7580 Fax: 787 758 7573
(102154.1127@compuserve.com)

Brasil/Argentina/Chile/Uruguay
Luis Devore
Llano Subercaseaux, 3833/Depto. 202
San Miguel, Santiago, Chile
Tel/Fax: 56 255 5 9751
(idevore@ibm.net)

INTERNATIONAL THOMSON PUBLISHING
One Main Street, 6th Floor
Cambridge, MA 02142
Tel.: 617 528 3104 Fax: 617 423 43 25

Asesor Técnico: ANDRÉS COLMENA

© Diseño de cubierta: Montytexto, S.L.

Reservados los derechos para todos los países de lengua española. De conformidad con lo dispuesto en el artículo 270 del Código Penal vigente, podrán ser castigados con penas de multa y privación de libertad quienes reprodujeran o plagiaran, en todo o en parte, una obra literaria, artística o científica fijada en cualquier tipo de soporte sin la preceptiva autorización. Ninguna parte de esta publicación, incluido el diseño de la cubierta, puede ser reproducida, almacenada o transmitida de ninguna forma, ni por ningún medio, sea éste electrónico, químico, mecánico, electro-óptico, grabación, fotocopia o cualquier otro, sin la previa autorización escrita por parte de la Editorial.

Impreso en España
Printed in Spain

ISBN: 84-283-2434-4

Depósito Legal: M. 2.567.—1998

(012/54/74)

VINCESGRAFI. Castaño, 11. Políg. Ind. "El Guijar". Arganda del Rey (Madrid)

Índice

PRÓLOGO	IX
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Justificación del sistema eléctrico actual	1
1.2. Características del sistema eléctrico	2
1.3. Descripción del sistema eléctrico	3
1.4. El papel de la aparamenta en el sistema eléctrico	7
2. APARAMENTA DE ALTA TENSIÓN. CARACTERÍSTICAS	11
2.1. Clasificación de la aparamenta de alta tensión	11
2.2. Características generales de la aparamenta de alta tensión	13
2.3. Problemas fundamentales de la aparamenta	19
2.3.1. Calentamiento	19
2.3.2. Aislamiento	19
2.3.3. Esfuerzos mecánicos	19
2.3.4. Problemas adicionales en la aparamenta de corte	20
2.4. El problema del arco eléctrico	20
2.4.1. Generalidades sobre los arcos eléctricos	20
2.4.2. La caída de tensión en el arco	21
2.4.3. Temperatura del arco	24
2.4.4. Potencia y energía del arco	25
2.4.5. Características del arco	26
2.4.6. El arco en un circuito de corriente alterna	27
2.5. Ruptura de un circuito de corriente alterna	29
2.5.1. La extinción del arco	30
2.5.2. La ruptura dieléctrica	31
2.5.3. Ruptura térmica. Fenómeno <i>post-arco</i>	32

2.5.4. Ruptura de un circuito resistivo	33
2.5.5. Ruptura de un circuito inductivo	34
2.5.6. Ruptura de circuitos capacitivos	34
2.5.7. Ruptura de corrientes de cortocircuito	35
3. APARATOS DE MANIOBRA Y CORTE (I). SECCIONADORES	37
3.1. Tipos de aparatos de corte	37
3.2. Seccionadores	38
3.2.1. Seccionadores de cuchillas giratorias	38
3.2.2. Seccionadores de cuchillas deslizantes	40
3.2.3. Seccionadores de columnas giratorias	41
3.2.4. Seccionadores de pantógrafo	44
3.3. Mando de seccionadores	47
4. APARATOS DE MANIOBRA Y CORTE (II). TÉCNICAS DE RUPTURA	49
4.1. Ruptura en aire	50
4.1.1. Ruptura brusca en aire	51
4.1.2. Ruptura en aire con soplado magnético	52
4.1.3. Ruptura en aire con autoformación de gases extintores	53
4.1.4. Ruptura en aire con soplado autoneumático	54
4.2. Ruptura en el aceite	56
4.2.1. Ruptura libre en aceite	57
4.2.2. Ruptura controlada en aceite	58
4.3. Ruptura mediante aire comprimido	61
4.4. Ruptura en hexafluoruro de azufre	63
4.5. Ruptura en el vacío	67
4.6. Ruptura estática	69
4.7. Perspectivas	70
4.8. Cortacircuitos fusibles	71
4.8.1. Fusibles de Alto Poder de Ruptura (A.P.R.)	72
4.8.2. Cortacircuitos de expulsión	74
5. CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO	77
5.1. Concepto y origen del cortocircuito	77
5.2. Tipos y consecuencias de los cortocircuitos	78
5.2.1. Tipos de cortocircuito	78
5.2.2. Consecuencias de los cortocircuitos	79

5.3. Fuentes de cortocircuito	81
5.4. Reactancia de las máquinas rotativas.....	82
5.5. Estudio de la onda de la corriente de cortocircuito	83
5.5.1. Onda simétrica de corriente de cortocircuito	84
5.5.2. Onda asimétrica de corriente de cortocircuito	85
5.5.3. Etapas de la onda de corriente de cortocircuito	87
5.6. Conceptos básicos en la elección de un interruptor	88
5.6.1. Capacidad de ruptura o poder de corte	89
5.6.2. Capacidad o poder de conexión	90
5.6.3. Otras consideraciones en la elección de un interruptor	90
5.7. Etapas de cálculo	91
5.7.1. Cálculo de la reactancia total hasta el punto de cortocircuito	91
5.7.2. Cálculo de la componente alterna de la corriente de corto- circuito y potencia aparente correspondiente	96
5.7.3. Influencia de los motores en la corriente de cortocircuito ...	97
5.7.4. Cálculo de la corriente total asimétrica de cortocircuito	98
5.8. Ejemplos de cálculo	99
5.8.1. Ejemplo 1	99
5.8.2. Ejemplo 2. Conexión a una red de reactancia total desconocida	114
5.8.3. Ejemplo 3. Sistemas de pequeñas industrias	123
6. APARAMENTA PARA PROTECCIÓN Y MEDIDA	127
6.1. Pararrayos autoválvula	127
6.1.1. Valores característicos	129
6.1.2. Clasificación de los pararrayos autoválvula	130
6.1.3. Descripción y principios de funcionamiento de los para- rrayos autoválvula	131
6.1.4. Selección de un pararrayos en un sistema de distribución ...	137
6.1.5. Instalación de los pararrayos en sistemas eléctricos	142
6.2. Transformadores de tensión para medida y protección	147
6.2.1. Valores característicos	148
6.2.2. Marcado de bornes	151
6.2.3. Clasificación de los transformadores de tensión	152
6.2.4. Descripción de los transformadores de tensión	153
6.2.5. Carga conectable a un transformador de tensión	156
6.2.6. Problemas de funcionamiento: la ferorresonancia y la sobretensión	157
6.2.7. Funcionamiento en cortocircuito	160
6.2.8. Elección de un transformador de tensión	161
6.2.9. Transformadores de tensión capacitivos	162

6.3. Transformadores de intensidad para medida y protección 163

6.3.1. Valores característicos 165

6.3.2. Marcado de bornes 168

6.3.3. Clasificación de los transformadores de intensidad 168

6.3.4. Descripción de los transformadores de intensidad 171

6.3.5. Carga conectable a un transformador de intensidad 174

6.3.6. Problemas de funcionamiento: resistencia frente a cortocircuitos y funcionamiento con el secundario abierto 175

6.3.7. Elección de un transformador de intensidad 177

6.4. Relés de protección 178

6.4.1. Tipos de perturbaciones en las instalaciones de alta tensión 178

6.4.2. Esquema básico de un relé de protección 181

6.4.3. Exigencias básicas de los relés de protección 182

6.4.4. Principios constructivos de los relés de protección 184

6.4.5. Sistemas de protección más usuales 187

6.4.6. Otros criterios de clasificación de los relés de protección 207

6.4.7. Planificación y coordinación de los relés de protección 210

7. EJEMPLOS DE APLICACIÓN DE APARAMENTA DE ALTA TENSIÓN 211

7.1. Casos de aplicación de aparamenta de maniobra y corte 211

7.2. Casos de aplicación de relés de protección 218

7.2.1. Protecciones en generadores 218

7.2.2. Protecciones en transformadores 224

7.2.3. Protección de barras 226

BIBLIOGRAFÍA 231

Prólogo

El estudio de los sistemas de maniobra, medida y protección en instalaciones de alta tensión, constituye una parte fundamental en la enseñanza de algunas especialidades técnicas (*Electrotecnia, Diseño de líneas eléctricas, Centrales eléctricas y subestaciones...*) tanto a nivel de ingeniería (técnica y superior) como a nivel de formación profesional de segundo grado.

El objeto base de este libro es el de servir de manual de referencia rápida tanto al estudiante de dichas especialidades, como al profesional que desea tener en un solo volumen compacto la información y criterios necesarios para el desarrollo de proyectos de instalaciones.

No se ha pretendido realizar un tratado exhaustivo del tema, sino que se ha llevado a cabo una recopilación de ideas, criterios y procesos de cálculos lo suficientemente sencillos para que se pueda comprender el complejo funcionamiento actual de los sistemas y dispositivos que permiten la explotación, con seguridad y fiabilidad, de nuestra red eléctrica. Esta recopilación se ha realizado a base de extraer conceptos e ideas de grandes obras del tema en cuestión, que quizá para el estudiante puedan resultar extremadamente profusas; también se ha basado en gran medida en la información obtenida directamente de los fabricantes de aparamenta de alta tensión; se ha seguido el rigor marcado en los reglamentos y normas particulares pertinentes; en otras ocasiones la información proviene de aquellos datos, croquis y fotografías tomadas directamente del trabajo de campo; finalmente, toda esta información se ha estructurado y expuesto con los criterios de la propia experiencia docente de los autores.

Deseamos, a fin de cuentas, que el lector encuentre en sus manos una fuente de consulta fiable y sencilla que le resulte de gran utilidad.

LOS AUTORES

Introducción

La energía eléctrica es una de las formas de energía que más fácil y más lejos se puede transportar, la que más versatilidad ofrece a la hora de obtenerla a partir de otras fuentes de energía y la que más usos y aplicaciones ofrece en la vida cotidiana.

No obstante, y para que esto se cumpla, se tiene que disponer de un sistema global que permita que la energía eléctrica se produzca, se transporte y se distribuya a los usuarios con eficiencia, con calidad y con seguridad. Este sistema, al cual se denominará *sistema eléctrico*, se ha ido complicando y sofisticando con el transcurso de las décadas debido en gran medida a un aumento progresivo de la demanda de energía.

La energía eléctrica, desde que se genera hasta que llega al punto de consumo, es tratada en distintas etapas de adaptación, transformación y manio- bra. Para garantizar que estos tratamientos que sufre la energía eléctrica sean realizados dentro de unos márgenes establecidos y con la seguridad deseada, tanto para las instalaciones como para las personas, es necesaria la presencia de dispositivos que sean capaces de regular, transformar, manio- brar y proteger.

A estos dispositivos se los conoce con el nombre genérico de *aparamenta*.

1.1. Justificación del sistema eléctrico actual

El sistema eléctrico tiene como cometido el generar y producir electricidad en los lugares más idóneos para tal fin, transformar o convertir esa electricidad a unas características que sean propicias para el transporte a larga distancia, el volver a transformar tal energía para que pueda ser distribuida en las cercanías de los centros de consumo y finalmente convertirla a unos valores aptos para los abonados o consumidores.

Actualmente la energía eléctrica se genera y se transporta en este sistema eléctrico en forma de *corrientes alternas trifásicas*.

La razón básica del uso de *corriente alterna* como forma de energía eléctrica, en lugar de corriente continua, es la facilidad que ésta ofrece para poder transformarse a otros valores de tensión y corriente. El objetivo de tal transformación es el conseguir una pérdida mínima de energía en el transporte. Ello se consigue por medio de una elevación del valor de tensión a la salida de los centros de producción (para así conseguir unos valores de corriente lo suficientemente bajos, para una determinada potencia, y no provocar unas pérdidas elevadas en la impedancia propia de línea de transporte) y de una posterior reducción de dicho valor de tensión a la llegada a los centros de consumo.

Otra de las ventajas derivadas de transportar la energía eléctrica a valores elevados de tensión y, en consecuencia, a un valor de corriente reducido de corriente (pues lo que interesa transportar realmente es la potencia resultante) es el ahorro económico que supone el utilizar un cable de sección inferior al que habría que utilizar si no se elevara el valor de tensión y, por tanto, la corriente tuviera un valor muy elevado, suponiendo la misma potencia a transportar.

La razón básica del uso de *corrientes trifásicas* es la simplicidad que caracteriza a los generadores y transformadores que trabajan con este tipo de corrientes, así como la sencillez y economía que el transporte y distribución de corrientes trifásicas ofrece frente a otros sistemas.

1.2. Características del sistema eléctrico

Los sistemas eléctricos actuales se rigen por una serie de características que, en la mayoría de los casos, son compartidas a nivel internacional. Estas características son:

- *La tensión de servicio o nominal:* ésta se expresa en voltios y resulta ser la principal característica de los sistemas eléctricos, siendo además la que determina el nivel de aislamiento de los elementos que los integran. Las tensiones de servicio empleadas, así como su aplicación quedan expresados en la tabla 1 de la página siguiente:
- *La frecuencia de servicio:* ésta se expresa en Hertzios (ciclos/segundo), siendo de 50 Hz el valor normalizado en Europa y en la mayor parte del mundo industrializado, con la excepción de América del Norte, cuya frecuencia de servicio es de 60 Hz.
- *El número de fases:* el sistema de tres fases o *trifásico* es el más generalizado por la sencillez de las instalaciones de producción, transporte y distribución. La distribución monofásica se emplea solamente para algunas

distribuciones de baja tensión de pequeña importancia o en los tendidos eléctricos de líneas férreas, donde además se utiliza corriente continua. En baja tensión, las redes trifásicas son de 3 ó 4 hilos, es decir, de tres fases o tres fases y neutro respectivamente.

	Tensión nominal de la red (V)	Aplicación
Baja Tensión	125 220 380 660	Producción, Distribución
Media Tensión	(1.000) 3.000 (5.000) 6.000 10.000 (15.000) 20.000 (30.000)	Producción Transporte, Distribución
Alta Tensión	45.000 66.000 (110.000) 132.000	Transporte, Distribución
Muy Alta Tensión	220.000 400.000	Transporte
Los valores de tensión indicados entre paréntesis son valores que han de evitarse en nuevas instalaciones.		

Tabla 1.1. Tensiones nominales de servicio según Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión, Capítulo I.

1.3. Descripción del sistema eléctrico

Dada la amplitud del concepto de sistema eléctrico, conviene dividir a éste por partes o *subsistemas* para una mejor comprensión. Estos subsistemas, que ya se han dejado entrever en los apartados anteriores, constan a su vez de elementos o etapas que quedan enumerados a continuación:

- *Subsistema de producción:* que comprende las *centrales generadoras*.
- *Subsistema de transporte:* comprende las *estaciones transformadoras elevadoras*, las *líneas de transporte* y las *estaciones o subestaciones transformadoras*.

- *Subsistema de distribución:* consta de las *redes de reparto*, de las *estaciones transformadoras de distribución* o *subestaciones transformadoras de distribución*, *redes de distribución en media tensión*, *centros de transformación* y *redes de distribución en baja tensión*.

La interconexión entre estos subsistemas queda patente en la Fig. 1.

Para comprender el papel que juegan cada uno de los elementos que intervienen en los tres subsistemas, y sin perder de vista la Fig. 1, se describen de forma somera a continuación:

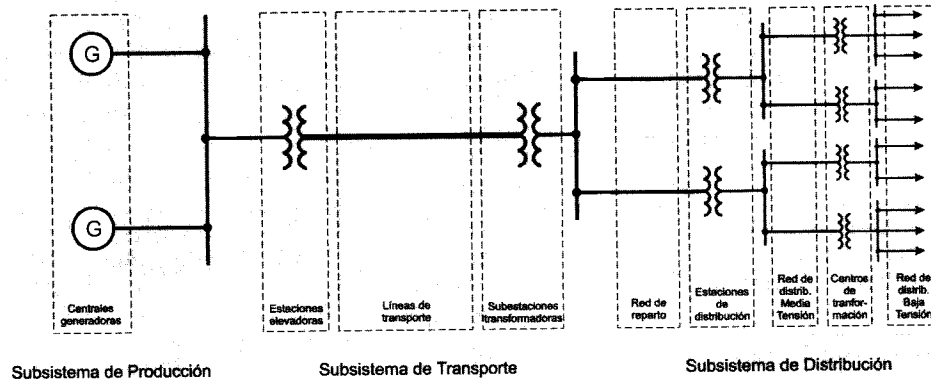


Fig. 1.1. Esquema general del sistema eléctrico.

- *Centrales generadoras:* cuya misión es la de generar electricidad a partir de otras fuentes de energía. Las tensiones más habituales de generación oscilan entre 3 y 23 KV, y la potencia generada en una central tipo medio-alto ronda los 500 y 1.000 MVA. Como por lo general el lugar de generación y producción suele estar alejado de los grandes centros de consumo, esta energía debe ser transportada, pero con el fin de que las pérdidas de energía en el transporte sean lo más pequeñas posibles y que la instalación para tal transporte resulte económica, se elevan esos valores de tensión de generación a valores de tensión de transporte, que suelen ser de 220 y 400 KV.
- *Estaciones transformadoras elevadoras:* es el primer paso de transformación que encuentra la energía eléctrica a su salida de las centrales generadoras. La principal misión de estas estaciones es la de elevar la tensión de generación a la tensión de transporte (220 ó 400 KV).

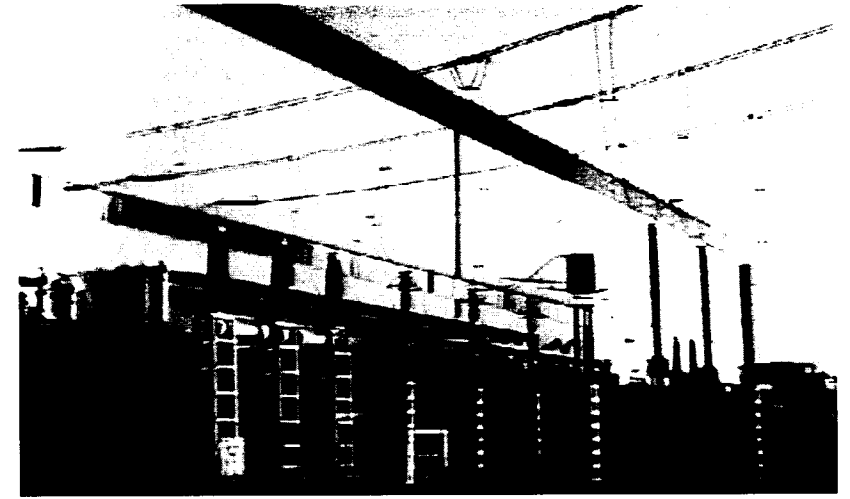


Fig. 1.2. Estación transformadora elevadora de 18 a 400 KV a la salida de una central térmica.

- *Líneas de transporte:* son las líneas aéreas que unen las estaciones elevadoras con las subestaciones transformadoras, y por tanto, las encargadas de realizar los transportes de energía a muy larga distancia. Los valores de tensión a los que trabajan estas líneas son los correspondientes a los de salida de las estaciones elevadoras.

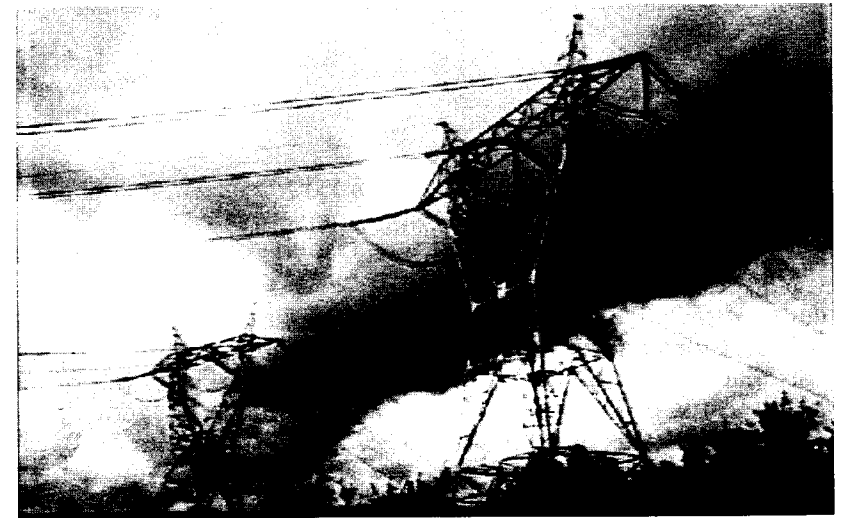


Fig. 1.3. Línea aérea de transporte y torres de 400 KV.

- *Subestaciones transformadoras:* tienen la función básica de reducir los valores de tensión de transporte a unos valores aptos para el reparto en las cercanías de las grandes áreas de consumo. Estos valores suelen ser de 132, 66, 45 ó 30 KV. En otras ocasiones, las subestaciones transformadoras realizan la misión de interconexión entre distintas líneas de transporte, por lo que realizan en tales casos funciones de maniobra.
- *Redes de reparto:* son las líneas que se distribuyen en torno a los grandes centros de consumo con unos valores de tensión que suelen ser de 132, 66, 45 ó 30 KV. En la mayoría de las ocasiones estas redes suelen ser aéreas; no obstante, en núcleos urbanos importantes estas redes son subterráneas.
- *Estaciones transformadoras de distribución:* transforman los valores de tensión de reparto a valores de distribución en media tensión (del orden de 20, 15 ó 10 KV).



Fig. 1.4. Transformador de subestación para 132 / 45 / 10 KV.

- *Redes de distribución en media tensión:* son las líneas que unen las estaciones transformadoras con los abonados en media tensión (que suelen ser instalaciones industriales o consumidores de cierta importancia) o con los centros de transformación, donde se vuelven a reducir los valores de tensión. Estas redes pueden ser aéreas o subterráneas.
- *Centros de transformación:* transforman los valores de media tensión a valores aptos para el consumo en baja tensión. Estos centros son propiedad de la compañía eléctrica distribuidora, aunque si el abonado lo es en

media tensión, dicho centro de transformación suele ser de su propiedad. Los valores de tensión de los centros de transformación pueden ser de 220 / 127 V (entre fases / entre fase y neutro) o de 380 / 220 V.

- *Redes de distribución en baja tensión:* son las líneas que unen los centros de transformación con la acometida del abonado en baja tensión. Estas redes son en su mayoría subterráneas.

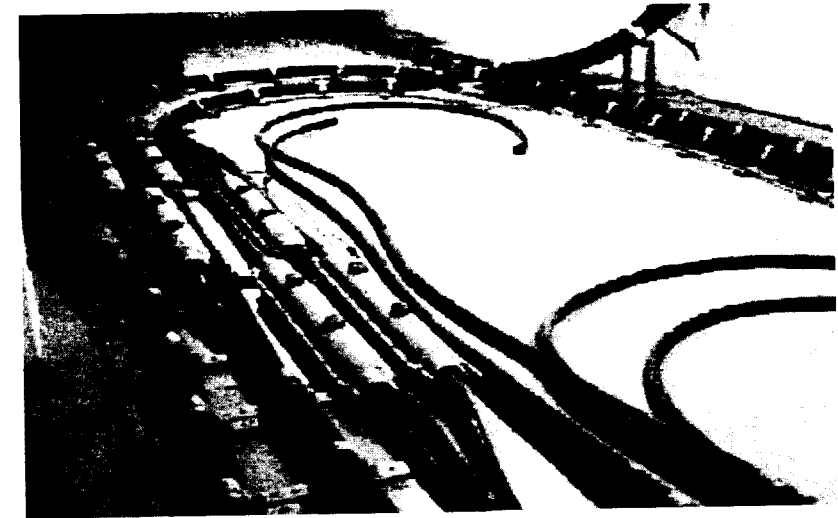


Fig. 1.5. Red de distribución subterránea de 10 KV. Galería de salida de la subestación.

1.4. El papel de la aparata en el sistema eléctrico

Una vez que se tiene conocimiento, de una forma global, de lo que es el sistema eléctrico, sus subsistemas y los elementos que componen cada uno de ellos, es conveniente conocer qué tipos de aparatos constituyen, de una forma general, cada uno de estos elementos (no se incluirá la aparata de baja tensión por no complicar el listado).

- *Centrales generadoras:*
 - *Turbina*, que puede ser movida partiendo de diferentes tipos de energía (hidráulica, térmica, nuclear, eólica...).
 - *Alternador o generador.*
 - *Sistema de regulación y control* del grupo turbina-alternador.
 - *Parque de transformadores*, que constará de:

- Transformadores de potencia.
- Embarrados.
- Equipos de medida.
- Sistema de tierras.
- Aparamenta de alta tensión (aparatos de corte, transformadores de medida y protección, elementos de protección, elementos de apoyo y sustentación).
- Estaciones transformadoras elevadoras, subestaciones transformadoras, estaciones transformadoras de distribución y centros de transformación:
 - Transformadores de potencia.
 - Embarrados.
 - Equipos de medida.

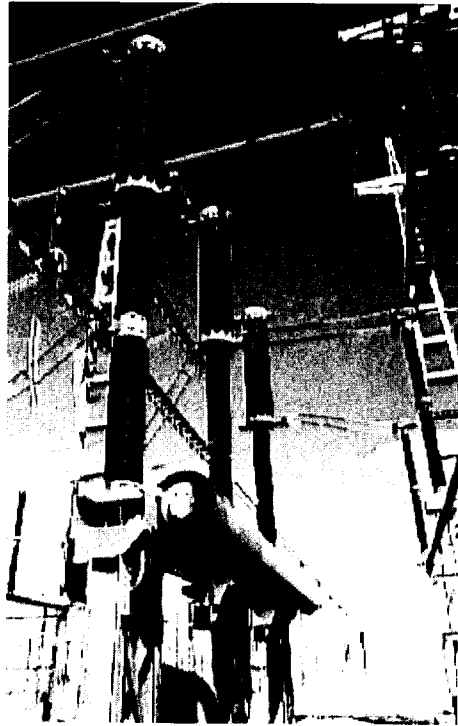


Fig. 1.6 Aparato de corte en subestación transformadora de intemperie. Se trata de un interruptor de hexafluoruro para 220 KV.

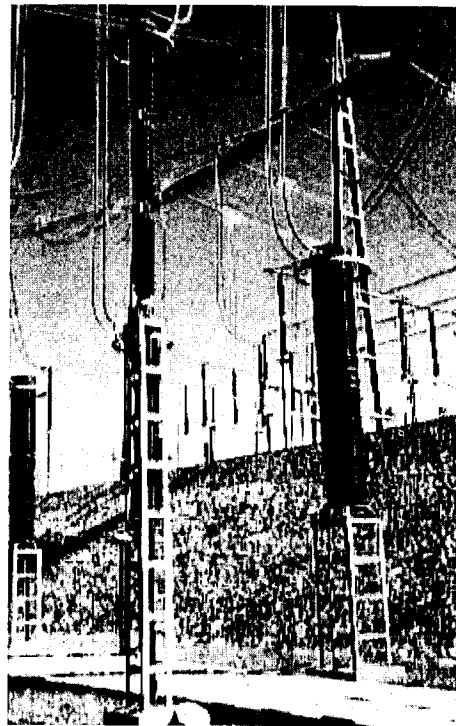


Fig. 1.7. Pararrayos autoválvula y transformador de tensión para 400 KV.

- Sistema de tierras.
- Aparamenta de alta tensión (aparatos de corte, transformadores de medida y protección, elementos de protección, elementos de apoyo y sustentación).
- Líneas de transporte y redes de reparto (aéreas):
 - Conductores desnudos.
 - Sistema de tierras.
 - Aparamenta de alta tensión:
 - Aparatos de corte.
 - Sistemas de protección (autoválvulas, hilo de guarda...)
 - Elementos de apoyo y sustentación (torres y postes, aisladores...).
- Redes de distribución (subterráneas):
 - Conductores aislados.
 - Sistema de tierras.
 - Aparamenta de alta tensión:
 - Aparatos de corte.
 - Sistemas de protección (autoválvulas...)
 - Elementos de apoyo, sustentación y transición (torres de entronque, botellas terminales, pasamuros...).

Salta a la vista que la aparamenta se halla presente en todos los elementos de todos los subsistemas, pues se hace necesaria para realizar operaciones de maniobra, medición de valores, protección para personas e instalaciones, sustentación y apoyo de líneas, etc. Es evidente que sin tal aparamenta, el sistema eléctrico quedaría descontrolado y desprotegido.

No obstante conviene señalar el particular papel que desarrollan los aparatos de corte, pues de ellos depende la continuidad del servicio al abonado, la posibilidad de realizar maniobras entre líneas y que las instalaciones se hallen protegidas frente a sobrecargas y cortocircuitos, faltas de terribles consecuencias por sus efectos térmicos y dinámicos. Es por ello que se hace imprescindible prestar una especial atención a los métodos de selección de este tipo de aparamenta, que principalmente constan de un estudio previo de las corrientes de cortocircuito de la instalación a proteger y a los cuales se dedica un capítulo completo en el presente manual.

Aparamenta de alta tensión. Características

Se designa habitualmente como *aparamenta eléctrica de alta tensión* a aquellos aparatos o dispositivos para maniobra, control, regulación, seguridad y canalización en instalaciones eléctricas, siendo considerados para alta tensión cuando trabajan con tensión alterna superior a 1000 V. No se incluyen en tal concepto los dispositivos o sistemas de generación, transformación, transporte y utilización de la energía eléctrica.

Los aparatos que se destinan a tal fin son muy diferentes y variados, siendo necesario el realizar una clasificación de los mismos para una mejor visión de conjunto.

2.1. Clasificación de la aparamenta de alta tensión

En realidad no se puede hablar de una clasificación única de la aparamenta, sino que existen diversos criterios de clasificación de tales aparatos. A continuación se ofrece una visión global de tal clasificación para después, en capítulos sucesivos, analizar cada uno de los grupos de aparatos que conforman la aparamenta de Alta Tensión.

CLASIFICACIÓN SEGÚN LA FUNCIÓN DEL APARATO	
Tipo de aparato	Ejemplo o descripción
Maniobra o corte	Aparatos de corte en general: seccionadores, interruptores, disyuntores...

CLASIFICACIÓN SEGÚN LA FUNCIÓN DEL APARATO	
Tipo de aparato	Ejemplo o descripción
Protección	Relés de protección, pararrayos autoválvulas...
Medida	Transformadores de medida, aparatos de medida en general...
Regulación	Reguladores de tensión para transformadores...
Control	Cuadros de mando directo, cuadros de telemando...
Bobinas de reactancia y condensadores	Reactancias de choque, condensadores para compensación de energía reactiva y regulación de tensión...

CLASIFICACIÓN SEGÚN LA TENSIÓN DE UTILIZACIÓN	
Tipo de aparato	Valores de tensión
Baja tensión	1000 V en corriente alterna y 1500 V en corriente continua
Media tensión	de 3 a 36 KV (52 y 72 KV)
Alta tensión	de 45 a 220 KV (80 a 220 KV)
Muy alta tensión	de 250 a 800 KV

CLASIFICACIÓN SEGÚN SU EMPLAZAMIENTO	
Para montaje en intemperie	
Para montaje en interior	

CLASIFICACIÓN SEGÚN SU TIPO DE PROTECCIÓN	
No protegidos o abiertos	
Protegidos: Cuando una envolvente metálica unida a tierra impide todo contacto accidental con partes en tensión y limita a valores no peligrosos la tensión de contacto.	

CLASIFICACIÓN SEGÚN SU UTILIZACIÓN	
Instalaciones domésticas y similares	
Instalaciones industriales	
Redes eléctricas de empresas de producción y distribución de energía eléctrica en B.T., M.T., A.T. y M.A.T.	

2.2. Características generales de la aparamenta de alta tensión

Las características generales de la aparamenta de alta tensión son los parámetros que determinan las condiciones de funcionamiento, tanto en situaciones normales como en situaciones anormales (sobreintensidades, sobretensiones, cortocircuitos...). Estas características se deben ajustar a determinados valores de las magnitudes funcionales de la instalación, como son:

- Tensión.
- Corriente.
- Potencia.
- Temperatura, presión barométrica...

Resulta obligatorio que las características o *valores característicos* del aparato figuren en una placa asociada al mismo y que se denomina *placa de características*. Las características nominales principales en la aparamenta son:

- *Tensión nominal de sus circuitos principales*: éste es un valor de tensión que sirve para designarlo y que se refiere a sus condiciones de funcionamiento en caso de ruptura o cierre de la corriente.

Las tensiones por las que se designa un aparato son dos: *la tensión nominal* y *la tensión nominal más elevada*. La tensión nominal más elevada corresponde a la máxima tensión que se puede dar en la línea en condiciones normales de explotación, y que por tanto debe ser capaz de soportar el aparato. A continuación se facilita una relación de las tensiones nominales normalizadas (MIE-RAT 04).

Tensión nominal de la red (KV)	Tensión nominal más elevada para el aparato (KV)
3	3.6
6	7.2
10	12
15	17.5
20	24
30	36
45	52
66	72.5
110	123
132	145
220	245
380	420

Los valores de tensión resaltados en **negrita** son los de uso preferente en redes de distribución de uso público.

Tabla 2.1. Tensiones nominales de servicio normalizadas según MIE-RAT 04.

- **Corriente nominal de sus circuitos principales:** es la corriente que el aparato puede soportar indefinidamente en condiciones nominales de servicio. Existe una serie de valores de *corriente nominal en servicio permanente* normalizados con el fin de unificar los aparatos que se hallan destinados a un mismo circuito. Estos valores de corriente son, según las normas UNE 20383-75 (interruptores diferenciales), UNE 20100-80 (seccionadores) y UNE 21085-75 (interruptores automáticos) los siguientes: (6) - (10) - 16 - 25 - 32 - 40 - 63 - 80 - 100 - 125 - 160 - 200 - 250 - 315 - 400 - 630 - 800 - 1250 - 1600 - 2000 - 2500 - 3150 - 4000 - 5000 - 6300 A. Tales valores de corriente hacen referencia a una temperatura ambiente de 40 °C. Cuando los aparatos se utilicen en ambientes de temperatura superior, se deberá escoger aparatos de corriente nominal superior.
- **Nivel de aislamiento:** representa la aptitud del aparato para soportar las sobretensiones a frecuencia industrial, las sobretensiones de origen atmosférico y las sobretensiones de maniobra de frente escarpado. Esta aptitud o nivel de aislamiento viene definida por los valores de: *tensión de ensayo a la frecuencia industrial*, *tensión de ensayo de impulso tipo rayo* y *tensión de ensayo de impulso tipo maniobra*.

Onda de sobretensión tipo rayo: las ondas de sobretensión en las líneas aéreas eléctricas debidas al impacto del rayo son de forma muy variable,

pero los registros en osciloscopios obtenidos durante las tormentas han mostrado que en conjunto pueden ser representados por una onda unidireccional aperiódica de frente abrupto o escarpado amortiguada, que a efectos de caracterizar el aislamiento de un aparato con relación a la solicitud del rayo puede ser normalizada por una onda 1,2/50, es decir, una onda cuya duración convencional de frente, T_1 , es de 1,2 μ s y la duración convencional hasta el semivalor de su amplitud en la cola es de 50 μ s, conforme a la norma UNE 21308 y que se muestra en el gráfico adjunto (véase Fig 2.1).

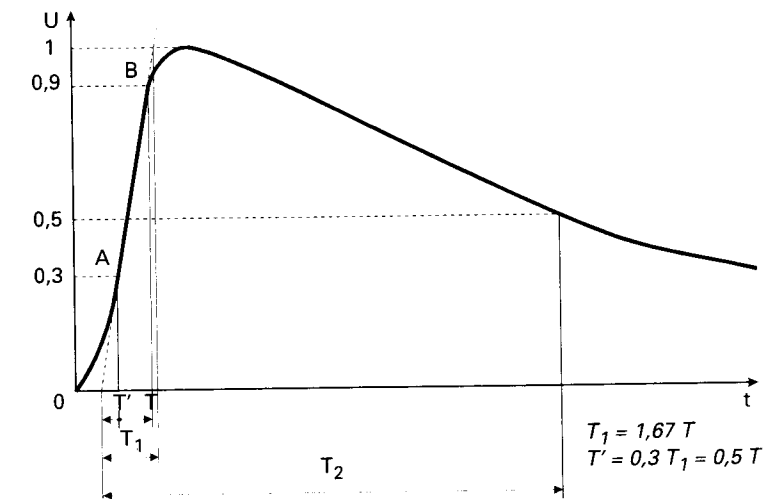


Fig. 2.1. Onda de sobretensión tipo rayo 1,2/50 (s normalizada según UNE 21308).

Onda de sobretensión tipo maniobra: en líneas de alta tensión y muy alta Tensión, las maniobras de ruptura del circuito son fuente de sobretensiones unidireccionales de frente abrupto amortiguadas que pueden y son modelizadas a efectos de ensayos por una onda de choque 250/2500 μ s, es decir, por una onda de valores $T_1 = 250 \mu$ s y $T_2 = 2500 \mu$ s (véase Fig 2.2).

Estas tensiones de choque son generalmente producidas por un montaje en el que un cierto número de condensadores son cargados en paralelo por una fuente de corriente continua de alta tensión y luego descargados en serie sobre un circuito que comprende el objeto de ensayo con una resistencia pura R y una inductancia lineal L en paralelo.

En la norma UNE 21062 se especifican unos valores normalizados de tensiones de ensayo, que resultan de obligado cumplimiento para todos aquellos equipos que se empleen en instalaciones de alta tensión según la Instrucción Técnica Complementaria MIE-RAT 12. Estos valores de tensión se reúnen en tres grupos: *Grupo A* (de 1 a 52 KV), *Grupo B* (de 52 a 300 KV) y *Grupo C* (más de 300 KV). A continuación se especifican tales valores.

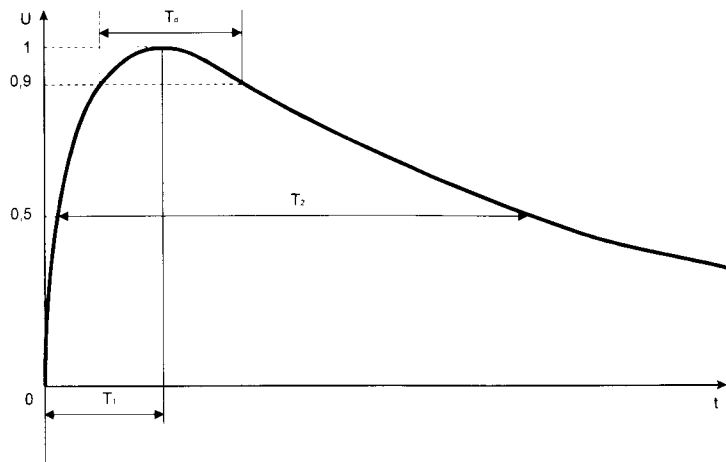


Fig. 2.2. Onda de sobretensión tipo maniobra 250/2500 µs normalizada según UNE 21308.

NIVELES DE AISLAMIENTO PARA APARATOS DEL GRUPO A			
Tensión más elevada para el aparato en KV eficaces (U _m)	Tensión de corta duración a frecuencia industrial en KV eficaces.	Tensión de impulso tipo rayo en KV de cresta. Lista 1	Tensión de impulso tipo rayo en KV de cresta. Lista 2
3,6	10	20	40
7,2	20	40	60
12	28	60	75
17,5	38	75	95
24	50	95	125
36	70	145	170

La *Lista 1* se utilizará en instalaciones con el neutro a tierra, bien directamente o con una pequeña impedancia, o cuando el neutro esté puesto a través de una bobina de extinción o en redes equipadas con una protección suficiente contra sobretensiones.

La *Lista 2* se utilizará en los demás casos o cuando sea necesario un alto grado de seguridad.

Tabla 2.2. Tensiones nominales de ensayo de aparatos del Grupo A según UNE-21062.

NIVELES DE AISLAMIENTO PARA APARATOS DEL GRUPO B		
Tensión más elevada para el aparato en KV eficaces (U _m)	Tensión de corta duración a frecuencia industrial en KV eficaces.	Tensión de impulso tipo rayo en KV de cresta.
52	95	250
72,5	140	325
123	185	450
145	230	550
170	275	650
170	325	750
170	360	850
245	395	950
245	460	1050

Tabla 2.3. Tensiones nominales de ensayo de aparatos del Grupo B según UNE-21062.

NIVELES DE AISLAMIENTO PARA APARATOS DEL GRUPO C		
Tensión más elevada para el aparato en KV eficaces (U _m)	Tensión de impulso tipo rayo en KV de cresta.	Tensión de impulso tipo maniobra en KV de cresta.
300	750	850
300	850	950
362	950	1050
420	1050	1175
525	1175	1300
525	1175	1425
765	1300	1550
765	1300	1800
765	1425	1950
765	1425	2100
765	1550	2400

Tabla 2.4. Tensiones nominales de ensayo de aparatos del Grupo C según UNE-21062.

En el *Grupo B*, la elección en la gama de los valores de tensión de ensayo debe realizarse en función de las sobretensiones de onda de rayo que se puedan presentar (MIE-RAT 12).

En el *Grupo C*, la elección en la gama de los valores de tensión de ensayo debe realizarse en función de las sobretensiones de maniobra que se esperen de la red, y el nivel de aislamiento se caracteriza por las tensiones soportadas de impulso tipo rayo y tipo maniobra (MIE-RAT 12).

Además de estas características principales comunes a toda la aparamenta eléctrica, hay que añadir las siguientes características principales para *aparatos de maniobra o corte*:

- *Poder de ruptura o corte*: también se denomina *poder de desconexión*, y representa el valor eficaz máximo de corriente que puede cortar un interruptor automático o *disyuntor* con toda seguridad, y con sólo un ligero deterioro de sus contactos, cuando se emplea en una instalación cuya tensión de servicio es igual o muy próxima a la tensión nominal de servicio asignada al disyuntor. Esta característica se puede expresar en kilovoltios (KV) o kilovoltiamperios (KVA) cuando se expresa en términos de potencia de ruptura, cuya expresión es:

$$Pr = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_d$$

Donde P_r es la potencia de ruptura en KVA, U la tensión nominal de servicio en V e I_d la corriente de corte en KA.

- *Poder de conexión nominal*: es el valor instantáneo máximo que puede alcanzar la corriente de cortocircuito en el momento de cierre de un disyuntor con todas las garantías de seguridad.
- *Corriente de corta duración admisible*: es el valor máximo de corriente que puede soportar el aparato durante un tiempo especificado.
- *Secuencia de maniobra*: representa la sucesión de maniobras de apertura y cierre, en condiciones de cortocircuito que el aparato es capaz de realizar sin que se produzcan deterioros en el mismo.
- *Intensidad límite térmica*: es el valor máximo de corriente a partir del cual los esfuerzos térmicos adicionales ocasionados en el aparato no resultan admisibles para el mismo.
- *Intensidad límite dinámica*: es el valor máximo de corriente a partir del cual los esfuerzos electrodinámicos ocasionados en el aparato no resultan admisibles para el mismo.

En los aparatos para medida y protección existe la característica principal de *Clase de precisión*.

2.3. Problemas fundamentales de la aparamenta

Los problemas que van a afectar a cualquier tipo de aparamenta van a ser, principalmente, los siguientes: *calentamiento*, *aislamiento* y *esfuerzos mecánicos*. Éstos no se pueden reflejar en fórmulas matemáticas que nos pudieran determinar a priori, de un modo bastante fiable, los resultados de estos problemas sobre la aparamenta.

En realidad se debe contar en estos casos con la experiencia del constructor, con ensayos de laboratorio y con la experimentación en servicio como medios para predeterminar el comportamiento de los aparatos frente a los fenómenos adversos.

2.3.1. Calentamiento

El problema del calentamiento comporta el estudio de los fenómenos que dan lugar en la aparamenta a la producción de calor: efecto Joule, imantación alternativa, corrientes de Foucault, pérdidas dieléctricas, etc, así como de los medios de evacuación del mismo.

2.3.2. Aislamiento

El problema del aislamiento es ya de un orden más elevado, particularmente si se trata de altas y muy altas tensiones. Este problema comprende el estudio previo del campo eléctrico, la influencia del medio ambiente y la alteración con el tiempo de las propiedades dieléctricas de los aislantes, así como el conocimiento y la aplicación de nuevos aislantes gaseosos, líquidos y sólidos.

En este campo, pese a lo mucho que se ha logrado, la investigación es incesante y aún hay mucho camino por andar. No en vano se ha dicho que el progreso de las máquinas y aparatos eléctricos está íntimamente ligado al desarrollo de nuevos materiales aislantes.

2.3.3. Esfuerzos mecánicos

El problema de los esfuerzos mecánicos tiene su origen, por una parte, en las fuerzas electrodinámicas que se manifiestan entre conductores próximos cuando son recorridos por corrientes eléctricas, y por otra en las dilataciones que los mismos experimentan al calentarse.

De estas dos fuerzas, la más importante es, con mucho, en la aparamenta de maniobra de baja y media tensión, la electrodinámica, por los elevados valores que en unos instantes pueden alcanzar las corrientes.

Además, los esfuerzos electrodinámicos, cuando las corrientes son alternas, vienen expresados por funciones senoidales de pulsación ω ó 2ω , y si las frecuencias naturales de oscilación de los conductores tienen la misma pulsación, pueden entrar en resonancia y dar origen a vibraciones peligrosas para el aparato que, como es lógico, deberá evitarse.

2.3.4. Problemas adicionales en la aparamenta de corte

Aparte de estos problemas de la aparamenta general, hay que añadir dos más en la aparamenta de corte que son: *el problema de los contactos principales* y *el problema de los fenómenos derivados del arco eléctrico*.

- *El problema de los contactos principales*: el problema estriba en que la superficie de contacto de los contactos principales es muy pequeña, puesto que son solamente unos pocos puntos de la superficie de dichos contactos los que se encuentran realmente apoyados entre sí y a través de los cuales debe pasar la totalidad de la corriente. A esto hay que añadir que la dureza superficial y las películas aislantes interpuestas (que pueden ser de décimas de micra) implican nuevas dificultades e incrementan considerablemente la resistencia de contacto, por lo que el calentamiento debido a esta resistencia de contacto no debe ser obviado.
- *El problema de los fenómenos derivados del arco eléctrico*: el problema de la ruptura del circuito pasa, indudablemente, por la formación de un arco eléctrico entre los contactos principales, fenómeno que de por sí constituye un amplio campo de estudio, ocasionándoles una serie de problemas como fusión y desintegración del metal de los contactos debido a las elevadísimas temperaturas alcanzadas en el arco, caídas de tensión, etc...

2.4. El problema del arco eléctrico

2.4.1. Generalidades sobre los arcos eléctricos

Durante la ruptura de un aparato de corte por el que circula una corriente, se comprueba la producción de una chispa o un arco entre las piezas en contacto.

Si la potencia cortada es pequeña se obtiene una chispa, es decir, un destello o resplandor azulado muy brillante que no daña las piezas en contacto. Si la potencia alcanza una cierta importancia se produce un arco, es decir, una llama de un color diferente del de la chispa; además, después de la ruptura se observa que los contactos están desgastados en las zonas en que se originó el arco.

El arco se manifiesta como una columna gaseosa incandescente según una trayectoria más o menos rectilínea entre los electrodos, cuyo núcleo alcanza temperaturas comprendidas entre los 6.000 y los 10.000 °C. Las superficies de contacto del arco con los electrodos aparecen igualmente incandescentes. La mancha catódica (polo positivo) es fija o se desplaza lentamente, en tanto que el contacto del arco con el ánodo (polo negativo) puede desplazarse bruscamente y de una manera discontinua. El papel del ánodo es secundario, pues el arco puede mantenerse cualquiera que sea su temperatura, lo que no ocurre con el cátodo que debe mantenerse por encima de una temperatura para que se mantenga cebado el arco.

Los iones de la columna del arco son producidos por choque de las moléculas con los electrones que emite el cátodo. Esta ionización por choque que tiene lugar durante todo el tiempo que dura el arco, equilibra las recombinaciones de iones y electrones que se tienen constantemente a lo largo y en el interior del plasma iónico-electrónico.

Los arcos eléctricos son conductores extremadamente móviles que se desplazan fácilmente bajo el efecto de corrientes de aire, de campos magnéticos, y si en sus desplazamientos se encuentran con piezas metálicas a distinta tensión, se ceban en ellas, pudiendo provocar arcos permanentes de cortocircuito, y si alcanzan a alguna persona, la electrocución de ésta.

Con todo esto, se puede aseverar que los problemas de la ruptura de un circuito eléctrico son esencialmente problemas de arcos.

2.4.2. La caída de tensión en el arco

Cabe distinguir tres zonas bien diferenciadas dentro de la caída de tensión a lo largo del arco eléctrico (véase Fig. 2.3). Dos zonas de muy corta longitud y elevados gradientes con caídas de tensión bien acusadas, U_A anódica y U_C catódica, en las proximidades de los electrodos. La otra zona comprende el resto de espacio entre los electrodos en la que se da una caída de tensión más reducida, U_L , sensiblemente proporcional a la longitud de dicho espacio. Por tanto, la caída de tensión total será:

$$U_a = U_A + U_L + U_C$$

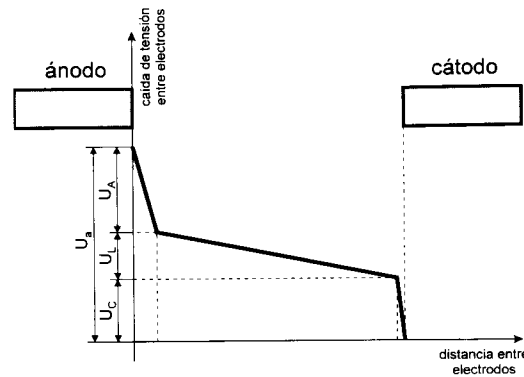


Fig. 2.3. Distribución de tensiones en la caída de tensión del arco eléctrico entre electrodos.

El valor de U_A como de U_C depende de la intensidad de corriente.

Con intensidades fuertes las zonas de caída de tensión próximas a los electrodos equivalen a unos tres centímetros.

La energía absorbida por el arco durante la ruptura del mismo viene expresada por la siguiente fórmula:

$$W = i_a \cdot U_L \cdot t$$

donde i_a es la corriente del arco, U_L la caída de tensión en la columna del arco y t el tiempo. Esta energía se disipa por convección, por radiación y por conducción caloríficas, así como por descomposición del medio que rodea al arco, como aceite, agua, hexafluoruro de azufre...

La disociación molecular o descomposición del medio, la conductividad térmica de los electrodos y la naturaleza y condiciones físicas del medio que rodea al arco tienen gran influencia sobre la intensidad de disipación del calor, y en consecuencia sobre la temperatura y presión de la columna del arco.

Si la energía desarrollada por el arco no es eliminada, la temperatura del medio ambiente aumentará, y si se trata de un medio de capacidad fija, también crecerá la presión en él, lo que puede producir fenómenos de descomposición de dicho medio con la consiguiente producción de gases, que pueden llegar a provocar la explosión de la cámara de ruptura del arco.

Para valores moderados de la corriente y la tensión se puede expresar la caída de tensión en el arco por la fórmula de *Ayrton*:

$$U_a = A + B/i$$

Si se hace variar la longitud del arco se comprueba que el coeficientes A y B son funciones lineales de dicha longitud:

$$A = a + \alpha \cdot l$$

$$B = b + \beta \cdot l$$

que sustituyendo en la fórmula de *Ayrton*, se obtiene la siguiente expresión:

$$U_a = a + \alpha \cdot l + \frac{(b + \beta \cdot l)}{i}$$

$\downarrow \quad \downarrow \quad \downarrow$
 $U_A \quad U_L \quad U_C$

donde los parámetros a , b , α y β son funciones de la naturaleza de los electrodos y del medio en el que se tiene el arco, así como de la presión de este medio.

Para un arco en el aire entre electrodos de cobre, los valores medios a , b , α y β son:

$$a = 30 \text{ V} \quad b = 10 \text{ VA} \quad \alpha = 10 \text{ V/cm} \quad \beta = 30 \text{ VA/cm}$$

Se observa que la fórmula de *Ayrton* da para U_C un valor infinito cuando i tiende a cero, lo cual no es exacto. El valor máximo de U_a al reducirse i a cero se conoce como *valor de extinción* U_e .

Para fuertes intensidades de corriente, se puede expresar la tensión del arco por la fórmula:

$$U_a = a + \alpha \cdot l$$

en la que a representará las caídas de tensión catódica y anódica, y α la caída de tensión por unidad de longitud de arco.

Para electrodos de una determinada naturaleza, los valores de a y α son independientes de la corriente del arco, cuando las condiciones del medio ambiente, presión y temperatura son idénticas.

Si la temperatura del medio ambiente disminuye, α aumenta; análogamente, si los electrodos son refrigerados por un medio cualquiera. Si la presión del medio en el que se desarrolla el arco aumenta, lo que equivale a reducir la sección natural del arco, la caída de tensión aumenta también.

La naturaleza del medio en que se produce el arco, y más concretamente, la *conductividad térmica* del gas que rodea el arco tiene una influencia primordial en el valor de caída de tensión unitaria, resultando ésta aproximadamente proporcional a la conductividad térmica del gas.

Como ejemplo, a igualdad de electrodos y de presión del medio, la tensión del arco en el SF₆ es de 5 a 10 veces inferior a la tensión del arco en el aire a causa de que la energía de ionización por choque de la molécula de SF₆ es muy inferior a la del nitrógeno y del oxígeno.

2.4.3. Temperatura del arco

En el núcleo de la columna gaseosa incandescente del arco, cuya trayectoria es aproximadamente rectilínea entre los dos electrodos, se alcanzan temperaturas muy elevadas. La temperatura en la superficie de los electrodos es igualmente elevada, de forma que ésta aparece incandescente.

El reparto de la temperatura del arco se contempla en el gráfico adjunto (véase Fig 2.4).

Se observan corrientemente en los arcos temperaturas de 2.000 °C a 3.000 °C con electrodos metálicos y de 3.000 °C a 4.000 °C con electrodos de carbón. Sin embargo en puntos del núcleo se pueden alcanzar de 5.000 °C a 10.000 °C, según la intensidad de la corriente.

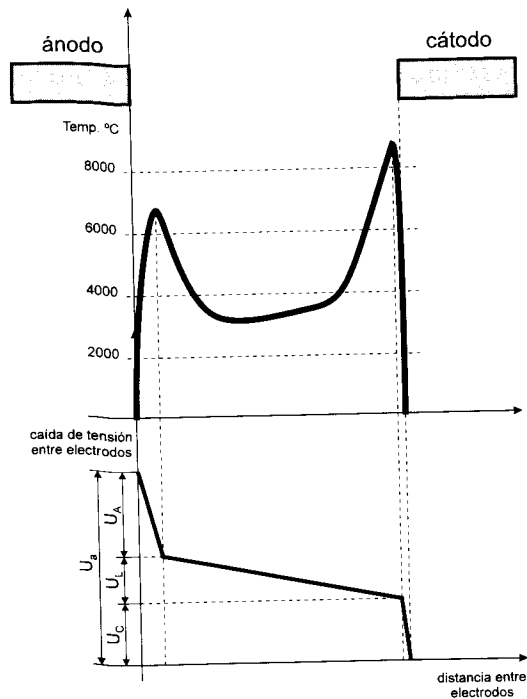


Fig. 2.4. Reparto de la temperatura a lo largo del arco.

Si se realiza un corte transversal en la columna gaseosa del arco, se tiene que la temperatura máxima se alcanza en el centro de la sección. Mientras que la temperatura disminuye a medida que nos alejamos de dicho centro, lo cual queda reflejado en el siguiente gráfico (véase Fig. 2.5).

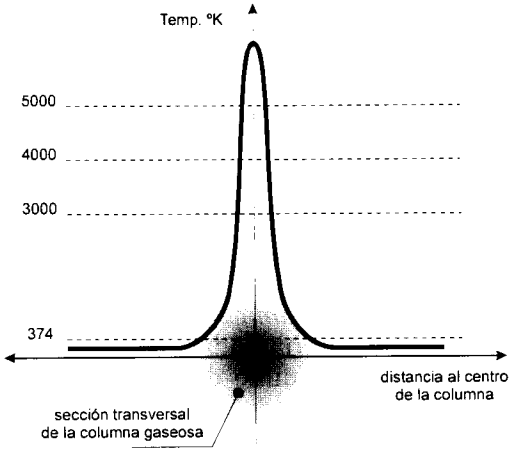


Fig. 2.5. Gráfica de distribución de temperatura a lo largo de la sección de la columna gaseosa del arco.

2.4.4. Potencia y energía del arco

La potencia absorbida por el arco es evidentemente igual al producto de la corriente del arco *i* por la caída de tensión total del mismo, *U_a* y la energía absorbida por el arco será la integral de este producto por *dt* extendida a todo el tiempo de duración del arco, *Ta*:

$$W = \int_0^T Pa \cdot dt = \int_0^T Ua \cdot i \cdot dt$$

Es esta energía la que determina la fatiga principal de muchos de los aparatos de ruptura. Si la energía desarrollada por el arco no es disipada convenientemente, la temperatura del medio se incrementará, y si se trata de un medio confinado se elevará asimismo la presión en su interior, lo que puede dar lugar a nuevos fenómenos de descomposición, e incluso a la explosión del recinto.

La energía calorífica de la columna del arco en los interruptores se cede al medio ambiente por conducción y convección principalmente, pues la pérdida por radiación es relativamente pequeña, así como por disociación del medio ambiente (aceite, autoformación de gases...).

2.4.5. Características del arco

El arco eléctrico se caracteriza por poseer una *relación tensión/corriente decreciente*, la cual resulta totalmente distinta de la que se tiene en los conductores metálicos.

En conductores metálicos la tensión es proporcional a la corriente, siendo su característica una recta, mientras que la tensión que cae entre los electrodos U_a , cuando se establece el arco, decrece mientras aumenta la corriente hasta un valor límite.

Se define como *característica estática* del arco a la función $U_a = f(i)$, para una longitud de arco determinada y con electrodos concretos. Esta curva parte para el valor inicial de U_a , cuando la corriente vale 0, hasta el valor límite de corriente donde la tensión alcanza su valor más bajo.

Se define como *característica dinámica* del arco a la misma función $U_a = f(i)$, para una longitud de arco determinada y con electrodos concretos, cuando una vez alcanzado el valor mínimo de tensión entre los electrodos, se hace disminuir la corriente obteniendo unos valores de tensión inferiores a los de la característica estática, es decir, *la característica dinámica queda por debajo de la característica estática del arco* como se puede apreciar en el gráfico adjunto (véase Fig. 2.6).

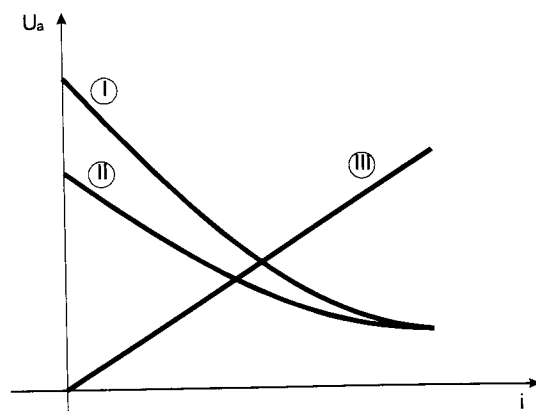


Fig. 2.6. I- Característica estática del arco.
II- Característica dinámica del arco.
III- Gráfica tensión/corriente en un conductor metálico.

Este gráfico deja de manifiesto la inercia calorífica del arco, dado que la superficie de la mancha catódica, el diámetro del arco, la intensidad de ionización y la temperatura no se adaptan instantáneamente a los nuevos valores de intensidad y da lugar en consecuencia a una menor tensión del arco. Estos conceptos de la capacidad calorífica del arco y del retardo a la desionización o histéresis térmica tienen una gran importancia como veremos al estudiar el fenómeno de la ruptura de una corriente alterna.

2.4.6. El arco en un circuito de corriente alterna

La interrupción de corriente se hace siempre a través de un arco eléctrico, salvo en el caso de débiles intensidades, por lo que se hace imprescindible el estudio del fenómeno de la interrupción de la corriente alterna, dado que se tiene un arco cuya corriente de alimentación pasa dos veces por cero en cada período.

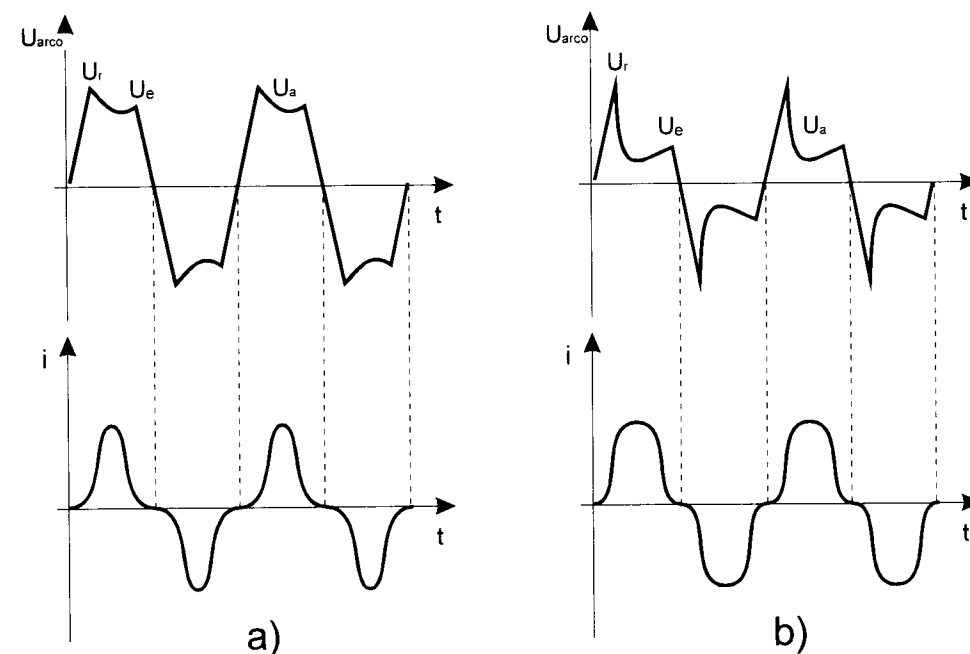


Fig. 2.7. Gráficas de tensión y corriente, con respecto al tiempo, del arco que se establece entre electrodos alimentado con corriente alterna.
a) Gráfico correspondiente a electrodos de carbón.
b) Gráfico correspondiente a electrodos de cobre.

En el gráfico adjunto se muestra la relación tensión y corriente con respecto al tiempo para electrodos de carbón y electrodos de cobre (véase Fig. 2.7).

Si ahora que el arco se halla alimentado por corriente alterna, se realiza una representación gráfica de la relación tensión/corriente, se obtendría el gráfico o *ciclo de histéresis del arco* (véase Fig. 2.8).

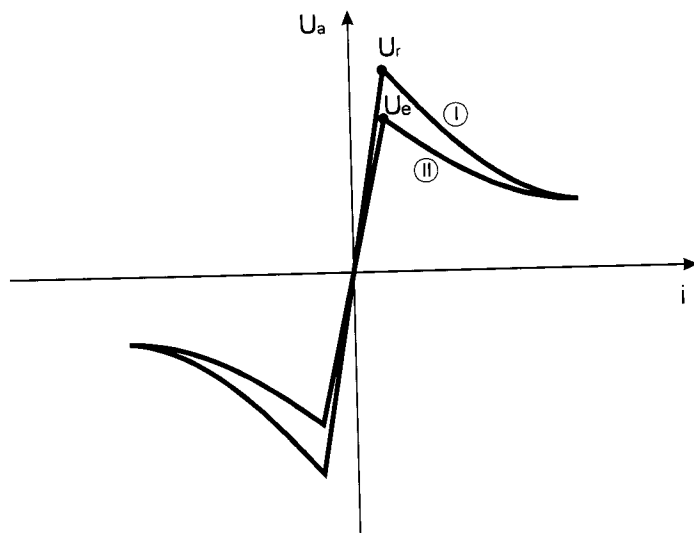


Fig. 2.8. Gráfico del ciclo de histéresis del arco.

I- Tensión de reencendido.

II- Tensión de extinción.

En estos gráficos cabe distinguir tres tensiones características del arco:

- **Tensión de reencendido U_r :** es la tensión entre electrodos necesaria para reencender el arco al extinguirse éste por el paso natural de la corriente por cero. Si la tensión disponible en el circuito aplicada entre los electrodos fuera inferior a la tensión de reencendido, el arco no se reencendería y el circuito quedaría definitivamente abierto.
- **Tensión permanente de arco U_a :** es la tensión entre electrodos durante el tiempo de permanencia estable del arco. Esta tensión que varía entre límites muy próximos es la que condiciona la energía que se desarrolla en el arco.

- **Tensión de extinción U_e :** se denomina así el pico de la tensión del arco que se tiene al aproximarse la intensidad a su valor nulo. La forma decreciente de la característica del arco y la menor concentración de portadores de carga que al reducirse la corriente se tiene, justifican el aumento de la tensión del arco cuya punta de extinción es U_e .

