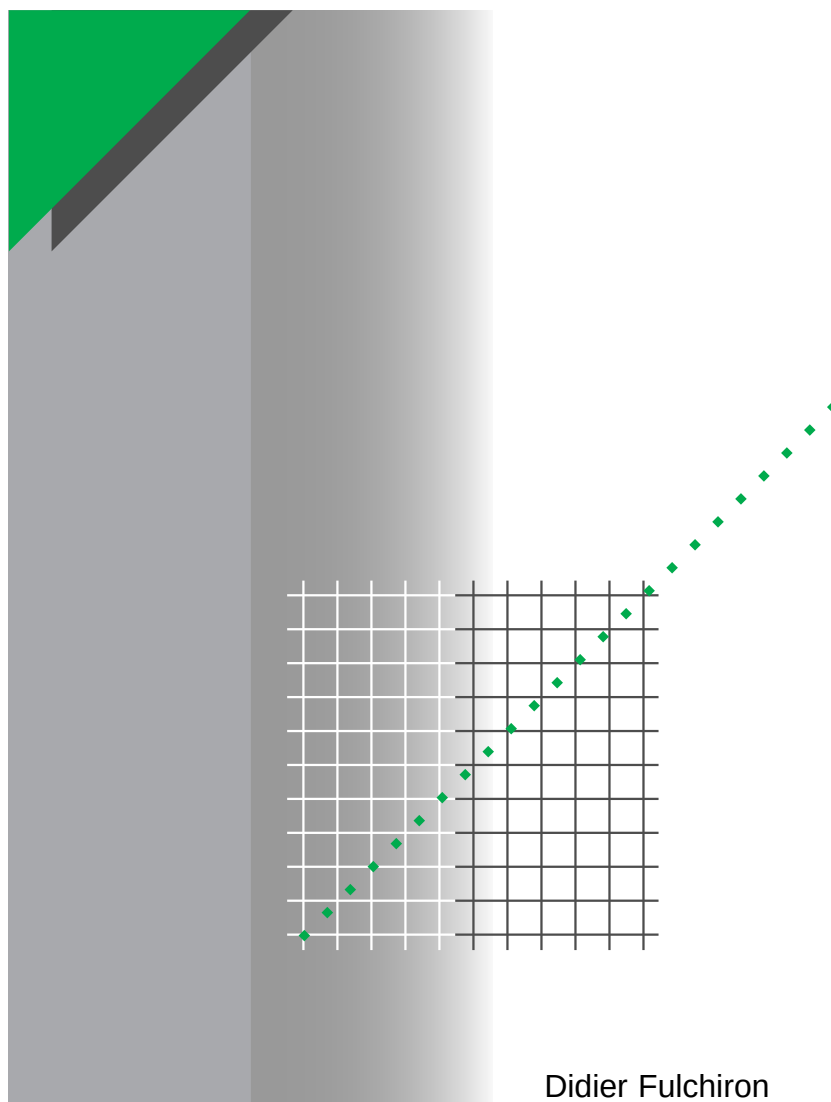


Cuaderno Técnico nº 192

Protección de los transformadores de los centros de transformación MT/BT



	Merlin Gerin
	Eunea Merlin Gerin
	Modicon
	Telemecanique
	Mesa
	Himel
	Square D

Didier Fulchiron

La **Biblioteca Técnica** constituye una colección de títulos que recogen las novedades electrotécnicas y electrónicas. Están destinados a Ingenieros y Técnicos que precisen una información específica o más amplia, que complemente la de los catálogos, guías de producto o noticias técnicas.

Estos documentos ayudan a conocer mejor los fenómenos que se presentan en las instalaciones, los sistemas y equipos eléctricos. Cada uno trata en profundidad un tema concreto del campo de las redes eléctricas, protecciones, control y mando y de los automatismos industriales.

Puede accederse a estas publicaciones en Internet:

<http://www.schneiderelectric.es>

Igualmente pueden solicitarse ejemplares en cualquier delegación comercial de **Schneider Electric España S.A.** o bien dirigirse a:

Centro de Formación Schneider

C/ Miquel i Badia, 8 bajos

08024 Barcelona

Telf. (93) 285 35 80

Fax: (93) 219 64 40

e-mail: formacion@schneiderelectric.es

La colección de **Cuadernos Técnicos** forma parte de la «Biblioteca Técnica» de **Schneider Electric España S.A.**

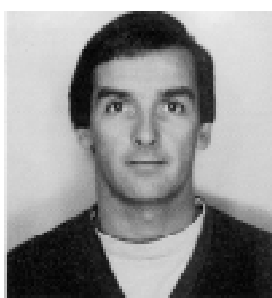
Advertencia

Los autores declinan toda responsabilidad derivada de la incorrecta utilización de las informaciones y esquemas reproducidos en la presente obra y no serán responsables de eventuales errores u omisiones, ni de las consecuencias de la aplicación de las informaciones o esquemas contenidos en la presente edición.

La reproducción total o parcial de este Cuaderno Técnico está autorizada haciendo la mención obligatoria: «Reproducción del Cuaderno Técnico nº 192 de Schneider Electric».

Cuaderno Técnico nº 192

Protección de los transformadores de los centros de transformación MT/BT



Didier FULCHIRON

Diplomado por la Ecole Supérieure d'Electricité en 1980, entró en el servicio técnico de Merlin Gerin en 1981, en el centro de ensayos de gran potencia. Actualmente, en la División de MT, emplea sus conocimientos en aplicaciones de distribución pública para su valoración, prescripción y normalización.

Trad.: J.M. Giró

Original francés: abril 1998

Versión española: setiembre 2001



Terminología

Corriente de transición:

Valor de la corriente trifásica simétrica para la que los fusibles y el interruptor intercambian la función de corte (en un combinado o conjunto interruptor-fusibles) (CEI 420).

Corriente de intersección:

Valor de la corriente que corresponde a la intersección de las características tiempo-corriente de dos dispositivos de protección contra corriente máxima (VEI 441-17-16).

DGPT:

Dispositivo que se puede utilizar en transformadores sumergidos con llenado total y que agrupa la supervisión de desprendimiento de gases, presión y temperatura.

Factor de simultaneidad:

No coincidencia técnica o temporal en la utilización de una red que permite establecer una potencia máxima de utilización conjunta muy inferior a la suma de las potencias máximas individuales.

Onda cortada:

Parte de una onda de sobretensión, generalmente de rayo, que continúa propagándose después del cebado en el aire (explosor o contorneo de un aislador). Resulta muy agresiva para ciertos equipos, por ser muy rápido el frente de bajada producido en el cebado.

Protección de los transformadores de los centros de transformación MT/BT

La elección de las protecciones de los transformadores MT/BT puede parecer simple porque normalmente su determinación es fruto de las costumbres tradicionales de los diseñadores de redes eléctricas e incluso de exigencias y consideraciones técnico-económicas. De hecho, la elección se hace en función de la tecnología de los transformadores, de los tipos de cargas que alimentan y, sobre todo, del entorno en el que trabajan.

Este Cuaderno Técnico enumera los esfuerzos a los que están sometidos los transformadores durante su uso y valora sus consecuencias, explicando las diversas protecciones que pueden utilizarse. El desarrollo del mismo se ha tenido que simplificar necesariamente debido a los muchos criterios y soluciones que existen. Sin embargo, el técnico eléctrico encontrará en este cuaderno las principales informaciones para hacer una buena elección.

Índice

1	Introducción	1.1 Los transformadores MT/BT y la política de protección	p.	6
		1.2 Repaso de los transformadores, tecnología y utilización	p.	7
2	Esfuerzos de explotación y tipos de defectos	2.1 Conexión y desconexión	p.	10
		2.2 Sobretensiones externas	p.	10
		2.3 Sobrecargas	p.	12
		2.4 Cortocircuitos en la red BT	p.	13
		2.5 Evolución de los defectos internos	p.	14
		2.6 Defectos que dependen de la tecnología	p.	16
3	Protección contra sobretensiones	3.1 Generalidades	p.	18
		3.2 Explosores y pararrayos	p.	18
4	Protección contra sobrecargas	4.1 Protección midiendo la intensidad de corriente	p.	20
		4.2 Protección midiendo la temperatura	p.	21
5	Protección mediante fusibles MT y combinados interruptor-fusibles	5.1 Características de los fusibles MT	p.	22
		5.2 Límites de los fusibles	p.	23
		5.3 Utilización de un combinado interruptor-fusibles	p.	25
6	Protección mediante interruptor automático MT y sus órganos de disparo asociados	6.1 Criterios de elección de una curva de disparo	p.	27
		6.2 Ventajas de una protección de tierra	p.	29
		6.3 Protecciones autónomas: Time Fuse Links (TFL) y relés de protección	p.	30
		6.4 Las protecciones con fuente de alimentación auxiliar: DGTP, sondas y relés	p.	31
7	Conclusión		p.	33
	Anexo 1: Reglas de selección de un fusible para protección de transformadores		p.	35
	Anexo 2: Cálculo de las corrientes de transición y de inserción de un conjunto interruptor-fusibles		p.	37
	Bibliografía		p.	39
	Diagrama lógico de situaciones, criterios y soluciones		p.	40

1 Introducción

1.1 Los transformadores MT/BT y la política de protección

La razón de ser de los transformadores

En las redes de distribución, los transformadores permiten:

- minimizar las pérdidas de energía por efecto Joule; elevar la tensión un 10% supone reducir estas pérdidas en una razón de 100:

$$\text{Pérdidas} = R \left(\frac{P_{\text{consumida}}}{U} \right)^2,$$

- minimizar las caídas de tensión resistivas (R) y reactivas (X) de la energía que se transporta ($U.I.\cos \phi$), puesto que:
($\Delta U \approx R.I.\cos \phi + X.I.\sin \phi$),

- potencialmente, asegurar la separación galvánica entre redes de la misma tensión (límite de propiedad, cambio de régimen de neutro,...).

Aunque es poco frecuente cortar voluntariamente la distribución de energía, sin embargo a veces es necesario «maniobrar» los transformadores en condiciones normales de explotación, por ejemplo:

- para reconfigurar la red,
- para operaciones de mantenimiento o de seguridad,
- para responder a una punta de consumo,
- para poner en funcionamiento o parar un proceso.

Estas operaciones se hacen con el transformador sin carga pudiendo ésta cambiar notablemente las condiciones de maniobra y los fenómenos eléctricos transitorios resultantes. Los transformadores de distribución son máquinas pasivas de una gran fiabilidad cuya duración es de varias decenas de años. Un distribuidor noruego, sobre un parque de 5 000 transformadores seguidos durante 4 años, ha cifrado la tasa anual de incidentes en el 0,09% (9 por cada 10 000), incluidas todas las causas. Para redes subterráneas, la tasa de incidentes es siempre inferior al 0,2%, pudiendo llegar al 0,5% en ciertas redes aéreas. Normalmente, la causa de la sustitución es la obsolescencia, motivada por el cambio de las necesidades de potencia o de tensión. Aunque los defectos en

servicio son muy raros, se han de utilizar protecciones por razones de seguridad de los bienes y de las personas y para asegurar la continuidad del servicio.

Esfuerzos sufridos por los transformadores

Los transformadores están sometidos a numerosas sobrecargas eléctricas externas que pueden provenir tanto de la red aguas arriba como aguas abajo. Las consecuencias de un posible fallo pueden ser muy graves tanto por su coste como en cuanto a las pérdidas de explotación. Por tanto, los transformadores, por una parte, deben de estar protegidos contra las agresiones de origen externo y por otra, en caso de defecto interno, deben de poderse separar de la red.

El término «protección del transformador» muy frecuentemente se asocia a la acción de desconexión de la red, incluso cuando ya está fallando, pudiendo obedecer tanto a medidas preventivas (sobretensiones, defecto aguas abajo, sobrecargas, temperatura) como a medidas curativas de separación de un transformador con defecto.

Política de protección

El diseñador de la red es el responsable de definir las medidas de protección que hay que aplicar en cada transformador, en función de los criterios de continuidad y de calidad del servicio, de costes de inversión y explotación, de seguridad de bienes y de personas así como del nivel de riesgo admisible. Las soluciones aplicadas son siempre un compromiso entre estos diversos criterios, siendo muy importante que el compromiso de equilibrio adoptado entre ventajas e inconvenientes esté perfectamente identificado. Por ejemplo, un mismo explotador o distribuidor de energía puede aplicar soluciones muy diferentes en una parte de la red, urbana o rural, puesto que los criterios de potencia unitaria, de coste, de consecuencias en caso de incidente, no son los mismos.

La gran fiabilidad de los transformadores es un elemento determinante en la elección que hacen los distribuidores en cuanto al coste unitario de los órganos de protección que pueden asociarse.

Esto explica, por ejemplo, que lo que se busca al proteger un transformador, más que salvaguardar el material, es limitar las consecuencias de un defecto.

Ciertos criterios usuales de elección, aunque no sistemáticos, tienen precisamente este sentido:

- la «protección» definida exclusivamente como «prevención contra el riesgo de explosión y salvaguarda de la red MT» para transformadores conectados a redes de distribución pública,
- la vigilancia de la temperatura de los transformadores de las instalaciones industriales o terciarias en las que se pueden utilizar sistemas de enganche/desenganche o conexión/desconexión,
- la no supervisión de la sobrecarga de los transformadores de distribución pública; por una

parte, la diversidad de clientes hace que esta situación de sobrecarga conjunta sea poco probable y, por otra, sólo pueden preverse los desenganches en caso de defecto o incidente. La protección contra sobrecargas es necesaria si el transformador alimenta a un grupo de abonados homogéneo puesto que no hay diversificación de actuaciones.

Dado que todas estas posibilidades de elección son siempre el resultado de un compromiso técnico-económico y de una orientación política, es imposible proponer una solución satisfactoria para todos los casos. Por tanto, después de repasar los transformadores y sus características, analizaremos los esfuerzos a los que se ven sometidos y los diversos medios de protección. La solución que se aplique dependerá en cada caso del criterio del diseñador de la red.

1.2 Repaso de los transformadores, tecnología y utilización

La tecnología utilizada (transformadores secos o sumergidos) influye en ciertas características, en las protecciones que hay que instalar y en los posibles emplazamientos de instalación. El conocimiento de las características eléctricas y térmicas de los transformadores es necesario para conocer su comportamiento y su resistencia a los esfuerzos, tanto en situación de explotación normal como de defecto.

Tecnologías

■ Los transformadores con dieléctrico líquido suelen ser de llenado total.

Estos transformadores son adecuados para:

- centros de transformación no supervisados (mantenimiento nulo),
- ambientes severos si el revestimiento de la cuba está adaptado (partes activas protegidas),
- aplicaciones con consumo cíclico (buena inercia térmica).

Pero por el contrario, la presencia de un dieléctrico líquido tiene ciertos riesgos:

- riesgo de polución de la capa freática (si hay fuga de dieléctrico); de ahí la obligación, en ciertos casos, de prever un foso de retención.
- riesgo de incendio (**figura 1**), y de ahí la prohibición de su utilización en ciertos edificios.

