

Capítulo B

Conexión a la red de distribución de AT

B1

Índice

1	Alimentación en AT	B2
	1.1 Características de una red de distribución con alimentación en AT	B2
	1.2 Diferentes conexiones en MT	B11
	1.3 Aspectos operativos de las redes de distribución de AT	B12
2	Procedimiento para el establecimiento de un nuevo centro de transformación	B14
	2.1 Información preliminar	B14
	2.2 Proyecto de ejecución	B15
	2.3 Puesta en marcha, mantenimiento e inspecciones	B15
3	Protección	B17
	3.1 Protección frente a las descargas eléctricas	B17
	3.2 Protección de circuitos y transformadores	B18
	3.3 Enclavamientos y operaciones condicionadas	B21
4	Centros de transformación MT/BT de distribución pública	B24
	4.1 General	B24
	4.2 Selección de aparamenta MT	B24
	4.3 Selección del transformador MT/BT	B27
	4.4 Centros de transformación MT/BT compactos	B32
5	Centros de transformación MT/BT de cliente con medida en MT	B34
	5.1 Componentes de un centro de cliente	B34
	5.2 Centros de cliente con generadores en MT	B36
	5.3 Funcionamiento en paralelo de transformadores	B39
6	Condiciones de instalación de los centros de transformación	B41
	6.1 Diferentes tipos de instalaciones	B41
	6.2 Subestación interior	B41
	6.3 Centros de transformación MT/BT de exterior	B45

Los principales parámetros que caracterizan un sistema de fuente de alimentación son los siguientes:

- Tensión nominal y niveles de aislamiento correspondientes.
- Corriente de cortocircuito.
- Corriente nominal de los equipos.
- Aparamenta a tierra.

Actualmente no existe ningún acuerdo internacional sobre los límites precisos para definir la “alta” tensión; aunque en España se considera alta tensión (AT) a toda tensión nominal superior a 1 kV⁽¹⁾.

El término “Media Tensión” (MT) se aplica para tensiones entre 1 kV y 36 kV; aunque no es una definición normativa.

En este capítulo, las redes de distribución que funcionan con tensiones de 1.000 V o menos se denominan sistemas de baja tensión, mientras que los sistemas de distribución de alimentación que necesitan una etapa de transformación reductora de tensión para poder alimentar redes de baja tensión se pueden denominar sistemas de media tensión, ya que por motivos económicos y técnicos, la tensión nominal de estos sistemas supera en raras ocasiones los 35 kV.

1.1 Características de una red de distribución con alimentación en AT

Los sistemas de distribución en AT son por lo general trifásicos con 3 conductores de fase y sin conductor de neutro, a menos que se indique lo contrario.

A continuación se detallan algunas definiciones relacionadas con la tensión y basadas en el RAT⁽¹⁾:

Tensión de servicio: Es el valor de la tensión realmente existente en un punto cualquiera de una instalación en un momento determinado.

Tensión más elevada de una red trifásica: Es el valor más elevado de la tensión entre fases, que puede presentarse en un instante y en un punto cualquiera de la red, en las condiciones normales de explotación. Este valor no tiene en cuenta las variaciones transitorias (por ejemplo, maniobras en la red) ni las variaciones temporales de tensión debidas a condiciones anormales de la red (por ejemplo, averías o desconexiones bruscas de cargas importantes).

Tensión más elevada para el material (U_m): Es el valor más elevado de la tensión entre fases para el que material (aparamenta, transformador, etc.), está especificado en lo que respecta a su aislamiento, así como a otras características relacionadas con esta tensión en las normas propuestas para cada material. También se le llama tensión nominal para el material.

Tensión nominal: Valor convencional de la tensión con la que se denomina un sistema o instalación y para el que ha sido previsto su funcionamiento y aislamiento. La tensión nominal expresada en kilovoltios, se designa por U_n .

Tensión nominal de una red trifásica: Es el valor de la tensión entre fases por el cual se denomina la red, y a la cual se refieren ciertas características de servicio de la red.

Tensión nominal para el material: Es la tensión más elevada para el material (aparamenta, transformador, etc.) asignada por el fabricante.

Tensión soportada: Es el valor de la tensión especificada, que un aislamiento debe soportar sin perforación ni contorneamiento, en condiciones de ensayo preestablecidas.

Tensión soportada nominal a los impulsos tipo maniobra o tipo rayo: Es el valor de cresta de la tensión soportada a los impulsos tipo maniobra o tipo rayo prescrita para un material, al cual caracteriza el aislamiento de este material en lo relativo a los ensayos de tensión soportada.

Tensión soportada nominal a frecuencia industrial: Es el valor eficaz más elevado de una tensión alterna sinusoidal a frecuencia industrial, que el material considerado debe ser capaz de soportar sin perforación ni contorneamiento durante los ensayos realizados en las condiciones especificadas.

Tensiones nominales normalizadas

Las tensiones nominales normalizadas se indican en el cuadro siguiente:

Tensión nominal de la red (U_n) kV	Tensión más elevada para el material (U_m) kV
3	3,6
6	7,2
10	12
15	17,5
20	24
30	36
45	52

Fig. B1: Relación entre la tensión nominal de la red y la tensión más elevada para el material.

(1) Reglamento sobre centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación (RAT) e instrucciones técnicas complementarias (ITC).

Tensiones nominales no normalizadas

Existiendo en el territorio nacional extensas redes a tensiones nominales diferentes de las que como normalizadas figuran en el apartado anterior, se admite su utilización dentro de los sistemas a que correspondan.

Con el fin de garantizar una protección adecuada de los equipos contra las sobretensiones de frecuencia de alimentación a corto plazo excesivamente elevadas y las sobretensiones transitorias provocadas por las descargas, la conmutación, los defectos del sistema, etc., todos los equipos de AT deben tener los niveles de aislamiento nominal adecuados.

Aparamenta

En la aparamenta de alta tensión se emplea, según la norma UNE-EN 60694, el concepto de “valor asignado”, que es un valor que queda fijado, por lo general por parte del fabricante, para unas condiciones de funcionamiento específicas de un componente, dispositivo o equipo:

Tensión asignada (U_i): La tensión asignada señala el límite superior de la tensión más alta de la red para la que está prevista la aparamenta. Los valores normalizados coinciden con los de la “tensión más elevada para el material” que se ha definido anteriormente.

Nivel de aislamiento asignado se define por los valores de tensión soportada asignada:

- De corta duración a frecuencia industrial (U_d).
- Con impulso tipo rayo (U_p).

Los aparatos que son seccionadores, es decir, que aseguran una distancia de seccionamiento, deben satisfacer un nivel de aislamiento superior en posición abierto (en la distancia de seccionamiento).

La elección entre los valores de las listas 1 y 2 de la tabla de la **Figura B2** depende del grado de exposición a las sobretensiones de rayo y maniobra⁽¹⁾, el tipo de conexión a tierra del neutro, y, cuando exista, el tipo de dispositivos de protección contra las sobretensiones (para obtener más información, consultar la IEC 60071).

Tensión asignada U_i (valor eficaz)	Tensión soportada asignada con impulsos tipo rayo U_p kV (valor de cresta)				Tensión soportada asignada de corta duración a frecuencia industrial U_d kV (valor eficaz)	
	Lista 1		Lista 2		Entre fase y tierra, entre fases y entre bornes abiertos del dispositivo de conmutación (kV)	En la distancia de seccionamiento (kV)
	Entre fase y tierra, entre fases y entre bornes abiertos del dispositivo de conmutación (kV)	En la distancia de seccionamiento (kV)	Entre fase y tierra, entre fases y entre bornes abiertos del dispositivo de conmutación (kV)	En la distancia de seccionamiento (kV)		
3,6	20	23	40	46	10	12
7,2	40	46	60	70	20	23
12	60	70	75	85	28	32
17,5	75	85	95	110	38	45
24	95	110	125	145	50	60
36	145	165	170	195	70	80
52	-	-	250	290	95	110
72,5	-	-	325	375	140	160

Fig. B2: Niveles de aislamiento asignado de la aparamenta.

Debe considerarse que, en los niveles de tensión mencionados, no se tiene en cuenta la tensión soportada asignada con impulsos tipo maniobra. Esto se debe a que las sobretensiones provocadas por transitorios de conmutación son menos graves a estos niveles de tensión que los debidos a las descargas tipo rayo.

Transformadores

La **Figura B3**, que se muestra en la página siguiente, se ha obtenido de la UNE-EN 60076.

El significado de las listas 1 y 2 es el mismo que para la tabla de aparamenta, es decir, la elección depende del grado de exposición a las descargas, etc.

Otros componentes

Es evidente que el nivel del aislamiento de otros componentes de AT (p. ej., porcelana o aislantes de cristal, cables de AT, transformadores de medida y protección, etc.), debe ser compatible con el de la aparamenta y transformadores a los cuales van asociados. Los ensayos a realizar en estos componentes se facilitan en las normas correspondientes.

Las normas nacionales (UNE) se armonizan con las normas europeas (EN) e internacionales (IEC).

(1) Esto significa básicamente que la lista 1 se aplica generalmente a los aparatos que se van a utilizar en sistemas de cables subterráneos mientras que la lista 2 se aplica a los aparatos que se van a usar en sistemas de líneas aéreas. Ver RAT ITC 12.

Las normas nacionales (UNE) se armonizan con las normas europeas (EN) e internacionales (IEC).

Un interruptor automático o un fusible (en un tango de tensiones limitado) son los únicos aparatos capaces de cortar de forma segura los elevados niveles de corriente asociados a un defecto de cortocircuito que se puede producir en un sistema de alimentación.

Tensión más alta para el equipo U_m (kV valor eficaz)	Tensión soportada asignada a la frecuencia industrial de corta duración (kV eficaz)	Tensión soportada asignada con impulso tipo rayo (valor de cresta)	
		Lista 1 (kV)	Lista 2 (kV)
≤ 1,1	3	-	-
3,6	10	20	40
7,2	20	40	60
12	28	60	75
17,5	38	75	95
24	50	95	125
36	70	145	170
52	95	250	
72,5	140	325	

Fig. B3: Niveles de aislamiento asignados para transformadores.

Nota general:

Las normas IEC están pensadas para su aplicación internacional y por consiguiente incluyen una amplia gama de niveles de tensiones y corrientes.

Reflejan las distintas prácticas adoptadas en países de diferentes requisitos meteorológicos, geográficos y económicos.

Corriente de cortocircuito

Los valores asignados del poder de corte en cortocircuito de los interruptores automáticos se indican normalmente en kiloamperios (kA).

Estos valores se refieren a una condición de cortocircuito trifásico y se expresan como el valor eficaz (en kA) del componente periódico (Ca) de cortocircuito en corriente en cada una de las tres fases.

Para los interruptores automáticos de los niveles de tensión nominal considerados en este capítulo, la **Figura B4** proporciona las especificaciones estándar del poder de corte de cortocircuito.

kV	3,6	7,2	12	17,5	24	36	52
kA	8	8	8	8	8	8	8
(rms)	10	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5
	16	16	16	16	16	16	20
	25	25	25	25	25	25	
	40	40	40	40	40	40	
			50				

Fig. B4: Valores del poder de corte asignados en cortocircuito.

Cálculo de la corriente de cortocircuito

Las reglas para calcular las corrientes de cortocircuito en las instalaciones eléctricas se indican en la norma IEC 60909.

El cálculo de las corrientes de cortocircuito en varios puntos de un sistema de alta tensión puede convertirse rápidamente en una tarea difícil si la instalación es complicada.

La utilización de software especializado acelera los cálculos.

Esta norma general, aplicable a todos los sistemas radiales y mellados, de 50 o 60 Hz y hasta 550 kV, es extremadamente precisa y conservadora.

Se puede utilizar para tratar diferentes tipos de cortocircuitos (simétricos o asimétricos) que se pueden producir en una instalación eléctrica:

- Cortocircuito trifásico (las tres fases), que por lo general es el que genera las corrientes más elevadas.
- Cortocircuito bifásico (entre dos fases), con corrientes inferiores a los defectos trifásicos.
- Cortocircuito de dos fases a tierra (entre dos fases y la tierra).
- Cortocircuito de fase a tierra (entre una fase y la tierra), el tipo más común (el 80% de los casos).

Cuando se produce un defecto, la corriente de cortocircuito transitoria es función del tiempo e incluye dos componentes (ver la **Figura B5**).

■ Un componente de CA, que se reduce hasta un valor constante (régimen permanente), provocado por las diferentes máquinas giratorias y en función de la combinación de sus constantes de tiempo.

■ Un componente de CC, que se reduce a cero, provocado por el inicio del cortocircuito y que es función de las impedancias del circuito.

Desde el punto de vista práctico, se deben definir los valores de cortocircuito que resultan útiles para seleccionar los equipos de una instalación y sus protecciones:

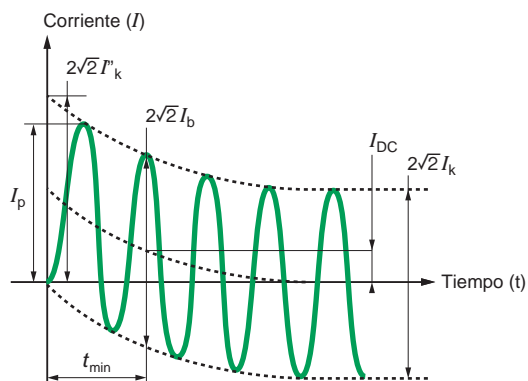


Fig. B5: Representación gráfica de los parámetros de un cortocircuito según IEC 60909.

- I''_k : valor eficaz de la corriente simétrica inicial.
- I_b : valor eficaz de la corriente simétrica interrumpida por la aparamenta de corte cuando el primer polo se abre a t_{\min} . (temporización mínima).
- I_k : valor eficaz de la corriente simétrica de régimen permanente.
- I_p : valor instantáneo máximo de la corriente en el primer pico.
- I_{DC} : valor c.c. de la corriente.

Estas corrientes se identifican con los índices 3, 2, 2E y 1, en función del tipo de cortocircuito, trifásico, bifásico, bifásico a tierra y fase a tierra, respectivamente.

El método, basado en el teorema de la superposición Thevenin y descomposición en componentes simétricos, consiste en sustituir el punto de cortocircuito por una fuente equivalente de tensión a fin de determinar la corriente. El cálculo se realiza en tres pasos:

- Definir la fuente equivalente de tensión aplicada al punto de defecto. Representa la tensión existente exactamente antes del defecto y es la tensión nominal multiplicada por un factor que tiene en cuenta las variaciones de fuente, los reguladores en carga del transformador y el comportamiento subtransitorio de las máquinas.
- Calcular las impedancias, vistas desde el punto de defecto, de cada rama que llega a este punto. Para los sistemas secuenciales positivos y negativos, el cálculo no tiene en cuenta las capacidades de la línea y las admitancias de cargas paralelas.
- Una vez definidos los valores de tensión e impedancia, se calculan los valores característicos mínimo y máximo de las corrientes de cortocircuito.

Los diferentes valores de la corriente en el punto de defecto se calculan usando:

- Las ecuaciones facilitadas.
- Una ley sumatoria para las corrientes que fluyen en las ramas conectadas al nodo:
 - I''_k (ver la **Figura B6** para el cálculo de I''_k donde el factor de tensión c se define por la norma; suma geométrica o algebraica).
 - $I_p = \kappa \times 2 \times I''_k$, donde κ es inferior a 2, en función de la relación R/X de la impedancia de secuencia positiva de la rama en concreto; suma de picos.
 - $I_b = \mu \times q \times I''_k$, donde μ y q son inferiores a 1, en función de los generadores y los motores, así como la temporización de interrupción de corriente mínima; suma algebraica.
 - $I_k = I''_k$, cuando el defecto está alejado del generador.
 - $I_k = \lambda \times I_r$, para un generador, donde I_r es la corriente nominal del generador y λ un factor que depende de su inductancia de saturación; suma algebraica.

Tipo de cortocircuito	I''_k	
	Situación general	Defectos remotos
Trifásico	$\frac{c U_n}{\sqrt{3} Z_1}$	$\frac{c U_n}{\sqrt{3} Z_1}$
Bifásico	$\frac{c U_n}{Z_1 + Z_2}$	$\frac{c U_n}{2 Z_1}$
Dos fases a tierra	$\frac{c U_n \sqrt{3} Z_2}{Z_1 Z_2 + Z_2 Z_0 + Z_1 Z_0}$	$\frac{c U_n \sqrt{3}}{Z_1 + 2 Z_0}$
Fase a tierra	$\frac{c U_n \sqrt{3}}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$	$\frac{c U_n \sqrt{3}}{2 Z_1 + Z_0}$

Fig. B6: Corrientes de cortocircuito según IEC 60909.

Caracterización

Existen 2 tipos de equipos de aparamenta eléctrica en función de su comportamiento cuando se produce un defecto.

Equipo pasivo

Esta categoría incluye todos los equipos que, debido a su función, deben tener la capacidad de soportar tanto la corriente normal como la corriente de cortocircuito. Equipos pasivos son: cables, líneas, barras conductoras, seccionadores, interruptores, transformadores, reactancias serie, condensadores y transformadores de medida y protección.

Para estos equipos, la capacidad para soportar un cortocircuito sin sufrir daños se define como sigue:

- La resistencia térmica (límite térmico) que refleja la disipación de calor máxima permitida viene definida por la “**corriente admisible asignada de corta duración**”, que es el valor eficaz de la corriente (en kA) que el equipo (en posición cerrado para la aparamenta de maniobra) es capaz de soportar durante un breve intervalo de tiempo que debe ser definido entre 1 y 3 s (el valor preferente suele ser 1 s).