La tensión de *extinción* es menor que la de *reencendido*, porque al tener lugar la extinción a continuación de un tiempo de fuerte disipación de calor, por el fenómeno de inercia térmica, la columna del arco tiene unas condiciones termodinámicas y conductoras muy superiores a las que preceden al reencendido. Éste tiene lugar después de un brevísimo tiempo sin arco, del orden de las millonésimas de segundo, durante el cual se produce un enfriamiento y una intensa desionización de la zona del arco.

El *reencendido* del arco, con la corriente en sentido contrario, se produce cuando la tensión inversa de reestablecimiento aplicada entre los electrodos excede de la tensión disruptiva de columna, o tensión de reencendido U_r , cuyo valor depende de la separación entre electrodos, de la presión del medio y de la concentración de los portadores de carga, concentración muy influenciada por la refrigeración y la conductividad térmica del medio y los electrodos.

Cabe destacar, y a la vista de las gráficas de la Fig. 2.7, que el electrodo de cobre es más utilizado que el electrodo de carbón, pues la diferencia entre las tensiones de reencendido (U_r) y extinción (U_e) con los electrodos de cobre es mayor que con los electrodos de carbón. Con esta mayor diferencia de tensión entre el reencendido y la extinción del arco se garantiza que, una vez extinguido el arco, la posibilidad de reencendido sea prácticamente nula dado el elevado valor adicional de tensión requerido.

2.5. Ruptura de un circuito de corriente alterna

Se puede pensar en un principio que la interrupción de un circuito alimentado con corriente alterna es más fácil que la de un circuito alimentado con corriente continua, dado que la corriente en el primer caso se anula por sí misma en cada semiperíodo.

Si un interruptor fuese capaz de separar los contactos en el momento preciso del paso de la corriente por cero, y con una velocidad tan elevada que la tensión que reaparece en el siguiente semiciclo no pudiera salvar disruptivamente la distancia que los separa, el circuito quedaría definitivamente interrumpido sin producirse, además, ninguna sobretensión dado que la energía electromagnética es nula en ese instante.

Actualmente, este interruptor ideal es imposible alcanzarlo. El tiempo admisible de ruptura, para redes de 50 Hz, debería ser del orden de una diezmilésima de segundo, siendo así que los interruptores más rápidos para media tensión no cortan la corriente sino después de dos o más semiperíodos, es decir, un tiempo superior a las dos centésimas de segundo. A decir verdad, salvo en el caso de corrientes muy débiles, o tensiones reducidísimas, la ruptura de un circuito tiene lugar siempre a través de un arco.

2.5.1. La extinción del arco

Las formas de obtener la extinción del arco eléctrico son básicamente dos, y son las que a continuación se describen brevemente:

- *Aumentar la tensión entre los bornes*: lo que se consigue aumentando los valores de α y de β en la fórmula de Ayrton o *caída de tensión del arco* (véase apartado 2.4.2):

$$U_a = a + \alpha \cdot l + (b + \beta \cdot l)/i$$

No obstante, si la corriente que circula por el arco es elevada, se puede decir que la caída de tensión total es:

$$U_a \cong a + \alpha \cdot l$$

pudiendo observar que lo más fácil para elevar la tensión es incrementar rápidamente la longitud, l , a base de imprimir una elevada velocidad a la separación de los contactos, o incrementar, para una longitud constante, los valores de a y α . Esta forma de extinción tiene gran importancia en corriente continua y en baja tensión con corrientes elevadas, y lo aplican muy bien los interruptores de soplado magnético.

- *Conseguir una rápida desionización del medio*; que representa el medio más utilizado en media y alta tensión.

Cuando la corriente se anula en el paso por cero, los iones deben dejar de circular, ya que el arco está compuesto de electrones e iones positivos que van de un electrodo al otro. Sabemos que el estado conductor es motivado por la ionización del medio circundante, a causa de la elevada temperatura que alcanza y de los electrones liberados por el cátodo.

La caída de tensión en el arco aporta, por efecto Joule, la potencia necesaria para mantener las altas temperaturas, equilibrando las pérdidas de calor del arco por conducción, convección y radiación, siendo éstas últimas prácticamente despreciables. Debido que el medio no se enfría en el

instante del paso de la corriente por cero, sino que existe una inercia térmica, el arco no pierde calor y no se produce una recombinación inmediata de iones y electrones, lo que favorecería una disminución de la conductividad del recorrido del arco. Por ello se dice que *el arco posee una inercia*, o lo que es lo mismo, que existe un *retardo a la desionización del medio*, concepto muy a tener en cuenta en la teoría de la ruptura.

El objetivo en el corte de arcos es, de manera general, conseguir medios propios para asegurar la desionización del trayecto del arco, a una velocidad y a un nivel que permita hacer frente, en cada instante, a la tensión de reencendido del circuito.

A continuación se presenta el problema de extinción del arco en distintos circuitos según el tipo de carga predominante que exista en el mismo, esto es, *circuitos resistivos, inductivos o capacitivos*.

2.5.2. La ruptura dieléctrica

El problema de los aparatos de interrupción es obtener una tensión de arco lo mayor posible con respecto a la fuerza electromotriz del circuito, cuando la corriente tiende a anularse, y es evidente que en estas condiciones será la *tensión de reencendido* la magnitud esencial.

La posibilidad, pues, de que se reencienda un nuevo arco, o de su definitiva extinción, depende de la velocidad de crecimiento de la *tensión transitoria de reencendido*, y de la *rigidez dieléctrica* que presenta la zona del arco en aquel momento. Rigidez que es función, esencialmente, de la temperatura y grado de ionización del plasma en el instante del cero de corriente; condiciones que a su vez dependen de la evolución que previamente ha seguido al arco. La temperatura en el centro del plasma puede ser aún del orden de los 8.000 °K.

La trayectoria del arco debe adquirir en un tiempo muy breve una *rigidez dieléctrica* suficiente para resistir la *tensión de reencendido o reestablecimiento* entre los electrodos. Cuanto más rápidamente se restablece la tensión, menos tiempo tiene la trayectoria del arco para recuperar la rigidez dieléctrica.

Es pues evidente que la velocidad de crecimiento o aumento de la *tensión transitoria de reestablecimiento*, V_{ATTR} , juega un papel muy importante en el valor del poder de ruptura de un interruptor. En los circuitos de alta tensión, la *tensión transitoria de reestablecimiento* puede alcanzar valores iniciales del orden de algunos KV por microsegundo.

Por otra parte, la velocidad de reestablecimiento de la rigidez dieléctrica del medio del arco constituye una característica de interruptor, pues depen-

de de las condiciones de refrigeración, de la rapidez de desionización de la zona del arco y de la velocidad de separación de los contactos.

Enfocado así el problema, éste se reduce a una especie de carrera de velocidad entre dos tensiones: la de *rigidez dieléctrica* y la *transitoria de reestablecimiento*. Si la segunda no alcanza a la primera, la ruptura es definitiva; si la alcanza, se produce el reencendido dieléctrico del arco y debe esperarse al próximo paso por cero de la corriente.

2.5.3. Ruptura térmica. Fenómeno post-arco

Es una teoría del problema un poco simple y algo incorrecta, explica la extinción del arco de una forma sencilla y convincente.

En ciertos casos y en determinado tipo de interruptor, el fenómeno se complica por causa de la *conductividad del plasma "post-arco"*.

Cuando al paso por cero de la corriente, el arco se apaga, el plasma entre electrodos conserva durante un cierto tiempo una ionización residual, origen de la denominada *conductividad post-arco*, la cual determina que la rigidez dieléctrica dependa también de *VATTR*.

En efecto, al restablecerse una tensión entre los electrodos, esta conductividad da lugar a que exista una corriente a lo largo de la trayectoria del arco y el calor que aporta, por efecto Joule, tiende a mantener caliente la columna del arco y a debilitar su rigidez dieléctrica.

El valor de la *conductividad post-arco*, o de su inversa la *resistencia post-arco*, en el instante de la extinción, es función de la velocidad de decrecimiento de la corriente en los instantes anteriores al cero, de la separación entre contactos y de la importancia de los medios de refrigeración y desionización de la zona del arco durante el brevísimo tiempo del cero.

La variación posterior de esta resistencia está condicionada por fenómenos aparentemente térmicos, que dependen de la velocidad de disipación del calor. Si la evacuación del calor es muy pequeña, la temperatura del plasma aumenta, la ionización se intensifica y la resistencia se reduce; lo que motiva que la *tensión de perforación*, que iba en aumento, se reduzca bruscamente y sea alcanzada por la *tensión de reencendido*, cebándose de nuevo el arco.

La conductividad post-arco hace que la velocidad de restablecimiento de la rigidez dieléctrica sea función de la tensión de reencendido, y recíprocamente la velocidad de subida de esta tensión puede ser más o menos modificada por la presencia de la resistencia post-arco.

2.5.4. Ruptura de un circuito resistivo

Se trata de circuitos resistivos en los que la autoinducción, que siempre existe, se considera despreciable frente al valor de la resistencia óhmica, como puede ser, por ejemplo, un circuito de alumbrado. En este caso, la corriente está sensiblemente en fase con la fuerza electromotriz (f.e.m.) y el paso por cero de la corriente coincide con el cero de la f.e.m.. En este circuito, al ser interrumpido, la tensión transitoria de reencendido propiamente dicha se confunde desde el primer instante con la f.e.m. del circuito, que es una tensión de frecuencia industrial, cuya velocidad de crecimiento es relativamente pequeña.

Admitiendo que la tensión del arco es proporcional a la longitud del mismo y ésta proporcional al tiempo (velocidad de separación de los contactos constantes) al primer paso por cero de la corriente, una vez separados los contactos, el arco será muy corto y la tensión de rigidez dieléctrica puede ser alcanzada por la tensión alterna creciente, y, aplicada al circuito, reencendiéndose el arco y alcanzando la corriente el correspondiente valor de régimen. A cada nuevo cero de la corriente y tensión, la separación de los contactos será mayor. En estas condiciones, llegará el instante en que no pueda reencenderse ya el arco y la corriente se anula definitivamente.

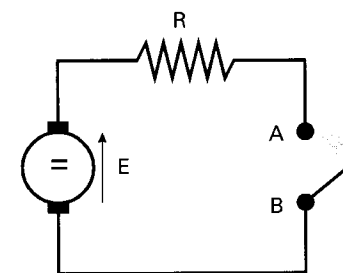


Fig. 2.9. Ruptura de un circuito resistivo

El empleo de contactos metálicos de buena conductividad térmica, especialmente de cobre, favorece la velocidad de aumento de la tensión de reencendido, y por tanto la rápida extinción del arco.

En resumen, se puede decir que el corte de los circuitos resistivos no presentan, en general, grandes dificultades, aun cuando la velocidad de crecimiento de la rigidez dieléctrica del medio no sea muy alta. Evidentemente, la adición de un potente medio de refrigeración de la zona del arco permitirá obtener un mayor efecto de extinción y por tanto un mayor poder de corte.

2.5.5. Ruptura de un circuito inductivo

La ruptura de corrientes de *carga inductiva* puede producir sobretensiones en la red. Están provocadas por el corte de la corriente antes de su paso natural por cero; ya que, como sabemos, un circuito inductivo se caracteriza por tener la corriente retrasada con respecto a la tensión, es decir, que cuando la tensión se anula al pasar por cero, la corriente no es nula.

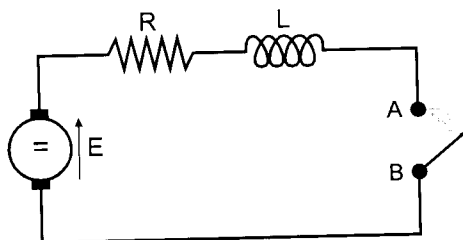


Fig. 2.10. Ruptura de un circuito inductivo.

Esa sobretensión en la red produce una elevación de tensión en los bornes del interruptor, aumentando considerablemente los reencendidos, es decir, el tiempo de duración del arco y la energía calorífica de éste.

En casos críticos, el corte de estas corrientes puede provocar sobretensiones inadmisibles para el aislamiento de las instalaciones. Un método muy utilizado para reducirlas es incorporar resistencias de valor óhmico muy elevado en paralelo con la descarga del interruptor. Este fenómeno resulta importante en los interruptores automáticos para tensiones nominales de 72 a 170 KV, con un solo punto de corte.

En la protección de transformadores contra las sobretensiones de origen atmosférico, nos encontramos con un grave problema, debido a la enorme inductancia de éstos. Así, se hace necesario el empleo de pararrayos conectados lo más cerca posible de los bornes del transformador.

2.5.6. Ruptura de circuitos capacitivos

Se trata de un proceso de ruptura importante por cuanto corresponde en la práctica a la desconexión de líneas en vacío, o la de baterías de condensadores eléctricos, maniobras voluntarias y frecuentes en la explotación de redes eléctricas.

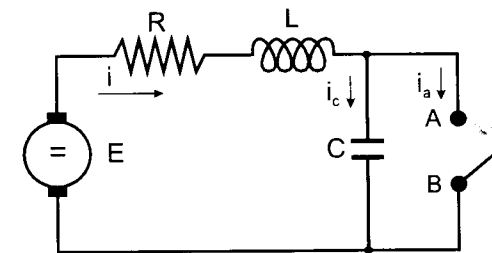


Fig. 2.11. Ruptura de un circuito capacitivo.

Pese al reducido valor de las corrientes capacitivas a cortar, esta maniobra es difícil para la aparamenta, a causa de las elevadas sobretensiones que se pueden producir entre sus bornes después de la interrupción de la corriente, si hay reencendido. Sobretensiones que pueden alcanzar valores superiores a los que se tienen en la ruptura de un circuito inductivo.

En segundo lugar, tenemos que el valor de la corriente capacitiva suele ser muy pequeño. Esto resulta problemático en algunos casos de interruptores, en particular los de baño de aceite; puede ser causa de un insuficiente auto-soplado del arco e impedir una rápida regeneración dieléctrica del plasma.

2.5.7. Ruptura de corrientes de cortocircuito

Las corrientes de cortocircuito en los sistemas eléctricos son siempre de carácter inductivo, y se presentan dos situaciones: *defecto en las proximidades del aparato de corte* y *defecto producido a una cierta distancia del disyuntor*.

El caso más sencillo es el del cortocircuito que se produce cerca del disyuntor. Al ser así la tensión es prácticamente nula en el lado cortocircuitado, por tanto, tras la extinción del arco, la tensión que aparece está únicamente determinada por la tensión de reencendido del lado de la red.

La determinación de la parte transitoria de esta tensión puede tomar formas complicadas según el interruptor automático de que se trate, siendo imposible generalizar. Por tanto resultan imprescindibles los ensayos particulares de cada fabricante para el estudio del fenómeno.

Por su parte, si el defecto se produce a unos centenares de metros o a algunos kilómetros del disyuntor, el fenómeno se complica, ya que tendrá que considerarse el efecto óhmico, inductivo y capacitivo de la línea de transporte de energía y de la aparamenta intercalada.

La descarga se produce bajo la forma de una onda de vaivén en la línea, que se ve determinada por las características de la inductancia y capacidad de ésta, como se ha señalado, así como su factor de atenuación y la distancia al punto de cortocircuito. La magnitud de la corriente de cortocircuito que circula por ella tiene también una gran importancia.

Capítulo 3

Aparatos de maniobra y corte (I). Seccionadores

Dentro de la clasificación general de la aparamenta de alta tensión, merecen una especial atención los aparatos destinados a la conexión y desconexión de energía eléctrica en circuitos de alta tensión que se denominan *aparatos de maniobra y corte*. Estos aparatos están destinados a garantizar un servicio continuo de la instalación en condiciones normales de explotación, permitir la maniobra tanto para el aislamiento de circuitos donde se desea realizar trabajos de mantenimiento como para la conexión de circuitos alternativos, así como proteger las instalaciones y personas en caso de accidentes eléctricos de diversa índole.

3.1. Tipos de aparatos de corte

Según las funciones a desarrollar en la maniobra de instalaciones eléctricas, existen los siguientes tipos de aparatos de corte:

- **Seccionadores:** la misión de este aparato es la de aislar tramos de circuito, de una forma visible, cuando las circunstancias de explotación de la instalación así lo requieran. Los circuitos que deba interrumpir el seccionador deben hallarse libres de corrientes, o lo que es lo mismo, el seccionador debe maniobrar en *vacío*. No obstante, deben ser capaces de soportar corrientes nominales, sobreintensidades y corrientes de cortocircuito durante un tiempo especificado. Estos aparatos van a asegurar que los tramos de circuito aislados se hallen libres de tensión para que se puedan tocar sin peligro por parte del operario.
- **Interruptores:** son aparatos mecánicos de corte que permiten maniobrar, de una forma manual, en condiciones de carga nominal y sobreintensidad, siendo capaces de soportar corrientes de cortocircuito durante un tiempo especificado.

- **Interruptores seccionadores:** son interruptores que cumplen con las condiciones de apertura que se imponen a los seccionadores, es decir, que dicha apertura resulte físicamente visible.
- **Interruptores automáticos o Disyuntores:** son aparatos capaces de maniobrar y soportar corrientes de carga nominal, sobreintensidades y cortocircuitos durante un tiempo determinado. El accionamiento de estos interruptores puede ser manual o mediante relés de maniobra y protección.

3.2. Seccionadores

Como se ha comentado anteriormente, la misión de este aparato es la de unir o separar de una forma visible diferentes elementos, componentes o tramos de una instalación o circuito.

Aunque los seccionadores han de maniobrarse normalmente sin carga, en determinadas circunstancias pueden conectarse y desconectarse con pequeñas cargas. Por ejemplo, con una tensión de 6 a 10 KV se puede cortar una corriente de unos 2 A, y con una tensión nominal de 15 a 30 KV, una corriente de 1 A aproximadamente.

Cuando se trata de corrientes magnetizantes, como la corriente de vacío de los transformadores, y que tienen un carácter claramente inductivo, la carga que pueden cortar los seccionadores es menor. A título orientativo se puede decir que, en tales circunstancias, la potencia máxima que pueden cortar los seccionadores es de 50 KVA.

Los seccionadores habitualmente utilizados en instalaciones eléctricas tienen muy variadas formas constructivas, resultando de interés atender a una clasificación según su modo de accionamiento:

- *Seccionadores de cuchillas giratorias.*
- *Seccionadores de cuchillas deslizantes.*
- *Seccionadores de columnas giratorias.*
- *Seccionadores de pantógrafo.*

Dentro de esta clasificación se puede añadir que todos ellos pueden tener una constitución *unipolar* o *tripolar*.

3.2.1. Seccionadores de cuchillas giratorias

Estos aparatos son los más empleados para tensiones medias, tanto para interior como para exterior, pudiendo disponer tanto de seccionadores unipolares como tripolares (véase Figs. 3.1 y 3.2).

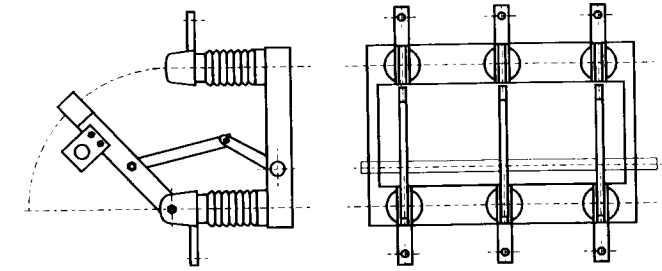


Fig. 3.1. Seccionador de cuchillas giratorias tripolar para instalación en interior y tensión de servicio de hasta 20 KV.

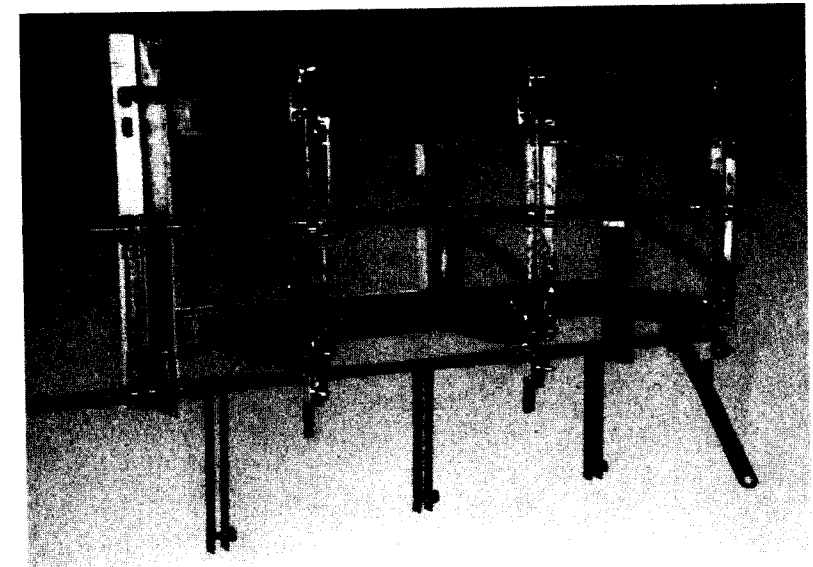


Fig. 3.2. Seccionador de cuchillas giratorias para servicio de interior. En este modelo se dispone para tensiones de 12 a 52 KV y desde 400 hasta 3.000 A.

La constitución de estos seccionadores es muy sencilla, componiéndose básicamente en una *base o armazón metálico rígido* (donde apoyarán el resto de los elementos), *dos aisladores o apoyos de porcelana*, un contacto fijo o *pinza de contacto* y un contacto móvil o *cuchilla giratoria* (estos dos últimos elementos montados en cada uno de los aisladores de porcelana).

Cabe comentar que la utilización de seccionadores unipolares puede provocar desequilibrio entre las fases de una instalación, por lo que resultan preferibles, aunque sean más caros, los seccionadores tripolares donde las

cuchillas giratorias de cada fase se hallan unidas entre sí por un eje común, lo que permite un accionamiento conjunto de todas ellas. Cuando la corriente nominal es elevada, los seccionadores están provistos de dos o más cuchillas por polo.

La principal diferencia entre los seccionadores de cuchillas giratorias para instalación en interior y para instalación en intemperie estriba en el tamaño y forma de los aisladores que soportan los contactos, teniendo unos aisladores de mayor tamaño y forma acampanada en los seccionadores de intemperie que en los de interior, consiguiendo de esta manera el aumento de las líneas de fuga en los aisladores y mayores tensiones de contorno bajo lluvia.

En muchos casos resulta conveniente poner a tierra las instalaciones cuando se ha de trabajar en ellas, para lo cual se construyen seccionadores con cuchillas de puesta a tierra accionadas por medio de una palanca auxiliar maniobrada con la pértiga de accionamiento (véase Fig. 3.3). Estos seccionadores están contruidos de forma que cuando están conectadas las cuchillas del seccionador resulte imposible conectar las cuchillas de puesta a tierra y, recíprocamente, resulte imposible conectar las cuchillas del seccionador mientras esté conectado el dispositivo de puesta a tierra.

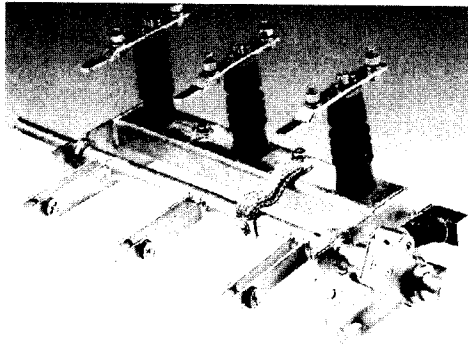


Fig. 3.3. Seccionador de puesta a tierra para servicio interior.

3.2.2. Seccionadores de cuchillas deslizantes

Con una estructura muy similar a la de los seccionadores de cuchillas giratorias, descritos anteriormente, poseen la ventaja de requerir menor espacio en sus maniobras dado que sus cuchillas se desplazan longitudinalmente, por lo que se puede instalar en lugares más angostos. No obstante, dado su tipo

de desplazamiento de las cuchillas, estos seccionadores tienen una capacidad de desconexión inferior en un 70 % a los anteriores (véase Figs. 3.4 y 3.5).

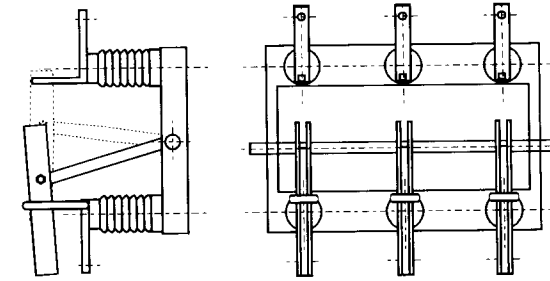


Fig. 3.4. Seccionador de cuchillas deslizantes para instalación en interior y tensiones de servicio no superiores a 20 KV.

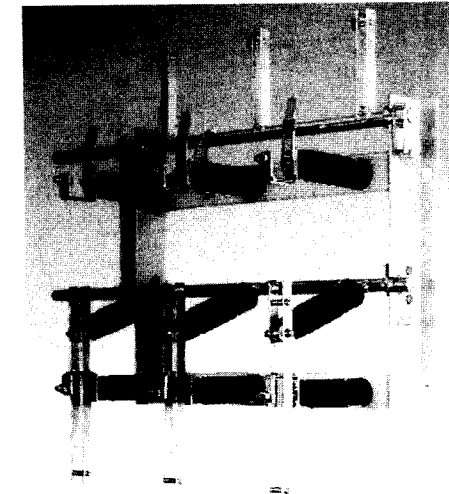


Fig. 3.5. Seccionador de cuchillas deslizantes para servicio de interior. En este modelo se dispone para tensiones de 12 a 36 KV y desde 400 hasta 630 A.

3.2.3. Seccionadores de columnas giratorias

Este tipo de seccionadores se utilizan en instalaciones en intemperie y con tensiones de servicio superiores a 30 KV. Dentro de este tipo de seccionadores cabe distinguir dos construcciones diferentes:

- *Seccionador de columna giratoria central:* en este tipo de seccionador la cuchilla está fijada sobre una columna aislante central que es giratoria. Con esta disposición se tiene una interrupción doble, de tal suerte que cada punto de interrupción requiere una distancia de aire igual a la mitad de la total. Las dos columnas exteriores están montadas rígidamente sobre un soporte metálico de perfiles laminados y son las encargadas de sostener los contactos fijos (véase Fig. 3.6.).

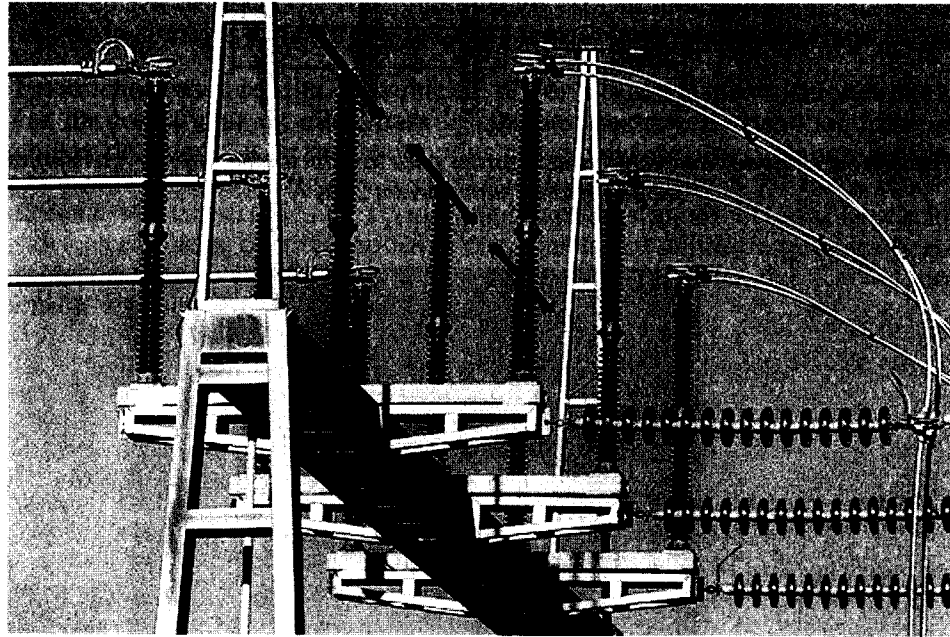


Fig. 3.6. Seccionador de columna giratoria central para 220 KV.

En caso de que se disponga de un seccionador de columna central giratoria trifásico, el accionamiento de las tres columnas centrales giratorias se realiza mediante un juego de barras y bielas que permiten un accionamiento conjunto sobre las tres cuchillas giratorias.

Este seccionador puede montarse también con cuchilla de puesta a tierra, en cuyo caso se impide cualquier falsa maniobra por medio de un enclavamiento apropiado (véase Fig. 3.7).

Este tipo de seccionadores se suele utilizar en instalaciones con tensiones de servicio entre 45 y 400 KV y corrientes nominales comprendidas entre 630 A. y 1.250 A.

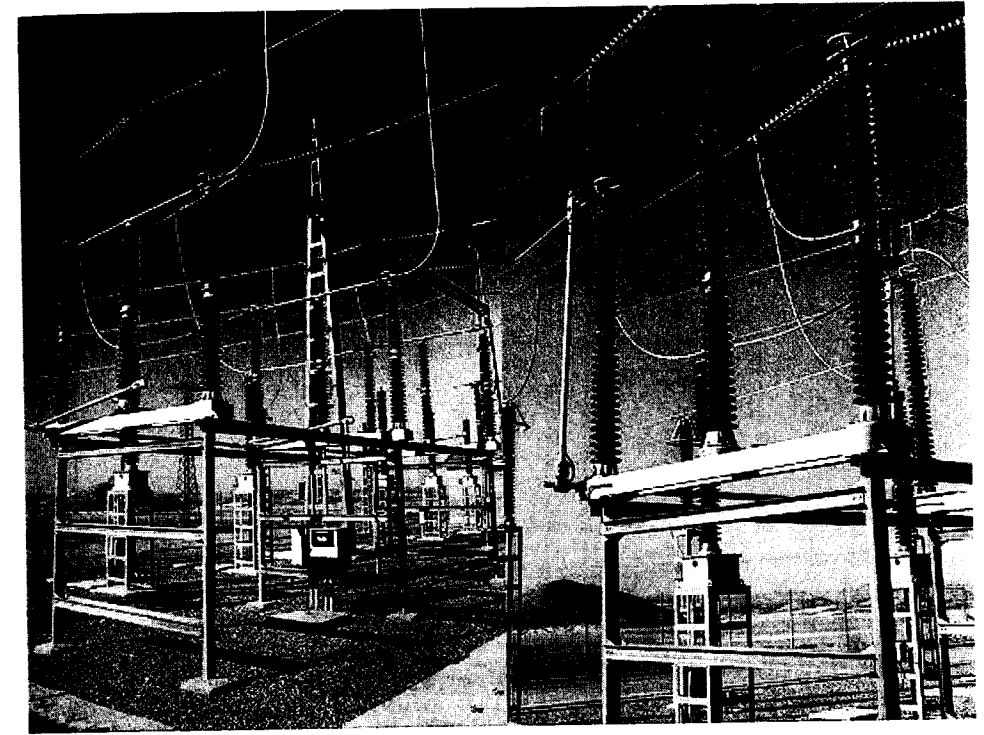


Fig. 3.7. Seccionador de columna giratoria central para 220 KV con cuchillas de puesta a tierra. En la imagen de la izquierda se puede apreciar el seccionador cerrado y las cuchillas de puesta a tierra abiertas, mientras que en la imagen de la derecha se muestra el seccionador abierto y puesto a tierra.

- *Seccionador de dos columnas giratorias:* el seccionador dispone de dos columnas en lugar de tres como el modelo de *columna giratoria central*, siendo estas dos columnas giratorias y portadoras de cuchillas solidarias que giran hacia el mismo costado. Es este caso se obtiene sólo un punto de interrupción a mitad de recorrido entre las dos columnas. El campo de aplicación de este seccionador es en instalaciones de intemperie con tensiones de servicio de hasta 110 KV y corrientes nominales comprendidas entre 800 A y 2.000 A (véase Fig. 3.8).

Este seccionador puede montarse con cuchilla de puesta a tierra, en cuyo caso se impide cualquier falsa maniobra por medio de un enclavamiento apropiado.

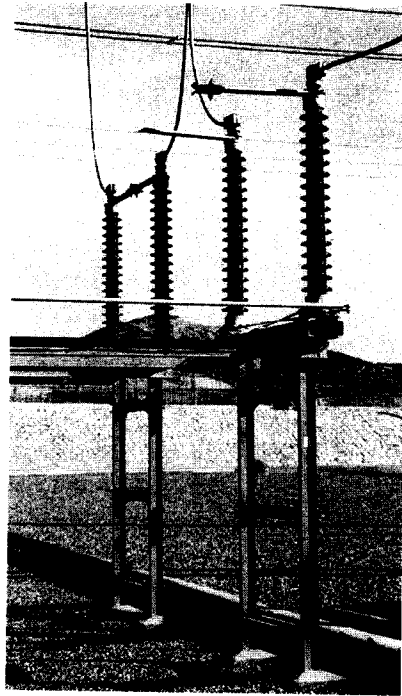


Fig. 3.8. Seccionadores unipolares de dos columnas giratorias para servicio de intemperie en una subestación de 132 KV.

El accionamiento de esta clase de seccionadores puede realizarse manualmente, por aire comprimido o por motor eléctrico. Para accionar conjuntamente los polos del seccionador tripolar, se han acoplado éstos entre sí. El accionamiento va unido a los aisladores giratorios de un polo, desde donde parten las varillas de acoplamiento, con los otros polos.

3.2.4. Seccionadores de pantógrafo

Los seccionadores de pantógrafo han sido creados para simplificar la concepción y la realización de las instalaciones de distribución de alta tensión en intemperie (se suelen utilizar para la conexión entre líneas y embarrados que se hallan a distinta altura y cruzados entre sí) (véase Fig. 3.9). Conceptualmente, se distinguen de los anteriores seccionadores mencionados porque el contacto fijo de cada fase ha sido eliminado, realizando la conexión del contacto móvil directamente sobre la línea (en un contacto especial instalado en la misma).

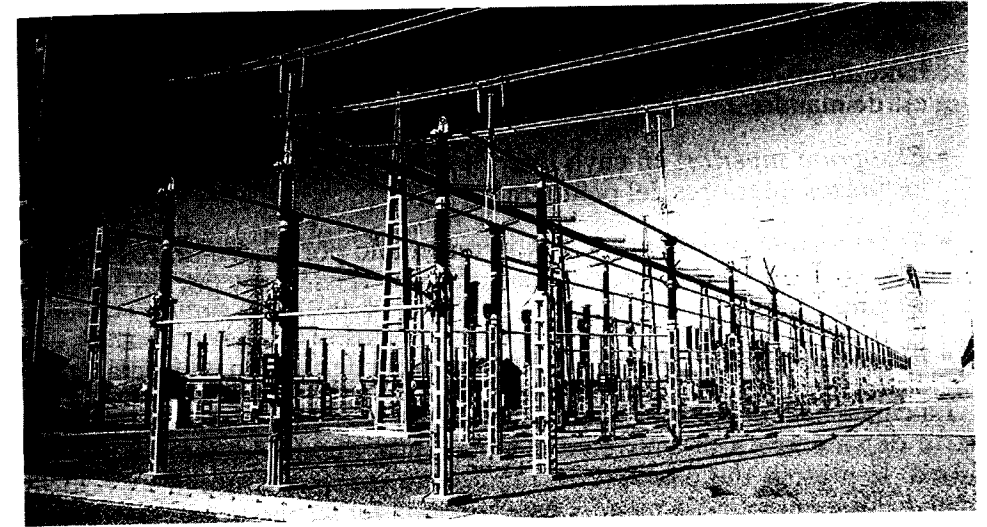


Fig. 3.9. Aplicación de los seccionadores de pantógrafo en un embarrado para 220 KV.

Estos seccionadores se disponen para tensiones de servicio entre 132 y 400 KV en corrientes nominales entre 800 A y 1.600 A cuyos componentes principales, por polo o fase, son por lo general los siguientes:

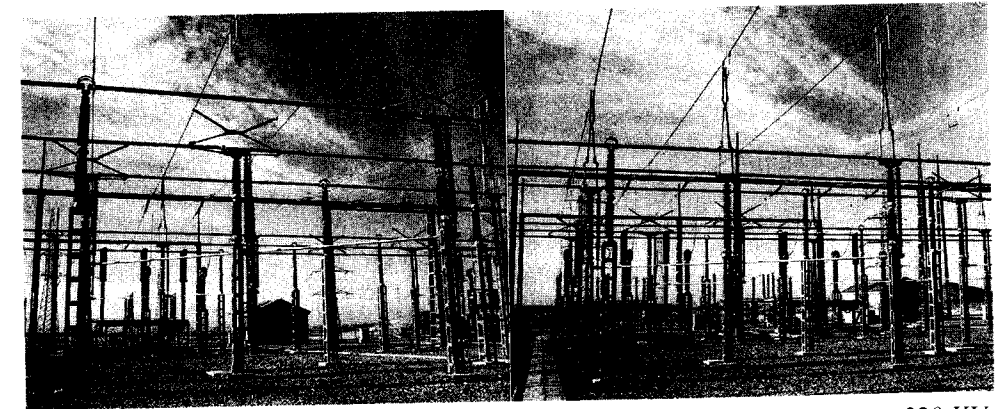


Fig. 3.10. Seccionador de pantógrafo para conexión entre embarrado y línea a 220 KV en una subestación transformadora. En la imagen de la izquierda se muestra un seccionador abierto y en imagen de la derecha se muestra otro cerrado.

- *El soporte inferior:* en cuyo interior se sitúan los resortes que aseguran la presión de contacto, así como el eje de mando.

- *La columna soporte:* constituida por dos aisladores superpuestos y acoplados entre sí por fijación mecánica. Esta columna contiene el eje aislante de resina sintética que asegura el enlace entre el pantógrafo y el eje de mando.
- *El soporte superior:* en cuyo interior está fijado el mecanismo que ataca los brazos inferiores del pantógrafo.
- *El pantógrafo propiamente dicho:* constituido por cuatro brazos horizontales cruzados, dos a dos, por cuatro brazos verticales y por los contactos móviles.
- *El contacto de línea:* fijado a la línea por una derivación en forma de T.

La cinemática del pantógrafo ha sido estudiada de tal forma que la última parte de su carrera de cierre se efectúa sin la ayuda del mando. De esta forma, la presión del contacto es totalmente independiente de la posición final de los elementos de mando. Este seccionador se puede equipar también con cuchillas de puesta a tierra que, como caso general, suelen ir instaladas en los extremos del embarrado donde se hallen los pantógrafos (véase Fig. 3.11).

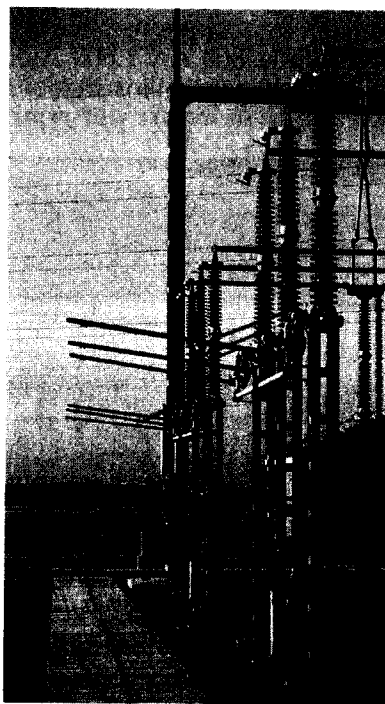


Fig. 3.11. Cuchillas de puesta a tierra en un embarrado de 220 KV.

3.3. Mando de seccionadores

Los mandos para seccionadores de alta tensión son muy variados, los cuales pueden agruparse en distintas clasificaciones, de las que una podría ser la siguiente:

- *Mando por pértiga.*
- *Mando mecánico a distancia:*
 - *Mecanismos de biela y manivela.*
 - *Mecanismos por árbol y transmisión.*
 - *Mecanismos por cadena de Galle y piñones.*
- *Mando por servomotor:*
 - *Motor eléctrico con reducción.*
 - *Grupo motor-bomba y transmisión hidráulica.*
 - *Grupo motor-compresor y transmisión neumática.*

Los mandos por pértiga y mecánico a distancia son los más utilizados, en instalaciones de media tensión (véase Fig. 3.12).

Los mandos por servomotor se emplean principalmente en seccionadores de columnas giratorias y en los seccionadores de pantógrafo. Los mandos por servomotor requieren que los seccionadores estén dotados de contactos auxiliares para indicar la posición del seccionador; también es necesario que estos mandos estén provistos de dispositivos de interrupción de fin de carrera.



Fig. 3.12. Mando por tracción y pértiga para servicio interior y de tipo empotrable en pared.

Aparatos de maniobra y corte (II). Técnicas de ruptura

Un interruptor automático o disyuntor, para realizar el corte de corriente eléctrica debe pasar de tener una impedancia prácticamente nula a una impedancia infinita. Al conseguir esto el aparato se ha convertido en un aislante y no lo recorre ninguna corriente. Pero este cambio no se produce sin un gasto de energía. En corriente alterna el menor gasto de corriente lo obtendríamos al aprovechar un paso por cero de corriente para pasar del estado de conductor al de aislante; de hecho, un interruptor ideal no consumiría energía por disipación si eliminara totalmente el paso de corriente eléctrica cuando ésta tuviera valor cero.

Pero en la práctica, ningún dispositivo es lo suficientemente rápido para lograr esto, con lo que la interrupción de la corriente se hace siempre a través del arco eléctrico. Como ya hemos estudiado en el capítulo 2 (dentro del apartado 2.4 *El problema del Arco Eléctrico*), para eliminarlo lo antes posible deberemos proporcionar una rápida desionización del medio, para eliminar las partículas conductoras existentes, y un aumento de la tensión de restablecimiento del arco, valor que en régimen permanente alcanzará el correspondiente a la tensión de la red a la que esté acoplado el interruptor, y todo esto con el menor consumo de energía posible.

Las formas existentes de eliminar un arco eléctrico reciben el apelativo general de técnicas de ruptura, y se basan en el agente extintor del arco, por lo que las podemos clasificar en:

- *Técnicas de ruptura en aire.*
- *Técnicas de ruptura en aceite.*
- *Técnicas de ruptura en hexafluoruro de azufre.*
- *Técnicas de ruptura en vacío.*
- *Técnicas de ruptura mediante semiconductores o estática.*

La elección de una de estas técnicas es determinante para un interruptor automático en cuanto a coste, tamaño y solicitudes eléctricas generadas, por lo que vamos a estudiar cada una de ellas en cuanto a su principio de funcionamiento, historia, evolución y expectativas de futuro, y por supuesto, campos de aplicación.

4.1. Ruptura en aire

La extinción de los arcos eléctricos con aire atmosférico, el aislante gaseoso más empleado, es la más simple e históricamente fue la primera técnica utilizada. Las ventajas son: mantiene sus propiedades dieléctricas, tiene una alta constante de ionización, se renueva constantemente y, por supuesto, no cuesta nada.

La rigidez dieléctrica del aire a la presión de una atmósfera (760 mm de Hg) y una temperatura de 25 °C es de 30 KV/cm, valor que corresponde a un valor eficaz de 21 KV/cm, de una tensión alterna senoidal. Esta rigidez se mantiene entre ciertos límites, ya que ésta es proporcional a su densidad volumétrica, con lo que cuando un interruptor de este tipo tenga que ser instalado a elevadas alturas, se tendrá que tener en cuenta la disminución de la rigidez dieléctrica del medio.

El proceso de interrupción de corriente en los interruptores con corte al aire se basa en la desionización natural de los gases por una acción enfriadora. Ya conocemos que la resistencia del arco puede aumentar tanto por alargamiento como por confinamiento del mismo. Este aumento será aprovechado para reducir la intensidad y reducir el desfase entre ésta y la tensión de restablecimiento del arco, con lo que cuando el valor de la corriente pasa por cero, la tensión de restablecimiento es muy pequeña, por supuesto menor que la tensión del sistema, lo que impide su nuevo cebado.

Este sistema tiene el inconveniente de la alta disipación de energía en el momento del corte de arco, el tamaño de las cámaras de corte necesarias y unas distancias de aislamiento en el aire mucho más elevadas que en el resto de las técnicas, lo que limita su utilización a tensiones en media tensión y ser su aplicaciones habituales las redes rurales y centros de transformación.

Dentro de los interruptores de corte al aire, se pueden emplear distintos métodos para aumentar la resistencia del arco :

- *Alargamiento del arco*: ya que la resistencia es aproximadamente proporcional a la longitud del arco.
- *Confinamiento del arco*: si el arco está encerrado en un canal angosto, aumenta la tensión necesaria para su mantenimiento. A mayor presión, mayor tensión necesaria para el mantenimiento del arco.

- *Enfriamiento del arco*: al disminuir la temperatura, la tensión necesaria para mantener la ionización de los gases que conforman el arco aumenta.
- *División del arco*: en las superficies de contacto del arco existe un voltaje apreciable, con lo que si conseguimos dividir a éste en pequeños arcos en serie, el voltaje para mantener la columna ionizada aumenta.

Todas estas aplicaciones, destinadas a reforzar la acción desionizante y refrigerante natural del aire, hacen que existan distintas modalidades de ruptura en el aire, como son:

- *Ruptura brusca.*
- *Soplado magnético.*
- *Autoformación de gases extintores.*
- *Soplado autoneumático.*

4.1.1. Ruptura brusca en el aire

Ésta fue la primera técnica empleada en los interruptores de circuitos eléctricos. El proceso de ruptura se basa simplemente en la desionización del plasma de gases por enfriamiento del aire.

Si se consigue dar a los contactos móviles del interruptor una elevada velocidad, se logra reducir la ionización del aire, con lo que aumenta su regeneración dieléctrica y el poder de corte del aparato. Por tanto, se denominan interruptores de *ruptura brusca* a aquellos dotados de un dispositivo que permita transmitir una alta velocidad a los contactos móviles, independientemente de la maniobra del operario. Van equipados con un segundo contacto auxiliar que permanece cerrando el circuito, mientras el principal comienza la apertura del mismo, hasta que por la tensión a la que son sometidos los muelles que unen a la cuchilla auxiliar provocan su rápida apertura. Con esto conseguimos la apertura a una velocidad elevada e independiente del operario, y por otra parte los contactos principales no son los que sufren el apagado del arco.

Al producirse el arco, éste se desplaza a lo largo de los cuernos de los contactos, como consecuencia de las corrientes de convección que se producen y a la interacción de los campos eléctrico y magnético, con lo que se produce el alargamiento y enfriamiento del mismo, consiguiendo de esta forma apagar el arco.

La lentitud del proceso y la posibilidad de que el arco se cebe con las partes metálicas adyacentes, hace que el uso de este tipo de técnica sea muy limitado en alta tensión, usándose prácticamente para protección de pequeños transformadores de distribución en áreas rurales.

4.1.2. Ruptura en el aire con soplado magnético

Esta técnica consiste en producir, por la acción de un campo magnético excitado por la propia corriente a cortar, un rápido alargamiento del arco, siendo conducido al interior de una *cámara de extinción* de material aislante, refractario y de gran capacidad de absorción calorífica.

En serie con los contactos del interruptor, se conecta una bobina de soplado, constituida por un núcleo de hierro y varias vueltas de hilo o pletina de cobre. La corriente que circula por esta bobina produce un flujo magnético que circula por el núcleo. Al formarse un arco eléctrico, éste produce un campo magnético alrededor, y se repele con el de la bobina, con lo que el arco sufre un empuje hacia arriba, haciéndose cada vez más largo hasta que se corta.

Es condición fundamental que el arco se extinga en el interior de la cámara de extinción sin salirse de ella. La misión de esta cámara es laminar el arco y enfriar enérgicamente el plasma de gases ionizados, al paso por cero de la corriente.

Para conducir el arco a esta cámara, se ha de servir de unas piezas metálicas, *cuernos de soplado*, sobre las que se desplaza. El mejor material, dadas sus propiedades, para la construcción de estas piezas es el cobre, por su reducida resistividad y su elevada conductividad térmica.

A base de este principio es posible lograr la ruptura de elevadas corrientes, siempre y cuando se pueda refrigerar convenientemente la zona del arco, para evitar el embalamiento post-arco.

Este tipo de interruptores presenta una serie de ventajas, como son :

- Robustez de los equipos.
- Facilidad de mantenimiento.
- Elevado número de maniobras.
- Limitadas sobretensiones de corte respecto al caso anterior.
- Mayor seguridad de empleo al permanecer el arco confinado.

Como inconvenientes figuran los conocidos para las técnicas de ruptura en el aire:

- *Desproporcionadas dimensiones para su uso en altas tensiones*, debido al tamaño necesario de las cámaras de corte y las distancias de aislamiento en el aire.
- *Soplado magnético nulo al paso por cero de la corriente alterna*. Esto además impide su uso en circuitos de corriente continua.

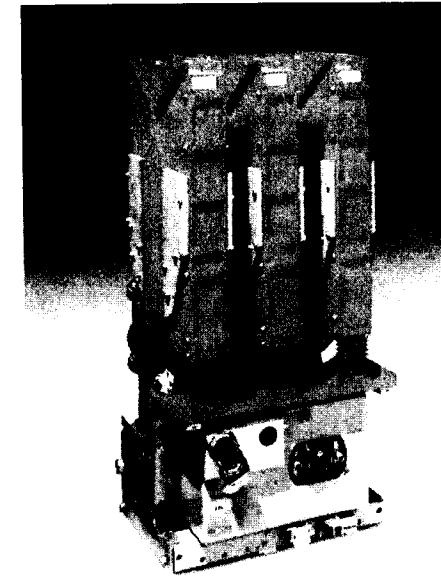


Fig. 4.1. Interruptor por soplado magnético de 17,5 KV de la firma ABB.

4.1.3. Ruptura en el aire con autoformación de gases extintores

El método de desionizar el aire y de incrementar su regeneración dieléctrica al extinguirse el arco, en esta técnica de ruptura, es laminarlo entre dos placas gasógenas, que al ser barridas por el arco, y como consecuencia de la elevada temperatura de este, se descomponen, dando origen a una gran cantidad de gases que absorben el calor del arco y además incrementan la presión del medio, lo que motiva un aumento de la tensión necesaria para el mantenimiento del arco. Esta sobrepresión también contribuye a la separación de los contactos.

Lógicamente, las superficies del material gasógeno, que constituyen las placas, no deben hacerse conductoras al ser laminadas por el arco. Los materiales idóneos son las resinas a base de urea, como la melamina y el metacrilato de metilo (plexiglás).

Este interruptor no precisa de sistemas auxiliares y además requiere un mantenimiento mínimo, por lo que resulta muy adecuado para montajes individuales, así como para instalaciones de mediana potencia, maniobra y distribución en las cuales no esté prevista una vigilancia continuada.

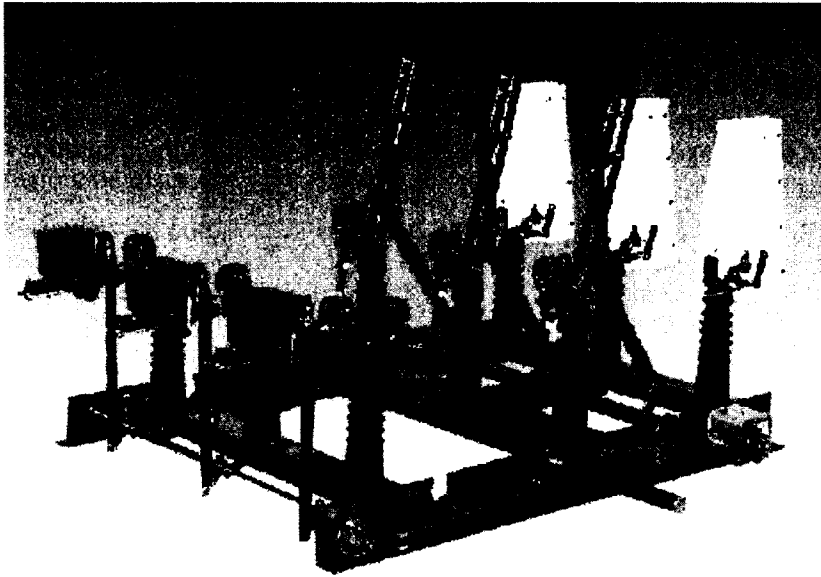


Fig. 4.2. Interruptor con autoformación de gases extintores para 24 KV de la firma Electrotaz S.A.

Esta técnica es aplicable en interruptores de hasta 24 KV con unas potencias de ruptura del orden de 200 MVA.

4.1.4. Ruptura en el aire con soplado autoneumático

Se basa en el soplado de la zona del arco con un volumen de aire contenido en un cilindro, impulsándolo con un pistón. La energía necesaria para empujar el pistón se obtiene del propio interruptor durante la maniobra de apertura, por lo que no se necesita ninguna instalación auxiliar.

En el momento de la apertura, el aire comprimido escapa del cilindro que lo contenía empujado por el pistón y provoca un soplado longitudinal del arco. Gracias al flujo de aire fresco se produce una rápida desionización del espacio entre los contactos, que junto a la rápida velocidad de aperturas de que están dotados estos aparatos, impiden el reencendido del arco.

Se construyen para tensiones de hasta 24 KV y tienen una capacidad de corte de 1 KA.

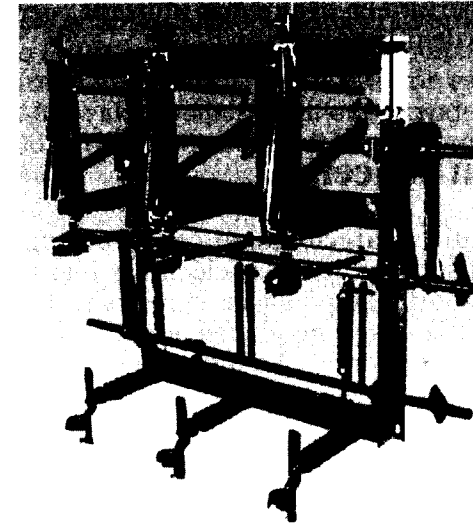


Fig. 4.3. Interruptor autoneumático para 36 KV de la firma Electrotaz S.A.

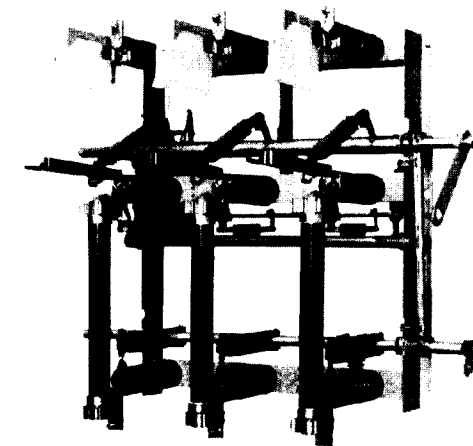


Fig. 4.4. Interruptor autoneumático para 24 KV equipado con fusibles. Cortesía de Sprecher.

Este es el principal inconveniente de estos interruptores, por lo que en muchos casos se instalan fusibles de alto poder de ruptura conjuntamente con el interruptor. En caso de sobrecarga un relé da señal de apertura al interruptor; en cambio, en presencia de un cortocircuito la fusión del fusible provoca la eliminación de la falta.

Es la técnica de apertura en el aire más utilizada, siendo muy utilizado en los pequeños centros de transformación.

4.2. Ruptura en el aceite

Este tipo de ruptura apareció como consecuencia de la necesidad de poder interrumpir el servicio de redes eléctricas que trabajaban a mayores tensiones y que transportaban potencias superiores, lo que suponía que los interruptores de ruptura al aire no podían admitir estas solicitudes sino a costa de unos volúmenes enormes. La idea que surgió fue la de sumergir los contactos en aceite mineral.

La inmersión de los contactos del interruptor en aceite, u otro líquido, no evita la formación del arco durante la separación de aquellos, pero en cambio consigue por la energía absorbida por la vaporización y descomposición del aceite, enfriar enérgicamente la columna del arco y los propios contactos, con lo que para la misma distancia de separación, la tensión del arco es mucho más alta en el aceite que en el aire. Además las tensiones de extinción y la de reencendido, al formarse el arco en el seno de aceite, son muy superiores a las correspondientes en aire.

Este tipo de técnica de ruptura fue estudiado desde el inicio de las redes de transporte en alta tensión, a finales del siglo pasado, y los disyuntores en baño de aceite fueron prácticamente los únicos utilizados en instalaciones importantes en alta tensión en el primer tercio de siglo XX.

El aceite mineral procede de la destilación del petróleo, y posee unas extraordinarias cualidades dieléctricas, sobre todo en estado muy puro. La presencia de humedad y pequeñas partículas reducen considerablemente su rigidez. La razón de esto estriba en que, cuando existe una pequeña separación entre contactos, las partículas sólidas y las gotitas de agua, por la acción de un campo magnético, forman cadenas conductoras favoreciendo las condiciones para un cebado de arco. Si la distancia entre contactos es grande, estas partículas son atraídas hacia los electrodos metálicos, limpiándose progresivamente el aceite de los mismos.

Como características más sobresalientes del aceite mineral, cabe destacar:

- *rigidez dieléctrica*: 125 KV/cm (nuevo) y 90 KV/cm (usado).
- *peso específico*: de 0,85 a 0,95 gr/cm³ a 20°C.
- *punto de inflamación*: 140 °C (transformador), 180 °C (interruptor).

Pero no son sólo éstas las que dan a esta técnica de ruptura unas excelentes cualidades en la extinción del arco eléctrico. En el proceso de ruptura, al separarse los contactos y producirse el arco, la alta temperatura de éste

(6000÷8000 °C) disocia el aceite liberando una gran cantidad de gases, hidrógeno (70 %), metano (10 %), etileno (20 %) y carbón libre. Estos gases altamente ionizados, forman una bolsa en cuyo interior está confinado el arco. El núcleo del arco a muy alta temperatura, queda rodeado por una capa de hidrógeno a unos 500÷800 °C, a la vez rodeado de capas de vapor sobrecalentado y vapor saturado.

El proceso de desionización del arco, al paso por cero de la corriente, es debido en gran manera a la presencia del hidrógeno, que por sus características de baja constante de tiempo de desionización y su elevada conductividad térmica, le revelaron como un excelente agente extintor. En estas condiciones el voltaje requerido para la reignición del arco es de 5 a 10 veces mayor que el requerido para el aire.

En resumen se puede decir que los interruptores de aceite, respecto a los de corte al aire, presentan las siguientes ventajas: menor separación de contactos necesaria y mejor aislamiento entre piezas en tensión y entre éstas y masa. Como inconvenientes aparece el riesgo de inflamabilidad del aceite, la posibilidad de que llegue a ocurrir una explosión en el disyuntor como consecuencia de la ignición de la mezcla de aire con los gases producidos en la apertura, y el mantenimiento riguroso a que deben ser sometidos los interruptores como consecuencia de la polución producida por el carbón que aparece como consecuencia del corte del arco. Tampoco son adecuados para la interrupción de corriente continua, ya que la no existencia de pasos por cero de corriente, inhabilita la posibilidad de que la zona del arco se desione y se enfríe, obligando a mayores longitudes necesarias de arco y causando un pronto envejecimiento del aceite.

En cuanto a procesos constructivos, con este tipo de técnica, se han desarrollado la ruptura *libre* en aceite y la ruptura *controlada* en aceite.

4.2.1. Ruptura libre en aceite

En los interruptores de baño de aceite, durante el proceso de ruptura, la presión en el interior del recipiente cerrado que contiene al aceite aumenta. El incremento de la longitud del arco implica un incremento de la energía desarrollada, con lo que la bolsa de gases crece, y el aceite empujado por la misma puede llegar a alcanzar la cubierta de la cuba. La presión en el interior de la cuba será mayor cuanto menor sea el colchón de aire existente sobre el aceite, y más pequeños sean los agujeros de salida de gases.

La cuba en un principio se fabricaba de forma rectangular, y se cerraba por medio de una tapa. El nivel de aceite no llegaba hasta esta última, dejando un colchón de aire con la función de amortiguar los esfuerzos que se producían en la ruptura.

Al producirse la separación de contactos, el arco se formaba entre la separación de éstos sin estar confinado en ningún tipo de cámara de ruptura. Esto suponía que para lograr unas mayores capacidades de ruptura se tenía que aumentar la separación entre contactos, con el consiguiente incremento del volumen de la cuba y la sustitución de éstas por otras de forma cilíndrica que soportaban mejor las presiones realizadas por la bolsa de gases formada. Estos avances fueron el preludio de la ruptura controlada en el aceite desahollada inicialmente en Estados Unidos.

4.2.2. Ruptura controlada en aceite

Las mayores necesidades de poder de ruptura en las instalaciones llevó a los fabricantes de interruptores en baño de aceite a investigar las distintas soluciones existentes para ello:

- Aumentar el volumen del colchón o cámara de aire.
- Aumentar la rigidez mecánica de las paredes y tapa de la cuba.
- Utilizar dispositivos de ruptura que favorezcan la más rápida desionización del medio del arco.
- Aumentar la velocidad de separación de contactos.
- Aumentar el número de rupturas en serie.

La primera solución adoptada fue aumentar el volumen del colchón de aire, lo que llevó a un aumento del volumen de la cuba.

En Estados Unidos e Inglaterra se buscó incrementar la potencia de ruptura, utilizando cubas y tapas más robustas para resistir más elevadas presiones. Así la primitiva cuba rectangular fue sustituida por otra cilíndrica, más resistente mecánicamente, y se dotó a los mecanismos de una mayor velocidad de apertura.

Además, en Estados Unidos se ideó el encerrar el arco en una pequeña cámara aislante, resistente a las altas presiones, con una apertura para el paso del vástago móvil. Éste fue el punto de partida para los actuales interruptores de aceite.

Al producirse el arco, se crea la conocida bolsa de gases a elevadas presiones, que en el momento en que el contacto móvil sale de la cámara, fluyen por la abertura que deja éste a una velocidad considerable, arrastrando partículas de aceite fresco que se proyectan contra el arco, provocando una rápida desionización e incrementando la velocidad de regeneración dieléctrica del medio.

Este fenómeno producido en estas *cámaras de ruptura* ha permitido incrementar considerablemente la potencia de ruptura y reducir el volumen de la

cuba de aceite. Y como ventaja principal, con este dispositivo, la ruptura libre en el aceite que antes se producía de un modo arbitrario, pasa a estar dirigida y controlada.

Existen dos grandes familias dentro de esta clase de interruptores: *interruptores de gran volumen de aceite* e *interruptores de pequeño volumen de aceite*.

Interruptores de gran volumen de aceite

Fueron los primeros desarrollados, y dada la eficacia largamente probada de estos interruptores en baño de aceite con cámaras de control en Estados Unidos e Inglaterra, se siguen utilizando incluso en muy altas tensiones y a la intemperie.

Para grandes tensiones y capacidades de ruptura, cada polo del interruptor va dentro de una cuba separada, aunque el accionamiento de los polos es simultáneo, mediante los mecanismos adecuados. Cada polo tiene doble cámara interruptiva, conectadas en serie, lo cual facilita la ruptura del arco al repartirse la caída de tensión en las mismas.



Fig. 4.5. Interruptor gran volumen de aceite en una estación elevadora de 110 KV.

Interrupidores de pequeño volumen de aceite

Surgieron como desarrollo de los anteriores. En ellos los polos están separados y las cámaras de ruptura se disponen en el interior de tubos cilíndricos aislantes, de porcelana o resina sintética, cerrados los extremos por piezas metálicas. Así prescindimos del aceite como aislante y lo sustituimos por un material aislante, limitando el volumen de aceite al necesario para llenar la cámara de ruptura, más una reserva para renovar el que se consuma. La cantidad de aceite necesario es del orden de unas veinte veces inferior al necesario en un interruptor de gran volumen de aceite de las mismas características. Estos interruptores han ido sustituyendo a los de gran volumen en Europa paulatinamente desde 1930, no quedando prácticamente ninguno en servicio en la actualidad.

Se comenzó utilizándolos para altas tensiones, ya que interruptores de 220 KV en baño de aceite podían contener del orden de 50 toneladas de éste, aunque más tarde esta técnica se empleó para tensiones menores. En la actualidad, la gama de tensiones nominales va de 7,2 KV a 525 KV, con capacidad de ruptura del orden de 2500 MVA y poderes de corte de 50 KA.

El número de cámaras de corte por fase es función de la tensión. La tensión nominal por cámara varía entre 70 y 145 KV. Para conseguir un reparto correcto de la tensión en las mismas se utilizan condensadores.

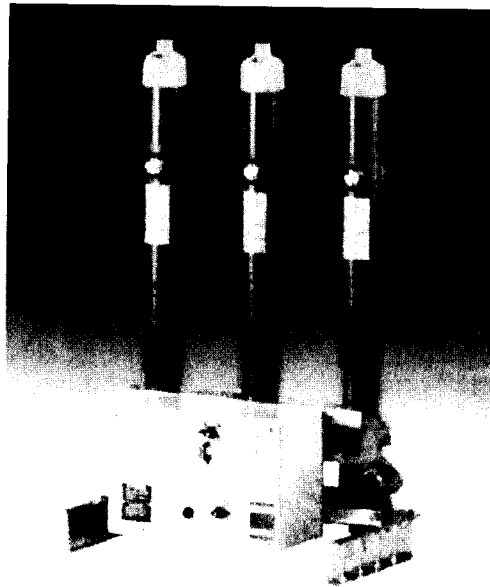


Fig. 4.6. Interruptor pequeño volumen de aceite 24 KV. Cortesía ABB Metrón.