Estos riesgos se han tenido en cuenta en la redacción de los diferentes textos reglamentarios y normas y reglamentos que se

-
- Foso de retención.
 - Distancias suficientemente largas o pantallas para evitar la propagación del fuego.
 - Dispositivos para obtener la extinción espontánea.
 - Dispositivos de desconexión automática activados por el desprendimiento de gases.
 - Dispositivos de desconexión automática activados por sobretemperatura.
 - Dispositivos de desconexión y extinción automática activados al detectarse el fuego.
 - Cierre automático de las puertas cortafuegos.

Fig. 1: Protecciones contra incendio que dependen de la utilización de transformadores con dieléctrico líquido.

refieren a las condiciones de instalación o a las limitaciones de su uso.

■ Los transformadores «secos» son mejores para:

- los locales con entorno controlado: polvo - humedad - temperatura...; hay que limpiarlos y quitarles el polvo periódicamente,
- los inmuebles, especialmente si son edificios de gran altura, porque pueden tener un buen comportamiento frente al fuego (por ejemplo, clase 1, según NF C 52-726) y respetar los criterios de no toxicidad de los humos.

Características

Los diversos valores asignados están definidos en la norma CEI 76 (transformadores de potencia). Ciertas características eléctricas son determinantes para conocer la resistencia a los esfuerzos normales de explotación y a las situaciones de defecto y sirven también para elegir y ajustar las protecciones.

■ Tensión asignada del primario (U_r)

La aplicación de la norma CEI 71 (coordinación del aislamiento) permite elegir la tensión de aislamiento y la tensión dieléctrica a las descargas de rayo (**figura 2**).

■ Tensión de cortocircuito (U_{cc})

Permite calcular la intensidad de corriente absorbida por el primario cuando se cortocircuitan los bornes del secundario, despreciando la impedancia de la fuente:

$$I_{cc} = \frac{100 I_n}{U_{cc} \%}$$

Permite también conocer la impedancia del transformador, necesaria para el cálculo de la intensidad de cortocircuito cuando éste se produce en la distribución BT:

$$Z = \frac{U_{cc} \% U_r}{100 I_r}$$

Las tensiones de cortocircuito están normalizadas y son función de la potencia del transformador: 4 a 6% para transformadores MT/BT (**figura 3**).

■ Corriente de enganche

En condiciones especialmente desfavorables (transformador en vacío, magnetismo remanente importante y enganche en el cero de tensión con el primer semiperíodo del mismo signo que el del magnetismo remanente) se produce una gran saturación del núcleo magnético, abarcando el arrollamiento hasta tres veces su flujo nominal. Debido a esta saturación, la inductancia aparente de la bobina cae de manera importante, dando un comportamiento similar al de una bobina en el aire (aumento del flujo de fuga): entonces la intensidad de corriente que se tiene en el arrollamiento puede alcanzar valores de cresta muy elevados, hasta una decena de veces el pico de la corriente asignada, con una forma de onda de corriente muy deformada debido al fenómeno de saturación (**figura 4**).

Estos fenómenos de enganche se amortiguan con una constante de tiempo adecuada del transformador, que depende de sus

características magnéticas y del flujo de fuga. La constante de tiempo es del orden de algunas centenas de milisegundo para un transformador de distribución (en este mismo estudio, más adelante, se presenta un cuadro de valores numéricos).

El conocimiento de la corriente de enganche es necesario para elegir y/o ajustar las protecciones contra cortocircuitos situadas en el primario del transformador.

■ Inercia térmica del transformador

Depende del tipo de transformador (seco o con dieléctrico líquido) y de su potencia. Su conocimiento es útil también para determinar la protección contra sobrecargas.

El lector que quiera profundizar en el conocimiento de los transformadores (tecnología, características, utilización) puede leer el Cuaderno Técnico correspondiente.

Valor de aislamiento según CEI 71	17,5	24	36
Tensión más alta para el material	17,5	24	36
Tensión dieléctrica a frecuencia industrial 1 min	38	50	70
Tensión dieléctrica a la descarga de rayo	75 ó 95	95, 125 ó 145	145 ó 170
Tensión de servicio de la red	12 a 17,5	17,5 a 24	24 a 36

Nota: la tensión dieléctrica a las descargas de maniobra no está especificada para valores de menos de 245 kV.

Fig. 2: Valores de aislamiento normalizado.

Potencia asignada S_n en kVA	U_{cc} según	
	CEI 76	H426.S1 (Europa)
$S_n < 50$	4%	no especificada
$50 < S_n < 630$	4%	4%
$630 < S_n < 1250$	5%	6%
$1250 < S_n < 2500$	6,25%	6%

Fig. 3: Tensiones de cortocircuito normalizadas de los transformadores de distribución.

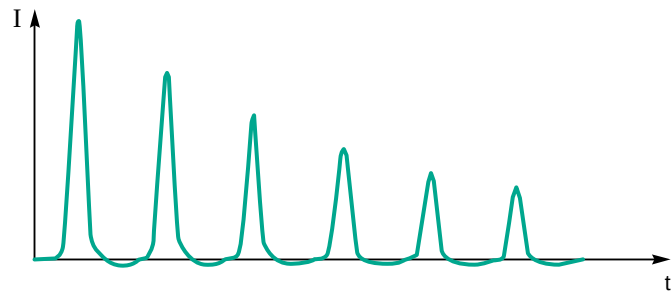


Fig. 4: Aspecto de las corrientes de conexión con saturación asimétrica.

2 Esfuerzos de explotación y tipos de defectos

2.1 Conexión y desconexión

Las «maniobras» de un transformador de distribución se limitan a su conexión y desconexión. En distribución pública, estas maniobras son excepcionales y no corresponden a las operaciones de explotación normal. Sin embargo, los transformadores se conectan y desconectan cuando hay que intervenir en los interruptores automáticos de la red aguas arriba, incluidas las operaciones cíclicas de enganche y desenganche de redes. Los reenganches rápidos pueden provocar la conexión de la tensión con un gran flujo remanente, lo que produce corrientes de conexión especialmente elevadas.

En los procesos industriales o terciarios, este tipo de maniobras puede efectuarse sistemáticamente en los procesos de marcha-paro de líneas de producción o de apertura-cierre de las factorías, por ejemplo. Cuando la carga conectada al transformador está controlada, se puede elegir hacer la conexión con o sin carga.

Puesto que el amortiguamiento de las corrientes de conexión depende de las características magnéticas del transformador (principalmente sus pérdidas por histéresis), la presencia de una

carga influye poco en su comportamiento. La conexión se efectúa generalmente con las cargas conectadas. Si éstas presentan fenómenos transitorios, hay que tener en cuenta su comportamiento global. Por ejemplo, en el caso de motores, la corriente transitoria del transformador se sobrepone a la corriente de arranque del motor, pero la duración de ambas intensidades de corriente es muy diferente y la impedancia del transformador está dimensionada para limitar la sollicitación de intensidad de corriente durante el proceso de arranque. Debería ser objeto de un estudio especial el identificar bien estos casos, puesto que no corresponden a las aplicaciones típicas de «distribución».

Las corrientes de enganche obligan a los dispositivos de supervisión (relés y captadores de corriente asociados, fusibles, ...) a incorporar la noción de temporización para no provocar actuaciones intempestivas. En los apartados correspondientes se volverá a tratar este aspecto.

2.2 Sobreteniones externas

Origen y severidad

Los transformadores de distribución están sometidos a tensiones transitorias que provienen de las redes a las que están conectados. Estas sobretensiones tienen su origen o bien en las descargas de rayo, directas o inducidas, sobre las redes MT o BT (Cuaderno Técnico nº 168: El rayo y las instalaciones eléctricas MT) o bien en la transmisión, a través de estas mismas redes MT de las sobretensiones de maniobra generadas en la red aguas arriba. Cuando la apartamenta corta la tensión mediante el dispositivo correspondiente situado inmediatamente aguas arriba, el conjunto formado por el transformador, el aparato de corte y el circuito de alimentación produce sobretensiones que provocan sobreesfuerzos dieléctricos en el transformador. Estos sobreesfuerzos producen un envejecimiento prematuro o incluso pueden producir, en ese mismo momento, un defecto de aislamiento entre espiras o entre éstas y masa.

Las condiciones más críticas se dan al desconectar transformadores sin carga mediante órganos de maniobra capaces de interrumpir corrientes de alta frecuencia, tales como interruptores automáticos en vacío. Por tanto, la utilización de este tipo de apartamenta para efectuar maniobras de explotación debe de hacerse con determinadas precauciones.

Los criterios de severidad de las sobretensiones que han de soportar los transformadores son ante todo y evidentemente, el valor de cresta, pero también la velocidad de variación de la tensión (frente de subida, o de descenso en caso de un cebado próximo «onda cortada») que lleva a un reparto desigual de los esfuerzos en los arrollamientos provocando el que se sobrepase la rigidez dieléctrica entre espiras aunque el valor de cresta entre los bornes del arrollamiento primario no sobrepase los valores admisibles (**figura 5**).

Riesgos de exposición a las sobretensiones

Los riesgos de exposición a las sobretensiones de un transformador dado dependen de su entorno, con condicionantes como éstos:

- alimentación MT aérea o subterránea,
- posible presencia de limitadores de sobretensiones (pararrayos o explosores), su dimensionamiento y sus condiciones de instalación,
- tipo y longitud de las conexiones entre la red y el transformador,
- tipo de aparamenta y condiciones de maniobra,
- cualidad de las tomas de tierra y diseño de la red de masas en el centro de transformación,
- que la red BT sea aérea o subterránea,
- puesta a tierra de la red BT y su posible conexión a la toma de tierra del centro de transformación.

Las definiciones normalizadas asociadas a la noción de los niveles de aislamiento no cubren completamente los sobre esfuerzos a los que pueden verse sometidos los transformadores porque ciertos fenómenos que se presentan en las redes pueden haber sido mal valorados, como los transitorios de frente muy rápido.

En la práctica, la valoración de los riesgos de las sobretensiones resulta muy generalista, porque lo que está en juego en un transformador MT/BT no justifica un estudio excesivo de la coordinación del aislamiento. Además es prudente que el diseñador de la red evite especificar características particulares que puedan requerir una fabricación especial. Por tanto se limita a escoger entre los valores de aislamiento normalizados (figura 2).

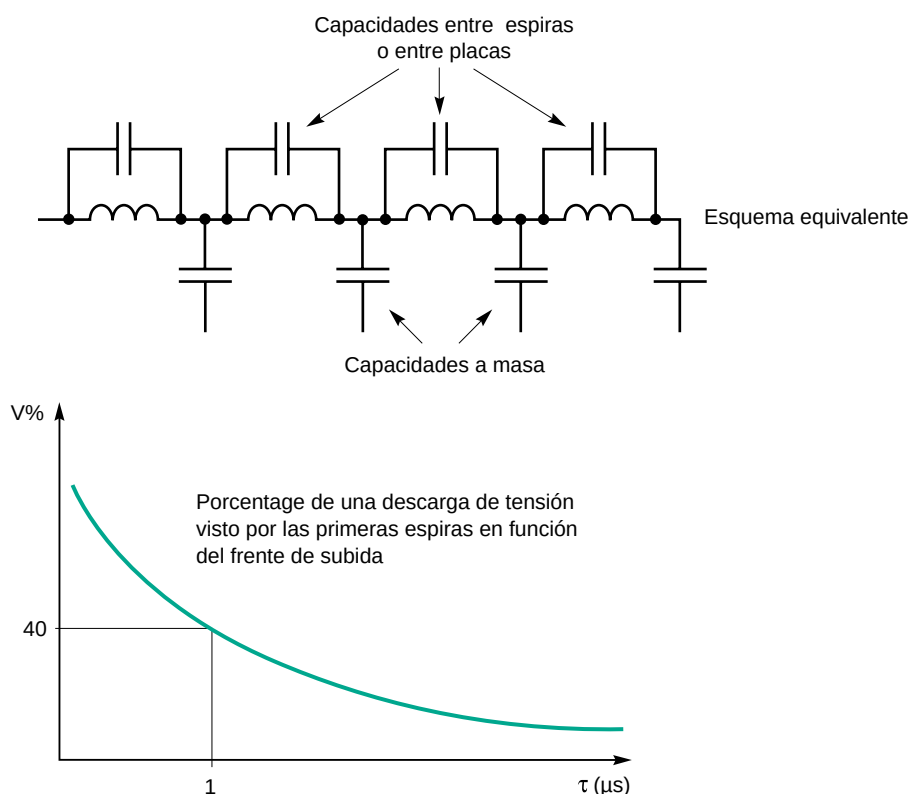


Fig. 5: Capacidades distribuidas y esfuerzos a lo largo de un arrollamiento.

Defectos de aislamiento

- Los defectos internos provocados por las sobretensiones se presentan de estas diferentes formas:
- defectos de aislamiento entre espiras de un mismo arrollamiento (que es el caso más frecuente),
- defectos de aislamiento entre arrollamientos,
- defectos de aislamiento entre un determinado arrollamiento y una parte conductora próxima (núcleo o cuba).

El comportamiento asociado a estas tres categorías de defectos se describe en las páginas siguientes.

- Los aislamientos externos de los transformadores sumergidos están suficientemente dimensionados y no se observan fallos dieléctricos externos en estos transformadores, a excepción de ciertos transformadores de redes aéreas en zonas especialmente polucionadas. Como ya se ha dicho, los transformadores secos pueden dar lugar a defectos dieléctricos externos en caso de suciedad de las superficies aislantes.

2.3 Sobrecargas

Generalidades

Los calentamientos admisibles en las diferentes partes de un transformador son los que corresponden a un funcionamiento permanente, teniendo en cuenta los valores límite de calentamiento que indican las normas, puesto que éstas ya cuentan con el envejecimiento normal de los aislantes.

Una intensidad de corriente de valor superior al valor asignado corresponde a un funcionamiento con sobrecarga. Una situación de sobrecarga mantenida implica que se sobrepasan los calentamientos en ciertos puntos del transformador (según su construcción) y, si además la temperatura ambiente es elevada, provocará que se sobrepasen las temperaturas admisibles.

La distinción entre calentamiento y temperatura es importante porque permite apreciar y diferenciar si ciertas situaciones de sobrecarga son críticas. Por ejemplo, una sobrecarga debida a calentamientos eléctricos en invierno en una región fría no tendrá las mismas consecuencias que una sobrecarga similar debida a un defecto del aire acondicionado en verano en un país cálido.

Sin embargo, en condiciones de funcionamiento anormales o excepcionales, se admite el sobrepasar también los límites, aunque sea en detrimento de la esperanza de vida del transformador. Esto puede ser preferible a una interrupción del servicio provocada por un aumento transitorio de la potencia solicitada.

Los criterios admisibles de las sobrecargas, como la temperatura ambiente, el funcionamiento con cargas cíclicas, etc., se tratan en el Cuaderno Técnico sobre transformadores de distribución.

Normalmente la sobrecarga es pasajera y no se alcanza el equilibrio térmico; la inercia térmica del transformador, importante para los transformadores de tipo «sumergido», permite soportar valores elevados, siguiendo una ley «a tiempo inverso» (figura 6).