■ La resistencia electrodinámica (límite dinámico) refleja la resistencia mecánica de los conductores (fuerzas de atracción o repulsión) debida al paso de una fuerte intensidad. Esta resistencia viene definida por el “**valor de cresta de la corriente admisible asignada**” que es el valor de cresta (en kA cresta) de la corriente asociado a la primera onda de la corriente admisible de corta duración que el equipo (en posición cerrado para la apartamentada de maniobra) es capaz de soportar.

Equipo activo

Esta categoría incluye los equipos diseñados para eliminar las corrientes de cortocircuito, p. ej., interruptores automáticos y fusibles. Esta propiedad se expresa mediante el poder de corte asignado y, si fuera necesario, el poder de cierre cuando se produce un defecto al cerrar un aparato.

■ Poder de corte asignado en cortocircuito (ver **Figura B7**):

El poder de corte asignado en cortocircuito es el valor más elevado de la corriente (en kA eficaces) que la apartamentada de corte debe poder cortar bajo su tensión asignada.

Se caracteriza por dos valores:

□ El valor eficaz de su componente periódico (CA), denominado de forma abreviada: “poder de corte asignado en cortocircuito”.

□ El porcentaje del componente aperiódico (CC) correspondiente a la duración de apertura del interruptor automático (ver **Figura B4** en la página B4).

Según la IEC, un interruptor automático debe poder cortar el valor eficaz del componente periódico del cortocircuito (su poder de corte asignado) con un porcentaje de asimetría definido por unas curvas determinadas.

El poder de corte depende de otros factores, a saber:

- Tensión.
- Relación R/X del circuito interrumpido.
- Frecuencia natural del sistema de alimentación.
- Secuencia o ciclo de maniobra asignado en cortocircuito: A - C/A - C/A (A = A = apertura, C = cierre).
- Estado del dispositivo tras los ensayos.

La capacidad de corte es una característica relativamente complicada para definirla y por lo tanto no es de extrañar que al mismo dispositivo se le puedan asignar diferentes capacidades de corte en función de la norma que lo define⁽¹⁾.

■ Poder de cierre en cortocircuito:

El poder de cierre es el valor máximo de la corriente de cortocircuito (en valor de cresta expresado en kA cresta) que la apartamentada de corte es capaz de establecer y de mantener en una instalación. Debe ser superior o igual al valor de cresta de la intensidad de corta duración asignada.

Así, por ejemplo, según la norma IEC 62271-100, un interruptor automático utilizado en un sistema de 50 Hz debe poder soportar una corriente de cresta establecida igual a 2,5 veces el poder de corte (2,6 veces para sistemas de 60 Hz).

La capacidad de cierre también es necesaria para interruptores y en algunas ocasiones para desconectores, incluso si estos dispositivos no pueden eliminar el defecto.

■ Máxima intensidad de corte limitada:

Algunos dispositivos tienen la capacidad de limitar la corriente de defecto que se va a interrumpir (p. ej., los fusibles limitadores de corriente).

La máxima intensidad de corte limitada depende del valor eficaz de la intensidad que se hubiese alcanzado en consumir del dispositivo limitador.

Características específicas de los dispositivos

Las funciones que ofrece la apartamentada de corte y sus requisitos principales se indican en la **Figura B8**.

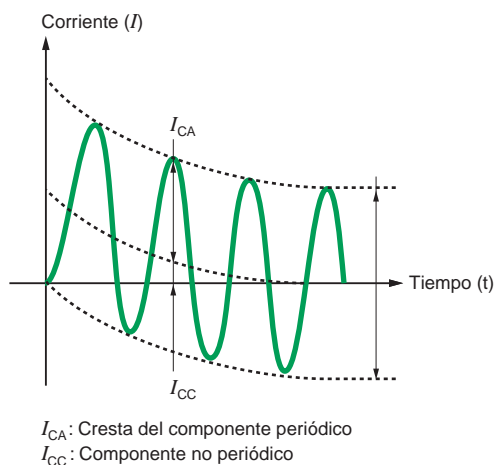


Fig. B7: Poder de corte asignado de un interruptor automático cortando un cortocircuito según IEC 60056.

Dispositivo	Aislamiento de dos redes activas	Condiciones de corte		Características principales
		Normal	Defecto	
Seccionador	Sí	No	No	Aislamiento eléctrico aguas arriba/abajo
Interruptor	No	Sí	No	Corte y cierre de corriente de carga normal. Poder de cierre en cortocircuito
Contacto	No	Sí	No	Poder de cierre y corte en cond. normales. Poder de cierre y corte máximo. Alta endurance eléctrica
Interruptor automático	No	Sí	Sí	Poder de corte de cortocircuito Poder de cierre de cortocircuito
Fusible	No	No	Sí	Poder de corte de cortocircuito mínima. Máxima intensidad de corte limitada

Fig. B8: Funciones de la apartamentada de maniobra.

(1) Otros poderes de corte asignados:
 – discordancia de fases
 – líneas en vacío
 – cables en vacío
 – batería de condensadores

La especificación de intensidad asignada más común para la aparata eléctrica de MT es de 400 o 630 A.

Intensidad nominal

La intensidad nominal o asignada se define como “el valor eficaz de la corriente que se puede transportar continuamente a la frecuencia nominal con un aumento de temperatura que no supere el especificado por la norma del producto correspondiente”. Los requisitos de intensidad nominal para los aparatos se deciden en la etapa de diseño de la subestación o centro de transformación.

La especificación de intensidad asignada más común para la aparata eléctrica de MT es de 400 o 630 A.

En las áreas industriales y distritos urbanos de gran densidad de carga, los circuitos de 630 A son a veces necesarios, mientras que en las subestaciones de alimentación de gran potencia que alimentan las redes de MT, la aparata de 800 A, 1.250 A, 1.600 A, 2.500 A y 4.000 A se prescribe para los circuitos de entrada, juego de barras y acoplamiento de barras. Los transformadores de MT/BT con una intensidad de servicio de hasta 60 A aprox., se pueden proteger con fusibles combinados con interruptor. Para intensidades de servicio superiores, la combinación de interruptor-fusible no tiene el rendimiento necesario.

No existen tablas de especificaciones de corriente normal recomendadas por IEC para la combinación en estos casos. La especificación real la proporciona el fabricante del interruptor-fusible, de acuerdo con las características del fusible del transformador, tales como:

- Intensidad en servicio normal.
- Máxima intensidad admitida y su duración.
- Pico máximo y duración de la intensidad magnetizante de entrada de puesta en tensión del transformador.
- Posición del cambiador de tomas del transportador tal y como se indica en el ejemplo del anexo A de la IEC 62271-105.

En un esquema de estas características, el interruptor de corte en carga debe estar diseñado adecuadamente para abrir automáticamente, p. ej., por relés, a niveles de corriente de defecto bajos que deben cubrir (con un margen adecuado) la corriente de corte mínima especificada de los fusibles de AT. De esta forma, los valores de la corriente de defecto que superan la capacidad de corte del interruptor de carga se eliminarán por los fusibles, mientras que los valores de la corriente de defectos bajos, que los fusibles no pueden eliminar correctamente, se eliminan por el interruptor de corte de carga dirigido por el relé.

Influencia de la temperatura ambiente en la corriente nominal

Las especificaciones de intensidad asignada se definen para todos los aparatos eléctricos; los límites superiores se deciden en función del aumento de temperatura aceptable causado por la I^2R (vatios) disipados en los conductores (donde I = intensidad eficaz en amperios y R = la resistencia del conductor en ohmios), junto con el calor producido por la histéresis magnética y las pérdidas de corriente de Foucault en motores, transformadores, etc., y las pérdidas dieléctricas en cables y condensadores, cuando proceda.

Un aumento de temperatura superior a la temperatura ambiente depende principalmente de la velocidad con la que se elimina el calor. Por ejemplo, las grandes corrientes pueden atravesar los devanados de motores eléctricos sin que éstos se sobrecalienten, simplemente porque un ventilador de refrigeración fijado al eje del motor elimina el calor a la misma velocidad a la que se genera, por lo que la temperatura alcanza un valor estable por debajo de la que podría dañar el aislamiento y quemar el motor.

Los transformadores de refrigeración de aire o aceite se encuentran entre los ejemplos más conocidos de estas técnicas de “refrigeración forzada”.

Los valores de intensidad asignada recomendados por la IEC se basan en temperaturas ambientes comunes en climas templados a altitudes que no superan los 1.000 metros, de forma que los elementos que dependen de la refrigeración natural por radiación y convección de aire se sobrecalientan si funcionan a la intensidad asignada en un clima tropical o a altitudes superiores a los 1.000 metros. En tales casos, se debe reducir el valor nominal/asignado del equipo, es decir, se debe asignar un valor inferior de intensidad asignada.

El caso del transformador se trata en la norma UNE-EN 60076-2.

En el caso de los transformadores con refrigeración forzada, suele ser suficiente contar con pantallas solares y aumentar las superficies del radiador de refrigeración del aceite, la cantidad del aceite de refrigeración, la potencia de las bombas de circulación de aceite y el tamaño de los ventiladores de circulación de aire, para mantener la especificación original de las normas.

Para la aparata eléctrica, se debe consultar al fabricante acerca de la reducción de intensidad asignada que se debe aplicar de acuerdo con las condiciones de funcionamiento reales.

Los defectos a tierra en los sistemas de AT/MT pueden provocar niveles de tensión peligrosos en las instalaciones de BT. Los consumidores de BT (y el personal de las subestaciones) se pueden proteger frente a este riesgo de la siguiente forma:

- Limitando la magnitud de las corrientes de defecto a tierra de AT o MT.
- Reduciendo la resistencia de conexión a tierra del transformador de potencia de la subestación AT/MT (lado MT) al menor valor posible.
- Creando condiciones equipotenciales en la subestación y la instalación del consumidor.

Aparata a tierra

Las conexiones a tierra y las conexiones de equipos requieren una consideración especial, especialmente en relación con la seguridad del consumidor conectado en BT durante un cortocircuito a tierra en el sistema de MT.

Electrodos de tierra

Por lo general, es preferible, cuando sea físicamente posible, separar el electrodo de cierre para las partes metálicas de una instalación que no estén en tensión normalmente (cierre de protección) del electrodo previsto para la conexión a tierra del conductor neutro de BT. Se trata de una práctica común en los sistemas rurales, en los que el electrodo de tierra del conductor neutro de BT (cierre de servicio) se instala en uno o dos segmentos de la línea de distribución de BT separada de la subestación.

En la mayoría de los casos, el espacio limitado disponible en las subestaciones urbanas impide esta práctica, es decir, no hay posibilidad de separar un electrodo de AT lo suficiente de un electrodo de BT para evitar la transferencia de tensiones (posiblemente peligrosas) al sistema de BT.

Corriente de defecto a tierra

Los niveles de corriente de defecto a tierra a altas tensiones se pueden por lo general comparar (a menos que se restrinja deliberadamente) con los de un cortocircuito trifásico. Las corrientes que atraviesen un electrodo de tierra aumentarán su tensión a un valor elevado en relación con la "tierra remota" (la tierra que rodea al electrodo aumentará a un potencial elevado; la "tierra remota" tiene potencial cero). Por ejemplo, 10.000 A de corriente de defecto a tierra que atraviesan un electrodo con una resistencia (inusualmente baja) de 0,5 ohmios aumentará su tensión a 5.000 V.

Siempre y cuando todas las partes metálicas de la subestación estén conectadas todas juntas al electrodo de tierra, y éste tenga la forma de (o esté conectado a) una instalación de una malla de líneas de tierra que cubra todo el suelo de la subestación, no existe riesgo para el personal, puesto que esta distribución forma un sistema equipotencial en el que todo el material conductor, incluido el personal, están al mismo potencial.

Potencial transferido

Sin embargo, existe un peligro conocido como potencial transferido. En la **Figura B9** se puede ver que el punto neutro del devanado de MT del transformador de MT/BT también está conectado al electrodo de tierra de protección, de forma que el conductor neutro, los devanados de fase de BT y todos los conductores BT de fase también se eleven al potencial del electrodo.

Los cables de distribución de baja tensión que abandonan la subestación transfieren este potencial a las instalaciones de los consumidores. Debe observarse que no se producirán defectos de aislamiento de BT entre las fases o de la fase al neutro porque todos tienen el mismo potencial. Es probable, no obstante, que el aislamiento entre la fase y la tierra de un cable o alguna parte de una instalación falle.

Soluciones

Un primer paso para reducir al mínimo los riesgos obvios de los potenciales transferidos es reducir la magnitud de las corrientes de defecto a tierra en MT. Esto se consigue normalmente conectando a tierra el sistema de AT mediante resistencias o reactivancias en el punto neutro de la estrella de los transformadores AT/MT⁽¹⁾, situados en las subestaciones de alimentación de gran potencia en cabecera de línea. Sin embargo, con este procedimiento no se puede evitar completamente un potencial transferido relativamente alto, por lo que en algunos países se ha adoptado la siguiente estrategia: la instalación de conexión a tierra equipotencial en las instalaciones de un consumidor representa una tierra remota, es decir, con potencial cero. No obstante, si esta instalación de conexión a tierra debiera conectarse con un conductor de baja impedancia al electrodo de tierra de la subestación, las condiciones de equipotencialidad existentes en la subestación también existirían en la instalación del consumidor.

Interconexión de baja impedancia (TN)

Esta interconexión de baja impedancia se consigue simplemente conectando el conductor neutro a la instalación equipotencial del consumidor y el resultado se reconoce como la aparatada a tierra TN (IEC 60364) mostrado en el diagrama A de la **Figura B10** de la página siguiente.

El sistema TN se asocia generalmente a un esquema de conexión a tierra múltiple de protección (PME, Protective Multiple Earthing), en el que el conductor neutro se conecta a tierra a intervalos a lo largo de su longitud (cada 3 o 4 polos en un distribuidor de línea aérea de BT) y en cada posición de servicio del consumidor. Se puede observar que la red de conductores neutros que parte de la subestación, cada uno de los cuales está conectado a tierra a intervalos regulares, constituye, junto con la conexión a tierra de la subestación, un electrodo de tierra de baja resistencia muy eficaz.

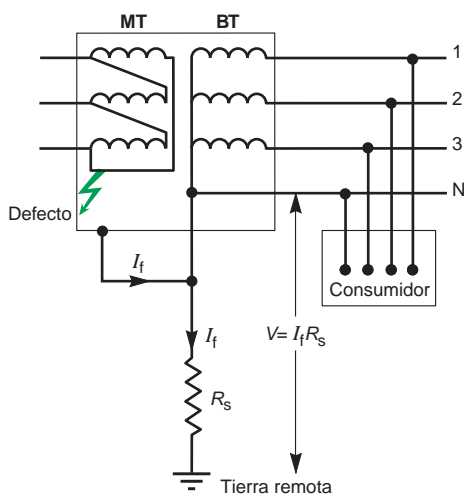
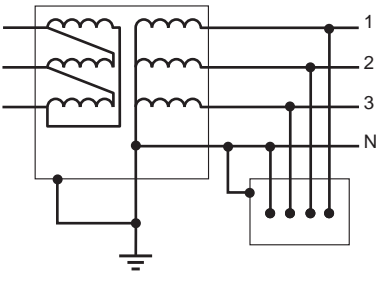
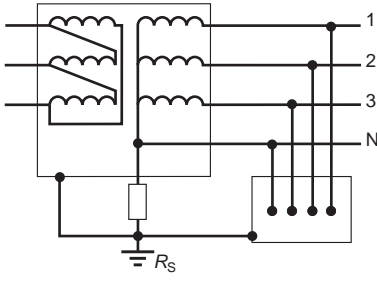
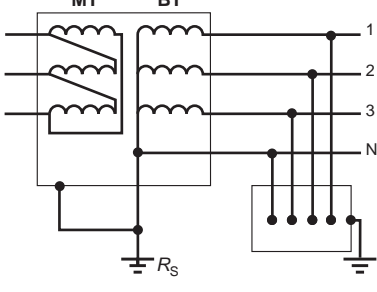
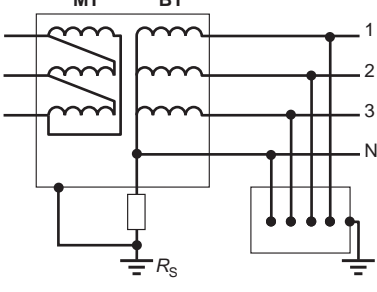
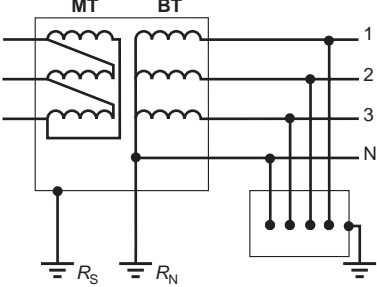
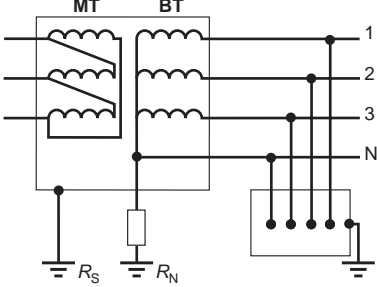


Fig. B9: Potencial transferido.

(1) Los demás no están conectados a tierra. Un caso particular de limitación de corriente de defecto a tierra, concretamente por medio de una bobina Petersen, se trata al final del subapartado 3.2.