A las cámaras de extinción, se las denomina también de autosoplado, porque es el propio arco el que suministra la energía necesaria para su extinción. Esta energía crece con la corriente a interrumpir, y está limitada a la robustez mecánica de las envolturas para resistir la presión interna de los gases, y por la cantidad de aceite disponible en la inmediata proximidad de arco. Eso ha llevado en los últimos años a realizar estudios para la mejora de estas envolturas, empleando resinas armadas con fibras, tejidos o arrollamiento de vidrio.

Hay variantes constructivas (de soplado axial, transversal, mixto) para estas cámaras, pero en todas ellas se trata de acelerar la desionización del arco a cada paso de corriente por cero, utilizando para ello la energía liberada por el arco, provocando un rápido desplazamiento del fluido extintor a lo largo del trayecto del arco. Esta reducción del tiempo de ruptura determina una mayor vida de los contactos y una menor carbonización del aceite, lo que determina una mayor vida media de los aparatos y un menor mantenimiento.

Ventajas de estos aparatos sobre los de baño en aceite son:

- Desionización rápida del trayecto del arco (del orden de 0,002 s).
- Caída de tensión en el arco muy baja, lo que elimina el riesgo de fuertes sobretensiones en la extinción.
- Mínima disipación de energía.
- Limitada carbonización del aceite.
- Reducido deterioro de los contactos como consecuencia de la poca disipación de energía. Elevada vida media.

Actualmente se utilizan en tensiones y potencias medianas. Han sido sustituidos en muy altas tensiones por los interruptores de hexafluoruro de azufre, que disponen de mejores cualidades dieléctricas, y en el rango de uso actual sus perspectivas son de una progresiva desaparición de este tipo de ruptura a favor de los interruptores equipados con corte en atmósfera de hexafluoruro o interruptores al vacío.

4.3. Ruptura mediante aire comprimido

La utilización del aire comprimido, almacenado previamente en un depósito, como agente extintor del arco eléctrico, se inició en la década de los treinta, como consecuencia de una serie de accidentes graves provocados por la explosión y posterior incendio de interruptores automáticos en baño de aceite de ruptura libre.

La tensión disruptiva del aire comprimido, como en todos los gases, crece sensiblemente con la presión. Así, a la presión de 10 bar la tensión disruptiva del aire es del orden de 90 KV/cm y de 135 KV/cm a los 20 bar. Esta elevada rigidez del aire unida a la gran velocidad de desplazamiento son factores muy favorables para la rápida extinción del arco. Es suficiente que la presión del aire a la entrada de la cámara de extinción sea superior a 1,8 veces la presión de la salida, para que el aire alcance en la zona del arco la velocidad del sonido. Siendo éste el principio de funcionamiento de estos interruptores neumáticos.

En este tipo de interruptores el apagado del arco se efectúa por la acción violenta de un chorro de aire que barre el aire ionizado por efecto del arco. El poder de ruptura aumenta proporcionalmente a la presión del aire inyectado, variando ésta según la capacidad del interruptor entre 10 y 14 bar para media tensión, y de 30 a 50 bar en muy alta tensión.

Las cámaras de extinción de estos interruptores son de forma modular, y de acuerdo con la capacidad y tensión de la instalación se usan: 2 cámaras para valores de tensión de hasta 80KV, 4 cámaras para 150KV y 6 cámaras en el rango de 220KV. Se suelen insertar en paralelo, con las cámaras de corte, resistencias amortiguadoras y capacitancias que producen altas impedancias y reparten las tensiones entre las mismas. Además, estas impedancias limitan los valores de sobretensión que aparecen en la maniobra de apertura de estos interruptores.

Como resumen de este tipo de apertura se van a citar reunidas tanto sus ventajas como los inconvenientes.

Ventajas:

- Bajo costo y disponibilidad del aire.
- Rapidez de operación.
- Aumento de la capacidad de ruptura en proporción a la presión del aire.
- Pocas probabilidades de incendio.
- Ruptura definitiva a menudo en el primer paso de la corriente por cero con arcos muy cortos.
- Se puede utilizar para todas las tensiones y todas las potencias de ruptura, gracias al uso de varias cámaras de corte en serie, con la repartición equitativa entre ellas de la tensión de restablecimiento, a base de conectar en paralelo con los puntos de ruptura, resistencias o condensadores.

Inconvenientes:

- Menor rigidez dieléctrica que el SF₆.
- Mayor presión de trabajo.

- La constante térmica es de unas 100 veces la del SF₆ a la misma presión.
- En fallas próximas al interruptor aparecen sobretensiones muy altas, por lo que hay que intercalar resistencias de apertura.
- Después de la apertura el gas ionizado debe ser ventilado.
- Necesidad de un equipo exterior que aporte el aire comprimido. Esto además implica la necesidad de un riguroso programa de mantenimiento de este equipo.
- Ruidosos en el momento de las maniobras de apertura y cierre, como consecuencia de los gases expulsados por las toberas.

Por todos estos inconvenientes su utilización es escasa, siendo sustituidos por los de hexafluoruro de azufre en muy altas tensiones. Su aplicación actual es escasa.

4.4. Ruptura en el hexafluoruro de azufre

Son interruptores desarrollados a finales de los años 60 y cuyas cámaras de extinción operan dentro de hexafluoruro de azufre (SF₆), gas cuyas propiedades dieléctricas son superiores a otros aislantes conocidos.

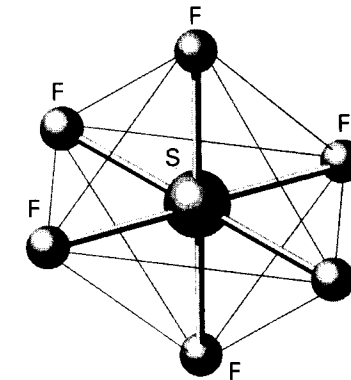


Fig. 4.7. Molécula de SF₆.

Es un gas halógeno cuya estructura molecular está formada por un átomo de azufre central, unido a seis de flúor dispuestos en los vértices de un octaedro mediante enlaces covalentes. Su molécula es simétrica e inerte químicamente, presentando además una gran estabilidad debida a la elevada energía de formación (262 Kcal/mol).

A temperatura ambiente es un gas pesado, inodoro, incoloro, ininflamable y no tóxico. Es un gas muy estable, no ataca a ningún material a temperaturas inferiores a 500 °C, temperatura a partir de la cual se descompone por calor. Su coeficiente de transmisión del calor, a presión atmosférica, es de 1,6 veces el del aire, y a una presión de 2 atmósferas aumenta en un orden de 25 veces el del aire. Esta propiedad es muy importante ya que permite una rápida disipación del calor, reduciendo el aumento de temperatura del equipo. A presión atmosférica, la rigidez dieléctrica del SF₆ es el triple que la del aire.

Este gas no existe en estado natural, por lo que debe obtenerse por síntesis de sus elementos. La primera vez que se desarrolló fue en la facultad de Farmacia de París en 1990.

En la apertura, el arco generado entre los contactos se estira a la vez que éstos se separan. El gas SF₆ contenido en el interior de la cámara de ruptura, pasando por una boquilla de soplado, es empujado a una presión considerable sobre el arco por la acción combinada del pistón y del arco. Este chorro de gas enfría e interrumpe el arco, restableciendo el aislamiento entre los contactos y evitando, por tanto, un nuevo cebado (véase Fig. 4.8).

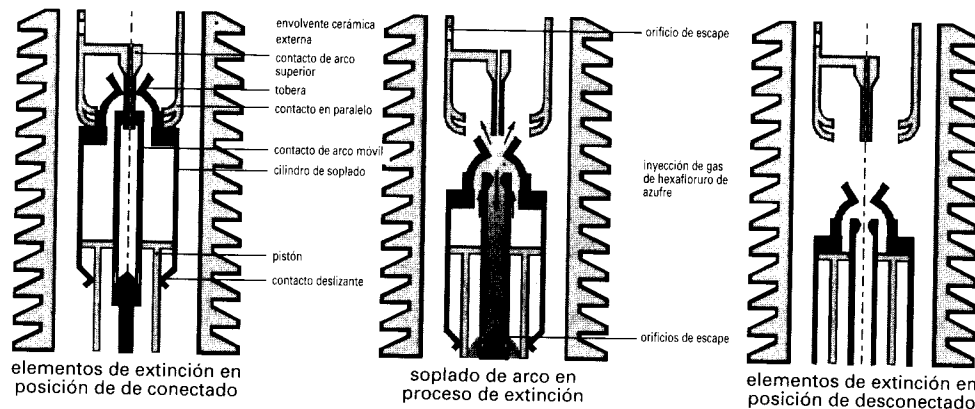


Fig. 4.8. Esquema interrupción en hexafluoruro de azufre.

Las ventajas más sobresalientes de este tipo de ruptura son:

- Gran capacidad de evacuación del calor producido por el arco. El arco queda encerrado por un estrecho conducto, de diámetro reducido, que es conductor y se halla envuelto por una corona de gas no conductora de la electricidad, pero si del calor.



Fig. 4.9. Interruptor de SF₆ de 220 KV.

- Disociación perfectamente reversible sin pérdida de gas. Bajo el efecto del arco eléctrico, el gas sufre una disociación parcial en átomos de azufre y flúor. Los electrones liberados son captados por átomos electronegativos de flúor, formándose iones negativos que por su gran peso influyen poco en la conducción del plasma. Al reducirse la corriente y descender la temperatura por debajo de 6.000 °K, todos los electrones libres que quedan son absorbidos por el flúor. De esta forma la conductancia del camino del arco al cesar la corriente es prácticamente nula. La cantidad de gas que se descompone en cada ruptura es muy pequeña (unos 3 cm³ por KJ de energía del arco), y no es necesaria su reposición ya que se vuelve a recomponer al cesar el arco y descender la temperatura por debajo de 3.000 °K. Pueden formarse, en cantidad despreciable compuestos resultado de la reacción de la descomposición del gas con partículas arrancadas de los contactos o materiales aislantes en el interior. Aunque algunos son tóxicos, son fácilmente absorbidos por filtros de alúmina activa colocada en el interior del disyuntor para este fin.
- Para intensidades próximas a valor cero, y gracias a sus características extraordinarias de conductividad térmica, es posible el enfriamiento del

arco radialmente (la conducción del calor va del centro del arco a la periferia).

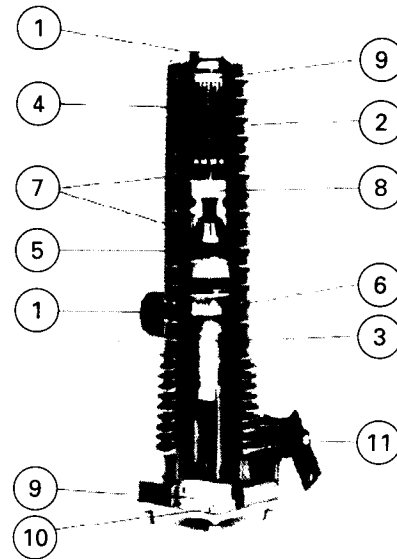


Fig. 4.10. Sección interruptor SF6: 1- Tomas de corriente, 2- Envoltorio resina, 3- Varilla móvil de contacto, 4- Contacto principal fijo, 5- Contacto principal móvil, 6- Contacto deslizante fijo, 7- Contacto parachispas, 8- Tobera, 9- Tamiz molecular absorbente, 10- Membrana de seguridad, 11- Válvula de llenado.

- Es el mejor gas agente extintor y aislante conocido.
- El desgaste de los contactos es muy pequeño. Larga vida media del interruptor.
- No es necesario recurrir a resistencias de ruptura para evitar un posible recalentamiento del arco, debido a la rápida regeneración dieléctrica del plasma post-arco. Esto implica una simplificación constructiva de los interruptores.

El campo de aplicación abarca toda gama de tensiones (incluida baja tensión), con un monopolio casi absoluto a partir de los 400 KV, y con unas perspectivas en auge en media tensión donde está desbancando a interruptores de aceite o aire comprimido. Podemos encontrar estos aparatos instalados en:

- Estaciones primarias y secundarias de distribución, donde es necesario realizar ciclos de cierre rápidos en condiciones de defecto y maniobrar líneas con corrientes inducidas.
- Plantas petroquímicas, donde los efectos producidos por un incendio (interruptores de aceite) serían muy peligrosos.
- Subestaciones en centros urbanos.
- Para la maniobra de equipos de mejora del factor de potencia.
- Industrias de proceso continuo que requieren interruptores fiables y de larga duración.
- Centros de transformación y distribución sin asistencia personal.

4.5. Ruptura en el vacío

Existen una serie de condiciones en una atmósfera en la que se ha practicado el vacío, que la hacen muy interesante para realizar la extinción de arcos eléctricos en su interior.

El aire a un grado de vacío del orden de 10^{-6} a 10^{-7} mm de Hg, alcanza una rigidez superior a los 199 KV/cm. Este valor de rigidez dieléctrica viene complementado por la muy baja tensión de arco en el vacío, motivada por el hecho de que los electrones desprendidos por el cátodo no encuentran ningún obstáculo hasta el ánodo, y que la regeneración dieléctrica del medio, al anularse la corriente, es instantánea al no existir moléculas de gas ionizadas.

Esta técnica se conocía desde los años 20 pero no se empezó a aplicar hasta los años 50, momento en que fue posible construir cámaras de ruptura aislantes, capaces de mantener el vacío de una forma permanente.

En el proceso de apertura de contactos, la elevada densidad de corriente en el último punto de contacto da lugar a la formación de un único arco muy energético. Los vapores metálicos liberados de los contactos liberan vapores metálicos que constituyen el soporte del arco. La geometría de los contactos debe crear un campo magnético que hace girar el arco rápidamente alrededor del borde exterior del contacto, evitando el calentamiento excesivo y produciendo un desgaste uniforme en su superficie.

Por debajo de cierta intensidad, la columna de arco se divide en varias de reducidas dimensiones y con niveles energéticos muy inferiores, con la consiguiente disminución de vapores metálicos liberados. En el momento en que la intensidad pasa por cero, los electrones cesan de recorrer el espacio entre contactos y el vapor metálico residual se condensa rápidamente en unas placas diseñadas para este fin. De esta forma las condiciones de vacío y rigidez dieléctricas vuelven a los valores iniciales en pocos microsegundos.

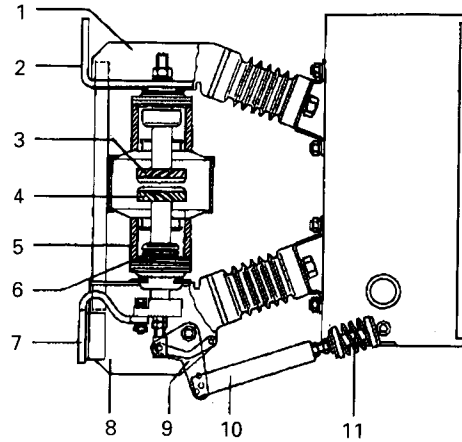


Fig. 4.11. Sección de un interruptor de vacío para media tensión: 1- Portatubo superior, 2- Terminal superior, 3- Contacto fijo, 4- Contacto móvil, 5- Caja de tubo, 6- Fuelle, 7- Terminal inferior, 8- Portatubo inferior, 9- Palanca acodada, 10- Biela aislante, 11- Resorte de contacto, 12- Resorte de contacto y desconexión.

Para resumir, se pueden citar las ventajas más sobresalientes de la ruptura en vacío:

- Aislamiento e interrupción garantizadas por la ampolla de vacío.
- Rápida extinción del arco, del orden de 15 mseg.
- Elevada rigidez dieléctrica.
- Rápida desionización del espacio intercontactos.
- Reducido recorrido de los contactos móviles (15 a 25 mm). Esto indica una muy pequeña energía de maniobra.
- Debido a la alta conductividad de la columna de vapor metálico, las caídas de tensión que se producen son pequeñas, del orden de 20 a 200 v. Esto, unido a la rápida extinción del arco, hace que la energía liberada sea relativamente pequeña. Éste es el motivo de la larga vida útil de estos aparatos.
- Idóneo para realizar reconexiones rápidas y repetitivas.
- Sistema muy simple.
- Aplicación en centros de transformación y distribución, tanto urbanos como industriales.

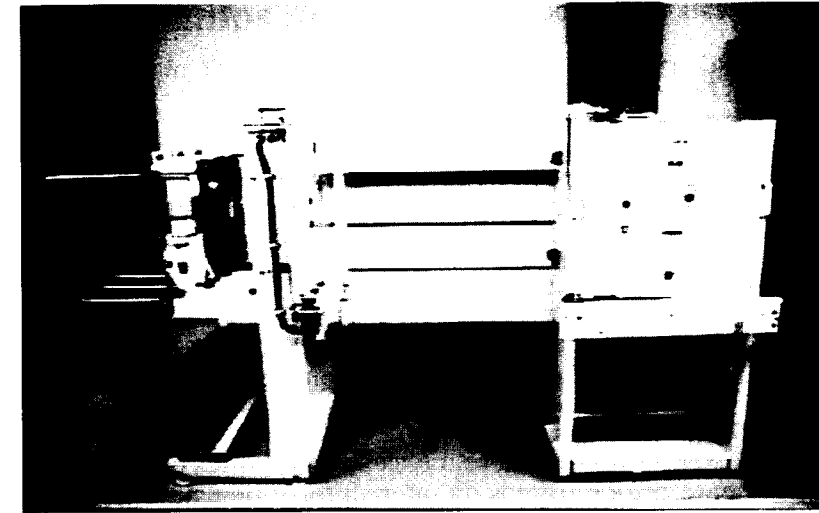


Fig. 4.12. Interruptor de vacío extraíble para cabina de 10 KV.

No obstante, como inconvenientes se pueden citar:

- Su aplicación está limitada a tensiones inferiores a 50 KV.
- Si se pierde el vacío en la cámara, el arco puede reventarla, ya que la separación entre contactos no permite su extinción en aire.
- Debido a la rapidez de ruptura, se producen elevadas sobretensiones entre sus contactos, y éstos emiten ligeras radiaciones de rayos X.

4.6. Ruptura estática

Esta técnica se basa en las propiedades de los diodos semiconductores. No habría movimiento de partes metálicas (apertura de contactos), con lo que no se produciría el arco. Se aproximaría de alguna forma a lo que sería un interruptor ideal.

La apertura se basaría en que la resistencia eléctrica de un semiconductor es reducidísima, cuando la corriente circula en sentido convencional (del ánodo al cátodo), y pasa a ser infinita al invertirse la polaridad de los electrodos (en tanto la tensión inversa no pase de unos límites, lógicamente). Esto sucede en los instantes de paso por cero en un circuito de corriente alterna.

Ventajas de esta técnica de ruptura:

- Obtención de rupturas ideales sin sobretensiones de maniobra.
- Ausencia de desgaste y de entretenimiento.
- Posibilidad de predeterminedar las características del conductor.
- Ínfimo consumo de energía en la ruptura.

Inconvenientes:

- La baja inercia térmica de los semiconductores los hace incapaces de soportar fuertes sobrecargas, incluso en tiempos muy breves.

Esto hace imposible por el momento su aplicación. De cualquier forma, las ventajas existentes hacen que se realicen importantes estudios, con lo que muy posiblemente dispondremos de interruptores de este tipo en un futuro no muy lejano.

4.7. Perspectivas

Hemos estudiado las técnicas empleadas para eliminar el arco eléctrico de una forma cronológica. Algunas de ellas han sido o están siendo abandonadas como consecuencia de nuevos desarrollos. En la Fig. 4.13 se muestra el ámbito de aplicación de cada una de las técnicas estudiadas, así como la tendencia de su uso futuro. Han sido incluidas también la ruptura estática (en estudio) y lo que sería una hipotética ruptura ideal.

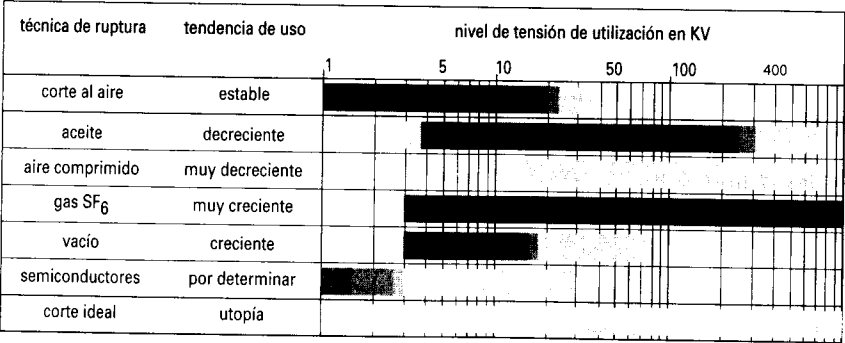


Fig. 4.13. Gráfica comparativa de cada una de las técnicas de ruptura comentadas.

4.8. Cortacircuitos fusibles

No son técnicas de ruptura, pero el uso de fusibles acompañando a interruptores de corte al aire hace que sean tratados en este tema. El cortacircuitos fusible, o fusible de forma abreviada, puede ser definido como un dispositivo de protección destinado a cortar automáticamente el circuito eléctrico al ser atravesado por una sobrecorriente que puede poner en peligro los equipos e instalaciones del sistema.. Esta sobrecorriente puede ser debida a sobrecargas o cortocircuitos.

El corte se produce mediante la fusión de un alambre incluido en el aparato y colocado en serie con el circuito. El paso de una sobrecorriente de determinado valor, hace que se caliente en demasía y llegue a fundirse, eliminando de esta forma la falta. Lógicamente están diseñados para fundirse en un tiempo especificado para cada valor de corriente. Estas curvas corriente-tiempo se representan por dos curvas fundamentales (véase Fig. 4.14):

- Curva mínima de fusión: indica el tiempo mínimo de fusión.
- Curva máxima de fusión: indica el tiempo máximo de despeje de falta.

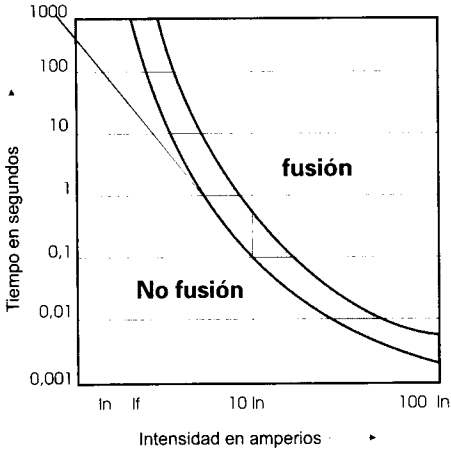


Fig. 4.14. Curvas características de un fusible.

Estas curvas son necesarias para que los usuarios puedan elegir, con suficientes elementos de juicio, el cartucho fusible más adecuado en cada circunstancia. Entre ambas aparece lo que se denomina zona de dispersión, en la que no podemos asegurar la fusión o no del hilo fusible. Esta zona viene

determinada fundamentalmente por la temperatura inicial del hilo en el momento de iniciarse la sobreintensidad. Se puede observar que a medida que aumenta la intensidad, el tiempo de fusión decrece.

Para una mejor comprensión, es necesario definir algunos conceptos que han aparecido, como:

- **Tiempo de fusión:** Se define como el tiempo necesario para que el fusible funda. Comienza al iniciarse la sobrecorriente y cesa al fundirse el alambre y aparecer el arco de energía.
- **Tiempo de arqueo:** Se define como el tiempo necesario para extinguir el arco de energía.
- **Tiempo de despeje de falta:** Se define como el tiempo necesario para aislar totalmente una sobrecorriente. Es la suma de los dos conceptos anteriores.
- **Intensidad nominal (I_n):** Valor de corriente máximo que puede soportar el fusible sin deterioro bajo las condiciones asignadas de uso. Es especificada por el fabricante, y depende de la sección del alambre colocado en el fusible.
- **Intensidad mínima de fusión (I_f):** Es el mínimo valor de corriente para el que se produce la fusión del alambre del cartucho. El tiempo que se utiliza varía entre una y ocho horas según el calibre del fusible. El valor de I_f suele estar comprendido entre $1,5 \div 2$ veces I_n .
- **Sobreintensidad:** Es todo valor de intensidad superior a la de mínima fusión.
- **Poder de ruptura:** Se define como el valor máximo de corriente que es capaz de cortar el fusible.
- **Tensión nominal:** Es la tensión más elevada de la red, medida entre fases, en la que podrá ser instalado el fusible.

Son dos los tipos de fusibles más utilizados en A.T., siendo su diferencia principal la forma de eliminar el arco de energía que se produce en la falta del sistema. De esta forma tenemos los *fusibles Alto Poder de Ruptura* y los *cortacircuitos de expulsión*.

4.8.1. Fusibles de Alto Poder de Ruptura (A.P.R.)

También denominados *fusibles de ruptura rápida*, tienen como característica principal la rapidez de intervención ante un cortocircuito, impidiendo que el valor de corriente producido llegue al nivel de cresta que se alcanzaría, en su ausencia, en el circuito. Son por tanto limitadores de corriente.

Esto se puede observar en la Fig. 4.15, en la que quedan reflejadas las líneas correspondientes a los distintos calibres de fusibles que determinan la intensidad máxima (valor de cresta) que se alcanzará en el circuito protegido con estos dispositivos. La unión de estas rectas con las correspondientes a intensidad máxima simétrica y asimétrica, indican el nivel por debajo del cual los fusibles no tienen efecto de limitación de corriente.

Así, en un circuito sin fusibles A.P.R. y con un nivel de intensidad de cortocircuito de 10 KA, el valor de cresta simétrico sería de $10 \cdot \sqrt{2} = 14$ KA y $1,8 \cdot 10 \cdot \sqrt{2} = 25,2$ KA en régimen asimétrico. Si se instala en el circuito un fusible de calibre 16 A, estos valores se reducirán a 2 KA en valor cresta.

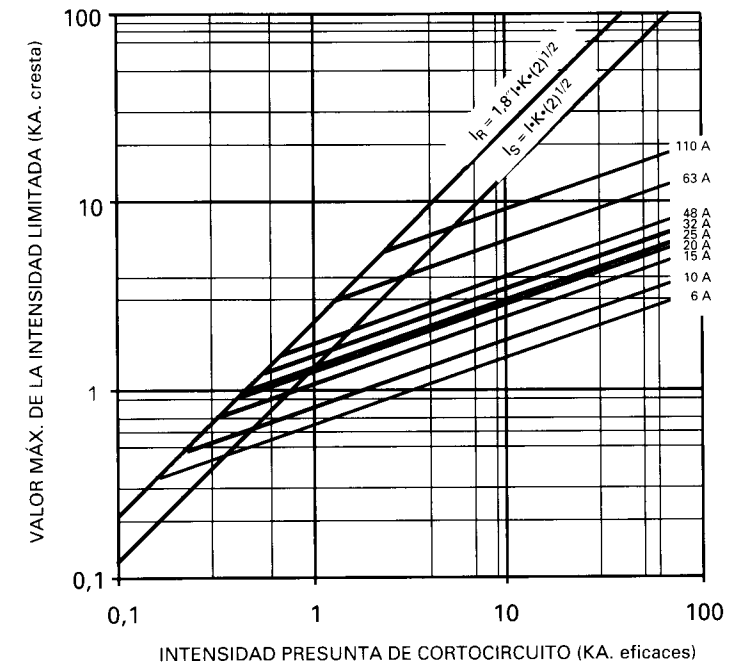


Fig. 4.15. Limitación de corriente en un fusible A.P.R.

La extrema velocidad de corte se logra repartiendo la corriente que atraviesa el fusible entre varios hilos conductores de pequeña sección, dispuestos en paralelo, que están contruidos de plata. Aparte de tener unas excelentes cualidades eléctricas, la plata no se oxida a altas temperaturas, a diferencia del cobre, con lo que no pierde sección útil, permitiendo asegurar un mejor calibrado y eliminando de esta forma un corte no deseado.

Estos hilos están dispuestos en el interior de un tubo aislante, generalmente cerámico o de porcelana, que dispone de dos contactos metálicos en sus

extremos. El interior está relleno por un material encargado de enfriar el arco y por tanto de ayudar a su extinción. Se suele utilizar polvo de arena de sílice o cuarzo para este cometido. Al producirse el arco, los vapores metálicos procedentes de la fusión de los hilos de plata son enfriados en la arena, y por tanto el arco tiene que cebarse a través de un material altamente resistivo que provoca su extinción, al aumentar enormemente la tensión de reencendido del mismo.

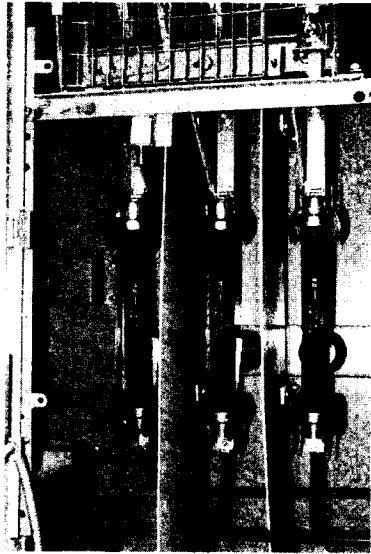


Fig. 4.16. Protección de un C.T. mediante fusibles A.P.R.

La fusión del cartucho se hace visible mediante un percutor de señalización, el cual sale al exterior al actuar al fusible.

Los fusibles A.P.R. se utilizan como elementos de protección de baterías de condensadores, motores, líneas aéreas de M.T. y transformadores de M.T., siempre en instalaciones de poca potencia. En la Fig. 4.16 se observa la instalación en la celda de protección de tres de estos aparatos en un centro de transformación.

4.8.2. Cortacircuitos de expulsión

Están constituidos por un tubo protector en cuyo interior está dispuesto el elemento fusible, y unido a él la trencilla de conexión (véase Fig. 4.17). En el

momento de producirse el arco, la generación consiguiente de gases provoca la expulsión de la trencilla con el posterior alargamiento y soplado del arco, que provoca su extinción.



Fig. 4.17. Sección de un fusible de expulsión. Se pueden apreciar el tubo protector, trencilla de conexión y elemento fusible.

Las características más sobresalientes de estos constituyentes son :

- *Tubo protector:* Construido de papel barnizado; interiormente lleva un recubrimiento especial que ayuda a la extinción del arco.
- *Elemento fusible:* De plata, lo que le confiere una gran exactitud en el calibrado, unas excelentes propiedades contra la corrosión, y gracias a la gran conductividad de este material, permite una configuración helicoidal del elemento, con lo que se consigue minimizar el efecto corona.
- *Trencilla de conexión:* Generalmente construida en cobre, debe tener la sección suficiente para evitar calentamientos no deseados por el paso de corriente nominal.

La expulsión de gases en estos dispositivos hace que se utilicen exclusivamente en instalaciones exteriores. Su ámbito de aplicación se encuentra reducido a tensiones de hasta 36 KV., y se utilizan para la protección transformadores sobre poste, baterías de condensadores y derivaciones de línea aérea a subterránea.

Para protección de transformadores o de líneas, los elementos fusibles están situados en el interior de un tubo portafusible, el cual está colocado sobre un soporte, debidamente aislado de masa. La base portafusible en su interior está revestida por un material que ayuda a enfriar y eliminar el arco. Exteriormente están confeccionados de fibra de vidrio, lo que le proporciona una alta resistencia mecánica.

En el momento de producirse la fusión, la base portafusible se suelta de la conexión superior, dejando de esta forma una apertura visible del circuito. Para reponer el fusible basta con descolgar esta base de la bisagra inferior y cambiar el elemento fusible interior. Un ejemplo de estos cortacircuitos de expulsión se puede ver en la Fig. 4.18.

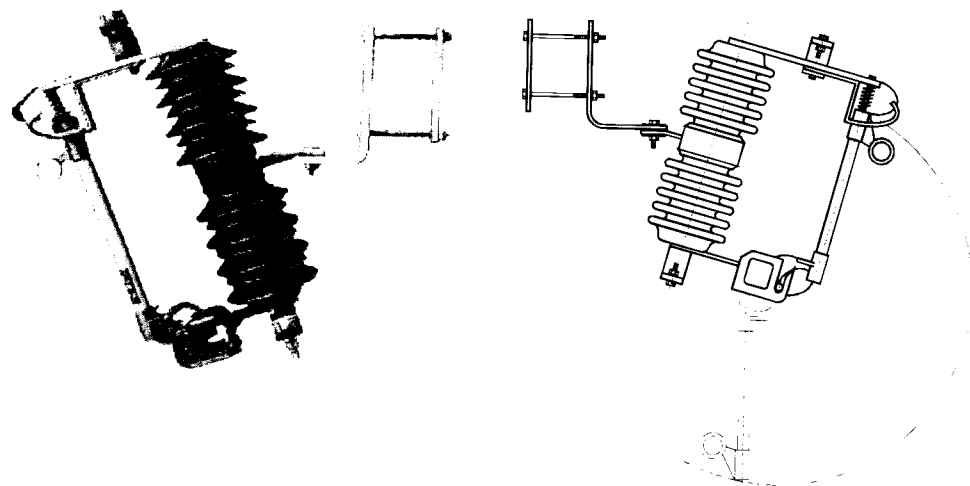


Fig. 4.18. Cortacircuitos de expulsión y esquema de apertura.

Para la protección de baterías de condensadores (véase Fig. 4.19), el extremo libre de la trenchilla de conexión es unido a una ballesta, siendo ésta la encargada de separar ambos extremos del elemento fusible lo más rápidamente posible tras la fusión del mismo.

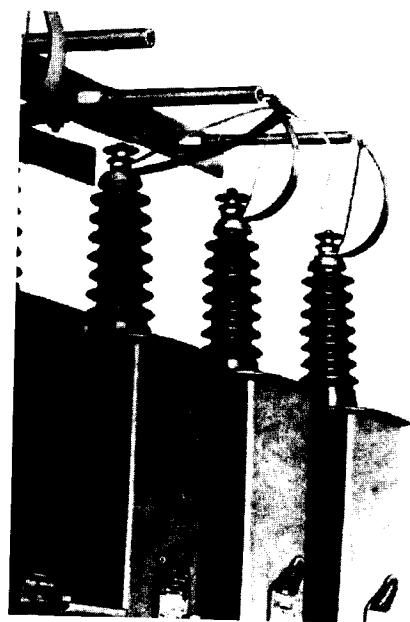


Fig. 4.19. Protección de condensadores mediante fusibles de expulsión.

Capítulo 5

Cálculo de corrientes de cortocircuito

Determinar de antemano en una instalación eléctrica, el valor que puede alcanzar la corriente de cortocircuito en un punto determinado, tiene tanto interés o más que la determinación de la corriente de carga nominal para la elección de los elementos que integran dicha instalación eléctrica.

Es decir, la elección de un interruptor, por ejemplo, no será suficientemente precisa si sólo se calculan los valores de tensión y corriente de carga nominal, dado que las corrientes de cortocircuito conllevan una serie de consecuencias (calentamientos, esfuerzos electrodinámicos, arcos eléctricos...) a las que tendrá que hacer frente dicho interruptor. Además, la corriente de cortocircuito es en cierto grado independiente de la corriente de carga nominal, por lo que se podrán encontrar diversos interruptores para un mismo valor de carga nominal y distinta capacidad para hacer frente a corrientes de cortocircuito.

5.1. Concepto y origen del cortocircuito

Se entiende por cortocircuito *aquellos defectos provocados por un contacto entre un conductor y tierra o bien entre conductores*. Cuando tal defecto se produce en instalaciones de alta tensión, dicho contacto tiene lugar a través de un arco eléctrico, con las consecuencias correspondientes al mismo.

Los cortocircuitos pueden originarse por múltiples causas, como pueden ser:

- *De origen eléctrico*: los debidos a contactos directos de dos conductores activos o bien por defectos de aislamiento entre ellos.
- *De origen mecánico*: son debidos principalmente a la caída de un cuerpo extraño sobre una línea aérea, a una rotura de conductores o aisladores, a un golpe de pico en un cable subterráneo, etc.

- *Por falsas maniobras*: como la apertura de un seccionador en carga, conexión de una línea que se halla puesta a tierra, etc.
- *De origen atmosférico*: suelen ser debidos a un rayo que alcanza los conductores de una línea, o por otras inclemencias del tiempo (como la tempestad, la niebla, el hielo), las cuales pueden provocar aproximación de conductores, alteración de las superficies de los aisladores, etc.

5.2. Tipos y consecuencias de los cortocircuitos

Los cortocircuitos por lo general no afectan a todos los conductores de una forma simultánea. En el caso de redes trifásicas cuya tensión de servicio sea igual o superior a los 60 KV, la experiencia demuestra que del 70 al 80 % de los cortocircuitos se producen, o al menos empiezan, entre una fase y tierra. Teniendo en cuenta además que si el defecto no se elimina con suficiente rapidez, el arco puede alcanzar la segunda e incluso la tercera fase.

A continuación se detallan los diversos tipos de cortocircuito.

5.2.1. Tipos de cortocircuito

- *Cortocircuito tripolar o simétrico*: los defectos entre las tres fases, trifásicos o tripolares (*cortocircuitos simétricos*) son aquellos en los que las tres tensiones correspondientes al punto del cortocircuito son nulas y las tres fases presentan cargas de cortocircuito simétricas. Aunque este tipo de defecto no se suele presentar a menudo, es el que más se utiliza a efectos de cálculo de corrientes de cortocircuito. Estos cortocircuitos suelen ser debidos a:
 - a) *Fenómenos mecánicos*: como la caída o destrucción de una torre de alta tensión.
 - b) *Caída directa de un rayo sobre una fase*: si la resistencia de la toma de tierra de la torre es elevada, puede resultar un potencial de tierra suficientemente elevado para que se produzca el cebado en las otras dos fases.
 - c) *Falsas maniobras con seccionadores*.
- *Cortocircuito bipolar sin defecto a tierra*: los cortocircuitos entre dos fases o bipolares sin defecto a tierra, aparecen excepcionalmente y son debidos prácticamente a causas mecánicas. Cuando aparecen lo hacen

con corrientes simétricas de cortocircuito menores, en un principio, que las que se presentan en los cortocircuitos tripolares.

Cuando aparecen en las cercanías de máquinas síncronas a asíncronas de una cierta potencia, la corriente de cortocircuito puede llegar a ser mayor que el caso tripolar.

- *Cortocircuito bipolar con defecto a tierra*: se producen en las mismas circunstancias y las mismas características que los anteriores, pero son menos frecuentes.
- *Cortocircuitos unipolares a tierra*: este tipo es el más frecuente. En redes con puesta a tierra a través de una impedancia de bajo valor óhmico, la corriente de cortocircuito dirigida a tierra puede superar la mayor corriente que aparezca en un cortocircuito tripolar.

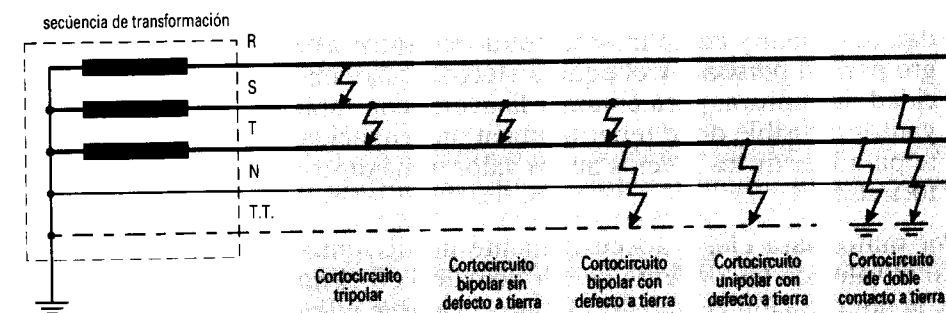


Fig. 5.1. Diferentes tipos de cortocircuito que se pueden presentar en una instalación trifásica con neutro a tierra (excepto en el cortocircuito de doble contacto a tierra, en el que el neutro es aislado)

Cortocircuito de doble contacto a tierra: se presenta en redes con neutro aislado o en aquellas con puesta a tierra compensante. Esta corriente no puede ser mayor que la correspondiente a un cortocircuito bipolar con o sin contacto a tierra.

5.2.2. Consecuencias de los cortocircuitos

En general, la presencia de un cortocircuito sobre una red provoca sobreintensidades, caídas de tensión y desequilibrios en las tensiones y corrientes de las tres fases. Estos fenómenos, cuya importancia depende de

la constitución de la red, origina toda una serie de consecuencias que se indican a continuación:

- *Calentamientos debidos a las corrientes de cortocircuito y averías originadas por los arcos:* los calentamientos producidos por las corrientes de cortocircuitos son de temer, particularmente en los cables subterráneos de media tensión que no poseen una tolerancia calorífica considerable.

Los arcos producen frecuentemente desperfectos importantes. Los que contornean las cadenas de aisladores puede causar la destrucción de éstos; por eso se suele equiparar estas cadenas con cuernos o anillos de guarda que separan el arco de los aisladores. Los arcos originados como consecuencia de la perforación de un cable subterráneo, pueden producir la fusión del cobre y del plomo del cable sobre longitudes de varios decímetros, si el defecto no queda eliminado rápidamente.

- *Accidentes en disyuntores:* los disyuntores y fusibles deben tener una capacidad de ruptura adecuada para que durante un cortocircuito puedan funcionar y cumplir su cometido sin sufrir avería ni representar peligro para el personal y el equipo eléctrico. Además de la suficiente capacidad de ruptura, para eliminar la avería con rapidez y seguridad, el disyuntor o fusible debe tener también una capacidad instantánea suficiente para resistir los efectos de los valores máximos de la corriente de cortocircuito.

Por tanto, para elegir adecuadamente un disyuntor es necesario calcular tanto el valor de la corriente de cortocircuito en el momento en que se produce la interrupción del circuito, como el valor máximo de dicha corriente en los momentos iniciales.

Son de temer accidentes en los aparatos ya antiguos instalados sobre redes de media tensión unidas a redes de gran potencia, a causa del aumento que de ello resulta para las corrientes de cortocircuito. La alimentación de las redes de media tensión por las grandes redes modernas ha necesitado precauciones especiales para evitar los accidentes de disyuntores, siendo una de las mayores dificultades encontradas en la interconexión de redes.

- *Esfuerzos electrodinámicos anormales:* el paso de las corrientes muy intensas va acompañado de esfuerzos electrodinámicos muy importantes que pueden producir deformaciones de barras y conexiones, roturas de aisladores soportes e incluso averías considerables sobre los arrollamientos de las bobinas de reactancia y de los transformadores, si éstos no tienen la rigidez mecánica suficiente.
- *Caídas de tensión elevadas:* las corrientes de cortocircuito al atravesar los diferentes elementos de las redes, provocan caídas de tensión que pueden provocar el *desenganche* de las máquinas síncronas o asíncronas y poner en peligro la estabilidad de las redes.

5.3. Fuentes de cortocircuito

Los elementos integrantes en una instalación eléctrica que son fuentes básicas de corrientes de cortocircuito son los siguientes:

- *Generadores:* cuando se produce un cortocircuito, en un circuito alimentado por un generador, éste continúa produciendo tensión (dado que la excitación de campo se mantiene) y el motor primario hace girar al generador a una velocidad prácticamente igual a la nominal. La tensión generada produce una corriente de cortocircuito de gran magnitud que circula del generador hasta el punto de fallo.
- *Motores síncronos:* están contruidos fundamentalmente como los generadores, es decir, que tienen un campo excitado por corriente continua y un arrollamiento en el estátor, en que circula corriente alterna.

Tan pronto como se establece un cortocircuito, la tensión del sistema cae, reduciéndose a un valor muy bajo. En consecuencia, el motor síncrono conectado a él deja de entregar energía a la carga mecánica y comienza a disminuir su velocidad.

Sin embargo, la inercia de la carga sigue moviendo el rotor del motor de forma similar a lo que podría hacerlo un motor primario que acciona un generador.

El motor síncrono se transforma entonces en un generador y suministra la corriente de cortocircuito durante muchos ciclos después de producido el fallo en el sistema.

- *Motor asíncrono o de inducción:* la inercia de la carga y del rotor de un motor asíncrono tiene exactamente el mismo efecto sobre un motor de este tipo que el caso de un motor síncrono.

Existe, sin embargo, una diferencia fundamental: el motor de inducción carece de arrollamiento inductor alimentado por corriente continua, pero existe un flujo magnético de inducción durante le funcionamiento normal. El campo del motor asíncrono se produce por inducción desde el estátor y el flujo del rotor permanece normal mientras se aplique tensión al estátor desde una fuente exterior. Si esta fuente es eliminada bruscamente, como en el caso de que se produzca un cortocircuito, el flujo en el motor rotor no puede variar instantáneamente. Todo ello llevará a que en los arrollamientos del estátor se genere una tensión que hará circular una corriente de cortocircuito por el fallo.

Finalmente, cabe comentar que a los transformadores se les suele considerar como fuentes de corrientes de cortocircuito. Esto no es correcto desde un punto de vista riguroso, ya que el transformador no hace más que entregar la

corriente de cortocircuito producida por los generadores o motores que están antes del transformador. Sólo varían la tensión del sistema y el valor de la intensidad, pero no la producen.

5.4. Reactancia de las máquinas rotativas

La reactancia de una máquina rotativa no es un valor simple, como en el caso de un transformador o un tramo de cable, ya que se trata de un valor que varía con el tiempo.

En el instante de establecerse un cortocircuito, y por efecto del mismo, la resistencia de los devanados es prácticamente despreciable, por lo que la única oposición al paso de corriente va a ser la reactancia de dispersión X_l , como consecuencia del flujo de dispersión ϕ_l , (véase Fig 5.2). No obstante, en los primeros instantes del cortocircuito, el estudio de la corriente es complicado, ya que esta reactancia se muestra variable.

Una expresión que permita obtener en cada instante el valor de esa reactancia requiere el desarrollo de una fórmula complicada, en la que el tiempo es una de las variables. En consecuencia, para simplificar se asignan tres valores característicos para los motores y los generadores que están en relación con otras tantas zonas temporales características de la onda de corriente de cortocircuito:

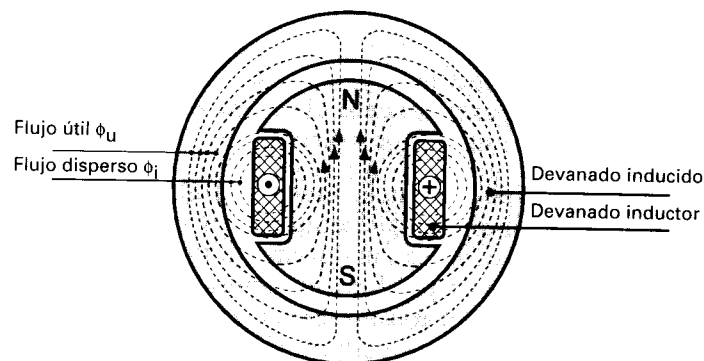


Fig. 5.2. Flujo útil y disperso en una máquina síncrona.

- **Reactancia subtransitoria (X_d'')**: es la reactancia aparente del arrollamiento del estátor en el instante en que se produce el cortocircuito y determina la corriente de cortocircuito que circula durante los primeros ciclos (de 0 a 10 ciclos).

- **Reactancia transitoria (X_d')**: es la reactancia inicial aparente del bobinado del estátor si se desprecian los efectos de todos los arrollamientos amortiguadores y sólo se consideran los del arrollamiento del campo inductor. Esta reactancia determina la intensidad que circula durante el intervalo posterior al indicado anteriormente (de 50 a 200 ciclos).
- **Reactancia síncrona (X_d)**: determina la intensidad que circula cuando se ha llegado a un estado de régimen permanente y sólo se hacen notar sus efectos después de transcurridos algunos segundos desde el instante en que se produjo el cortocircuito. Por consiguiente, carece de valor en los cálculos de cortocircuito relacionados con la aplicación de interruptores, fusibles y contactores.

5.5. Estudio de la onda de la corriente de cortocircuito

Para establecer unas bases de estudio para la corriente de cortocircuito, se partirá de que el cortocircuito es tripolar, pues es el más sencillo de analizar, y cuya fuente resulta ser un generador.

Se supone que el generador se halla funcionando en vacío y que se establece un cortocircuito tripolar. En la Fig 5.3 se representa el diagrama vectorial de las condiciones de funcionamiento en este caso.

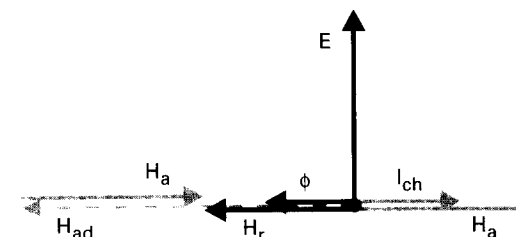


Fig. 5.3. Diagrama vectorial de un cortocircuito en un generador funcionando en vacío.

La fuerza electromotriz existente E es producida por un flujo ϕ desfasado 90° en avance, que a su vez, es producido por un campo magnético H_r . Como el circuito que se ha cerrado en cortocircuito, tienen un carácter predominantemente inductivo, pues la resistencia en vacío del generador es muy

pequeña comparada con su reactancia, la corriente de cortocircuito que se produce se retrasa casi 90° con respecto a la fuerza electromotriz E . Esta corriente I_{ch} engendra el campo magnético H_a , en fase con ella, que tiende a neutralizar al campo H_r (que produce el flujo de excitación ϕ) que se halla en oposición de fase. Pero el flujo de excitación no puede desaparecer repentinamente ya que una disminución del mismo, por la ley de Lenz, provoca la aparición de corrientes inductivas que tienden a mantenerlo invariable y que crean un campo magnético H_{ad} . Este campo magnético H_{ad} compensa, en los primeros instantes, al campo magnético H_a para luego desaparecer poco a poco. Con ello también va desapareciendo el flujo magnético ϕ hasta llegar a un valor que corresponde a la fuerza electromotriz del estado de cortocircuito permanente. Como al comienzo del cortocircuito se mantiene prácticamente el flujo y por tanto también el valor de la fuerza electromotriz del estado normal, se obtiene en los primeros instantes una elevadísima corriente de cortocircuito de choque. Efectivamente, al haber desaparecido prácticamente las resistencias del circuito por efecto del cortocircuito, la única oposición al paso de la corriente está en la reactancia de dispersión del generador X_l , y por tanto la fuerza electromotriz vale:

$$E = I \cdot X_l$$

Como X_l es muy pequeña y E mantiene prácticamente su valor nominal, el valor de I será muy grande.

Dadas las características inductivas del circuito, la forma de la corriente de cortocircuito será distinta, según sea el valor de la fuerza electromotriz alterna en el momento del cortocircuito. Por no realizar un estudio de la onda de corriente de cortocircuito para todos los posibles valores que puede tomar la fuerza electromotriz en el instante del defecto, se realizará solamente el estudio de los casos extremos; es decir, cuando suceda que:

$$E = E_{m\acute{a}x} \quad \text{y} \quad E = 0$$

5.5.1. Onda simétrica de corriente de cortocircuito

Cuando en el instante de producirse el cortocircuito se tiene una fuerza electromotriz de valor máximo, la corriente de cortocircuito producida es simétrica (véase Fig. 5.4). La amplitud de la onda decrece rápidamente debido, como ya se ha visto anteriormente, a la fuerte reacción desmagnetizante de la corriente de cortocircuito, que es muy reactiva y hace disminuir el flujo inductor ϕ , y consecuentemente la f.e.m. E . La intensidad inicial I_{ch} de la corriente de cortocircuito está limitada prácticamente por la reactancia de dispersión del generador X_l . El valor eficaz inicial de esta corriente vale:

$$I_{cc} = E/X_l$$

A este valor de inicial de la corriente de cortocircuito se llama *corriente eficaz de cortocircuito de choque*; al valor de cresta de esta corriente se le llama *corriente máxima de cortocircuito de choque*, cuya expresión es:

$$I_{ch} = \sqrt{2} \cdot I_{cc}$$

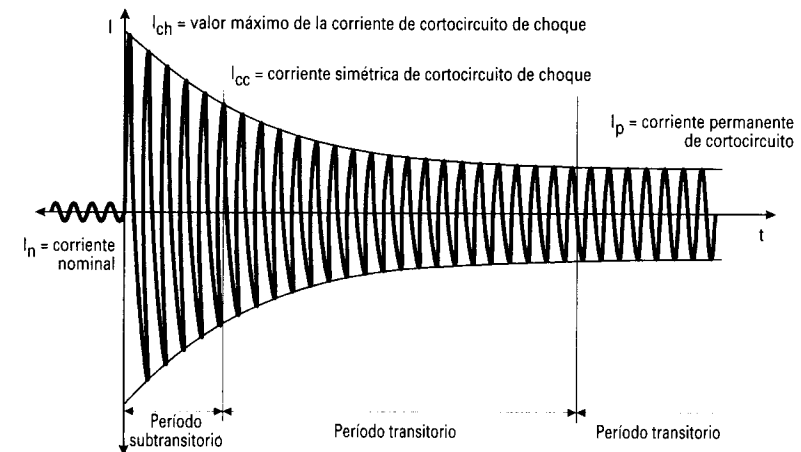


Fig. 5.4. Onda simétrica de corriente de cortocircuito cuando el valor inicial de E es igual al $E_{m\acute{a}x}$.

Como se ha comentado anteriormente, el valor de la corriente de cortocircuito de choque va disminuyendo hasta que, pasados varios períodos, se alcanza el valor correspondiente a la corriente de cortocircuito permanente, cuya intensidad depende de la reactancia total del generador.

5.5.2. Onda asimétrica de corriente de cortocircuito

En el caso de que el cortocircuito se establezca en el instante en el que la fuerza electromotriz pasa por cero, la corriente de cortocircuito adopta la forma de la Fig. 5.5. Se sabe que si una inductancia se pone repentinamente bajo tensión, la corriente que se forma consta de una componente unidireccional de corriente continua adicional, de magnitud igual a la amplitud de la corriente alterna. El valor de esta componente unidireccional sería constante si la resistencia del circuito fuera absolutamente nula, pero como esta resistencia tiene un cierto valor, dicha componente se amortigua rápidamente hasta desaparecer al cabo de varios períodos.

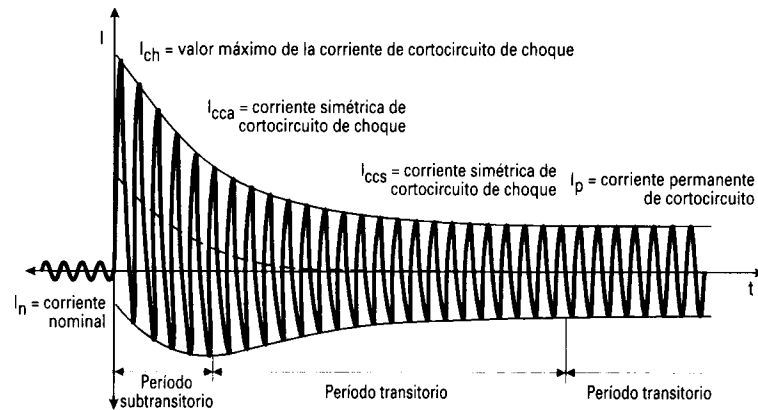


Fig. 5.5. Onda asimétrica de corriente de cortocircuito cuando el valor inicial de E es igual a 0.

Como el valor de la componente de corriente continua es igual a la amplitud de la corriente alterna, el valor de la corriente máxima de cortocircuito sería:

$$I_{ch} = \sqrt{2} \cdot I_{cc} + \sqrt{2} \cdot I_{cc} = 2\sqrt{2} \cdot I_{cc}$$

es decir, el doble de valor que para el caso de $E = E_{m\acute{a}x}$.

Este valor es solamente teórico, pues como se ha comentado, hay que tener en cuenta el amortiguamiento del circuito, por lo que en la práctica, y según resultados experimentales, se toma el siguiente valor:

$$I_{ch} \approx 1,8 \sqrt{2} \cdot I_{cc} \approx 2,55 \cdot I_{cc}$$

La componente unidireccional es prácticamente nula al cabo de 0,25 segundos; a partir de aquí, la corriente de cortocircuito de choque se hace simétrica y se va amortiguando hasta alcanzar el valor de *corriente de cortocircuito permanente*.

En el caso de que el cortocircuito se establezca cuando la fuerza electromotriz tienen un valor intermedio al de los dos casos expuestos, existirá siempre una componente unidireccional, aunque su valor será inferior al que resulta cuando la fuerza electromotriz es nula en el momento de producirse el cortocircuito.

Hay que tener en cuenta que en corrientes trifásicas, cuando se produce un cortocircuito tripolar y en una de las fases, la fuerza electromotriz pasa por cero, en las otras dos fases, la fuerza electromotriz tiene un cierto valor

no nulo, por lo que las corrientes de cortocircuito en estas fases será inferior a la de la fase afectada por el valor nulo de la f.e.m.

No obstante, como no se puede conocer el momento en que se producirá el cortocircuito, se considerará, a efectos de cálculo, siempre el caso más desfavorable, es decir, cuando la fuerza electromotriz pasa por cero en ese instante.

5.5.3. Etapas de la onda de corriente de cortocircuito

A la vista de las ondas de corriente de cortocircuito simétrica y asimétrica, se pueden dividir las mismas, con respecto al tiempo, en tres etapas que se mencionan a continuación:

- **Período subtransitorio:** durante este período inicial, la corriente de cortocircuito de choque baja rápidamente de valor; dura, según los casos, de 1 a 10 períodos. Si la tensión pasa por su valor máximo, la corriente de cortocircuito durante este período es simétrica y se tratará, por tanto, de una *corriente simétrica de cortocircuito*, que por establecerse en este período recibe el nombre de *corriente subtransitoria de cortocircuito*. Si la tensión pasa por su valor nulo, y tal como hemos dicho anteriormente, la *corriente subtransitoria de cortocircuito* se caracteriza por ser una onda asimétrica, es decir, se trata de una *corriente asimétrica de cortocircuito*.
 - **Período transitorio:** durante este tiempo, la corriente de cortocircuito va disminuyendo lentamente de valor hasta alcanzar el valor de la corriente permanente de cortocircuito. Este período dura de 50 a 100 períodos, es decir, de 1 a 2 segundos (siendo la frecuencia de 50 Hz). Tanto si la iniciación del cortocircuito se ha producido cuando la tensión pasa por su valor máximo o por su valor nulo, la *corriente transitoria de cortocircuito* es simétrica.
 - **Período permanente:** la corriente de cortocircuito alcanza su *valor permanente* I_p y continúa sin apenas variación en este valor mientras dura la causa que ha provocado el cortocircuito. Durante el período subtransitorio se producen intensos esfuerzos electrodinámicos en los elementos sometidos al cortocircuito, que pueden provocar su destrucción. Dado el tiempo de desconexión propio de los interruptores y relés de protección, los interruptores desconectan la parte del circuito afectada por el cortocircuito, durante el período transitorio, por lo que las máquinas y aparatos deben proyectarse para soportar durante el tiempo que dura el período subtransitorio, la corriente de choque producida.
- En resumen, se puede decir que a efectos de cálculo de corrientes de cortocircuito, se deberán tener en cuenta las etapas mencionadas de la siguiente manera:
- **Período subtransitorio:** esfuerzos electrodinámicos en máquinas y aparatos.

- *Período transitorio*: funcionamiento de los disyuntores automáticos. Esfuerzos térmicos en máquinas y aparatos.
- *Período permanente*: esfuerzos térmicos en máquinas y aparatos.

A continuación se incluye una tabla-resumen con todos los valores característicos de la onda de la corriente de cortocircuito.

RESUMEN DE LOS VALORES CARACTERÍSTICOS DE LA ONDA DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO	
I_{ch}	Corriente máxima de cortocircuito de choque. Es el máximo valor de corriente que se presenta y que coincide con el instante de establecerse el cortocircuito, el cual se halla exclusivamente limitado por la reactancia de dispersión de la máquina (Xl).
I_d''	Corriente subtransitoria. Es el mismo valor de corriente máxima de cortocircuito de choque, la cual será simétrica si en el instante inicial la f.e.m. pasa por su valor máximo. Si el valor inicial de f.e.m. pasa por cero, la corriente será asimétrica. Este valor se puede durar entre 1 y 10 ciclos, es decir, en el período subtransitorio.
I_{cc}	Corriente eficaz de cortocircuito de choque. Es el valor eficaz de I_{ch} .
I_{cca}	Corriente asimétrica de cortocircuito de choque. Es el último valor de corriente eficaz que se da en el período subtransitorio y que es asimétrica (como consecuencia de una f.e.m. inicial nula).
I_{ccs}	Corriente simétrica de cortocircuito de choque. Es primer valor simétrico de corriente de cortocircuito que se da cuando la onda es asimétrica. Este valor se presenta en el período transitorio.
I_d'	Corriente transitoria. Es la corriente propia del período transitorio, la cual es siempre simétrica, y que dura de 50 a 100 ciclos, es decir, de 1 a 2 segundos.
I_p	Corriente permanente de cortocircuito. Es el valor de corriente que se da al final de período transitorio, es decir, en servicio permanente.

5.6. Conceptos básicos en la elección de un interruptor

La posibilidad de cortocircuitos en las redes de transmisión y distribución de energía impone que los interruptores tengan un comportamiento adecua-

do para que durante un cortocircuito puedan funcionar y cumplir su cometido sin sufrir avería ni presentar peligro para el personal y el equipo eléctrico. Este correcto comportamiento por parte de los interruptores se puede definir por medio de la *capacidad de ruptura* o *poder de corte* y de la *capacidad de conexión* o *poder de conexión*.

5.6.1 Capacidad de ruptura o poder de corte

Se denomina *capacidad de ruptura*, o *poder de corte*, al valor eficaz de la corriente que, como máximo, puede cortar un interruptor con toda seguridad y con sólo ligero deterioro de sus contactos, cuando se emplea en un circuito cuya tensión de servicio es igual o muy próxima a la tensión nominal de servicio asignada al interruptor. Muchas veces se expresa directamente la capacidad de ruptura en kiloamperios (KA), pero generalmente se expresa en kilovoltiamperios (KVA) cuya expresión, para sistemas trifásicos, es:

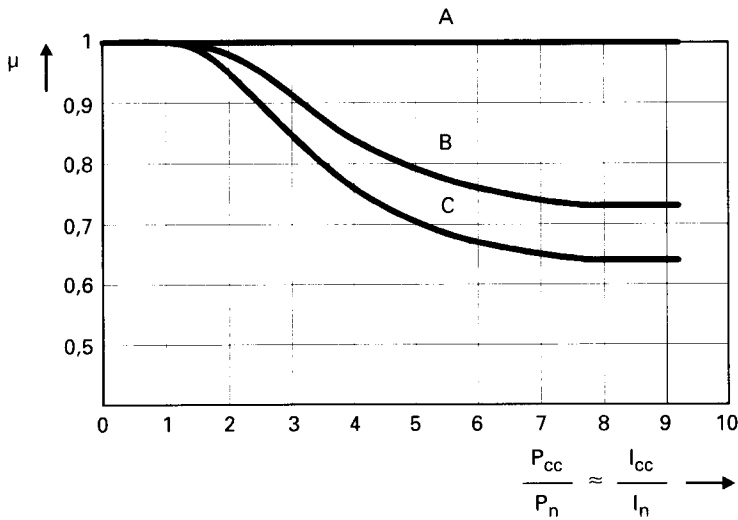


Fig. 5.6. Valores del coeficiente μ para diferentes retardos en la interrupción de los aparatos de corte:
A- Valores de μ para un retardo de 0 segundos (fusibles).
B- Valores de μ para un retardo de 0,1 segundos (disyuntores rápidos).
C- Valores de μ para un retardo de 0,25 segundos (disyuntores normales).
Estos valores también pueden obtenerse de la Tabla III de Coeficientes a emplear en la selección de aparatos de interrupción.

$$P_r = \sqrt{3} \cdot U_b \cdot I_d$$

donde P_r es la potencia de ruptura expresada en KVA, U_b es la tensión de servicio en V y I_d es la corriente de ruptura o de desconexión en KA.

La corriente de ruptura o de desconexión I_d de un interruptor se expresa por:

$$I_d = \mu \cdot I_{cc}$$

siendo μ un factor que depende de la relación I_{cc} / I_n , y que se expresa en la Fig 5.6 para diferentes valores de retardo en la interrupción.

Para hallar la relación I_{cc} / I_n , se recordará que:

$$I_{cc} \approx E/X_l$$

y por tanto:

$$\frac{I_{cc}}{I_n} = \frac{E}{X_l \cdot I_n}$$

5.6.2. Capacidad o poder de conexión

Cuando se cierra un interruptor sobre un circuito que tiene un defecto franco, la corriente de cortocircuito de choque se establece ya un momento antes de cerrarse los contactos, produciéndose un arco entre ellos y apareciendo fuerzas electrodinámicas de repulsión que pueden ser tan elevadas que impidan el cierre del aparato. A cada interruptor se le asigna un *poder de conexión* sobre cortocircuito, que es el valor instantáneo que como máximo puede alcanzar la corriente de choque, de forma que el aparato se cierre con seguridad. Por lo general, el poder de conexión es igual o muy próximo a la corriente máxima de cortocircuito de choque prevista.