Las corrientes de sobrecarga admisibles son diferentes según que se produzcan con regímenes equilibrados o no; una supervisión simple del umbral de corriente de cada fase puede resultar innecesariamente penalizadora.

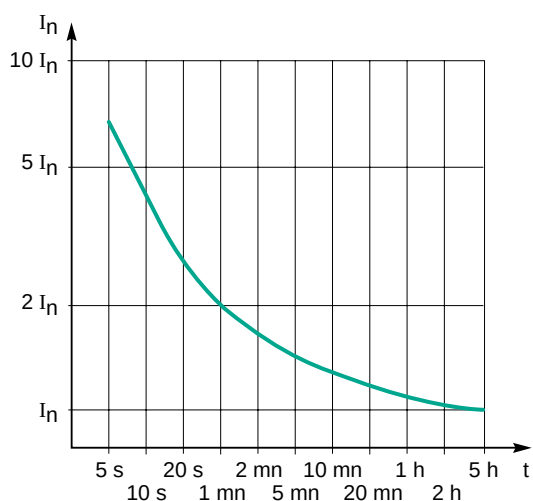


Fig. 6: Orden de magnitud de la capacidad de sobrecarga de un transformador sumergido.

Distribución pública

En distribución pública, la sobrecarga no provoca generalmente la desconexión del transformador, puesto que, a corto plazo, se da prioridad a la continuidad del servicio. Por otra parte, los circuitos BT están siempre sobredimensionados y la sobrecarga del transformador no llega nunca a ser una sobrecarga de los conductores BT. Si la situación de sobrecarga se repite muy frecuentemente, el distribuidor se verá obligado a sustituir el transformador por otro modelo más potente. Ciertos distribuidores utilizan máxímetros de corriente para poder seguir la evolución de los picos de potencia que ha de soportar cada transformador.

Distribución industrial

En una instalación industrial, una situación de sobrecarga puede ser de corta duración, debida por ejemplo a un proceso de arranque de las máquinas, o susceptible de prolongarse, en el caso de un funcionamiento defectuoso de las cargas. En estas instalaciones, el cuadro

general BT inmediatamente aguas abajo del transformador debe de tener un interruptor automático que proteja contra una situación de sobrecarga prolongada. Por tanto, la gestión se realiza en el lado BT, sea por procedimientos de desconexión para instalaciones complejas, sea por desconexión general si no interviene antes ningún elemento de la distribución que desconecte alguna parte de la instalación.

Distribución en el sector de servicios

En las instalaciones del sector del «gran sector terciario» de inmuebles de oficinas, de centros comerciales, etc., los criterios de continuidad del servicio son importantes. No suele haber cargas puntuales que tengan procesos de arranque o un comportamiento similar. En caso de sobrecarga del transformador es necesario proceder a la desconexión de cargas, lo que puede hacerse a costa de cortar aplicaciones no prioritarias, por ejemplo la calefacción o el aire acondicionado. La función de «desconexión» está cada vez más integrada en la «Gestión Técnica de Edificios».

2.4 Cortocircuitos en la red BT

En caso de defecto aguas abajo del transformador, la impedancia de los circuitos BT pasa a tener rápidamente una importancia preponderante en el cálculo de las corrientes de cortocircuito (Cuaderno Técnico nº 158: Cálculo de corrientes de cortocircuito) y únicamente los defectos localizados en la zona inmediata del transformador representan una sobrecarga significativa para él. Estos defectos son resueltos o por la protección BT afectada (fusibles o interruptor automático) o por la protección MT aguas arriba del transformador en el caso de que el defecto se produzca por encima de la protección lado BT.

Recordemos que un transformador con una tensión de cortocircuito del 5% tiene una intensidad de cortocircuito $20 I_n$, con una fuente de potencia infinita y un cortocircuito BT de impedancia nula. La hipótesis de fuente de potencia infinita suele ser realista en distribución pública, donde la potencia unitaria de los transformadores de distribución es baja respecto a la potencia de cortocircuito de la red

MT. Este no es el caso normal de la industria y el gran sector terciario, donde pasar por alto la impedancia de la fuente obligaría a sobredimensionar inútilmente el diseño de la parte de BT y de las protecciones asociadas.

Para el transformador, el defecto BT próximo a los bornes se traduce en sobrecargas térmicas, que dependen del valor y de la duración del defecto, y en sobrecargas mecánicas, por los efectos electrodinámicos especialmente en el momento de producirse el defecto. Los transformadores están normalmente diseñados para poder soportar el cortocircuito en bornes (fuente infinita y cortocircuito franco) lo que corresponde a la peor situación de todas las previsible en explotación. Sin embargo, la repetición de defectos puede tener efectos acumulativos, desplazando los bobinados, por ejemplo, y favoreciendo un envejecimiento prematuro. En todos los casos, la duración del defecto debe de quedar limitada por una protección, so pena de provocar la destrucción por efectos térmicos.

2.5 Evolución de los defectos internos

Defectos entre espiras

Los defectos entre espiras del arrollamiento MT son el defecto más frecuente y a la vez el más difícil de detectar. Son fruto de una degradación local del aislamiento del conductor, por sobreesfuerzos térmicos o dieléctricos. La manifestación inmediata se reduce a un pequeño aumento de la corriente primaria, debido por una parte a la modificación de la razón de transformación y por otra a la aparición del fenómeno de espiras en cortocircuito en el arrollamiento afectado. Esta espira con defecto se comporta como un arrollamiento secundario dando origen a una corriente que sólo está limitada por su impedancia propia y por la resistencia en el punto del defecto (**figura 7**).

Según la corriente que circule por esta espira, la evolución del defecto será más o menos rápida. En caso de corriente importante el calentamiento local provocará el deterioro de las espiras próximas y el defecto se extenderá rápidamente. El orden de magnitud corresponde aproximadamente a 100 veces la corriente asignada, o sea, aproximadamente 1 kA para el arrollamiento primario de un transformador de 400 kVA a 20 kV (CIRED 1991/1.14). En todos los casos, la presencia de un arco local provocará un desprendimiento de gases, tanto si el transformador es seco o de inmersión. Esta aparición de gases puede provocar un importante aumento de la presión, hasta la ruptura del elemento (cuba o aislante sólido).

Si el defecto provoca una corriente primaria baja, el fenómeno puede ser lento y difícilmente detectable supervisando la corriente de alimentación. Hay ensayos de laboratorio con transformadores sumergidos que han descubierto corrientes primarias entre 1 y 6 veces la corriente

asignada, acompañadas de un desprendimiento importante de gases con defectos entre espiras que implican hasta un 8% de las espiras primarias (CIRED 1991/1.14). Por este motivo la vigilancia de la emisión de gases o de la presión pueden utilizarse complementariamente con las protecciones basadas en la medida de la intensidad de corriente.

Defectos entre arrollamientos

■ Arrollamientos MT

Los defectos entre arrollamientos MT son poco frecuentes pero pueden dar lugar a corrientes de defecto elevadas, hasta corrientes de cortocircuito de red en casos de defectos junto a los bornes, con manifestaciones muy importantes. Ciertas localizaciones particulares, como defectos entre arrollamientos próximos a las conexiones de punto neutro de un acoplamiento en estrella, se parecen a un defecto entre espiras porque los puntos que entran en contacto no tienen tensiones muy diferentes.

■ Arrollamientos BT

Los defectos entre arrollamientos BT son excepcionales porque estos arrollamientos están situados más cerca del núcleo magnético y están rodeados por los arrollamientos MT. En el caso de varios arrollamientos BT colocados en la misma columna del circuito magnético (acoplamiento zigzag, por ejemplo) hay posibilidad de defecto. En todos los casos, la corriente de defecto resulta inferior a la de un cortocircuito en bornes secundarios, pero la evolución del incidente puede ser rápida debido a la presencia de un arco de intensidad significativa.

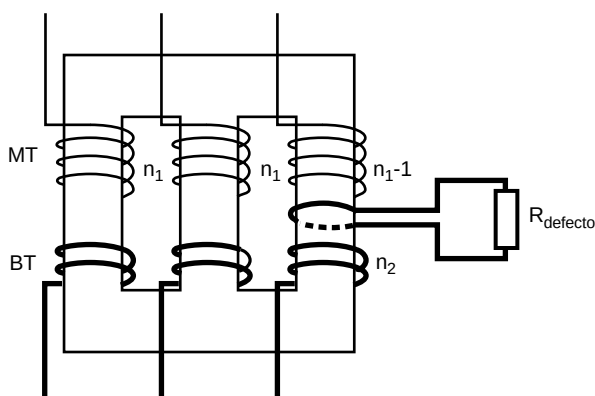


Fig. 7: Funcionamiento de un transformador con una espira del primario en cortocircuito

■ MT/BT

Un defecto entre arrollamientos puede también hacer que se produzca un contacto entre primario y secundario, con la aparición de un potencial peligroso en la red BT (Cuaderno Técnico nº 172: Los esquemas de conexión a tierra en BT). El riesgo para los equipos y personas depende de los regímenes de neutro (o esquemas de conexión a tierra) de las dos redes (**figura 8**). En ciertas aplicaciones, para privilegiar la seguridad del arrollamiento de menor tensión, la utilización de una pantalla conectada a masa, colocada entre los arrollamientos primario y secundario, permite suprimir esta hipótesis de defecto favoreciendo por el contrario los defectos fase-masa. En este caso, las tomas de tierra de la masa y del neutro BT son diferentes, lo que evita la subida de tensión de la red BT respecto a tierra.

Defectos a masa e influencia del régimen de neutro o esquema de conexión a tierra

Los defectos entre arrollamientos MT y masa tienen su origen más frecuente en la perforación del aislamiento como consecuencia de una sobretensión. Sin embargo, como ya se ha visto, también pueden ser consecuencia de defectos de tipo mecánico o debidos a la evolución de un defecto eléctrico. Las características de un defecto a masa, así como las posibilidades de diagnóstico dependen del modo de puesta a tierra de la red de alimentación y de la ubicación del defecto en el transformador (**figura 9**).

■ En el caso de un neutro no distribuido en MT, conectado a tierra por una impedancia, el defecto hará aparecer una corriente a tierra función de la impedancia de neutro y de la posición del defecto en el arrollamiento. En el caso de una corriente de defecto muy baja, se corre el riesgo de que se

produzca una elevación muy lenta de la presión, como en los defectos entre espiras. Una detección muy sensible de la corriente a tierra será un medio de protección eficaz, pero, no siempre es posible realizar, técnica o económicamente, una protección de este tipo.

■ En el caso de una red con neutro sintonizado (puesta a tierra mediante una bobina de Petersen) el defecto de aislamiento de un transformador de inmersión tendrá un efecto de autoextinción recurrente. El bajo valor de la corriente de defecto permite su extinción espontánea en el aceite y la recuperación progresiva de la tensión, característica de una red con neutro sintonizado, pero se producirá un recabado unos milisegundos más tarde. La frecuencia del fenómeno va aumentando si hay una degradación progresiva debido a los sucesivos recabados del arco que van deteriorando la rigidez dieléctrica.

■ En el caso de una red con neutro conectado directamente a tierra y distribuido (red de 4 conductores, de tipo norteamericano) la presencia de una corriente de neutro es normal, debido a la existencia de cargas monofásicas; y la aparición de un defecto hará aumentar esta corriente (en función de la impedancia de la parte de arrollamiento no cortocircuitado). La situación es entonces similar a un autotransformador en cortocircuito. La corriente de defecto será siempre significativa y exigirá una rápida intervención, ya que hay peligro de explosión. Sin embargo, se corre el riesgo de que esta corriente de neutro no sea vista por las protecciones de red que están ajustadas para admitir una corriente de neutro importante (hasta el 40% de la corriente nominal de la línea). Por tanto, debe de ser la protección del transformador la que debe de poder actuar.

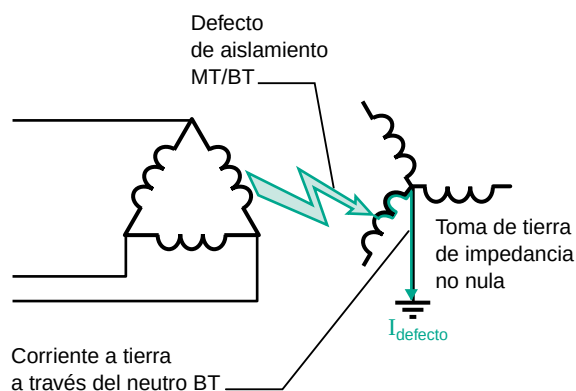


Fig 8: Ejemplo de defecto entre arrollamientos primario y secundario.

Una parte significativa de los defectos afecta a la masa del transformador, y por tanto a tierra. Por consiguiente, es útil una protección contra defectos a tierra. En condiciones normales la corriente a tierra será nula (salvo en las redes con neutro a tierra y distribuido); esta protección

puede ajustarse a un valor bajo, por ejemplo 10% de la corriente asignada con una temporización de 100 ms, en el caso de utilización de transformadores de corriente, y algunos amperios en el caso de utilización de un captador de corriente residual.

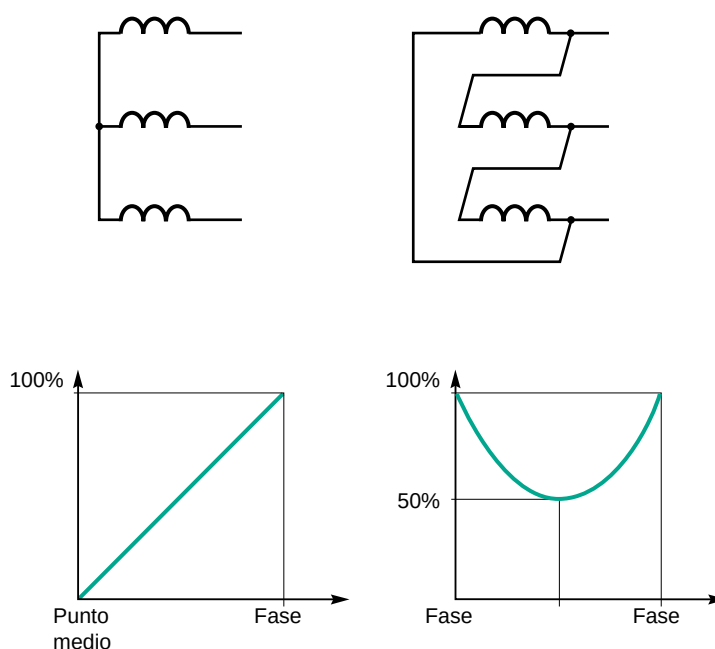


Fig. 9: Corriente de defecto a masa, función del acoplamiento MT y de la ubicación del defecto.

2.6 Defectos que dependen de la tecnología

Los fallos internos en los transformadores suelen ser casi siempre debidos a solicitaciones externas (sobretensiones o sobreintensidades). Hemos visto hasta hora los diversos tipos de defectos y la manera en que pueden evolucionar.

Sin embargo, según la tecnología del transformador, pueden presentarse otros posibles fallos.