Diagrama	Valor R_s
<p>A - TN-a </p> <p>B - IT-a </p>	<p>Casos A y B</p> <p>Ningún valor específico de resistencia R_s impuesto en estos casos.</p>
<p>C - TT-a </p> <p>D - IT-b </p>	<p>Casos C y D</p> $R_s \leq \frac{U_w - U_o}{I_m}$ <p>Donde</p> <ul style="list-style-type: none"> U_w = tensión soportada asignada a la frecuencia normal nominal para equipos de baja tensión en instalaciones del cliente. U_o = tensión de fase a neutro en las instalaciones del cliente. I_m = valor máximo de la corriente de defecto a tierra en MT.
<p>E - TT-b </p> <p>F - IT-c </p> <p>En los casos E y F, los conductores de protección de BT (partes conductoras expuestas) de la subestación se conectan a tierra a través del electrodo de tierra de la subestación, por lo que el equipo de BT de la subestación (únicamente) es el que puede estar sujeto a la máxima tensión.</p>	<p>Casos E y F</p> $R_s \leq \frac{U_{ws} - U}{I_m}$ <p>Donde</p> <ul style="list-style-type: none"> U_{ws} = tensión soportada asignada a la frecuencia normal nominal para equipos de baja tensión en la subestación (puesto que las partes conductoras expuestas en estos equipos están conectadas a tierra por R_s). U = tensión de fase a neutro en la subestación para el sistema de TT y tensión de fase a fase para el sistema de IT. I_m = valor máx. de la corriente de defecto a tierra en MT.

Notas:

- Para TN-a e IT-a, las partes conductoras expuestas de MT y BT de la subestación y las de las instalaciones de los consumidores, junto con el punto neutro de BT del transformador, se conectan a tierra a través del sistema del electrodo de la subestación.
 - Para TT-a e IT-b, las partes conductoras expuestas de MT y BT de la subestación, junto con el punto neutro de BT del transformador, se conectan a tierra a través del sistema del electrodo de la subestación.
 - Para TT-b e IT-c, el punto neutro de BT del transformador se conecta a tierra por separado fuera del área de influencia del electrodo de tierra de protección de la subestación.
- A U_w y U_{ws} se asigna normalmente (IEC 60364-4-44) el valor $U_o + 1.200$ V, donde U_o es la tensión nominal de fase a neutro del sistema de BT en cuestión.

Fig. B10: Resistencia máxima de conexión a tierra R_s en centro de transformación de MT/BT para garantizar la seguridad durante un defecto de cortocircuito a tierra en el equipo de media tensión para diferentes apartamentos a tierra.

La combinación de corrientes de defecto a tierra limitadas, instalaciones equipotenciales y conexión a tierra de subestación de baja resistencia tiene como resultado unos niveles muy reducidos de sobretensión y menores problemas de aislamiento de fase a tierra durante un defecto a tierra en MT, tal y como se ha descrito.

Limitación de la corriente de defecto a tierra en MT y resistencia de tierra de la subestación

Otra apartamentación a tierra muy utilizada se muestra en el diagrama C de la **Figura B10**. Se puede observar que en el sistema TT, la instalación de conexión a tierra del consumidor (aislada de la de la subestación) constituye una tierra remota. Esto significa que, aunque el potencial transferido no afectará al aislamiento fase-fase del equipo del consumidor, el aislamiento fase a tierra de las tres fases estará sujeto a sobretensión.

La estrategia en este caso es reducir la resistencia del electrodo de tierra de la subestación de forma que no se supere el valor de la tensión soportada asignada a tierra durante 5 segundos para equipos y aparatos de BT.

Un ejemplo práctico en 20 kV sería el siguiente:

- La máxima corriente de defecto a tierra en la conexión de neutro de los sistemas de distribución de líneas aéreas o mixtos (línea aérea y cable subterráneo) es 300 A.
- La corriente de defecto a tierra máxima en la conexión de neutro de los sistemas subterráneos es de 1.000 A.

La fórmula necesaria para determinar el valor máximo de la resistencia a tierra R_s en la subestación, con el fin de asegurarse de que no se supera la tensión de resistencia de BT, es la siguiente:

$$R_s = \frac{U_w - U_o}{I_m} \quad \text{en ohmios (ver los casos C y D de la Figura B10).}$$

Donde:

U_w = el valor estándar más bajo (en voltios) de la tensión soportada en 5 s para la instalación y los aparatos del consumidor = $U_o + 1.200 \text{ V}$ (IEC 60364-4-44).

U_o = tensión de fase a neutro (en voltios) en el punto de conexión del consumidor BT.

I_m = corriente de defecto a tierra máxima en el sistema de MT (en amperios). La corriente de defecto a tierra máxima I_m es la suma vectorial de la corriente de defecto a tierra máxima en la conexión de neutro y la corriente capacitiva desequilibrada de la red.

Una tercera forma de conexión a tierra del sistema conocida como sistema "IT" en la IEC 60364 se utiliza normalmente cuando la continuidad del suministro es muy importante, p. ej., en hospitales, fabricación de procesos continuos, etc. El principio depende de obtener un suministro de una fuente MT no conectada a tierra, normalmente un transformador, cuyo segundo devanado no está conectado a tierra o lo está con una elevada impedancia (1.000 ohmios). En estos casos, un defecto de aislamiento a tierra en los circuitos de baja tensión alimentados desde los devanados secundarios tendrá como resultado una corriente de defecto irrelevante o igual a cero, que se puede soportar hasta que proceda poner fuera de servicio el circuito afectado para realizar tareas de reparación.

Diagramas B, D y F (Figura B10)

Muestran sistemas de IT en los que las resistencias (de unos 1.000 ohmios) están incluidas en la conexión de tierra del neutro.

Si, a pesar de ello, se retiran estas resistencias de forma que el sistema no esté conectado a tierra, siguen siendo válidos los comentarios que vienen a continuación.

Diagrama B (Figura B10)

Todos los cables de fase y el conductor neutro "flotan" con respecto a la tierra, a la que están "conectados" a través de las resistencias de aislamiento (normalmente muy altas) y capacidades (muy pequeñas) entre los conductores en tensión y las pantallas y carcasas metálicas (conductos, etc.).

Con un aislamiento perfecto, todos los conductores neutros y de fase en BT se elevarán por inducción electrostática a un potencial próximo al de los conductores equipotenciales.

En la práctica, y debido a los numerosos recorridos de fuga a tierra de todos los conductores en tensión en unas instalaciones que actúan en paralelo, es más probable que el sistema se comporte de forma similar al caso en el que está presente una resistencia de tierra en el neutro, es decir, todos los conductores se elevan al potencial de la tierra de la subestación.

En estos casos, las sobretensiones del aislamiento de BT son pequeñas o no existen.

Diagramas D y F (Figura B10)

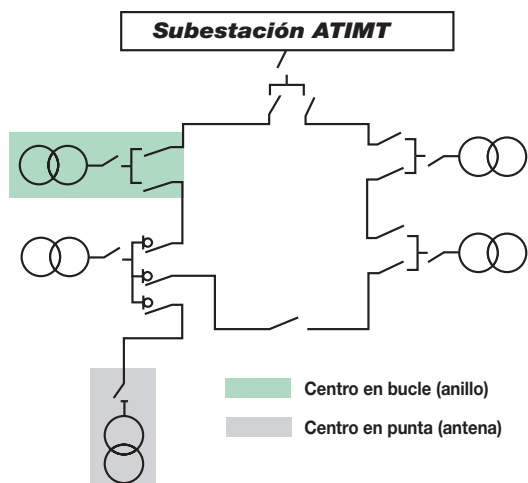
En estos casos, el alto potencial de la aparatada a tierra de la subestación (S/S) actúa en los conductores de fase BT y neutro aislados:

- A través de la capacidad entre los devanados de MT del transformador y la cuba del mismo.
- A través de la capacidad entre los conductores equipotenciales de la S/S y los núcleos de los cables de distribución BT que salen de la S/S.
- A través de las corrientes de fuga del aislamiento, en cada uno de los casos.

En las posiciones situadas fuera del área de influencia de la tierra de la S/S, las capacidades del sistema existen entre los conductores y la tierra con potencial cero (las capacidades entre los núcleos son irrelevantes, todos los núcleos se elevan al mismo potencial).

El resultado es básicamente un divisor de tensión capacitivo, donde cada "condensador" está derivado por resistencias (línea de fuga).

Por lo general, el cable de BT y las capacidades de cableado de la instalación a tierra son más grandes y las resistencias de aislamiento a tierra son mucho más pequeñas que las de los parámetros correspondientes del S/S, de forma que la mayor parte de los problemas de tensión aparecen en la subestación entre la cuba del transformador y el devanado de BT.



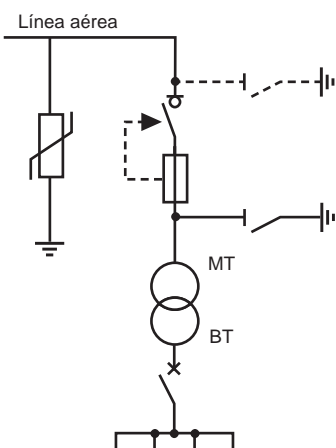


Fig. B11: Alimentación en antena.

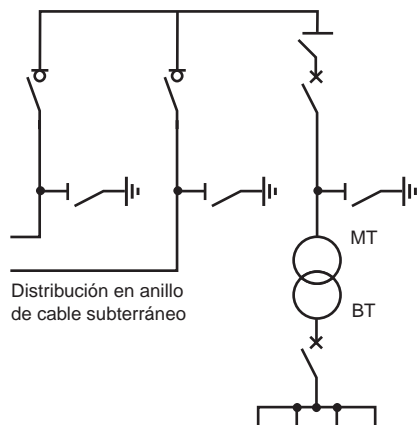


Fig. B12: Alimentación en anillo o bucle.

(1) El cobre es catódico a la mayoría de los metales y por lo tanto resistente a la corrosión.

(2) Una distribución en anillo se basa en una configuración en forma de bucle cerrado que se inicia y termina en un juego de barras conductoras en una subestación. Cada extremo del bucle se controla por un interruptor automático. Con el fin de mejorar la flexibilidad operativa, las barras de la subestación se dividen a menudo en dos secciones mediante un interruptor automático de partición de barras normalmente cerrado y cada extremo del anillo está conectado a una sección diferente.

El bucle también se puede realizar partiendo y llegando de 2 subestaciones interconectadas. Cada extremo de la interconexión está controlado normalmente por un interruptor automático.

Un interconector-distribuidor es un interconector que alimenta una o varias subestaciones de distribución en su longitud.

Por lo tanto, el aumento de potencial en las instalaciones de los consumidores probablemente no sea un problema cuando el nivel de defecto a tierra en MT se restrinja como se ha mencionado anteriormente.

Todos los transformadores conectados a tierra de IT, tanto si el punto neutro está aislado como conectado a tierra a través de una alta impedancia, se deberían proveer de un limitador de sobretensión que conecta automáticamente el punto neutro directamente a tierra si una sobretensión se aproxima al nivel de aislamiento que pueda soportar el sistema de BT.

Además de las posibilidades arriba mencionadas, se describen otras formas en las que se pueden producir estas sobretensiones en el subapartado 3.1.

Este tipo de defecto a tierra es poco común y cuando se produce se detecta rápidamente y se elimina por el disparo automático de un interruptor automático en una instalación correctamente diseñada y construida.

La seguridad en situaciones de potenciales elevados depende completamente de la instalación de un sistema de cierres equipotencial adecuadamente distribuido, cuya base suele tener la forma de una amplia malla de conductores de cobre desnudos interconectados y conectados a los electrodos de tierra verticales de acero revestido de cobre⁽¹⁾.

El criterio de equipotencialidad que se debe respetar es el mencionado en el capítulo F, que trata de la protección contra las descargas eléctricas por contacto directo, en concreto: que el potencial entre dos piezas de metal expuestas que se pueden tocar simultáneamente con cualquier parte del cuerpo no puede nunca, bajo ninguna circunstancia, superar los 50 V en entornos secos o los 25 V en entornos húmedos.

Debe prestarse especial atención en los límites de las áreas equipotenciales para evitar gradientes de potencial de paso en la superficie del terreno que generan "tensiones de paso" peligrosas.

Esta cuestión está estrechamente relacionada con la conexión a tierra segura de vallas limitadoras y que se describe en el subapartado 3.1.

1.2 Diferentes conexiones en MT

En función del tipo de red de media tensión, se adoptan normalmente las siguientes configuraciones para la alimentación.

Alimentación en antena

Un centro de transformación MT/BT se alimenta a través de una línea perteneciente a un distribuidor de energía eléctrica MT (cable o línea). En general, el transformador MT/BT está conectado a una celda que contiene un interruptor combinado con fusibles y un seccionador de puesta a tierra, tal y como se indica en la **Figura B11**.

En algunos países, un transformador montado en poste sin fusibles ni apartamento MT (en el polo) constituye el centro MT/BT. Este tipo de configuración es muy común en las zonas rurales.

Los dispositivos de protección y conmutación son remotos en relación con el transformador y generalmente controlan la línea aérea principal que puede tener varios ramales.

Alimentación en anillo o bucle

En una alimentación en anillo o bucle, el centro de transformación MT/BT está conectado a la red de un distribuidor de energía eléctrica cerrando un bucle MT⁽²⁾ en el que hay varios centros; por lo que siempre habrá 2 funciones de línea con interruptores conectados a la barra principal del esquema (ver **Figura B12**). Este tipo de alimentación es muy utilizado en las redes subterráneas y su gran ventaja es la mejora de la calidad (continuidad) de servicio de la red en caso de que haya un defecto en la red, ya que se puede reconfigurar para aislar el defecto y poder mantener la alimentación.

Para realizar este esquema se utilizan celdas (apartamento bajo envoltorio metálica). En los centros que pertenecen a la compañía distribuidora (centros de distribución pública), se suelen utilizar, dada la simplicidad del esquema (funciones de línea y de protección en el mismo embarrado) las celdas compactas o RMU (Ring Main Unit). Un centro de distribución pública con un transformador se resolvería con una RMU con 3 funciones:

- 2 funciones de línea con interruptores seccionadores y un seccionador de puesta a tierra.
- 1 función de protección con 2 posibilidades diferentes:
 - Interruptor seccionador combinado con fusibles y seccionador de puesta a tierra.
 - Interruptor automático con seccionador y seccionador de puesta a tierra. Si el interruptor automático es seccionador no hace falta añadir el seccionador indicado.

Alimentación en paralelo con conmutación automática

En los centros de consumo donde la continuidad de servicio es un factor clave por temas de seguridad (hospitales) o proceso (aeropuertos) se requiere una doble alimentación en MT de los centros de transformación MT/BT críticos a partir de 2 líneas independientes, una de las cuales es la prioritaria y la otra la de socorro (a veces viene de un grupo electrógeno).

Normalmente, el centro se alimenta de la línea prioritaria, pero cuando en ésta falla la tensión, un equipo electrónico de conmutación automática permite en un tiempo muy breve conmutar (abriendo el interruptor de la prioritaria) a la de socorro (cerrando el interruptor de la de socorro). Es importante que haya un enclavamiento eléctrico y/o mecánico que impida alimentar en paralelo con ambas líneas (podría haber problemas de concordancia de fase y nivel de tensión).

1.3 Aspectos operativos de las redes de distribución de AT

Líneas aéreas

Los fuertes vientos, la formación de hielo, etc., pueden hacer que los conductores de las líneas aéreas entren en contacto, lo que provocaría un defecto de cortocircuito instantáneo (esto es, de carácter no permanente).

Los defectos de aislamiento debidos a aisladores de vidrio o porcelana rotos, causados por residuos aéreos, uso incorrecto de armas de fuego o superficies aislantes altamente contaminadas, pueden provocar un cortocircuito a tierra.

Muchos de estos defectos se eliminan solos. Por ejemplo, en condiciones secas, los aisladores rotos pueden seguir a menudo funcionando sin detectarse problemas, pero es muy probable que se descarguen a tierra (p. ej., a una estructura de soporte de metal) durante una tormenta. Asimismo, las superficies contaminadas generalmente provocan una descarga a tierra únicamente en entornos húmedos.

El paso de la corriente de defecto prácticamente invariable adopta la forma de un arco eléctrico cuyo intenso calor seca el recorrido de la corriente y, hasta cierto punto, vuelve a establecer sus propiedades aislantes. Mientras tanto, los dispositivos de protección funcionan normalmente para eliminar el defecto, es decir, se han fundido los fusibles o se ha disparado un interruptor automático.

La experiencia ha demostrado que en la gran mayoría de los casos, se puede restablecer el servicio sustituyendo los fusibles o volviendo a cerrar un interruptor automático.

Por este motivo, se ha podido mejorar considerablemente la continuidad de servicio de las redes de distribución de líneas aéreas en MT o AT instalando interruptores automáticos con reenganchador en la cabecera de las líneas. El automatismo de reenganche permite realizar varias operaciones de cierre si falla un primer intento, con temporizaciones ajustables entre los sucesivos intentos (para permitir la desionización del aire en el defecto) antes de que se produzca un bloqueo final del interruptor automático, después de que fallen todos los intentos (generalmente tres). Otras mejoras en la continuidad del servicio se logran utilizando seccionalizadores (interruptor aéreo con automatismo de seccionalización) coordinados con el interruptor automático de cabecera de línea.

Se muestra un ejemplo de este último esquema con la secuencia final en la **Figura B14** de la página siguiente.

El principio es el siguiente: si, después de dos intentos de cierre, el interruptor automático de cabecera se dispara, se considera que el defecto es permanente y, en el tiempo que la línea está sin tensión, el seccionizador se abre para aislar una sección de la red antes de que se produzca el tercer (y último) cierre del interruptor automático de cabecera de línea.

Existen entonces dos posibilidades:

- El defecto se encuentra en la sección que se ha aislado mediante el seccionizador y el suministro se restablece para los consumidores conectados a la sección restante, o bien

- El defecto se encuentra en la sección aguas arriba del seccionizador y el interruptor automático de cabecera se dispara y bloquea.

Por consiguiente, el seccionizador ofrece la posibilidad de restablecer el suministro a algunos consumidores en caso de que se produzca un defecto permanente.