5.6.3. Otras consideraciones en la elección de un interruptor

En realidad todas las consideraciones que se puedan añadir en la elección de un interruptor están relacionadas con la determinación del *poder de corte* y del *poder de conexión*; no obstante se pueden comentar las siguientes:

- *Tipo de cortocircuito*: en la mayoría de los sistemas industriales se obtiene la máxima corriente de cortocircuito cuando se produce un fallo trifásico. Las magnitudes de las corrientes de cortocircuito que se producen entre fase y neutro o entre dos fases son generalmente menores, por

tanto en la mayoría de las instalaciones bastará con hacer cálculos simples correspondientes al cortocircuito trifásico.

En algunas instalaciones grandes con sistemas de alta tensión que tienen puesto el neutro a tierra, la corriente de cortocircuito máxima circula cuando se produce el fallo entre fase y tierra, el cual resulta bastante raro en instalaciones industriales y además requieren cálculos muy complejos, por lo que sólo se considerarán cálculos de cortocircuito tripolares que ofrecen una mayor simplicidad.

- *Cálculo del poder de corte*: la posibilidad de cortocircuitos en las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, impone que los interruptores tengan una *capacidad de ruptura* o *poder de corte* adecuado para que durante un cortocircuito puedan funcionar y cumplir su cometido sin sufrir avería ni representar peligro alguno para el personal y equipo eléctrico.

Esta situación se conoce como *régimen de interrupción*, para el cual deberán determinarse las corrientes de cortocircuito en el instante en que se abran los contactos del interruptor.

Por lo general, en las instalaciones industriales, se utilizan interruptores de 8 ciclos (interrumpen a los 8 ciclos de establecerse la corriente de cortocircuito), por lo que el aporte de los motores de inducción a la corriente de cortocircuito ha desaparecido; los motores síncronos han pasado del estado que le corresponde a la reactancia subtransitoria, al de la reactancia transitoria. Por ello se utilizarán, en el cálculo del poder de corte, la reactancia subtransitoria de los generadores y la reactancia transitoria de los motores síncronos; y se ignorará, por tanto, la presencia de motores asíncronos o de inducción.

5.7. Etapas del cálculo

A continuación se exponen los pasos a seguir más habituales en el cálculo de corrientes de cortocircuito, partiendo de un esquema unifilar de la instalación que muestre todas las fuentes de corrientes de cortocircuito, como generadores, motores, líneas...

5.7.1. Cálculo de la reactancia total hasta el punto de cortocircuito

Cabe recordar que la impedancia, que es la característica de un circuito que limita el valor de la corriente que por él puede circular, tiene dos componentes: *la resistencia* y *la reactancia*.

Cuando una de estas componentes es tres veces mayor que la otra, esta última se puede despreciar, por lo que en los circuitos de corriente alterna de tensión superior a los 600 V puede despreciarse la resistencia y emplear solamente la reactancia como valor total de la impedancia. Para generadores, transformadores y motores, cualquiera que sea su tensión, la resistencia es tan baja comparada con el valor de su reactancia que no se considera.

En los sistemas con tensiones iguales o menores de 600 V, el error que se comete omitiendo las resistencias de todas las partes del circuito, salvo los cables y las barras colectoras cuyo régimen de intensidad es pequeño, generalmente es menor del 5 %. Sin embargo la resistencia de los circuitos de cable a menudo constituye la parte predominante de la impedancia total del cable.

Por tanto cuando se considera en el circuito tramos de cable de longitudes apreciables en sistemas que tienen tensiones iguales o inferiores a 600 V, en el diagrama de impedancia deberán incluirse la resistencia y la reactancia de los circuitos del cable.

• *Valores de reactancia en tanto por ciento y en tanto por uno.*

Es corriente emplear el valor de la reactancia en tanto por ciento al especificar las características de una máquina de corriente alterna. Por ejemplo, una reactancia de un 12 % referida a la corriente nominal, quiere decir que al circular dicha corriente se produce en la máquina una caída de tensión igual al 12 % de la tensión nominal.

El caso de la *reactancia síncrona porcentual de un generador* será el valor de su tensión de reactancia síncrona a plena carga, expresado en tanto por ciento de la f.e.m. del generador, es decir:

$$X\% = \frac{X_d \cdot I_n}{E} \cdot 100$$

De la misma forma, la *reactancia sincrónica porcentual de un transformador* será el valor de su tensión de cortocircuito, expresado en tanto por ciento de la tensión en bornes, o sea:

$$X\% = \frac{\mu_{cc}}{U_b} \cdot 100$$

Finalmente, la *reactancia porcentual de una línea* es su tensión de reactancia bajo la corriente que circula por la línea, en tanto por ciento de la tensión aplicada a su origen, es decir:

$$X\% = \frac{X \cdot I}{U} \cdot 100$$

No obstante, en los cálculos, estos valores porcentuales de reactancia se expresan en tanto por uno o por unidad.

• *Conversión a otra potencia aparente de referencia.*

El valor de la reactancia, bien sea en tanto por ciento o tanto por unidad, de una máquina o circuito, se da siempre tomando como referencia la potencia aparente nominal de la máquina o del elemento en consideración. Dado el valor por unidad de una reactancia referido a una potencia aparente determinada, su valor será distinto si se refiere a otra potencia cualquiera.

Por consiguiente antes de operar con los valores de las reactancias de los distintos elementos, es necesario referirlos a una base común, potencia base en KVA.

Puede elegirse como referencia un valor cualquiera, pero es corriente elegir como base el de una de las máquinas, como puede ser el transformador o generador de alimentación, o bien la potencia total del sistema.

Entonces el siguiente paso será la conversión del valor de la reactancia por unidad de la máquina, al valor de reactancia por unidad referido a la potencia base. Para ello bastará multiplicar la reactancia por la relación entre la nueva base y la antigua.

Por ejemplo, suponiendo una máquina de 5.000 KVA con una reactancia en tanto por uno de 0,12, y se desea referir dicha reactancia a una nueva potencia de 10.000 KVA.

$$X_{p.u.} = \frac{0,12 \cdot 10.000}{5.000} = 0,24$$

• *Conversión de una reactancia expresada en ohmios a un valor en tanto por uno.*

En muchas ocasiones, sobre todo si se trata de líneas, la reactancia viene expresada directamente en ohmios, y para convertir éstos al valor en tanto por uno se emplea la fórmula:

$$X_{p.u.} = \frac{KVA_{base} \cdot ohmios}{(KV)^2 \cdot 1.000}$$

Se recuerda que las reactancias posibles son: *subtransitoria* para la corriente de choque, *transitoria* para el cálculo de la capacidad de ruptura y *síncrona* para el estudio térmico.

Una vez calculadas todas las reactancias a una base común, se sustituyen los distintos elementos por sus correspondientes reactancias y se representa en el correspondiente esquema unifilar de reactancias.

- *Reactancia total hasta el punto de cortocircuito.*

Una vez completado el diagrama de impedancias e insertados los valores de las reactancias de cada parte en el diagrama, es necesario reducir esta red a un único valor equivalente.

Cuando las reactancias estén en serie, el valor total será:

$$X = X_1 + X_2 + X_3 \dots$$

Si en el esquema aparecen elementos conectados en paralelo, el valor equivalente de sus reactancias será:

$$X = \frac{1}{1/X_1 + 1/X_2 + 1/X_3 + \dots}$$

Tablas de reactancias utilizadas en los cálculos de corrientes de corto-circuito:

Tabla I				
VALORES APROXIMADOS DE LAS REACTANCIAS DE GENERADORES Y MOTORES TRIFÁSICOS PARA TENSIONES SUPERIORES A 2.300 V Y 60 HZ DE FRECUENCIA.				
	Reactancia en % referida a la potencia nominal de la máquina.			
	Subtransitoria		Transitoria	
	del orden de	media	del orden de	media
Turbo-generadores: 1.800 rpm. 3.600 rpm.	10 - 17 7-13	13 10	No se usan en los cálculos de corrientes de cortocircuito	
Generadores de polos salientes (con amortiguadores)				
Acoplados a turbinas hidráulicas.	20-35	25		
Acoplados a motores alternativos.	15 - 30	20		
Compensadores síncronos refrigerados por aire	18 -30	25		
Convertidores síncronos	15 -35	20	20 - 50	25
Motores síncronos: de 720 rpm o más de 600 rpm o menos	10 -20	17	15 -35	25
	20-35	30	20-50	40
Motores de inducción	15 - 25	25	-	
NOTA: para un cálculo exacto se empleará el valor indicado por el fabricante. Como se indica en la casilla <i>del orden de</i> , el valor real puede diferir mucho más del indicado como <i>media</i> .				

Tabla II		
VALORES APROXIMADOS DE LAS REACTANCIAS DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN Y POTENCIA PARA UNA FRECUENCIA DE 60 Hz .		
Tensión en alta expresada en KV.	Potencia aparente en KVA.	Reactancia en % referida a la potencia nominal de la máquina.
Transformadores de distribución monofásicos.*		
De 2,4 a 4,8	menores de 100. de 150 a 500.	1,7 a 3,4 3,5 a 4,4
De 6,9 a 13,8	menores de 100. de 150 a 500.	1,7 a 4,8 4,0 a 4,9
De 22 a 33	igual o menor que 500.	4,1 a 5,5
De 44 a 66	igual o menor que 500.	5,5 a 7,5
Transformadores de potencia monofásicos o trifásicos.		
De 2,2 a 15	superior a 500	4,5 a 7
De 15 a 25		5,5 a 8
De 25 a 37		6,0 a 8
De 37 a 50		6,5 a 9
De 50 a 73		7 a 10
De 73 a 92		7,5 a 10,5
De 92 a 115		8 a 12
De 115 a 138		8,5 a 12
De 138 a 161		9 a 14
De 161 a 196		10 a 15
De 196 a 230		10 a 16
*Si se trata de transformadores trifásicos se empleará el valor correspondiente a uno monofásico de una potencia igual a 1/3 de la del trifásico.		

Tabla III					
COEFICIENTES Y REACTANCIAS A EMPLEAR PARA LA SELECCIÓN DE APARATOS DE INTERRUPCIÓN .					
Aparato de interrupción	Coeficientes (1)		Reactancias		
	Capacidad de ruptura	Corriente instantánea	Generadores asíncronos	Motores y asíncronos	Motores de inducción
Fusibles (instalados en sistemas de menos de 15 KV, lejos de la central o barras de la subestación)	1,2 (véase nota 2)	1,2 (véase nota 2)	Subtransitoria	Subtransitoria	Subtransitoria
Interruptores en aire de baja tensión.	1,25	1,25	Subtransitoria	Subtransitoria	Subtransitoria
Interruptor de alta tensión (ruptura en 8 ciclos)	1,00	1,6 (véase nota 3)	Subtransitoria	(véase nota 4)	(véase nota 5)
1 La componente alterna de la Icc calculada, deberá multiplicarse por estos coeficientes para determinar las características del aparato. 2 La indicación de <i>lejos</i> significa que existe distancia suficiente para que la relación <i>reactancia total / resistencia total</i> no sea mayor que 4. 3 En circuitos de menos de 5 KV, se utilizará 1,4 como coeficiente, a no ser que la corriente se suministre directamente por máquinas asíncronas. 4 Cuando se trate de motores o convertidores asíncronos, la componente alterna de la Icc se calculará empleando: Para la capacidad de ruptura reactancia transitoria. Para la corriente instantánea reactancia subtransitoria. 5 Cuando se trate de máquinas de inducción, éstas no se tendrán en cuenta para el cálculo de la capacidad de ruptura, pero sí para la corriente instantánea, debiendo emplearse en este caso la reactancia subtransitoria.					

5.7.2 Cálculo de la componente alterna de la corriente de cortocircuito y potencia aparente correspondiente

Cuando se emplean valores de reactancias en ohmios, el valor de la componente alterna de la corriente de cortocircuito se obtendrá dividiendo la tensión por la reactancia total; mientras que si se emplean valores por unidad de las reactancias, el valor de la potencia aparente de cortocircuito correspondiente a dicha corriente se obtendrá dividiendo los KVA tomados como base por la reactancia total por unidad:

KVA_{cc} = (KVA_{base} / X_{p.u.})

Si se emplean reactancias subtransitorias de motores síncronos y de inducción, será ésta la potencia de régimen de trabajo instantáneo, y se utilizará para hallar la corriente de choque.

Si se emplean las reactancias transitorias de los motores síncronos, y no utilizando las reactancias de los motores de inducción, ésta será la potencia de trabajo de régimen de interrupción, y se utilizará para hallar la capacidad de ruptura.

En todos los casos, la componente alterna de la corriente de cortocircuito en los casos de sistemas trifásicos, será:

I_{cc} = (KVA_{cc} / (√3 · KV_{nominales}))

5.7.3. Influencia de los motores en la corriente de cortocircuito

Cuando ocurre un cortocircuito, los motores, tanto síncronos como de inducción, conectados a la red, suministran también corriente de cortocircuito (lo mismo que los generadores) siendo su aportación de un valor igual al de la corriente nominal dividida por la reactancia por unidad propia del motor.

Conviene recordar y señalar que:

- La influencia de los motores dura un tiempo muy corto.
- Con los valores de las corrientes de cortocircuito de choque se pueden determinar esfuerzos electrodinámicos de cortocircuito.
- Con los valores de las corrientes transitorias de cortocircuito, se pueden determinar las características de funcionamiento que habrán de cumplir los disyuntores y demás aparatos de corte
- Con los valores de la corriente permanente de cortocircuito se pueden determinar los esfuerzos térmicos sobre máquinas y aparatos.

Cuando a la red estén conectados motores síncronos y motores de inducción, se tendrán en cuenta las siguientes normas:

- Para calcular el valor de la corriente máxima de cortocircuito de choque, *I_{ch}*, se tendrán en cuenta los valores de las reactancias subtransitorias de estos motores.
- Para calcular el valor de los aparatos de corte, solamente se tendrán en cuenta las reactancias transitorias de los motores síncronos (los motores

asíncronos no se consideran porque su influencia transcurridos algunos períodos es nula).

5.7.4. Cálculo de la corriente total asimétrica de cortocircuito

Al iniciarse el cortocircuito existe una componente unidireccional que se suma a la componente alterna indicada en la anterior etapa, que si bien su valor decrece rápidamente, debe ser tenida en cuenta al considerar la elección de cualquier aparato de interrupción.

Los valores de la corriente total se calcularán multiplicando la componente alterna por los coeficientes indicados en la *Tabla III*, y cuya aplicación explicaremos a continuación:

- *Fusibles para tensiones hasta 5.000 voltios inclusive.*

Cuando están instalados en puntos alejados de los generadores o barras de la central, el valor de la intensidad de ruptura se obtendrá multiplicando el valor calculado correspondiente a la componente alterna solamente por 1,2.

Se considera que los puntos de la instalación están alejados cuando la relación entre la reactancia y la resistencia no sea superior a 4; en caso contrario, el coeficiente a emplear será 1,6, y en los demás casos 1,2. La aportación de los motores debe tenerse en cuenta antes de aplicar el coeficiente.

- *Interruptores con ruptura en el aire hasta 600 voltios inclusive.*

La capacidad de ruptura para estos aparatos se obtendrá multiplicando el valor calculado, teniendo en cuenta la componente alterna, solamente por 1,25.

El valor de la corriente instantánea nominal del aparato será igual o mayor que la correspondiente a la capacidad de ruptura calculada.

En general, el interruptor deberá tener una capacidad de ruptura igual o mayor que la calculada, pero en instalaciones relativamente grandes, donde son varios los circuitos de alimentación, puede estar económicamente justificado emplear interruptores en *cascada*, lo cual permite a éstos cortar corrientes de cortocircuito superiores a la nominal del aparato. De esta forma, el interruptor más próximo a la alimentación debe tener una capacidad de ruptura igual o mayor que la calculada, pero el segundo interruptor aguas abajo puede ser utilizado para el doble de su capacidad de ruptura nominal, el tercero para el triple y así sucesivamente.

Con esta disposición, el interruptor principal ayuda a los que se hallen aguas abajo cuando ésta exceda del 80 % de sus capacidades nominales, pero

solamente deberá emplearse esta disposición cuando haya una coordinación perfecta entre interruptores, si éstos son del mismo tipo y de acuerdo con las recomendaciones hechas por el fabricante.

- *Interruptores de baño de aceite para tensiones superiores a 600 voltios.*

El tiempo de interrupción de este tipo de aparatos es corrientemente de 8 ciclos, y el coeficiente a emplear en estos casos para determinar la capacidad de ruptura es igual a 1.

Además de tener capacidad de ruptura adecuada, estos interruptores deben poder soportar el valor inicial total de la corriente de cortocircuito.

En general, este valor será igual a 1,6 veces el antes calculado, pero cuando se trata de sistemas de tensiones hasta 5.000 V inclusive, excepto cuando el cortocircuito se produzca en unas barras alimentadas directamente o a través de bobinas de reactancia por máquinas síncronas, el factor a emplear será 1,4.

La aportación de los motores de inducción, por lo que se refiere a la capacidad de ruptura, puede ser despreciada, ya que en el momento de verificarse la ruptura, las componentes de la corriente de cortocircuito debidas a este tipo de motores tienen un valor pequeñísimo, pero sin embargo, deberá tenerse en cuenta en el cálculo del valor instantáneo de la corriente de cortocircuito.

Para los motores síncronos se empleará la reactancia transitoria en el cálculo de la capacidad de ruptura y la subtransitoria en el de la corriente instantánea de cortocircuito. Para los generadores, en ambos casos, se empleará la reactancia subtransitoria.

5.8. Ejemplos de cálculo

5.8.1. Ejemplo 1

Se tiene una distribución de energía eléctrica que parte de un grupo de generadores, se transforma y se transporta hasta una instalación de motores (véase Fig 5.7). En este ejemplo se calcularán reactancias equivalentes hasta el punto del cortocircuito, potencias de cortocircuito, corriente de cortocircuito a interrumpir por el interruptor en cuatro puntos distintos de cortocircuito.

La reactancia de cada elemento del sistema está dada en %, indicándose entre paréntesis el valor de dicha reactancia en tanto por uno, tomando como base los 10.000 KVA. Supondremos que los cortocircuitos ocurren

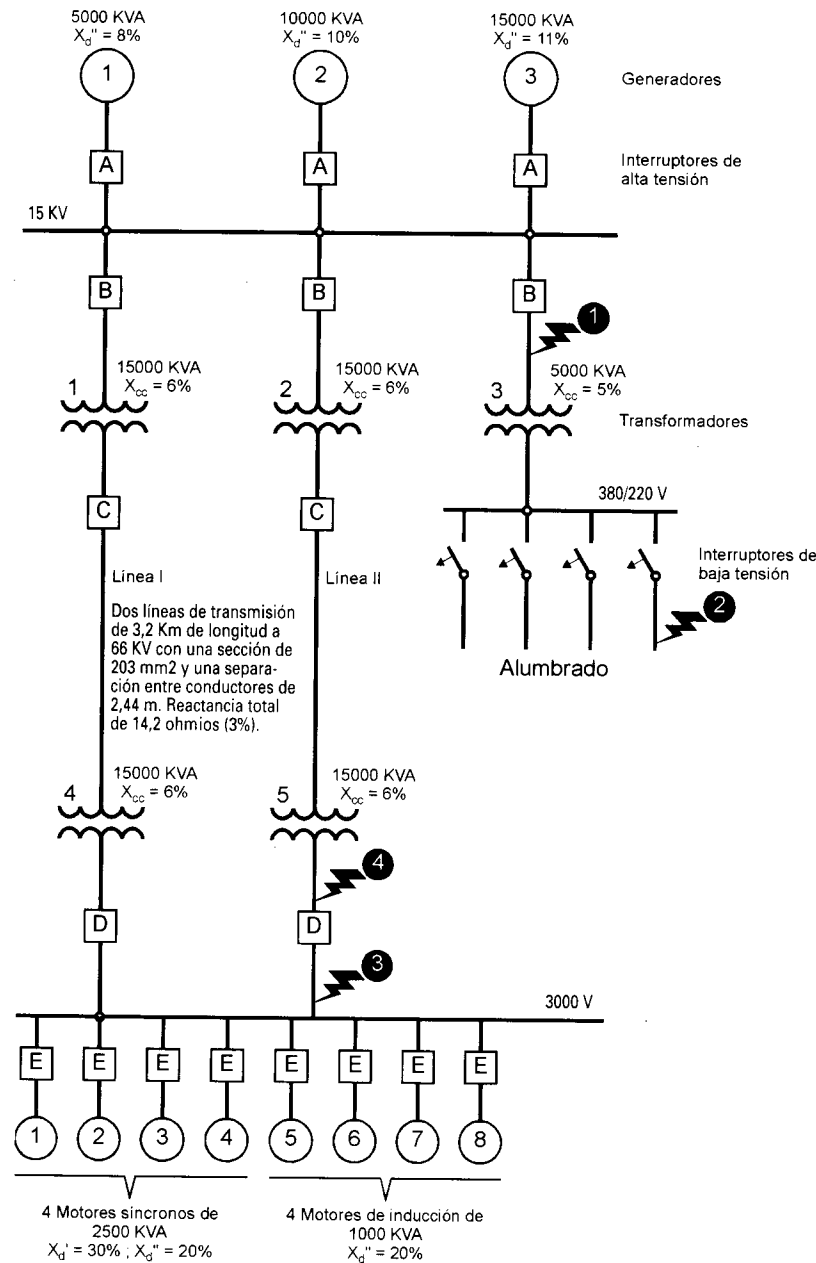


Fig. 5.7. Esquema del ejemplo, valores de potencias, reactancias y localización de los puntos de cortocircuito.

separadamente y en los puntos indicados, verificando posteriormente los cálculos para la elección adecuada de los interruptores a instalar en A, B, C, etc.

• *Valores de la reactancia en tanto por uno.*

Lo primero que se calculará será el valor de las reactancias en tanto por uno referidas a la base común de 10.000 KVA (véase Fig. 5.8).

Generador 1:

$$X_d'' = 8 \% \text{ o } 0,08 \text{ para } 5.000 \text{ KVA.}$$

$$X_d'' (10.000 \text{ KVA.}) = (0,08 \cdot 10.000)/5.000 = \mathbf{0,16}$$

Generador 2:

$$X_d'' (10.000 \text{ KVA.}) = \mathbf{0,1}$$

Generador 3:

$$X_d'' = 11 \% \text{ o } 0,11 \text{ para } 15.000 \text{ KVA.}$$

$$X_d'' (10.000 \text{ KVA.}) = (0,11 \cdot 10.000)/15.000 = \mathbf{0,073}$$

Transformadores 1, 2, 4 y 5:

$$X_{cc} = 6 \% \text{ o } 0,06 \text{ para } 15.000 \text{ KVA.}$$

$$X_{cc} (10.000 \text{ KVA.}) = (0,06 \cdot 10.000)/15.000 = \mathbf{0,04}$$

Transformador 3:

$$X_{cc} = 5 \% \text{ o } 0,05 \text{ para } 500 \text{ KVA.}$$

$$X_{cc} (10.000 \text{ KVA.}) = (0,05 \cdot 10.000)/500 = \mathbf{1}$$

Cada línea de transmisión de una longitud de 32 km con conductor de acero-aluminio LA-180 y una separación entre conductores de 2,44 m, tiene una reactancia por kilómetro de 0,444, es decir, un total de 14,2.

Líneas de transmisión I y II a 66 KV:

$$X = 14,2 \Omega$$

$$X (10.000 \text{ KVA.}) = \frac{10.000 \cdot 14,2}{66^2 \cdot 1.000} = \mathbf{0,03}$$

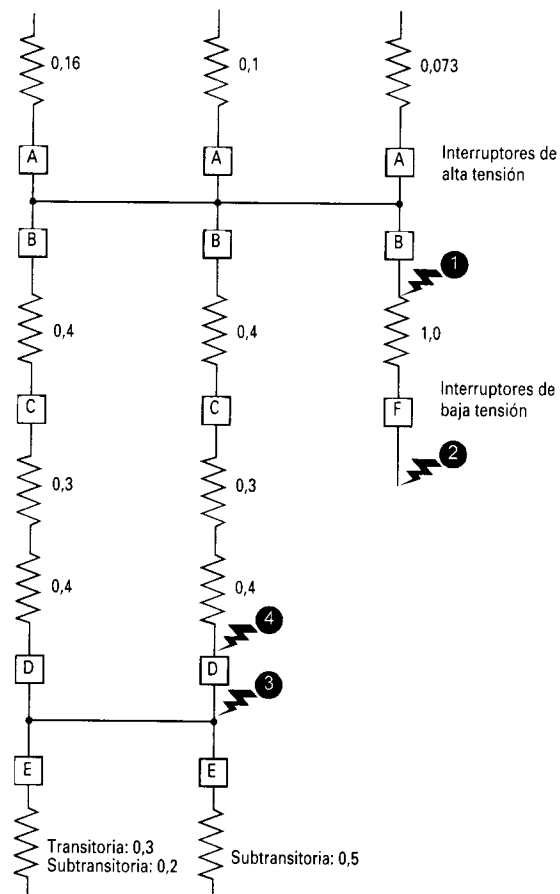


Fig. 5.8. Esquema de reactancias por unidad.

Grupo de cuatro motores síncronos de 10.000 KVA. totales:

$$X_d'(10.000 \text{ KVA.}) = 0,3$$

$$X_d''(10.000 \text{ KVA.}) = 0,2$$

Grupo de cuatro motores de inducción de 4.000 KVA. totales:

$$X_d'' = 20 \% \text{ ó } 0,2 \text{ para } 4.000 \text{ KVA.}$$

$$X_d''(10.000 \text{ KVA.}) = (0,2 \cdot 10.000)/4.000 = 0,5$$

NOTA: En este ejemplo se ha tomado para las reactancias de los motores de inducción el valor de la *reactancia subtransitoria*. Es costumbre bastante generalizada entre los fabricantes de motores el dar la corriente de arranque a plena tensión expresada con relación a la corriente nominal, la cual tiene un valor igual a la inversa de la reactancia subtransitoria en tanto por uno. Para los motores de 4.000 KVA ya citados, la corriente de arranque a plena tensión es igual a 5 veces la nominal, la cual es la inversa del valor de la reactancia subtransitoria 0,2.

• *Cortocircuito en el punto 1.*

La situación del punto 1 ha sido elegida por ser la que da lugar al máximo de corriente de cortocircuito en todo el sistema, ya que está alimentado por los generadores y por los motores de la factoría a través de las líneas de transmisión en paralelo. En la Fig. 5.8 se ve el esquema simplificado de las reactancias equivalentes para el cálculo de la capacidad de ruptura. En este esquema se refleja las reactancias válidas para el cálculo durante el período transitorio, para lo cual se recuerdan las siguientes consideraciones:

- En los generadores se consideran las reactancias X_d'' y X_d' iguales.
- En los motores síncronos se considera la reactancia X_d' .
- En los motores asíncronos la reactancia X_d' se considera despreciable.

El cálculo simplificado de las reactancias equivalentes en el punto 1 se realiza como sigue:

Reactancia equivalente de los tres generadores:

$$\frac{1}{\frac{1}{0,16} + \frac{1}{0,10} + \frac{1}{0,073}} = 0,0334$$

Reactancia equivalente de cada línea de transmisión con sus y transformadores elevadores y reductores:

$$0,04 + 0,03 + 0,04 = 0,11$$

El paralelo de las dos líneas:

$$\frac{1}{\frac{1}{0,11} + \frac{1}{0,11}} = 0,055$$

A este último valor hay que añadir el valor en tanto por uno de la reactancia transitoria de los motores síncronos, que es de 0,3.

Reactancia equivalente líneas + motores síncronos.

$$0,055 + 0,3 = 0,355$$

Reactancia total equivalente del circuito.

$$\frac{1}{1/0,0344 + 1/0,355} = 0,0305$$

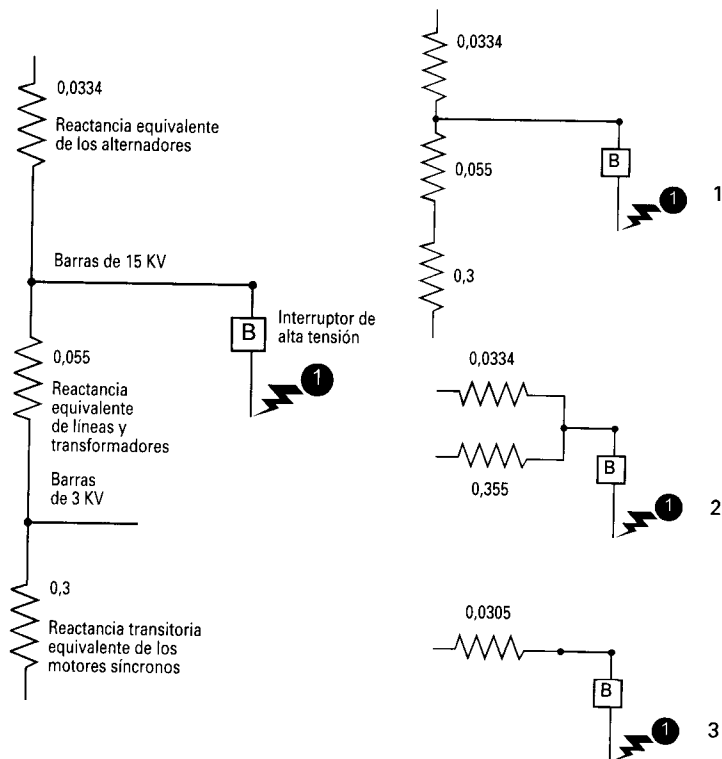


Fig. 5.9. Cálculo simplificado de la reactancia equivalente del circuito en el punto de cortocircuito n° 1. El esquema simplificado de la izquierda se resuelve en las tres etapas que aparecen a la derecha.

La potencia de cortocircuito del interruptor instalado en B, para un cortocircuito en el punto 1, tendrá el valor siguiente:

$$P_r(KVA_{cc}) = \frac{KVA_{base}}{X_{p.u. equivalente}} = \frac{10.000}{0,0305} = 328.000 KVA$$

La componente alterna simétrica de la corriente, o corriente de *cortocircuito simétrica* resultará:

$$I_{ccs} = \frac{KVA_{cc}}{\sqrt{3} \cdot KV_{nominales}} = \frac{328.000}{\sqrt{3} \cdot 15} = 12.625 A$$

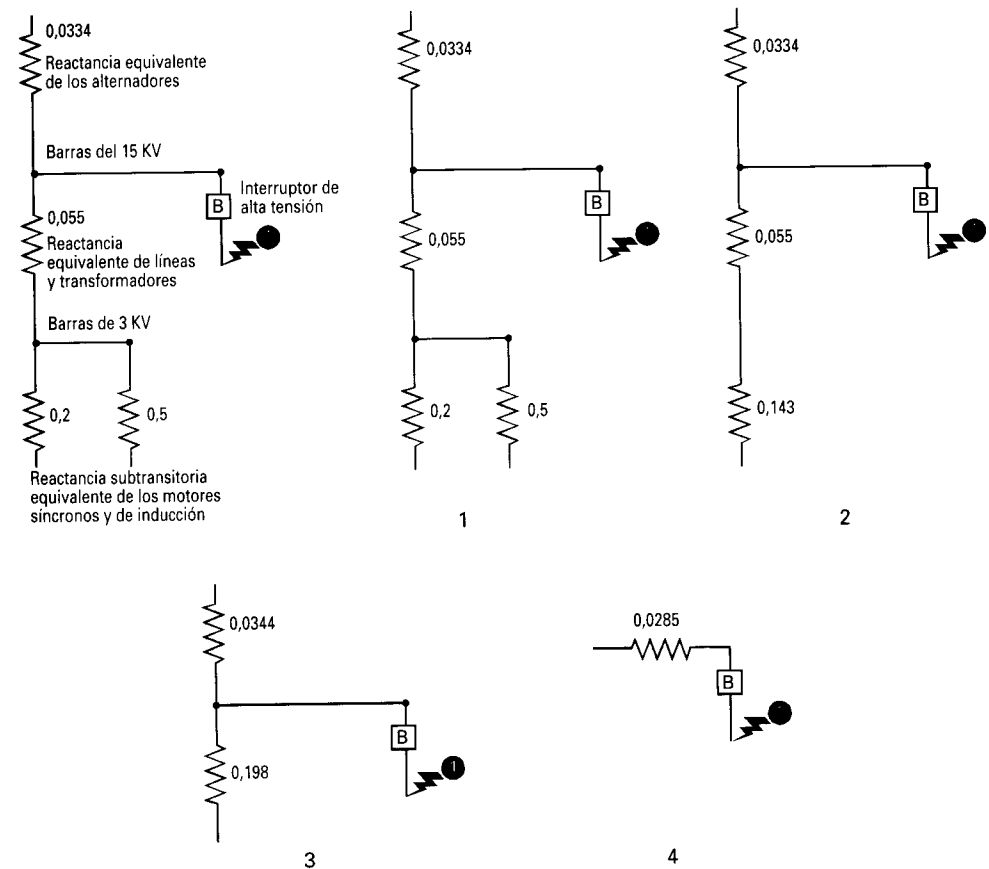


Fig. 5.10. Pasos para la obtención de la reactancia equivalente simplificada a considerar en el cálculo de la corriente de cortocircuito de choque que circularía por el interruptor B.

La corriente de ruptura resultará de multiplicar el valor de dicha componente simétrica por el coeficiente de la componente continua, que según la Tabla III (*Coeficientes y reactancias a emplear para la selección de aparatos de interrupción*) resulta ser 1, dado que se trata de la *capacidad de ruptura* de un *interruptor de alta tensión*.

Es fundamental conocer también el valor de la corriente de cortocircuito de choque (en el período subtransitorio) que pasa por el interruptor en caso de cortocircuito en el punto 1. Esta corriente diferirá de la corriente de ruptura calculada debido a que hay que tener en cuenta en este caso las corrientes suministradas por los motores de inducción, que no se habían considerado hasta ahora, así como la reactancia subtransitoria de los motores síncronos.

En la Fig 5.10 se ve el proceso de simplificación de la reactancia a considerar y cuyo valor resulta:

$$X_{p.u. \text{ equivalente}} = 0,0285$$

La potencia de cortocircuito del interruptor instalado en B, para un cortocircuito en el punto 1, tendrá el valor siguiente:

$$P_{cc}(KVA_{cc}) = \frac{KVA_{base}}{K_{p.u. \text{ equivalente}}} = \frac{10.000}{0,0285} \approx 351.000 \text{ KVA}$$

La componente alterna simétrica de la corriente resultará:

$$I_{ccs} = \frac{KVA_{cc}}{\sqrt{3} \cdot KV_{nominales}} = \frac{351.000}{\sqrt{3} \cdot 15} = 13.510 \text{ A}$$

La corriente de choque, que es asimétrica, resultará de multiplicar el valor de dicha componente simétrica por el coeficiente de la componente continua, que según la Tabla III (*Coeficientes y reactancias a emplear para la selección de aparatos de interrupción*) resulta ser 1,6, dado que se trata de la *corriente instantánea* de un *interruptor de alta tensión*.

$$I_{ch} = 1,6 \cdot 13.510 = 21.616 \text{ A}$$

Con estos dos valores de corriente, en el período transitorio para determinar ruptura y el período subtransitorio para determinar los esfuerzos electrodinámicos, se tienen definidas las características básicas del interruptor B a instalar encima del punto de cortocircuito n° 1.

Para un cortocircuito en el *transformador 2* y su correspondiente interruptor B (o entre el *transformador 1* y su interruptor B), hallándose su interruptor D abierto, la corriente que debería cortar dicho interruptor B será inferior a la que corta el correspondiente en el punto n°1. La corriente suministrada por los generadores será la misma que antes, siendo la reactancia en tanto por uno 0,0334, mientras que la debida a los motores de la fábrica (0,3 la reactancia transitoria) se hará a través de una sola línea (0,11 la reactancia de una sola línea con transformador) en lugar de por las dos, y la reactancia correspondiente será:

$$0,30 + 0,11 = 0,41$$

La reactancia total en tanto por uno será:

$$\frac{1}{\frac{1}{0,0344} + \frac{1}{0,41}} = 0,0309$$

Y la capacidad de ruptura:

$$P_r(KVA_{cc}) = \frac{10.000 \text{ KVA}}{0,0309} = 323.600 \text{ KVA}$$

La capacidad de ruptura de los interruptores A debe ser todavía más pequeña puesto que éstos no cortan la corriente procedente de su generador en caso de cortocircuito entre éste y el interruptor.

Para cada uno de estos interruptores A la potencia suministrada por la fábrica al cortocircuito correspondiente será la misma, con una reactancia total de 0,355 (la correspondiente al paralelo de las dos líneas-transformadores y la reactancia subtransitoria de los motores síncronos).

Para el interruptor A situado en el circuito del generador n° 1, la reactancia combinada con los otros dos generadores será:

Generadores 2 y 3 en paralelo:

$$\frac{1}{\frac{1}{0,10} + \frac{1}{0,073}} = 0,0422$$

Reactancia de líneas-transformadores con los motores en paralelo con los generadores:

$$\frac{1}{\frac{1}{0,0422} + \frac{1}{0,355}} = 0,0377$$

La potencia de ruptura resultante para el interruptor A situado en el circuito del generador n° 1 resulta:

$$P_r(\text{KVA}_{cc}) = \frac{10.000 \text{ KVA}}{0,0377} = 256.252 \text{ KVA}$$

Para los interruptores A de los generadores 2 y 3, y por medio de los mismos cálculos, se obtienen unas potencias de ruptura de 227.000 y 190.700 KVA respectivamente. Los catálogos de las casas constructoras de interruptores, nos muestran que para la tensión de 15 KV se fabrican aparatos con capacidades de ruptura de 150.000, 250.000 y 500.000 KVA. Puesto que todos los interruptores conectados a las barras de 15 KV de la central, a excepción de los correspondientes a los generadores 2 y 3, deben tener una capacidad superior a los 250.000 KVA, es necesario elegir el interruptor de 500.000 KVA, y con objeto de unificar y hacer posible el intercambio de piezas, es recomendable que todos los interruptores conectados a 15 KV tengan ese poder de corte y sean idénticos.

En los catálogos y placas de características de interruptores se indican tres características: *potencia de ruptura trifásica en KVA* a la tensión nominal; *intensidad de ruptura* a la tensión nominal; e *intensidad máxima de ruptura*.

La referencia más común es la potencia de ruptura trifásica, pero cuando el aparato se emplea en un sistema de tensión inferior a la nominal, es necesario comprobar que la corriente de cortocircuito no exceda de la corriente máxima de ruptura de dicho aparato.

• Cortocircuito en el punto 2.

Las corrientes de ruptura y de choque de los interruptores al aire de baja tensión deberán ser calculadas teniendo en cuenta lo indicado en la *Tabla III (Coeficientes y reactancias a emplear para la selección de aparatos de interrupción)* sobre los valores de reactancia a considerar, que en esta ocasión deberán tomarse las reactancias subtransitorias de las máquinas del sistema.

Puesto que la reactancia total por unidad hasta el punto 2 será igual a la calculada anteriormente hasta el punto 1, pero sumando la correspondiente al transformador n° 3 (véase Fig. 5.11) su valor será:

$$0,0285 + 1,0 = 1,0285$$

La potencia de cortocircuito resultante será:

$$P_{cc}(\text{KVA}_{cc}) = \frac{\text{KVA}_{base}}{K_{p.u. equivalente}} = \frac{10.000}{1,0285} = 9.723 \text{ KVA}$$

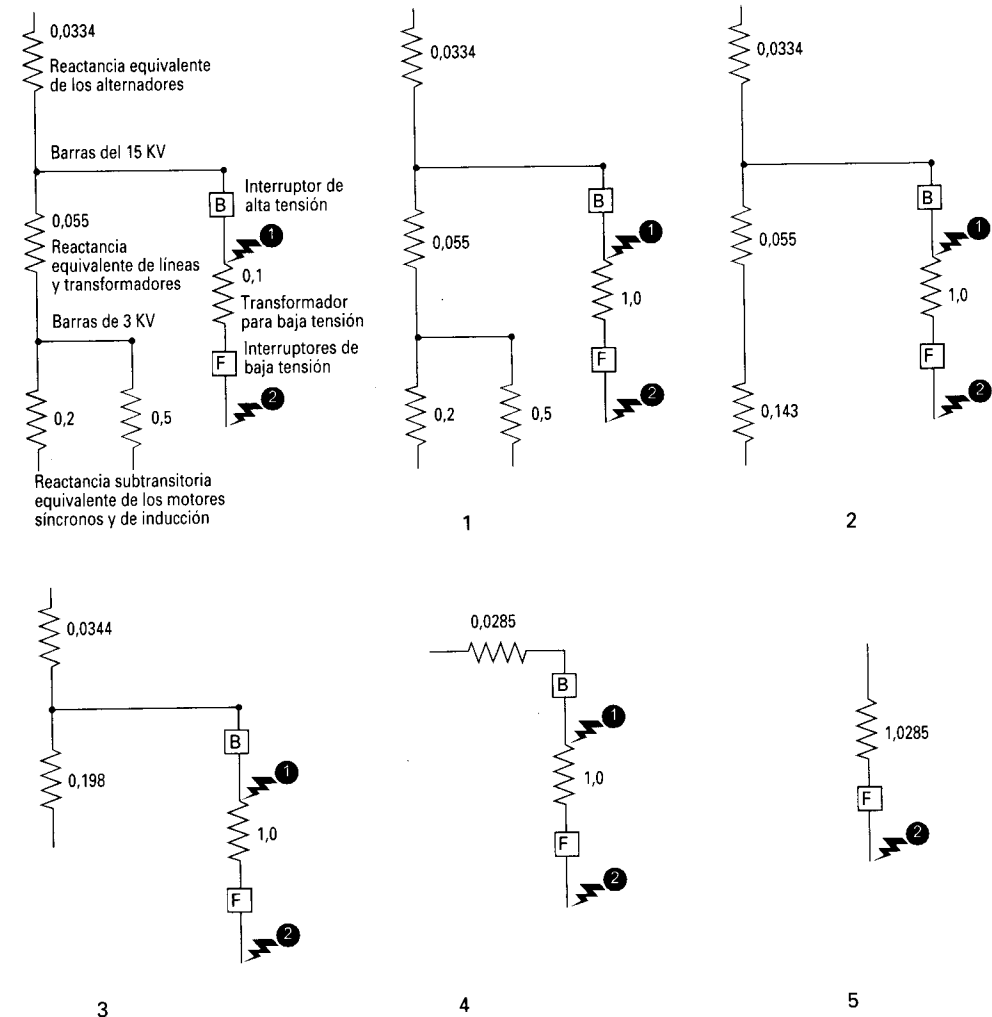


Fig. 5.11. Pasos para la obtención de la reactancia equivalente simplificada a considerar en el cálculo de la corriente de cortocircuito de choque y de ruptura que circularía por el interruptor F de baja tensión.

Teniendo en cuenta que la tensión compuesta en barras, de donde derivan los interruptores F, es de 380 V (véase la Fig. 5.7), el valor de la corriente simétrica resultará:

$$I_{ccs} = \frac{KVA_{cc}}{\sqrt{3} \cdot KV_{nominales}} = \frac{9,723}{\sqrt{3} \cdot 0,380} = \mathbf{14.773 \text{ A}}$$

El coeficiente de la componente continua para las corrientes de ruptura y de choque es el mismo, según la *Tabla III*, e igual a 1,25.

$$I_{ch} = 14.773 \cdot 1,25 = \mathbf{18.466 \text{ A}}$$

• Cortocircuito en el punto 3.

La corriente llega a este punto a través del interruptor D, situado aguas arriba del defecto, desde la central y por la línea n° 2, dándose su valor máximo cuando la línea n° 1 esté abierta. La aportación de los motores al cortocircuito en este punto no pasa a través del interruptor D. El esquema simplificado de las reactancias a utilizar es el de la Fig. 5.12.

Por lo que se refiere a las corrientes de cortocircuito, es igual que éste se produzca en el punto 3 que en cualquier punto de las barras de 3.000 V. La contribución de corriente por parte de los generadores, a través del interruptor D, será máxima cuando el interruptor D de la *línea 1* se halle abierto, pues cuando esté cerrado la corriente se repartirá por ambas líneas.

Queda claro que el interruptor D situado aguas arriba del punto de defecto no corta ninguna corriente dada por los motores en caso de cortocircuito en las barras de 3.000 V.

La reactancia por unidad equivalente para el punto n° 3 es de 0,1434 tal y como se muestra en la , por lo que la capacidad de ruptura en este punto será:

$$P_r(KVA_{cc}) = \frac{KVA_{base}}{K_{p.u. \text{ equivalente}}} = \frac{10.000}{0,1434} = \mathbf{69.735 \text{ KVA}}$$

Este valor deberá compararse con el obtenido cuando el cortocircuito es en el punto 4.

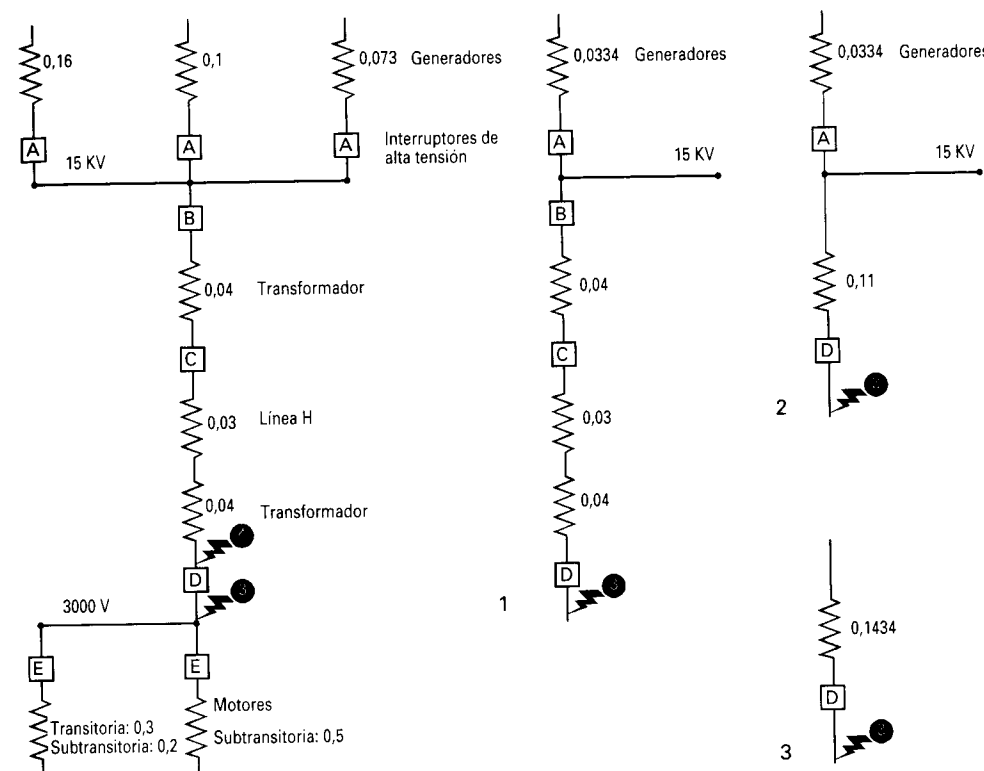


Fig. 5.12. Simplificación del esquema para obtención de la reactancia por unidad equivalente en el punto de cortocircuito n° 3.

• Cortocircuito en el punto 4.

El suministro de potencia para dicho cortocircuito se hará por la central a través del interruptor D de la *línea 1*, que se hallará en paralelo con la contribución de los motores de la fábrica (véase Fig. 5.7).

Dado que en esta ocasión se tienen en cuenta los motores, se deberá calcular la potencia o poder de corte (con valores de reactancia transitorias) y la potencia y corriente instantánea o de choque (con valores de reactancias subtransitorias).

Para el cálculo del poder de corte, la reactancia será:

Reactancia de los generadores en serie con la línea 1.

$$0,0334 + 0,11 = \mathbf{0,1434}$$

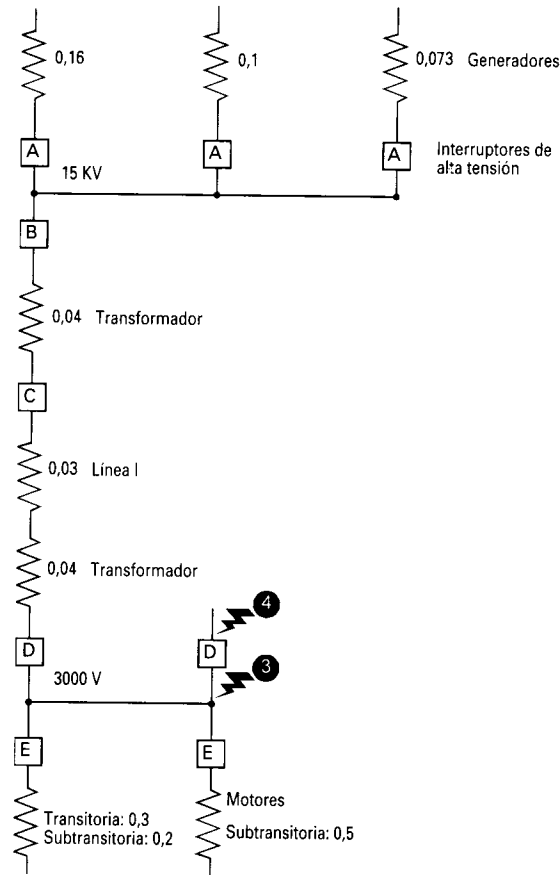


Fig. 5.13. Esquema simplificado para la obtención de reactancia equivalente en el punto n° 4.

Reactancia total en paralelo con los motores (valor transitorio).

$$\frac{1}{\frac{1}{0,1434} + \frac{1}{0,3}} = 0,097$$

El valor del poder de corte en el punto 4 será:

$$P_r(KVA_{cc}) = \frac{KVA_{base}}{K_{p.u. equivalente}} = \frac{10.000}{0,097} = 103.093 KVA$$

Para la obtención de la potencia instantánea, el proceso de cálculo de la reactancia equivalente será el mismo, sólo que considerando los valores subtransitorios de los motores síncronos y asíncronos.

Reactancia equivalente de motores.

$$\frac{1}{\frac{1}{0,2} + \frac{1}{0,5}} = 0,143$$

Reactancia total equivalente.

$$\frac{1}{\frac{1}{0,1434} + \frac{1}{0,143}} = 0,072$$

El valor de la potencia instantánea en el punto 4 será:

$$P_r(KVA_{cc}) = \frac{10.000}{0,072} = 139.665 KVA$$

Y el valor de la componente alterna de la corriente de cortocircuito de choque resultará:

$$I_{ccs} = \frac{KVA_{cc}}{\sqrt{3} \cdot KV_{nominales}} = \frac{139.665}{\sqrt{3} \cdot 3} = 26.879 A$$

$$I_{ch} = 26.988 \cdot 1,25 = 33.735 A$$

Puesto que la tensión de las barras es inferior a 5.000 V y la potencia suministrada al cortocircuito no es debida directamente a los generadores, el factor a emplear para hallar la corriente instantánea de cortocircuito será 1,4, según la Tabla III.

$$I_{ch} = 1,4 \cdot 26.879 = 37.630 A$$

En caso de un cortocircuito en el interruptor D de la línea 1, las corrientes serán las mismas que las que se acaban de calcular.

5.8.2. Ejemplo 2. Conexión a una red de reactancia total desconocida

En la mayoría de las ocasiones, las instalaciones eléctricas se hallan conectadas a través de un transformador a una red de suministro, cuya reactancia total es desconocida. Para determinar la reactancia de una red, a efectos de cálculo de corrientes de cortocircuito, existen dos criterios:

- *Red de potencia grande con relación a la del transformador:* si la potencia de la red es lo suficientemente grande con relación a la potencia del transformador, se puede suponer que la tensión en el lado del primario se mantiene constante cuando se produzca un cortocircuito en el secundario, quedando limitada la corriente únicamente por la reactancia de transformador.
- *Interruptor en el primario del transformador con capacidad de ruptura suficiente:* si el interruptor en el primario del transformador ha sido elegido correctamente y tiene una capacidad de ruptura suficiente, se puede suponer igual a 1 el valor de la reactancia por unidad total de la red referida a los KVA de ruptura nominal del interruptor. En este caso conviene tomar como base común la potencia aparente del transformador y reducir el valor de la reactancia de la red a esta nueva base.

La reactancia por unidad total en los terminales del secundario del transformador se obtendrá sumando la de la red a la propia del transformador.

Por ejemplo, suponiendo una compañía que suministra energía a una fábrica a través de un transformador de 200 KVA con una reactancia del 5,5 % y que se halla protegido por un interruptor en baño de aceite de 250.000 KVA de capacidad de ruptura.

Si se considera el primer caso, se obtendrá una reactancia total por unidad en bornes del secundario del transformador igual a:

$$X_{p.u.} = 0,055$$

Si se considera el segundo caso, el valor de la reactancia de la red (tomada del poder de corte del interruptor) reducida a la potencia base del transformador:

$$X_{p.u.}(\text{red}) = \frac{1 \cdot 200}{250.000} = 0,008$$

Resultando una reactancia total de:

$$X_{p.u.} = 0,008 + 0,055 = 0,063$$

Por lo que la potencia de cortocircuito en el secundario del transformador sería, considerando el primer y segundo caso respectivamente, del orden de:

$$P_{cc} (1^{\text{er}} \text{ caso}) = \frac{200}{0,055} = 3636 \text{ KVA}$$

$$P_{cc} (2^{\circ} \text{ caso}) = \frac{200}{0,063} = 3175 \text{ KVA}$$

En estos casos en los que se tiene una instalación conectada a una red de reactancia total desconocida, que resultan ser la mayoría, suele ser la compañía suministradora la que puede facilitar los datos de la potencia de cortocircuito que se encuentra en el punto de conexión de la instalación.

A partir de este dato de potencia de la red, se considera igual que si fuera un generador del que se conoce su potencia y cuya reactancia referida a esa potencia es igual a 1. Se puede simplificar bastante el cálculo de la corriente de cortocircuito si se utiliza como potencia base la de la red, pues su reactancia por unidad es 1.

Ejemplo de cálculo.

Se tiene dos centros de transformación conectados a un embarrado de 25.000 V, al cual le alimentan una minicentral de 5.000 KVA y una red cuya potencia de ruptura es de 500 MVA. En cada centro de transformación existen dos transformadores de 630 KVA con una relación de transformación de 25.000 / 380 V. El conductor para el circuito de 25.000 V es cable subterráneo de Aluminio 1 x 95 mm² y para 18/30 KV. El resto de los datos quedan reflejados en la Fig. 5.14.

Valores de las reactancias en tanto por uno.

A continuación se procede a calcular las reactancias por unidad de los elementos que componen la instalación. La potencia base de referencia será la de la red, es decir, 500 MVA.

Impedancia para los circuitos subterráneos de 25 KV.

Según catálogo, para el cable de aluminio de 95 mm² de sección 18/30 KV el valor de autoinducción es de $L=0,398 \text{ mH/km}$ (la resistencia es 3 veces inferior a la autoinducción, por lo que se puede despreciar).

Líneas de 160 m

$$X = L \cdot \omega = L \cdot 2 \cdot \pi \cdot f = (0,398 \cdot 0,160 \cdot 10^{-3}) \cdot 2 \cdot \pi \cdot 50 = 0,02 \Omega$$

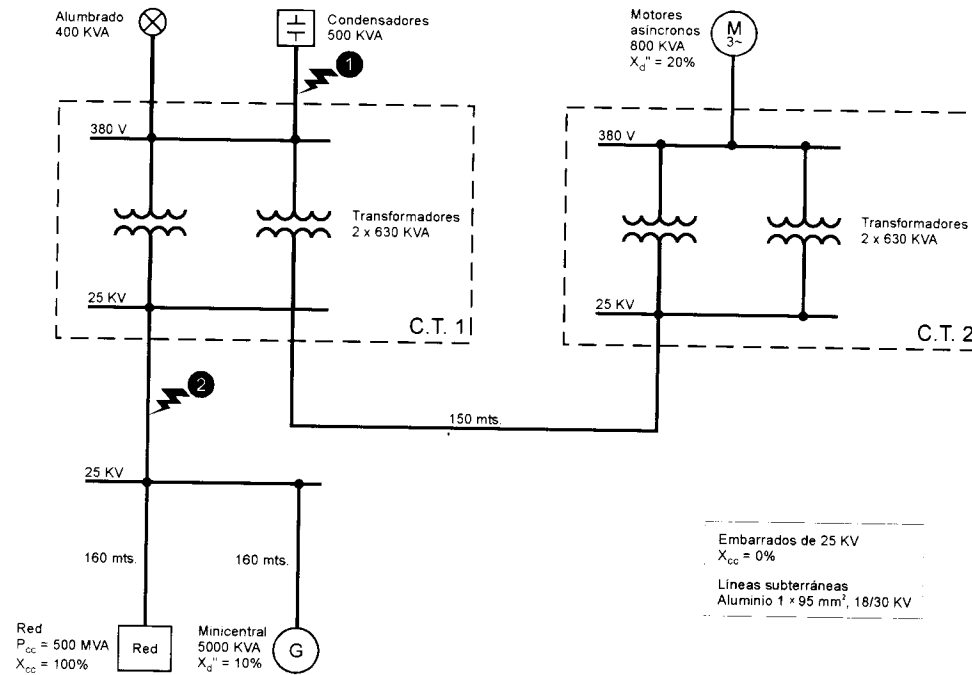


Fig. 5.14. Esquema del ejemplo, valores de potencias, reactancias y localización de los puntos de cortocircuito.

$$X (500 \text{ MVA}) = \frac{500.000 \cdot 0,02}{25^2 \cdot 1.000} = 0,016$$

Línea de 150 m

$$X = L \cdot w = L \cdot 2 \cdot p \cdot f = (0,398 \cdot 0,150 \cdot 10^{-3}) \cdot 2 \cdot p \cdot 50 = 0,0186 \Omega$$

$$X (500 \text{ MVA}) = \frac{500.000 \cdot 0,0186}{25^2 \cdot 1.000} = 0,0149$$

Transformadores de 630 KVA, 25/0,38 KV (véase Tabla II para valores de reactancias de transformadores).

$$X_{cc} = 6\%; \quad X_{cc} (500 \text{ MVA}) = (0,06 \cdot 500.000)/630 = 47,62$$

Generador de la minicentral de 5.000 KVA.

$$X_d'' = 10\%; \quad X_d'' (500 \text{ MVA}) = (0,1 \cdot 500.000)/5000 = 10$$

Motor asíncrono de 800 KVA.

$$X_d'' = 20\%; \quad X_d'' (500 \text{ MVA}) = (0,2 \cdot 500.000)/800 = 125$$

Cortocircuito en el punto 1.

En un principio se procederá a calcular la reactancia equivalente hasta el punto de cortocircuito. Para obtener la capacidad de ruptura del interruptor a instalar se tomarán en un principio, los valores de las reactancias en el período transitorio.

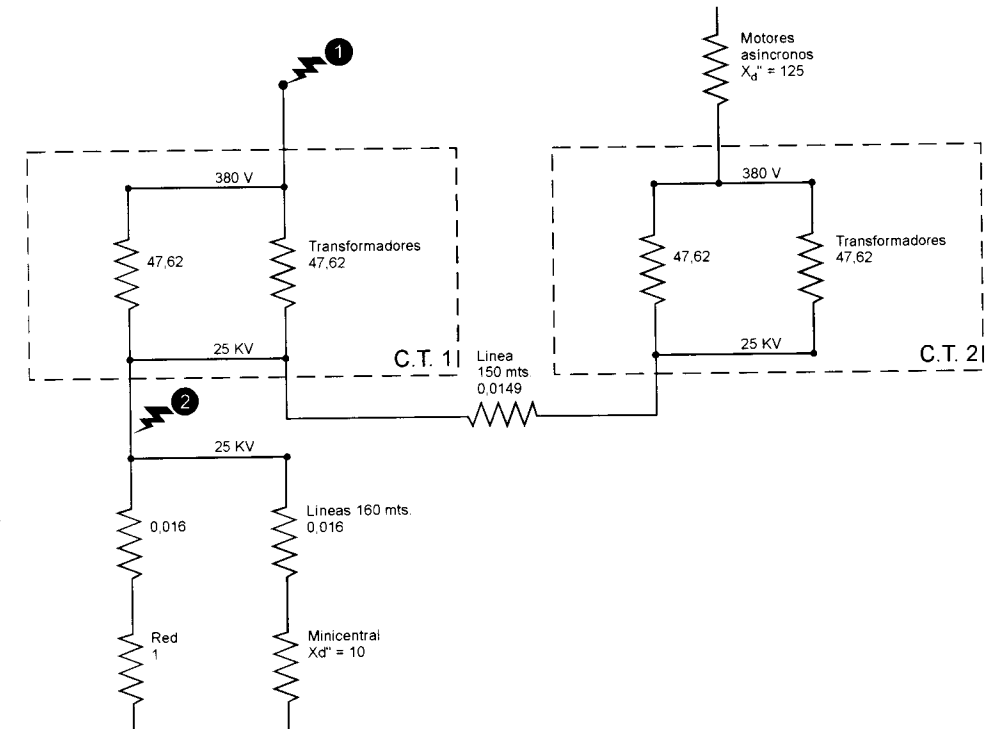


Fig. 5.15. Esquema del ejemplo, valores de reactancias por unidad y localización de los puntos de cortocircuito.

En la Fig. 5.15 se muestra el esquema de reactancias por unidad general (se incluyen las reactancias que intervienen en los períodos subtransitorio y transitorio).

En la reactancia equivalente en el período transitorio para un cortocircuito en el punto n° 1 no es necesario tener en cuenta los motores asíncronos que se alimentan desde el centro de transformación n° 2. Puesto que en este período los motores asíncronos no aportan corriente, no se tendrán en cuenta, las reactancias de los transformadores de dicho centro de transformación ni la de la línea subterránea de 150 m que une ambos centros.

En tales circunstancias se procede a calcular la reactancia equivalente.

Reactancia equivalente de la red y de la línea de 160 m

$$1 + 0,016 = 1,016$$

Reactancia equivalente de la minicentral y de la línea de 160 m

$$10 + 0,016 = 10,016$$

Reactancia equivalente del paralelo de las dos anteriores.

$$\frac{1}{\frac{1}{1,016} + \frac{1}{10,016}} = 0,922$$

Reactancia equivalente del paralelo de los dos transformadores del C.T. 1.

$$\frac{1}{\frac{1}{47,62} + \frac{1}{47,62}} = 23,81$$

Reactancia total equivalente hasta el punto de cortocircuito n° 1.

$$0,922 + 23,81 = \mathbf{24,732}$$

Para calcular la capacidad de ruptura o poder de corte, bastará dividir la potencia base por la reactancia total equivalente.

$$P_r(KVA_{cc}) = \frac{500.000 \text{ KVA}}{24,732} = \mathbf{20.216 \text{ KVA}}$$

La componente alterna simétrica de la corriente, o *corriente de cortocircuito simétrica*, resultará.

$$I_{ccs} = \frac{KVA_{cc}}{\sqrt{3} \cdot KV_{nominales}} = \frac{20.216}{\sqrt{3} \cdot 0,380} = \mathbf{30.715 \text{ A}}$$

La corriente de ruptura del interruptor se puede obtener al multiplicar la componente simétrica por el coeficiente que se indique en la Tabla III para interruptores de baja tensión, que resulta ser de 1,25.

$$I_r = 1,25 \cdot 30.715 = \mathbf{38.394 \text{ A}}$$

Para el cálculo de la potencia de cortocircuito en el punto de cortocircuito n° 1 habrá que tener en cuenta las reactancias de los motores asíncronos y todas las reactancias que no se han considerado en el cálculo de la capacidad de ruptura, ya que ahora interesa estudiar el sistema en el período subtransitorio.

Reactancia equivalente de los motores en serie con los transformadores del C.T. 2 y la línea de 150 m

$$125 + 23,81 + 0,0149 = 148,825$$

Reactancia equivalente hasta el embarrado de 25 KV. del C.T. 1.

$$\frac{1}{\frac{1}{0,922} + \frac{1}{148,825}} = 0,916$$

Reactancia total equivalente hasta el punto de cortocircuito.

$$23,81 + 0,916 = \mathbf{24,726}$$

Para calcular la potencia de cortocircuito, bastará dividir la potencia base por la reactancia total equivalente:

$$P_r(KVA_{cc}) = \frac{500.000 \text{ KVA}}{24,726} = \mathbf{20.222 \text{ KVA}}$$

La componente alterna simétrica de la corriente resultará:

$$I_{ccs} = \frac{KVA_{cc}}{\sqrt{3} \cdot KV_{nominales}} = \frac{20,222}{\sqrt{3} \cdot 0,380} = 30.723 \text{ A}$$

La corriente de cortocircuito de choque resultará de multiplicar la componente simétrica por el coeficiente que se indique en la Tabla III para interruptores de baja tensión, que resulta ser de 1,25.

$$I_{ch} = 1,25 \cdot 30.723 = 38.404 \text{ A}$$

Cortocircuito en el punto 2.