■ Transformadores de inmersión

□ Una pérdida de dieléctrico no diagnosticada a tiempo llevará a un defecto eléctrico de pérdida de aislamiento en la parte alta de los arrollamientos. Estas fugas pueden tener su origen, por ejemplo, en la corrosión de la cuba o en un golpe.

□ La polución del dieléctrico, por la presencia de partículas provenientes de la cuba, del núcleo o de los aislantes, o por la penetración de agua, puede también originar una situación de degradación dieléctrica. Normalmente, estas impurezas no se controlan en los transformadores de distribución.

■ Transformadores con aislamiento sólido

□ Esfuerzos mecánicos anormales (golpes, esfuerzos de las conexiones) pueden agrietar el aislante dando paso a posibles cebados entre espiras o hacia las masas próximas.

□ El agrietamiento del aislante puede asimismo ser consecuencia de un envejecimiento térmico anormal consecuencia de una mala utilización del transformador.

□ Los defectos del moldeado del aislante sólido pueden dar origen a fenómenos de descargas parciales, si hay burbujas en el aislante en puntos con un elevado campo eléctrico. Este fenómeno provoca una degradación interna de los aislantes, propiciándose la aparición de un defecto mayor.

□ En este tipo de transformadores la presencia de polucionantes externos (polvo) desequilibra el reparto de las cargas o esfuerzos dieléctricos

en la superficie, llegando incluso a provocar la aparición de defectos de aislamiento.

□ La proximidad de masas metálicas a una distancia inferior a la prescrita por el constructor puede provocar localmente una tensión dieléctrica excesiva sobre el aislante.

En la tabla de la **figura 10** se hace una síntesis de los esfuerzos en explotación y sus consecuencias.

Esfuerzo	Causa posible	Defecto más probable	Manifestaciones iniciales
Sobretensiones	Descarga próxima de rayo	Arcos entre espiras MT	Desprendimiento de gases o humos
	Maniobras de red	Arcos entre arrollamientos y masa	Pequeño aumento de la corriente de fase Corriente a tierra
Sobreintensidad baja	Sobrecarga	Dstrucción arrollamientos en los puntos más calientes con cortocircuito entre espiras	Desprendimiento de gases o humos
	Defecto impedante en la red BT		Pequeño aumento de la corriente de fase
Gran sobreintensidad	Defecto BT próximo	Dstrucción arrollamientos en los puntos más calientes con cortocircuito entre espiras y desplazamiento de bobinas	Evolución rápida y aleatoria hacia defectos en los arrollamientos
Envejecimiento	Acumulación de causas anteriores	Arcos entre espiras MT Evolución posible a tierra	Desprendimiento de gases o humos Pequeño aumento de la corriente de fase Corriente a tierra

Nota: todos estos tipos de fallos, si no son corregidos en su fase inicial, evolucionarán hacia una generalización que afectará a diversos arrollamientos y podrán manifestarse de forma violenta reventando la cuba, explotando las bobinas y tal vez provocando un incendio.

Fig. 10: Síntesis de los esfuerzos en explotación y sus consecuencias.

3 Protección contra sobretensiones

3.1 Generalidades

Un transformador alimentado en antena o colocado en un punto de abertura de un bucle representa en alta frecuencia una impedancia muy elevada en comparación con la impedancia de onda del cable o de la línea de alimentación. Debido a esto, durante los fenómenos de propagación de ondas, este transformador representa un punto de reflexión casi total y el sobreesfuerzo que puede llegar a tener que soportar, en una primera aproximación, es el doble de la tensión máxima de la onda incidente.

Para que sean eficaces, es importante que los dispositivos limitadores estén colocados lo más cerca posible del transformador. El orden de magnitud de esta separación es de una decena de metros. Las condiciones de instalación, junto con una longitud adecuada de las conexiones y los valores de las tomas de tierra, influyen mucho en las prestaciones de la protección (Cuaderno Técnico nº 151: Sobretensiones y coordinación del aislamiento y Cuaderno Técnico nº 168: El rayo y las instalaciones eléctricas MT).

3.2 Explosores y pararrayos

Los medios de protección que más se utilizan contra las sobretensiones son los explosores y los pararrayos. Los explosores o descargadores son dispositivos menos costosos y más rústicos. Se utilizan exclusivamente en redes aéreas. Los pararrayos o limitadores de sobretensiones tienen mejores prestaciones, pero un coste sensiblemente mayor.

Los explosores

El explosor es un dispositivo simple constituido por dos electrodos en el aire. La limitación de tensión es sus bornes se efectúa por el cebado del arco a través del aire. Este funcionamiento tiene un cierto número de inconvenientes:

- una gran dispersión, estadísticamente hablando, en cuanto al valor real de cebado, dependiendo de las condiciones del entorno (humedad, polvo, cuerpos extraños...),
- el valor de protección depende de la pendiente de la rampa de subida de la sobretensión. En efecto, el aire tiene un comportamiento de «retardo al cebado» que hace que una sobretensión importante con un frente muy empinado provoque el cebado para un valor de cresta muy superior al valor de protección deseado (figura 11),
- cuando actúa el explosor aparece una corriente de defecto a tierra. Normalmente la corriente «que sigue», cuya intensidad depende

del tipo de puesta a tierra del neutro, no puede apagarse espontáneamente, lo que provoca la actuación de la protección aguas arriba. Un reenganche realizado algunos milisegundos más tarde permite restablecer el servicio. Para redes con neutro impedante, hay algunos dispositivos, como el interruptor automático shunt, que realizan la extinción del arco y la supresión del defecto sin provocar el corte del suministro.

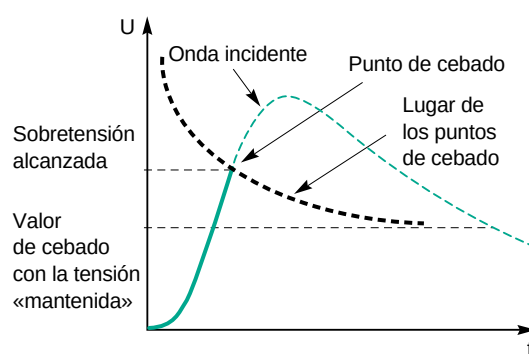


Fig. 11: Comportamiento de un explosor con un frente rápido; cuanto mayor es el dV/dt , mayor es la sobretensión alcanzada.

Los pararrayos o limitadores de sobretensiones

Los pararrayos permiten evitar esta situación perjudicial porque tienen un comportamiento reversible. Son resistencias extremadamente no-lineales que presentan una disminución importante de su resistencia interna al sobrepasar un cierto valor de tensión en sus bornes. La posibilidad de volver a funcionar es mucho mejor que la de los explosores y el fenómeno del retardo es inexistente.

Los modelos antiguos de carburo de silicio (SiC) no son capaces de soportar de manera permanente la tensión de servicio porque su corriente residual es muy importante y genera continuamente un calor inadmisible. Por este motivo se asocian a un dispositivo explosor en serie capaz de interrumpir la corriente residual y soportar la tensión de servicio. Los modelos más recientes de óxido de zinc (ZnO) tienen una no-linealidad mucho más acentuada que les permite tener una corriente de fuga del orden de 10 mA a la tensión de servicio. Por esto, es posible mantener sus partes activas permanentemente en tensión. Su gran no-linealidad mejora también la eficacia de la protección para grandes corrientes (**figura 12**).

Los pararrayos de óxido de zinc, cuyo uso tiende a generalizarse, están disponibles en formatos que se adaptan a su utilización en redes aéreas, en celdas o en sus extensiones, con accesorios de conexión enchufables. Por tanto están cubiertos todos los posibles casos de instalación.

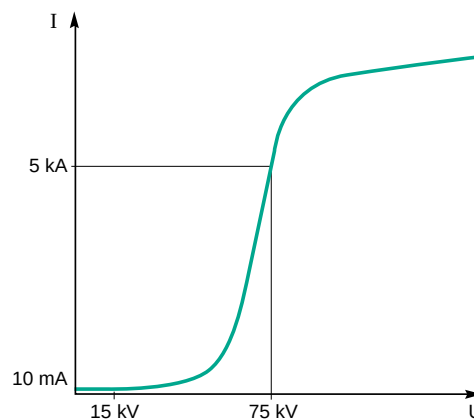


Fig. 12: Ejemplo de característica de un pararrayos de óxido de zinc (ZnO) que se utiliza en redes de 20 kV, aislamiento 125 kV «al choque».

4 Protección contra sobrecargas

4.1 Protección midiendo la intensidad de corriente

La protección contra sobrecargas debe de actuar en un intervalo comprendido entre el 110 y el 150% de la corriente asignada y tener preferentemente un funcionamiento a tiempo dependiente. Puede situarse en el lado MT o BT.

Cuanto menor sea la potencia del transformador, mejor se adapta la protección lado BT. Por el contrario, cuanto mayor es dicha potencia, más aconsejable es elegir la protección MT.

Protección lado MT

La protección lado MT contra las sobrecargas es conveniente cuando se trata de transformadores de gran potencia con interruptores automáticos MT asociados a protecciones con fuente auxiliar. Estas protecciones pueden ser a tiempo constante o a tiempo dependiente y son válidas también para la protección contra las grandes corrientes de defecto (hipótesis de defecto MT). En todos los casos deberán respetarse los imperativos de selectividad con las protecciones de baja tensión.

Protección lado BT

La protección lado BT es fácil de llevar a cabo con un interruptor automático general de BT. Este tipo de aparato dispone de una curva a tiempo inverso (llamada térmica o de largo retardo) que generalmente sobreprotege el transformador. En efecto, la constante de tiempo y la inercia que se tiene en cuenta para definir este tipo de curva son las de las canalizaciones BT, que son más bajas que las del transformador.

Para proteger el transformador, el interruptor automático no se ajusta en función de la resistencia o capacidad térmica de los conductores aguas abajo, lo que es habitual en BT, sino en función de la corriente asignada del transformador situado aguas arriba que normalmente es menor que la corriente asignada de los conductores. Si este interruptor automático general está temporizado, para asegurar la selectividad cronométrica con los interruptores automáticos de las derivaciones BT, la selectividad con una eventual protección

MT puede ser delicada. Véanse los párrafos que tratan de la protección MT.

Con un esquema de protección BT de este tipo, hay que recordar que la elección es válida para proteger el transformador contra sobrecargas y cortocircuitos de la red BT, pero no contra los defectos internos.

En las redes de distribución pública, es frecuente utilizar fusibles en las derivaciones BT cuando la corriente de defecto en cualquier punto de la red es suficientemente elevada. Estos fusibles están calibrados para no actuar más que en caso de cortocircuito entre conductores de la red BT pública, pero no tienen el objetivo proteger al transformador contra sobrecargas. La utilización de fusibles, con tiempos de actuación muy cortos para grandes corrientes de defecto, facilita la coordinación frente a una eventual protección lado MT.

En la distribución pública aérea se presenta un caso especial cuando la red BT tiene una impedancia importante debido a su gran longitud y a la utilización de conductores desnudos. Se pueden producir entonces defectos francos, alejados del transformador, entre fases o entre fase y tierra, cuya corriente resulta baja, por ejemplo, del orden de 2 a 3 I_n del transformador.

Una situación de defecto así tiene un riesgo para el público próximo al defecto y, si se prolonga, también lo tiene para el transformador. Estos defectos no son vistos por las protecciones habituales contra cortocircuitos, como los fusibles, y pueden justificar la adopción de una protección «contra sobrecargas» mediante interruptor automático para obviar esta situación.

Los relés de protección asociados a estos interruptores automáticos BT pueden estar dotados de un funcionamiento «por imagen térmica» que tolera las sobrecargas monofásicas si las otras fases están poco cargadas y la temperatura resultante en el interior del transformador es todavía tolerable. Este funcionamiento es exclusivamente válido para transformadores con tecnología «de inmersión» en los que el dieléctrico líquido

favorece los intercambios de calor entre los diversos elementos que lo componen.

Esta solución es especialmente interesante en distribución pública donde la abundancia de las cargas conectadas a un transformador de poca potencia es difícil de optimizar. Se aplica esta solución con los interruptores automáticos destinados a transformadores sobre poste consiguiéndose de este modo eliminar cortes injustificados a los abonados. La técnica aplicada consiste en recrear en el relé de protección una interacción, por intercambio de calor, entre los tres elementos de medida de corriente –generalmente resistencias con coeficiente de temperatura positivo– de tal manera que se consigue una inercia térmica global similar a la del transformador a proteger. Para una misma temperatura máxima del punto caliente del transformador, la corriente de

disparo en régimen desequilibrado permanente puede llevarse a valores muy superiores a los obtenidos protegiendo las fases una por una, independientemente. Por otra parte, la consideración de las inercias térmicas permite utilizar mejor el transformador cuando las sobrecargas son temporales (**figura 13**).

	Fase 1	Fase 2	Fase 3
Caso límite	0	0	2,15
Caso frecuente	0,8	0,8	1,6
Sin imagen térmica	1,2	1,2	1,2

Fig. 13: Protección con imagen térmica: diferentes casos de funcionamientos desequilibrados posibles.

4.2 Protección midiendo la temperatura

El control de la temperatura de los arrollamientos es la acción más adecuada porque es precisamente la temperatura la que provoca el envejecimiento de los aislantes.

Sin embargo, puesto que los calentamientos se producen en las partes con tensión, generalmente la medida no puede efectuarse directamente en estos puntos. La baja velocidad de variación de las temperaturas para las corrientes en el intervalo de las sobrecargas, debido a la inercia térmica del transformador, permite considerar que la medida es suficientemente representativa. El caso de una elevación rápida de la temperatura de los arrollamientos suele normalmente resolverse mediante una detección de sobreintensidad.

Para los transformadores de tipo sumergido, se suele aceptar como válido el valor del indicador de la temperatura del aceite. En efecto, el líquido dieléctrico actúa como refrigerante en los arrollamientos y tiende a homogeneizar la temperatura en el interior del transformador. Esta medida de temperatura puede hacerse con un termostato capaz de proporcionar de forma autónoma una información en un borne o

contacto de salida. Potencialmente pueden utilizarse dos umbrales para así poder definir uno de alarma que provoque, por ejemplo, una desconexión de cargas o una ventilación forzada, dejando el otro para el disparo de los relés. Una actuación de este tipo es la de dispositivos como el DGPT2, que se describirá después en este mismo documento.

Para los transformadores encapsulados secos, es necesario tomar varias medidas porque las temperaturas pueden ser muy diferentes de un arrollamiento a otro en caso de desequilibrio. Por otra parte, la tecnología se presta mal a la utilización de termostatos cuyas partes activas son muy voluminosas. Los constructores proponen un equipamiento del transformador con sondas de platino, como en ciertos motores MT. Es frecuente colocar en cada arrollamiento dos sondas para poder medir siempre lo más cerca posible de los puntos potencialmente calientes. Estas sondas se conectan a un sistema electrónico de tratamiento de información que puede gestionar varios umbrales, para provocar o desconexiones de cargas o la desconexión y apertura total.