Aunque estas medidas han incrementado enormemente la fiabilidad de los suministros en las líneas aéreas de MT o AT, los consumidores pueden, cuando lo consideren necesario, tomar sus propias medidas para contrarrestar los efectos de las interrupciones temporales de la alimentación (entre cierres), por ejemplo:

- Alimentación de emergencia auxiliar ininterrumpible.
- Iluminación que no necesita refrigeración antes del recebado.

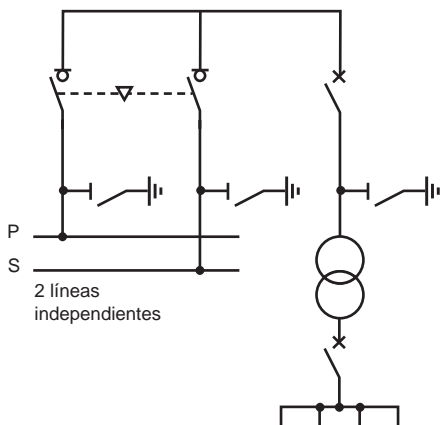


Fig. B13: Conmutación automática de líneas en paralelo.

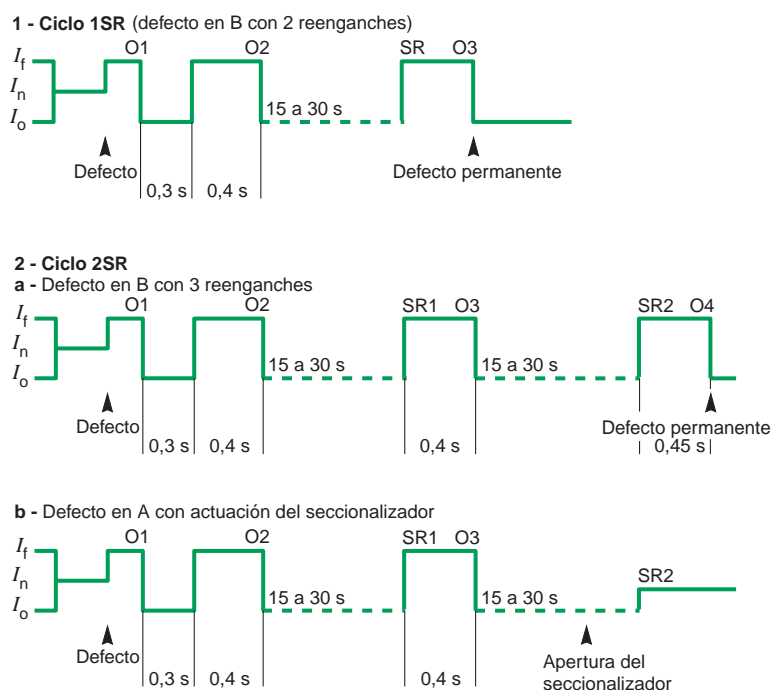


Fig. B14: Ciclos de cierre automático de un interruptor automático ante diferentes defectos.

Redes de cables subterráneos

Los defectos en las redes de cables subterráneos son en ocasiones el resultado de conexiones mal realizadas de cables; aunque también pueden ser debidas a daños provocados por taladradoras neumáticas, excavadoras de zanjas, etc., utilizadas en otras instalaciones.

Los defectos de aislamiento se producen en ocasiones en las cajas de terminación de cables debido a la sobretensión, especialmente en los puntos de un sistema MT en los que una línea aérea está conectada a un cable subterráneo. La sobretensión es, en tales casos, por lo general, de origen atmosférico y los efectos de la reflexión de las ondas electromagnéticas en la caja de conexión (en la que la impedancia natural del circuito cambia bruscamente) puede tener como resultado un esfuerzo excesivo en el aislamiento de la caja de cables que puede provocar un defecto. Los equipos de protección contra la sobretensión, como los descargadores de sobretensiones (pararrayos y autoválvulas), se instalan normalmente en estas ubicaciones.

Los defectos que se producen en las redes de cables subterráneos son menos frecuentes que los que se producen en las redes de líneas aéreas, pero se trata casi siempre de defectos permanentes que necesitan más tiempo para su localización y reparación que los de las líneas aéreas.

Cuando se produce un defecto de cable en una distribución en anillo, la alimentación se puede restablecer rápidamente para todos los consumidores cuando se determina la sección de cable en defecto.

Si, no obstante, el defecto se produce en una línea radial (en antena), la espera para localizar el defecto y realizar las reparaciones puede ser de varias horas y afectar a todos los consumidores aguas abajo de la posición del defecto. En cualquier caso, si la continuidad del suministro es esencial para toda o parte de una instalación, debe preverse una fuente auxiliar. Este equipo de alimentación auxiliar se describe en el capítulo E, subapartado 1.4.

Telemando en redes de MT

El telemando de las funciones de línea (ver Figura B12) resulta útil para reducir la duración de los cortes en caso de producirse un defecto de cables utilizando un sistema rápido y eficaz para la configuración en bucle. Esto se logra con interruptores accionados por motor instalados en algunos centros a lo largo del bucle asociado a las unidades de telemando correspondientes. El centro MT/BT telemado siempre se podrá operar (maniobrar) a distancia, cuando las demás deben maniobrase manualmente.

El control remoto centralizado basado en sistemas SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition, adquisición de datos y control de supervisión) y en los últimos avances en TI (tecnología de la información), se está utilizando cada vez más en los países en los que la complejidad de los sistemas eléctricos en MT interconectados justifica la inversión.

2 Procedimiento para el establecimiento de un nuevo centro de transformación

Los consumidores de energía eléctrica se pueden conectar en BT o en MT, lo que da lugar a dos tipos de centros de transformación:

- Centro de transformación MT/BT de distribución pública que pertenece a una compañía distribuidora de electricidad para alimentar a diferentes consumidores en BT, a los cuales se les factura en BT con la instalación de un cuadro de contadores BT (el ejemplo más común son los consumidores domésticos). Este tipo de centros son tratados en el apartado 4.

- Centro de transformación MT/BT de cliente con medida en Media Tensión. Este tipo de centros, más complejos que los anteriores, son tratados en el apartado 5.

En el Real Decreto RD 1955/2000 se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimiento de autorización de instalaciones eléctricas. El capítulo II está centrado en las acometidas eléctricas.

- Las empresas distribuidoras estarán obligadas a atender en condiciones de igualdad las demandas de suministro eléctrico que se les planteen en las zonas en que operan, pudiendo exigir de los usuarios que sus instalaciones y receptores reúnan las condiciones técnicas y de seguridad reglamentarias (Art. 43).

- Derechos de acometida (Art. 44). Contraprestación económica que debe ser abonada a la empresa distribuidora en concepto de:

- Derechos de extensión: por las infraestructuras eléctricas.

- Derechos de acceso: por la incorporación a la red.

- Criterios para la determinación de los derechos de extensión (Art. 45). La compañía distribuidora está obligada a realizar las infraestructuras eléctricas siempre que dicho suministro se ubique en suelo urbano (con condición de solar) y se cumplan las siguientes condiciones:

- Suministro BT o potencia máxima solicitada: 50 kW.

- Suministro MT o potencia máxima solicitada: 250 kW.

Superados estos límites de potencia, el solicitante realizará a su costa la instalación de extensión necesaria sin que proceda el cobro de la cuota de extensión.

En cada Comunidad Autónoma y dependiendo también de la compañía de distribución eléctrica nos podemos encontrar:

- Especificaciones particulares para los centros de distribución pública realizadas por la compañía y en algunos casos aprobadas por la Comunidad Autónoma.

- Especificaciones particulares para ciertos equipos de los centros de cliente con medida en MT realizadas por la compañía suministradora y referentes a los esquemas, la aparatada a utilizar en la acometida, la protección general con sus protecciones y la medida.

- Especificaciones particulares para los centros de cliente aprobadas por la Comunidad Autónoma.

2.1 Información preliminar

Para realizar un centro de transformación MT/BT hay que tener claro si es un centro de distribución pública o de cliente con medida en MT:

- El centro de distribución pública (esquema, potencia, protecciones, características eléctricas) va a venir definido por la compañía suministradora. Lo puede hacer la compañía eléctrica o un tercero (ej.: el promotor de una urbanización); por lo que normalmente hay una negociación con la compañía suministradora; ya que lo realice quien lo realice, el centro revierte siempre a la compañía suministradora como propietaria de la instalación.

- El centro de cliente con medida en MT es propiedad del cliente, aunque una parte de este centro (la aparatada de conexión a la red de distribución) es de uso exclusivo de la compañía suministradora.

En este último caso, la compañía suministradora está obligada (RAT-ITC 19) a dar unos datos mínimos para su diseño:

- Tensión nominal de la red y el nivel de aislamiento (24 kV o 36 kV).

- Intensidad máxima de cortocircuito trifásica y a tierra.

- Tiempos mínimos de desconexión en caso de defectos.

- Cuantos datos sean necesarios para la elaboración del proyecto y que dependan del funcionamiento de la red (ej.: red de distribución en antena o bucle, línea aérea o subterránea, etc.).

Es importante saber escoger bien la potencia aparente (en kVA) total de la instalación para diseñar la potencia de los transformadores:

- Tener en cuenta la potencia instalada (suma en kVA de las potencias consumidas a plena carga); pero sobre todo, la potencia de utilización (potencia realmente consumida por los receptores) que viene condicionada porque los receptores no acostumbran a trabajar a plena carga (factor de utilización K_U) ni a trabajar todos simultáneamente (factor de simultaneidad K_S).

- Analizar si conviene repartir la carga entre varios transformadores conectados o no en paralelo (ver subapartado 5.3) en función de las condiciones de explotación y/o continuidad de suministro.
- Escoger la potencia de los transformadores de tal manera que trabajen al 65% o 75% de su potencia nominal.

2.2 Proyecto de ejecución

El RAT (Reglamento de Alta Tensión) obliga en el artículo 9 desarrollado en la ITC 20 (ITC = Instrucción Técnica Complementaria) a realizar un proyecto por cada centro de transformación MT/BT nuevo (CT), el cual requiere para su ejecución de la autorización administrativa. Para ampliaciones de CT existente, en función del tipo de ampliación (importante o no importante → definido en ITC 20) habrá que hacer o no un proyecto.

El proceso de autorización de un proyecto suele ser distinto en cada Comunidad Autónoma, por lo que se requiere consultar en cada caso con la delegación de industria correspondiente.

El proyecto puede ser realizado por un ingeniero técnico industrial de especialidad eléctrica o por cualquier ingeniero superior industrial, y debe ser visado por el Colegio Profesional correspondiente antes de enviarlo a la administración.

En algunas Comunidades los trámites se pueden agilizar con las “entidades colaboradoras de la administración” o Enicres (Entidades de Inspección y Control Reglamentario) en las cuales delega la Delegación de Industria de la Comunidad Autónoma para la autorización del proyecto y posterior inspección. En algunas comunidades se exige, en caso de centros de cliente, una carta de la compañía suministradora correspondiente en la que exprese su conformidad para conectar dicho centro a su red de distribución.

Un proyecto de ejecución consta de los siguientes documentos:

- Memoria: justificación de la necesidad de la instalación y su emplazamiento, así como la descripción de componentes y sus características.
- Cálculos justificativos especialmente de intensidades de cortocircuito, embarrados (si la aparamenta no es prefabricada o no tiene certificados de ensayo), protecciones, ventilación e instalaciones de tierra.
- Pliego de condiciones técnicas: contiene la información necesaria para definir los materiales, aparatos y equipos y su correcto montaje. Se pueden describir las pruebas reglamentarias, formativas, condiciones de uso, mantenimiento y seguridad.
- Presupuesto total y parcial (de cada elemento que compone el CT).
- Planos: plano de situación de la instalación incluyendo los accesos al lugar de la instalación, esquema unifilar de la instalación y plano general (en planta y alzado) del CT en sí con la disposición de todos los elementos y sus cotas respectivas.
- Estudio básico de seguridad y salud: características de la obra, análisis de riesgos laborales (evitables, no evitables), normas de seguridad aplicables, trabajos especiales e instalación provisional y asistencia sanitaria.

2.3 Puesta en marcha, mantenimiento e inspecciones

Una vez ejecutada la obra de un CT se debe entregar a la administración (o entidad colaboradora) un certificado final de obra firmado por el responsable del proyecto y la administración (delegación de industria correspondiente o entidad colaboradora de la administración Enicre) debe realizar una inspección visual para comprobar que la instalación (CT) cumple con el RAT y las normativas particulares de la comunidad autónoma correspondiente.

Puesta en marcha

Antes de dar tensión a la instalación se avisará al titular y a todo el personal relacionado con la construcción, mantenimiento y explotación.

A partir de este aviso se deberá considerar que la instalación está en tensión, adoptándose las medidas complementarias oportunas (comunicación, sustituir la llave de acceso, colocar la señalización de presencia de tensión, etc.).

Una vez superada la revisión y desconectada la baja tensión de los transformadores se procederá a dar tensión por el lado de alta tensión. Ésta se mantendrá durante un mínimo de 15 minutos. A continuación se comprobará la tensión de baja tensión (deberá estar comprendida entre $U = \pm 7\%$), la rotación (que se habrá señalado previamente) y la posibilidad de conectar en paralelo con otros transformadores. Se verificará el funcionamiento de los relés de protección y mandos a distancia.

Posteriormente, desconectando la parte de la instalación que sea preciso, se normalizarán las conexiones de baja y alta tensión. A continuación se conectará y se hará tomar carga a la transformación. Cuando ésta sea significativa, se observarán los posibles puntos calientes, los ruidos anormales, la existencia de efluvios y el funcionamiento de los controladores.

2 Procedimiento para el establecimiento de un nuevo centro de transformación

Si todo ello es correcto, o una vez efectuadas las modificaciones pertinentes, se dará de alta la instalación.

Mantenimiento

Los centros de transformación deben mantenerse en buen estado de conservación y funcionamiento. La incidencia del mantenimiento en la seguridad para las personas y cosas y el interés general, que lleva implícito su realización, ha impulsado que la reglamentación recoja su necesidad; que se concrete su realización por personas competentes y que mediante inspecciones periódicas se verifiquen sus resultados.

En este sentido la reglamentación básica, que debe complementarse con las específicas de los órganos competentes de las administraciones autonómicas, es la siguiente:

- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación (RAT): especialmente los artículos 12, 13 y la ITC 13 (instalación de tierras).
- Reglamento de verificaciones eléctricas y regularidad en el suministro de energía (según modificación del artículo 92).
- Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- Ordenanza de seguridad e higiene en el trabajo.

La Administración pedirá antes de la puesta en marcha que la instalación tenga un contrato de mantenimiento con una persona física o jurídica competente que se haga responsable de la conservación y mantenimiento del CT; a no ser (como ocurre con los centros de distribución pública de las compañías de distribución) que el propietario disponga de los medios y organización necesarios para hacer su propio mantenimiento (RAT-artículo 12).

La periodicidad de cada revisión se hará de acuerdo con las características propias de cada centro, atendiendo a contaminación ambiental, grado de carga de los elementos, envejecimiento de los materiales, etc. En cualquier caso, no se deberán sobrepasar las siguientes limitaciones:

Revisión mínima:	Trimestral
Revisión detallada:	Anual
Revisión exhaustiva:	Trienal

Inspecciones

Para alcanzar los objetivos de proteger a las personas y la integridad y funcionalidad de los bienes y conseguir la necesaria regularidad, se deben realizar inspecciones periódicas de los Centros de Transformación por parte de la Administración. Las inspecciones se efectuarán, salvo que se acuerde expresamente lo contrario, con tensión en la instalación, siempre que se observen las condiciones de seguridad establecidas por las disposiciones en vigor. Las inspecciones serán realizadas con periodicidad no superior a tres años. Serán efectuadas por las Delegaciones de Industria de cada Comunidad Autónoma o por una Enicre, legalmente reconocida, o por Técnicos Titulados de la Empresa propietaria cuando ésta, a juicio del órgano competente, tenga los medios y capacidad necesaria.

Las Direcciones Provinciales del Ministerio de Industria y Energía, o por los órganos competentes de las Comunidades Autónomas efectuarán inspecciones, mediante control por muestreo estadístico, de las inspecciones realizadas por las Enicres o técnicos de la empresa titular de la instalación.

Si como consecuencia de la inspección se detectaran defectos, éstos deberán ser corregidos en el plazo máximo de seis meses, salvo causas justificadas, a juicio de la Administración o de la Entidad de Inspección autorizada. No obstante en caso de riesgo inmediato, defecto crítico, a criterio de la persona que realiza la inspección, ésta propondrá al órgano competente un plazo más corto para la reparación o, en caso de que apreciase grave peligro de accidente, ordenará la desconexión.

El objeto de la protección en la industria eléctrica es muy amplio: abarca todos los aspectos de la seguridad del personal y la protección contra los daños o destrucción de instalaciones y equipos.

Estos diferentes aspectos de la protección se pueden clasificar de forma general en función de los siguientes objetivos:

- Protección del personal y los animales contra los peligros de las sobretensiones y descargas eléctricas, incendios, explosiones, gases tóxicos, etc.
- Protección de instalaciones y equipos de un sistema eléctrico contra los defectos de cortocircuito, descargas atmosféricas (rayos), inestabilidad del sistema de alimentación (pérdida de sincronismo), etc.
- Protección de las personas y las instalaciones contra los peligros de funcionamiento incorrecto del sistema de alimentación utilizando enclavamientos eléctricos y mecánicos. Todos los tipos de aparatos (incluidos, por ejemplo, los reguladores de tomas de los transformadores, etc.) tienen unos límites de funcionamiento bien definidos. Esto significa que el orden en el que los diferentes tipos de aparata de corte se pueden operar (abrir o cerrar) es muy importante. Los enclavamientos mecánicos y eléctricos se utilizan con frecuencia para garantizar el estricto cumplimiento de las secuencias correctas de funcionamiento. Queda fuera del alcance de esta guía describir con todos los detalles técnicos los numerosos esquemas de protección, pero se espera que las secciones siguientes resulten útiles gracias a la descripción de los principios generales. Aunque algunos de los dispositivos de protección mencionados son de aplicación universal, las descripciones se limitarán por lo general a las que son más comunes o los sistemas de MT y BT únicamente, tal y como se define en el subapartado 1.1 del presente capítulo.