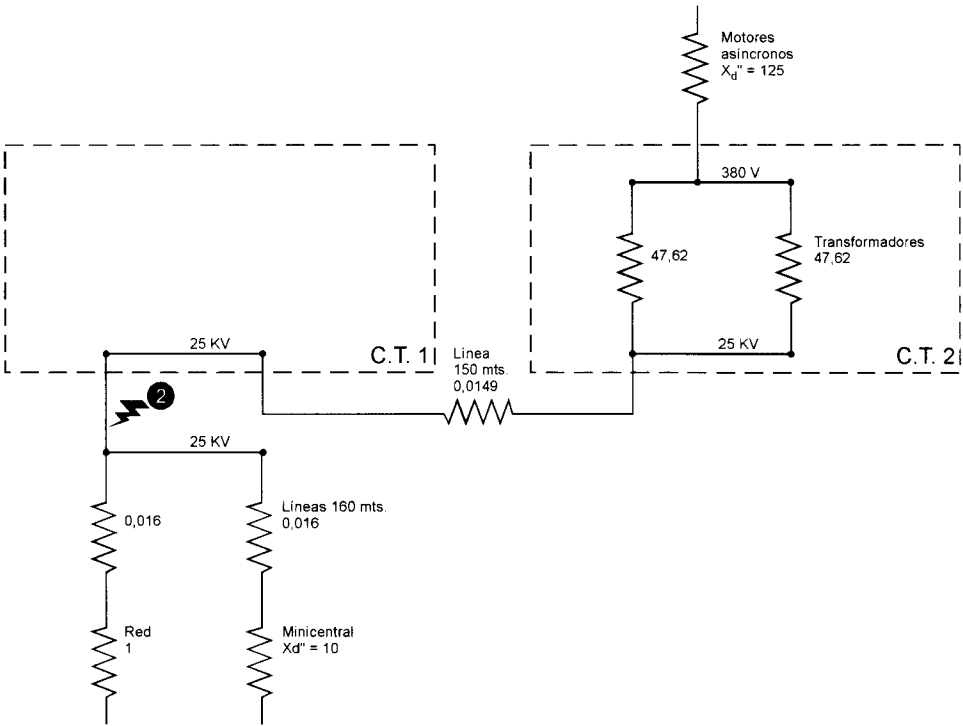


Fig. 5.16. Esquema de valores de reactancias por unidad para un cortocircuito en el punto 2.

En caso de cortocircuito en el punto 2, serían la red, la minicentral y los motores asíncronos los que suministrarán corriente al punto de defecto, resultando un esquema de reactancias equivalente como el de la Fig. 5.16.

En tales circunstancias se procede a calcular la reactancia equivalente hasta el punto de cortocircuito nº 2 para la obtención del poder de corte.

Reactancia equivalente de la red y de la línea de 160 mts.

$$1 + 0,016 = 1,016$$

Reactancia equivalente de la minicentral y de la línea de 160 mts.

$$10 + 0,016 = 10,016$$

Reactancia equivalente del paralelo de las dos anteriores.

$$\frac{1}{\frac{1}{1,016} + \frac{1}{10,016}} = 0,922$$

No se considera la rama de los motores asíncronos, los transformadores del C.T. 2 y línea subterránea de 150 m, puesto que en el período transitorio no se tiene en cuenta la aportación de corriente de estos motores asíncronos.

Con esta reactancia equivalente, el poder de corte resultante es:

$$P_r(KVA_{cc}) = \frac{500.000 \text{ KVA}}{0,922} = 500.299 \text{ KVA}$$

La componente alterna simétrica de la corriente, o corriente de cortocircuito simétrica, resultará.

$$I_{ccs} = \frac{KVA_{cc}}{\sqrt{3} \cdot KV_{nominales}} = \frac{542,299}{\sqrt{3} \cdot 25} = 12.523 \text{ A}$$

La corriente de ruptura resultará de multiplicar la componente simétrica por el coeficiente que se indique en la Tabla III para interruptores de alta tensión, que resulta ser de 1.

$$I_r = 1 \cdot 12.523 = 12.523 \text{ A}$$

Para el cálculo de la potencia de cortocircuito en el punto de cortocircuito n° 2 habrá que tener en cuenta las reactancias de los motores asíncronos, por lo que a la reactancia obtenida anteriormente para el cálculo del poder de corte, se le añadirá en paralelo la reactancia de los motores asíncronos en serie con los transformadores y la línea de 150 m.

Reactancia equivalente de los motores en serie con los transformadores del C.T. 2 y la línea de 150 m

$$125 + 23,81 + 0,0149 = 148,825$$

Reactancia equivalente hasta el punto de cortocircuito n° 2.

$$\frac{1}{\frac{1}{0,922} + \frac{1}{148,825}} = 0,916$$

Para calcular la potencia de cortocircuito, bastará dividir la potencia base por la reactancia total equivalente.

$$P_r(KVA_{cc}) = \frac{500.000 \text{ KVA}}{0,916} = 5045.851 \text{ KVA}$$

La componente alterna simétrica de la corriente resultará.

$$I_{ccs} = \frac{KVA_{cc}}{\sqrt{3} \cdot KV_{nominales}} = \frac{545,851}{\sqrt{3} \cdot 25} = 12.606 \text{ A}$$

La corriente de cortocircuito de choque resultará de multiplicar la componente simétrica por el coeficiente que se indique en la Tabla III para interruptores de alta tensión, que resulta ser de 1,6.

$$I_{ch} = 1,6 \cdot 12.606 = 20.169 \text{ A}$$

5.8.3. Ejemplo 3. Sistemas de pequeñas industrias

En instalaciones de pequeñas industrias que trabajen en baja tensión (hasta 600 V), el número de motores instalados es generalmente elevado, siendo la mayor parte de pequeña potencia (inferior a 50 CV). Esto lleva como consecuencia una potencia total de los motores elevada y muy superior a la correspondiente del transformador de alimentación. Como además estos motores se suelen encontrar arrancando y parando continuamente, resulta prácticamente imposible determinar el número de motores en funcionamiento en el momento de producirse un cortocircuito.

Por ello no resulta práctico obtener las características de cada uno de los motores y el efecto de sus reactancias, por lo que cuando no sea posible una mayor exactitud, es correcto suponer, en sistemas de baja tensión, que el valor máximo de KVA de la potencia de los motores que están en funcionamiento es igual a la potencia en KVA del transformador de alimentación, y que su reactancia es tal que la corriente suministrada por ellos en caso de cortocircuito es de cinco veces la de plena carga, lo cual es mismo que considerar que dicha reactancia es del orden de 0,20 en tanto por uno.

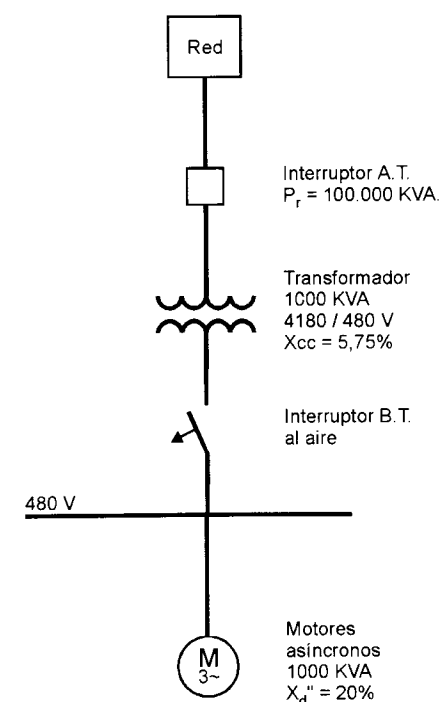


Fig. 5.17. Esquema de instalación de una pequeña industria

Asimismo es de suponer que en estas instalaciones gran parte de la carga corresponde a la calefacción, alumbrado, soldadura..., y por tanto la máxima potencia de éstos puede suponer un 50 % de la total utilizable, por lo que su contribución al cortocircuito deberá suponerse igual a 2,5 veces la corriente nominal de plena carga.

Ejemplo de cálculo.

Se supone una pequeña estación de transformación que alimenta a una fábrica y cuyo transformador de 1.000 KVA, de relación de transformación 4.160 / 480 V y con una reactancia de 5,75 %, se halla conectado a la red por un interruptor de una capacidad de ruptura de 100.000 KVA (véase Fig. 5.17).

Valores de las reactancias en tanto por uno.

A continuación se procede a calcular las reactancias por unidad de los elementos que componen la instalación. La potencia base de referencia será la del transformador, es decir, 1.000 KVA.

Se toma como potencia de la red el propio poder de corte del interruptor de alta tensión, 100.000 KVA y con una reactancia por unidad de 1.

Reactancia por unidad de la red.

$$X_{cc} = 100 \% ; \quad X_{cc} (1.000 \text{ KVA.}) = (1 \cdot 1.000)/100.000 = \mathbf{0,01}$$

Transformador de 1.000 KVA.

$$X_{cc} = 5,75 \% ; \quad X_{cc} (1.000 \text{ KVA.}) = (0,0575 \cdot 1.000)/1.000 = \mathbf{0,0575}$$

Motores asíncronos de un total de 1.000 KVA.

$$X_d'' = 20 \% ; \quad X_d'' (1.000 \text{ KVA.}) = (0,2 \cdot 10.000)/1.000 = \mathbf{0,2}$$

En un principio se procederá a calcular la reactancia equivalente hasta el punto de cortocircuito. Para obtener la capacidad de ruptura del interruptor a instalar, se tomarán en un principio los valores de las reactancias en el período transitorio.

Reactancia equivalente de la Red y del transformador.

$$0,01 + 0,0575 = \mathbf{0,0675}$$

La capacidad de ruptura o poder de corte resultará:

$$P_r(KVA_{cc}) = \frac{1.000 \text{ KVA}}{0,0675} = \mathbf{14.815 \text{ KVA}}$$

La componente alterna simétrica de la corriente, o *corriente de cortocircuito simétrica*, será:

$$I_{ccs} = \frac{KVA_{cc}}{\sqrt{3} \cdot KV_{nominales}} = \frac{14.815}{\sqrt{3} \cdot 0,480} = \mathbf{17.819 \text{ A}}$$

La corriente de ruptura resultará de multiplicar la componente simétrica por el coeficiente que se indique en la Tabla III para interruptores de baja tensión, que resulta ser de 1,25.

$$I_r = 1,25 \cdot 17.819 = \mathbf{22.274 \text{ A}}$$

Para el cálculo de la potencia de cortocircuito en el punto de cortocircuito nº 1 habrá que tener en cuenta las reactancias de los motores asíncronos.

Reactancia de la red y del transformador en serie con los motores en paralelo.

$$\frac{1}{\frac{1}{0,0675} + \frac{1}{0,2}} = \mathbf{0,0505}$$

Para calcular la potencia de cortocircuito, bastará dividir la potencia base por la reactancia total equivalente.

$$P_{cc}(KVA_{cc}) = \frac{1.000 \text{ KVA}}{0,0505} = \mathbf{19.802 \text{ KVA}}$$

La componente alterna simétrica de la corriente resultará:

$$I_{ccs} = \frac{KVA_{cc}}{\sqrt{3} \cdot KV_{nominales}} = \frac{19.802}{\sqrt{3} \cdot 0,480} = \mathbf{23.818 \text{ A}}$$

La corriente de cortocircuito de choque resultará de multiplicar la componente simétrica por el coeficiente que se indique en la Tabla III para interruptores de baja tensión, que resulta ser de 1,25.

$$I_{ch} = 1,25 \cdot 23.818 = \mathbf{29.773 \text{ A}}$$

Con la corriente nominal resultante (que es de 1.200 A) y la corriente de ruptura calculada, se puede elegir un interruptor con una capacidad de ruptura de 25.000 A. No obstante, si se hubiera aplicado el supuesto de que la red es de potencia infinita y que sólo se considera la reactancia del transformador, la corriente de ruptura resultante hubiera superado los 25.000 A, por lo que se tendría que elegir un interruptor de poder de corte superior; el siguiente interruptor disponible es de 50.000 A de corriente de ruptura, conllevando un mayor gasto.

Capítulo 6

Aparamenta para protección y medida

Se puede definir como aparamenta para medida y protección aquellos dispositivos cuya finalidad es la de tomar valores de la instalación eléctrica para registrarlos, compararlos con unos valores consigna y actuar en caso de que sea necesario.

Realizando una clasificación sencilla, se puede decir que esta aparamenta engloba los siguientes dispositivos:

- *Pararrayos autoválvula*: Van a ser los elementos que protegerán la instalación frente a sobretensiones.
- *Transformadores de tensión para medida y protección*: Estos transformadores tienen la misión de adaptar los valores de tensión de la instalación a unos niveles aptos para los aparatos de lectura y de protección.
- *Transformadores de intensidad para medida y protección*: Estos transformadores tienen la misión de adaptar los valores de corriente de la instalación a unos niveles aptos para los aparatos de lectura y de protección.
- *Relés de protección*: Son los dispositivos encargados de proteger mediante la actuación sobre la aparamenta de maniobra y a partir de los valores tomados de los transformadores de medida y protección.

En el presente capítulo se describen los principios de funcionamiento y se definen las características principales de la aparamenta enumerada, dejando el diseño, los cálculos constructivos y ensayos de los mismos para un estudio más profundo.

6.1. Pararrayos autoválvula

Se denominan en general *pararrayos* a los dispositivos destinados a absorber las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas, por maniobras

o por otras causas que, en otro caso, se descargarían sobre aisladores o perforando el aislamiento, ocasionando interrupciones en el sistema eléctrico y, en muchos casos, desperfectos en los generadores, transformadores, etc.

Para su correcto funcionamiento, los pararrayos se hallan permanentemente conectados entre la línea y tierra (véase Fig. 6.1), y se han de elegir con unas características tales que sean capaces de actuar antes de que el valor de la sobretensión alcance los valores de tensión de aislamiento de los elementos a proteger (lo que se conoce como *coordinación de aislamiento*), pero nunca para los valores de tensión normales en condiciones de explotación.

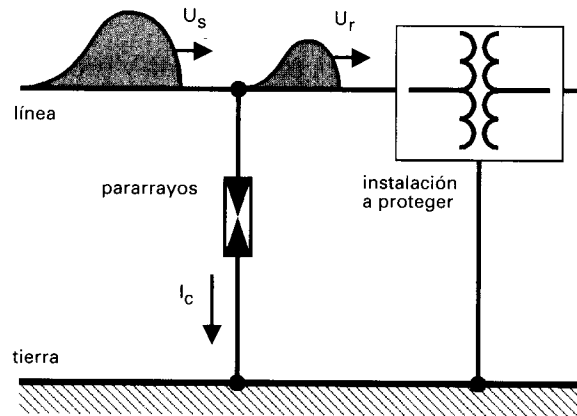


Fig. 6.1. Pararrayos protegiendo a un transformador frente a sobretensiones. U_a es la onda de sobretensión, U_r es la tensión en el pararrayos e I_d es la corriente de descarga.

A estos dispositivos se los denomina *pararrayos* porque en un principio su única misión era la de limitar las sobretensiones de origen atmosférico. Posteriormente se ampliaron sus funciones, utilizándose frente a otro tipo de sobretensiones, como las de origen interno, por lo que parece más adecuada la nomenclatura de *descargadores de sobretensión*, aunque se mantiene, por costumbre y convenio, la denominación de *pararrayos*.

Los pararrayos han sufrido una evolución importante, pasando de los *pararrayos de cuernos*, en los que la descarga de sobretensión se realizaba sobre dos cuernos metálicos separados por una capa de aire, a los actuales *pararrayos autovalvulares* o *autoválvula*, cuyo principio de funcionamiento se basa en la descarga de la sobretensión sobre unas *válvulas* o resistencias variables con el valor de la tensión.

6.1.1. Valores característicos

Las características que definen un pararrayos autoválvula vienen expresadas por los siguientes conceptos y según la norma UNE 21087:

- **Tensión nominal del pararrayos:** Es el valor máximo de la tensión, en condiciones normales de explotación, a frecuencia industrial admisible entre los bornes del pararrayos. Estos valores, expresados en kilovoltios, son los siguientes: 0,175 - 0,28 - 0,5 - 0,66 - 3 - 4,5 - 6 - 9 - 12 - 13 - 15 - 18 - 20 - 25 - 30 - 37 - 40 - 50 - 60 - 73 - 80 - 90 - 97 - 109 - 123 - 130 - 145 - 160 - 170 - 184 - 196 - 210 - 245 - 252 - 300 - 330 - 360 - 390 - 420 KV.
- **Frecuencia nominal del pararrayos:** Es la frecuencia o banda de frecuencias (comprendida entre 50 y 60 Hz), nominal de la red para la cual el pararrayos está previsto.
- **Corriente de descarga:** Onda de corriente evacuada por el pararrayos después de un cebado.
- **Corriente de descarga nominal:** Es la corriente de descarga que tiene la amplitud y forma de onda especificadas, utilizada para definir un pararrayos. Los valores de corriente de descarga nominal serán: 10.000 - 5.000 - 2.500 - 1.500 A y la forma de onda será la correspondiente a 8/20 μ s.
- **Corriente subsiguiente:** Es la corriente suministrada por la red y evacuada por el pararrayos después del paso de la corriente de descarga.
- **Tensión residual de un pararrayos:** Tensión que aparece entre los bornes de un pararrayos durante el paso de la corriente de descarga.
- **Tensión de cebado a frecuencia industrial de un pararrayos:** Valor eficaz de la mínima tensión a frecuencia industrial que, aplicada entre bornes del pararrayos, provoca el cebado de todos los explosores serie.
- **Tensión de cebado al choque de un pararrayos:** Valor de cresta de la máxima tensión que es alcanzada antes del paso de la corriente de descarga cuando una onda de forma y polaridad determinada es aplicada entre los bornes de un pararrayos.
- **Coefficiente de puesta a tierra de una red trifásica:** Relación entre la tensión eficaz más elevada entre la fase o fases sanas y la tierra, en el lugar de emplazamiento del pararrayos, en caso de defecto a tierra (cualquiera que sea el lugar de defecto), y la tensión eficaz entre las fases más elevadas de la red, expresado en tanto por ciento de esta última.
- **Nivel de protección a las ondas de choque de un pararrayos:** Es el valor de cresta más elevado de la tensión de choque que puede aparecer entre los bornes de un pararrayos en las condiciones prescritas.

El nivel de protección es fijado numéricamente por el valor máximo de los valores siguientes:

- a) Tensión de cebado sobre el frente de onda dividido por 1,15.
- b) Tensión de cebado con onda de ensayo tipo rayo 1,2/50.
- c) Tensión residual para un corriente de descarga dada.
- *Nivel de protección nominal a las ondas de choque de un pararrayos:* Es el nivel de protección a las ondas de choque cuando la tensión residual corresponde a la corriente descarga nominal.
- *Relación de protección:* Relación entre el nivel de aislamiento del material protegido y el nivel de protección del pararrayos expresado según un múltiplo de esta última.

Los pararrayos incorporarán una placa de características en la que deben figurar, para su identificación, las indicaciones siguientes (UNE 21087):

- *Tensión nominal.*
- *Frecuencia nominal;* en caso de no especificarse se sobreentiende que el pararrayos está previsto para funcionar a 50 Hz.
- *Intensidad de la corriente de descarga nominal.*
- *Tipo y número de fabricación.*
- *Nombre del fabricante.*
- *Intensidad de la corriente de descarga máxima.*
- *Altitud máxima.*

6.1.2. Clasificación de los pararrayos autoválvula

Una primera clasificación de los pararrayos correspondería a su construcción, siendo los más habituales hoy en día los siguientes:

- Pararrayos de carburo de silicio y explosores.
- Pararrayos de óxidos metálicos.

Dentro de los pararrayos de *carburo de silicio y explosores* se contemplan los siguientes tipos según la norma CEI 99-1 sobre *pararrayos de resistencias variables con explosores para redes de corriente alterna* y atendiendo al valor de la corriente de descarga nominal.

- Pararrayos de 5 KA de corriente de descarga nominal para *servicio normal*.

- Pararrayos de 10 KA de corriente de descarga nominal para *servicio duro*.

Por otro lado, dentro de los pararrayos de *óxidos metálicos* se contemplan los siguientes tipos según la norma CEI 99-4 sobre *pararrayos de óxidos metálicos sin explosores para redes de corriente alterna* y atendiendo al valor de la corriente de descarga nominal.

- Pararrayos de 5 KA de corriente de descarga nominal para *protección en el primer punto abierto de la línea subterránea* (véase Fig. 6.9).
- Pararrayos de 10 KA de corriente de descarga nominal para *sistemas de distribución*.
- Pararrayos de 10 KA de corriente de descarga nominal para *subestaciones*.

6.1.3. Descripción y principios de funcionamiento de los pararrayos autoválvula

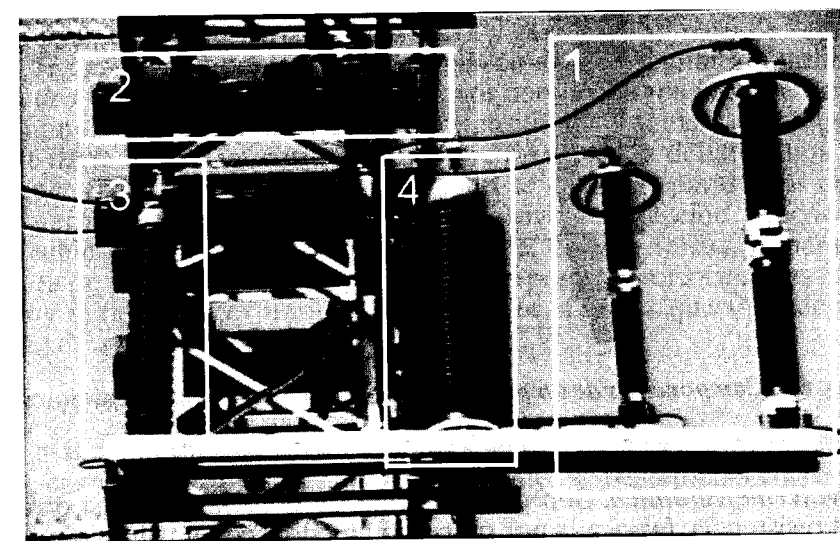


Fig. 6.2. Utilización de pararrayos de carburo de silicio en una torre de entronque para una línea de 132 KV. Los elementos indicados en la fotografía son: 1- pararrayos, 2- depósitos de expansión de aceite (para los cables subterráneos), 3- apoyos, 4- botella terminal.

Los dos tipos de pararrayos más utilizados hoy en día son, como se ha mencionado en el apartado anterior, el de *explosores* y *carburo de silicio* y el de *óxidos metálicos*, los cuales mantienen una cierta similitud desde un punto de vista constructivo y funcional, aunque se hace necesaria una descripción de sus componentes por separado.

Pararrayos de explosores y carburo de silicio.

De los dos tipos constructivos actuales, éste es el más antiguo. Su construcción, en líneas generales, consta de una envolvente cerámica en cuyo interior están conectadas en serie las resistencias no lineales de carburo de silicio con los explosores metálicos, aislados entre sí por separadores cerámicos. El conjunto se cierra con un sistema especial de sellado. A continuación se describe cada componente por separado (véase Fig. 6.3):

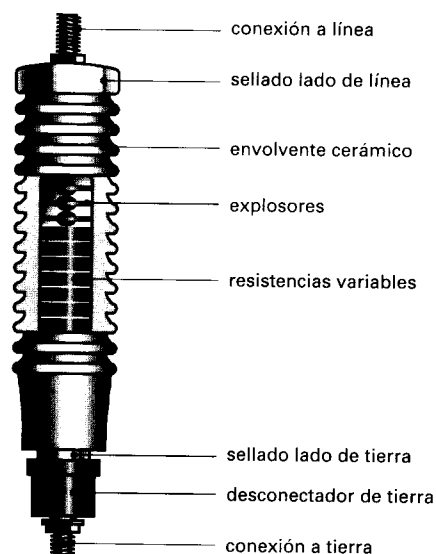


Fig. 6.3. Componentes de un pararrayos de carburo de silicio y explosores.

- **Envolvente cerámico:** Son generalmente de porcelana blanca o roja de alta resistencia, fabricada por proceso húmedo y con una línea de fuga lo suficientemente larga como para garantizar que ningún arco lo contornee bajo efectos de contaminación (niebla, polvo, lluvia...).
- **Válvulas o resistencias no lineales de carburo de silicio:** Son el verdadero corazón del pararrayos. Tienen como misión limitar el paso de corriente

a tierra cuando el pararrayos se ha cebado por una sobretensión. Estas *válvulas* o *resistencias* están construidas de carburo de silicio y tienen una característica tensión/corriente no lineal, comportándose como una resistencia de pequeño valor cuando se halla recorrida por corrientes de descarga elevadas, limitando así la caída óhmica de tensión en bornes del pararrayos. Por el contrario, para valores de corriente pequeños, el valor de la resistencia es elevado.

- **Explosores:** Los explosores se hallan conectados en serie con el conjunto de resistencias no lineales, y son los que están conectados directamente a la línea, aislando de la misma el conjunto de resistencias para tensiones nominales de servicio. Cuando se producen sobretensiones que sobrepasan un cierto nivel de tensión, estos explosores se ceban, permitiendo así el paso de corriente a través de las resistencias y dirigidas a tierra. Suelen estar combinados de acero inoxidable y latón y separados entre sí por espaciadores aislantes.
- **Sistema de sellado:** Se realiza con anillos de goma sintética blanda de cloropreno, estando comprimidos en la parte superior del pararrayos por una tapa de acero inoxidable, y en la parte inferior por el conjunto de la conexión a tierra, fabricado en bronce. Este sistema garantiza la estanqueidad del pararrayos y su duración es de muchos años, ya que se hayan rodeados de gas inerte, como el nitrógeno, en estado puro y seco.
- **Conexión de tierra eyectable:** Tiene una doble misión, siendo por un lado la de conectar el pararrayos con tierra y garantizar el paso de la corriente de descarga, y por otro lado su misión es la de evitar la inutilización de una línea por fallo de un pararrayos como consecuencia de una serie continuada de descargas o una sobretensión mantenida y prolongada (lo que daría lugar a un cortocircuito entre fase y tierra debido a una sobrecarga térmica del pararrayos). Cuando se avería el pararrayos por una sobrecarga térmica, funciona un dispositivo de eyección, desconectando el cable de conexión a tierra y poniendo, de esta forma, el pararrayos fuera de servicio. De esta forma se evitan posibles cortocircuitos fase-tierra y el riesgo de explosión del pararrayos, a la vez que sirve de indicación de avería del equipo.

Pararrayos de óxidos metálicos.

Son más modernos que los anteriores y, aunque su constitución es muy similar, carecen de explosores. Sus componentes se describen a continuación (véase Fig. 6.4):

- **Envolvente exterior:** puede ser un *envolvente cerámico* de porcelana blanca o roja de alta resistencia de las mismas características que el pararrayos de carburo de silicio, o un *envolvente polimérico* (de más reciente aparición que el anterior) mucho más ligero y resistente a golpes en el proceso de empaquetado y transporte, así como más seguro

ante el riesgo de explosión que presenta el envolvente cerámico frente una sobrecarga térmica del pararrayos. Además, dada la moldeabilidad y flexibilidad del envolvente polimérico, se pueden conseguir en un menor tamaño mayores líneas de fuga, con el consiguiente ahorro de espacio en las instalaciones.

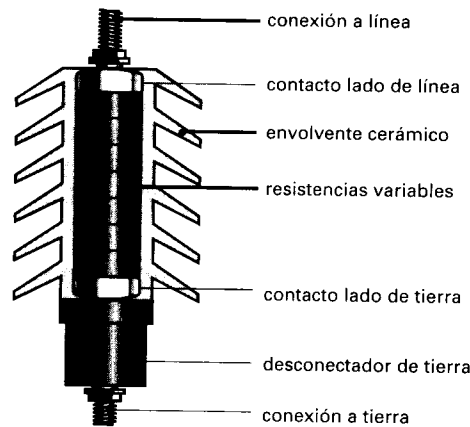


Fig. 6.4. Componentes de un pararrayos de óxidos metálicos.

- *Válvulas o resistencias no lineales de óxido metálico:* tienen idéntica misión que las resistencias de carburo de silicio pero con un *coeficiente de no linealidad* mucho más elevado, con lo que se consigue que a tensiones nominales de servicio, estas resistencias conduzcan una corriente de fuga despreciable (por lo que no es necesaria la presencia de explosores), mientras que frente a una sobretensión, absorben perfectamente la corriente de descarga. Si el pararrayos dispone de un envolvente polimérico, la transferencia de calor de las resistencias al envolvente es directa (dada su buena capacidad de evacuación de calor), por lo que se asegura una mayor estabilidad térmica por mayor tiempo, y se consigue disminuir así el riesgo de explosión por sobrecarga térmica.
- *Conexión de tierra eyectable:* de las mismas características que la del pararrayos de explosores y carburo de silicio.

Funcionamiento de los pararrayos autoválvula.

Un pararrayos, sin tener en cuenta sus características constructivas, debe limitar sensiblemente las sobretensiones peligrosas para el equipo a unos valores perfectamente conocidos y que no entrañen riesgos para el mismo.

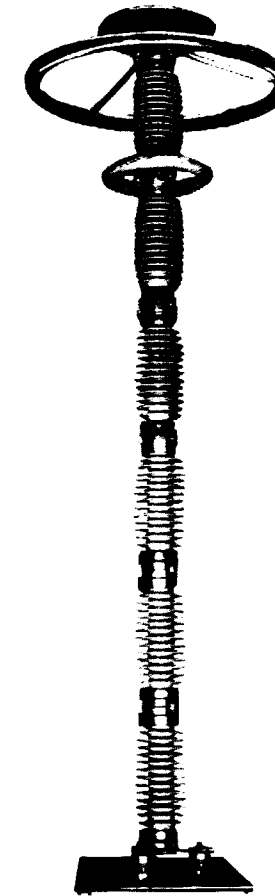


Fig. 6.5. Pararrayos de óxidos metálicos para 400 KV. Va provisto de anillos de guarda con el fin de confinar en los mismos las posibles arborescencias que se forman en el extremo de conexión a línea en caso de sobretensión.

Esta misión la cumplen los pararrayos de *carburo de silicio* y los de *óxidos metálicos*, aunque de forma diferente.

Los pararrayos de *carburo de silicio*, llamados *convencionales*, utilizan válvulas de resistencias no lineales de carburo de silicio (véase Fig 6.6) en serie con una estructura de explosores, a través de los cuales se descargan las sobretensiones y en los que se limita y se corta la corriente subsiguiente.

Cuando el pararrayos es alcanzado por una onda de sobretensión, el pararrayos no conduce corriente a tierra hasta que la tensión en los explosores es

lo suficientemente elevada para ionizar el espacio de aire o dieléctrico existente entre los electrodos de los explosores. Una vez que se han cebado los explosores (a la *tensión de cebado de choque*), las válvulas o resistencias no lineales comienzan a conducir la corriente del defecto a tierra. Transcurrida la sobretensión, la corriente de descarga disminuye hasta alcanzar valores de corriente subsiguiente, la cual es fácilmente extingible por los propios explosores, cortando así el defecto a tierra.

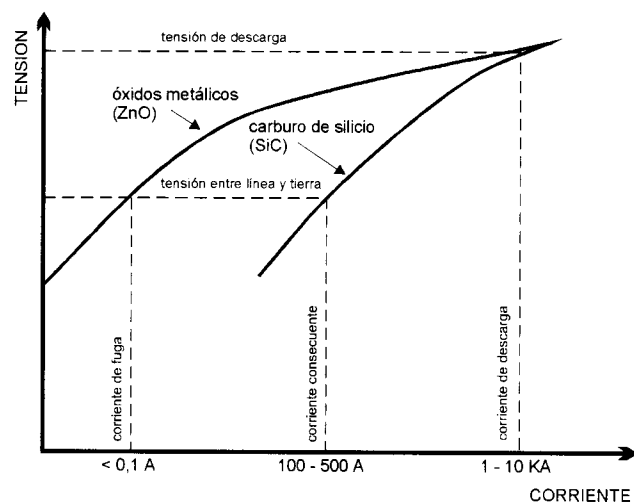


Fig. 6.6. Reprerestación gráfica comparativa de la linealidad tensión / corriente de las resistencias de carburo de silicio y las de óxidos metálicos.

La utilización de los explosores se hace necesaria debido a que el carburo de silicio tiene un pequeño coeficiente de no linealidad (véase Fig. 6.6), por lo que el elemento valvular conduciría por sí solo corrientes de elevado valor para la propia tensión de la red, con lo que pronto se destruiría. La misión de los explosores es, pues, la de disminuir la tensión aplicada a las resistencias de carburo de silicio, impedir el paso de corrientes de fuga a valores de tensión de servicio y cortar el paso de la corriente subsiguiente que se produce después de una descarga.

Los pararrayos de *óxidos metálicos* disponen de unos elementos valvulares extremadamente no lineales (véase Fig 6.6). En condiciones normales de las tensiones de línea con respecto a tierra conducen unos pocos miliamperios de corriente de fuga, que pueden ser perfectamente tolerados de forma con-

tinuada, por lo que existe una mínima pérdida de potencia asociada al funcionamiento del pararrayos.

Cuando se presenta una sobretensión y la corriente que circula por el pararrayos aumenta, la resistencia de las válvulas disminuye drásticamente, por lo que absorben perfectamente la corriente de descarga sin que aumente la tensión entre bornes de pararrayos. Cuando la corriente de descarga disminuye hasta los valores de corriente subsiguiente, las resistencias de óxidos metálicos aumentan su valor, volviendo a conducir a tierra unos pocos miliamperios, por lo que se puede decir en ese momento que la sobretensión se ha extinguido. De esta manera queda patente la innecesaria utilización de explosores en serie u otro dispositivo que aisle las resistencias de la red cuando se trabaja en condiciones normales de explotación.

Sin embargo, este funcionamiento continuo añade una nueva serie de criterios de evaluación, como son la buena disipación de los watios consumidos, el envejecimiento a largo plazo y la estabilidad térmica.

6.1.4. Selección de un pararrayos en sistemas de distribución

Son varios los criterios que se han de aplicar a la hora de seleccionar un pararrayos para una instalación, los cuales se deben observar con precaución si se desea tener una correcta protección. Dichos criterios son:

- Selección de la corriente de descarga nominal.
- Selección de la tensión nominal o asignada y tensión máxima de servicio continuo.
- Coordinación del aislamiento.
- Zona de protección del pararrayos.

A continuación se detallan cada uno de los criterios de selección por separado.

- *Selección de la corriente de descarga nominal.*

Las corrientes de descarga nominal para los pararrayos de los sistemas de distribución son de 5 o 10 KA, la selección de uno u otro valor se realizará en función de los siguientes parámetros:

- Riesgo de tormentas o de descargas atmosféricas (véase Fig. 6.7).
- Responsabilidad de la instalación.
- Márgenes de protección, etc.

- *Selección de la tensión nominal o asignada y tensión máxima de servicio continuo.*

El criterio de selección de la tensión nominal o asignada varía según sea el tipo de pararrayos.

Pararrayos de carburo de silicio.

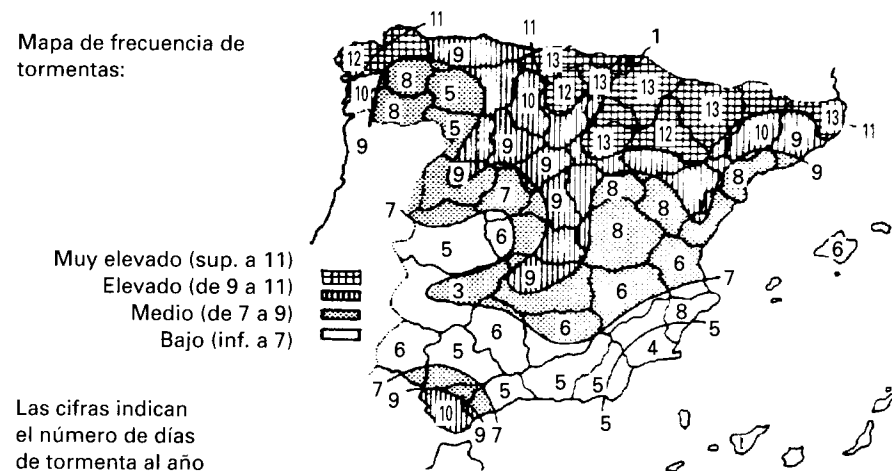


Fig. 6.7. Frecuencia de tormentas en España.

Para estos pararrayos existen dos criterios de selección en función de como se halle conectado el neutro de la instalación a tierra:

- *Circuitos con neutro puesto rígidamente a tierra:* se seleccionará un pararrayos cuya tensión asignada U_r sea igual al 81% de la tensión más elevada entre fases de la red. En caso de que no fuera posible esta selección, se tomaría la tensión inmediatamente superior disponible por el fabricante.

$$U_r \geq 0,81 \cdot U_{m\acute{a}x}$$

- *Circuitos con neutro aislado o conectados a tierra a través de una impedancia:* se seleccionará un pararrayos cuya tensión asignada U_r sea igual a la tensión más elevada entre fases de la red. En caso que no fuera posible esta selección, se tomaría la tensión inmediatamente superior disponible por el fabricante.

$$U_r \geq U_{m\acute{a}x}$$

Pararrayos de óxidos metálicos.

Al igual que en los pararrayos de carburo de silicio, también existen dos criterios de selección, aunque en esta ocasión se ha de tener en cuenta un nuevo concepto que es la *tensión máxima de servicio continuo*, U_c , y que se define como la *tensión máxima que se puede aplicar al pararrayos de forma continua sin que en el mismo se origine una corriente de fuga que pueda dañar de alguna manera al pararrayos*.

- *Circuitos con neutro puesto rígidamente a tierra:* se seleccionará un pararrayos cuya tensión máxima de servicio continuo U_c sea igual, y si no fuera posible, la inmediata superior de:

$$U_c \geq U_{m\acute{a}x} \cdot (0,81/T_c)$$

- *Circuitos con neutro aislado o conectados a tierra a través de una impedancia:* se seleccionará un pararrayos cuya tensión máxima de servicio continuo U_c sea igual, y si no fuera posible, la inmediata superior de:

$$U_c \geq U_{m\acute{a}x}/T_c$$

En donde:

$U_{m\acute{a}x}$: es la tensión máxima entre fases prevista en instalación.

T_c : es el factor de sobretensión temporal, que se selecciona en función de la duración máxima de la sobretensión según el gráfico adjunto.

Coordinación del aislamiento.

La misión básica de los pararrayos es la de limitar las sobretensiones en los sistemas eléctricos a unos niveles conocidos y controlados. La idea de *coordinación de aislamiento* es impedir que, por medio de unos dispositivos de protección, los valores de sobretensión rebasen el límite soportado por los sistemas aislantes de la instalación. La misión de los pararrayos, según este concepto, va a ser la de asegurar que cuando se presente una sobretensión, por el medio que sea, ésta nunca alcance los valores de tensión de ensayo de los aislamientos de los diversos equipos del sistema eléctrico. Estos equipos pueden ser cables, transformadores, interruptores, máquinas... El concepto de coordinación de aislamiento queda reflejado en el gráfico adjunto (véase Fig. 6.8).

La elección del pararrayos se debe hacer en base a obtener un margen lo suficientemente amplio entre *el nivel de protección del pararrayos* y *el nivel de protección de aislamiento del equipo eléctrico*. La expresión general para el cálculo del margen de protección es la siguiente:

$$PM = 100 \cdot \left(\frac{NA}{NP} - 1 \right)$$

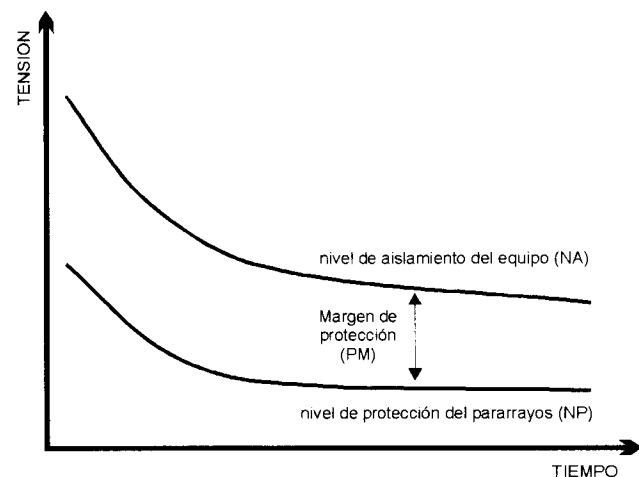


Fig. 6.8. Representación gráfica del margen de protección que un pararrayos ofrece al aislamiento de un equipo.

Donde *PM* es el margen de protección, *NA* es el nivel de aislamiento del equipo a proteger y *NP* el nivel de protección del pararrayos.

Los valores de los niveles de aislamiento y de protección se deben tomar en base a los siguientes criterios:

- *Nivel de aislamiento del equipo:* Es la tensión soportada a impulso tipo rayo.
- *Nivel de protección del pararrayos:*

Pararrayos de carburo de silicio: Es el mayor de los siguientes valores.

- Valor máximo de la tensión de cebado con impulso tipo rayo 1,2/50 μ s.
- Valor máximo de tensión residual con onda 8/20 μ s y corriente de descarga de 10 KA.
- Valor máximo de la tensión de cebado en el frente de la onda dividido por 1,15.

Pararrayos de óxidos metálicos: Es el mayor de los siguientes valores.

- Valor máximo de la tensión de cebado con impulso tipo rayo 1,2/50 μ s.
- Valor máximo de tensión residual con onda 8/20 μ s y corriente de descarga de 10 KA.

- Valor máximo de la tensión de cebado en el frente de la onda dividido por 1,15.

Se recomienda que el margen de protección sea superior al 20 %. A continuación se estudian las dos aplicaciones principales de los pararrayos autoválvula:

- *Protección de los transformadores de las líneas aéreas:* la función principal de los pararrayos instalados en las líneas aéreas de los sistemas de distribución es la protección de los transformadores. Es conveniente conocer que los sistemas aislantes de los transformadores nunca mejoran las características que tenían de nuevos, sino al contrario, las características dieléctricas de los elementos irán disminuyendo con el tiempo, y dado que es muy difícil conocer con exactitud los niveles de aislamiento correspondientes a equipos usados, se recomienda aumentar los márgenes de protección a aplicar de forma que sean:

$$PM \geq 30 \%$$

para tensiones máximas de servicio de hasta 36 KV.

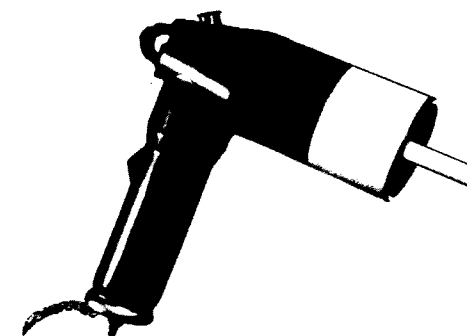


Fig. 6.9. Pararrayos acodado de óxidos metálicos para instalación en puntos abiertos de sistemas subterráneos para tensiones de 3 a 27 KV.

- *Protección de los sistemas subterráneos:* los sistemas subterráneos presentan diferentes problemas de protección debido a los posibles doblados de tensión en los puntos abiertos o finales de línea. La tensión residual del pararrayos colocado en el entronque de la línea aérea a subterránea produce una onda viajera en el cable subterráneo. Esta onda se reflejará en los puntos de alta impedancia, por lo que en el punto abierto, donde la impedancia es muy elevada, dicha onda produce casi un doblado de tensión.

En estos puntos se instalan pararrayos acodados (véase Fig. 6.9) para protección en punto abierto de línea subterránea, cuyo margen de protección será:

$PM \geq 20 \%$

se tendrá en cuenta que el nivel de protección del pararrayos subterráneo será el mismo al del pararrayos situado en el entronque de la línea.

Si no se utilizan pararrayos en el punto abierto, el margen de protección será:

$PM \geq 30 \%$
para tensiones máximas de servicio de hasta 36 KV.

Zona de protección del pararrayos:

Es la máxima longitud en metros, medida sobre los conductos de gases, entre el pararrayos y la instalación a proteger para la que se garantizan los márgenes de protección indicados anteriormente. El cálculo de la distancia máxima de protección en varios casos es el siguiente:

- Línea aérea hasta 24 KV:

$L \geq (NA - 1,3 \cdot NP) \cdot (18/U_{m\acute{a}x})$

- Línea aérea de 36 KV:

$L \geq (NA - 1,3 \cdot NP) \cdot 0,5$

- Cable aislado hasta 24 KV para protección de entronque:

$L \geq (NA - 1,3 \cdot NP) \cdot (9/U_{m\acute{a}x})$

- Cable aislado de 36 KV para protección de entronque:

$L \geq (NA - 1,3 \cdot NP) \cdot 0,25$

Donde *L* es la distancia máxima de protección expresada en metros, *NA* es el nivel de aislamiento del equipo a proteger y *NP* el nivel de protección del pararrayos.

6.1.5. Instalación de los pararrayos en sistemas eléctricos

La seguridad y la economía de sistemas eléctricos de distribución pasan por la utilización de un gran número de pararrayos, con el fin de proteger el material de la instalación frente a cualquier tipo de sobretensiones. No obstante, no siempre se cuenta con el espacio necesario para la instalación de los mismos, puesto que cuando se diseña una instalación sobre papel, no sólo hay que tener en cuenta la protección de los aparatos existentes, sino también la seguridad de las personas que se hallen en el recinto, para lo cual

habrá que observar unas distancias de seguridad que a continuación se comentan. Estas distancias o *condiciones de instalación* se refieren a los tres puntos siguientes por orden de importancia:

- *Zona de protección:* la cual nos indica la zona de influencia de la protección del pararrayos y que se ha comentado en el apartado anterior.
- *Distancias mínimas entre piezas bajo tensión y masa:* la determinación de estas distancias es requerida para cada aparato y para el conjunto de la instalación, que según el Reglamento para Alta Tensión son:

Separación entre conductores activos 10 + 1 cm por cada KV o fracción.

Separación entre conductor activo y tierra .. 8 + 0,6 cm por cada KV o fracción.

Para los pararrayos en instalaciones de hasta 37 KV, estas distancias de montaje son según la tabla y gráfico adjuntos:

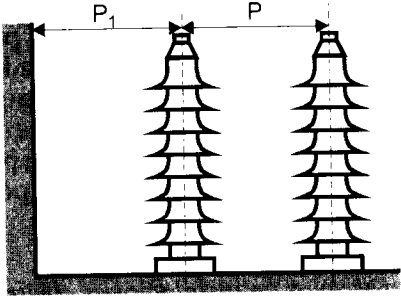


Fig. 6.10. Cotas de instalación de pararrayos.

COTAS DE MONTAJE PARA PARARRAYOS (≤ 37 KV).				
Tensión nominal	Montaje en interior (mm)		Montaje en exterior (mm)	
Un en KV	P1	P	P1	P
3,7	200	130	300	160
6,4	210	155	315	185
11	230	180	340	210
15	285	235	375	285
24	285	235	405	285
37	365	315	480	385

PI: distancia mínima entre el borne activo del pararrayos y masa o tierra.
P: distancia mínima entre bornes activos de dos pararrayos.

Para tensiones de servicio superiores a 37 KV, lo más conveniente es proporcionar al fabricante de los pararrayos, las condiciones y características de la instalación para que éste pueda estudiar el tipo de pararrayos más apropiado y las cotas de montaje correspondiente.

- **Zona de peligro:** Es la zona en la que existe el peligro de muerte para el personal en el supuesto caso de que un pararrayos se halle sobrecargado (sobrecarga térmica). No obstante, hoy en día los pararrayos están provistos de limitadores de presión para evitar el riesgo de explosión, aunque por otra parte, cuando este dispositivo funciona, los gases expulsados pueden provocar el cebado de un arco en el exterior del pararrayos.

Para la determinación de la zona de peligro, se tomará en consideración la distancia a la que pueden proyectarse las partículas de porcelana bajo el efecto del arco, así como la influencia misma del arco. Esta distancia corresponde, aproximadamente a la altura del pararrayos.

Mucho más difícil resulta determinar la influencia del arco sobre el medio ambiente, ya que el desplazamiento del arco queda afectado por la disposición de los conductores, por las piezas metálicas próximas, por la propia duración del arco, etc. Como criterio muy aproximado se puede admitir que el arco de 40 KA se desplaza hasta unos 5 o 6 metros, con una duración de 0,5 segundos. Por tanto se puede decir que en las instalaciones donde la potencia de cortocircuito es elevada y su duración puede alcanzar de 0,3 a 0,5 segundos, los pararrayos deben montarse, al ser posible, a unos 10 metros de las vías de paso.

Disposición de los pararrayos en instalaciones eléctricas.

Uno de los puntos claves de la robustez mecánica en la instalación de un pararrayos depende en gran medida de la fijación de las piezas metálicas de sus extremidades a su envoltorio de porcelana. A continuación se citan los tres principales grupos de montaje de pararrayos en instalaciones eléctricas:

- **Montaje vertical apoyado:** la elevada resistencia mecánica de los pararrayos modernos permite que se monten en vertical, sin soportes especiales, hasta tensiones de 400 KV, por lo que basta con fijarlos sobre el suelo o sobre un soporte apropiado. Para tensiones más elevadas, los pararrayos están provistos de zócalo y de dispositivos que aseguran su estabilidad (véase Fig. 6.11 y Fig. 6.12).
- **Montaje suspendido:** esta forma de montaje puede adoptarse hasta en las instalaciones de tensiones más elevadas. En el montaje se invierten los pararrayos de tal manera que la conexión a línea queda hacia abajo y la conexión a tierra queda hacia arriba. Tiene como ventajas con respecto al montaje anterior el no precisar soporte y el ocupar menos espacio.

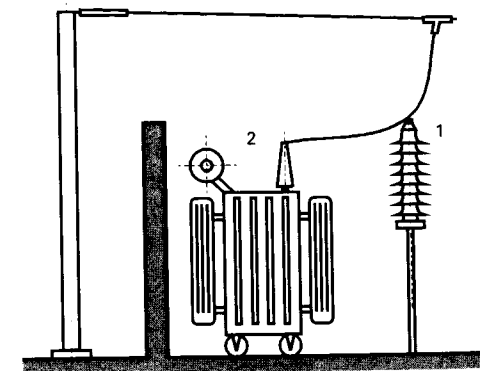


Fig. 6.11. Disposición apoyada de pararrayos en un centro de transformación: 1- pararrayos, 2- transformador.

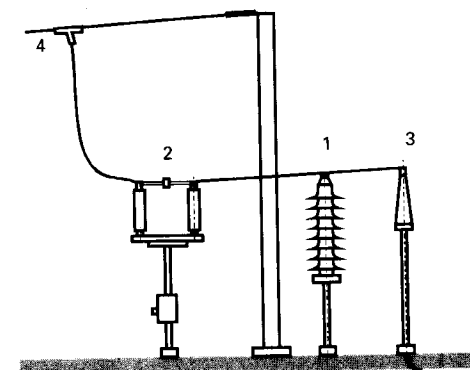


Fig. 6.12. Disposición apoyada de pararrayos en un entronque de cable aéreo a subterráneo: 1- pararrayos, 2- seccionador, 3- botella terminal, 4- línea aérea hacia el puesto de distribución.

Hay que tener en cuenta que en caso de explosión del pararrayos por sobrecarga, los fragmentos de porcelana o elementos de las partes activas despedidos caigan en vertical sobre el suelo, por lo que en este montaje se deberá evitar que debajo del pararrayos existan disyuntores o zonas de paso (véase Fig. 6.13).

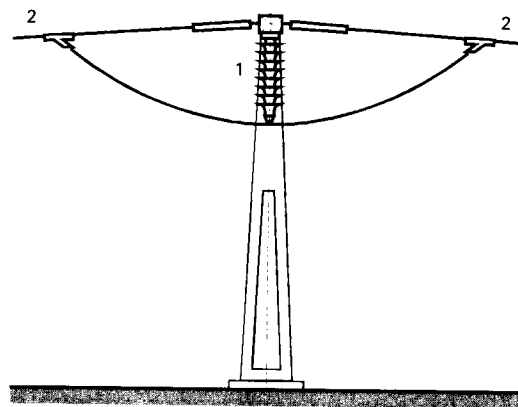


Fig. 6.13. Disposición suspendida de pararrayos conectados alas barras generales de un puesto de distribución: 1- pararrayos, 2- barras generales.

Montaje horizontal: la principal condición del montaje horizontal es que la cabeza del pararrayos no quede sometida a esfuerzos de tracción elevados, además de la conveniencia, como en el caso anterior, de no instalar el pararrayos sobre disyuntores o vías de paso (véase Fig. 6.14).

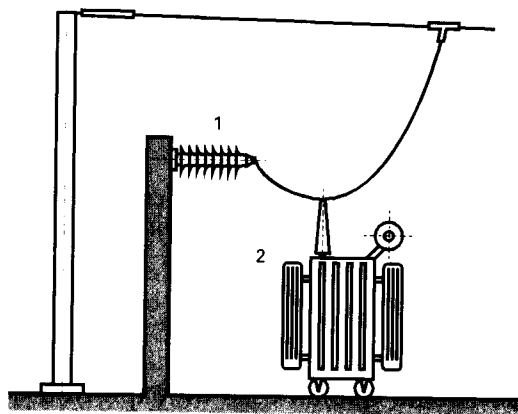


Fig. 6.14. Disposición horizontal de pararrayos en una celda de transformación: 1- pararrayos, 2- transformador.

6.2. Transformadores de tensión para medida y protección

Los aparatos de medida y los relés de protección no pueden soportar, por lo general, ni elevadas tensiones ni elevadas corrientes, ya que de lo contrario se encarecería sobremanera su construcción. Por otra parte es conveniente evitar la presencia de elevadas tensiones en aquellos dispositivos que van a estar al alcance de las personas.

Son éstas las principales razones para la utilización de los transformadores de medida y protección, a través de los cuales se pueden llevar señales de tensión y corriente, de un valor proporcional muy inferior al valor nominal, a los dispositivos de medida y protección. Se consigue además una separación galvánica de los elementos pertenecientes a los cuadros de mando, medida y protección con las consiguientes ventajas en cuanto a seguridad de las personas y del equipo se refiere.

Como las mediciones y el accionamiento de las protecciones se hallan referidas, en última instancia, a la apreciación de tensión y corriente, se dispone de dos tipos fundamentales de transformadores de medida y protección:

- Transformadores de tensión.
- Transformadores de intensidad.

Trataremos, en un principio los transformadores de tensión, dejando para el siguiente apartado los transformadores de intensidad.

Transformadores de tensión para medida y protección.

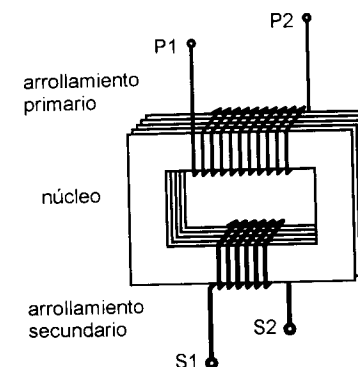


Fig. 6.15. Principio constructivo de un transformador de tensión.

Al igual que en los transformadores de potencia, los transformadores de tensión constan de un arrollamiento primario y uno o varios arrollamientos secundarios (véase Fig. 6.15), los cuales se conectan, respectivamente, al circuito de potencia y a los equipos de medida y protección. Un transformador de tensión es, según la norma UNE 21088, *un transformador en el cual la tensión en bornes del arrollamiento secundario es, en condiciones normales de empleo, prácticamente proporcional a la tensión en bornes del arrollamiento primario y desfasada con relación a ésta un ángulo próximo a cero, para un sentido apropiado de las conexiones.*

6.2.1. Valores característicos

Las características que definen un transformador de medida vienen recogidas en la norma UNE 21088, en la cual se describen los siguientes conceptos:

- **Transformador de tensión no puesto a tierra:** Es el transformador monofásico cuyo arrollamiento primario no se halla conectado entre fase y tierra, sino entre dos fases (véase Fig. 6.16).

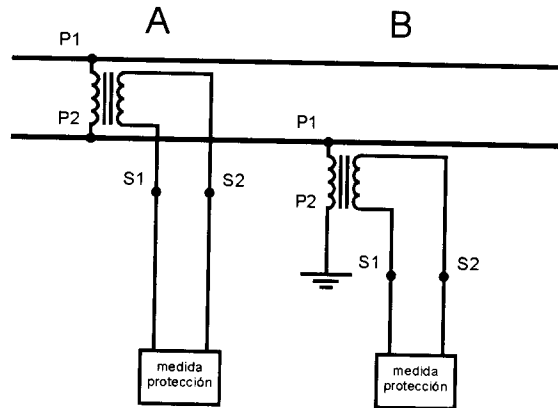


Fig. 6.16. Formas de conexión del arrollamiento primario de un transformador de tensión: A- transformador no puesto a tierra, B- transformador puesto a tierra.

- **Transformador de tensión puesto a tierra:** Es el transformador monofásico cuyo arrollamiento primario se halla conectado entre fase y tierra (véase Fig. 6.16).

- **Arrollamiento primario:** Es el arrollamiento al cual se aplica la tensión a transformar.
- **Arrollamiento secundario:** Es el arrollamiento que alimenta los circuitos de tensión de los instrumentos de medida, contadores, relés y circuitos análogos.
- **Circuito secundario:** Circuito exterior alimentado por el arrollamiento secundario de un transformador de medida.
- **Tensión primaria nominal:** Es el valor de la tensión que figura en la designación del transformador, de acuerdo con la cual se determinan sus condiciones de funcionamiento. Estos valores normalizados de tensión, para el arrollamiento primario son: 110 - 220 - 385 - 440 - 2.200 - 3.300 - 5.500 - 6.600 - 11.000 - 13.200 - 16.500 - 22.000 - 27.500 - 33.000 - 44.000 - 55.000 - 66.000 - 110.000 - 132.000 - 220.000 - 396.000 V.
- **Tensión secundaria nominal:** Valor de la tensión secundaria que figura en la designación del transformador, de acuerdo con la cual se determinan sus condiciones de funcionamiento. La tensión secundaria nominal para los transformadores monofásicos utilizados en redes monofásicas o montados entre fases de redes trifásicas, es de 110 V. Para los transformadores monofásicos destinados a ser montados entre fase y tierra en las redes trifásicas, en los cuales la tensión primaria nominal es la tensión nominal de la red dividida por $\sqrt{3}$, la tensión secundaria nominal es $110/\sqrt{3}$ V, con el fin de conservar el valor de relación de transformación nominal.
- **Relación de transformación real:** Es el cociente entre la tensión primaria real y la tensión secundaria real.
- **Relación de transformación nominal:** Es el cociente entre la tensión primaria nominal y la tensión secundaria nominal. Los valores nominales de relación de transformación quedan indicados en la siguiente tabla:

Transformadores monofásicos conectados a tierra (V/V)	Transformadores monofásicos conectados a tierra (V/V)	Relación unitaria
110 / 110	$(110 / \sqrt{3}) / (110 / \sqrt{3})$	1 : 1
220 / 110	$(220 / \sqrt{3}) / (110 / \sqrt{3})$	2 : 1
385 / 110	$(385 / \sqrt{3}) / (110 / \sqrt{3})$	3,5 : 1
440 / 110	$(440 / \sqrt{3}) / (110 / \sqrt{3})$	4 : 1
2.200 / 110	$(2.200 / \sqrt{3}) / (110 / \sqrt{3})$	20 : 1
3.300 / 110	$(3.300 / \sqrt{3}) / (110 / \sqrt{3})$	30 : 1

Transformadores monofásicos conectados a tierra (V/V)	Transformadores monofásicos conectados a tierra (V/V)	Relación unitaria
5.500 / 110	$(5.500 / \sqrt{3}) / (110 / \sqrt{3})$	50 : 1
6.600 / 110	$(6.600 / \sqrt{3}) / (110 / \sqrt{3})$	60 : 1
11.000 / 110	$(11.000 / \sqrt{3}) / (110 / \sqrt{3})$	100 : 1
13.200 / 110	$(13.200 / \sqrt{3}) / (110 / \sqrt{3})$	120 : 1
16.500 / 110	$(16.500 / \sqrt{3}) / (110 / \sqrt{3})$	150 : 1
22.000 / 110	$(22.000 / \sqrt{3}) / (110 / \sqrt{3})$	200 : 1
27.500 / 110	$(27.500 / \sqrt{3}) / (110 / \sqrt{3})$	250 : 1
33.000 / 110	$(33.000 / \sqrt{3}) / (110 / \sqrt{3})$	300 : 1
-	$(44.000 / \sqrt{3}) / (110 / \sqrt{3})$	400 : 1
-	$(55.000 / \sqrt{3}) / (110 / \sqrt{3})$	500 : 1
-	$(66.000 / \sqrt{3}) / (110 / \sqrt{3})$	600 : 1
-	$(110.000 / \sqrt{3}) / (110 / \sqrt{3})$	1.000 : 1
-	$(132.000 / \sqrt{3}) / (110 / \sqrt{3})$	1.200 : 1
-	$(220.000 / \sqrt{3}) / (110 / \sqrt{3})$	2.000 : 1
-	$(396.000 / \sqrt{3}) / (110 / \sqrt{3})$	3.600 : 1

- **Error de tensión:** Error que el transformador introduce en la medida de una tensión y que proviene del hecho de que la relación de transformación real no es igual a la relación de transformación nominal. Dicho error viene expresado por la fórmula:

$$\text{Error de tensión \%} = \frac{k_n \cdot U_s - U_p}{U_p} \cdot 100$$

donde: k_n es la relación de transformación nominal, U_p es la tensión primaria real, U_s es la tensión secundaria real correspondiente a la tensión U_p en las condiciones de la medida.

- **Error de fase (válido sólo para tensiones senoidales):** Es la diferencia de fase entre los vectores de las tensiones primaria y secundaria, con el sentido de los vectores elegido de forma que este ángulo sea nulo para un transformador perfecto. El error de fase se considera positivo cuando el

vector de la tensión secundaria está en avance sobre el vector de la tensión primaria. Se expresa habitualmente en minutos en centiradianes.

- **Clase de precisión:** Designación aplicada a un transformador de tensión cuyos errores permanecen dentro de los límites especificados para las condiciones de empleo especificadas.
- **Carga:** Admitancia del circuito secundario, expresada en siemens, con indicación del factor de potencia. No obstante, la carga se expresa normalmente por la potencia aparente, en VA, absorbida con un factor de potencia especificado y bajo la tensión secundaria nominal.
- **Carga de precisión:** Valor de la carga en la que están basadas las condiciones de precisión.
- **Potencia de precisión:** Valor de la potencia en VA, con un factor de potencia especificado, que el transformador suministra al circuito secundario a la tensión secundaria nominal cuando está conectado a su carga de precisión. Los valores normales de la potencia de precisión para un factor de potencia de 0,8 son: 10 - 15 - 25 - 30 - 50 - 75 - 100 - 150 - 200 - 300 - 400 - 500 VA. Los valores preferentes son los que están en *cursiva*.
- **Frecuencia nominal:** Valor de la frecuencia en la que serán basadas todas las especificaciones y que será de 50 Hz.

Los transformadores de tensión incorporarán una placa de características en la que deben figurar, para su identificación, las siguientes indicaciones según norma UNE 21088:

- Nombre del constructor o cualquier otra marca que permita su fácil indicación.
- Número de serie y designación del tipo.
- Tensiones nominales primaria y secundaria en voltios.
- Frecuencia nominal en Hz.
- Potencia de precisión y clase de precisión correspondiente.
- Tensión más elevada de la red.
- Nivel de aislamiento nominal.

6.2.2. Marcado de bornes

Los bornes de los arrollamientos primario y secundario deben poder ser identificados con fiabilidad. Para ello, en la norma UNE 21088 se indica el criterio a seguir para su nomenclatura, siendo aquellos bornes que empiecen

con *P* los del arrollamiento primario, y los que empiecen con *S* los del arrollamiento secundario. En la figura a continuación se recogen los diferentes casos siempre válidos para transformadores monofásicos.

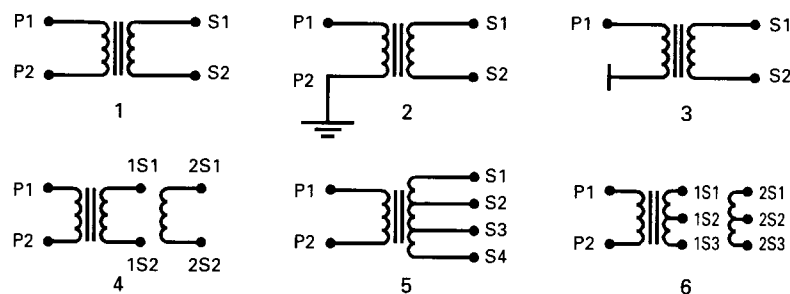


Fig. 6.17. Marcado de bornes según UNE 21088: 1- transformador no puesto a tierra, 2- transformador puesto a tierra, 3- transformador conectado a masa, 4- transformador con dos arrollamientos secundarios, 5- con secundario de tomas múltiples, 6- con dos secundarios de tomas múltiples.