5 Protección mediante fusibles MT y combinados interruptor-fusibles

Para las necesidades de explotación –maniobra, cambio de fusibles, seccionamiento– los fusibles se instalan aguas abajo de un órgano de maniobra. La construcción concreta de esta aparamenta suele tomar la forma de interruptores-fusibles. En este caso, los fusibles se instalan en aparatos que permiten la

actuación independiente del interruptor respecto a los fusibles. Cuando el fusible utilizado tiene un percutor capaz de provocar la apertura del interruptor al fundirse, el aparato se denomina entonces con el término «combinado interruptor-fusibles».

5.1 Características de los fusibles MT

Generalidades

Los fusibles constituyen una de las protecciones más extensamente utilizada para los transformadores de distribución, debido sobre todo a su simplicidad y bajo coste del material correspondiente. Sin embargo, los límites tecnológicos de su funcionamiento y diseño tienen un cierto número de inconvenientes o imperfecciones que llevan a considerar la protección mediante fusibles como relativamente rústica.

Los fusibles se caracterizan por su corriente asignada, que es el valor más elevado de corriente que el fusible puede admitir permanentemente en una instalación al aire libre, y por su característica de fusión intensidad/tiempo. La corriente asignada depende de criterios de calentamiento en régimen permanente de las superficies de contacto y de las envolventes aislantes. Esto no corresponde a la fusión. Existe siempre una zona de valores de corriente entre la corriente asignada y el inicio de la característica de fusión. Una corriente comprendida entre esta zona produce calentamientos inadmisibles, que son causa de degradación a más o menos largo plazo, del fusible y de su entorno. Ciertos fusibles tienen dispositivos sensibles a la temperatura destinados a hacer disparar el interruptor, si se trata de un «combinado».

Clasificación de los fusibles MT

Existen dos grandes familias de fusibles: los fusibles de expulsión y los fusibles limitadores. Los fusibles de expulsión se han utilizado mucho en distribución aérea de tipo nortamericano, en montajes que suelen asegurar el seccionamiento automático. Sin embargo, su funcionamiento no-limitador, su poder de corte limitado y, sobre todo,

sus manifestaciones exteriores tienden a reducir cada vez más su utilización. La parte que sigue de este documento se refiere exclusivamente a los fusibles limitadores, como los definidos en la CEI 282.

- Entre estos fusibles, los más corrientes forman parte de la categoría de fusibles «back-up» (o «asociados»). Tienen una corriente mínima de corte (I_3 en las normas) superior a su corriente mínima de fusión.
- Los fusibles de la categoría «general purpose» (o «de aplicación general») se definen como con una corriente mínima de corte tal que el tiempo de fusión asociado sea superior a una hora.
- Los fusibles de categoría «full range» o «de corte integral» aseguran el corte para todas las corrientes que provoquen la fusión, hasta el poder de corte en cortocircuito. Estos fusibles son generalmente más caros que los de la categoría «back-up», lo que limita su utilización. Por otra parte, presentan también posibilidades de sobrecalentamiento y no consiguen proporcionar una solución adecuada para todos los casos de instalación.

La observación de las curvas características de los fusibles indica claramente que:

- la corriente mínima de fusión está entre 2 y 5 veces la corriente asignada, según el tipo de fusible,
- la duración de la actuación depende mucho de la corriente y tiene una distorsión importante (tolerancia sobre la corriente de $\pm 10\%$). La forma exacta de la curva depende del tipo de fusible y de su tecnología. Esta duración alcanza valores muy bajos para las grandes corrientes, superiores a 20 veces la corriente asignada (**figura 14**).

Criterios de selección

La capacidad de los fusibles limitadores de actuar en un tiempo del orden de algunos milisegundos, para las corrientes elevadas, constituye su principal ventaja a parte de su coste. Esta característica permite a los fusibles asegurar un efecto limitador de corriente muy apreciable en las instalaciones con grandes corrientes de cortocircuito. En efecto, el diseñador puede dimensionar los conductores y los componentes del circuito aguas abajo teniendo en cuenta este efecto limitador y por tanto, considerando las prestaciones de resistencia a las corrientes de defecto muy inferiores a las corrientes de cortocircuito de la red. Esta capacidad de limitación ayuda también a disminuir los efectos destructores de un defecto mayor.

Los criterios de elección de los fusibles, expresados por los constructores y que dependen de las características de cada tipo, cubren los siguientes casos:

- la tensión de servicio del transformador,
- las corrientes de enganche o de conexión,
- la posibilidad generalmente admitida de sobrecargar temporalmente un transformador,
- la necesidad de que un defecto BT próximo (aguas arriba del dispositivo de protección BT) sea eliminado en un tiempo suficientemente corto,
- el respeto de la selectividad con las protecciones BT (figura 15).

Estos criterios se desarrollan en el anexo 1.

El tener en cuenta este conjunto de criterios, así como el de la corriente de cortocircuito MT, las condiciones de instalación y la necesidad de una eventual selectividad, hacen que la selección de un fusible adecuado sea muy delicada. De hecho un cierto número de instalaciones que funcionan con fusibles no aseguran de manera correcta la protección para la que se han colocado, lo que puede llevar a fusiones intempestivas, a conectar la tensión, o a la no-protección debido a que sus características no son las adecuadas.

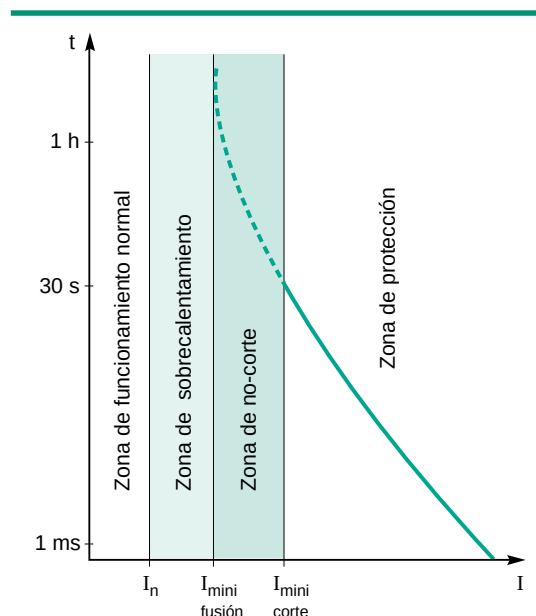


Fig. 14: Características típicas de un fusible «asociado».

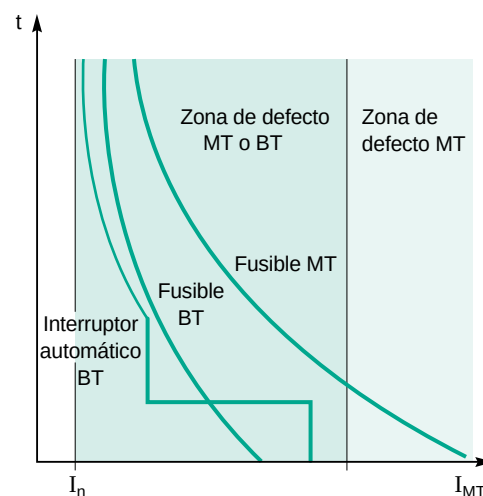


Fig. 15: Selectividad entre los fusibles MT y las protecciones BT.

5.2 Límites de los fusibles

Precauciones de manipulación

La tecnología utilizada –hilos o láminas metálicas puestas en paralelo dentro de una vaina– tiene una cierta labilidad mecánica durante las operaciones de manipulación y transporte. Se han observado con cierta frecuencia deterioros

por ruptura de uno o varios conductores en ausencia de cualquier esfuerzo eléctrico. La colocación de un fusible deteriorado equivale a utilizar un calibre anormalmente bajo y provoca rápidamente una evolución del tipo «embalamiento térmico». Una evolución de este

tipo puede tener consecuencias desastrosas para la aparamenta que lo contiene, y por tanto para la integridad de la instalación. Para protegerse contra este incidente, los usuarios pueden realizar una medida de la resistencia del fusible justo antes de su colocación para asegurar que dicho fusible tiene un valor conforme a su definición y no ha sufrido la ruptura de ningún elemento conductor.

Puntos de funcionamiento prohibidos

- La zona «prohibida» de los fusibles «back-up» se extiende desde la corriente asignada a la corriente mínima de corte. En esta zona pueden presentarse dos comportamientos diferentes:

- entre la corriente asignada y la corriente mínima de fusión los calentamientos excesivos pueden deteriorar la envolvente del fusible y su entorno dentro de la aparamenta,

- entre la corriente mínima de fusión y la corriente mínima de corte aparece un arco que no se apaga y que provoca rápidamente un defecto MT mayor si no actúa otro dispositivo.

Por tanto, estos fusibles deben de utilizarse con ciertas precauciones, es decir, en aplicaciones en las que no sea posible la aparición de una corriente de este valor situado en la zona crítica. Si estos valores de defecto son posibles, hay que utilizar el fusible en un «combinado». Esta solución se estudia después. La guía de elección CEI 787 de la protección de transformadores mediante fusibles cita estos diversos criterios.

- Los fusibles «full range» no tienen corriente mínima de corte. Su zona «prohibida» se limita por tanto a valores de corriente comprendidos entre la corriente asignada y la corriente mínima de fusión. Esta zona no es problemática más que para fenómenos cuasi permanentes que pueden tener efectos térmicos nefastos. El orden de magnitud de esta duración es una hora.

- En las aplicaciones de protección de transformadores los defectos son muy frecuentemente evolutivos a partir de corrientes débiles.

Este tipo de defecto puede llevar a actuar sobre la protección con una corriente que crece muy lentamente más allá de su corriente asignada. Esta forma de evolución, en un circuito protegido por fusibles de cualquier tipo, puede considerarse como peligrosa, debido a que sistemáticamente hace pasar al fusible a su zona crítica. Con una velocidad baja de evolución del defecto en el transformador, se puede llegar a un fallo de la aparamenta por embalamiento térmico o por no corte del fusible.

A título de ejemplo, un transformador de 400 kVA con 11 kV está protegido por fusibles «back-up» de corriente asignada 40 A (según la tabla de elección del constructor de los fusibles) cuando la corriente asignada del transformador es de 21 A. La curva de fusión asociada a este fusible indica una corriente mínima de fusión de alrededor de 100 A con una corriente mínima de corte de unos 130 A. En caso de defecto entre espiras primarias, la probabilidad de hacer trabajar a este fusible con valores peligrosos es muy grande, puesto que la corriente mínima de corte es del orden de seis veces la corriente asignada del transformador.

Funcionamiento en monofásica

Cuando funde un único fusible, el transformador pasa a quedar alimentado únicamente por las dos fases restantes. En función del acoplamiento del transformador, las cargas BT van a estar en una situación diferente. En el caso de un acoplamiento triángulo-estrella, dos fases BT de las tres se encontrarán en situación de tensión reducida y los defasajes no se respetarán. Esta situación es especialmente perjudicial para motores trifásicos, así como para motores monofásicos conectados a las fases con tensión reducida. Hay otras aplicaciones que también pueden quedar perturbadas por una tensión reducida, por ejemplo, los relés o las lámparas de descarga. Por tanto, el cortar una sola fase, lleva, la mayor parte de las veces, a una situación que hay que evitar y que puede considerarse peor que un corte total del suministro.

Caso de transformadores en paralelo

En el caso de utilizar transformadores en paralelo es indispensable protegerlos con la ayuda de un dispositivo común. Esto evita que se realimente un transformador con defecto a través de la conexión BT (**figura 16**).

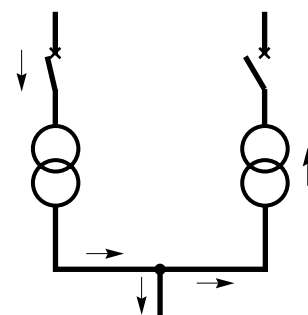


Fig. 16: Circulación de corrientes después de abrir una protección MT por un defecto en el primario.

Si se desea realizar esta protección mediante fusibles, la aplicación de los criterios de dimensionamiento citados anteriormente lleva a seleccionar los fusibles a partir de la corriente resultante de los dos transformadores. Por este motivo, las corrientes mínimas de fusión y de corte se hallan incrementadas en un factor próximo a 2 respecto al caso de fusibles pensados para un solo transformador. La

protección asegurada ante el fallo interno de uno de los transformadores está notablemente empobrecida. Por tanto el riesgo aumenta para estos fusibles sometidos a situaciones críticas de sobrecalentamientos o de fusión por debajo de I_3 . En consecuencia, la utilización de una protección mediante fusibles queda completamente desaconsejada en estas instalaciones.

5.3 Utilización de un combinado interruptor-fusibles

Ventajas

Las fusiones intempestivas, por envejecimiento o por fenómenos transitorios, son la causa principal de situaciones de funcionamiento con fallo de una fase en MT.

La separación monofásica se evita utilizando un aparato combinado interruptor-fusibles en el que los fusibles que se instalan tienen percutor. Con este tipo de aparato el primer fusible que funde acciona mediante su percutor el mecanismo del interruptor y provoca la apertura de éste. Por tanto el corte de la alimentación es tripolar, independientemente de la razón de fusión del fusible.

Este modo de funcionamiento permite también cortar mediante el interruptor las corrientes de defecto de valores bajos situadas en la zona prohibida del fusible (entre la corriente mínima de fusión y la corriente mínima de corte I_3). Así se suprime el riesgo asociado de no corte del fusible.

Por el contrario, puesto que el interruptor del «combinado» no tiene poder de corte del defecto hasta la corriente de cortocircuito, la selección de la pareja «aparato-fusibles» debe de respetar las reglas de coordinación. Estas reglas tienen por objetivo asegurar que el interruptor no quede nunca sometido a una situación en la que sea incapaz de cortar. La publicación CEI 420 trata de estos criterios.

En el «combinado», se busca el reparto de la protección de las situaciones de defecto:

- las grandes intensidades son eliminadas por los fusibles aprovechando su poder de corte y su efecto limitador,
- las intensidades menores son eliminadas por una orden del percutor o una orden externa.

Complejidad

Entre los parámetros que se consideran para determinar un par interruptor-fusibles está la

capacidad del interruptor para interrumpir las corrientes «de transición».

El valor de la corriente de transición se define como el valor de la corriente trifásica para la que los fusibles y el interruptor intercambian en la función de corte: inmediatamente por debajo de este valor, la corriente en el primer polo que corta es interrumpida por el fusible, y la corriente en los otros dos polos por el interruptor; inmediatamente por encima de ese valor, la corriente en las tres fases es interrumpida por los fusibles. El cálculo de la corriente de transición se expone en el anexo 2.

Los cálculos y ensayos realizados para estudiar esta situación se basan todos en la hipótesis de impedancia de defecto constante. Éste no suele ser necesariamente el caso, puesto que la corriente de defecto, normalmente evolutiva, puede aumentar. El posicionamiento de la corriente de transición debe también asumir la conexión en carga por los fusibles de las situaciones de defecto que producen los transitorios de reconexión severos. Este es el caso, por ejemplo, de defectos en los bornes BT del transformador. Según el tipo de acoplamiento del transformador, ciertos defectos BT entre sólo dos fases pueden provocar situaciones críticas no cubiertas por la CEI 420.