La protección contra las descargas eléctricas y las sobretensiones está estrechamente relacionada con el diseño de un sistema de tierras eficaz (baja resistencia) y una instalación equipotencial de tierra correcta.

3.1 Protección frente a las descargas eléctricas

Las medidas de protección contra las descargas eléctricas se basan en dos riesgos comunes:

- El contacto con un conductor activo, es decir, que se encuentra “en tensión” respecto a la tierra en condiciones normales. Esto se conoce como riesgo por “contacto directo”.
- El contacto con la parte conductora de un aparato que en funcionamiento normal no está en tensión; pero que se ha puesto en tensión debido a un defecto de aislamiento del aparato. Esto se conoce como riesgo por “contacto indirecto”. Debe observarse que puede existir un tercer tipo de riesgo cerca de los electrodos de tierra de MT o BT (o combinados) por los que circulan las corrientes de defecto a tierra. Este riesgo se debe a posibles gradientes en la superficie de la tierra y se conoce como riesgo por “tensión de paso”; la corriente de descarga entraría por un pie y saldría por el otro, por lo que es especialmente peligrosa para las personas y animales. Otro riesgo a considerar es la “tensión de contacto”, que es la tensión de puesta a tierra que puede ser puenteada por una mano (en contacto con una superficie metálica) y el pie (conectado al sistema de tierra). Las tensiones de paso y contacto no deben sobrepasar unos ciertos límites (ver MIERAT ITC 13) cuando se diseña e instala el sistema de tierras.

Los animales con una separación relativamente larga entre las patas delanteras y las traseras son especialmente sensibles a los riesgos de la tensión de paso y mucho ganado ha muerto por los gradientes de potencial provocados por un electrodo de tierra para el neutro de baja tensión (230/400 V) de resistencia insuficientemente baja o por una mala instalación del mallazo de la red equipotencial de herrajes.

Los problemas de gradientes de potencial del tipo antes mencionado no se dan normalmente en las instalaciones eléctricas de edificios, siempre y cuando los conductores equipotenciales conecten correctamente todas las envolventes metálicas de los equipos eléctricos que no forman parte de un aparato eléctrico ni de la instalación (por ejemplo, una red estructural) al conductor de tierra de protección.

Protección contra los contactos directos

La forma principal de protección contra los riesgos de contacto directo es incluir todas las partes en tensión en envolventes de material aislante o metálicos conectadas a tierra, aislándolas del exterior.

Cuando las partes en tensión aisladas están protegidas en envolventes metálicas, por ejemplo, los transformadores, los motores eléctricos y numerosos aparatos domésticos, la envolvente de metal debe estar conectada al sistema de tierras de protección de la instalación. Para los aparatos de MT, la norma IEC 62271-200 (aparata bajo envolvente metálica para tensiones de hasta 52 kV) especifica un índice de protección mínimo (codificación IP) de IP2X, lo que garantiza la protección contra los contactos directos. Además, la envolvente metálica debe garantizar la continuidad eléctrica y establecer una buena separación entre el interior y el exterior de la envolvente. Una conexión a tierra adecuada de la

envolvente contribuye también a la protección eléctrica de los usuarios en condiciones normales de funcionamiento.

Para las aplicaciones de BT, esto se consigue con el tercer pin del enchufe de 3 pines. Un defecto total o parcial del aislamiento metálico (en función de la relación de la resistencia del recorrido de fuga a través del aislamiento y la resistencia de la envolvente metálica a tierra) puede aumentar la tensión de la envolvente hasta niveles peligrosos.

Protección contra los contactos indirectos

Una persona que toca una envolvente metálica de un aparato con el aislamiento defectuoso, tal y como se ha descrito anteriormente, se considera que realiza un contacto indirecto.

Un contacto indirecto se caracteriza por el hecho de que existe un recorrido de corriente a tierra (a través del conductor de tierra de protección -PE-) en paralelo con la corriente de descarga a través de la persona en cuestión.

Caso de defecto en sistema de BT

Las numerosas pruebas han demostrado que, siempre y cuando el potencial de la envolvente de metal no sea superior a 50 V⁽¹⁾ respecto a la tierra o a cualquier material conductor dentro de la distancia de alcance, no existe peligro.

Riesgo de contacto indirecto en caso de un defecto de AT

Si el defecto de aislamiento de un aparato se encuentra entre un conductor de MT y la envolvente metálica, hay que limitar el aumento de la tensión de la envolvente a 50 V. Esto se consigue creando una red equipotencial de tierras, como se describe en el subapartado 1.1, "Aparamenta a tierra".

3.2 Protección de circuitos y transformadores

General

Los circuitos y equipos eléctricos de una subestación deben protegerse con el fin de evitar o controlar los daños debidos a corrientes o tensiones anómalas. Todos los equipos utilizados normalmente en las instalaciones de los sistemas de alimentación tienen especificaciones de intensidad asignada de corta duración admisibles para las sobreintensidades y de nivel de aislamiento para las sobretensiones. La función de las protecciones es garantizar que estos límites no se superen nunca. Generalmente, esto significa que las condiciones de defecto deben eliminarse en la medida de lo posible garantizando la coordinación (selectividad) entre los dispositivos de protección aguas arriba y abajo del equipo que se desea proteger. Esto significa que cuando se produce un defecto en una red, por lo general varios dispositivos de protección ven el defecto al mismo tiempo pero sólo uno de ellos debe actuar.

Estos dispositivos pueden ser:

- Fusibles que eliminan el cortocircuito directamente combinados o no con un interruptor. Si van combinados, la función de un solo fusible causa (a través de un percutor) la apertura del interruptor trifásico.
- Relés que actúan indirectamente en la bobina del interruptor automático.

Protección de transformadores

Tensiones debidas a la red de alimentación

Se pueden producir sobretensiones en la red, por ejemplo:

- Sobretensiones por causas atmosféricas.

Las sobretensiones atmosféricas se deben a rayos que caen en líneas aéreas o cerca de ellas.

- Sobretensiones de funcionamiento.

Un cambio brusco en las condiciones de funcionamiento establecidas de una red eléctrica provoca fenómenos transitorios de tensión. Se trata por lo general de ondas de sobretensión de oscilación amortiguada o de alta frecuencia.

Para ambas sobretensiones, el dispositivo de protección contra las sobretensiones generalmente utilizado es un pararrayos o autoválvula.

En la mayoría de los casos, la protección contra las sobretensiones no actúa sobre ningún equipo de aparamenta de corte.

Tensiones debidas a la carga

La sobrecarga se debe con frecuencia a la demanda coincidente de varias cargas pequeñas o al aumento de la demanda de la alimentación aparente (kVA) de la instalación, debido a la expansión de una empresa con las ampliaciones consiguientes del edificio, etc. Los aumentos de la carga elevan la temperatura de los bobinados y del aislamiento. Como resultado de ello, los aumentos de temperatura implican una reducción de la vida útil del transformador. Los dispositivos de protección contra las sobrecargas se pueden situar en el lado primario o secundario del transformador.

(1) En lugares secos, 24 V en entornos húmedos (baños, etc.).

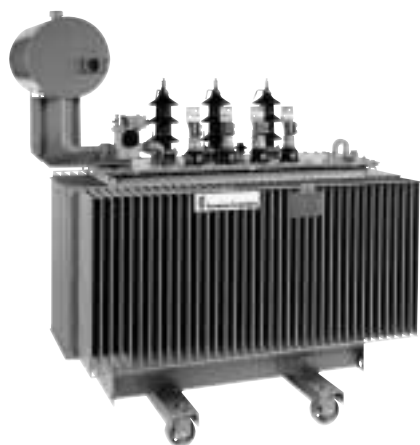


Fig. B15: Transformador de aceite con depósito de expansión.



Fig. B16: Transformador de llenado integral en aceite.

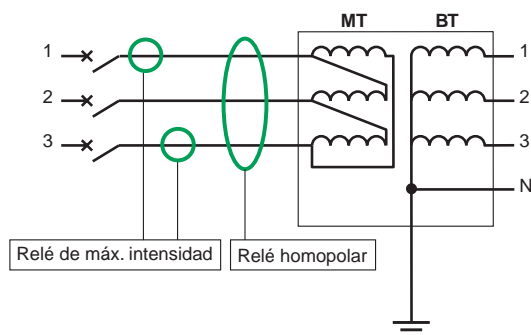


Fig. B17: Protección contra los defectos de tierra en el devanado de AT.

La protección contra las sobrecargas de un transformador se puede realizar mediante un relé digital de imagen térmica que actúa sobre el interruptor automático general BT en el lado secundario del transformador o el interruptor o interruptor automático del primario en MT. Dicho relé, generalmente denominado relé de sobrecarga térmica, simula de forma artificial la temperatura, teniendo en cuenta la constante de tiempo del transformador. Algunos de ellos pueden tener en cuenta el efecto de las corrientes armónicas debidas a cargas no lineales (rectificadores, equipos de informática, convertidores de alta velocidad...). Este tipo de relés también pueden prever el tiempo antes del disparo por sobrecarga y el tiempo de espera después del disparo. Por todo ello, esta información resulta muy útil para controlar las operaciones de deslastro de cargas.

Además, los transformadores de aceite para distribución se pueden equipar con termostatos con dos ajustes, uno para alarmas y otro para disparo.

Los transformadores de tipo seco se pueden equipar con sondas de temperatura integradas en la parte más caliente del aislamiento de los devanados para alarma y disparo.

Defectos internos

La protección de transformadores mediante dispositivos montados en el propio transformador contra los efectos de un defecto interno va ligada a los transformadores con depósito de expansión (conservador) con aspiración de aire con el relé mecánico clásico Buchholz (ver la Figura B15). Estos relés pueden detectar una acumulación lenta de gases que se deriva del arco producido por un defecto de aislamiento del devanado o por la entrada de aire debido a una fuga de aceite. Este primer nivel de detección suele generar una alarma, pero si la condición se deteriora más, un segundo nivel de detección dispara el interruptor o interruptor automático aguas arriba.

Una función de detección-sobrepresión de aceite del relé Buchholz dispara el interruptor o interruptor automático aguas arriba "instantáneamente" si se produce una sobrepresión de aceite en la tubería que conecta el depósito principal con el de expansión.

Esta sobrepresión sólo se puede producir por el desplazamiento de aceite causado por una burbuja de gas de rápida formación, generada por un arco de corriente de cortocircuito en la cuba de aceite.

En los transformadores de distribución cada vez son más empleados los transformadores de llenado integral (la norma UNE 21428 prohíbe la utilización de transformadores con depósito conservador en potencias inferiores a 1.250 kVA).

En los transformadores de llenado integral la cantidad de líquido dieléctrico es reducida y la técnica que impide el contacto directo con el aire se basa en realizar una cuba hermética que se llena totalmente de aceite con un sistema de refrigeración (aletas de refrigeración) que es capaz de absorber las dilataciones del aceite. Con estos transformadores el mantenimiento se reduce al mínimo.

Para estos transformadores donde no se puede utilizar el relé Butzholz (no hay depósito de expansión), se ha diseñado el relé DGPT2 que se monta en la tapa del transformador y que es capaz de detectar defectos en el interior de la cuba:

- Desprendimiento de gases (descomposición de aislantes → acción del calor y del arco eléctrico).
- Nivel de aceite (fugas).
- Presostato para detectar presiones excesivas.
- Temperatura.

En todos los casos puede haber un nivel de alarma y otro de disparo del interruptor o interruptor automático situado aguas arriba del transformador.

Cortocircuito interno compuesto

El cortocircuito interno compuesto se debe detectar y eliminar por:

- 3 fusibles situados aguas arriba del transformador.
- Un relé de sobreintensidad que dispare un interruptor automático aguas arriba del transformador.

Cortocircuito interno fase a tierra

Se trata del tipo más común de defecto interno. Debe detectarse por un relé homopolar. La corriente de defecto a tierra se puede calcular con la suma de las 3 corrientes de fase principales (si se utilizan 3 transformadores de intensidad) o con un transformador de defecto que abarque las 3 fases.

Si se necesita una gran sensibilidad, es preferible utilizar el transformador de intensidad que abarque las 3 fases. En tal caso, un juego de dos transformadores de intensidad es suficiente (ver la Figura B17).

Protección de los circuitos

La protección de los circuitos aguas abajo del transformador debe cumplir los requisitos de la IEC 60364.

Selectividad entre los dispositivos de protección aguas arriba y abajo del transformador

Los centros de transformación MT/BT necesitan un funcionamiento selectivo entre los fusibles o el interruptor automático de MT y el interruptor automático o los fusibles de BT. El calibre de los fusibles de MT se eligen de acuerdo con las características del transformador.

Las características de disparo del interruptor automático de BT deben ser tales que para una condición de sobrecarga o cortocircuito aguas abajo de su ubicación, el interruptor automático se dispare lo suficientemente rápido como para garantizar que los fusibles o el interruptor automático de MT no se vean afectados negativamente por el paso de la sobreintensidad a través de ellos.

Las curvas características de disparo de los fusibles o del interruptor automático de MT y los interruptores automáticos de BT se muestran en gráficos de tiempo de disparo en relación a la intensidad que los atraviesa. Ambas curvas tienen la forma general inversa-tiempo/intensidad (con una discontinuidad brusca en la curva del interruptor automático en el valor de la corriente superior en la que se produce el disparo "instantáneo").

Estas curvas se muestran en la **Figura B18**.

■ Para lograr la selectividad:

La curva del fusible MT (curva F) o del interruptor automático MT (curva CBMT) debe situarse por encima y a la derecha de la curva del interruptor automático BT (curva CB).

■ Para que los fusibles no se vean afectados (es decir, no se dañen):

Todas las partes de la curva del fusible deben estar situadas a la derecha de la curva CB con un factor de 1,35 o más (esto es, cuando en el momento T, la curva CB pasa por un punto correspondiente a 100 A, la curva del fusible en ese mismo momento T debe pasar por un punto correspondiente a 135 A o más, y así sucesivamente...); por otro lado, todas las partes de la curva del fusible deben estar por encima de la curva CB con un factor de 2 o más (es decir, cuando a un nivel de corriente I la curva CB pasa por un punto correspondiente a 1,5 segundos, la curva del fusible al mismo nivel de corriente I debe pasar por un punto correspondiente a 3 segundos o más, etc.).

Los factores 1,35 y 2 se basan en las tolerancias de fabricación máximas estándar para fusibles de MT e interruptores automáticos de BT.

Para comparar dos curvas, las corrientes de MT deben convertirse a las corrientes equivalentes de BT o a la inversa.

Cuando se utilice un interruptor-fusible de BT, debe respetarse una separación similar en las curvas de características de los fusibles de MT y BT.

■ Para que no se dispare la protección del interruptor automático de MT:

Todas las partes de la curva del interruptor automático MT (curva CBMT) deben situarse a la derecha de la curva CB con un factor de 1,35 o más (es decir, cuando en el momento T la curva CB de BT pase por un punto correspondiente a 100 A, la curva CBMT en el mismo momento T debe pasar por un punto correspondiente a 135 A o más, y así sucesivamente...); por otro lado, todas las partes de la curva CBMT deben estar por encima de la curva CB de BT (la diferencia entre el tiempo de la curva CBMT y CB de BT debe ser superior o igual a 0,3 s).

Los factores 1,35 y 0,3 se basan en las tolerancias de fabricación máximas estándar para transformadores de intensidad MT, relés de protección de MT e interruptor automático MT.

Para comparar dos curvas, las corrientes MT deben convertirse a las corrientes equivalentes de BT o a la inversa.

Cuando se utilice un interruptor-fusible en BT, debe respetarse una separación similar de las curvas de características analizadas.

Selección del dispositivo de protección en el primario del transformador

La protección con fusibles está limitada hasta una cierta potencia/tensión del transformador, normalmente, a partir de 1.000 kVA se protege con interruptor automático.

La protección con el interruptor automático y relés proporciona una protección del transformador más sensible comparada con los fusibles. La instalación de protecciones adicionales (protección de defecto a tierra, protección de sobrecarga térmica...) resulta más fácil con interruptor automático.

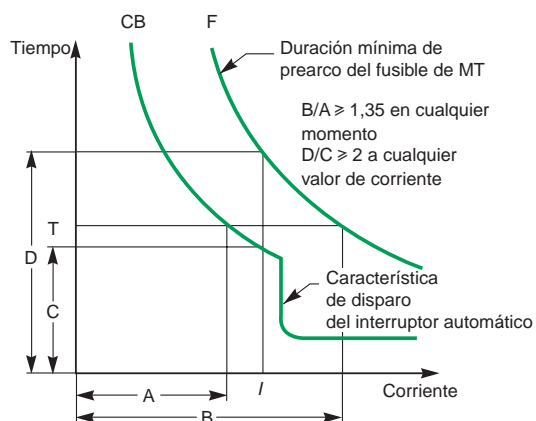


Fig. B18: Selectividad entre el funcionamiento de fusibles MT y el disparo de interruptores automáticos de BT para la protección de transformadores.

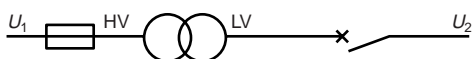


Fig. B19: Funcionamiento de fusibles MT y disparo de interruptor automático de BT.

3.3 Enclavamientos y operaciones condicionadas

Los enclavamientos mecánicos y eléctricos están incluidos en los mecanismos y en los circuitos de control de los aparatos instalados en centros de transformación, como medida de protección frente a secuencias incorrectas de maniobras por personal operativo.