6.2.3. Clasificación de los transformadores de tensión

La clasificación principal de los transformadores de tensión ya ha quedado indicada implícitamente en los apartados anteriores, cuyo criterio se basa en el destino o utilización del transformador, pudiendo distinguir los siguientes tipos:

- *Transformadores de tensión para medida:* Son los transformadores especialmente concebidos para alimentar equipos de medida. Una de sus características fundamentales es que deben ser exactos en las condiciones normales de servicio. El grado de exactitud de un transformador de medida se mide por su *clase* o *precisión*, la cual nos indica en tanto por ciento el máximo error que se comete en la medida. La norma CEI especifica que la clase o precisión debe mantenerse cuando la tensión que se aplica en el arrollamiento primario se encuentre comprendida en un rango que va del 80 al 120 % de la tensión primaria nominal; asimismo también debe mantenerse dicha precisión cuando la carga conectada al secundario del transformador esté comprendida entre el 25 y el 100 % de la carga nominal y con un factor de potencia del 0,8 inductivo. Los grados de precisión quedan reflejados en la tabla siguiente:

CLASES DE PRECISIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE TENSIÓN				
Clase de precisión	Límites de tensión	Error de tensión (%)	Ángulo de error (minutos)	Aplicación
0,1	0,8 - 1,2 U_n	$\pm 0,1$	± 5	Laboratorio
0,2	0,8 - 1,2 U_n	$\pm 0,2$	± 10	Patrones portátiles, contadores precisión
0,3	0,8 - 1,2 U_n	$\pm 0,3$	± 20	Contadores normales, aparatos medida
1	0,8 - 1,2 U_n	± 1	± 40	Aparatos de cuadro
3	1 U_n	± 3	-	Donde no se desee mayor precisión

- *Transformadores de tensión para protección:* Son los transformadores destinados a alimentar relés de protección. Si un transformador va a estar destinado para medida y protección, se construye normalmente con dos arrollamientos secundarios, uno para medida y otro para protección, compartiendo el mismo núcleo magnético, excepto que se desee una separación galvánica. Por esta razón, en la norma CEI se exige que los transformadores de protección cumplan con la clase de precisión de los transformadores de medida.

6.2.4. Descripción de los transformadores de tensión

Los transformadores de tensión no difieren en mucho de los transformadores de potencia en cuando a elementos constructivos básicos se refiere. Los componentes básicos se citan a continuación:

- *Aislamiento externo:* El aislamiento externo consta de una envolvente cerámica con una línea de fuga lo suficientemente larga para que ningún arco pueda contornear bajo condiciones de contaminación, como lluvia, niebla, polvo...
- *Aislamiento interno:* El aislamiento interno suele ser cartón prespán en seco o impregnado en aceite. El aceite que se utiliza es desgasificado y filtrado, y cuando se rellena el transformador se hace bajo vacío. Los transformadores con aislamiento de cartón impregnado en aceite suelen disponer de un depósito de expansión (donde va a parar el aceite sobrante cuando éste se calienta) en su extremo superior.

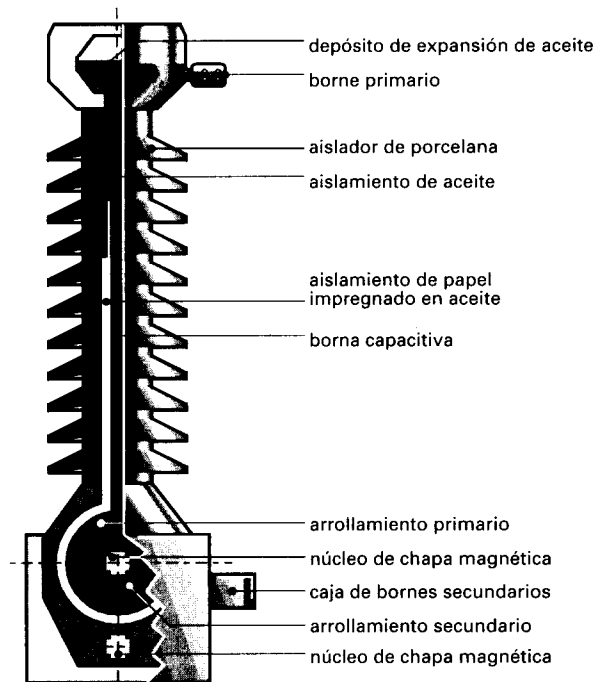


Fig. 6.18. Transformador de tensión monofásico puesto a tierra.

- **Núcleo:** Los transformadores de tensión, tanto de medida como de protección, se construyen con núcleos de chapa magnética de gran permeabilidad y de rápida saturación (véase Fig. 6.19) que mantienen constante la relación de transformación y la precisión cuando la tensión en el arrollamiento primario se mantiene por debajo de 1,2 veces la tensión nominal. La razón del uso de estos núcleos se basa en que en un sistema eléctrico la tensión no presenta grandes variaciones (caso contrario a la corriente) y no se hace necesaria la utilización de núcleos de gran permeabilidad y saturación débil o lenta, los cuales mantienen la relación de transformación para valores muy superiores a la tensión nominal del primario; además, el uso de núcleos de saturación débil ocasionaría que ante la presencia de sobretensiones en el arrollamiento primario, éstas se transferirían al secundario con el consecuente daño al equipo conectado al mismo.
- **Arrollamientos:** Son de hilo de cobre electrolítico puro, esmaltado de clase H. Se bobinan en capas de ejecución antirresonante para la distribución uniforme de las sobretensiones transitorias. Las capas de papel intermedias se disponen de modo que las tensiones entre espiras no sobrepasen valores controlados.

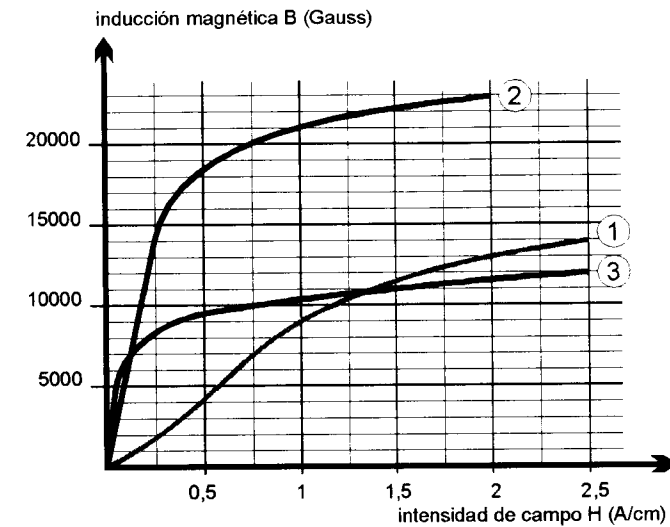


Fig. 6.19. Curvas de imanación para distintas chapas magnéticas: 1- chapa antigua de alto porcentaje de silicio, 2- chapa de aleación ferromagnética a base de níquel (entre 30 y 70%) de gran permeabilidad y débil poder de saturación, 3- igual que la anterior pero con alto poder de saturación. Las chapas de las curvas 2 y 3 reciben el nombre comercial de Mu-Metal o Permalloy.

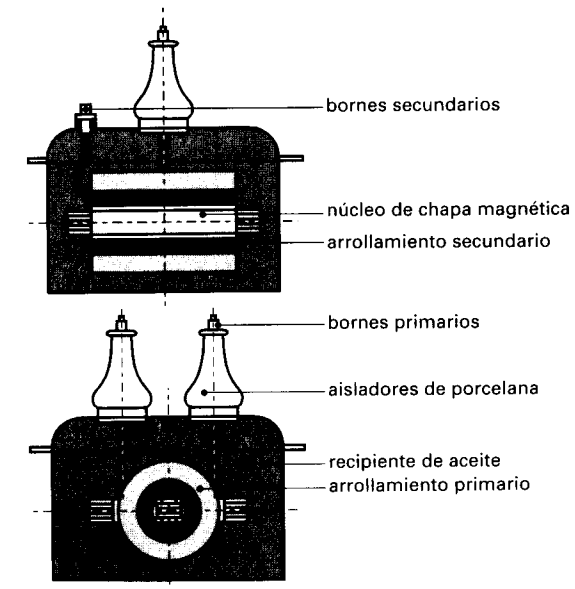


Fig. 6.20. Transformador de tensión monofásico no puesto a tierra.

- *Terminales primarios:* Son de latón y están ampliamente dimensionados. Pueden ser redondos o fileteados.
- *Terminales secundarios:* Son de latón y se hallan alojados en caja de bor- nes estanca.

6.2.5. Carga conectable a un transformador de tensión

La carga de un transformador, bien sea de tensión o de intensidad, repre- senta la impedancia del circuito exterior alimentado por el arrollamiento secundario, expresada en ohmios y con indicación de su factor de potencia. Puede ser indicada también por su potencia aparente en voltiamperios y su factor de potencia.

Se indican a continuación los consumos normales de las bobinas voltimé- tricas de los aparatos alimentados por los transformadores de tensión:

Aparatos conectables a un transformador de tensión	Consumo aproximado en V.A.
Voltímetros:	
indicadores	2 - 6
registradores	10 - 25
de nulo	5 - 20
Vatímetros:	
indicadores	1 - 4
registradores	3 - 15
Fasímetros:	
indicadores	4 - 5
registradores	15 - 20
Contadores	3 - 5
Frecuencímetros:	
indicadores	1 - 5
registradores	10 - 15
Relés:	
de máxima tensión	10 - 15
temporizados de máxima tensión	25 - 35
o de intensidad	
selectivos	2 - 10
direccionales	25 - 40
de mínima tensión	5 - 15
de contacto a tierra	10 - 30
de distancia	10 - 30

Aparatos conectables a un transformador de tensión	Consumo aproximado en V.A.
Sincronoscopios	6 - 15
Reguladores de tensión	30 - 50

6.2.6. Problemas de funcionamiento: la ferorrresonancia y la sobretensión

El transformador de tensión se encuentra sometido, como el resto de los aparatos instalados en el lado de alta tensión, a una serie de sobretensiones que debe soportar sin que se altere su aislamiento. Conviene recordar que todo transformador (tanto de tensión como de intensidad) se ensaya durante un minuto a la tensión de ensayo a frecuencia industrial, y que está capacita- do para soportar la tensión de ensayo con onda de choque correspondiente a su nivel de aislamiento.

No hay que perder de vista que el transformador de tensión es una reac- tancia saturable con núcleo de hierro que presenta diferentes valores de inductacia. La línea en la que esté instalado presenta una capacitancia cam- biante según qué circuitos se conecten al sistema. Puede, bajo ciertas oscila- ciones de tensiones ajenas al transformador, producirse una resonancia o *ferorrresonancia* mantenida entre su reactancia y la capacitancia de la red, que lleve al transformador a su destrucción por calentamiento (ferorrresonancia serie) o sobretensión (ferorrresonancia paralelo). A continuación se contem- plan ambos tipos de resonancia por separado.

• *Ferorrresonancia serie.*

En ambos tipos de resonancia hay que tener en cuenta que la misma se produce cuando la impedancia inductiva del transformador adquiere el mismo valor absoluto que la impedancia capacitiva de la línea (o viceversa), con lo que la impedancia del conjunto se hace nula. El caso de la *ferorrreso- nancia serie* se da cuando se presenta una sobretensión tal que consigue que el arrollamiento primario del transformador entre en resonancia con la impedancia serie capacitiva de la línea (véase Fig. 6.21), resultándole difícil salir de la misma, por lo que se produce una destrucción del transformador por sobreintensidad o calentamiento.

La aparición de una ferorrresonancia serie se puede explicar a la vista de la gráfica de la Fig. 6.21. Se supone una capacidad *C* (de la línea) en serie con la inductancia saturable del transformador de tensión. La relación entre la caída de tensión en el condensador *U_C* y la corriente que circula por el mismo, *I*, se puede considerar lineal (véase curva 1). La relación entre la tensión que cae

en la inductancia, U_L , y la corriente que circula por la misma, I , no se puede considerar lineal puesto que, como en toda inductancia es saturable, el coeficiente de autoinducción (y por tanto la impedancia inductiva) sólo se mantiene constante hasta el momento en que el núcleo magnético del transformador ya no sea capaz de inducir una f.e.m. en el arrollamiento secundario proporcional al aumento de corriente en el primario (véase curva 2). A partir de ese momento el coeficiente de autoinducción comienza a disminuir. Por ello llegará un momento en el que, si se sigue incrementando la corriente en el circuito, la curva 1 cortará a la curva 2, lo cual significa que la impedancia capacitiva tiene el mismo valor absoluto que la impedancia inductiva del circuito, aunque vectorialmente opuestas, por lo que la impedancia del conjunto se hace nula, disparándose entonces el valor de la corriente.

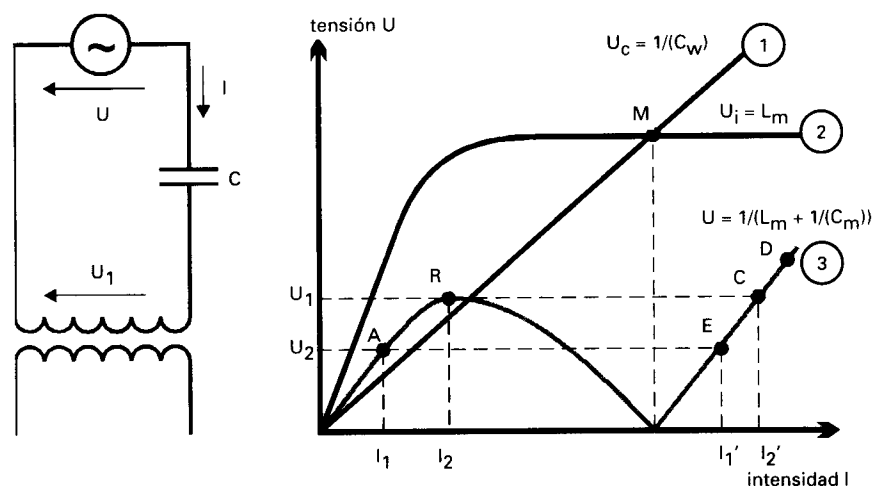


Fig. 6.21. Ferrorresonancia serie. En el gráfico de la derecha se pueden observar las siguientes curvas: 1- Caída de tensión en el condensador, 2- Caída de tensión en la bobina del primario del autotransformador, 3- Caída de tensión en el conjunto condensador-bobina.

Este suceso se puede observar en la curva 3, la cual representa la caída de tensión en el conjunto condensador-bobina. Suponiendo que el valor nominal de tensión es U_1 , el punto de funcionamiento correspondiente será A con una corriente I_1 . Si se produce una sobretensión de valor U_2 , el nuevo punto de funcionamiento pasa de B a C, con la consideración que si disminuye la tensión al valor inicial U_1 la situación ya no será A, sino E, en donde I_1' es muy superior a I_1 . Esta sobreintensidad, si se perdura en el tiempo, puede llegar a calentar excesivamente el transformador e incluso quemarlo.

Este fenómeno se puede llegar a producir en transformadores de tensión capacitivos (los cuales se tratan más adelante) o en una red trifásica con una fase abierta y de elevada capacidad.

• Ferrorresonancia paralelo.

El caso de la *ferrorresonancia paralelo* se da cuando se presenta una sobreintensidad o sobretensión tal que consigue que el arrollamiento primario del transformador entre en resonancia con la impedancia capacitiva de la línea que se halle en paralelo. Puesto que resulta difícil salir de dicha situación, se produciría una destrucción del transformador por sobretensión.

Si se hace un análisis, a la vista de la gráfica de la Fig. 6.22, similar al que se ha hecho con la ferrorresonancia en serie, se puede observar en la curva 3 (la cual representa la corriente que circula por el paralelo de la capacidad C y la inductancia del transformador) que partiendo de una situación estable como la del punto A, se podría alcanzar una situación de inestabilidad como la del punto B cuando se presenta una sobretensión o sobreintensidad. Una sobretensión o sobreintensidad podrían hacer que la impedancia capacitiva de la línea tuviera el mismo valor absoluto que la impedancia inductiva del transformador, por lo que la impedancia resultante del paralelo sería infinita. En esta situación de inestabilidad se pasaría automáticamente del punto B al punto C. Aunque después se redujera el valor de intensidad de I_2 a I_1 , la nueva situación no sería A, sino E, donde se tendría un valor de tensión U_1' muy superior al inicial U_1 que supondría una sobretensión permanente.

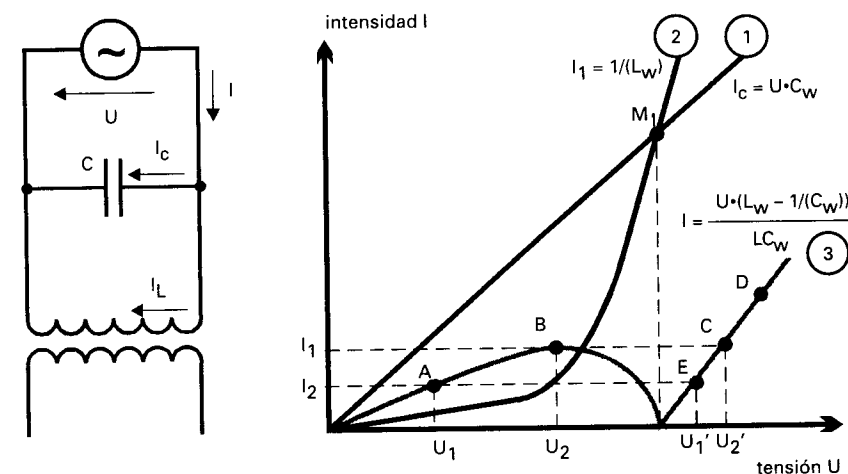


Fig. 6.22. Ferrorresonancia paralelo. En el gráfico de la derecha se pueden observar las siguientes curvas: 1- Intensidad en el condensador, 2- Intensidad en la bobina del primario del autotransformador, 3- Intensidad en el conjunto condensador-bobina.

La ferorrresonancia en paralelo se puede presentar en redes de neutro aislado, donde la capacidad entre las fases y tierra se hallan en paralelo con los primarios de los transformadores de tensión que se hallen puestos a tierra. Para evitar o amortiguar este fenómeno, se conectan en triángulo abierto los secundarios de tres transformadores de tensión (véase Fig. 6.23). Este triángulo se cierra sobre una resistencia que se encargará de disipar la energía de la ferorrresonancia. En servicio normal, la tensión sobre la resistencia es cero y es como si no existiera.

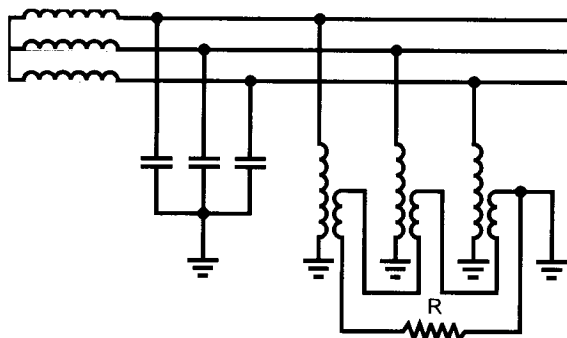


Fig. 6.23. Sistema para amortiguar la ferorrresonancia paralelo en líneas trifásicas con neutro aislado.

6.2.7. Funcionamiento en cortocircuito

Se llama *potencia de calentamiento* de un transformador de tensión a la máxima potencia que puede suministrar en régimen permanente, sin que se excedan los límites de calentamiento, cuando la tensión secundaria es la nominal. Si la carga secundaria es superior a la correspondiente a la potencia de calentamiento, el transformador de tensión puede deteriorarse si no se limita el tiempo de funcionamiento.

Cuando el circuito secundario está en cortocircuito, la intensidad secundaria está limitada solamente por la impedancia interna del transformador, por lo que el tiempo de funcionamiento en estas condiciones es muy breve. Algunas normas, como las normas UNE o ANSI, exigen que este tiempo sea como mínimo de 1 segundo.

Mediante la colocación de fusibles en el secundario del transformador se podría proteger el mismo, pero habría que tener en cuenta que un disparo de un fusible en el secundario podría activar el funcionamiento intempestivo

del sistema de protección de la subestación o de la instalación donde se hallara.

Conviene indicar que en la mayoría de las ocasiones en las que se presenta un cortocircuito en el secundario del transformador, resulta debido a una mala conexión de los equipos al circuito del secundario. Es mucho menos frecuente que se produzca un cortocircuito debido a un mal funcionamiento de la instalación conectada al secundario del transformador. Para solventar el problema de una incorrecta instalación de los dispositivos que se conectan al secundario del transformador, se recomienda instalar fusibles en dicho secundario de manera provisional, hasta que se compruebe el correcto funcionamiento de los elementos del circuito secundario.

6.2.8. Elección de un transformador de tensión

Los principales puntos de consideración para la correcta elección de un transformador son los siguientes:

- *Tipo de instalación:* si es de interior o intemperie. Se deberá tener en cuenta la altitud para alturas superiores a 1.000 metros sobre el nivel del mar.
- *Nivel de aislamiento:* queda reflejado en las tablas de la norma UNE 21062 que aparecen en el apartado 2.2 del capítulo 2. *Aparamenta de alta tensión.*
- *Relación de transformación nominal:* las relaciones de transformación nominal deberán ser normalizadas, tal y como quedan indicadas en la norma UNE 21088 (véase apartado 6.2.1).
- *Clase de precisión:* se seleccionará la clase de precisión en función de la utilización que vaya a recibir el transformador. Las clases de precisión quedan reflejadas en la tabla del apartado 6.2.3.
- *Factor de tensión:* es el factor por el que hay que multiplicar la tensión primaria asignada, para determinar la tensión máxima para la que el transformador debe responder a las especificaciones de precisión y calentamiento. En la tabla a continuación quedan reflejados los factores de tensión según UNE 21088.
- *Frecuencia nominal:* si no se especifica otra distinta, se tomará por defecto 50 Hz.
- *Número de secundarios:* es decir, si se desean varios niveles de tensión en el secundario, o si se quiere realizar medida y protección a partir de un mismo transformador, serán necesarios tantos secundarios como usos se deseen obtener del mismo.

Factor de tensión	Duración	Forma de conexión del arrollamiento primario y condiciones de puesta a tierra de la red.
1,2	Continua	Entre fases de una red cualquiera. Entre el punto neutro de los transformadores en estrella y tierra, en una red cualquiera.
1,2 1,5	Continua 30 seg.	Entre fase y tierra en una red con neutro efectivamente puesto a tierra.
1,2 1,9	Continua 30 seg.	Entre fase y tierra en una red con neutro no efectivamente puesto a tierra, con eliminación automática del defecto a tierra.
1,2 1,9	Continua 8 h.	Entre fase y tierra en una red con neutro aislado sin eliminación automático del defecto a tierra, o en una red con neutro a tierra a través de una bobina de extinción sin eliminación automática del defecto a tierra.
Nota: son admisibles duraciones nominales inferiores previo acuerdo entre constructor y usuario.		

- *Detalles constructivos:* estos detalles constructivos pueden venir impuesto por diversos factores de la instalación, tales como si se trata de montaje en interior o intemperie, si se trata de conexión entre fases o entre fase y tierra...

6.2.9. Transformadores de tensión capacitivos

Los transformadores de tensión vistos hasta ahora basan su transformación en la inducción de una tensión en bornes del arrollamiento secundario a partir de un campo magnético variable generado por el arrollamiento primario, es decir, son transformadores *inductivos*. Cuando se ha de trabajar con tensiones nominales elevadas, iguales o superiores a 220 KV, se utilizan *transformadores de tensión capacitivos*.

Estos transformadores se componen básicamente de un divisor de tensión capacitivo consistente en dos condensadores conectados en serie con el fin de obtener una tensión intermedia. En este punto de acceso a la tensión intermedia del divisor de tensión se conecta un *transformador de tensión intermedia*, exactamente igual que uno inductivo, a través de una inductancia que compensa la reactancia capacitiva del divisor (véase Fig. 6.24).

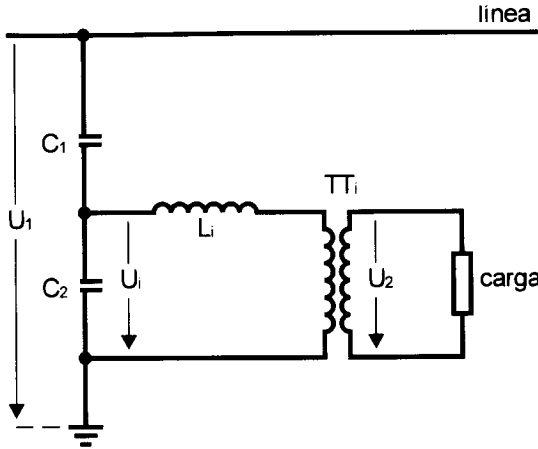


Fig. 6.24. Esquema básico de un transformador de tensión capacitivo: U_1 - tensión en el lado primario, U_i - tensión intermedia, U_2 - tensión en el lado secundario, C_1 y C_2 - condensadores del divisor de tensión, L_i - inductancia de compensación, TT_i - transformador de tensión intermedia.

Este tipo de transformador se puede utilizar exactamente igual que un transformador de tensión inductivo, con la salvedad de que en este caso se presentan otros factores que afectan a la precisión del mismo, como por ejemplo, variaciones de frecuencia, variaciones de temperatura y estabilidad en el tiempo. La respuesta de un transformador de tensión capacitivo en régimen transitorio no es tan rápida como la de un transformador inductivo, por lo que no se recomienda su utilización cuando las exigencias de las protecciones sean las de unas respuestas rápidas por parte del transformador de tensión.

Sin embargo, aparte de su utilización para medida y protección, los transformadores de tensión permiten utilizar la línea de alta tensión para comunicación y telemando dada su especial capacidad para la sintonización de ondas portadoras de alta frecuencia.

6.3. Transformadores de intensidad para medida y protección

A diferencia de los transformadores de tensión, los transformadores de intensidad ya no guardan un parecido constructivo con los transformadores de potencia (véase Fig. 6.25).

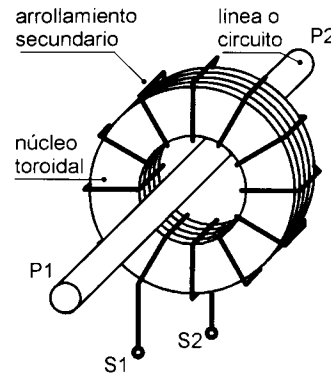


Fig. 6.25. Principio constructivo de un transformador de intensidad.

Un transformador de intensidad es, según la norma UNE 21088, un transformador en el cual la intensidad en el arrollamiento secundario es, en condiciones normales de empleo, prácticamente proporcional a la intensidad en el arrollamiento primario y desfasada con relación a ésta un ángulo próximo a cero, para un sentido apropiado de las conexiones

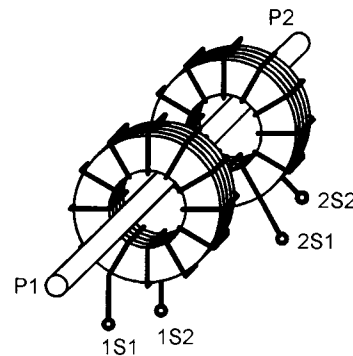


Fig. 6.26. Transformador de intensidad con dos arrollamientos secundarios.

El arrollamiento primario de un transformador de intensidad consta de muy pocas espiras, todo lo contrario que un transformador de tensión, las cuales van conectadas en serie con la línea o circuito cuya intensidad se desea medir.

Las espiras del arrollamiento primario suelen ser una y atraviesa el núcleo magnético, cuya forma suele ser de toroide, sobre el cual se arrollan las espiras del secundario de una forma uniforme, consiguiendo así reducir al mínimo el flujo de dispersión. Este arrollamiento es el que se encarga de alimentar los circuitos de intensidad de uno o varios aparatos de medida conectados en serie.

Se puede dar también la existencia de varios arrollamientos secundarios en un mismo transformador, cada uno sobre su circuito magnético (uno para medida y otro para protección según queda reflejado en el apartado 6.3.4 del presente capítulo). De esta forma no existe influencia de un secundario sobre otro (véase Fig. 6.26).

6.3.1. Valores característicos

Las características que definen un transformador de intensidad vienen recogidas en la norma UNE 21088, en la cual se describen los siguientes conceptos:

- **Arrollamiento primario:** Es el arrollamiento que es recorrido por la corriente a transformar.
- **Arrollamiento secundario:** Es el arrollamiento que alimenta los circuitos de intensidad de los instrumentos de medida, contadores, relés y circuitos análogos.
- **Circuito secundario:** Circuito exterior alimentado por el arrollamiento secundario de un transformador de intensidad. En la Fig. 6.27 se puede apreciar la diferencia de la conexión de los instrumentos de medida, contadores, relés, etc., entre un transformador de intensidad y otro de tensión.
- **Intensidad primaria nominal:** Es el valor de la intensidad que figura en la designación del transformador, de acuerdo con la cual se determinan sus condiciones de funcionamiento. Estos valores normalizados de intensidad, para el arrollamiento primario son: 10 - 12,5 - 15 - 20 - 30 - 40 - 50 - 60 - 75 A, además de sus múltiplos o submúltiplos decimales.
- **Intensidad secundaria nominal:** Valor de la intensidad secundaria que figura en la designación del transformador, de acuerdo con la cual se determinan sus condiciones de funcionamiento. Las intensidades secundarias nominales son de 1 y 5 A, pero el valor preferido es de 5 A.
- **Relación de transformación real:** Es el cociente entre la intensidad primaria real y la intensidad secundaria real.
- **Relación de transformación nominal:** Es el cociente entre la intensidad primaria nominal y la intensidad secundaria nominal.

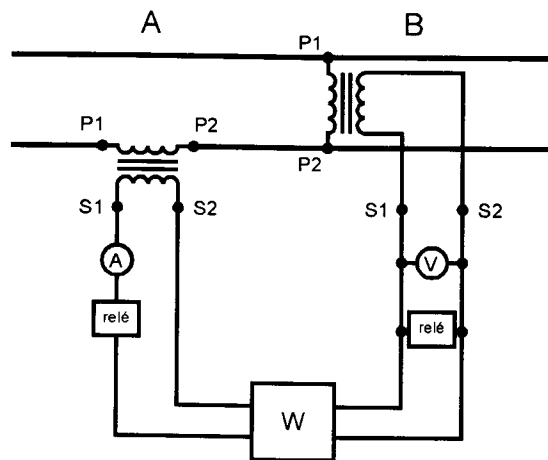


Fig. 6.27. Conexión de diversos instrumentos a los circuitos secundarios de transformadores de medida: A- ejemplo para transformador de intensidad, B- ejemplo para transformador de tensión.

- **Error de intensidad:** Error que el transformador introduce en la medida de una intensidad y que proviene del hecho de que la relación de transformación real no es igual a la relación de transformación nominal. Dicho error viene expresado por la fórmula:

$$\text{Error de intensidad \%} = \frac{k_n \cdot I_s - I_p}{I_p} \cdot 100$$

donde: k_n es la relación de transformación nominal, I_p es la intensidad primaria real, I_s es la intensidad secundaria real correspondiente a la intensidad I_p en las condiciones de la medida.

- **Error de fase (válido sólo para intensidades senoidales):** Es la diferencia de fase entre los vectores de las intensidades primaria y secundaria, con el sentido de los vectores elegido de forma que este ángulo sea nulo para un transformador perfecto. El error de fase se considera positivo cuando el vector de la intensidad secundaria está en avance sobre el vector de la intensidad primaria. Se expresa habitualmente en minutos en centirradiares.
- **Clase de precisión:** Designación aplicada a un transformador de intensidad cuyos errores permanecen dentro de los límites especificados para las condiciones de empleo especificadas.

- **Carga:** Impedancia del circuito secundario, expresada en ohmios, con indicación del factor de potencia. No obstante, la carga se expresa normalmente por la potencia aparente, en VA, absorbida con un factor de potencia especificado y bajo la intensidad secundaria nominal.
- **Carga de precisión:** Valor de la carga en la que están basadas las condiciones de precisión.
- **Potencia de precisión:** Valor de la potencia en VA, con un factor de potencia especificado, que el transformador suministra al circuito secundario a la intensidad secundaria nominal cuando está conectado a su carga de precisión. Los valores normales de la potencia de precisión son: 2,5 - 5 - 10 - 15 y 30 VA. Pueden utilizarse valores superiores a 30 VA de acuerdo con las necesidades.
- **Frecuencia nominal:** Valor de la frecuencia en la que serán basadas todas las especificaciones y que será de 50 Hz.
- **Intensidad térmica nominal de cortocircuito (I_{ter}):** Es el valor eficaz de la intensidad primaria que un transformador debe soportar durante 1 segundo con el arrollamiento secundario en cortocircuito, sin sufrir efectos perjudiciales.
- **Intensidad dinámica nominal (I_{din}):** Es el valor de cresta de la intensidad primaria que un transformador debe soportar con el arrollamiento secundario en cortocircuito, sin ser dañado eléctrica o mecánicamente por las fuerzas electromagnéticas resultantes.
- **Intensidad térmica permanente nominal:** Es el valor de la intensidad que puede pasar permanentemente por el arrollamiento primario, con el arrollamiento secundario conectado a la carga de precisión, sin que el calentamiento exceda de los valores especificados.

Los transformadores de intensidad incorporarán una placa de características en la que deben figurar, para su identificación, las siguientes indicaciones según norma UNE 21088:

- Nombre del constructor; o cualquier otra marca que permita su fácil indicación.
- Número de serie y designación del tipo.
- Intensidades nominales primaria y secundaria en voltios.
- Frecuencia nominal en Hz.
- Potencia de precisión y clase de precisión correspondiente.
- Tensión más elevada de la red.
- Nivel de aislamiento nominal.

6.3.2. Marcado de bornes

Los bornes de los arrollamientos primario y secundario deben poder ser identificados con fiabilidad. Para ello, en la norma UNE 21088 se indica el criterio a seguir para su nomenclatura, siendo aquellos bornes que empiecen con *P* y *C* los del arrollamiento primario, y los que empiecen con *S* los del arrollamiento secundario. En la figura a continuación se recogen los diferentes casos.

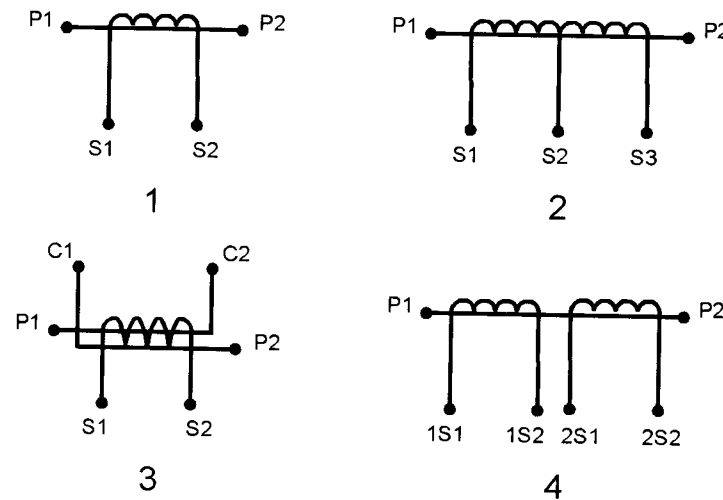


Fig. 6.28. Marcado de bornes según UNE 21088: 1- transformador de simple relación, 2- transformador con toma intermedia en el secundario, 3- transformador con dos secciones en el arrollamiento primario para su conexión en serie o paralelo, 4- transformador con dos arrollamientos secundarios y núcleos independientes.

6.3.3. Clasificación de los transformadores de intensidad

La clasificación principal de los transformadores de intensidad es la misma que la de los transformadores de tensión, pudiendo distinguirse los siguientes tipos:

- **Transformadores de intensidad para medida:** Son los transformadores especialmente concebidos para alimentar equipos de medida. Unas de sus características fundamentales es que deben ser exactos en las condi-

ciones normales de servicio. El grado de exactitud de un transformador de medida se mide por su *clase* o *precisión*, la cual nos indica en tanto por ciento el máximo error que se comete en la medida. La norma CEI especifica que la clase o precisión debe mantenerse siempre y cuando la corriente que circula por el arrollamiento primario se encuentre por debajo del 120 % de la intensidad primaria nominal; también debe mantenerse dicha precisión cuando la carga conectada al secundario del transformador esté comprendida entre el 25 y el 100 % de la carga nominal. Los grados de precisión se dividen en dos grupos: *clases de precisión normales* y *clases de precisión especiales*. Los transformadores de clase de precisión especial son los que se utilizan para aquellos equipos de medida que garantizan su exactitud entre el 20 y el 120 % de la corriente nominal del secundario del transformador. El valor del de intensidad del secundario de estos transformadores es de 5 A, y se utilizaran solamente las relaciones de transformación 25/5 - 50/5 - 100/5. Ambas clases de precisión quedan reflejadas en las tablas a continuación:

CLASES DE PRECISIÓN NORMALES DE LOS TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD DE MEDIDA								
Clase de precisión	Error de ($\pm \epsilon_i$) relación en % para los valores de la intensidad expresados en % de la intensidad nominal				Error de fase ($\pm \delta_i$) expresado en minutos para los valores de la intensidad expresados en % de la intensidad nominal			
	5	20	100	120	5	20	100	120
0,1	0,4	0,2	0,1	0,1	15	8	5	5
0,2	0,75	0,35	0,2	0,2	30	15	10	10
0,5	1,5	0,75	0,5	0,5	90	45	30	30
1	3	1,5	1	1	180	90	60	60

- **Transformadores de intensidad para protección:** Son los transformadores destinados a alimentar relés de protección, por lo que deben garantizar una precisión suficiente para intensidades primarias que sean varias veces superior a la intensidad primaria nominal.

Para estos transformadores ya no se considera el mismo error que representa la clase de precisión en los transformadores de medida, sino que se considera el *error compuesto*, el cual se define como el valor eficaz de la diferencia integrada sobre un período entre los valores, instantáneos, de la intensidad primaria y el producto de la relación de transformación nominal

CLASES DE PRECISIÓN ESPECIALES DE LOS TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD DE MEDIDA DE GAMA EXTENDIDA (INTENSIDAD NOMINAL SECUNDARIA 5 A).										
Clase de precisión	Error de ($\pm\epsilon_i$) relación en % para los valores de la intensidad expresados en % de la intensidad nominal					Error de fase ($\pm\delta_i$) expresado en minutos para los valores de la intensidad expresados en % de la intensidad nominal				
	1	5	20	100	120	1	5	20	100	120
0,2 S	0,75	0,35	0,2	0,2	0,2	30	15	10	10	10
0,5 S	1,5	0,75	0,5	0,5	0,5	90	45	30	30	30

por los valores instantáneos de la intensidad secundaria real. Este valor se expresa en tanto por ciento y viene expresado por:

$$\Sigma_c = \frac{100}{I_p} \sqrt{\frac{I}{T} \int_0^T (k_n \cdot I_s - I_p)^2 dt}$$

donde: I_p es la intensidad nominal primaria, I_s es la intensidad secundaria real, k_n es la relación de transformación nominal y T es el período de integración. Si las intensidades I_p e I_s son senoidales, el error compuesto es la suma vectorial del error de relación (ϵ_i) y del error de fase (δ_i), quedando la fórmula como sigue:

$$\Sigma c = \sqrt{\epsilon_i^2 + \delta_i^2}$$

Ahora se podría definir como *Intensidad límite de precisión nominal* aquella intensidad primaria más elevada para la cual, estando el transformador con la carga de precisión, se asegura que no se sobrepasará el error compuesto.

A partir de este concepto de error compuesto, las clases de precisión existentes para los transformadores de intensidad para protección son las que aparecen en la tabla a continuación:

CLASES DE PRECISIÓN NORMALES DE LOS TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD DE PROTECCIÓN			
Clase de precisión	Error de ($\pm\epsilon_i$) relación en % para la intensidad nominal	Error de fase ($\pm\delta_i$) expresado en minutos para la intensidad nominal	Error compuesto en % para la intensidad límite de precisión
5 P	± 1	± 60	5
10 P	± 3	-	10

Conviene indicar que dada la diferencia entre los conceptos de precisión en los transformadores para medida y para protección, cuando se construyen transformadores de intensidad con dos o más arrollamientos, se hará con núcleos independientes. Esto es así ya que las características de un núcleo de un transformador al que se le exige una precisión determinada para una corriente primaria que no supere el 120 % de la corriente nominal, no pueden ser las mismas que las de un núcleo de un transformador al que se le exige mantener una determinada precisión para unos valores de corriente primaria varias veces superior a la corriente nominal primaria. Las características que deben poseer ambos núcleos se comentan en el apartado siguiente.

6.3.4. Descripción de los transformadores de intensidad

Los transformadores de intensidad difieren mucho más de los transformadores de potencia de lo que lo hacen los transformadores de tensión en cuando a elementos constructivos básicos se refiere. Los componentes básicos se citan a continuación:

- *Aislamiento externo:* el aislamiento externo consta de una envolvente cerámica con una línea de fuga lo suficientemente larga como para que ningún arco pueda contornear bajo condiciones de contaminación, como lluvia, niebla, polvo...
- *Aislamiento interno:* puede variar según sus características constructivas. Existen un tipo de transformador compacto (véase Fig. 6.29) en el que las partes activas se moldean en resina de epoxy que las fija las separa y las aísla, existiendo una cámara de aire entre el aislamiento de porcelana y el cuerpo de resina. Esta cámara se sella herméticamente con juntas de caucho nitrílico. Este tipo constructivo, bastante económico debido a su sencillez, se suele utilizar para tensiones entre 24 y 72 KV.

Existe otro tipo constructivo (véase Fig. 6.30), indicando potencias de precisión elevadas y grandes intensidades de cortocircuito, en que el aislamiento interno suele ser cartón prespán impregnado en aceite para el conjunto de los núcleos, arrollamientos secundarios y la bajante de los conductores que unen los arrollamientos secundarios con sus cajas de bornes. Esta bajante lleva incorporada en el interior de su aislamiento una serie de pantallas metálicas de forma cilíndrica, estando todo ello envuelto por un tubo metálico en forma decreciente. Este conjunto constituye una borna capacitiva que consigue un reparto uniforme de tensión a lo largo de todo el aislador. El aceite que se utiliza para impregnar el cartón es degasificado y filtrado, y cuando se rellena el transformador se hace bajo vacío. Los transformadores con aislamiento de cartón impregnado en aceite suelen disponer de un

depósito de expansión (donde va a parar el aceite sobrante cuando éste se calienta) en su extremo superior. Conviene indicar que la parte superior del transformador, donde se halla el conjunto del núcleo y arrollamiento secundario, está moldeada en resina de epoxy, formando una cabeza donde da cabida también al depósito de expansión de aceite. Este tipo constructivo de transformador se utiliza para tensiones desde 36 hasta 765 KV.

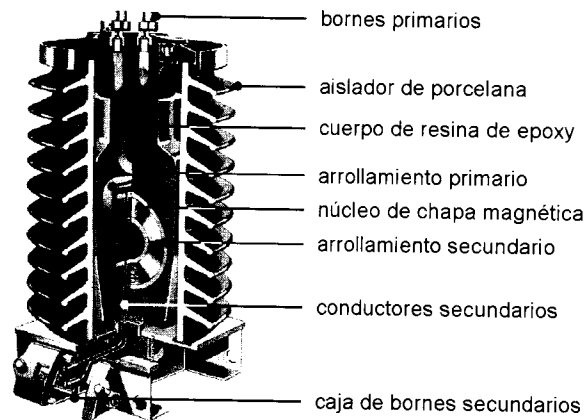


Fig. 6.29. Modelo compacto de transformador de intensidad para tensiones de servicio de 24 a 72 KV.

- **Núcleo:** los transformadores de intensidad, tanto de medida como de protección, se construyen con núcleos de chapa magnética de gran permeabilidad. Cabe diferenciar que cuando un núcleo va destinado para un transformador de medida se utiliza una chapa de rápida saturación, mientras que si va destinado para protección, la chapa a utilizar será de saturación débil o lenta (véase Fig. 6.19). Con esta distinción de núcleos se garantiza, cuando se utiliza una chapa de gran permeabilidad y de rápida saturación en los transformadores para medida, una buena precisión para corrientes primarias no superiores al 120 % de la corriente primaria nominal, mientras que las sobreintensidades y cortocircuitos no se transfieren al secundario gracias a la rápida saturación de la chapa. Por otra parte, cuando se elige una chapa de gran permeabilidad y saturación débil para transformadores de protección, se garantiza el mantenimiento de la relación de transformación para valores de intensidad primaria varias veces superior a la nominal, con lo que en el secundario se pueden obtener valores proporcionales a las corrientes de sobrecarga y cortocircuito aptos para poder accionar los dispositivos de protección.

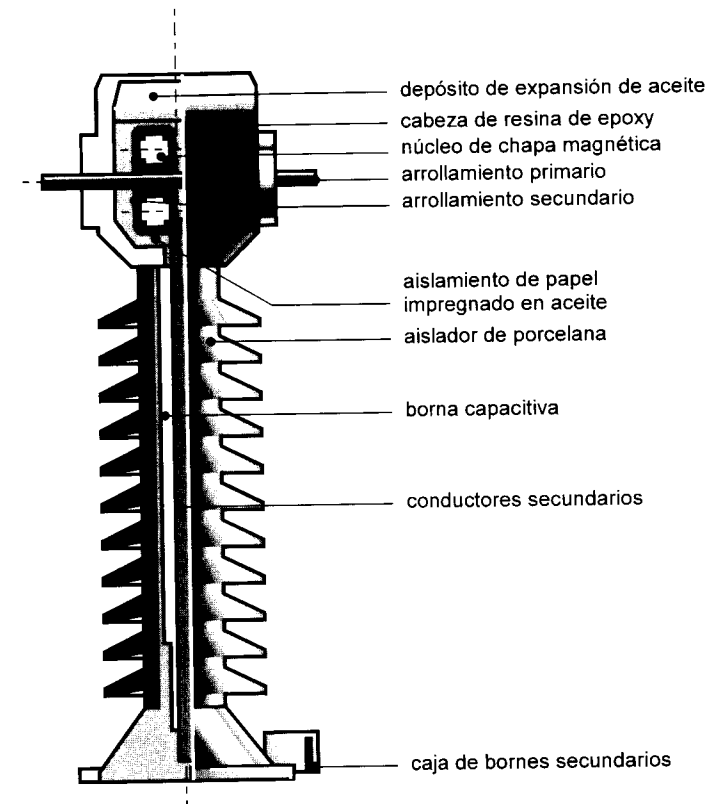


Fig. 6.30. Modelo de transformador de intensidad para tensiones de servicio de 36 a 765 KV.

Con estos razonamientos en la elección del tipo de chapa para los núcleos se puede comprender que se instalen núcleos separados cuando se desea tener en un mismo transformador un devanado secundario para medida y otro para protección.

- **Arrollamiento primario:** es de pletina de cobre electrolítico puro, en barra pasante o formando varias espiras distribuidas pro igual alrededor del núcleo. Existe la posibilidad de construir el arrollamiento partido con acceso a los extremos de cada parte para que, a base de realizar conexiones en serie o paralelo de las partes del arrollamiento, se puedan obtener diferentes relaciones de transformación (véase Fig. 6.28-3).
- **Arrollamiento secundario:** es de hilo de cobre electrolítico puro, esmaltado, uniformemente distribuido alrededor del núcleo. Existe la posibili-

dad de cambio de relación de transformación por tomas secundarias (véase Fig. 6.28-2).

- *Terminales primarios:* pueden ser de latón, bronce o aluminio, están ampliamente dimensionados y de forma cilíndrica, planos o con tornillos.
- *Terminales secundarios:* son de latón y se hallan alojados en caja de bornes estanca.

6.3.5. Carga conectable a un transformador de intensidad

La carga de un transformador de intensidad representa la impedancia del circuito exterior alimentado por el arrollamiento secundario expresada en ohmios y con indicación de su factor de potencia. Puede ser indicada también por su potencia aparente en voltiamperios y su factor de potencia.

Se indican a continuación los consumos normales de las bobinas voltimétricas de los aparatos alimentados por los transformadores de intensidad:

Aparatos conectables a un transformador de intensidad	Consumo aproximado en V.A.
Amperímetros: indicadores	0,25 - 2
registradores	1,5 - 9
Contadores	0,5 - 3
Vatímetros: indicadores	1 - 3
registradores	1,5 - 8
Fasímetros: indicadores	2 - 6
registradores	6 - 12
Maxímetros	3
Convertidores de potencia	3 - 6
Relés: de sobreintensidad, de tiempo inverso	5 - 8
de sobreintensidad, temporizados	1 - 5
de sobreintensidad, instantáneos	1 - 10
direccionales	1,5 - 10
de potencia, temporizados	1,5 - 3
diferenciales	3 - 12
de distancia	6 - 20
Reguladores de intensidad	10 - 150

6.3.6. Problemas de funcionamiento: resistencia frente a cortocircuitos y funcionamiento con el secundario abierto

En un transformador de intensidad, los dos principales problemas que se pueden presentar son la aparición de cortocircuitos en la línea donde se halla instalado y la apertura del circuito secundario cuando éste se halla en funcionamiento. Ambos problemas se tratan con más detalle a continuación.

- *Resistencia frente a cortocircuitos*

Cuando se presenta un cortocircuito en la línea donde se halla instalado el transformador de intensidad, éste no representa más que una pequeña impedancia en serie, por lo que la tensión que caiga en bornes del arrollamiento primario será muy pequeña. Es por ello que no es necesario encarecer el transformador de intensidad a base de aumentar el nivel de aislamiento o de incorporar protecciones, sino que es el propio transformador el que forma parte de la protección de la instalación.

El verdadero problema que representa un cortocircuito para un transformador de intensidad es en cuanto a los efectos térmicos y dinámicos que pueda generar el defecto. Consecuentemente, el transformador deberá ser dimensionado para soportar los efectos que ocasionen las sobreintensidades y cortocircuitos que circulen por su arrollamiento primario.

A efectos térmicos, se considera que todo el calor producido queda almacenado en el conductor primario, cuyo calentamiento máximo se determina en cada norma. Conocida la potencia máxima de cortocircuito de la línea en la que se halla instalado el transformador, la expresión de la intensidad térmica de cortocircuito resulta:

$$I_{\text{tér.}} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U}$$

donde $I_{\text{tér.}}$ es la intensidad de cortocircuito en KA eficaces, P_{cc} es la potencia de cortocircuito de la red en MVA y U es la tensión compuesta de línea en KV.

Para evitar que el transformador se rompa por los esfuerzos dinámicos que se producen en el primario, es necesario adecuar una sujeción mecánica en dicho primario. Estos esfuerzos mecánicos son función del valor máximo de cresta de la intensidad de cortocircuito. La intensidad dinámica de cortocircuito se obtiene a partir de la intensidad térmica multiplicado por el coeficiente correspondiente a la componente aperiódica, que se considera normalmente 1,8 (véase UNE 21088 Cap. 8). Como además la intensidad térmica se expresa en valor eficaz y la dinámica en valor de cresta, la expresión queda:

$$I_{din.} = I_{term} \cdot 1,8 \cdot \sqrt{2} \cong 2,5 \cdot I_{term}.$$

donde $I_{din.}$ es la intensidad de dinámica en KA de cresta.

A partir de estos valores de intensidad térmica e intensidad dinámica se determina la resistencia de los transformadores de intensidad a los cortocircuitos.

• *Improcedencia del secundario abierto.*

En un transformador de intensidad teórico, se tiene la intensidad en el secundario I_s tiene la siguiente relación con la intensidad en el primario I_p :

$$I_s \cdot N_s = I_p \cdot N_p$$

donde N_s y N_p son, respectivamente, el número de espiras del secundario y del primario. Si suponemos que la carga conectada en el secundario es Z , la tensión que cae en la misma será: $U_s = I_s \cdot Z$ (véase Fig. 6.31).

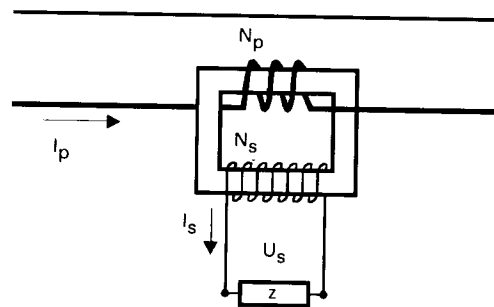


Fig. 6.31. Esquema de un transformador de intensidad teórico.

Si aumenta el valor de impedancia Z , la tensión U_s aumentará, siempre y cuando la corriente por el primario se mantenga constante o no disminuya. Si la impedancia Z del secundario se hace infinita, la tensión U_s se hace infinita.

En realidad, debido a la saturación del núcleo del transformador, la tensión en el secundario no será en todo momento proporcional, por lo que no será nunca infinita. No obstante se pueden alcanzar valores de tensión de algunos KV, lo que representa un grave peligro para las personas que se hallen manipulando en torno al transformador.

El problema se hace especialmente grave cuando se trata de transformadores de intensidad para protección, ya que la saturación de su núcleo es mucho más lenta que en los transformadores de medida y por tanto se pueden alcanzar valores de tensión más elevados.

Estos valores de tensión se suelen limitar de 4 a 8 KV, y se determina el tiempo máximo de funcionamiento del transformador en estas condiciones de común acuerdo entre cliente y fabricante, pues en principio los transformadores de intensidad no están garantizados para su funcionamiento con el secundario abierto cuando la tensión en sus bornes sea superior a 3,5 KV de cresta.

6.3.7. Elección de un transformador de intensidad

Se hace conveniente, para una correcta instalación de un transformador de intensidad, un estudio con detalle para la elección del mismo, del cual dependerá el funcionamiento y seguridad de la instalación. A título orientativo se recomienda seguir la siguiente pauta:

- *Tipo de instalación:* si es de interior o intemperie. Se deberá tener en cuenta la altitud para alturas superiores a 1.000 metros sobre el nivel del mar.
- *Nivel de aislamiento:* queda reflejado en las tablas de la norma UNE 21062 que aparecen en el apartado 2.2 del capítulo 2. *Aparamenta de alta tensión.*
- *Relación de transformación nominal:* las relaciones de transformación nominal deberán ser normalizadas, tal y como quedan indicadas en la norma UNE 21088. Se recomienda no seleccionar un transformador de intensidad con una corriente primaria excesivamente elevada con respecto a la que le corresponda, dado que de ello depende que se mantenga la precisión del transformador. En caso de que sea necesario recurrir a un sobredimensionamiento del valor de intensidad primaria, se puede recurrir a la doble y a la triple relación y a la gama extendida (son transformadores sobrecargables en un 150 y 200 % de la corriente primaria nominal, mientras que los transformadores normales son sobrecargables en un 120 %) en caso que sea necesario.
- *Clase de precisión:* se seleccionará la clase de precisión en función de la utilización que vaya a recibir el transformador. Las clases de precisión quedan reflejadas en la tabla del apartado 6.3.3.
- *Potencia nominal:* según la carga conectable en el secundario se tomará uno de los valores de potencia de precisión especificados en la norma UNE 21088. Conviene no sobredimensionar excesivamente la potencia del transformador. Si el secundario tiene una carga insuficiente, se puede intercalar una resistencia para compensar.
- *Frecuencia nominal:* si no se especifica otra distinta, se tomará por defecto 50 Hz.

- **Número de secundarios:** es decir, si se desea realizar medida y protección a partir de un mismo transformador, serán necesarios tantos secundarios como usos se deseen obtener del mismo.
- **Resistencias a los esfuerzos térmicos y dinámicos:** vendrá determinado por sus respectivos valores de intensidad límite térmica e intensidad límite dinámica. Conviene no sobredimensionar estos valores para no encarecer mucho el transformador.
- **Detalles constructivos:** estos detalles constructivos pueden venir impuestos por diversos factores de la instalación, como por ejemplo como si se trata de montaje en interior o intemperie, si se trata de conexión entre fases o entre fase y tierra...

6.4. Relés de protección

Los dispositivos de protección expuestos hasta ahora garantizan que la instalación eléctrica, en buena medida, queda protegida frente a los distintos tipos de faltas o defectos más habituales, como las sobrecargas, cortocircuitos, sobretensiones, etc. No obstante, esta protección no asegura de por sí un servicio continuo de la instalación. Es decir, en caso de falta de cualquier tipo, no existe ningún criterio selectivo que desconecte sólo la parte mínima de la instalación que se ha visto afectada y, por tanto, garantizando la continuidad del servicio de las partes no implicadas en la falta.

La tarea de coordinar los distintos dispositivos de protección y maniobra para conseguir esa selectividad de las protecciones a la hora de actuar es competencia de los *relés de protección*.

El presente apartado no tiene la finalidad de realizar un estudio pormenorizado de la estructura de un relé de protección, ni tampoco analizar algún relé de una determinada firma, sino que la pretensión es la de clasificar y describir los distintos tipos de relés y la aplicación de cada uno de ellos.

6.4.1. Tipos de perturbaciones en las instalaciones de alta tensión

De las muchas perturbaciones que pueden alterar o afectar el servicio normal de los diversos elementos que componen una instalación eléctrica de alta tensión, las más frecuentes son:

- **Defecto en los aislamientos:** en los aislamientos de máquinas y cables se pueden dar perforaciones producidas por envejecimiento, corrosión o por calentamiento.

- **Descargas atmosféricas y sobretensiones interiores:** la aparición de sobretensiones en la instalación puede ser debida a causas externas (rayos de tormenta) o a causas de origen interno (maniobras indebidas).
- **Acción de animales:** como por ejemplo, gatos y pájaros que pueden producir cortocircuitos entre barras o líneas aéreas, roedores que corroen el aislamiento de los cables, etc.
- **Destrucciones mecánicas:** por bloqueo de máquinas rotativas, por embalamiento de las mismas, por caída de árboles u otros objetos sobre líneas aéreas, etc.
- **Exceso de carga conectada a la línea:** lo que conduce a que los generadores y transformadores trabajen en condiciones muy apuradas.
- **Factores humanos:** que suelen consistir, por negligencia o descuido, en maniobras indebidas como apertura de seccionadores bajo carga (véase Fig. 6.32), en la realización de mantenimiento de barras bajo tensión, etc.
- **Puestas a tierras intempestivas:** que pueden ser producidas por la humedad del terreno, por la rotura de una línea aérea y su consecuente contacto con tierra, etc.

Todas estas perturbaciones, y otras muchas que se podrían mencionar, se pueden agrupar, desde el punto de vista de la instalación eléctrica, en cinco tipos de defectos o faltas:

- **Cortocircuito:** Se produce cortocircuito cuando hay conexión directa entre dos o más conductores de distinta fase. Se caracteriza por un aumento instantáneo de la intensidad cuyo límite viene impuesto solamente por la impedancia del circuito y de las máquinas asociadas al mismo. El valor de intensidad que se puede alcanzar es de muchas veces superior al nominal de la instalación, pudiendo llegar a fundir conductores, destruir máquinas eléctricas y otras consecuencias graves. El tema del cortocircuito ya se trató ampliamente en el capítulo 5, al cual remitimos al lector si desea una mayor ampliación sobre el tema.
- **Sobrecarga:** Es una elevación de la intensidad por encima de los valores máximos admisibles por la instalación. La sobrecarga no supone una elevación instantánea de la corriente ni tan elevada como en el caso de un cortocircuito, pero sus efectos, a largo plazo, son tan desastrosos como los de un cortocircuito.
- **Retorno de corriente:** Este fenómeno se da principalmente en los circuitos de corriente alterna, donde en determinadas circunstancias puede darse la inversión del sentido normal de la corriente. Éste es el caso cuando se carga una batería de acumuladores donde, al final del período de carga, existe el peligro de que la fuerza electromotriz de la batería sea superior a la del generador, por lo que la batería comenzaría a suministrar corriente al generador logrando hacerlo trabajar como motor.

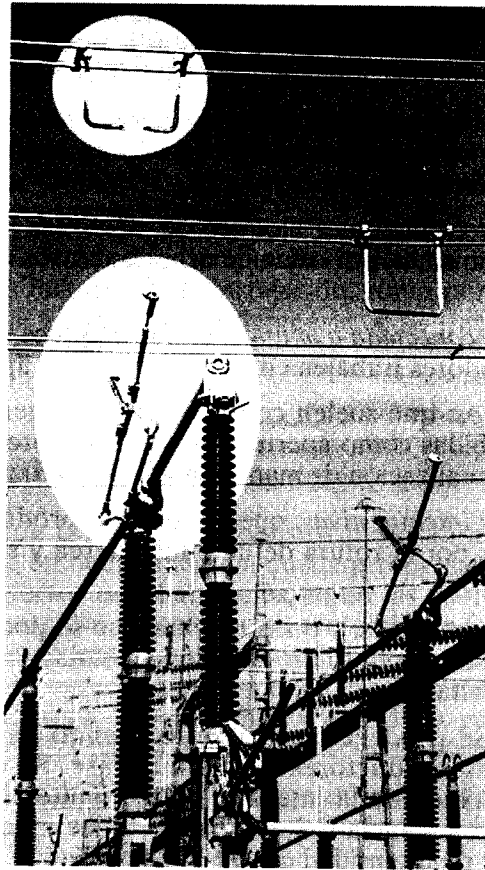


Fig. 6.32. Seccionador averiado como consecuencia de una maniobra en carga. Una maniobra en carga siempre conlleva la aparición de un arco eléctrico, con desastrosas consecuencias, como se puede apreciar en la fotografía. Las zonas encerradas en óvalos muestran el contacto de línea partido por la mitad (óvalo superior) y el contacto del pantógrafo con pérdida de material en una de las cuchillas de la tijera (óvalo inferior).

En instalaciones de corriente alterna se da este caso cuando un generador trabaja en paralelo con una red cuya tensión es superior a la fuerza electromotriz del mismo, comenzando entonces a funcionar éste como un motor síncrono.

- **Subtensión:** Este fenómeno se suele presentar en las centrales generadoras cuando la tensión en la misma es inferior a la nominal. Si existe carga conectada a la red, ésta no puede disminuir su potencia, por lo que com-

pensa su déficit de tensión con un mayor consumo de corriente, es decir, se presenta una sobreintensidad o sobrecarga.

- **Sobretensión:** Es el caso contrario de la subtensión, es decir, se trata de una elevación del valor de la tensión por encima de los valores normales de explotación. Sus consecuencias son perforaciones de aislamiento, cebado de arcos, etc.

6.4.2. Esquema básico de un relé de protección

Para hacer frente a estas perturbaciones, se hace necesaria la presencia de unos dispositivos de protección que sean capaces de discriminar uno u otro tipo de perturbación, hacer actuar los aparatos de corte más próximos al defecto y mantener el servicio del resto de la instalación que no se haya visto afectada. Estos dispositivos de protección son los relés de protección, cuya estructura básica responde a la representada en el esquema de la Fig. 6.33.

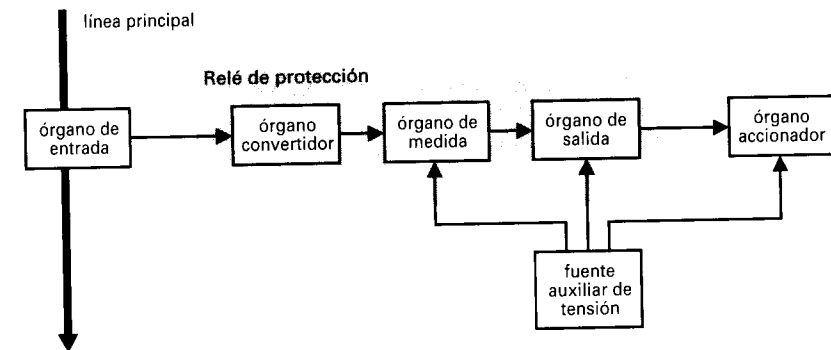


Fig. 6.33. Representación gráfica de la estructura básica de un dispositivo o relé de protección.

En esta representación gráfica se pueden distinguir las siguientes partes:

- **Órgano de entrada:** Por lo general se trata de transformadores de intensidad y de transformadores de tensión, los cuales realizan el doble cometido de adaptar las señales procedentes de una perturbación en la instalación a valores aptos (de débil potencia) para los relés de protección y a la vez sirven de separación galvánica de las partes de alta y baja tensión.
- **Órgano de conversión:** Se encarga de convertir las señales recogidas en el órgano de entrada para que puedan ser medidas por el órgano de

medida. Algunas veces las señales del órgano de entrada se recogen directamente por el órgano de medida, por lo que se puede prescindir del órgano de conversión.

- **Órgano de medida:** En él se miden las señales procedentes de los órganos anteriores, y comparándolas con unos valores consigna, decide cuándo debe actuar la protección. Es el órgano más importante del relé.
- **Órgano de salida:** Su misión es amplificar las señales de débil potencia procedentes del órgano de medida para poder hacer funcionar los elementos actuadores de la protección (órganos accionados). Los órganos de salida suelen ser contactores de mando, y actualmente elementos lógicos con sus correspondientes etapas de amplificación. Este concepto de órgano de salida también engloba a los elementos necesarios para aumentar el número de líneas de salida.
- **Órgano accionado:** Consiste en la bobina de mando del disyuntor. Cuando esta bobina es accionada produce la desconexión del disyuntor correspondiente.
- **Fuente auxiliar de tensión:** Se encarga de alimentar al relé de protección. Esta fuente puede ser una batería de acumuladores, unos transformadores de tensión e intensidad o la propia red a través de sistemas de alimentación ininterrumpida (S.A.I.).

El presente apartado sobre relés de protección va a tratar principalmente sobre los elementos que los constituyen, es decir, *el órgano de conversión, el órgano de medida y el órgano de salida* (véase Fig. 6.33).