Límites

La selección de un fusible, en un combinado interruptor-fusibles para una aplicación de protección de un transformador debe de cumplir un número importante de condiciones. Los fabricantes de aparatos proporcionan, para cada tipo de aplicación, una lista de los fusibles que pueden utilizarse en sus combinados interruptor-fusibles (marcas, tipos y calibres). En caso de no respetar estas recomendaciones, la protección puede resultar degradada y la seguridad quedar comprometida, según las circunstancias y los posibles defectos. Las reglas básicas se citan en el anexo 1. Sin

embargo, estas reglas no pueden garantizar por sí mismas todos los casos posibles de defecto.

Siempre existe una zona de calentamiento excesivo para casi la totalidad de los fusibles y la instalación de un combinado no implica necesariamente ningún medio de prevención contra la degradación térmica, si la corriente se mantiene en esta zona. Por este motivo ciertos fabricantes proponen fusibles con captador de temperatura integrado, que, en caso de calentamiento anormal, provocan el disparo del percutor, y por tanto del combinado.

Posibilidades de protección complementaria

La utilización de combinados puede servir para añadir una protección adicional, como la protección contra defectos a tierra, teniendo en cuenta la presión o la temperatura.

La temporización debe, en todos los casos, garantizar el respeto a la corriente de actuación del combinado.

La corriente de intersección se define como el valor de corriente que corresponde a la intersección de las características tiempo-corriente de los dispositivos de protección contra corriente máxima (VEI 441-17-16), y por tanto, el valor de la corriente de intersección de las curvas de los fusibles por una parte y el valor de la corriente del dispositivo de protección anexo por otra (CEI 420) (anexo 2).

En conclusión, la protección mediante un conjunto interruptor-fusibles es relativamente compleja y puede tener ciertos riesgos. Además, el diseñador de la instalación eléctrica puede preferir una protección mediante interruptor automático porque puede asociarle más fácilmente funciones de altas prestaciones.

6 Protección mediante interruptor automático MT y sus órganos de disparo asociados

La utilización de un interruptor tiene como principal ventaja el no tener corrientes críticas (es capaz de interrumpir todas las corrientes inferiores a su poder de corte) y ofrece una gran flexibilidad en la elección de los criterios de actuación. Las soluciones técnicas propuestas son, normalmente, más costosas con interrup-

tores automáticos que con fusibles, interruptores-fusibles o con combinados de interruptor y fusibles. Sin embargo, ciertos montajes, especialmente con apartamento compacta del tipo Ring Main Unit ofrecen soluciones con interruptores automáticos de coste unitario similares a las soluciones con fusibles.

6.1 Criterios de elección de una curva de disparo

Generalidades

Las protecciones de corriente máxima actúan cuando el valor de la corriente sobrepasa un valor determinado durante un tiempo determinado. Las protecciones llamadas «a tiempo dependiente» para las que el retardo del disparo depende del valor de la corriente que circula, son las más utilizadas, puesto que permiten conciliar temporizaciones importantes en zonas de baja corriente (sobrecargas o defectos internos «de juventud») con actuaciones rápidas en caso de un defecto importante. La curva corriente-tiempo del relé de protección asegura también el no-disparo cuando se dan fenómenos transitorios, como las corrientes de conexión.

La normalización internacional (CEI 255) propone varias curvas que tienen la ventaja de permitir la selectividad entre interruptores automáticos MT. Los fabricantes proponen otras curvas que se adaptan mejor a la protección de los transformadores de distribución.

Selectividad

La selectividad consiste en que sólo dispare la protección más próxima al defecto, de manera que minimiza la parte de la instalación que queda fuera de servicio. En la aplicación particular de supervisión de un transformador MT/BT, la selectividad debe de buscarse en el interruptor MT aguas arriba y, eventualmente, en las protecciones BT aguas abajo. En la distribución pública, el interruptor inmediatamente aguas arriba de la protección del transformador es un interruptor de salida o de derivación del centro de transformación AT/MT, cuyos parámetros de protección se ajustan normalmente a valores muy superiores consiguiéndose la selectividad sin especiales precauciones adicionales. La

selectividad aguas abajo es interesante y fácil de conseguir en el caso de tener varias protecciones BT en paralelo. Si se utiliza un único interruptor general BT, una pérdida de selectividad no cambia el hecho de que todos los usuarios BT queden desconectados. El interruptor automático MT y la protección general BT, en cuanto a la selectividad, pueden considerarse como un único escalón. En efecto, tanto por reglamento como por contrato entre proveedor y abonado de la energía, los usuarios finales rara vez tienen acceso a estos dos interruptores. En las instalaciones MT privadas y cuando el equipo utilizado lo permite, la implantación de la selectividad lógica entre el interruptor MT y la protección general BT aporta una simplificación importante (Cuaderno Técnico nº 2: Protecciones de redes mediante sistema de selectividad lógica).

Ejemplo

La **figura 17** representa los valores de corrientes de defecto en una instalación. Se puede constatar que el valor de cortocircuito BT varía muy rápidamente únicamente con la impedancia de los conductores.

Si se considera que el interruptor automático D_2 no es limitador y que tiene $5\text{ m}\Omega$ hasta el transformador (15 a 30 m de conductor BT), la corriente de defecto que puede establecerse inmediatamente en los bornes del transformador llega fácilmente a 16 veces su corriente nominal. Por tanto, hay que comprobar que la selectividad es válida para este valor de corriente. La curva normalizada más rápida (extremadamente inversa), calculada para obtener 20 ms con 20 I_n , da un tiempo de disparo igual a 31 ms. Se tiene selectividad si el interruptor automático D_2

elimina el defecto en menos de 15 ms, lo que permite tener en cuenta el tiempo de memoria del relé MT. En caso de instalaciones complejas, en distribución industrial, es posible que el interruptor D_2 esté temporizado para grandes valores de defecto. En este caso, será necesario utilizar en el relé MT un modo de funcionamiento que permita asegurar la selectividad cronométrica hasta este valor de defecto de $16 I_n$ (figura 18) o utilizar la selectividad lógica. En la distribución pública, no

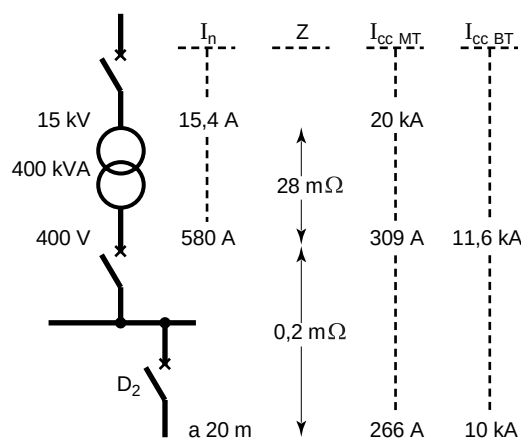


Fig. 17: Ejemplo de instalación: impedancias y corrientes de defecto.

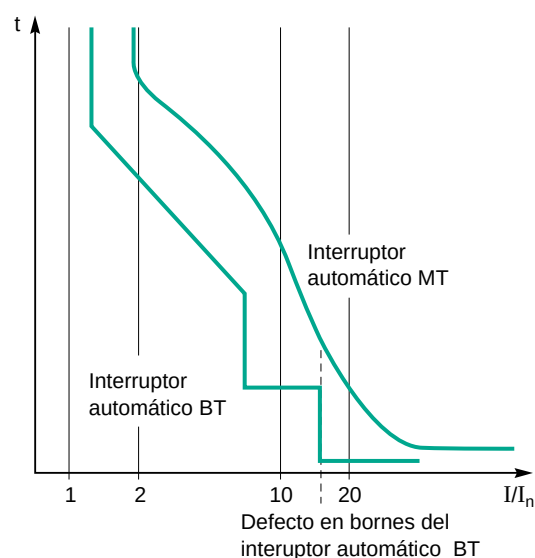


Fig. 18: Coordinación entre un interruptor automático BT por decalado de sus ajustes. La sobrecarga se produce en el lado BT. Los defectos internos quedan peor protegidos.

existen nunca interruptores en cascada sin una impedancia significativa entre ellos, lo que permite la selectividad amperimétrica.

Soluciones prácticas

Los márgenes de ajuste de los relés sólo raras veces se corresponden con exactitud con la corriente nominal de los transformadores a proteger, lo que obliga a decalar la curva de protección hacia las corrientes más altas. Esto obliga a aumentar el margen de selectividad. Por tanto, los fabricantes pueden proponer curvas diferentes a las normalizadas, y que por tanto permitan conseguir un funcionamiento mejor basado en las necesidades de explotación de los transformadores.

La protección MT escogida para un transformador debe de responder a estos criterios:

- ser siempre más rápida que la protección MT inmediatamente superior,
- ser lo más rápida posible para los valores de corriente superiores al cortocircuito BT (20 a $25 I_n$ del transformador, según la Z_{cc}),
- dejar pasar las puntas de conexión (figura 19),
- poder asegurar una supervisión correcta de la zona de sobrecarga o inmediatamente superior a la zona de sobrecarga escogida por el usuario.

P (kVA)	I_{cresta}/I_n	Cte. de tiempo (ms)
50	15	100
100	14	150
160	12	200
250	12	220
400	12	250
630	11	300
800	10	300
1000	10	350
1250	9	350
1600	9	400
2000	8	450

Fig. 19: Corrientes de conexión referidas a la corriente asignada (valores de cresta) de los transformadores sumergidos.

Esto es precisamente lo que justifica el trazado de una curva como la de la **figura 20**, que es la que se aplica a ciertos aparatos de protección integrados de Schneider. Se puede observar que una curva con esta configuración asegura la

selectividad con unos posibles fusibles lado BT, consiguiéndose siempre muy rápidamente (del orden de algunos milisegundos) la eliminación del defecto para corrientes próximas a la de cortocircuito de la red BT (**figura 21**).

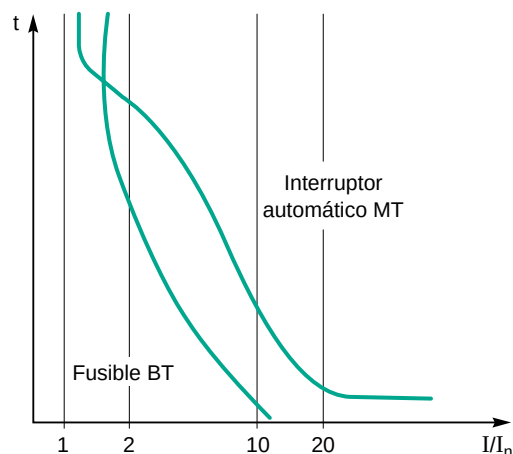


Fig. 21: Actuación de un interruptor automático MT ante las sobrecargas y los defectos internos.

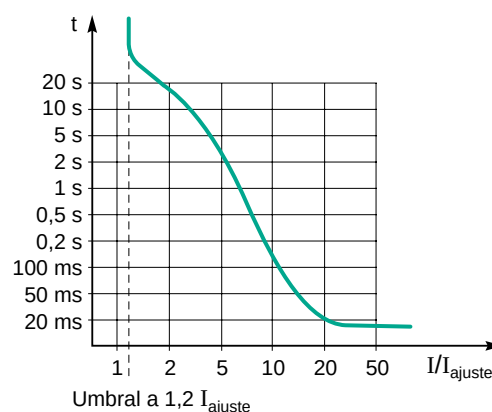


Fig. 20: Curva de disparo de un relé destinado a la protección de transformadores.

6.2 Ventajas de una protección de tierra

El comportamiento que se observa cuando se produce un defecto interno a masa depende del modo de puesta a tierra del neutro de la red MT. La detección de la corriente residual puede solucionar, en todo o en parte, los defectos a masa. Además, la detección de la corriente residual es también sensible a las de defecto entre primario y secundario, lo que corresponde a defectos a tierra que ve la red aguas arriba. Esta protección es también de interés para un transformador de distribución, salvo en redes con neutro directo a tierra y distribuido.

Su umbral de disparo debe de ser lo más bajo posible, aunque en la práctica existen limitaciones:

- debe de dejar pasar las corrientes residuales «normales». En efecto, en ciertas situaciones normales de explotación de una red, los desequilibrios entre las tensiones simples –respecto a tierra– pueden originar una corriente residual no nula a través de las capacidades respecto a tierra del transformador y de sus

eventuales cables de conexión. Además, incluso sin ningún defecto, cualquier sección de una red presenta un desequilibrio capacitivo «natural» que produce una corriente residual.

- puede quedar limitado por los errores de los transformadores de medida en el caso de una suma de las tres medidas de la corriente de fase. Las limitaciones tecnológicas de los captadores de protección obligan a utilizar umbrales de detección generalmente superiores al 10% de la corriente asignada, para evitar disparos intempestivos por fenómenos transitorios o cortocircuitos.

En ciertos casos, puede pensarse en una detección del tipo «masa-cuba», lo que implica poder aislar el transformador de tierra. Sin embargo, este tipo de protección tiene problemas en cuanto a la instalación física de los transformadores y en cuanto a la posible separación entre éstos y la aparatada de protección. De hecho, no se utiliza nunca en los transformadores de distribución.

6.3 Protecciones autónomas: Time Fuse Links (TFL) y relés de protección

En muchos casos, especialmente en distribución pública o en pequeñas instalaciones, no es posible pensar en la utilización de ninguna fuente auxiliar para el funcionamiento de las protecciones. En efecto, la utilización directa de la BT obtenida del transformador no permite responder de forma sencilla al conjunto de hipótesis de defecto y la instalación de una fuente auxiliar adicional presenta un sobrecoste de instalación y de mantenimiento inaceptable. Existe un gran número de tipos de protección sin fuente de alimentación auxiliar, y los fusibles están en esta categoría.

Cuando se trata de hacer abrir a un interruptor automático, se pueden encontrar tres tipos de dispositivos:

- Relés directos, en los que la corriente a supervisar acciona los dispositivos de disparo por efectos térmicos o magnéticos, sin transformadores de corriente. Es el caso de numerosos interruptores automáticos BT, aunque los relés directos también se utilizan en aparatos MT. Sin embargo su utilización tiende a disminuir debido a su bastedad, a su mediocre precisión y a sus limitadas posibilidades de ajuste.
- Los «Time Fuse Links» son muy utilizados por los británicos (figura 22). En funcionamiento normal, la bobina está cortocircuitada por un fusible BT, que determinará los parámetros de la protección. En caso de defecto, el fusible funde y la corriente secundaria del transformador de corriente acciona la bobina. Este principio elemental es simple y eficaz. Sin embargo, obliga a disponer de fusibles de repuesto y ofrece una gama de características limitada, que depende de las curvas de fusión de los fusibles. Se puede

añadir una protección a tierra mediante una bobina situada en el conductor común del transformador de corriente. Puesto que la corriente en esta rama es normalmente nula, no hace falta fusible en paralelo con esta bobina.