La protección mecánica entre funciones situadas en equipos diferentes (p. ej., cuadro de distribución y transformador) se logra mediante enclavamiento por llave. El objetivo de un esquema de enclavamiento es evitar cualquier maniobra anómala. Algunas de esas operaciones exponen al personal operativo a ciertos riesgos, mientras que otros sólo conllevan incidentes eléctricos.

Enclavamiento básico

Las funciones de enclavamiento básico se pueden introducir en una unidad funcional determinada; algunas de estas funciones son obligatorias según la UNE-EN 62271-200, pero otras son el resultado de la elección del usuario.

Teniendo en cuenta el acceso a una celda MT, se requiere un determinado número de operaciones que se realizan en un orden predefinido. Es necesario llevar a cabo las operaciones en orden inverso para restablecer el sistema al estado anterior. Tanto unos procedimientos adecuados como unos enclavamientos dedicados pueden garantizar que las operaciones necesarias se realicen siguiendo la secuencia correcta. A continuación, dicho compartimento accesible se clasificará como "accesible y enclavado" o "accesible por procedimiento". Incluso para los usuarios con procedimientos adecuados rigurosos, la utilización de enclavamientos puede ofrecer más ayuda para la seguridad de los operadores.

Enclavamiento por llave

Además de los enclavamientos disponibles en una unidad funcional determinada (ver también subapartado 4.2), la forma más utilizada de enclavamiento depende del principio bloqueo por llave.

El principio se basa en la posibilidad de liberar o bloquear una o varias llaves, en función de si se cumplen o no las condiciones necesarias.

Estas condiciones se pueden combinar en secuencias únicas y obligatorias, garantizando así la seguridad del personal y la instalación y evitando procedimientos de funcionamiento incorrectos.

El incumplimiento de la secuencia correcta de las operaciones en cualquier caso puede tener consecuencias extremadamente graves para el personal operativo, así como para el equipo en cuestión.

Nota: Es muy importante facilitar un esquema de enclavamiento en la etapa de diseño básico de la planificación de un centro de transformación MT/BT. De esta forma, los aparatos en cuestión se equiparán durante la fabricación de forma coherente, garantizando la compatibilidad de las llaves y los dispositivos de bloqueo.

Continuidad de servicio

Para un cuadro de distribución determinado, la definición de los compartimentos accesibles así como sus condiciones de acceso proporcionan la base de la clasificación de "Pérdida de continuidad de servicio" definida en la norma IEC 62271-200.

La utilización de enclavamientos o sólo de un procedimiento adecuado no afecta a la continuidad de servicio. Únicamente la solicitud de acceso a una parte determinada del cuadro de distribución en condiciones normales de funcionamiento, tiene como resultado unas limitaciones que pueden ser más o menos graves en cuanto a la continuidad de servicio de distribución eléctrica.

Enclavamientos en los centros de transformación MT/BT

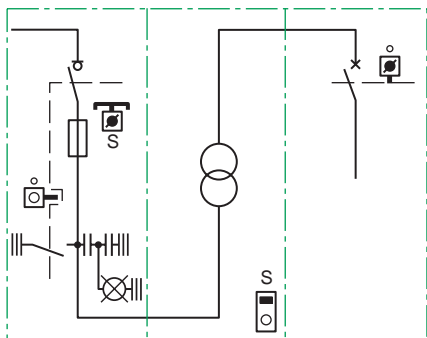
En un centro de transformación MT/BT que incluye:

- Una sola celda de entrada de MT o dos celdas de entrada (de unidades de alimentación paralelas) o bien dos celdas de anillo de entrada/salida.
- Una celda de protección de transformadores y aparatos, que puede incluir un interruptor de desconexión y corte de carga con fusibles MT y un seccionador de conexión a tierra, o bien un interruptor automático y un seccionador de desconexión de línea junto con un seccionador de conexión a tierra.
- Un compartimento para transformador.

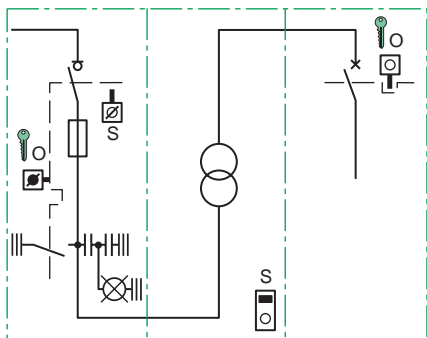
Los enclavamientos permiten realizar maniobras y acceder a las diferentes celdas en las siguientes condiciones:

Enclavamientos básicos integrados en unidades funcionales sencillas

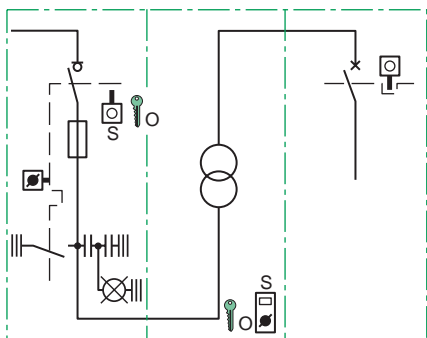
- Funcionamiento del interruptor seccionador/corte en carga:
 - Si los paneles móviles están cerrados y el seccionador de puesta a tierra asociado está abierto.
 - Funcionamiento del seccionador de línea de la celda de protección con interruptor automático:



Interruptor MT e interruptor automático BT cerrado



Fusibles de MT accesibles



Terminales de cables MT del transformador accesibles

Legenda

- Llave ausente
- Llave libre
- Llave bloqueada o prisionera
- Panel móvil o puerta

Fig. B20: Ejemplo de enclavamiento de MT/BT/TR.

- Si los paneles móviles están cerrados.
- Si el interruptor automático está abierto y el seccionador de puesta a tierra está abierto.
- Cierre de un seccionador de puesta a tierra:
- Si los interruptores seccionadores asociados están abiertos⁽¹⁾.
- Acceso a un compartimento accesible con panel móvil, si se han especificado los enclavamientos:
- Si el interruptor seccionador del compartimento está abierto y los seccionadores de puesta a tierra de éste están cerrados.
- Cierre de la puerta de un compartimento accesible si se han especificado los enclavamientos:
- Si el seccionador de puesta a tierra del compartimento está cerrado.

Enclavamientos funcionales con varias unidades funcionales o equipos separados

- Acceso a los terminales de un transformador de MT:
- Si la unidad funcional de salida tiene abierto su interruptor y cerrado su seccionador de puesta a tierra. En función de la posibilidad de retroalimentación del lado de BT, puede resultar necesaria una condición en el interruptor automático principal de AT.

Ejemplo práctico

En un centro de transformación MT/BT de distribución pública, el esquema de enclavamiento más utilizado es MT/BT/TR (media tensión/baja tensión/transformador).

El objetivo del enclavamiento es el siguiente:

- Evitar el acceso al compartimento del transformador si el seccionador de puesta a tierra no se ha cerrado previamente.
- Para evitar el cierre del seccionador de puesta a tierra en una celda de protección de transformador, si el interruptor automático de BT del transformador no se ha bloqueado previamente en "abierto" o "desenchufado".

El acceso a los terminales de MT o BT de un transformador protegido aguas arriba por una celda de protección de transformador MT/BT y que contenga un interruptor seccionador de carga MT, fusibles MT y un seccionador de puesta a tierra MT, debe cumplir el procedimiento estricto descrito a continuación, que se muestra en los diagramas de la **Figura B20**.

Nota: El transformador de este ejemplo está provisto de conectores MT de tipo enchufables que sólo se pueden retirar desbloqueando un dispositivo de retención común a todos los conectores trifásicos.⁽²⁾

El interruptor seccionador de corte en carga MT está mecánicamente enclavado con el seccionador de puesta a tierra MT, de forma que sólo se puede cerrar uno de los 2, esto es, el cierre de uno bloquea automáticamente el cierre del otro.

Procedimiento para el aislamiento y la conexión a tierra del transformador MT/BT y extracción de las conexiones MT de tipo enchufable (o tapa de protección)

Condiciones iniciales:

- El interruptor seccionador de corte en carga MT y el interruptor automático BT están cerrados.
- Seccionador de puesta a tierra MT bloqueado en posición abierta por la llave "O".
- Llave "O" bloqueada en el interruptor automático de BT mientras esté cerrado el mismo.

Paso 1:

- Abrir el interruptor automático de BT y bloquearlo en posición abierta con la llave "O".
- La llave "O" se libera a continuación.

Paso 2:

- Abrir el interruptor MT.
- Asegurarse de que los indicadores de "presencia de tensión" se apagan cuando se abre el interruptor MT.

Paso 3:

- Desbloquear el seccionador de puesta a tierra MT con la llave "O" y cerrar el mismo.
- La llave "O" se bloquea a continuación.

Paso 4:

El panel de acceso a los fusibles MT se puede ahora retirar (se libera cuando se cierra el seccionador de puesta a tierra MT). La llave "S" está situada en este panel y se bloquea cuando se cierra el interruptor MT:

(1) Si el seccionador de puesta a tierra se encuentra en un circuito de entrada, los interruptores seccionadores asociados son los de ambos extremos del circuito y deben estar correctamente enclavados. En este caso, la función de enclavamiento se realiza con un enclavamiento de llave de varias unidades.
 (2) Se puede suministrar con una tapa de protección común a los tres conectores.

- Girar la llave "S" para bloquear el interruptor MT en la posición abierto.
- La llave "S" se libera a continuación.

Paso 5

La llave "S" permite retirar el dispositivo de bloqueo común de los conectores MT de tipo enchufable en el transformador o de la tapa de protección común de los terminales.

En cualquiera de los casos, la exposición de uno o varios terminales bloquea la llave "S" en el enclavamiento.

El resultado del procedimiento anterior es el siguiente:

- El interruptor MT está bloqueado en la posición abierta por la llave "S". La llave "S" está bloqueada en el enclavamiento de los terminales del transformador mientras los terminales estén expuestos.
- El seccionador de puesta a tierra MT está en posición cerrado pero no bloqueado, es decir, que se puede abrir o cerrar. Cuando se realizan tareas de mantenimiento, normalmente se utiliza una cerradura para bloquear el interruptor de conexión a tierra en posición cerrada; la llave de la cerradura está en manos del responsable que supervisa el trabajo.
- El interruptor automático de BT está bloqueado en posición abierta por la llave "O", que está prisionera por el seccionador de puesta a tierra MT cerrado. Por lo tanto, el transformador está aislado de forma segura y conectado a tierra. Debe tenerse en cuenta que el embarrado aguas arriba del interruptor seccionador de corte en carga puede permanecer en tensión en el procedimiento descrito, ya que el embarrado en cuestión está situado en un compartimento separado al que no se puede acceder en la celda descrita. Cualquier otra solución técnica con embarrado expuesto en el compartimento al que se accede necesitaría más enclavamientos.

4 Centros de transformación MT/BT de distribución pública

4.1 General

Un centro de transformación MT/BT de distribución pública es un centro que pertenece a una compañía de distribución eléctrica y que se conecta directamente a la red de distribución en MT (de 1 kV a 35 kV). Su función es transformar la energía eléctrica en MT en BT para la distribución a los diferentes clientes conectados en BT, los cuales son facturados en BT (medida en BT). Normalmente suele haber 1 o 2 transformadores de potencias no superiores a 1.000 kVA.

Funciones

Ubicación

Normalmente los centros de distribución pública se pueden instalar en:

- Un local de un edificio (lonja).
- Un edificio prefabricado de hormigón de superficie.
- Un local subterráneo o un edificio de hormigón subterráneo.

Conexión a la red de AT

La conexión a la red de distribución MT puede ser:

- Mediante un solo cable subterráneo o línea aérea.
- Mediante dos interruptores de corte en carga mecánicamente enclavados que son alimentados por 2 redes de distribución distintas (conmutación automática de líneas en paralelo).
- Mediante dos interruptores de corte en carga de una red de distribución en anillo (lo más habitual).

Transformador

Puesto que el uso de transformadores de PCB⁽¹⁾ está prohibido en la mayoría de los países, las tecnologías preferentes son las siguientes:

- Transformadores de llenado integral en aceite.
- Transformadores de tipo seco y encapsulados en resina al vacío.

Facturación y medición

La facturación se realiza en BT mediante contadores BT que se hallan próximos al consumo, no se ubican en el centro de transformación MT/BT, por lo que están fuera del alcance de este capítulo.

La compañía suministradora sí que puede tener algún equipo de medición instalado en el cuadro BT que se explica a continuación.

Cuadro BT

En el centro de transformación se instala un cuadro BT con un seccionamiento de barras y 4 u 8 salidas trifásicas con neutro protegidas con bases extraíbles de fusibles BT. Cada compañía de distribución tiene un cuadro BT homologado con un cableado personalizado donde suele haber algún elemento de medición (amperímetros, voltímetros, analizadores, etc.).

Esquemas

Los esquemas más habituales son muy simples y se basan en:

- Funciones de línea con interruptores-seccionadores para maniobrar la red.
 - Funciones de protección con interruptor-fusible combinados, ya que la potencia de cada transformador no suele superar los 1.000 kVA.
 - Funciones de remonte de cables con seccionador de puesta a tierra.
- Rara vez se prescribe una función de interruptor automático en este tipo de esquemas.

Los esquemas dependen de:

- El tipo de configuración de red (antena, anillo, líneas en paralelo).
- El número de transformadores (normalmente 1).

En la **Figura B21** de la página siguiente se muestran diferentes tipos de esquemas para un solo transformador (lo más habitual) conectado a diferentes tipos de redes:

- Red antena → función de entrada con remonte de cables.
- Red en antena → función de entrada con interruptor-seccionador.
- Redes en paralelo → 2 funciones de interruptor-seccionador enclavadas mecánicamente y con un equipo de conmutación automática.
- Red en anillo → 2 funciones de interruptor-seccionador en serie.

4.2 Selección de aparamenta MT

Normas y especificaciones

Los aparatos y equipos que se describen a continuación están especificados para redes de 1 kV - 36 kV y cumplen las siguientes normas internacionales:

IEC 62271-200, 60265-1, 60694, 62271-102, 62271-105.

La normativa local también exige el cumplimiento de normas UNE y RAT^(*).

(1) Policlorobifenilos.

(*) Ver nota en página B2.

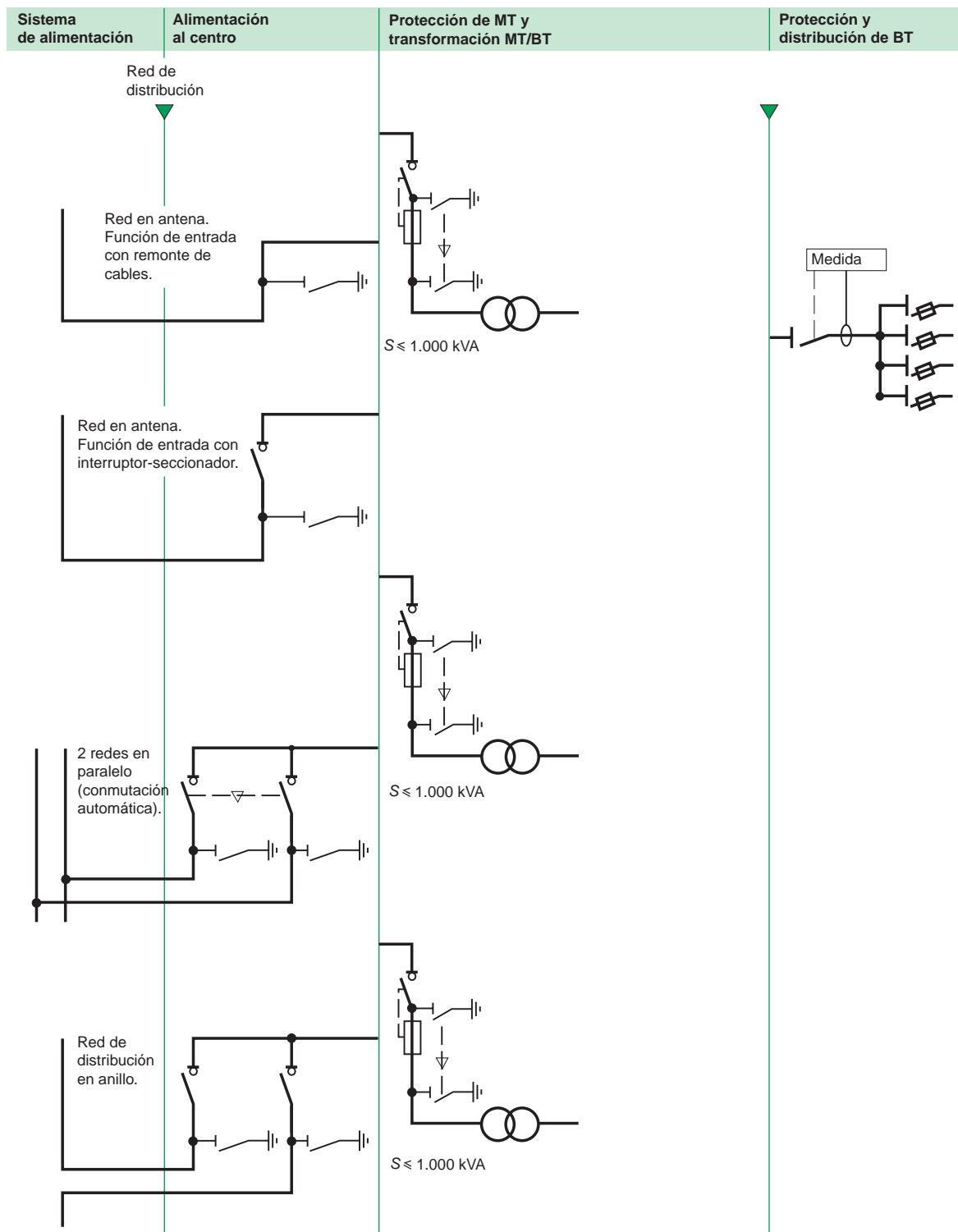


Fig. B21: Esquemas de centro de distribución pública con un transformador MT/BT.