6.4.3. Exigencias básicas de los relés de protección

Una protección ideal sería aquella que reaccionase exclusivamente para la falta o perturbación para la que ha sido diseñada, que actuase en el menor tiempo posible y que su coste fuera mínimo. No obstante, barajar todas estas exigencias obliga a la protección a tener características a veces opuestas entre sí. A continuación se enumeran los requisitos más destacables:

- **Seguridad:** Es la probabilidad de no actuación de una protección cuando no debe hacerlo.
- **Obediencia:** Es la probabilidad de actuación de la protección cuando debe hacerlo.
- **Fiabilidad:** Es la probabilidad de que una protección actúe única y exclusivamente cuando debe hacerlo. Queda representada por el producto de la *seguridad* y de la *obediencia*. Si se disponen dos relés en paralelo se aumenta la obediencia, pero disminuye la seguridad. Por el contrario, si

se disponen de dos relés en serie, se aumenta la seguridad pero disminuye la obediencia (véase Fig. 6.34).

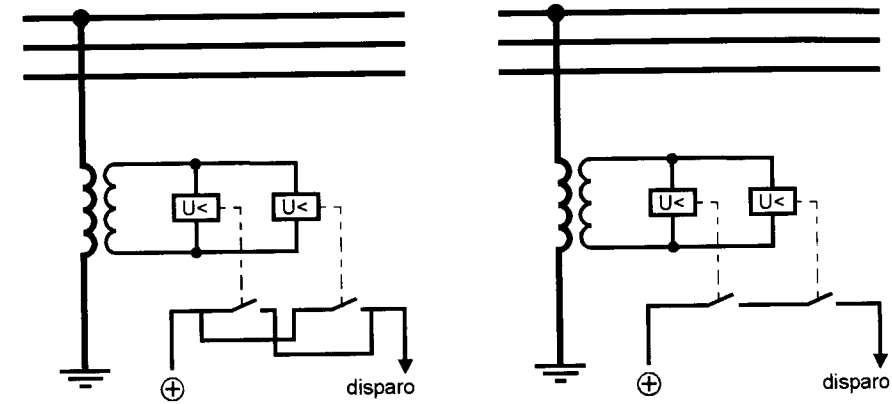


Fig. 6.34. Descripción gráfica de los conceptos de seguridad y obediencia. En el esquema de la izquierda la avería de uno de los dos relés no imposibilita el disparo, es decir, se garantiza la obediencia, pero puede suponer un disparo intempestivo (falta de seguridad). En el gráfico de la derecha, una avería de un relé no supone un disparo intempestivo (se garantiza la seguridad) pero puede suponer la imposibilidad de disparo (falta de obediencia).

- **Precisión:** Es la respuesta a los valores de entrada.
- **Rapidez:** Es el tiempo invertido desde la aparición del defecto o falta hasta la actuación de los contactos del relé. Esta característica es de importancia en las protecciones que no se hallan temporizadas. El aumento de la rapidez supone una disminución de la *fiabilidad*.
- **Flexibilidad:** Es la capacidad para adaptarse a cambios funcionales.
- **Simplicidad:** Representa la reducción de funciones e intersecciones en el diseño de la protección.
- **Mantenimiento:** Es la disminución máxima posible de piezas sujetas a desgaste, consiguiendo así un mantenimiento mínimo.
- **Facilidades de prueba o test:** Es la posibilidad de realizar verificaciones con el equipo de protección sin necesidad de que se desconecten partes del circuito donde se halle instalado dicho equipo.
- **Autodiagnóstico:** Es la inclusión de funciones de autoverificación en la protección. Esto se hace especialmente factible en las protecciones digitales.

- **Modularidad:** Lo que permite el montaje de las protecciones mediante módulos enchufables posibilitando así de una forma más sencilla la localización de averías y las futuras ampliaciones en los equipos de protección.
- **Precio:** Económico.

6.4.4. Principios constructivos de los relés de protección

Basando la estructura básica de un relé de protección en el esquema de la Fig. 6.33, se pueden tener, sin embargo, relés con distintos principios de constitución física o de construcción. Teniendo en cuenta estas características constructivas, los relés de protección pueden ser:

- **Relés electromagnéticos:** Se basan en el principio de la fuerza de atracción ejercida entre piezas de material magnético. Básicamente existirán dos piezas de material magnético, de las cuales una será fija y la otra móvil, y la fuerza que se ejerza entre ellos será de tal manera que moverá la pieza móvil en el sentido de disminución de la reluctancia del campo magnético (véase Fig. 6.35).

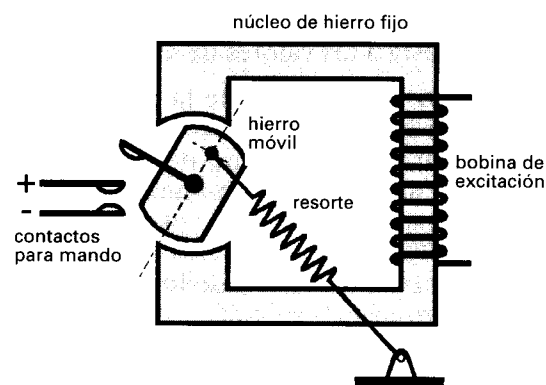


Fig. 6.35. Esquema constructivo de un relé de protección electromagnético de armadura o hierro móvil.

Las principales ventajas de este tipo de relé son su robustez, simplicidad y economía. Estas ventajas hacen de los relés electromagnéticos unos candida-

tos ideales para ser utilizados como relés de tensión, de intensidad... Por contra, este tipo de relé tiene sus desventajas, como son la dificultad de ajuste y de regulación de los mismos.

- **Relés de inducción:** A estos relés se les conoce también por *relés Ferraris*, y se basan en el principio de la *rueda de Barlow*, es decir, el mismo principio que utilizan los contadores. Su estructura básica consta de un disco móvil que gira sobre un eje y que deja un entrehierro con respecto a los núcleos magnéticos de las bobinas inductoras (véase Fig. 6.36). Sobre el eje de la rueda va instalado un muelle antagonista solidario a contacto móvil. Cuando el par inducido en el disco sea superior al par resistente del muelle, el disco girará hasta conseguir que el contacto móvil haga presión sobre el contacto fijo (ambos pertenecientes al circuito de mando para la actuación de la protección). Estos relés son de aplicación general por las múltiples combinaciones que admiten.

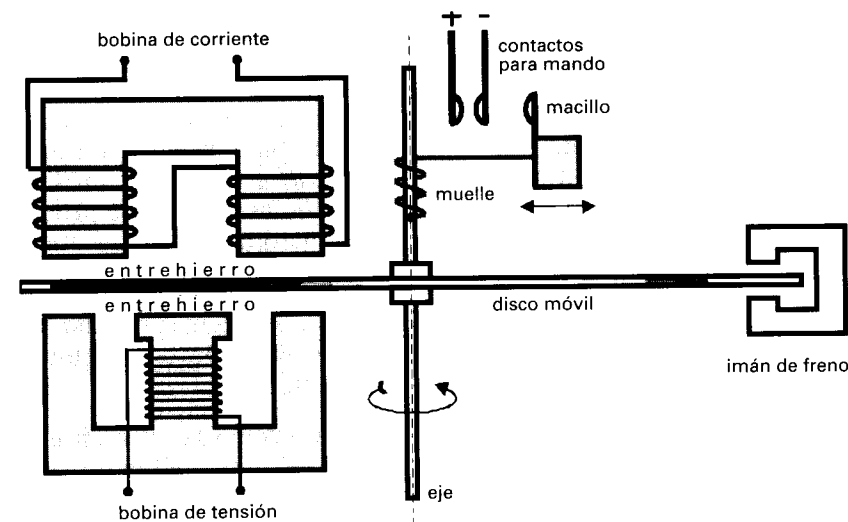


Fig. 6.36. Esquema constructivo de un relé de protección de inducción.

- **Relés electrodinámicos:** Están basados en el mismo principio, si no muy similar, al de los aparatos de medida tipo galvanómetro (véase Fig. 6.37). Se trata de la acción que una bobina fija ejerce sobre una bobina móvil, induciendo la primera un par motor que hará girar un ángulo determinado el conjunto de la bobina móvil. A estos relés también se les conoce como *relés ferrodinámicos*.

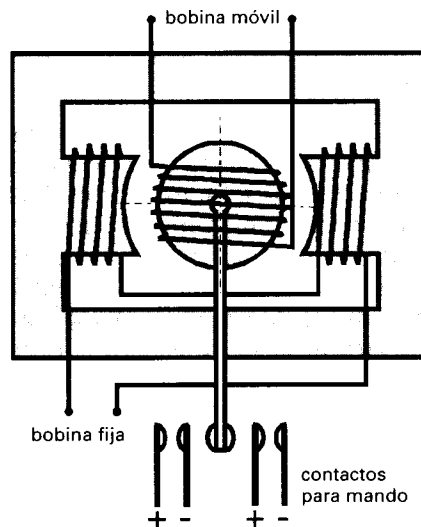


Fig. 6.37. Esquema constructivo de un relé electrodinámico.

Para disminuir la corriente circulante por la bobina móvil y conseguir que no cree un par antagonista elevado, se procede a intercalar en serie una resistencia. En el diseño del circuito magnético de estos relés se procura evitar el riesgo de saturación dentro del campo de medida del relé.

Estos relés tienen como ventaja una elevada sensibilidad, pero en contra, y debido al pequeño recorrido angular que puede realizar la bobina móvil, la temporización de los mismos se hace imposible. Además, como punto negativo a añadir, tienen un elevado coste de producción.

- **Relés electrónicos:** Debido a la creciente evolución técnica en el campo de la electrónica y sus aplicaciones, estos relés se hallan en constante modernización. Este tipo de relé se halla plenamente introducido en los sistemas eléctricos de nueva construcción, siendo la tendencia actual la de la sustitución de relés basados en principios electromecánicos por relés electrónicos de componentes estáticos (transistores, triacs, tiristores...) en instalaciones antiguas.

Los relés electrónicos estáticos cumplen muy bien con las exigencias básicas de un relé de protección. Esto es debido, principalmente, a la eliminación de elementos mecánicos los cuales introducen en la protección ralentizaciones y desgastes mecánicos innecesarios (mantenimiento nulo). El esquema básico de bloques de un relé electrónico queda reflejado en la Fig. 6.38, diferenciándose en poco en el esquema básico de un relé de protección mostrado en la Fig. 6.33, excepto la inclusión de etapas de amplificación.

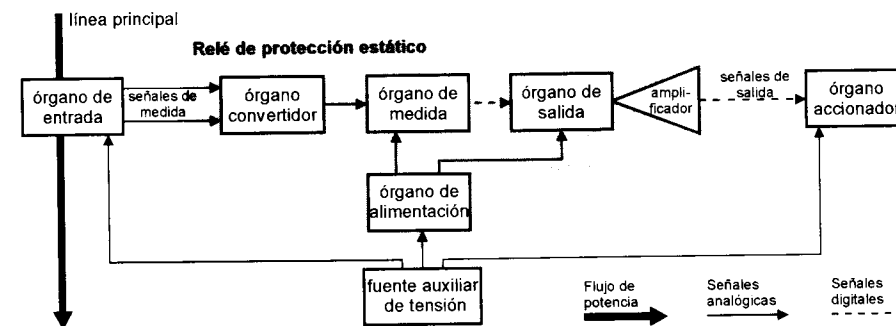


Fig. 6.38. Diagrama de bloques de un relé electrónico de protección.

- **Relés térmicos:** Se utilizan principalmente contra sobrecargas y se aplican en máquinas eléctricas con preferencia. Su misión es la de desconectar la máquina que protege antes de que sus devanados alcancen una temperatura perjudicial para su aislamiento. Constan de una *imagen térmica* del elemento que han de proteger, es decir, de un dispositivo cuya *ley de calentamiento* sea similar a la del objeto protegido.

A continuación, y una vez conocida la tecnología constructiva de los relés, se hace una relación de la aplicación de los relés a los sistemas de protección más usuales.

6.4.5. Sistemas de protección más usuales

Las magnitudes eléctricas que controlan los relés de protección son:

- **Intensidad:** los relés que actúan por intensidad lo hacen con la corriente que atraviesa el relé. Suelen actuar para un valor máximo o mínimo de intensidad prefijada y su constitución puede ser la de un *relé electromagnético* o un *relé térmico*.
- **Tensión:** los relés que trabajan con esta magnitud lo hacen por las variaciones del valor de tensión aplicada al relé. Pueden actuar, al igual que en el caso anterior, para valores máximo, mínimo o nulo de tensión y suelen ser relés electromagnéticos.
- **Producto:** los relés de producto actúan por la acción del producto de dos magnitudes eléctricas. Ello se consigue generalmente por la interacción de dos bobinas que son controladas por dichas magnitudes eléctricas, por lo que estos relés son del tipo *electrodinámico*.

- **Cociente:** los relés de cociente, al igual que los anteriores, son de tipo *electrodinámico* y su actuación se debe a que el cociente de dos magnitudes eléctricas alcance un valor prefijado.
- **Diferencia:** la actuación del relé (denominado *relé diferencial*) se debe a que la diferencia de dos o más magnitudes eléctricas del mismo tipo sobrepase un valor predeterminado. Se construyen del tipo *electromagnético* o de *inducción*.
- **Frecuencia:** en este caso el relé actúa cuando el valor de frecuencia medido se aleja del valor prefijado. Suelen ser *relés de inducción*.

A partir de las magnitudes eléctricas que controlan los relés de protección, se pueden ver sus aplicaciones en los sistemas de protección. Por tanto, y atendiendo a la protección que se realiza, tenemos los siguientes tipos de relés:

Protección de sobreintensidad o sobrecarga.

Su misión es la de proteger las máquinas, transformadores y líneas contra cualquier elevación anormal de la temperatura como consecuencia de una sobreintensidad. Ésta es la protección más extendida y controla la intensidad de corriente de paso por la instalación protegida, produciéndose el disparo o acción del relé (sobre un interruptor, alarma acústica, etc.) cuando el valor de intensidad supera al valor ajustado.

Este tipo de protección no suele tener una acción instantánea desde que se detecta el fallo, sino que trabajan con un retardo para evitar disparos intempestivos ante fenómenos transitorios (como el arranque de un motor, por ejemplo). Se tienen dos grupos de relés de sobreintensidad en función del tipo de retardo con el que actúan:

- **Relé de sobreintensidad a tiempo independiente:** estos relés actúan, una vez detectado el fallo, transcurrido un tiempo fijo y predeterminado por el operario. En la representación gráfica de la Fig. 6.39 se observa el principio de funcionamiento de este relé, en el que un elemento de control de corriente de tipo todo nada (un simple relé electromagnético) actúa sobre un circuito donde se halla un temporizador el cual, transcurrido el tiempo predeterminado, accionará su contacto auxiliar sobre el circuito de mando de la bobina del disyuntor o sobre la alarma del tipo que sea. En caso de que el tiempo ajustado en el temporizador sea nulo, se puede tener un *relé instantáneo*.
- **Relé de sobreintensidad a tiempo dependiente:** también se conocen como *relés de sobreintensidad a tiempo inverso*, dado que su tiempo de actuación depende de la intensidad que controlan y es inversamente proporcional a la misma (véase Fig. 6.40). Estos relés, por lo general, no sólo ofrecen una única curva de actuación, sino una familia de ellas. Mediante unos dispositivos de regulación se puede acceder a cada una de esas curvas.

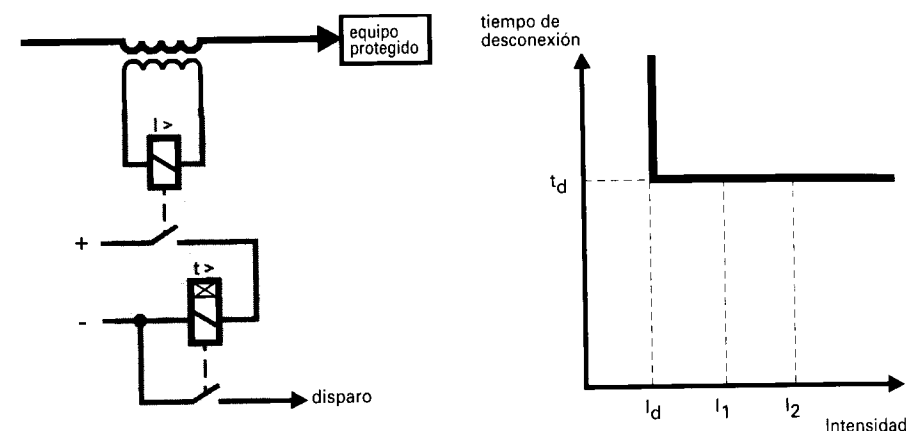


Fig. 6.39. Esquema de funcionamiento de relé de sobreintensidad a tiempo independiente y curva característica de disparo.

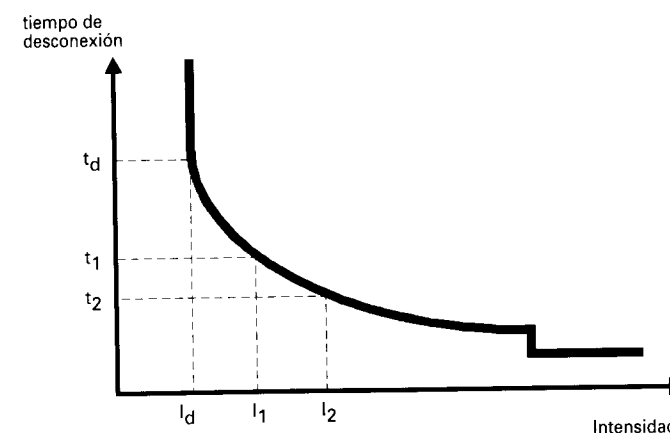


Fig. 6.40. Curva característica de un relé de protección de sobreintensidad a tiempo inverso.

La construcción de estos relés se basa en el relé de inducción, pero con una única bobina (por la que circula la intensidad a controlar) y de tomas múltiples, con lo que se consigue intercalar o decalar espiras y así variar la curva de actuación del relé.

Protección de máxima intensidad o cortocircuito.

La diferencia fundamental de este tipo de protección frente a los relés de sobreintensidad está en que el tiempo de actuación de los relés de máxima

intensidad es más corto y están calibrados para un valor de intensidad de disparo muy superior al de los relés de sobreintensidad.

Para permitir una correcta selectividad y que actúe el relé de cortocircuito más próximo al defecto, los relés se temporizan de forma que los tiempos de actuación van aumentando desde los relés que se hallan más próximos a los receptores hasta los relés más cercanos al generador (véase Fig. 6.41).

Este sistema de protección sólo es válido para redes en anillo con una sola alimentación. Como los tiempos de actuación de los relés de máxima intensidad situados próximo al generador pueden ser muy elevados, se hace necesario utilizar disyuntores muy rápidos y relés de gran precisión.

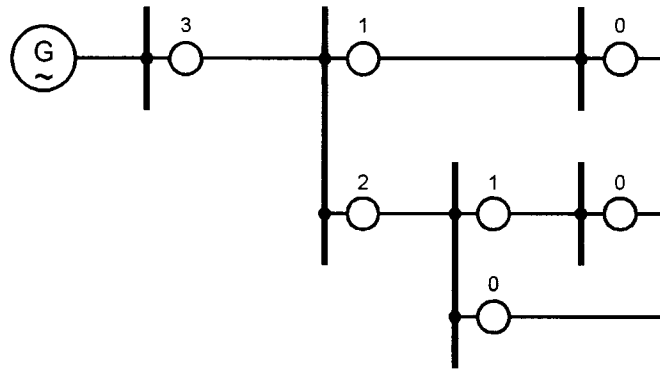


Fig. 6.41. Esquema de una red con una sola fuente de alimentación y con protección de máxima intensidad de tiempos escalonados. Los números indicados en la parte superior de cada relé representan el orden de escalonamiento, que va creciente desde los receptores hasta el generador.

Con el fin de conseguir un escalonamiento de tiempos lo más correcto y fiable posible, se deberá elegir relés de máxima intensidad con tiempo independiente de la intensidad.

Protección de mínima impedancia.

La misión de la protección de mínima impedancia es similar a la de los relés de máxima intensidad, pero con la diferencia de que los relés de mínima impedancia actúan si la impedancia de la instalación disminuye con respecto a un valor consigna. Esto tiene su explicación si se observa que en un cortocircuito la tensión disminuye puesto que no puede mantener su valor

cuando la corriente aumenta sobremanera, es decir, que el cociente entre tensión y corriente, que es la impedancia de vista desde la protección, disminuye.

La protección de mínima impedancia se puede basar en un relé de inducción con dos arrollamientos, uno que produzca un par motor sobre el disco proporcional a la intensidad que recorre el circuito y otro que produzca un par antagonista proporcional a la tensión en el punto de medida. El ajuste del relé se consigue variando el número de espiras de la bobina motriz, de forma que el par antagonista y el par motor estén equilibrados para que la relación entre tensión y corriente sea igual a la impedancia ajustada. Cuando se produce un cortocircuito se produce un aumento de la intensidad, y por tanto un aumento del par motor, y una disminución de la tensión, lo que conlleva una disminución del par antagonista, de tal forma que si el cociente entre tensión e intensidad disminuye por debajo del valor de impedancia ajustado, el par motor superará al par antagonista y el relé cerrará sus contactos para el mando.

Un ejemplo claro de aplicación de un relé de mínima impedancia en lugar de un relé de máxima intensidad se da en las centrales de producción. En caso de que una central se halle trabajando con carga débil y se produzca un cortocircuito en las proximidades de la misma, puede suceder que la corriente de cortocircuito sea inferior, incluso, a la corriente nominal de plena carga, por lo que una protección de máxima intensidad no tendría sentido en este caso (véase Fig. 6.42).

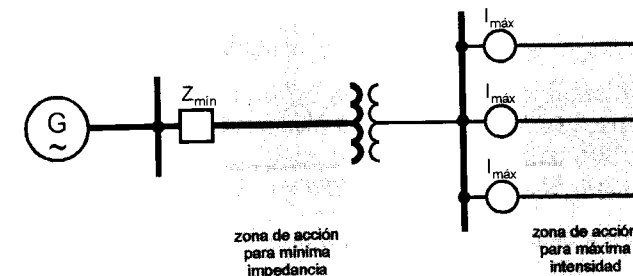


Fig. 6.42. Ejemplo de aplicación de un relé de protección de mínima impedancia. El relé de mínima impedancia se ajusta para la impedancia del tramo de línea del lado del primario del transformador, de forma que todo cortocircuito que se produzca en esa zona supondrá una disminución de la impedancia. Los defectos que se produzcan en los circuitos de baja tensión no representarán una variación de la impedancia del tramo de línea del lado del primario, por lo que serán los relés de máxima intensidad los que deberán actuar en tal caso.

Protección direccional.

La misión básica de este tipo de protección es la de conseguir una selectividad en la instalación a base de determinar cuál es la dirección del defecto producido. Los relés de protección direccional suelen actuar en combinación con otros tipos de protección.

Los relés de protección direccional son *relés de potencia* que miden potencia monofásica o trifásica, bien sea activa, reactiva o aparente. Cuando la potencia medida por el relé no lleva el sentido de circulación que le corresponde, el relé actúa. La manera de determinar el sentido de circulación de la potencia es por medio de la composición vectorial de los flujos creados por una bobina de corriente y una bobina de tensión.

En el ejemplo de la Fig. 6.43 puede observarse que cuando se produce un cortocircuito en el punto *E*, el sentido de la potencia por el relé 4 cambia, desconectando éste la línea *D* afectada por el defecto. En este caso se puede apreciar el carácter selectivo de la protección dado que como las potencias por los relés 1, 2 y 3 no han variado, éstos no han tenido necesidad de actuar.

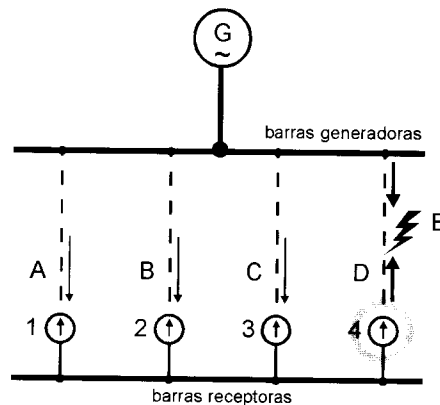


Fig. 6.43. Esquema de principio de funcionamiento de la protección direccional.

En otras ocasiones, la lectura del sentido de circulación de la energía no basta para determinar la dirección del defecto. En la Fig. 6.44 se tiene el caso de un cortocircuito en el punto *E* y un gran consumidor en el punto *F*. Si el consumidor demanda en condiciones normales de funcionamiento una gran potencia, puede suceder que ésta sea superior a la potencia de cortocircuito en *E*, por lo que los relés *C* y *D* no detectarán ninguna anomalía con respecto al sentido de la energía y no actuarán.

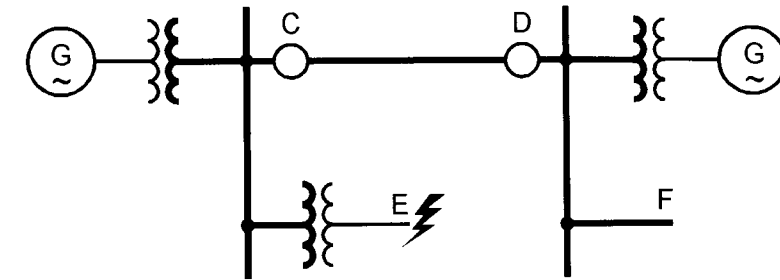


Fig. 6.44. Ejemplo de ineficacia de los relés direccionales *C* y *D*. Si el abonado *F* es un gran consumidor puede suceder que la potencia demandada por el mismo sea superior a la de cortocircuito en *E*, por lo que los relés no detectarían cambio de sentido en la potencia que circula por ellos.

En este caso se hace necesaria la combinación con relés de máxima intensidad que cubran las lagunas de protección que pudieran dejar los relés direccionales. Además, para discriminar perfectamente la función de los relés de máxima intensidad con la de los relés direccionales, se hacen trabajar a estos últimos a débil potencia, es decir, que el cierre de los contactos sea totalmente independiente de la magnitud de la potencia y de la intensidad medida.

Con esta combinación de protecciones se consigue que las condiciones para el desenganche del disyuntor sean las siguientes:

- Que la energía tenga el sentido contrario al que le corresponde.
- Que el valor de intensidad exceda de un límite.

En la Fig. 6.45 queda representado un ejemplo de aplicación de protección de máxima intensidad con protección direccional, de tal forma que para que actúe la bobina del disyuntor se hace necesario el cierre del contacto de uno de los relés de máxima intensidad y del contacto del relé direccional.

Como los relés direccionales son relés de inducción, con bobina de corriente y bobina de tensión, no se recomienda instalar sus respectivas bobinas a la misma fase (que sería lo lógico) porque en caso de cortocircuito en esa fase, la tensión cae considerablemente, reduciendo así el par motor de la bobina de tensión y dificultando la actuación del relé.

Conviene comentar finalmente, que los relés direccionales se calibran para obtener el par máximo con el desfase entre tensión y corriente correspondientes al cortocircuito. Así se consigue que con el desfase entre tensión y corriente correspondientes al servicio normal de la instalación, el par motor del relé sea reducido y éste no actúe.

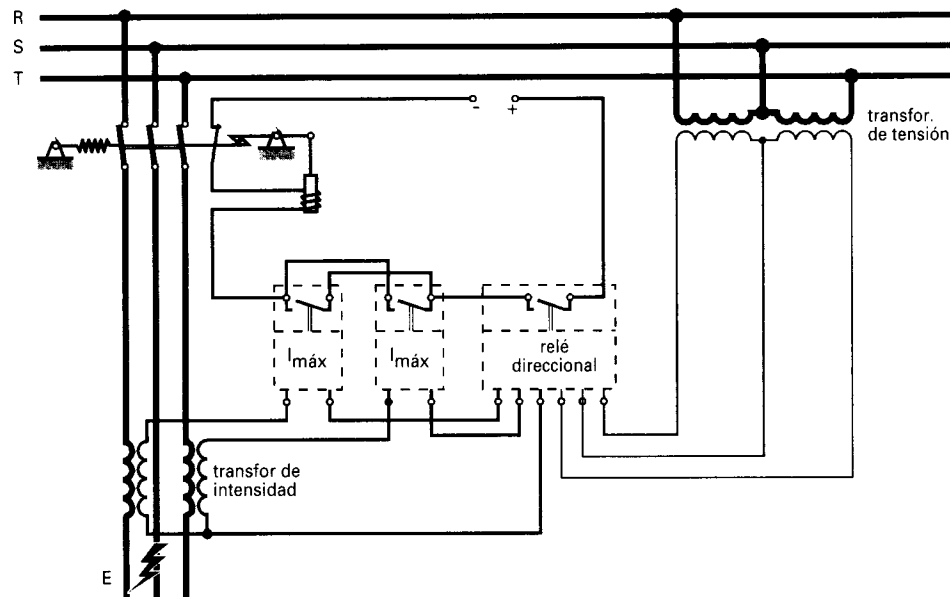


Fig. 6.45. Esquema multifilar de conexiones de una protección combinada de intensidad máxima y direccional.

Protección diferencial longitudinal.

Las protecciones diferenciales, en general, son en realidad sistemas de protección *selectivos* o *cerrados*, en los que la operación de la protección y la selectividad de la misma dependen de la comparación de las intensidades de cada uno de los extremos de la zona protegida.

Estas protecciones están basadas en la primera ley de Kirchhoff, por lo que la actuación de la misma dependerá de que la suma de las corrientes que llegan al nudo, o zona protegida, no sea cero.

A nivel constructivo puede considerarse como un relé de sobreintensidad cuya bobina es alimentada por los arrollamientos secundarios (todos ellos en paralelo) de tantos transformadores de intensidad como entradas tenga la zona protegida (véase Fig. 6.46). En condiciones normales, la suma (o diferencia si se consideran los valores absolutos de las corrientes) de las corrientes que circulan por la bobina del relé (*rama diferencial*) será cero, no produciéndose en tal caso la actuación del mismo. Pero cuando se produzca una anomalía en la zona protegida y dicha *diferencia* de corrientes tenga un valor distinto a cero por la bobina del relé, éste actuará en el circuito de mando del disyuntor correspondiente.

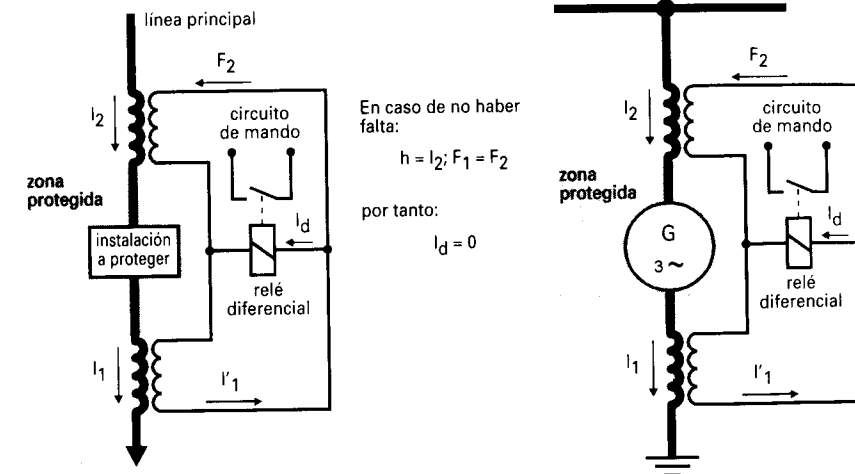


Fig. 6.46. Principio de funcionamiento de la protección diferencial. En el dibujo de la derecha se muestra la protección diferencial para generadores y motores trifásicos, en la que se hace necesario sacar fuera de la máquina los dos extremos de cada devanado para poder instalar los transformadores de intensidad.

En el caso de que se produzca una falta externa a la zona protegida, la igualdad de las corrientes de ambos transformadores se mantendrá, por lo que el relé no actuará. Esto comprueba el carácter altamente selectivo de la protección.

Cuando se desea aplicar una protección diferencial longitudinal a una línea, resulta inoperativo colocar la rama diferencial en el punto medio exacto del recorrido de la línea. Por otra parte no se puede colocar el relé en uno de los extremos de la línea, pues las diferencias de longitud de cable del secundario del transformador del inicio de la línea y del transformador del final darían lugar a caídas de tensión diferentes, por lo que en caso de servicio normal se tendría una corriente circulante por la rama diferencial.

Para solventar el problema se instalan dos relés, uno al comienzo y otro al final, instalados en un circuito diferencial formado por *hilos piloto* y alimentados por las caídas de tensión de unos shunts instalados en los secundarios de los transformadores de intensidad (véase Fig. 6.47). Si se elige una relación de transformación conveniente para los transformadores a instalar y unos relés diferenciales suficientemente sensibles, se pueden proteger con este sistema hasta tramos de línea de 10 km de longitud.

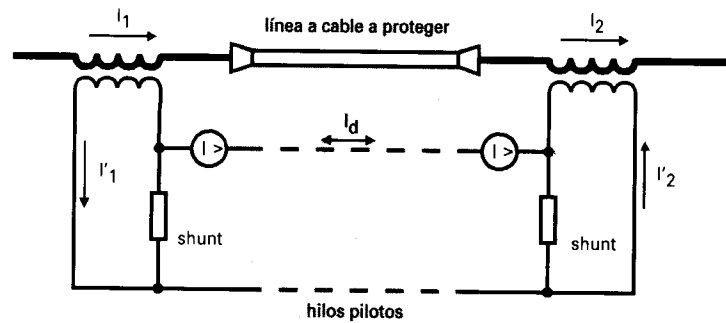


Fig. 6.47. Protección diferencial longitudinal aplicada a una línea, utilizando dos relés diferenciales de sobreintensidad e hilos piloto.

Protección diferencial longitudinal compensada.

El sistema de protección diferencial básica que se ha expuesto anteriormente es correcto siempre y cuando los transformadores de intensidad instalados en cada uno de los extremos de la zona protegida, sean rigurosamente idénticos. Como en la práctica esto no es posible, suele suceder que las corrientes en el secundario de cada uno de los dos transformadores (si es que la zona protegida sólo tiene dos extremos) no son idénticas cuando las condiciones de explotación de la instalación protegida son normales. Ello tiene como consecuencia que por la rama diferencial la suma de corrientes no sea cero, por lo que en una situación de servicio normal se podría disparar la protección.

Este problema se resolvería introduciendo un *devanado de compensación* en serie con la bobina del relé diferencial que tiende a crear un par antagónico para mantener el equilibrio en situación de servicio normal (véase Fig. 6.48). Ésta es la constitución básica de la *protección diferencial longitudinal compensada*.

En esta protección, como se puede observar, hay dos arrollamientos. Uno es el *arrollamiento activo o diferencial*, que es el encargado de provocar el funcionamiento de la protección y se halla recorrido por la diferencia de corrientes de los secundarios de los transformadores de intensidad. El otro es el *arrollamiento de compensación* que consta de una toma media, es recorrido por ambos extremos por las corrientes directas de los secundarios de los transformadores y está calibrado para mantener un par de equilibrio con las corrientes normales de servicio.

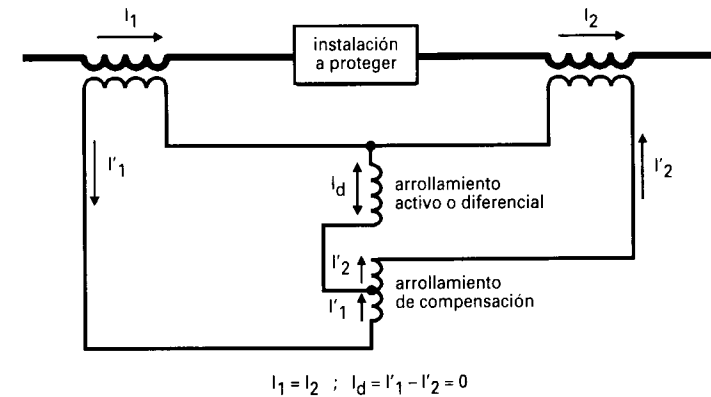


Fig. 6.48. Principio de funcionamiento de la protección diferencial compensada.

Cuando se produce un defecto interior (dentro de la zona protegida), el par del arrollamiento diferencial aumenta mientras que el par de arrollamiento de compensación disminuye, superando el primero al segundo y produciéndose el consecuente accionamiento de la protección.

La disminución del par en el arrollamiento de compensación es debido sobre todo a que en caso de defecto con alimentación por un solo extremo (véase Fig. 6.49), la corriente en el secundario del transformador del extremo

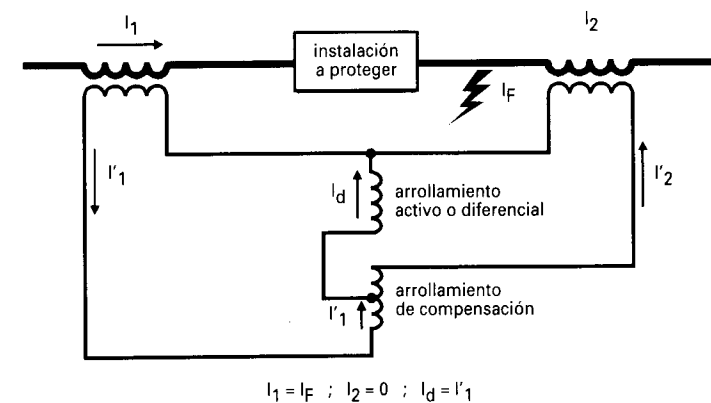


Fig. 6.49. Actuación de la protección diferencial compensada en caso de defecto con alimentación por un extremo.

opuesto va a ser nula, al igual que la corriente que circula por la mitad correspondiente del devanado de compensación, por lo que el par de equilibrio sólo será creado por la corriente que circule por la otra mitad del arrollamiento. Como ambos arrollamientos, el diferencial y el de compensación, están recorridos por la misma corriente pero el número de espiras que intervienen ahora en el arrollamiento de compensación es inferior al del arrollamiento activo, el par de equilibrio resultante será inferior al par diferencial, consiguiendo así la actuación del relé.

Si el defecto se produce cuando existe alimentación por ambos extremos (véase Fig. 6.50), las corrientes que circulen por ambas mitades del arrollamiento de compensación lo harán con sentidos opuestos, creándose en dichas mitades dos pares igualmente opuestos. En esta situación el par de equilibrio resultante tiende a anularse y permite que el par diferencial actúe libremente sobre la protección.

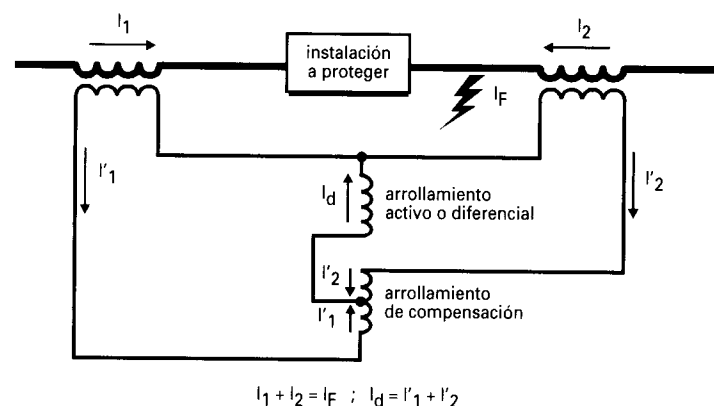


Fig. 6.50. Actuación de la protección diferencial compensada en caso de defecto con alimentación por los dos extremos.

La protección diferencial longitudinal compensada es de aplicación, principalmente, cuando a los transformadores de medida instalados no se les exige una gran precisión o no son rigurosamente idénticos. También es de aplicación este tipo de protección cuando la carga conectada a los transformadores no es idéntica.

Protección diferencial direccional.

Esta protección se diferencia de protección diferencial básica en que en lugar de comparar dos valores de corriente para hacer actuar a una bobina,

se comparan las indicaciones de dos relés direccionales, utilizando los hilos piloto solamente para transmitir órdenes (las órdenes también se pueden transmitir a alta frecuencia por la propia línea sin necesidad de utilizar los hilos piloto).

Este tipo de protección es de aplicación en líneas y combina las ventajas de la protección diferencial (actuación rápida y selectividad) con las de la protección direccional (control del sentido de la energía y actuación ante defectos con carga débil).

Protección diferencial transversal.

La misión básica de esta protección es la de comparar valores de corriente que circulan por circuitos en paralelo, supuestamente idénticos, y actuar en caso de que existieran diferencias. Esta protección no se puede considerar *diferencial* a nivel conceptual, ya que no se comparan valores de entrada y salida de un nudo, pero técnicamente es similar a la protección diferencial longitudinal.

La protección consiste básicamente en comparar, fase a fase, las corrientes de uno y otro circuito, haciendo actuar el relé cuando la diferencia entre las corrientes medidas no sea nula (véase Fig. 6.51). Los relés utilizados pueden ser de máxima intensidad o diferenciales compensados.

El problema de esta protección está en que se produce un doble defecto, es decir, en ambos circuitos, con corrientes de defecto similares. La comparación de corrientes resultante puede ser nula, por lo que el relé no actuaría. Este inconveniente se solventa combinando la protección diferencial transversal con una protección diferencial longitudinal (véase Fig. 6.52).

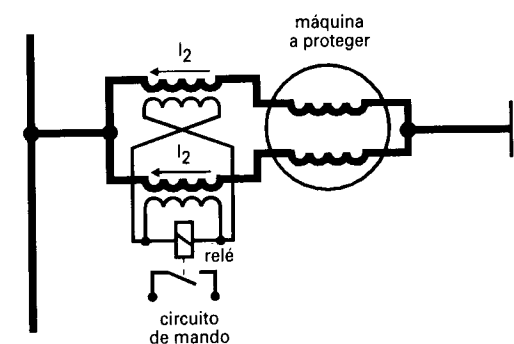


Fig. 6.51. Protección diferencial transversal aplicada a una máquina de arrollamiento múltiple.

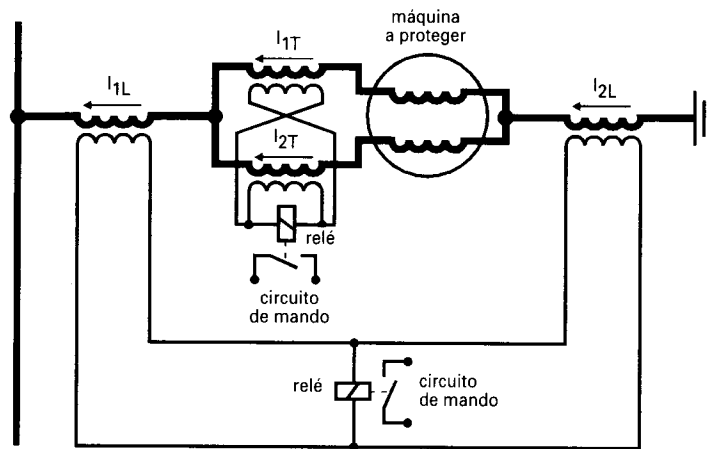


Fig. 6.52. Protección diferencial transversal combinada con protección diferencial longitudinal aplicada a una máquina de arrollamiento múltiple.

Este tipo de protección es de gran aplicación en máquinas de arrollamientos múltiples (formados por varios conductores en paralelo), ya que en caso de un defecto en uno de los circuitos, una protección diferencial longitudinal no la detectaría, pues las corrientes a ambos extremos de la zona de protección serían idénticas. La protección diferencial transversal y longitudinal, combinadas, es altamente selectiva y puede ser tan rápida como sea el relé de máxima intensidad instalado.

Protección de distancia.

Cuando se quiere aplicar una protección selectiva en grandes redes no siempre resulta conveniente recurrir a la protección de máxima intensidad con tiempos escalonados, ya que los tiempos de ajuste de los relés de los escalones más altos podrían ser demasiado elevados. Esta situación no resultaría nada deseable cuando se presentara un cortocircuito en las proximidades de dichos relés.

Este problema se resuelve con los *relés de distancia*, los cuales tienen un tiempo de actuación directamente proporcional a la distancia del defecto. El principio de accionamiento de estos relés está basado en la utilización de una bobina amperimétrica y otra voltimétrica. Cuando ocurre un cortocircuito sucede que la tensión es nula en el punto de defecto, mientras que conforme se aleja el observador de dicho punto, la tensión aumenta. Es fácil intuir, pues, que para la protección a distancia se aprovecha esta característica de la tensión ante un cortocircuito, es decir, la bobina voltimétrica del relé creará un par antagonista al creado por la bobina amperimétrica de tal forma que

cuanto más alejado esté el relé del punto de defecto, mayor será el par antagonista y mayor será el tiempo invertido para conmutar los contactos del relé. Conviene recalcar que ante un cortocircuito, la corriente se mantiene prácticamente constante en el recorrido de la línea, por lo que el par motor generado por la bobina amperimétrica es independiente de la distancia a la que se encuentre, del punto de defecto, el relé de distancia.

Generalmente, los relés de distancia se montan en combinación con elementos de desbloqueo de máxima intensidad, o mínima impedancia, y con órganos direccionales. La protección de distancia se utiliza principalmente para líneas y también puede aplicarse para redes, permitiendo una gran libertad de explotación en las mismas.

Protección direccional de tierra.

En redes con sistema de neutro aislado, o puesta a tierra a través de impedancia de valor elevado, el defecto entre fase y tierra no presenta el carácter de cortocircuito, sino que más bien, la corriente de defecto suele ser una fracción de la corriente nominal de servicio de la línea a proteger.

Debido a estos pequeños valores de intensidad de defecto, no tiene interés la utilización de protección contra cortocircuitos. La protección direccional de tierra tiene como misión el señalar y, en ocasiones desconectar selectivamente el circuito puesto a tierra.

Los relés direccionales de tierra se pueden aplicar en todos los sistemas de distribución de energía eléctrica que se mencionan a continuación:

- *Sistemas de neutro aislado:* en un sistema de este tipo, cuando se presenta un defecto a tierra, la corriente de defecto que aparece es una corriente homopolar, es decir, una corriente de pequeño valor que se cierra por las fases sanas a través de sus respectivas capacidades a tierra (véase Fig. 6.53).

Para un correcto funcionamiento de esta protección, el relé deberá ir dotado además de un sistema de detección de corriente homopolar (que se basará en un elemento toroidal), de una detección del sentido de circulación de la corriente homopolar. Gracias al criterio del sentido de circulación de la corriente homopolar se puede determinar la rama del circuito que tiene el defecto, pues la corriente homopolar en la rama defectuosa tendrá el sentido de barras hacia la rama, mientras que en las ramas sanas tendrá el sentido de rama hacia barras.

- *Sistema de neutro puesto a tierra a través de impedancias:* en estos sistemas, el neutro del transformador se conecta a tierra a través de una resistencia o reactancia con el fin de limitar el valor de la corriente homopolar de falta a unos niveles máximos prefijados.

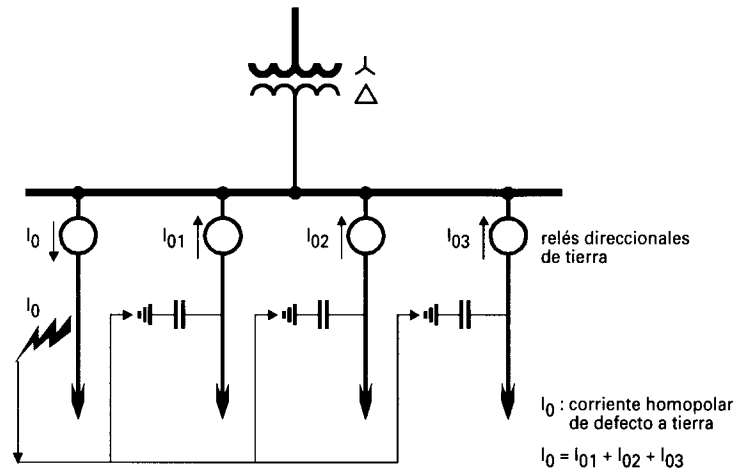


Fig. 6.53. Corrientes homopolares de defecto a tierra en una instalación con neutro aislado.

En esta situación (véase Fig. 6.54), la corriente de defecto a tierra I_0 será la suma de la intensidad homopolar por la impedancia del neutro más las intensidades homopolares capacitivas de las líneas sanas. Estas últimas se consideran despreciables frente a la intensidad homopolar del neutro.

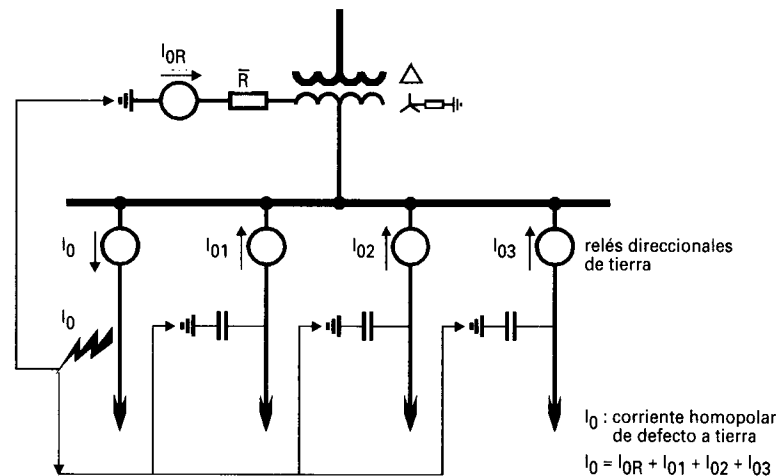


Fig. 6.54. Corrientes homopolares de defecto a tierra y de retorno a neutro en una instalación con neutro puesto a tierra a través de resistencia.

Cuando se presenta este sistema de neutro se pueden utilizar relés de sobreintensidad no direccionales, ya que el criterio de discriminación de la línea defectuosa está en el valor de la intensidad de defecto y no en el sentido de circulación de dicha corriente.

- **Sistema de neutro rígidamente puesto a tierra:** en esta situación, el límite de la corriente de defecto lo imponen la impedancia propia del arco eléctrico (si se presenta) y la resistencia del terreno en el recorrido de la corriente de retorno al neutro del transformador. Esta corriente suele ser de un valor elevado.

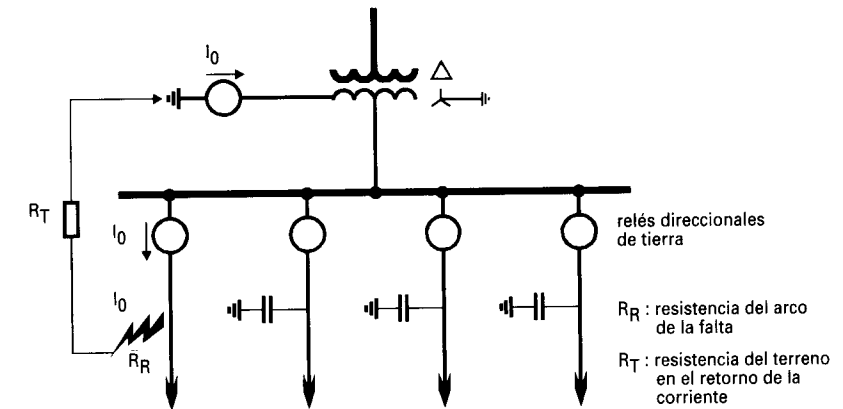


Fig. 6.55. Corriente de defecto a tierra y retorno a neutro en un sistema con neutro rígido a tierra.

Protección de sobretensión y subtenensión.

Una de las características que definen un sistema eléctrico es la tensión. Los equipos conectados al sistema eléctrico se diseñan pensando en la tensión nominal del sistema eléctrico, e incluso para soportar sobretensiones de un cierto porcentaje sin que sufran daño alguno. No obstante, el que un sistema eléctrico esté definido por un valor de tensión nominal, no implica que en ciertas ocasiones se presenten sobretensiones y subtenensiones.

Algunos de los elementos y equipos que se hallen conectados al sistema se pueden mostrar especialmente sensibles si la sobretensión supera el porcentaje previsto en el diseño de los mismos, tales como transformadores, generadores, baterías de condensadores... Por otra parte, existen otros elementos que no deben operar a tensiones muy inferiores a la tensión nominal, como los motores, reguladores...

Para evitar estos problemas, se utilizan las protecciones contra sobretensión y contra subtensión, las cuales deben dejar un margen temporal de operación desde que se detecta el fallo, permitiendo la posible corrección por parte de los dispositivos reguladores. Para este fin se utilizan relés de tiempo inverso o relés a tiempo independiente con temporizaciones comprendidas entre 2 y 20 seg. El disparo instantáneo sólo se reserva para los casos en los que la sobretensión es de gran magnitud.

Constructivamente se utilizan los mismos tipos de relés que los de sobreintensidad, con la salvedad de que la bobina amperimétrica se sustituye por una voltimétrica. Estos relés se deberán conectar a transformadores de tensión de medida entre fases, ya que si el sistema está puesto a tierra y se desean unos tiempos de operación muy cortos, no se verán afectados por la sub-tensión en una fase cuando haya una falta monofásica a tierra, ni por las sobretensiones correspondientes que se producen en las fases sanas (véase Fig. 6.56). Con esto conviene recalcar que los relés de sobretensión y de sub-tensión se aplican para la protección contra faltas trifásicas, ya que para las faltas monofásicas existen otras protecciones (pararrayos, relés direccionales de tierra, etc.).

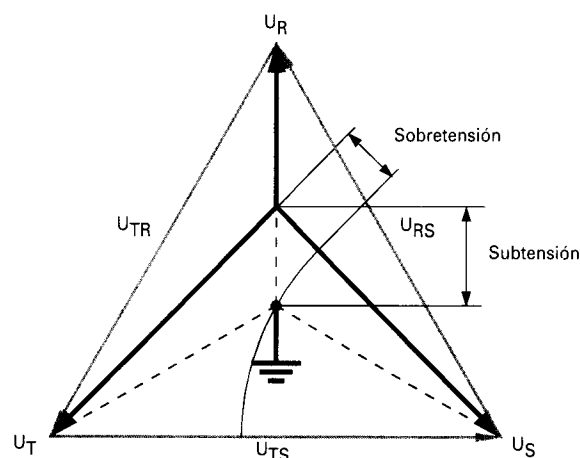


Fig. 6.56. Falta monofásica RN en un sistema con neutro puesto a tierra. Se puede apreciar que las tensiones entre fases se mantienen estables, por lo que los relés de protección contra sobre y sub tensión no verían la falta.

Protección de frecuencia.

Otra de las características definitorias de un sistema eléctrico es la frecuencia. Para mantener una calidad de servicio se ha de mantener estable la

frecuencia, para lo cual es necesario que exista un equilibrio entre la generación y el consumo.

Los relés de sobrefrecuencia y subfrecuencia electromecánicos son del tipo *ferrodinámico*. Constan de dos circuitos, uno de ellos resonante por medio de un conjunto condensador y bobina en paralelo, todo en serie con una de las bobinas motoras del disco. El otro circuito consta de una bobina y una resistencia de alto valor. El circuito resonante se ajusta para que no circule corriente para la frecuencia nominal, por lo que una subfrecuencia o una sobrefrecuencia harán girar el disco y cerrar los contactos correspondientes. Este tipo de relé tiene algunos fallos, como son:

- Poca precisión en el ajuste del valor de actuación. Los escalones son de 0,2 a 0,6 Hz.
- El tiempo de actuación es dependiente de la tensión y de la velocidad de variación de la frecuencia.
- La sensibilidad del relé varía con la tensión aplicada a sus bobinas.

Otro tipo constructivo de relés de frecuencia son los relés electrónicos, los cuales no presentan ningún problema de los mencionados anteriormente, y han sustituido prácticamente a todos los relés tipo ferrodinámico. Una de las principales ventajas es que estos relés, que son de muy bajo consumo, pueden realizar la medida de frecuencia con valores de tensión muy inferiores al nominal (en torno a un 10 %), aunque por razones de utilización se diseñan para ser bloqueados cuando la tensión de servicio baja por debajo del 50 %.

Protección Buchholz.

En los transformadores de potencia que disponen de refrigeración por aceite, con su correspondiente depósito de expansión, la gran mayoría de las averías internas se ven reflejadas en la calidad del aceite. Estas alteraciones del aceite se manifiestan, en el momento en que éste se calienta anormalmente, por medio de la formación de gases (con un característico burbujeo). El burbujeo del gas se puede detectar muy bien mediante un *relé Buchholz*, el cual se basa en la apertura o cierre de un contacto mediante una gota de mercurio, todo ello dentro en una ampolla que se balancea con las burbujas.

El relé Buchholz consta de dos ampollas con mercurio con dos niveles de protección: una ampolla, situada próxima al nivel de aceite, se encarga de detectar el burbujeo débil (correspondiente al inicio de una falta interna) que se suele apreciar con más notoriedad en la superficie de un líquido, provocando el accionamiento de una alarma de aviso; otra ampolla, situada más abajo al nivel del flujo de aceite, se encarga de detectar la generación violenta de gases, lo que provocaría el disparo del disyuntor correspondiente (véase Fig. 6.57).

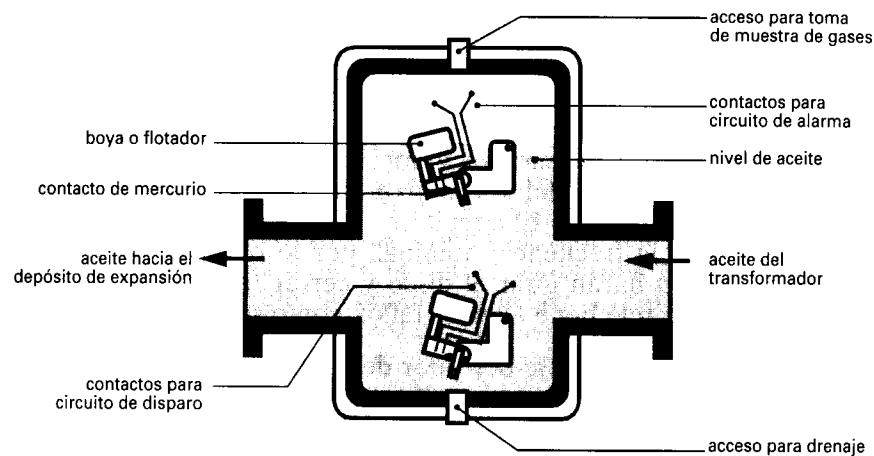


Fig. 6.57. Esquema de principio de funcionamiento de un relé Buchholz con dos niveles de actuación: uno para alarma y otro para disparo.

La actuación de este relé no depende de ninguna magnitud eléctrica, por lo que no interfiere con ninguna otra protección. Esta característica le confiere una selectividad exclusiva.

El relé se intercala en una de las tuberías de acceso al depósito de expansión, concretamente en la que lleve el sentido de circulación de aceite que va del transformador hacia el depósito (véase Fig. 6.58).

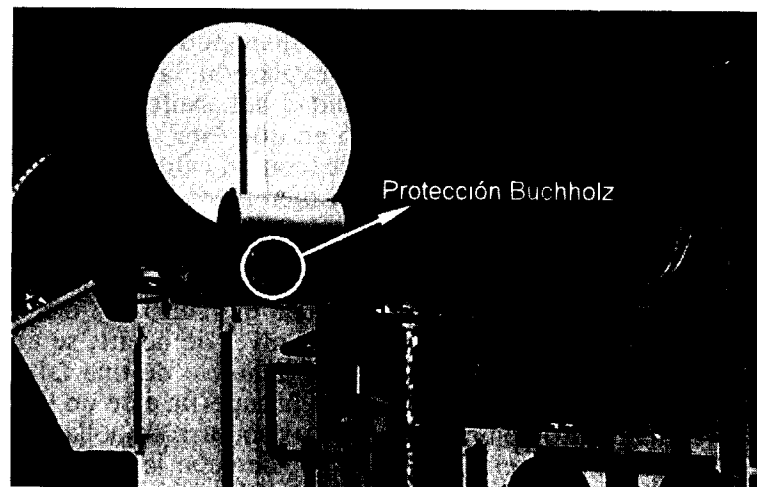


Fig. 6.58. Ubicación de un relé Buchholz en la tapa de un transformador.

6.4.6. Otros criterios de clasificación de los relés de protección

A continuación se describen otras características de los relés de protección que pueden servir como otros tantos criterios de clasificación. Las características más destacables son:

Tiempo de funcionamiento de los relés

Aunque ya se ha reflejado indirectamente en el apartado de los relés de protección de sobreintensidad, los relés se pueden clasificar según su tiempo de funcionamiento. Esta característica hace referencia, básicamente, al tipo de retardo temporizado en la actuación de los mismos, los cuales pueden ser:

- **Relés de retardo nulo o acción instantánea:** son relés que no tienen dispositivo de retardo, por lo que entran en acción en el mismo instante en que la magnitud eléctrica controlada sobrepasa el valor consigna. Se los conoce también como *relés instantáneos*.
- **Relés temporizados con retardo independiente:** la acción de estos relés se retrasa un cierto tiempo desde que se sobrepasa el valor consigna de la magnitud eléctrica controlada. La temporización de estos relés es siempre la misma e independiente del valor alcanzado por la magnitud eléctrica controlada. Por lo general, en estos relés el tiempo de retardo se puede ajustar dentro de un rango, que puede ir desde uno a varios segundos.
- **Relés temporizados con retardo dependiente:** su temporización, a diferencia de los anteriores, varía con el valor de la magnitud eléctrica controlada. La característica básica de estos relés es que son de *tiempo inverso*, es decir, la temporización es inversamente proporcional al valor de la magnitud controlada. En los relés actuales, la curva característica de disparo es ajustable, pudiendo obtener una familia de curvas para un mismo relé.

Modo de funcionamiento sobre los dispositivos de disparo

Según el modo en que el relé se intercala o actúa con el dispositivo de protección (generalmente se trata del disyuntor), se pueden disponer las siguientes formas de funcionamiento:

- **Relés de acción directa:** se los conoce también como *relés primarios* y realizan su acción directamente sobre el dispositivo de disparo o desenganche del disyuntor principal (véase Fig. 6.59). Debido a que estos relés deben soportar directamente el consumo de la bobina de accionamiento del disparo del disyuntor, han de tener una constitución robusta, por lo que a veces pueden resultar voluminosos.

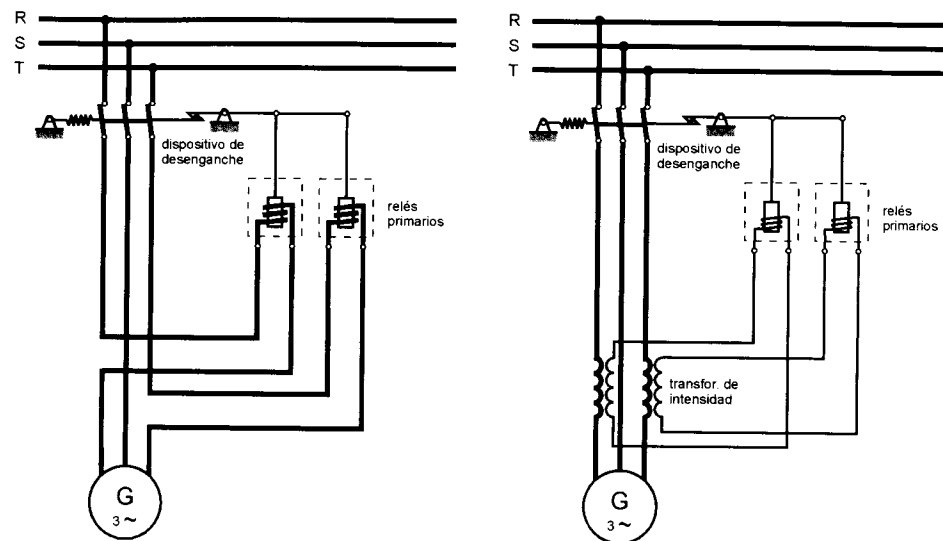


Fig. 6.59. Ejemplo de conexión de relés de acción directa o primarios. Si los relés son capaces de soportar la intensidad nominal de la instalación, se intercalan directamente con la línea a proteger como en la figura de la izquierda. Si por los relés no pueden soportar la corriente nominal de la línea principal, se pueden instalar alimentados por transformadores de intensidad como en la figura de la derecha.

- **Relés de acción indirecta:** se los conoce también como *relés secundarios*, los cuales no actúan directamente sobre el dispositivo de desenganche del disyuntor, sino que lo hacen a través de unos contactos auxiliares en el circuito de mando de dicho dispositivo (véase Fig. 6.60). Estos relés son más sensibles que los relés primarios, menos voluminosos (al no soportar directamente la magnitud eléctrica a controlar) y más caros.

La elección de un tipo de relé u otro depende de diversos factores, siendo lo más habitual el utilizar los relés primarios o directos en interruptores aislados (en pequeñas subestaciones, instalaciones industriales...), donde no existe un especial interés en centralizar todos los relés en un cuadro y donde no se desea un elevado coste de mantenimiento.

Por otra parte, los relés secundarios o indirectos se usan frecuentemente en centrales generadoras y en subestaciones importantes, porque al poder concentrarlos en cuadros, se facilita el control de la explotación de la instalación. Además, estos relés se hacen necesarios siempre y cuando sobre el sistema de desenganche del disyuntor actúe más de una protección.