■ Los relés electrónicos autoalimentados, en los que la energía necesaria para el funcionamiento electrónico y para el disparo del interruptor automático se toma del secundario del captador. Estos relés van asociados a relés de baja energía de disparo, generalmente con retención magnética, que necesitan ser rearmados por el mismo mecanismo del interruptor automático. Además, suelen ir unidos a captadores especialmente diseñados para esta aplicación, menos voluminosos y costosos que los transformadores de corriente normalizados. Toda esta cadena de protección puede integrarse en un único aparato, lo que permite ofrecer una solución global dotada de posibilidades mucho más amplias que las de las soluciones con relés directos y TFL.

Sus prestaciones cubren la casi totalidad de las instalaciones, disponiéndose de curvas normalizadas y del fabricante y de gamas de ajuste muy amplias. Sin embargo, este principio de funcionamiento está limitado en los umbrales bajos de disparo, debido a la falta de energía disponible en caso de baja corriente MT, salvo que se utilicen captadores de corriente voluminosos, cuyo coste será prohibitivo. Los límites actuales (1.998) de funcionamiento autónomo son de alrededor de 10 amperios. Pueden utilizarse valores «a tierra» menores, pero sólo provocarán el disparo si existe una corriente de carga –corriente de fase– por encima del límite de funcionamiento autónomo.

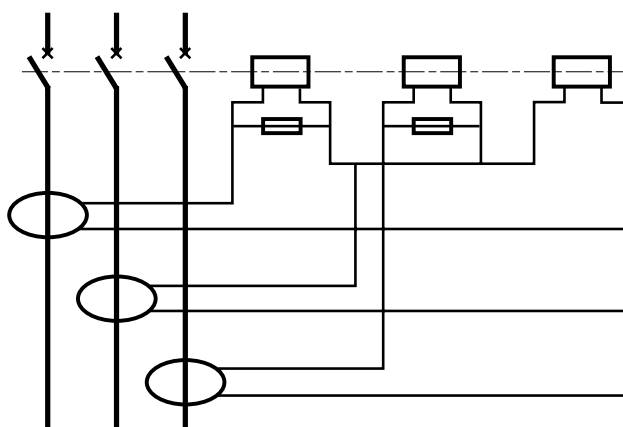


Fig. 22: Principio de cableado de una protección del tipo Time Fuse Links, con dos bobinas de «fase» y una bobina de «tierra».

6.4 Las protecciones con fuente de alimentación auxiliar: DGTP, sondas y relés

Si se admite instalar una fuente de alimentación auxiliar para llevar a cabo todas o parte de las funciones de protección, es posible disponer, además de los datos sobre las magnitudes eléctricas, de otras informaciones. La misma salida BT de los transformadores a supervisar puede alimentar estas funciones, si la protección contra los cortocircuitos queda asegurada por un dispositivo autónomo.

Existen otras dos aplicaciones adicionales que se utilizan para defectos que no provocan sobrentensidades notables y para situaciones de sobrecarga: el DGTP y las sondas de temperatura.

■ El DGTP, como detector de «Desprendimiento de Gases y de aumento de Presión y Temperatura» se utiliza en transformadores con

dieléctrico líquido y llenado total y agrupa en un único elemento auxiliar la supervisión de estos parámetros. Incluye, por tanto, la función de presostato, que puede ser de dos márgenes, y un dispositivo con flotador que detecta la presencia anormal de gas. Se utiliza en transformadores húmedos con llenado total. Dispone de varios contactos de señalización para detectar diversas situaciones (**figura 23**).

La función de supervisión de salida de gases detecta también, preventivamente, la pérdida accidental de líquido dieléctrico.

Estas funciones se realizan con fenómenos lentos. Los defectos de evolución rápida y que por tanto requieren una actuación rápida, siguen siendo controlados por los relés de protección que supervisan las magnitudes eléctricas.

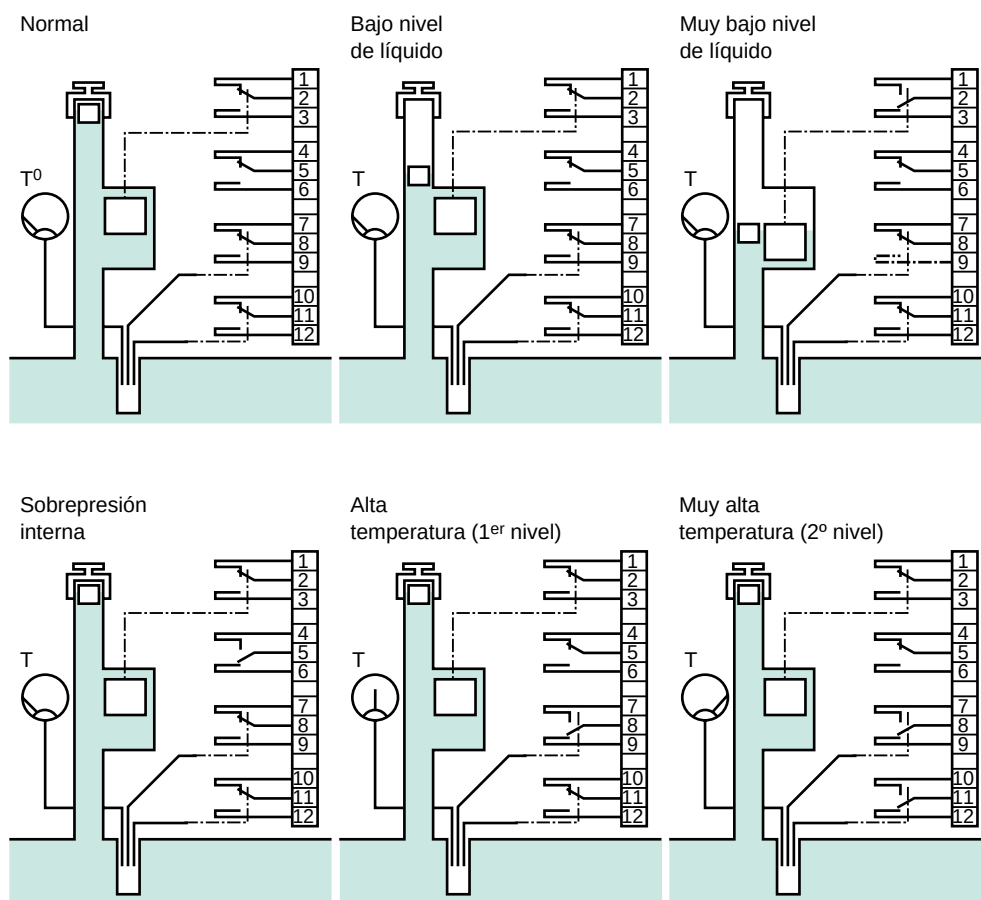


Fig. 23: Funcionamiento de un DGTP.

■ Las sondas de temperatura, generalmente utilizadas en transformadores secos, proporcionan una información precisa de la situación térmica interna. Van asociadas a una circuitería electrónica que puede proporcionar diferentes márgenes o umbrales de actuación (alarma de sobrecarga, orden de separación de las cargas y hasta la desconexión). El sistema de mando y control utiliza estas informaciones para ordenar la maniobra de la aparamenta correspondiente.

Por otra parte, una fuente de alimentación auxiliar permite controlar también los valores bajos de los umbrales de protección, para detectar defectos en las fases o a tierra.

Cuando un relé alimentado por una fuente auxiliar realiza las funciones básicas de protección (incluida la protección contra cortocircuitos) es necesario disponer de una alimentación de socorro o emergencia. Esta condición asegura la capacidad de gestionar el conjunto de situaciones de defecto, independientemente de la situación y valor de la BT durante el defecto. La existencia de esta fuente de socorro, que exige una supervisión y mantenimiento específicos, supone una sobreexigencia que limita la utilización de estos dispositivos a instalaciones que disponen ya de una fuente de socorro por otros motivos. Por tanto, este tipo de relés sólo se encuentran en centros de transformación del sector terciario.

7 Conclusión

La elección de la protección de los transformadores de distribución (MT/BT) es relativamente compleja porque se necesita tener en cuenta un gran número de parámetros pudiendo ser adecuadas diversas alternativas técnicas para asegurar un mismo tipo de protección.

En primer lugar, se suele especificar el transformador. Sin embargo, más allá de criterios ligados a las necesidades funcionales del transformador (como su potencia y tensión de servicio) o que dependen de las condiciones de la instalación (presencia de armónicos, riesgos de sobrecargas), el usuario deberá definir su elección en términos de política de explotación y de protección:

- seguridad de personas y de instalaciones o manifestaciones exteriores en caso de defecto,
- continuidad del servicio o duración de los equipos,
- coste de la inversión valorando las probabilidades de defecto.

Las protecciones aguas abajo del transformador, puesto que dependen directamente de la naturaleza de la red BT y del tipo de cargas, suelen definirse antes que las de aguas arriba.

Después se hace la elección de las protecciones del transformador, pero es necesario un proceso repetitivo para asegurar la coherencia del conjunto del dispositivo: transformador, protección BT y protección MT (**figura 24**).

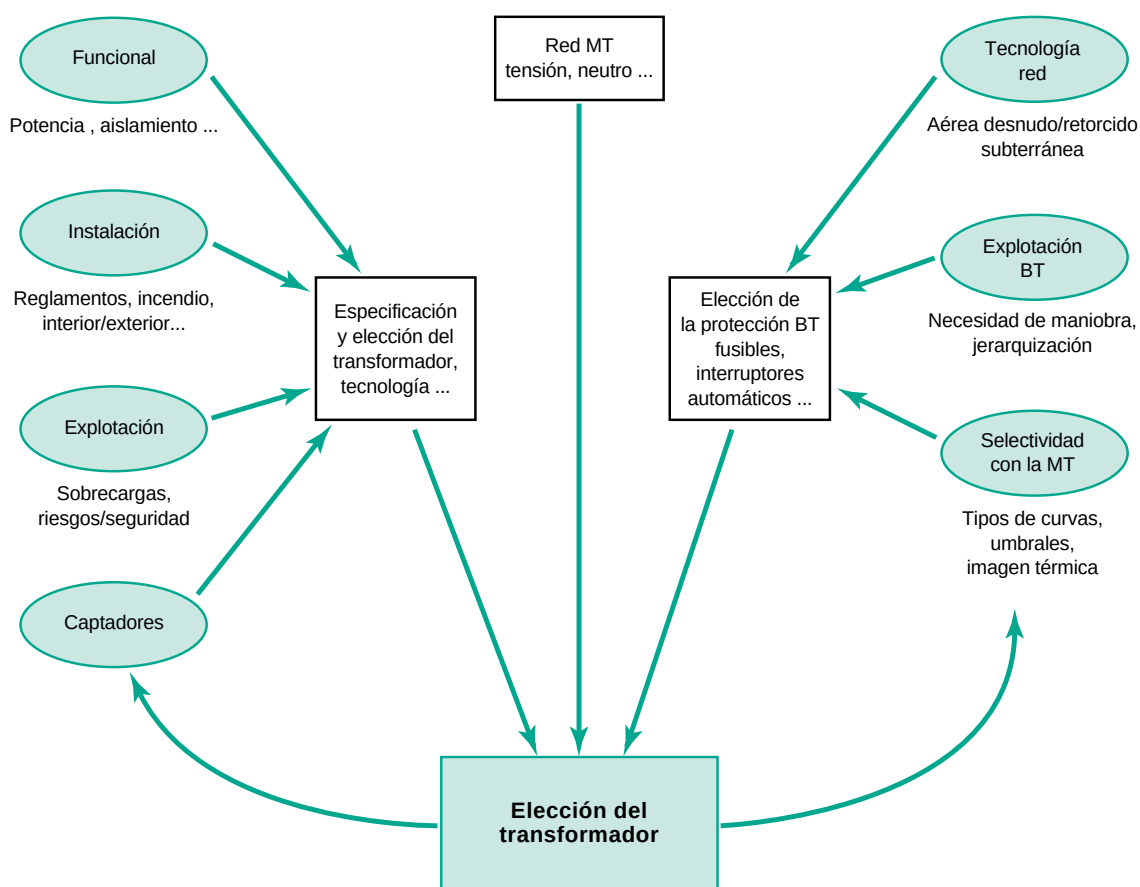


Fig. 24: Procesos iterativos de elección de una protección de un transformador.

En el diagrama lógico de la **figura 30** (al final de este Cuaderno) se han recordado de manera sistemática los diversos medios de protección, mostrándose en él las numerosas interdependencias entre las diversas posibles elecciones técnicas. Este diagrama deja muy claro que existe una multiplicidad de criterios afines que deben de manipularse para definir finalmente una protección determinada. La tabla de la **figura 25** recuerda y resume los criterios técnicos que se pueden utilizar. Se aprecia claramente la complejidad del proceso así como la inexistencia de una solución ideal y absoluta. De hecho, los dispositivos de protección MT son una parte integrante del cuadro y su elección tiene condicionantes. A título de ejemplo puede

citarse que, cuando se utilizan cuadros modulares o compactos, la elección suele hacerse con criterios independientes de la protección del transformador, como el entorno o la posibilidad/probabilidad de evolución, teniendo estos criterios unas consecuencias económicas muy diferentes dentro de las diversas soluciones posibles. De hecho, por ejemplo, la utilización de fusibles insertados en aparataje compacta obliga a situarlos en armarios estancos, lo que representa un coste adicional significativo. Con esta tecnología, la solución con interruptor automático resulta más competitiva. Al revés, la oferta de aparataje modular dispone de soluciones con fusibles más económicas que las soluciones con interruptor automático.

Objetivo ⇒		Protección del transformador sano			Separación del transformador averiado		
	Situación ⇒	Sobretensiones MT	Sobrecargas defecto BT	Defecto BT próximo	Defecto interno 1	Defecto interno 2	Defecto interno 3
Dispositivo ↓	Riesgo ⇒	Defecto interno de tipo 1 ó 2	Calentamiento, disminución de su duración	Destrucción térmica (qq s)	Evolución hacia explosión	Evolución hacia explosión	Explosión, incendio
Fusible BT				★ ★ ★			
Interruptor automático BT			★ (imagen térmica en sumergidos)	★ ★ ★			
Explosores		★					
Pararrayos (ZnO)		★ ★ ★					
Fusibles MT			●	★		●	★ ★ ★
Combinado	CEI420			★	★ ★ (2)	★ ★ (3)	★ ★ ★
Interruptor automático MT	Relé a tiempo dependiente		★	★ ★	★ ★	★ ★ ★	★ ★
Temperatura	Con combinado o interruptor automático		★ ★		★		
Presión	Con combinado o interruptor automático (sólo sumergidos)				★ ★ (1)	★ ★	

Defecto tipo 1: defecto a masa de valor inferior a la corriente asignada.

Defecto tipo 2: defecto que produce una corriente de valor comprendido entre 1 y 5 veces la corriente asignada.

Defecto mayor MT: defecto que produce una corriente mayor de $5 I_n$.

(1): La detección de la sobrepresión puede intervenir para defectos que producen un desprendimiento de gases independientemente del valor de la corriente.

(2): Asociado a un relé de defecto a tierra.

(3): Con la condición de una coordinación adecuada.

●: riesgo de fallo del fusible en estas situaciones.

Fig. 25: Cuadro de síntesis de los diversos casos y posibilidades de protección de un transformador.