4 Centros de transformación MT/BT de distribución pública

Tipo de aparamenta MT

La construcción de los esquemas MT de los centros de transformación ha evolucionado desde la aparamenta abierta (interruptores, seccionadores, embarrado, etc.) instalada directamente en obra civil hasta la aparamenta bajo envolvente metálica (celdas) que ofrece toda la garantía de los fabricantes al haber sido instalada y ensayada en fábrica. En obra lo único que hay que hacer es el ensamblado entre celdas (si no vienen ya ensambladas o en una única envolvente todo el esquema) y la conexión de los cables (cables de entrada de línea de la red de distribución y cables de salida para la conexión de los transformadores MT/BT).

Los esquemas de distribución pública se pueden resolver con 2 tipos de celdas hasta 36 kV que cumplen con la norma UNE-EN 62271-200:

- Celdas modulares con aislamiento aire.
- Celdas compactas o RMU con aislamiento SF6.

Celdas modulares

En esta filosofía cada celda corresponde a una función (función de línea L, función de protección P) y con varias celdas ensambladas en un embarrado común, se constituye el centro MT.

Esta filosofía permite una flexibilidad total a la hora de construir cualquier esquema, especialmente los centros privados con medida en Media Tensión (siguiente capítulo) donde se requieren celdas de interruptor-remonte, medida, protección con interruptor automático, etc.

Merlin Gerin presenta 2 gamas de celdas modulares: SM6-24 (hasta 24 kV) y SM6-36 (para nivel de aislamiento 36 kV). A continuación se describen algunas de sus características:

- La utilización del gas de SF6 en algunos de sus componentes de aparamenta MT (seccionadores, interruptores-seccionadores, interruptores automáticos, seccionadores de puesta a tierra) permite reducir considerablemente las dimensiones.

- La arquitectura interna de cada celda es compartimentada en varios compartimentos:

- Compartimento con cárter de resina de epoxy relleno de SF6 y sellado de por vida (sistema a presión sellado de por vida) en el cual se encuentra un equipo móvil que en rotación puede adoptar 3 posiciones:

- Interruptor cerrado.
- Interruptor abierto y seccionado (posición visible).
- Seccionador de puesta a tierra (Spat) cerrado (posición visible).

Lo que permite un enclavamiento físico natural entre Spat e interruptor:

- Compartimento de barras en el cual se realiza la unión con otras celdas.
- Compartimento de cables (caso de función de línea) y aparamenta (fusibles, interruptor automático) en caso de las celdas de protección.

- Existen en cada celda una serie de enclavamientos funcionales que impiden realizar falsas maniobras (ej.: impedir el acceso a cables o fusibles mientras el seccionador de puesta a tierra no esté cerrado). Además permite realizar enclavamiento con cerradura con otras celdas.

Celdas compactas o RMU

En esta filosofía cada celda corresponde a un esquema (2L+P, 2L+2P) ya que se basan en una única envolvente metálica rellena de gas SF6 donde se hallan el embarrado común y las diferentes funciones (línea y protección). La gama de celdas suele estar constituida por celdas con 1, 2, 3, 4 e incluso 5 funciones. Por otro lado en función de que las celdas puedan ser ampliables (a futuro) con más funciones permite clasificarlas en:

- Celdas extensibles: no permiten la ampliación del esquema.
- Celdas no extensibles: permiten la ampliación del esquema mediante unos módulos de ampliación con una única función (normalmente se piensa en ampliar a futuro con una función de línea).

Merlin Gerin presenta 2 gamas de celdas RMU: RM6 (hasta 24 kV) y CAS-36 (para nivel de aislamiento 36 kV).

Estas celdas no tienen tanta flexibilidad para constituir diferentes esquemas como con las celdas modulares; pero para la distribución pública donde los esquemas son muy simples y repetitivos, este tipo de celdas son las más adecuadas, ya que aportan tres importantes características:

- Compacidad: una reducción de dimensiones importante, al estar toda la aparamenta aislada en SF6 (mucho mejor rigidez dieléctrica que el aire o el aceite).
- Seguridad: en caso de un defecto interno, los gases son canalizados por la parte posterior e inferior de la celda de tal manera que si hubiese un operario delante de la misma, éste no recibiría proyección de material ni sufriría quemaduras (ensayo de arco interno).
- Insensibilidad frente al entorno: no se ven afectadas por condiciones adversas del entorno: polución, salinidad e incluso inundación. Por ello, la conexión de cables se realiza con conectores enchufables.



Celda compacta RM6 hasta 24 kV.



Celda compacta CAS36 hasta 36 kV.



Celda modular SM6 hasta 36 kV.

Fig. B22: Celdas de MT.

Elección de la aparatenta MT

En los centros de distribución pública la aparatenta (modular, compacta extensibles o no extensible) a instalar va a venir condicionada por las especificaciones de la compañía de distribución eléctrica.

Los parámetros básicos son:

- Tensión asignada: normalmente 24 kV o 36 kV.
- Intensidad asignada en las funciones de línea y embarrado: 400 A y en algunos casos 630 A. La intensidad asignada de las funciones de protección con fusible viene condicionada por el calibre del fusible y suele ser inferior a 200 A.
- Intensidad de corta duración admisible (1 s): 16 kA-1 s o en algún caso 20 kA-1 s (depende de la ubicación del centro, consultar con la compañía de distribución eléctrica).

Para la elección del fusible cada fabricante tiene sus tablas; aunque la mayoría de las compañías distribuidoras suelen tener una tabla estándar que depende de la potencia del transformador y la tensión de servicio.

4.3 Selección del transformador MT/BT

Parámetros característicos de un transformador

Un transformador se caracteriza en parte por sus parámetros eléctricos, pero también por su tecnología y sus condiciones de utilización.

Características eléctricas:

- Potencia nominal (P_n): la potencia aparente convencional en kVA en la que se basan otros valores de parámetros de diseño y la construcción del transformador. Las garantías y pruebas de fabricación se refieren a esta especificación.
 - Frecuencia: para los sistemas de distribución de alimentación del tipo descrito en esta guía, la frecuencia será de 50 Hz o 60 Hz.
 - Tensiones nominales primaria y secundaria: para un devanado primario capaz de funcionar a más de un nivel de tensión, debe proporcionarse una especificación de potencia en kVA correspondiente a cada nivel.
- La tensión nominal secundaria es el valor en V en circuito abierto (normalmente 420 V).
- El nivel de aislamiento asignado de un transformador MT/BT se define por los valores de tensión soportada asignada:
 - De corta duración a frecuencia industrial (U_d).
 - Con impulso tipo rayo (U_p).

A los niveles de tensión descritos las sobretensiones de maniobra provocadas por la aparatenta MT son por lo general menos severas que las provocadas por una descarga atmosférica.

- El regulador de tomas del transformador permite generalmente elegir hasta un nivel de $\pm 2,5\%$ y $\pm 5\%$ de la tensión nominal del devanado de tensión más alta (normalmente el primario). El regulador sólo debe ser manipulado cuando el transformador esté sin tensión (circuito abierto aguas arriba) y sin retorno BT⁽¹⁾.
- Los grupos de conexión se indican en diagramas con símbolos estándar para los devanados en estrella, delta o zig-zag (y las combinaciones de éstos para aplicaciones especiales, p. ej., transformadores de rectificación de seis o doce fases, etc.) y en un código alfanumérico recomendado por la IEC. Este código se lee de izquierda a derecha; la primera letra representa el devanado de la tensión más alta, la segunda indica la siguiente tensión más alta, y así sucesivamente:
 - Las letras en mayúscula representan el devanado de la tensión más alta:

D = triángulo

Y = estrella

Z = estrella interconectada (o zigzag)

N = conexión de neutro accesible

- Las letras en minúsculas se utilizan para los devanados terciario y secundario:

d = triángulo

y = estrella

z = estrella interconectada (o zigzag)

n = conexión de neutro accesible

- Un número de 0 a 11, correspondiente a las horas de un reloj (se utiliza el "0" en lugar del "12") indica el desfase (índice horario) que se produce durante la transformación.

Un grupo de conexión muy común utilizado para los transformadores de distribución es la de un transformador Dyn 11, con un devanado triángulo en MT y un devanado secundario BT conectado en estrella cuyo punto neutro es accesible.

El desfase entre primario y secundario es de +30 grados, es decir, la tensión secundaria de fase 1 está a las "11 en punto" cuando la tensión primaria de la fase 1 está a las "12 en punto", tal y como se muestra en la **Figura B31** de la página B40.

Todas las combinaciones de devanados triángulo, estrella y zigzag producen un cambio de fase que (si no es cero) es de 30 grados o un múltiplo de 30 grados.

En la norma UNE-EN 60076-4 se describe detalladamente el "índice horario".

(1) Hay que cumplir el Real Decreto 614/2001: Disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.

4 Centros de transformación MT/BT de distribución pública

Características relacionadas con la tecnología y la utilización del transformador

La siguiente lista no es exhaustiva:

- Selección de la tecnología.
- El medio de aislamiento es:
 - Líquido (aceite mineral, silicona).
 - Sólido (resina epoxy y aire).
- Instalación de interior o de exterior.
- Altitud (estándar ≤ 1.000 m).
- Temperatura (UNE-EN 60076-2).
 - Temperatura máxima del aire ambiente: 40 °C.
 - Temperatura ambiente media máxima: 30 °C.
 - Temperatura ambiente anual máxima: 20 °C.

Para las condiciones de funcionamiento no estándar, consulte "Influencia de la temperatura ambiente en la corriente nominal" en la página B7.

Descripción de las técnicas de aislamiento

Existen dos clases básicas de transformador de distribución disponibles actualmente:

- Tipo seco (encapsulado en resina).
- Lleno de líquido (aceite o silicona).

Transformadores tipo seco

Los bobinados de estos transformadores están encapsulados y moldeados al vacío en una resina epoxy (patentada por los principales fabricantes).

Se recomienda elegir el transformador de acuerdo con la UNE-EN 60076-11 de la siguiente manera:

- Condiciones de entorno clase E (humedad, condensación, polución).
- Condiciones climáticas clase C (temperatura de utilización, transporte y almacenamiento).
- Resistencia al fuego clase F (transformadores expuestos al riesgo de fuego con baja inflamabilidad y autoextinguibles en un momento determinado).

La siguiente descripción se refiere al transformador Trihal, líder en el mercado mundial.

La encapsulación de un bobinado utiliza tres componentes:

- Resina epoxy basada en bifenol A con una viscosidad que garantiza la impregnación completa de los devanados.
- Endurecedor de anhídrido modificado para introducir un grado de flexibilidad en el moldeado, esencial para evitar roturas durante los ciclos de temperatura en el funcionamiento normal.
- Una carga activa pulverulenta compuesta por alumina trihidratada $Al(OH)_3$ y sílice que aumenta sus propiedades mecánicas y térmicas, y proporciona cualidades intrínsecas excepcionales para el aislamiento en presencia de calor (resistencia al fuego).

Este sistema de encapsulamiento de tres componentes proporciona un aislamiento de clase F ($\Delta\theta = 100$ K) con excelentes propiedades de resistencia al fuego y autoextinción inmediata. Estos transformadores se clasifican por lo tanto como no inflamables.

Los moldeados de los bobinados no contienen componentes halógenos (clorina, bromina, etc.) ni otros compuestos que produzcan contaminantes corrosivos o tóxicos, lo que garantiza un alto grado de seguridad para el personal en situaciones de emergencia, concretamente en caso de incendio.

También funciona perfectamente en entornos industriales hostiles con polvo, humedad, etc. (ver la **Figura B23**).

Transformadores de aceite o silicona

El líquido de aislamiento y refrigeración más utilizado en los transformadores es el aceite mineral. Los aceites minerales se especifican en la norma IEC 60296. Al ser inflamables, las medidas de seguridad son obligatorias según el RAT⁽¹⁾, especialmente para los centros de interior. El equipo DGPT (detección de gas, presión y temperatura) garantiza la protección de los transformadores de aceite. En caso de producirse alguna anomalía, el DGPT corta el suministro de MT del transformador rápidamente antes de que la situación pase a ser peligrosa.

El aceite mineral es biodegradable y no contiene PCB (policlorobifenilo), dieléctrico utilizado en antiguos transformadores con alto contenido en cloro, motivo por el que fue prohibida su fabricación por la CEE el año 1986. El PCB es conocido también como Piraleno, Pirolio, Pirolina, Askarel...

El líquido de aislamiento también actúa como medio de refrigeración; se dilata a medida que aumenta la carga o la temperatura ambiente, de forma que todos los transformadores de aceite o silicona deben diseñarse para albergar el volumen adicional del líquido sin que la presión del depósito sea excesiva.

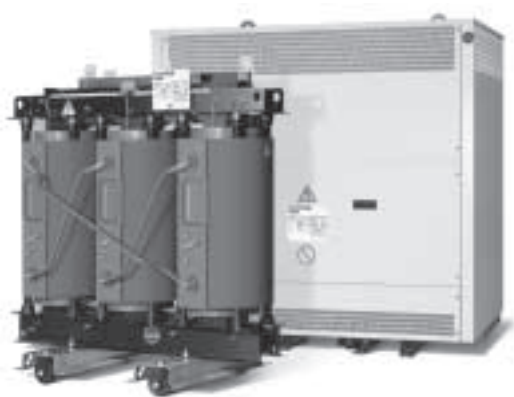


Fig. B23: Transformador tipo seco Trihal.

(1) RAT: Reglamento de Alta Tensión.

En los transformadores en aceite se utilizan actualmente dos sistemas:

- Transformadores que respiran.
- Transformadores herméticos.

En el transformador el paso de la corriente eléctrica produce un aumento de la temperatura de arrollamientos, por efecto Joule, que se comunica al líquido aislante que hace de refrigerante y, por consiguiente, se dilata.

a) Transformadores que respiran.

Esta dilatación se hace en un depósito de expansión llamado conservador, pudiendo estar en contacto directo con el aire ambiente, o bien protegido por un depósito que contenga una sal higroscópica (silicagel). Este sistema no se utiliza, generalmente, en transformadores de potencia inferior a 1.250 kVA.

b) Transformadores herméticos:

En los transformadores de distribución cada vez son más empleados los transformadores herméticos, la norma UNE 21428 prohíbe la utilización de transformadores con depósito conservador en potencias inferiores a 1.250 kVA. En los transformadores herméticos la cantidad de líquido dieléctrico es reducida y la técnica que impide el contacto directo con el aire es de dos tipos:

■ Transformador con cámara de aire bajo tapa. La dilatación del dieléctrico es absorbida por un colchón de gas inerte situado entre la superficie del líquido y la tapa del transformador. Esto exige que haya que dimensionar las conexiones eléctricas más ampliamente que en el caso anterior.

Por otra parte, hay que cuidar la situación del equipo de refrigeración teniendo muy en cuenta las temperaturas que determinan el nivel mínimo del dieléctrico.

■ Transformador de llenado total o integral. La supresión del colchón de gas permite eliminar esos inconvenientes. Para ello es necesario que el mayor volumen del dieléctrico sea absorbido por la deformación del sistema de refrigeración (aletas elásticas) que generalmente forma parte de la cuba. Además de las ventajas mencionadas anteriormente, en ellos el mantenimiento se reduce al mínimo. Este sistema está especialmente recomendado para los transformadores con algunos dieléctricos sintéticos de alto punto de combustión, muy higroscópicos, como es el caso de la silicona.

Selección de la tecnología

Como se ha descrito anteriormente, la selección del transformador está entre el tipo seco y el tipo de llenado integral en aceite (hasta 10 MVA).

La elección depende de varias consideraciones, a saber:

- Seguridad de las personas en las proximidades del transformador. Se deben cumplir las normas locales y recomendaciones oficiales.
- Consideraciones económicas, teniendo en cuenta las ventajas relativas de cada técnica.

Las normas que afectan a la elección son las siguientes:

- Especificación de la compañía distribuidora:

Los transformadores sumergidos presentan riesgos de incendio y polución. Un defecto interno puede provocar una sobrepresión capaz de deformar la cuba y dar lugar al vertido del dieléctrico líquido y, según las circunstancias, a su inflamación o explosión. Las fugas del dieléctrico líquido pueden también ser motivadas por envejecimiento, deterioro o defecto de las juntas de estanqueidad de la cuba, aisladores o canalizaciones; los dieléctricos líquidos dispersos ocasionan la polución de la capa freática, en caso de incendio o pirólisis, los gases producidos más o menos tóxicos generan humos opacos que dificultan las intervenciones de evacuación de personas en edificios y lugares de pública concurrencia.

Este es el motivo por el cual la reglamentación de los distintos países de la comunidad europea limita el uso de los transformadores sumergidos, prescribiendo las medidas de protección que deberán observarse según la naturaleza, punto de inflamación y poder calorífico del dieléctrico líquido utilizado.

Al margen de las limitaciones impuestas por la utilización de transformadores con PCB, los dieléctricos líquidos utilizados actualmente son de manera general el aceite mineral y en aplicaciones particulares los de silicona. Estos dieléctricos están clasificados como se indica en la tabla de la **Figura B26** de la página siguiente, donde se describen además las medidas de protección que deben tomarse contra el riesgo de incendio. La mayoría de los países europeos han prohibido la instalación de transformadores sumergidos:

- En inmuebles de gran altura.
- En locales de pública concurrencia.
- En depuradoras de agua.

Los transformadores secos encapsulados presentan las ventajas siguientes con relación a los transformadores sumergidos:

- No desprenden productos polucionantes o tóxicos.
- No presentan riesgos de fuga o polución fría.
- No producen riesgos de incendio o polución caliente.
- Se autoextinguen rápidamente.
- No necesitan medidas de protección particulares.