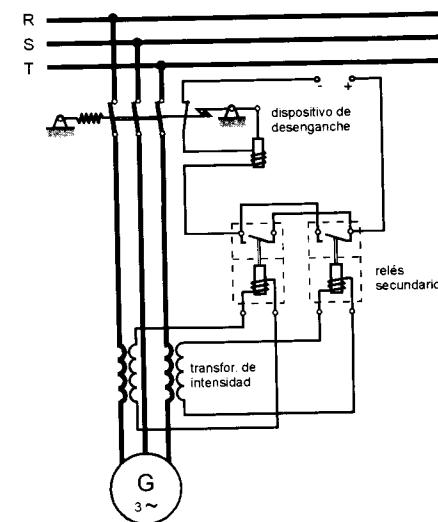


Fig. 6.60. Ejemplo de conexión de relés secundarios.

Modo de desconexión de los relés

Las técnicas con las que un relé puede desconectar un disyuntor en caso de falta son básicamente dos:

- **Desconexión mecánica:** se sobreentiende que este tipo de relé desconecta el disyuntor por medios mecánicos, como resortes, levas, juego de palancas... Este tipo de desconexión es el que disponen los *relés directos* o *primarios* anteriormente mencionados.
- **Desconexión eléctrica:** el relé lleva asociado un contacto eléctrico que abre o cierra un circuito auxiliar que alimenta la bobina de desconexión del disyuntor. Este contacto suele ser normalmente abierto y, en caso de defecto, cierra el circuito y se le aplica tensión a la bobina del disyuntor, consiguiendo así el disparo del mismo. Los relés con desconexión eléctrica son siempre los *relés indirectos* o *secundarios*.

Modo de conexión de los relés

Los relés de protección deben permitir siempre que las instalaciones que protegen puedan volver a su funcionamiento normal una vez que ha cesado la falta que provocó la interrupción del servicio. Según el modo en el que el relé permita reconectar el disyuntor, se tendrá la siguiente clasificación:

- **Relés de reenganche automático:** estos relés se rearman por sí solos una vez que ha cesado la falta, quedando a la espera de una nueva actuación.

- *Relés de bloqueo*: una vez que la perturbación ha finalizado, estos relés no vuelven a su situación de reposo a no ser que sean rearmados manualmente.

Todos los relés vistos en este capítulo pueden rearmarse de las dos formas expuestas, aunque en los casos en los que interese ir a comprobar personalmente los daños ocasionados en la instalación se utilizará principalmente los relés de bloqueo.

Los relés de bloqueo se combinan con dispositivos de señalización de alarma, bien acústica, óptica o de ambos modos.

6.4.7. Planificación y coordinación de los relés de protección.

Una correcta planificación de las protecciones de una instalación eléctrica ha de pasar, obligatoriamente, por el conocimiento detallado de las características de dicha instalación a proteger, así como la incidencia de la misma sobre el resto del sistema eléctrico. Para dar una idea de los pasos a seguir para esta planificación, se pueden seguir los siguientes puntos:

- Conocimiento detallado de la instalación a proteger.
- Definición de las zonas de influencia de cada protección y su comportamiento para cada tipo de perturbación previsible.
- Definición de los márgenes y zonas de solapamiento de cada protección. Las protecciones tipo *cerrado* sólo actuarán dentro de la zona englobada por sus respectivos transformadores de medida y protección. Las de tipo *abierto* han de actuar sólo cuando se supere el valor de consigna de la magnitud eléctrica controlada.
- Definición de las protecciones de reserva que deben actuar en caso de fallo o avería de una protección principal asociada a un interruptor para cada tipo de falta. Este tipo de protecciones de reserva se conocen también como *locales* cuando se hallan en la misma instalación que la protección principal y pueden estar asociadas al mismo disyuntor. Si estas protecciones se hallan fuera del recinto de la instalación, se pueden denominar *remotas*, pudiendo decir que cualquier protección puede actuar de modo *local* y *remoto* indistintamente.

Por otra parte, cuando se realiza una ampliación de una instalación, con sus correspondientes protecciones, es deseable procurar una homogeneización entre las protecciones nuevas y las antiguas. No obstante, si las protecciones antiguas resultan muy obsoletas, es preferible aprovechar las modernas tecnologías en las protecciones nuevas.

Capítulo 7

Ejemplos de aplicación de aparamenta de alta tensión

En el presente capítulo se mostrarán algunos ejemplos básicos sobre criterios de aplicación de la aparamenta, que se ha ido exponiendo en los capítulos precedentes, en instalaciones de alta tensión tipo. Los ejemplos quedarán divididos en dos grandes bloques:

- *Casos de aplicación de aparamenta de maniobra y corte.*
- *Casos de aplicación de relés de protección.*

En el primer bloque se expondrán, de forma implícita, algunos casos de ubicación de pararrayos autoválvula.

7.1. Casos de aplicación de aparamenta de maniobra y corte

Se ha estudiado en capítulos anteriores que seccionadores e interruptores son los dispositivos destinados a realizar las maniobras de apertura y cierre en las distintas instalaciones. La necesidad de la coexistencia de ambos es la particularidad de ofrecer una apertura al aire, por tanto visible, en el caso de los seccionadores, situación que no se tiene en la mayoría de los interruptores automáticos (ruptura en aceite, vacío, SF₆...). Luego el seccionador va a dar seguridad a la hora de realizar operaciones de maniobra o mantenimiento en la instalación (véase tabla adjunta).

Estos dos elementos se van a encontrar dispuestos de distintas maneras, según la posición en que la que actúan, por lo que en este capítulo se estudiarán algunas de las posibles maniobras que puedan darse en la realidad. Para facilitar la comprensión, en los esquemas no aparecen los relés de protección que actuarán sobre los interruptores, ni transformadores de medida y protección.

REGLAS DE ORO EN ALTA TENSIÓN	
1ª Regla	“Abrir con corte visible todas las posibles fuentes de tensión, mediante interruptores y seccionadores que aseguren la imposibilidad de su cierre intempestivo”.
2ª Regla	“Enclavamiento o bloqueo si es posible, de los aparatos de corte, y señalización en el mando de los aparatos indicando <i>prohibido maniobrar: trabajos</i> ”.
3ª Regla	“Reconocimiento de la ausencia de tensión en cada uno de los conductores que constituyen la instalación eléctrica.”
4ª Regla	“Puesta a tierra y en cortocircuito de todas las posibles fuentes de tensión”.
5ª Regla	“Colocar las señales de seguridad adecuadas, delimitando la zona de trabajo”.

- *Ejemplo 1: Conjunto de interruptor y seccionador en un centro de transformación particular.*

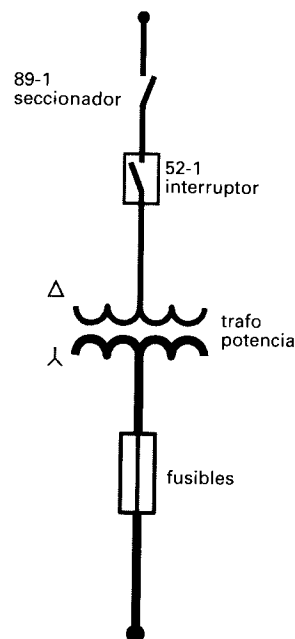


Fig. 7.1. *Ejemplo 1: interruptor y seccionador en un centro de transformación particular*

Apertura de un interruptor que protege el primario de un transformador. Caso de un centro de transformación propio o particular 20/0,380 KV.

Al tratarse de una instalación particular, la apertura del interruptor interrumpe el servicio totalmente. Partiendo de que la instalación está en servicio, la secuencia de la maniobra de apertura es la siguiente: apertura del interruptor 52-1 y posteriormente apertura del seccionador 89-1. Antes de proceder al mantenimiento en la instalación se comprobará, de acuerdo con las reglas de oro citadas, la ausencia de tensión, y se enclavarán los aparatos de maniobra y señalizará el área de trabajo.

Una vez realizadas las operaciones necesarias, el orden de cierre es el inverso, primero 89-1 y después 52-1. Las maniobras con seccionadores siempre se realizarán en circuito abierto, sin paso de corriente.

- *Ejemplo 2: Conexión de varios centros de transformación en un mismo circuito.*

Las compañías suministradoras disponen sus centros de transformación para abonados en serie en circuitos que parten de subestaciones distribuidoras.

Si en los centros se transforma de 20 KV a 380 v, en estas subestaciones las relaciones de transformación son 66/20 KV o 132/66/20 KV. Son instalaciones en las que se reducen las tensiones de transporte secundario a tensión para distribución en media tensión. Un ejemplo de la conexión de varios de estos C.T. en un circuito se encuentra en la Fig 7.2.

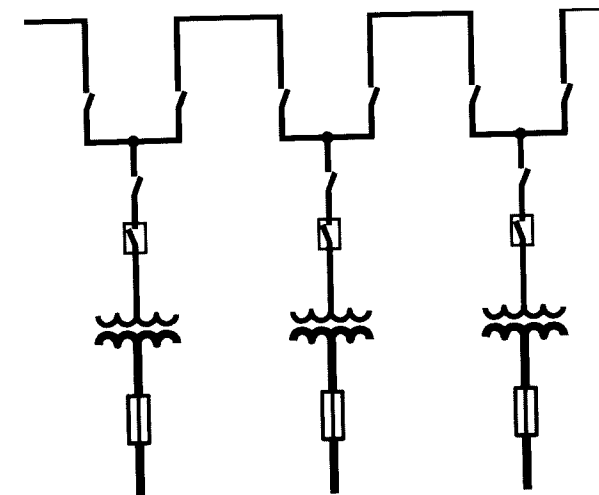


Fig. 7.2. *Ejemplo 2: conexión de varios centros de transformación en un mismo circuito.*

Con esta distribución, una parada por avería o mantenimiento del transformador no impide que se siga manteniendo el servicio al resto de los C.T. que cuelgan del mismo anillo.

La apertura del interruptor 52 y del seccionador 89-3 (véase Fig. 7.3) deja sin servicio el transformador, y por tanto todas las instalaciones de baja tensión que dependen del mismo, pero no obstante, el servicio en la línea de media tensión se mantiene mientras permanezcan cerrados los seccionadores 89-1 y 89-2.

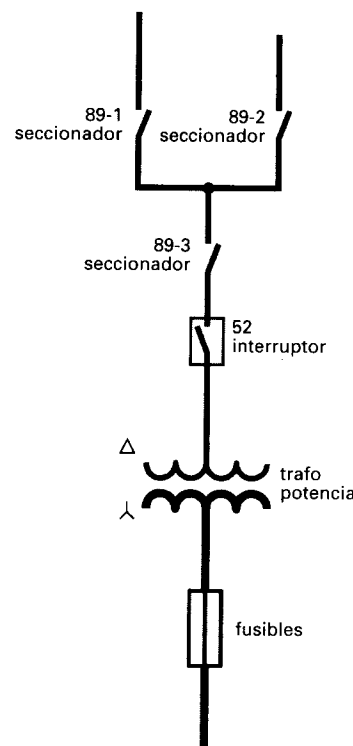


Fig. 7.3. Detalle parcial del ejemplo 2.

Estos centros de transformación en núcleos urbanos, suelen ser instalaciones bajo tierra, por lo tanto la distribución en media tensión que llega hasta ellos, lógicamente, también es subterránea. La imposibilidad de realizar derivaciones, en estas condiciones, en alta tensión, fuerzan la necesidad de la existencia de celdas de entrada y salida de la línea de alta tensión, ocupadas en el ejemplo por los seccionadores 89-1 y 89-2, que permiten la continuidad de servicio a otros C.T. que cuelgan de la misma línea.

• *Ejemplo 3: Subestación de distribución de 132/66/20 KV.*

Una subestación de distribución consta de un transformador con dos secundarios con relaciones de transformación 132/66/20 KV. Existen seis barras de conexión, dos de 132 KV, dos de 66 KV. y las dos últimas de 20 KV (véase Fig. 7.4).

Los devanados del transformador están protegidos frente a sobrecargas atmosféricas o de maniobra mediante autoválvulas. Se pondrá en descargo la instalación con el fin de realizar operaciones de reparación en las autoválvulas que protegen los devanados de 66 y 20 KV. La instalación inicialmente se encuentra en servicio con todos los interruptores y seccionadores conectados.

El proceso para dejar sin servicio la instalación podría ser el siguiente:

- Apertura del interruptor 52-III situado en la posición de 20 KV.
- Apertura de los seccionadores 89-III, 89-5 y 89-6 consiguiendo con ello cumplir con el precepto de la 1ª regla de oro, tener corte visible.
- Apertura del interruptor 52-II situado en la posición de 66 KV.
- Apertura de los seccionadores 89-II, 89-3 y 89-4.
- Apertura del interruptor 52-I situado en la posición de 132 KV.
- Apertura de los seccionadores 89-I, 89-1 y 89-2.
- A continuación se procederá al enclavamiento y a la señalización de la zona de trabajo.

Una vez efectuadas todas estas operaciones, se podrán realizar las operaciones de mantenimiento previstas.

La desconexión de posiciones se realizará de *menor a mayor tensión*.

A la hora de volver a dar servicio a la instalación, las maniobras se realizarán en orden inverso a la apertura.

• *Ejemplo 4: Subestación de 66/20 KV con dos transformadores y juego de semibarras simples.*

En la figura siguiente tenemos una subestación 66/20 KV. constituida por dos transformadores que dan servicio a dos semibarras simples que permiten su acoplamiento mediante un interruptor y dos seccionadores.

En la posición inicial las líneas III, IV, V y VI se alimentan a través de la línea I, estando el interruptor 52-8 y los seccionadores 89-10 y 89-11 cerrados uniendo las dos semibarras. Se pretende dar servicio a todas las líneas de 20 KV. por la posición correspondiente a la línea II y desconectar la posición de línea I.

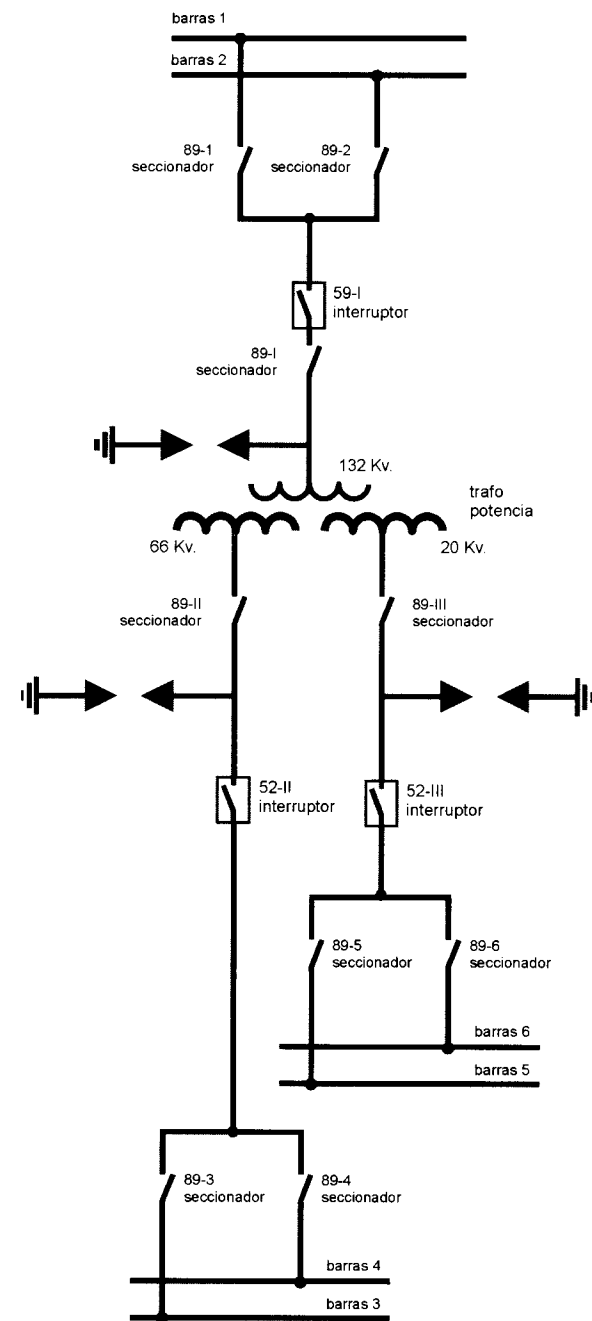


Fig. 7.4. Ejemplo 3: Subestación de 132/66/20 KV.

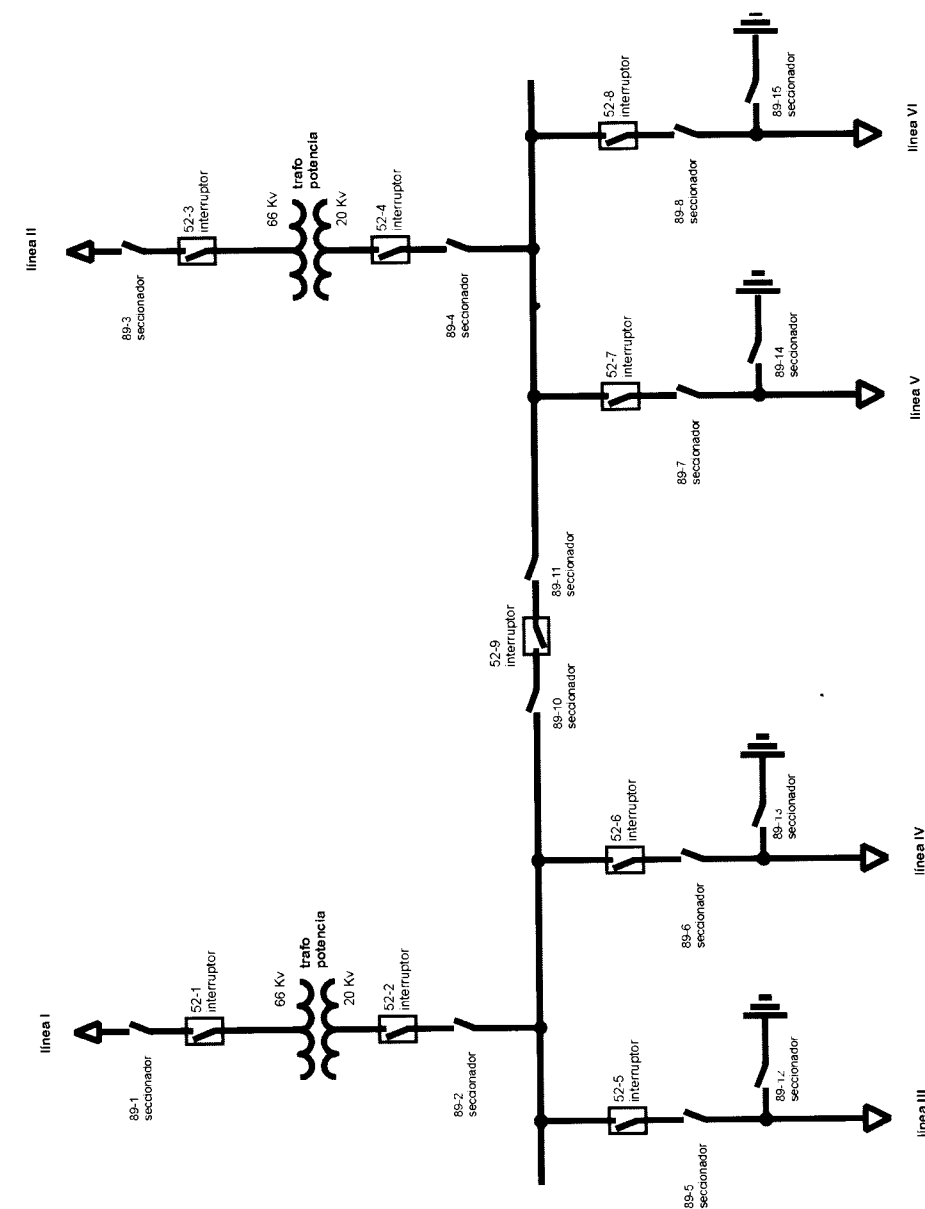


Fig. 7.5. Ejemplo 4: Subestación de 66/20 KV con dos transformadores y juego simple de semibarras.

Para esta maniobra, primero se conectará la aparamenta que cuelga de la línea II, para dar servicio a las posiciones de 20 KV mediante las dos líneas de 66 KV y posteriormente abrir la posición de la línea I.

Las maniobras serán las siguientes:

- Cierre del seccionador 89-3.
- Cierre del interruptor 52-3.
- Cierre del seccionador 89-4.
- Cierre del interruptor 52-4, cuando los automatismos correspondientes para el control y concordancia de tensión, frecuencia y fase en la posición de línea II y las barras lo permitan.
- Apertura del interruptor 52-2.
- Apertura del seccionador 89-2.
- Apertura del interruptor 52-1.
- Apertura del seccionador 89-1.

7.2. Casos de aplicación de relés de protección

En el capítulo anterior se han expuesto las generalidades de los sistemas de protección más frecuentes, quedando reservado para el presente apartado los ejemplos básicos de aplicación de los sistemas anteriormente tratados y las combinaciones más usuales de los mismos. A continuación se expondrán algunos casos que se han considerado más representativos en los que se explicará, de una forma esquemática y práctica, la aplicación habitual de los relés y los transformadores de medida y protección. No obstante, este tema requiere un estudio mucho más profundo para cada situación en particular.

7.2.1. Protecciones en generadores

Dado el papel especialmente relevante que los generadores representan en la jerarquía de un sistema eléctrico, ya que es el único elemento creador de energía eléctrica como tal, requiere una especial atención la protección de los mismos. Un generador ha de mantenerse en servicio siempre que sea posible, evitando las desastrosas consecuencias de un *apagón* del mismo.

La protección de un generador suele resultar más compleja y sofisticada conforme aumenta la potencia del mismo, pudiendo distinguir entre el tipo de protección que se aplica a un generador de pequeña potencia o de minicentral, de uno de mediana potencia o de uno de gran potencia. De estos tres tipos de generadores se expondrán más adelante unos ejemplos, mientras que ahora se indicarán cuáles son las protecciones que van asociadas a un generador en general:

- *Protección de sobretensión*: protege al generador cuando se halla desconectado de la red de las sobretensiones ocasionadas por algún mal funcionamiento del regulador de tensión o maniobra indebida con el regulador manual. Este tipo de problemas se puede presentar cuando se produce una reducción brusca de carga por lo que el generador se *embala*.

Esta protección es de construcción sencilla, pues consta de unos transformadores de tensión conectados entre fases (con el fin de evitar la influencia de las sobretensiones de las fases sanas en los defectos a tierra) a la salida del generador, en cuyos secundarios se instalan unos relés de sobretensión temporizados a tiempo independiente.

- *Protección de subtensión*: cuando se producen cortocircuitos polifásicos en una línea de distribución de media tensión a la que alimenta una minicentral de poca potencia, se tiene que la aportación del generador a la corriente de cortocircuito después del período subtransitorio es muy débil, siendo muchas veces insuficiente para provocar el disparo de un relé de sobreintensidad. Es, por ello, necesaria la presencia, en estos casos, de una *protección de subtensión*, la cual se instala igual que la protección de sobretensión sólo que utilizando relés de mínima tensión en lugar de los relés de sobretensión.
- *Protección contra pérdida de excitación (subexcitación)*: una pérdida de excitación suele ser debida a la apertura accidental del interruptor del circuito de excitación o a la presencia de un cortocircuito en el mismo. Cuando se pierde la excitación en un generador síncrono, éste la toma de la red en forma de potencia reactiva, lo que puede ocasionar el calentamiento del mismo, además de suponer una pérdida de la potencia suministrada. Otro riesgo fundamental es que el generador pierde el sincronismo con todas las consecuencias que ello supone para otras máquinas que se hallen conectadas en paralelo.

La protección contra subexcitación se aplica principalmente en grandes turbogeneradores, estando constituida básicamente por un *shunt* de una resistencia en paralelo con un relé de mínima tensión, y todo ello dentro del circuito de excitación. Si la corriente de excitación baja por debajo del mínimo estimado, la tensión que caiga en el shunt disminuirá también, lo que producirá el disparo del relé.

- *Protección diferencial*: la protección diferencial del generador será del tipo compensada con el fin de evitar falsas actuaciones en caso de cortocircuitos externos al bucle de protección, ya que los transformadores pueden presentar errores en su respuesta durante el período subtransitorio.

Las posibilidades de configuración de esta protección, para un conjunto de *generador-transformador-barras*, pueden ser, en orden de mayor a menor potencia del generador, las siguientes: *protección diferencial individual*, *protección diferencial de bloque generador-transformador e individual en barras*, *protección diferencial de bloque generador-transformador-barras*.

- *Protección contra cortocircuitos entre espiras de una misma fase*: este tipo de defecto se presenta en aquellos generadores que disponen de varios conductores por ranura como, por ejemplo, los generadores en cuyo estátor tienen varios arrollamientos en paralelo por fase. La protección a aplicar en estos casos es la *protección diferencial transversal* que ya aparece en el capítulo anterior.
- *Protección contra contactos a tierra en el estátor*: este tipo de falta es muy frecuente en los generadores y, como consecuencia de un defecto prolongado, puede ocasionar un temible cortocircuito entre espiras. Los sistemas de protección existentes son muy variados, basándose casi todos en la detección de corriente, en caso de falta, por el neutro del generador. Estos sistemas han de poseer un filtro contra las corrientes del *tercer armónico* que aparecen en los generadores, ya que este armónico no presenta desfase alguno entre las tres fases, resultando que la suma total es el triple de la corriente del tercer armónico de una sola de las fases, lo que conlleva que por el neutro retorne esa corriente y provoque un disparo intempestivo de la protección. Un posible sistema para proteger el generador frente a este tipo de falta consistiría en una *protección diferencial* que comparase la corriente que circula por el neutro con la suma de las corrientes en las tres fases a la salida del generador, consiguiendo así que las corrientes del tercer armónico ya no provocaran disparos intempestivos.
- *Protección contra contactos a tierra en el rotor*: este tipo de falta resulta menos problemática que la anterior, sobre todo si se presenta un único defecto a tierra en el circuito del rotor, ya que la corriente del defecto no tiene camino de retorno. El problema viene cuando se presenta un segundo defecto a tierra, puesto que se tendría una parte del circuito de excitación cortocircuitada. Así pues, la protección debe ser capaz de actuar con la presencia de un único defecto, siendo uno de los sistemas más sencillos el de la instalación de una resistencia en paralelo con el arrollamiento del rotor y un relé de sobreintensidad conectado entre el punto medio de la resistencia y tierra. Cuando se produzca un defecto a

tierra, se cerrará el circuito a través del relé y se producirá el pertinente disparo.

- *Protección contra falta a tierra en la red exterior*: en caso de que se produzca un defecto a tierra en la línea de Media Tensión a la que alimenta el generador, es necesario desconectar el generador para evitar que éste mantenga el arco del defecto. Esta protección se suele aplicar en minicentrales con transformador de neutro aislado (si estuviera el neutro a tierra se podrían tener unas corrientes elevadas de defecto). La instalación se realiza por medio de un transformador de tensión trifásico para medida con el secundario conectado en triángulo y en el cuál se ha intercalado un relé de máxima tensión, con el fin de controlar la tensión residual, temporizado entre 5 y 10 segundos con el fin de crear una cierta selectividad con otras protecciones que pudieran estar más próximas al defecto.
- *Protección contra retorno de energía*: cuando el generador, por fallo de la turbina, comienza a funcionar como motor, se tiene que la energía que éste suministraba a la red pasa a ser consumida por el generador, es decir, que la energía ha cambiado de sentido de circulación. La protección típica contra este tipo de falta consiste en un relé de sobreintensidad direccional.
- *Protección contra cargas asimétricas*: una asimetría puede resultar perjudicial para un generador de polos salientes cuando la diferencia entre la corriente de la fase afectada y la corriente de una fase sana es entorno al 10 - 15%. En turbogeneradores este margen es mucho más reducido, siendo aproximadamente un 4%. La protección habitual consiste en un sistema de filtrado para obtener la componente inversa del sistema trifásico, la cual si sobrepasa el porcentaje preajustado hará actuar un relé de sobreintensidad.
- *Protección de mínima impedancia en la estrella del generador*: este tipo de protección es de aplicación cuando el generador, en caso de cortocircuito en las proximidades del mismo, no es capaz de aportar un valor elevado de corriente de cortocircuito suficiente para hacer actuar una protección de máxima intensidad. Esta protección toma lectura de tensión e intensidad, por medio de sus correspondientes transformadores de protección, hallando la impedancia por medio de un relé de cociente. Es habitual ajustar el relé para el valor de impedancia del conjunto generador - transformador. Asimismo, se suele incluir una temporización de 0,5 a 1 sg con la finalidad de permitir actuar las protecciones contra cortocircuitos que estén instalados.
- *Protección de subfrecuencia*: este tipo de protección ya quedó comentada en el capítulo anterior.

- *Protección de sobrevelocidad:* se puede producir una sobrevelocidad cuando se desacopla del generador una carga importante, para lo cual se puede utilizar un sistema mecánico de regulación tal como un dispositivo centrífugo de bolas. También se podrían utilizar relés de tensión alimentados por una dinamo tacométrica que les proporciona un valor de tensión proporcional a la velocidad del generador.
- *Ejemplo de protección de generadores en minicentrales.*

Los generadores de las minicentrales suelen ser de poca potencia y se hallan conectados a una distribución de media tensión. Las protecciones que incorporan estos generadores suelen ser las mínimas indispensables, pero incluyen algunas especiales que hacen referencia a la forma en que el generador se halla conectado a la red de distribución (véase Fig. 7.6).

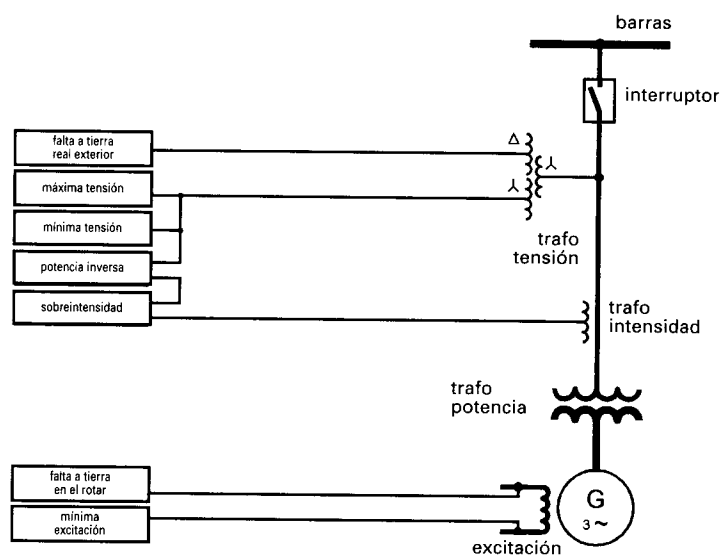


Fig. 7.6. Esquema de protecciones en un generador de una minicentral de potencia inferior a 5.000 Kw y conectado a una red de distribución de media tensión.

- *Ejemplo de protección de generadores de media potencia.*

Para los generadores de una potencia ya considerable, se dispone de equipos de protección compactos, generalmente desarrollados por el propio

fabricante del generador, los cuales incorporan los relés de protección propiamente dichos, transformadores de medida, dispositivos de señalización... (véase Fig. 7.7).

- *Ejemplo de protección de grandes generadores.*

Conforme aumenta la potencia de los generadores, las protecciones asociadas a los mismos se hacen más complejas. En el caso de los grandes generadores, de más de 300 MVA, las protecciones se separan en varios paneles con alimentación independiente, procurando que las protecciones de un panel tengan una réplica de reserva en los otros paneles (véase Fig. 7.8).

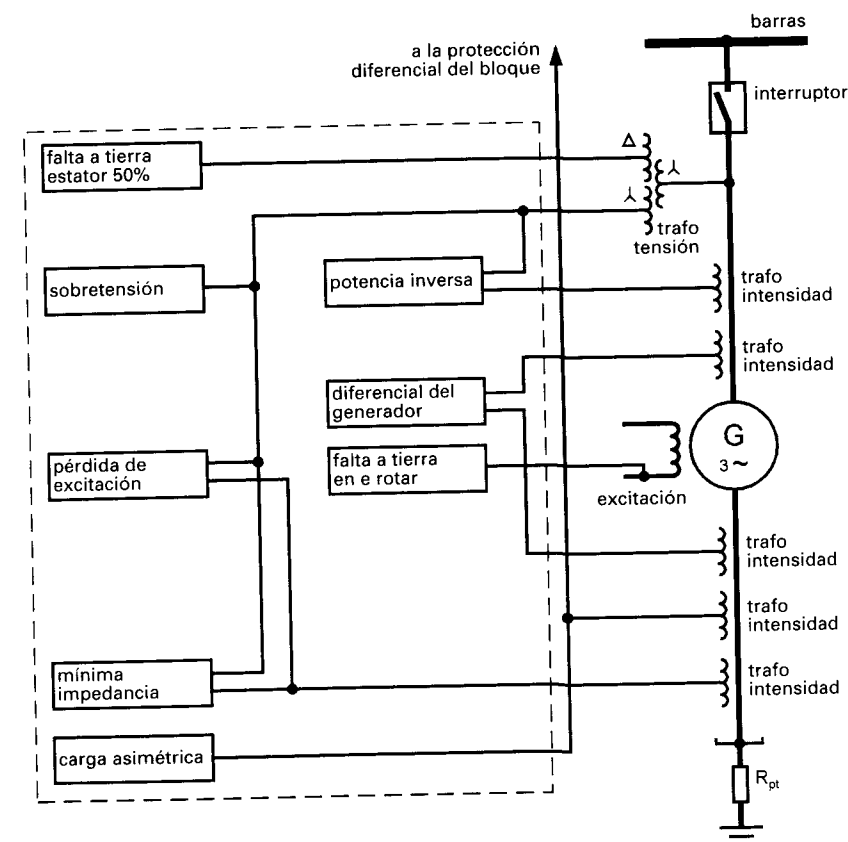


Fig. 7.7. Esquema de bloque de protección para generadores de 20 a 100 MVA.

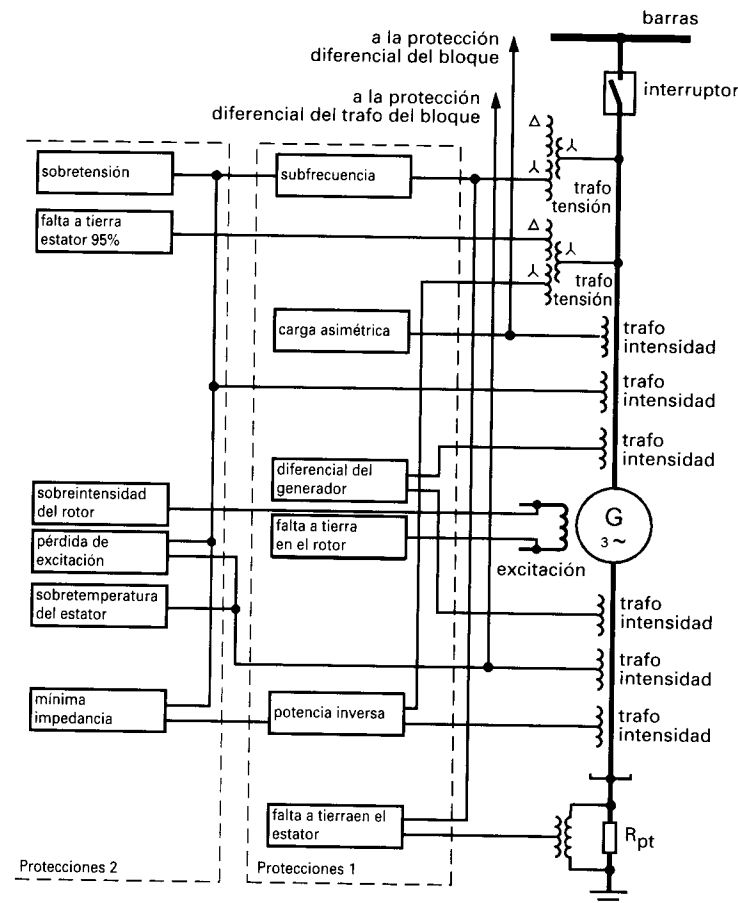


Fig. 7.8. Esquema de protección por bloques con alimentación independiente para generadores de más de 300 MVA.

7.2.2. Protecciones en transformadores

La protección de un transformador de potencia resulta más simple que la de un generador, dado el carácter estático del primero. Además, los transformadores actuales poseen una técnica constructiva tan elevada que resultan ser uno de los elementos más fiables de un sistema eléctrico.

A continuación se expondrá una enumeración de las protecciones más frecuentes para transformadores cuya potencia sea igual o superior a 5 MVA, ya que la protección de transformadores de menor potencia resulta ser a

base de fusibles como protección contra cortocircuitos, y un termómetro para detectar sobrecargas:

- **Protección primaria contra sobretensiones:** consiste en una correcta coordinación de aislamiento. Los transformadores y resto del aparellaje corresponden a un nivel superior de aislamiento, mientras que los pararrayos corresponden a un nivel inferior. La instalación de los pararrayos se efectuará en cada línea que se halle conectada a la instalación y, si la distancia de tales pararrayos al transformador es elevada, se instalarán otros pararrayos lo más próximo posible a las bornas del transformador.
- **Por lo general, y por razones económicas, se suelen instalar los pararrayos en bornas de los transformadores y no en las líneas.**
- **Protección Buchholz:** la protección Buchholz ya quedó reflejada en el capítulo anterior. Simplemente se recordará que este tipo de protección se instala en transformadores de baño de aceite y que es capaz de detectar defectos de aislamiento interno, rotura de conductores, calentamiento excesivo del núcleo y sobrecargas en la parte interna de los bornes pasatapas del transformador.
- **Protección contra sobrecargas:** esta protección está basada en la combinación de un relé de sobreintensidad y un control de temperatura del aceite de la cuba.
- **Protección diferencial:** se utiliza una protección diferencial compensada que suele englobar no sólo el transformador, sino el conjunto de transformación, incluyendo, si existiera, un regulador de tensión en el secundario. Ésta es una protección rápida y selectiva contra defectos internos. A la hora de diseñar esta protección hay que tener en cuenta que las corrientes a ambos lados del bloque de transformación tienen magnitudes distintas e incluyen un desfase horario entre ambas, siendo necesario compensar estas diferencias a base de elegir una adecuada relación de transformación en los transformadores de intensidad y de instalar transformadores auxiliares intermedios para corregir el desfase horario.
- **Protección diferencial del neutro:** cuando la corriente de falta a tierra está limitada, puede suceder que la sensibilidad de la protección diferencial del bloque de transformación no sea suficiente para detectar la corriente de defecto. Por ello se utiliza una protección diferencial que compare la suma de la corriente de las tres fases con la corriente del neutro conectado a tierra del transformador.
- **Protección de la cuba del transformador:** esta protección controla la corriente de defecto entre la carcasa del transformador y su conexión a tierra en caso de defecto interno de masa. Esta protección no indica necesariamente una falta interna del transformador, sino que muchas veces puede ser que algún elemento que, estando bajo tensión, toque externamente la cuba del transformador. Otras veces, la falta puede

estar provocada por la presencia de animales (que pueden poner en contacto una borna o barra en tensión con la carcasa del transformador). La falta se detectará por medio de un transformador de intensidad o toroide instalado en el conductor de protección de tierra de la cuba.

- **Protección de sobreintensidad:** su misión es la protección del transformador frente a defectos externos. En el lado de alta tensión se instala un relé de sobreintensidad a tiempo inverso, mientras que en el lado de media tensión, que suele estar conectado en estrella, se instala un relé de sobreintensidad en el propio neutro que posea selectividad con las protecciones de sobreintensidad de las salidas de media tensión.

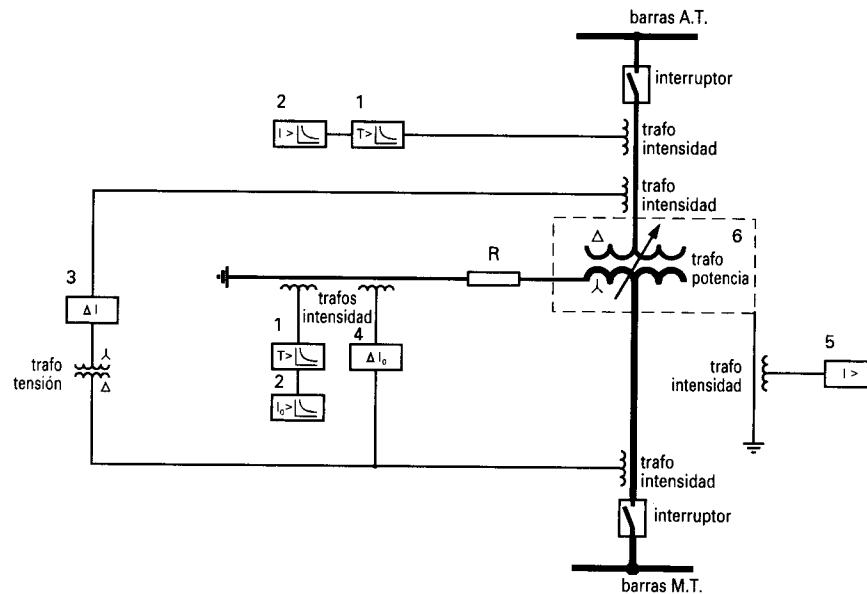


Fig. 7.9. Esquema de protección más frecuente para un transformador de A.T./M.T.:
1- Protección de sobrecarga térmica, 2- Sobreintensidad, 3- Diferencial de fases, 4- Diferencial de neutro, 5- Protección de cuba, 6- Buchholz.

En el esquema de la Fig. 7.9. se muestran las protecciones más usuales para un transformador de alta tensión/media tensión y potencia superior a 5 MVA.

7.2.3. Protección de barras

Las barras juegan un papel muy importante en la explotación de una instalación, ya que recogen líneas y elementos de un mismo nivel de tensión y permiten realizar múltiples maniobras y conexiones entre ellos.

Cada línea que se conecta a una barra colectora lo hará a través de un interruptor y un seccionador del *lado de barras* y otro del *lado de línea*, es decir, uno a cada lado del interruptor. Con todo esto se puede definir como *zona de protección de barras* a todo el conjunto de barras, interruptores y seccionadores del lado de barras, así como los transformadores de medida asociados a los interruptores (véase Fig. 7.10).

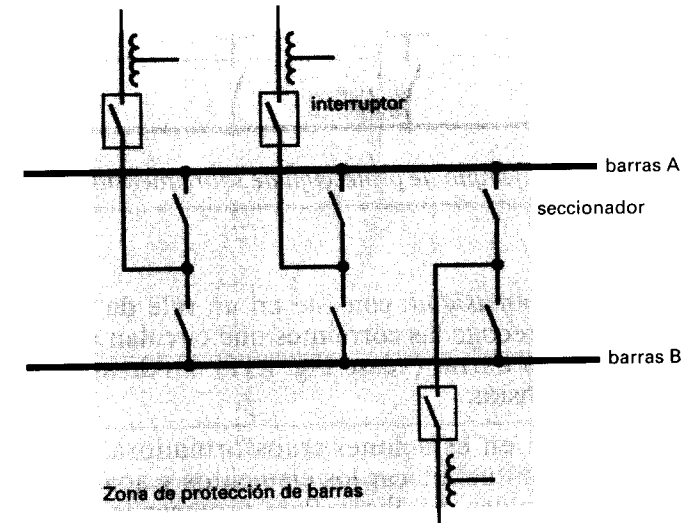


Fig. 7.10. Ejemplo del concepto de zona de protección de barras.

Las faltas en barras suelen ser poco frecuentes, pero cuando ocurren son más problemáticas que en otros elementos, como generadores, líneas, transformadores... Los problemas que se presentan son:

- Cuando se produce una falta en barras, se pueden quedar sin servicio varias líneas a la vez.
- En redes de alta tensión se dispone de potencias de cortocircuito muy elevadas en barras, por lo que los desperfectos en caso de falta suelen ser graves.
- Un fallo en la protección local de las barras ante un defecto, obliga a que sean las protecciones remotas de reserva las que disparen, lo que supondría un tiempo de actuación elevado. Esta situación podría provocar el *apagón* del sistema eléctrico.

A continuación se enumeran las principales protecciones para barras de media tensión y de alta tensión.

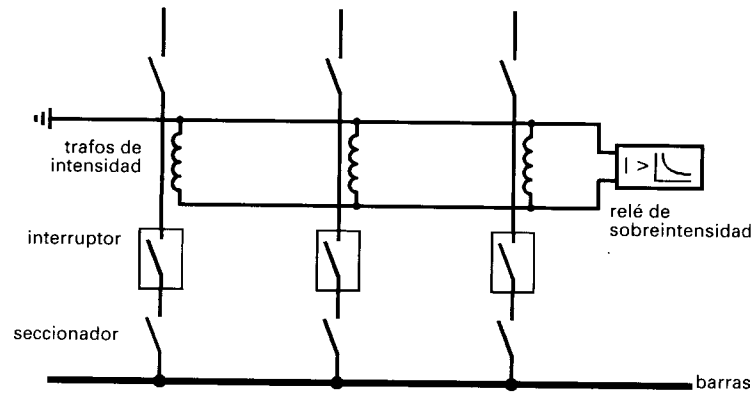


Fig. 7.11. Ejemplo de protección de sobreintensidad.

- **Protección de sobreintensidad:** consiste en un relé de sobreintensidad a tiempo inverso que recoge las corrientes que circulan por los terminales de línea de entrada a barras (véase Fig. 7.11). Es de aplicación en instalaciones de media tensión.
- **Protección de cuba:** en estaciones transformadoras de interior para media tensión, es habitual ubicar los elementos y aparamenta de la instalación dentro de celdas metálicas. Para proteger la instalación contra posibles faltas a tierra, en la cabina se utiliza un sistema similar al de la protección de cuba de transformadores. Cada cabina o sector de cabinas contará con una protección de cuba, y si ésta detecta una falta a tierra, ordenará al interruptor de la cabina o del sector de cabinas a realizar la correspondiente apertura.
- **Protección diferencial:** se basa en el simple hecho de que la suma de corrientes de todas las líneas que se conectan a una barra ha de ser cero (primera ley de Kirchoff). El relé diferencial suele ser un relé de sobreintensidad a tiempo inverso o dependiente (véase Fig. 7.12). El ajuste del relé deberá realizarse con la máxima corriente diferencial, debido a los errores de los transformadores de intensidad que pueda presentarse ante una falta externa al bloque diferencial, debiendo ser el tiempo de operación superior al de la protección propia de la línea o elemento afectado.
- **Protección de sobretensión y subtensión:** se conectará esta protección a los transformadores de tensión de los equipos a proteger o, en su defecto, en los de barras. Se utiliza la *protección de subtensión* para el caso de *cero* de tensión, debiendo desconectar las líneas que llegan al embarrado y así evitar que en la siguiente reposición del servicio se energizan varias

líneas a la vez al conectar la línea de la falta. Además así se evita la presencia de sobretensiones. Es de aplicación en barras de alta tensión.

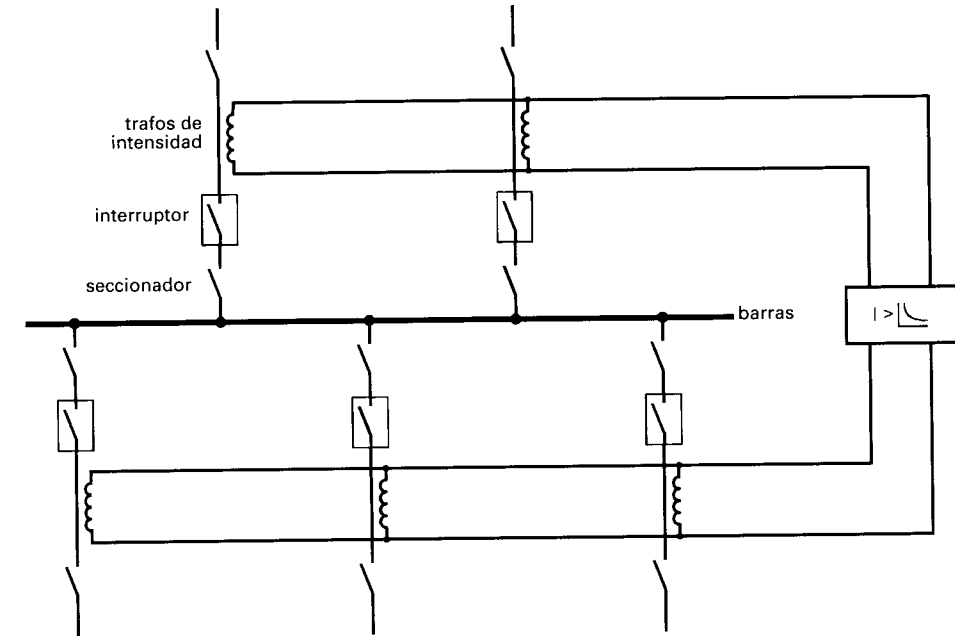


Fig. 7.12. Ejemplo de protección diferencial de barras mediante relé de sobreintensidad de tiempo inverso.

- **Protección de fallo de interruptor:** la misión de esta protección es la de detectar la orden de una protección principal, la cual no es obedecida por el interruptor correspondiente (bien por agarrotamiento del mismo, bien por avería en la bobina de disparo o en sus circuitos). La protección de fallo de interruptor recoge las señales de todas las protecciones principales de un juego de barras e incluye, además, una temporización (lo suficientemente larga para suponer que interruptor remoto no abre por avería) transcurrida la cual ordena la apertura de todos los interruptores conectados al juego de barras, incluyendo el interruptor de unión de barras. Este sistema de protección es de aplicación en barras de alta tensión.

Bibliografía

A continuación se da una relación de libros, manuales, reglamentos, normas y catálogos que se han consultado durante el desarrollo de este libro. Estos se reflejan a continuación agrupados por capítulos, por lo que pueden aparecer títulos repetidos.

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN.

- “Instalaciones de Baja Tensión. Cálculo de líneas eléctricas”. Editorial CEAC. Autores: José Ramírez Vázquez, Rafael Sánchez Martín. Barcelona 1988.
- “Estaciones de transformación y distribución. Protección de sistemas eléctricos”. Editorial CEAC. Autor: José Ramírez Vázquez. Barcelona 1988.
- “Maniobras en redes eléctricas (I). Maniobras en parques de intemperie”. Editorial Paraninfo. Autor: Iberdrola, Endesa, Sevillana de Electricidad, Unión Fenosa. Madrid 1994.

CAPÍTULO 2: APARAMENTA DE ALTA TENSIÓN. CARACTERÍSTICAS.

- “Estaciones de transformación y distribución. Protección de sistemas eléctricos”. Editorial CEAC. Autor: José Ramírez Vázquez. Barcelona 1988.
- “Curso de aparamenta eléctrica”. Manual técnico de Merlin Gerin. Autor. Manuel Cortés Cherta. Barcelona 1989, 1990.
- “Reglamento de Alta Tensión”. Editorial García Enciso. Ministerio de Industria y Energía. Madrid 1994.

- “Coordinación de aislamiento”. Norma UNE 21062-80 Parte I. Editorial IRANOR. Madrid 1980.

CAPÍTULO 3: APARATOS DE MANIOBRA Y CORTE (I). SECCIONADORES.

- “Estaciones de transformación y distribución. Protección de sistemas eléctricos”. Editorial CEAC. Autor: José Ramírez Vázquez. Barcelona 1988.
- “Maniobras en redes eléctricas (I). Maniobras en parques de intemperie”. Editorial Paraninfo. Autor: Iberdrola, Endesa, Sevillana de Electricidad, Unión Fenosa. Madrid 1994.
- Catálogo de seccionadores de Manufacturas Eléctricas S.A. (MESA)
- Catálogo de seccionadores de INAEL.
- “Aparamenta industrial de alta tensión. Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna”. Norma UNE 20101. Editorial IRANOR. Madrid 1990.

CAPÍTULO 4: APARATOS DE MANIOBRA Y CORTE (II). TÉCNICAS DE RUPTURA.

- “Estaciones de transformación y distribución. Protección de sistemas eléctricos”. Editorial CEAC. Autor: José Ramírez Vázquez. Barcelona 1988.
- “Análisis moderno de sistemas eléctricos de potencia”. Editorial Limusa. Autor: Gilberto Enríquez Harper. México 1981.
- “Elementos de diseño de subestaciones eléctricas”. Editorial Limusa. Autor: Gilberto Enríquez Harper. México 1983.
- “SF6. Gas de aislamiento y corte”. Manual técnico de Merlin Gerin / Groupe Schneider. Barcelona 1995.
- “Interruptores de corriente alterna para alta tensión”. Norma UNE 21081 Parte I. Editorial IRANOR. Madrid 1975.
- “Interruptores de corriente alterna para alta tensión”. Norma UNE 21081 Parte II. Editorial IRANOR. Madrid 1975.
- “Combinados interruptor-fusibles y combinados interruptor automático-fusibles de corriente alterna para alta tensión”. Norma UNE 20135. Editorial IRANOR. Madrid 1977.

- “Interruptores para alta tensión (I). Interruptores de alta tensión para tensiones superiores a 1 KV. e inferiores a 52 KV.”. Norma UNE 20104. Editorial IRANOR. Madrid 1990.
- “Fusibles de corriente alterna para alta tensión”. Norma UNE 21120. Editorial IRANOR. Madrid 1993.
- “Fusibles de alta tensión destinados a circuitos con motores”. Norma UNE 20436. Editorial IRANOR. Madrid 1981.
- “Cortacircuitos fusibles de alta tensión destinados a la protección externa de los condensadores de potencia en derivación”. Norma UNE 20438. Editorial IRANOR. Madrid 1983.
- “Cortacircuitos fusibles de expulsión y de tipos similares de alta tensión”. Norma UNE 21120. Editorial IRANOR. Madrid 1990.
- “Guía de aplicación para la elección de fusibles de alta tensión destinados a utilizarse en circuitos con transformadores”. Norma UNE 21122. Editorial IRANOR. Madrid 1991.
- “Fusibles de alto poder de ruptura”. Norma CEI 281-2. Edita: El Comité Electrotécnico Internacional.
- “Fusibles de expulsión”. Norma CEI 282-2. Edita: El Comité Electrotécnico Internacional.

CAPÍTULO 5: CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO.

- “Estaciones de transformación y distribución. Protección de sistemas eléctricos”. Editorial CEAC. Autor: José Ramírez Vázquez. Barcelona 1988.
- “Análisis y diseño de sistemas eléctricos para plantas industriales”. Editorial Limusa S.A. Autor: Irwin Lazar. Méjico D.F. 1988.
- “Curso moderno de máquinas eléctricas rotativas. Tomo III: máquinas de corriente alterna asíncronas”. Editores Técnicos Asociados S.A. Autor: Manuel Cortés Cherta. Barcelona 1986.
- “Curso moderno de máquinas eléctricas rotativas. Tomo IV: máquinas síncronas y motores de c.a. de colector”. Editores Técnicos Asociados S.A. Autor: Manuel Cortés Cherta. Barcelona 1977.
- “Cálculo industrial de máquinas eléctricas. Tomo I”. Editorial Marcombo. Autor: Juan Corrales Martín. Barcelona 1982.

CAPÍTULO 6: APARAMENTA PARA PROTECCIÓN Y MEDIDA.

- “Estaciones de transformación y distribución. Protección de sistemas eléctricos”. Editorial CEAC. Autor: José Ramírez Vázquez. Barcelona 1988.
- “Transformadores de potencia medida y protección”. Editorial Marcombo. Autor: Enrique Ras. Barcelona 1991.
- “Protecciones en instalaciones eléctricas. Evolución y perspectivas”. Editorial Marcombo. Autor: Paulino Montané. Barcelona 1993.
- “Introducción a los transformadores de medida”. Manual de Artech Hermanos S.A. Autor: Jaime Berrosteguieta. Mungía (Vizcaya) 1992.
- “Coordinación de aislamiento”. Norma UNE 21062-80 Parte I. Editorial IRANOR. Madrid 1980.
- “Pararrayos de resistencia variable”. Norma UNE 21087-81 Parte I. Editorial IRANOR. Madrid 1981.
- “Transformadores de medida y protección. Transformadores de intensidad”. Norma UNE 21088-81 Parte I. Editorial IRANOR. Madrid 1981.
- “Transformadores de medida y protección. Transformadores de intensidad”. Norma UNE 21088-85 Parte I, 1er Complemento. Editorial IRANOR. Madrid 1985.
- “Transformadores de medida y protección. Transformadores de tensión”. Norma UNE 21088-81 Parte II. Editorial IRANOR. Madrid 1981.
- Catálogos de transformadores de tensión e intensidad para media y alta tensión de Artech Hermanos S.A.
- Catálogo de pararrayos para media y alta tensión de INAEL.

CAPÍTULO 7: EJEMPLOS DE APLICACIÓN DE APARAMENTA DE ALTA TENSION.

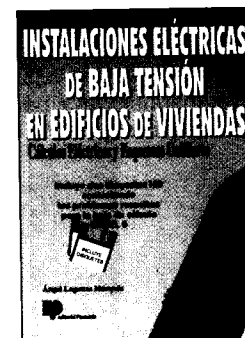
- “Estaciones de transformación y distribución. Protección de sistemas eléctricos”. Editorial CEAC. Autor: José Ramírez Vázquez. Barcelona 1988.
- “Protecciones en instalaciones eléctricas. Evolución y perspectivas”. Editorial Marcombo. Autor: Paulino Montané. Barcelona 1993.

OTRAS OBRAS AFINES

publicadas por



INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE BAJA TENSIÓN EN EDIFICIOS DE VIVIENDAS. Lagunas.



Presenta diversos problemas resueltos de instalaciones eléctricas en edificios de viviendas, tanto en interiores como de enlace de edificios. Con los datos mínimos necesarios, la hoja de cálculo realiza todas las operaciones y esquemas unifilares, de gran utilidad tanto para el aprendizaje como para los profesionales del sector. Incluye dos discos informáticos con los problemas resueltos para la hoja de cálculo Excel 5.

Índice extractado: Suministros de baja tensión. Instalaciones de enlace. Instalaciones interiores o receptoras. Instalaciones de vivienda. Puesta a tierra. MIBT-39.

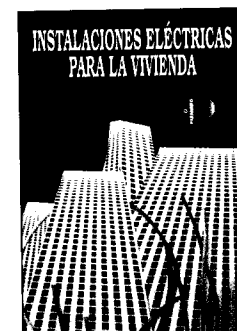
INSTALACIONES ELÉCTRICAS PARA PROYECTOS Y OBRAS. A. López/Guerrero.

Cumple un fin didáctico a la vez que sirve de ayuda al profesional para el desarrollo de sus trabajos y estudios. Eminentemente práctico, sin fórmulas ni procedimientos de cálculo, recoge numerosos montajes y modelos de instalaciones, con sus correspondientes esquemas y dibujos.

Índice extractado: Esquemas de conexionado. Postes de Líneas y Centros de Transformación. Obras Civiles. Redes de Baja Tensión con conductores trenzados. Instalaciones en Edificios y Alumbrado Público. Instalaciones varias: Viviendas, Naves industriales. Circuitos de Maniobras.



INSTALACIONES ELÉCTRICAS PARA LA VIVIENDA. J. Roldán Viloria.



Abarca campos de la electricidad como el automatismo, telecomunicación, informática, aire acondicionado, etc. que constituyen gran parte de las instalaciones eléctricas de una vivienda. Contiene los esquemas y aparatos de uso doméstico más representativos, y su forma de instalar o reparar.

Muy recomendable para estudiantes de la especialidad en Escuelas Técnicas Profesionales.

Índice extractado: Física aplicada. Alumbrado. Aparatos electrodomésticos. Calor y frío. Motores: esquemas de aplicación. Aparatos de medida. Herramientas.

INSTALACIONES DE ELECTRICIDAD.

INSTALACIONES DE ELECTRICIDAD

La Norma Tecnológica de la edificación fue establecida por el Decreto 3565/1972 y publicada por el BOE del 15 de enero de 1973. El objetivo de esta norma es conseguir un ordenamiento tecnológico audiovisual con el fin de aumentar las garantías de seguridad y calidad de las edificaciones.

Índice extractado: Instalaciones de la red exterior. Instalaciones de centros de transformación. Instalaciones de baja tensión. Instalaciones de puesta a tierra. Instalaciones de alumbrado exterior. Instalaciones de alumbrado interior.

EL INSTALADOR ELECTRICISTA. GUÍA DE NEGOCIOS. Llorente.

Obra que pretende orientar al pequeño empresario electricista o instalador independiente sobre la planificación, diseño y gestión de su empresa. El estudio está dedicado a la generación de la empresa, presupuestos, gestión, costes e ingresos, nuevas tecnologías aplicadas, relación con las administraciones públicas, etc.

Índice extractado: Estructura básica de la empresa. Cálculo de presupuestos. Márketing. En el trabajo. Costes directos y beneficios. El ordenador personal como fuente de beneficio. El futuro de la empresa. Nuevas tecnologías. Decisiones inteligentes.



PUESTAS A TIERRA EN EDIFICIOS Y EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS.

Toledano.

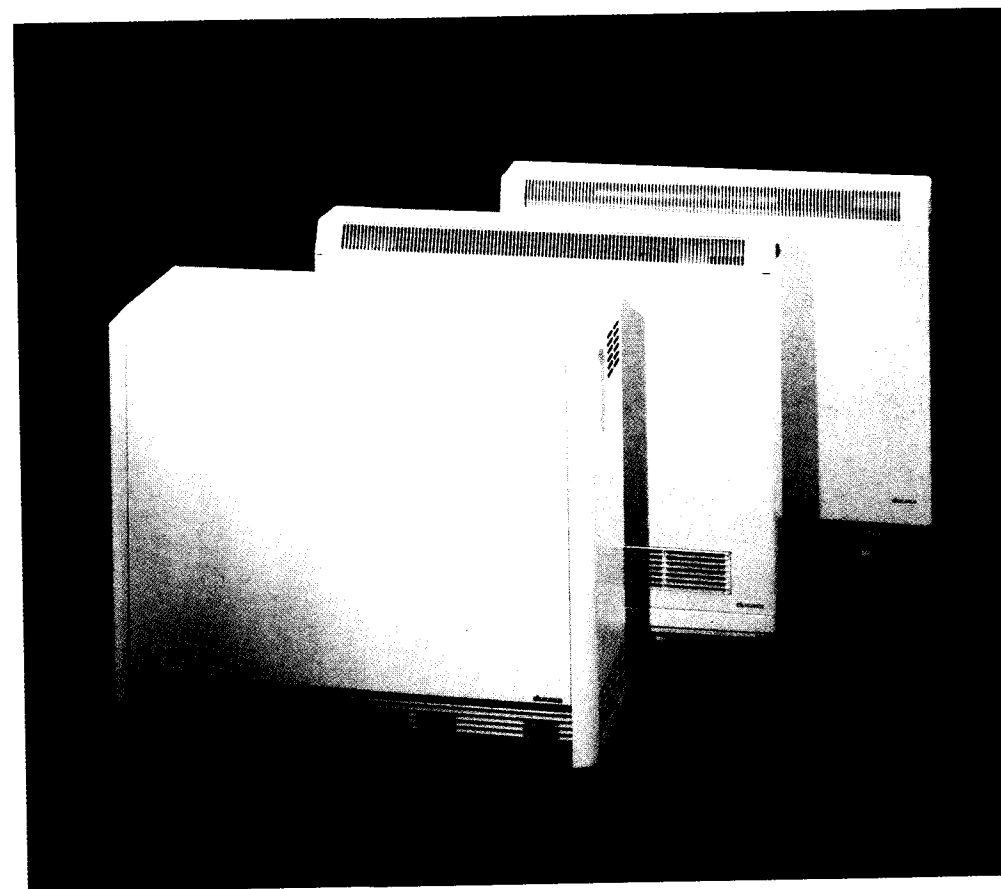
Puesta a Tierra en Edificios y en Instalaciones Eléctricas

Hace una descripción sencilla, práctica y gráfica de:

- La *resistividad* del terreno y los *electrodos* de puesta a tierra.
- La *puesta a tierra* de los edificios basada en el *Reglamento de Baja Tensión* y en la *Norma Tecnológica de la edificación*.
- Criterios de *cálculo, proyecto y construcción* de los sistemas de puestas a tierra en instalaciones eléctricas de *Alta Tensión*.
- Tratamiento del terreno* para la mejora de las tomas de tierra y el efecto del terreno sobre ellas.



En invierno no se dejará a nadie ni el recibo de la luz



Calefacción Eléctrica por Acumulación Nocturna de Calor

Todavía hoy, al mencionar la calefacción doméstica se suele pensar en el gas, pero cada día hay más familias que confían en nuestro programa de calefacción eléctrica por su nivel de eficiencia, economía y sencillez de instalación y manejo. Un conjunto de aparatos de última generación para disfrutar del máximo confort y del 55% de descuento de la tarifa nocturna de electricidad. Con estos sistemas de calefacción eléctrica estamos convencidos de aportar mucho más que bienestar y calidad de vida a las personas. Nos sentimos orgullosos de contribuir, con modernas soluciones, a la optimización de las fuentes de energía y a la gestión de los recursos medioambientales.

ducasa
Expertos en Climatización

Roger de Flor, 61-63. 08013 Barcelona
Tel. (93) 247 86 30* - Fax (93) 245 57 81