Anexo 1: Reglas de selección de un fusible para protección de transformadores

Las tablas de selección propuestas por los constructores de fusibles y de aparamenta tienen en cuenta las reglas que a continuación se citan, al menos por la parte que a ellos se refiere, así como las posibles particularidades de cada tipo de mecanismo (el emplazamiento de los fusibles modifica sus condiciones de refrigeración, por ejemplo) (CEI 787):

I_{nt} : corriente asignada del transformador,

I_{cc-BT} : corriente primaria en caso de cortocircuito BT,

I_{nf} : corriente asignada del fusible,

$I_c(t)$: corriente que produce la fusión en un tiempo t (curva característica tiempo-corriente del fusible)

I_3 : corriente mínima de corte del fusible.

Reglas que prevén la no-fusión intempestiva

- soportar la corriente de servicio (y las posibles sobrecargas)

$$1,4 I_{nt} < I_{nf}$$

- soportar las corrientes de enganche

$$12 I_{nt} < I_f(0,1 \text{ s})$$

Regla que prevé la eliminación de un defecto importante BT

- actuar antes de la destrucción del transformador

$$I_f(2s) < I_f(0,1s)$$

Regla de buen funcionamiento del fusible, si no hay conjunto interruptor-fusibles

- evitar que el fusible tenga que actuar en su zona crítica.

Buscar soluciones con $I_{nf} < I < I_3$ mediante un medio adicional o complementario.

Reglas de coordinación para el buen funcionamiento de un conjunto interruptor-fusibles (CEI 420)

t_s : duración del tiempo de apertura mínima del combinado provocada por el percutor,

t_d : duración del tiempo de apertura del combinado bajo la acción del relé-disparador,

I_4 : corriente de transición asignada del combinado,

I_5 : corriente de intersección asignada del combinado,

■ no solicitar al interruptor más allá de sus prestaciones: corriente de transición inferior al valor asignado.

$$I_{\text{transición}} < I_4$$

Ver anexo 2 para el detalle de cálculo.

■ no solicitar al interruptor más allá de sus prestaciones: corriente de transición inferior a la corriente en caso de defecto en los bornes BT.

$$I_{\text{transición}} < I_{cc \text{ BT}}$$

(no todos los casos de defecto que afectan sólo a dos fases lado BT, quedan incluidos en esta regla).

■ no solicitar al interruptor más allá de sus prestaciones: corriente de intersección inferior a su valor asignado.

$$1,065 I_f (t_d + 0,02 \text{ s}) < I_5$$

Ver anexo 2 para detalle de cálculo.

Anexo 2: Cálculo de las corrientes de transición y de inserción de un conjunto interruptor-fusibles

Corriente de transición

Para determinar las características de los límites de funcionamiento del conjunto, la búsqueda de las condiciones más severas posibles lleva a considerar el siguiente funcionamiento (**figura 26**):

- sometido a una corriente de defecto I_d , el primer fusible que funde está en la zona de tolerancia mínima de la curva tiempo-corriente,
- los otros dos fusibles están en la tolerancia máxima y quedan sometidos, a partir del momento en que corta la primera fase, a una corriente de valor reducido $0,87 I_d$.

La norma CEI 420, que trata de los combinados, propone un cálculo detallado que lleva a la siguiente conclusión: la corriente de transición es la corriente que corresponde a una duración de la fusión sobre la característica mínima igual a

$$t_{It} = \frac{0,87^\alpha t_s}{1,13^\alpha - 1}$$

donde t_s es el tiempo de apertura del combinado bajo la acción del percutor, y tiene la pendiente de la característica tiempo-corriente del fusible próximo del punto considerado (**figura 27**).

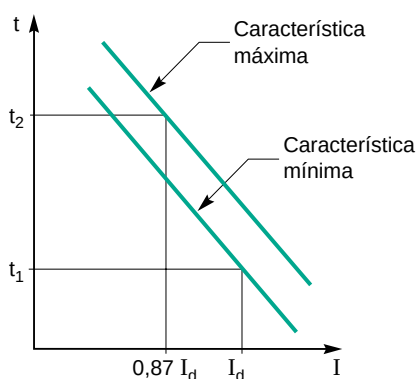


Fig. 26: Determinación de la corriente de transición.

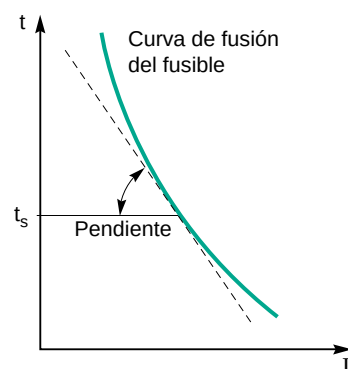


Fig. 27: Determinación del coeficiente de la pendiente de la curva de fusión de un fusible.

Generalmente, es necesario un cálculo repetitivo, en varios pasos, debido a la variación de la pendiente a lo largo de la característica. Se puede utilizar el valor de t_s como valor inicial de t_{It} para una iteración de este tipo (**figura 28**).

Los parámetros constructivos de los fusibles pueden variar de un calibre a otro en un mismo tipo de producto. A título de ejemplo, en el tipo FUSARC de Merlin Gerin, el coeficiente α varía entre 2,2 y 5,2.

La corriente de transición para cualquier fusible utilizado en un combinado debe de ser inferior a la corriente de transición asignada del combinado.

Ejemplos numéricos

Consideremos un combinado interruptor-fusibles equipado con fusibles de 80 A/24 kV, cuyo tiempo de apertura por la acción del percutor es de 60 ms (t_s).

Si se han escogido fusibles SIBA, la pendiente obtenida a partir de la característica es de $\alpha = 3,32$; se obtiene así una duración de fusión a la transición igual a:

$$t_{I_t} = \frac{0,87^{3,32} \times 60}{(1,13^{3,32} - 1)} = 75,5 \text{ ms}$$

o sea, después de las curvas de fusión $I_t = 850 \text{ A}$. Si se han escogido fusibles Merlin Gerin, se tiene $\alpha = 3,34$, que es similar. La curva de transición se obtiene después de las curvas de fusión, $I_t = 800 \text{ A}$. Por tanto, estos dos fusibles utilizados en el combinado RM6 tienen funcionamientos equivalentes.

Consideremos ahora el mismo conjunto, pero con fusibles 125 A/12 kV. En el caso de fusibles SIBA, las curvas nos dan un coeficiente $\alpha = 3,1$, o sea, un tiempo de fusión a la corriente de transición igual a 85 ms. La corriente de transición es entonces de 1 300 A. Si se utilizan fusibles Merlin Gerin, las curvas dan $\alpha = 2,65$, o sea, un tiempo de fusión igual a 108 ms. La corriente de transición en entonces no mayor de 870 A. En este caso, la elección de los fusibles influye mucho en la sollicitación del interruptor del combinado, incluso si estos dos valores pudieran ser aceptables.

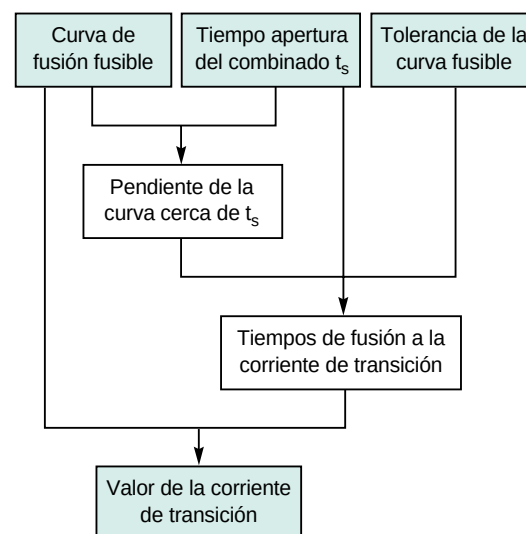


Fig. 28: Principio de establecimiento de la corriente de transición.

Corriente de inserción

La corriente de inserción de un combinado (designada por I_5) es la corriente de intersección máxima admisible. El constructor de la aparatenta proporciona el tiempo de apertura

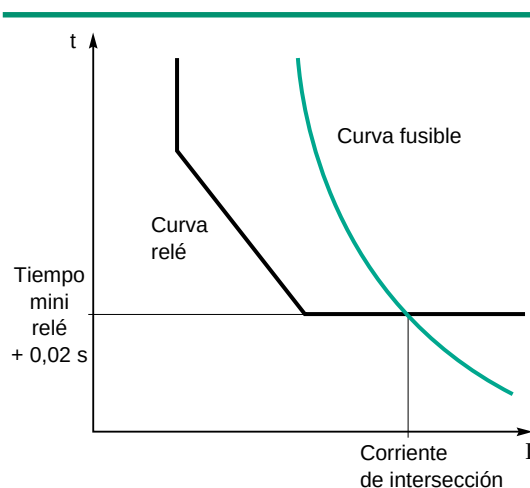


Fig. 29: Determinación del punto de intersección.

t_d del interruptor bajo la acción del relé de disparo. Hay que asegurarse de que todos los fusibles utilizados en el combinado respeten la corriente de inserción asignada (**figura 29**).

El caso peor, para un fusible dado, se caracteriza de la siguiente manera:

- funcionamiento «instantáneo» del relé externo; la norma propone utilizar un tiempo de reacción de 20 ms para este funcionamiento instantáneo. El tiempo de apertura resultante es entonces el tiempo de apertura del combinado bajo la acción del relé de disparo (t_d) aumentado en 20 ms,

- fusible frío y al mínimo de su tolerancia (la norma considera que la tolerancia para las curvas de fusión es de $\pm 10\%$ sobre la corriente, permitiendo utilizar un valor de dos márgenes típicos, o sea $\pm 6,5\%$).

La corriente de inserción indica sobre la característica tiempo-corriente en las condiciones antes expresadas, una duración de la fusión de $t_d + 0,02 \text{ s}$.

Bibliografía

Obras diversas

- Trends in distribution transformer protection. Blower / Klaus / Adams, IEE conference, 90/04.
- Tenue des transformateurs en cas de défauts internes, Raux / Leconte / Gibert, CIREN 89.
- Protection contre les défauts dans les transformateurs de distribution MT/BT. Bruggemann / Daalder / Heinemeyer / Blower. CIREN 91.

Normas

- CEI 71-1: Coordinación del aislamiento.
- CEI 71-2: Coordinación del aislamiento; guía de aplicación.
- CEI 76: Transformadores de potencia.
- CEI 255: Relés de protección.
- CEI 787: Guía de aplicación para la elección de los elementos de sustitución de fusibles AT destinados a ser utilizados en circuitos con transformadores.
- CEI 420: Combinados interruptor-fusible.
- NF C 52-726: Transformateurs de puissance de type sec.

Cuadernos Técnicos

- Sobretensiones y coordinación del aislamiento. Cuaderno Técnico nº 152. D. Fulchiron.
- Cálculo de corrientes de cortocircuito. Cuaderno Técnico nº 158. B. De Metz Noblat.
- El rayo y las instalaciones eléctricas MT. Cuaderno Técnico nº 168. B. De Metz Noblat.
- Los esquemas de conexión a tierra en BT (regímenes de neutro). Cuaderno Técnico nº 172. B. Lacroix y R. Calvas.
- Los transformadores de distribución. Cuaderno Técnico de próxima aparición. M. Sacotte.

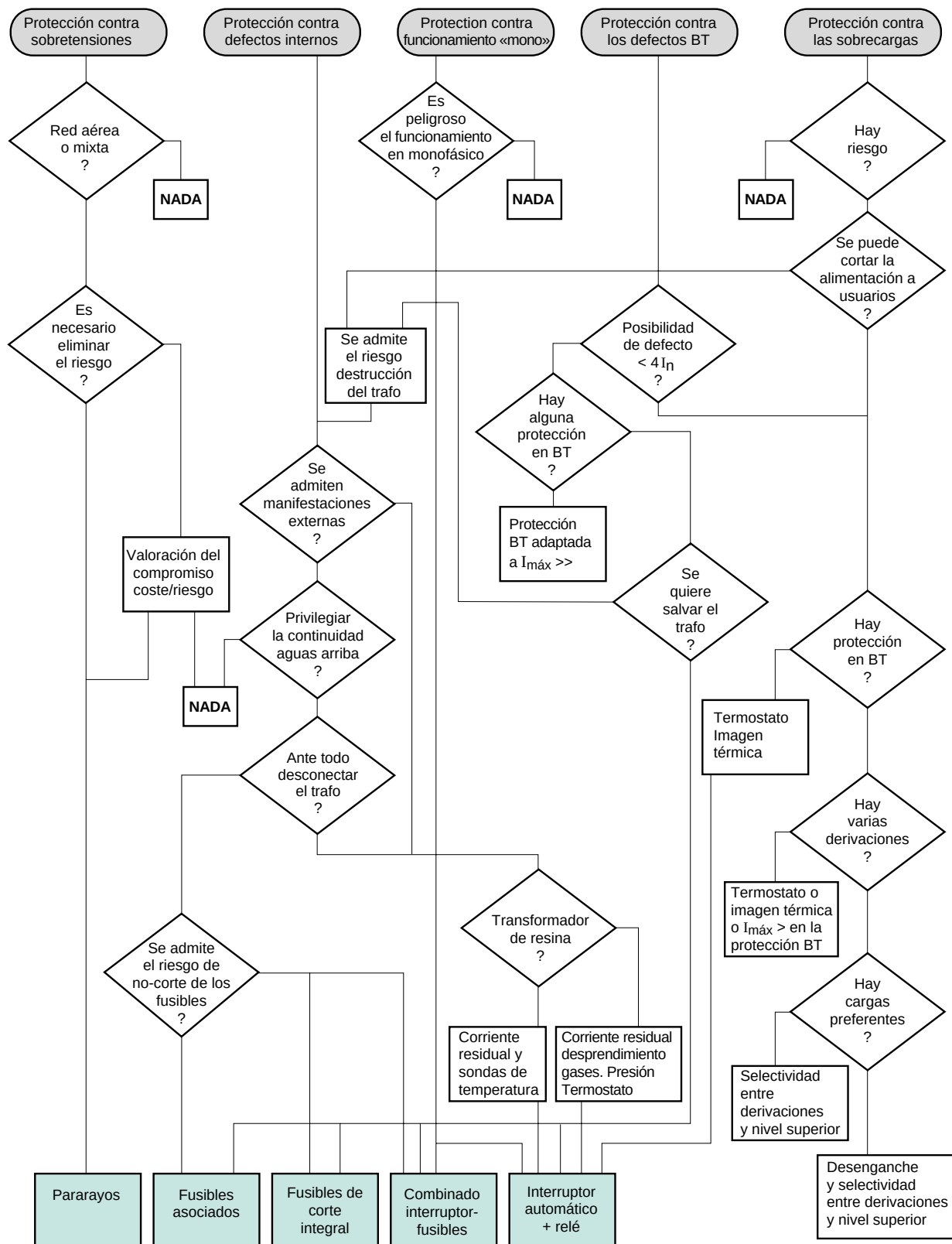


Fig. 30: Diagrama lógico de situaciones, criterios y soluciones.