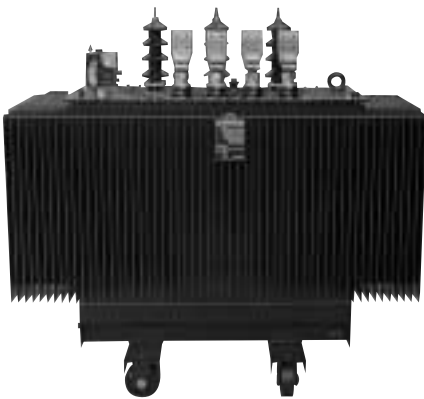


Fig. B24: Transformador de llenado integral en aceite.



Fig. B25: Transformador con depósito de expansión.

- Su instalación es posible en todos los locales.
- Mantenimiento muy reducido.

La utilización de los transformadores secos encapsulados sólo precisa controlar la temperatura de sus arrollamientos, control que puede efectuarse con la ayuda de sondas PT 100 o PTC asociadas a indicadores de temperatura o con convertidores electrónicos, respectivamente.

Tipo de transformador	Tabiques separadores (M0 UNE 23727)	Ventilación celdas	Fosos colectores	N.º extintores portátiles	Sistemas fijos automáticos
Seco	–	Natural, con rejillas de entrada y salida de aire.	–	Uno de eficacia 89 B, en el exterior y $d \leq 15$ m, o dos de eficacia 89 B en vehículo itinerante (Subapartado 4.1.b1)	No se exigen instalaciones de PCI si el calor generado no supone riesgo de incendio para los materiales próximos (Subapartado 4.1.b2)
Baño de aceite o $T_i < 300$ °C	Sí (Subapartado 3.2.1)	Si no fuera suficiente: ventilación forzada provista de dispositivos de parada automática (Subapartado 2.3.1)	Para volúmenes superiores a 50 l y provistos de cortafuegos (Subapartado 4.1)		Para volumen unitario de dieléctrico superior a 600 l o que el conjunto supere los 2.400 l
Baño incombustible o $T_i < 300$ °C	–	Ventilación natural o forzada (Subapartado 3.3.1)	Sistema de recogida de posibles derrames que impidan su salida al exterior (Subapartado 4.1)		Para locales de pública concurrencia reducción a 400 l y 1.600 l, respectivamente (Subapartado 4.1.b2)
					No se exigen instalaciones de PCI si el calor generado no supone riesgo de incendio para los materiales próximos (Subapartado 4.1.b2)

Fig. B26: Medidas de protección contra riesgo de incendio (PCI).

Los transformadores secos encapsulados se identifican en función de su resistencia al entorno (humedad, condensación, polución), condiciones climáticas (temperatura ambiente) y comportamiento al fuego.

Desde el punto de vista de la humedad, condensación y polución, se definen tres clases de entornos diferentes para su instalación:

E0: condiciones normales, ninguna condensación y escasa polución.

E1: posible condensación y polución limitada.

E2: condensación frecuente y polución elevada.

Desde el punto de vista de la temperatura ambiente, dos clases son tomadas en consideración:

C1: instalaciones con temperatura ambiente comprendidas entre -5 y $+40$ °C.

C2: instalaciones con temperatura ambiente comprendidas entre -25 y $+40$ °C.

Desde el punto de vista del comportamiento al fuego, se definen 3 clases:

F0: salas sin riesgo de incendio.

F1: el transformador puede estar sometido al riesgo de incendio; su autoextinción debe producirse en un período de tiempo específico, la emisión de humos opacos y productos tóxicos debe ser muy reducida. Los materiales y productos de combustión no deben contener halógenos.

F2: el transformador debe poder funcionar durante un tiempo definido por el fabricante y comprador frente a un fuego externo. No existe un ensayo normalizado para esta clase, por lo que se exigirá para este caso la aplicación de la clase F1.

Si el precio de un transformador seco encapsulado es superior al equivalente de un transformador sumergido, la evaluación económica debe tener en cuenta los costes de instalación resultantes de las medidas de protección contra incendios para los transformadores sumergidos. Dicha valoración demuestra que el transformador seco encapsulado puede representar un ahorro económico del 10%. Actualmente, un tercio de los transformadores de distribución instalados de potencia hasta 2.500 kVA son transformadores secos encapsulados. En la práctica, los transformadores secos encapsulados sólo se fabrican para tensiones de aislamiento inferiores o iguales a 36 kV.

Determinación de la alimentación óptima

Sobredimensionamiento de un transformador

Resultado:

- Inversión excesiva y altas pérdidas innecesarias sin carga.
- Menores pérdidas con carga.

Infradimensionamiento de un transformador

Provoca:

- Eficacia reducida en plena carga (la mayor eficacia se alcanza en el nivel comprendido entre el 50% y el 70% de la carga completa), por lo que no se consigue la carga óptima.
- Con sobrecarga a largo plazo, graves consecuencias para:
 - El transformador, debido al desgaste prematuro del aislamiento de los devanados y que, en casos extremos, provoca el defecto del aislamiento y pérdidas en el transformador.
 - La instalación, si el sobrecalentamiento del transformador provoca que los relés de protección disparen el interruptor automático de control.

Definición de la alimentación óptima

Con el fin de seleccionar la clasificación de alimentación óptima (kVA) para un transformador, se deben tener en cuenta los siguientes factores:

- Enumeración de la potencia de los equipos de consumo de alimentación tal y como se describe en el capítulo A.
 - Decidir el factor de utilización (o demanda) para cada elemento individual de la carga.
 - Determinación del ciclo de carga de la instalación, anotando la duración de las cargas y sobrecargas.
 - Disposición para corregir el factor de potencia, si está justificado, para:
 - Reducción de las sanciones de coste en las tarifas en función, parcialmente, de la demanda máxima de kVA.
 - Reducción del valor de la carga declarada ($P \text{ (kVA)} = P \text{ (kW)} / \cos \varphi$).
 - Selección de la potencia del transformador teniendo en cuenta todas las ampliaciones de potencia posibles futuras de la instalación.
- Es importante asegurarse de que la ventilación del transformador sea la adecuada.

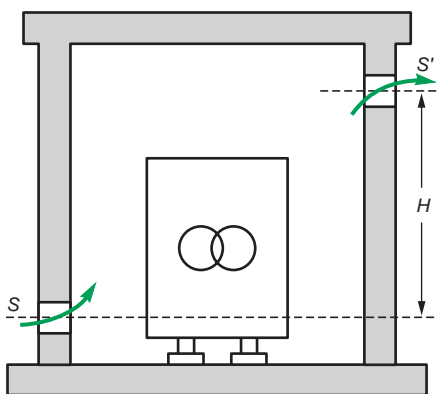


Fig. B27: Ventilación natural.

Ventilación del transformador

En el caso general de refrigeración por circulación de aire natural (AN), la ventilación del local o compartimento donde se ubique el transformador se dispone de forma que se elimine el calor (producido por las pérdidas del transformador) por convección natural.

Un buen sistema de ventilación permite que el aire fresco entre a través de un orificio de sección S al nivel del suelo y salga del local a través de un orificio de sección S' en la pared opuesta a la de la entrada de aire y a una altura H por encima del orificio de entrada de aire, tal y como se muestra en la **Figura B27**.

Es importante observar que cualquier restricción del flujo libre de aire causará la reducción de la potencia disponible en el transformador, si no se supera el límite previsto de temperatura.

Ventilación natural

La fórmula para calcular el área de sección de los orificios de ventilación es la siguiente:

$$S = \frac{0,18 P}{\sqrt{H}} \text{ y } S' = 1,1 S$$

Donde

P = suma de las pérdidas en vacío y por carga expresadas en kW.

S = sección del orificio de entrada de aire (deducida el área que ocupan las pantallas o rejillas) expresada en mm².

S' = sección del orificio de salida de aire (deducida el área que ocupan las pantallas o rejillas) expresada en mm².

H = altura (de centro a centro) del orificio de salida del aire sobre el orificio de entrada de aire, expresada en metros.

La fórmula es válida para una temperatura ambiente media de 20 °C y hasta una altura de 1.000 m.

Ventilación forzada

La ventilación forzada (p. ej., asistida por ventilador eléctrico) del local puede ser necesaria para las temperaturas ambientes que superen los 20 °C, o si el local no está correctamente ventilado, si existe sobrecarga frecuente del transformador, etc. El ventilador se puede controlar con un termostato.

Flujo de aire recomendado, en metros cúbicos por segundo a 20 °C:

- Transformador de llenado integral: 0,081 P .
- Transformador de tipo seco y clase F: 0,05 P .

Donde P = pérdidas totales en kW.

4 Centros de transformación MT/BT de distribución pública

4.4 Centros de transformación MT/BT compactos

La liberalización de la energía eléctrica y la privatización de las compañías eléctricas en España ha llevado a éstas a replantearse la reducción de costes a todos los niveles.

En el campo de la distribución en España, la reflexión sobre los centros de transformación ha ido encaminada a la reducción de la longitud de las líneas en BT (que es donde hay más pérdidas) y, por lo tanto, a aproximar el centro de transformación al consumo. La primera consecuencia es el aumento del número de centros de transformación de menor potencia instalada (normalmente con un transformador hasta 630 kVA) conectados en cada bucle (continuidad de servicio).

Schneider Electric ha estado trabajando con diferentes compañías eléctricas (Iberdrola, Endesa, UFSA...) en el desarrollo de la optimización de los centros de transformación MT/BT en 24 kV y 36 kV. Fruto de este trabajo son los diferentes centros compactos (centro de transformación prefabricado según la denominación, según MIE RAT 01), donde sobre una plataforma móvil o fija se sitúan los diferentes elementos del centro de transformación (celda MT, transformador y cuadro de baja) debidamente interconectados (por cable o con uniones directas).

Un centro compacto MT/BT responde a lo que sería un centro de transformación MT/BT (24 kV o 36 kV) de distribución pública conectado en un bucle o un anillo con:

- 2 funciones de línea para maniobrar en el bucle (400 A o 630 A/16 kA o 20 kA).
- 1 función de protección con interruptor y fusibles combinados.
- 1 transformador de llenado integral en aceite ONAN hasta 630 kVA.
- 1 cuadro BT de distribución pública con salidas compuestas por bases de fusibles y adaptado a las normas de cada compañía.

Interconexiones (con cable o directas) MT y BT entre los diferentes elementos.

Accesorios (dependiendo de cada compañía): circuito de disparo, iluminación.

En el centro compacto para cada compañía eléctrica y nivel de aislamiento (24 y 36 kV) se define únicamente por dos parámetros:

- Potencia del transformador (250 kVA, 400 kVA o 630 kVA).
- Tensión primaria del transformador en kV.

Dentro de los centros compactos distinguimos 2 tipos:

■ Tipo PLT-1 (24 kV) donde sobre una plataforma fija o móvil (con ruedas) se disponen los diferentes elementos estándar (celdas, transformador y cuadro BT) interconectados con cable.

■ Tipo PLT-2 (24 kV) o PLT-3 (36 kV), donde se ha evolucionado hacia una solución más compacta que la anterior diseñando una cuba de transformador que permite la unión directa con la celda MT y el cuadro BT.

El centro compacto PLT puede ser instalado en un local de obra civil; pero también se han desarrollado edificios prefabricados de superficie o subterráneos para ubicar los mismos, constituyendo el conjunto EHA (superficie) o EHS (subterráneo) un centro de transformación compacto con edificio prefabricado. Para cada tipo de centro compacto existe una solución prefabricada:



PLT-2
hasta 630 kVA-24 kV



PLT-3
hasta 630 kVA-36 kV

Fig. B28a: Centros de transformación compactos para interior.

Tipo	Superficie	Subterráneo
PLT-1	EHA-1	
PLT-2	EHA-2	EHSV-2, ESH-2
PLT-3	EHA-3	EHSV-3

Los centros de superficie EHA son de maniobra exterior, por lo que se han reducido las dimensiones del centro de transformación considerablemente. La superficie que ocupan, según el tipo, oscila entre 4 m² y menos de 6 m².

Los centros prefabricados subterráneos permiten reducir el impacto visual. Existen dos tipos de centro subterráneo en función de la ventilación:

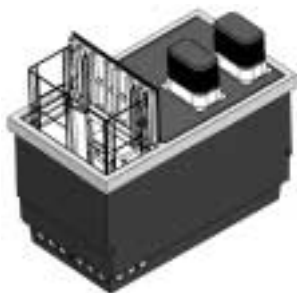
- EHSV-2 (24 kV) o EHSV-3 (36 kV), con chimeneas de ventilación (ventilación vertical) que sobresalen de la cubierta del prefabricado.
- ESH-2 (36 kV), con ventilación por rejillas a nivel de la cubierta (ventilación horizontal).

La norma de obligado cumplimiento (según MIE-RAT 02) UNE-EN 61330/97 (centros de transformación prefabricados) ha constituido un referente clave para el desarrollo de este tipo de centros. En esta norma se clasifican las envolventes en función de los resultados de un ensayo de ventilación. En este ensayo se analiza la diferencia de temperatura del aceite del transformador entre dos situaciones:

- Transformador o PLT fuera de la envolvente.
- Transformador o PLT dentro de la envolvente EHA o EHS con puertas cerradas.



EHA
incluyendo PLT



EHS
en cuyo interior se
instala un PLT

Fig. B28b: Centros de transformación compactos de exterior y subterráneos.

Actualmente hay tres clases:

- Clase 10: la diferencia de temperaturas es menor que 10 K.
- Clase 20: la diferencia de temperaturas es mayor que 10 K e inferior a 20 K.
- Clase 30: la diferencia de temperaturas es mayor que 20 K e inferior a 30 K.

Schneider Electric ha desarrollado los centros compactos de superficie **EHA** y subterráneos **EHS**, de tal manera que la clase de la envolvente es 10 (la que mejor ventila) con las pérdidas de la máxima potencia de transformador (630 kVA) del centro compacto.

En estos momentos existe una solución compacta homologada en las principales compañías eléctricas:

- **Iberdrola:** PLT-1 ID Y EHA-1 ID.
- **UFSA:** PLT-2 UF, EHA-2 UF, ESH-2 UF, EHSV-2 UF.
- **Endesa:** PLT-2 GE, PLT-3 GE, EHA-2 GE, EHA-3 GE, ESH-2 GE, EHSV-2 GE Y EHSV-3 GE.

Ventajas de los centros compactos:

- Una solución compacta de interior PLT que, debido a su cómoda manipulación (plataforma móvil), facilita la ubicación e instalación en locales de edificios.
- Soluciones compactas de exterior de superficie EHA que, debido a sus reducidas dimensiones, permiten una fácil instalación sin necesidad de cimentación.
- Las reducidas dimensiones permiten reducir la superficie del local PLT destinado al centro de transformación o reducir el impacto medioambiental EHA, EHS.
- Conexiones MT y AT directas PLT-2 que permiten simplificar la instalación, reducir las pérdidas BT y disminuir el número de averías con respecto a una solución tradicional con cables.
- Las soluciones tipo centros integrados EHA y EHS garantizan la calidad en origen y una menor gestión de materiales.
- Facilidad para la intercambiabilidad (por aumento de potencia) y posteriores traslados.

Conclusión: el ahorro de superficie del local, la reducción de pérdidas en BT, el menor coste logístico (gestión de material, calidad), el mantenimiento reducido, la reducción de intervenciones y el ahorro de mano de obra de instalación conllevan una reducción de costes global asociados al centro de transformación con respecto a las soluciones tradicionales.

5 Centros de transformación MT/BT de cliente con medida en MT

Un centro de transformación MT/BT de cliente con medida en MT es una instalación eléctrica conectada a una red de distribución MT de 1 kV - 35 kV y que incluye por lo general uno o varios transformadores de potencia no superiores a 1.250 kVA. La intensidad nominal de la instalación no supera normalmente los 400 A.

5.1 Componentes de un centro de cliente

Centro de transformación MT/BT

Un centro de transformación MT/BT de cliente con medida en MT está conectado a la red de distribución de una compañía de distribución eléctrica y se suelen diferenciar 2 partes:

Centro de Transformación o de Entrega (CT o CE), parte de la instalación donde se ubican la aparatada de la compañía suministradora y el seccionador de entrega y donde se establece el límite de propiedad. Esta parte es de propiedad de la compañía de distribución eléctrica.

Centro de Protección y Medida (CM), parte de la instalación en la que se ubica la protección general y sus protecciones, la unidad de medida y en general la instalación de cliente. Esta parte de la instalación es propiedad del cliente.

Conexión a la red de MT

La conexión a la red de MT se puede realizar:

- Alimentación en antena a través de una sola línea aérea o subterránea. La acometida se realiza con una función de remote de cables o una función de línea.
- Alimentación en anillo o bucle. La acometida se podrá realizar a través de 2 funciones de línea en serie (para dar continuidad al bucle).
- Alimentación en paralelo. Alimentación con 2 funciones de línea (una prioritaria y otro de socorro) en paralelo enclavadas mecánicamente y con un equipo de conmutación automática que permite conmutar de la prioritaria a la de socorro cuando no haya tensión en la prioritaria.

Ubicación del centro de transformación

La instalación del centro de transformación se puede realizar en un local de un edificio (lonja), en un edificio prefabricado de hormigón de superficie o en un edificio prefabricado subterráneo (poco habitual).

El CE y el CM pueden estar instalados en el mismo local. Algunas compañías exigen que entre ambos haya una malla de separación que impida el acceso del cliente a la instalación de la compañía.

En algunos casos el CE y el CM pueden estar ubicados en locales distintos. En estos casos es como si el CM estuviera conectado en antena (sólo requiere una sola celda de acometida que viene del CE, el cual suele estar conectado a una red en anillo o bucle).

Normalmente las compañías de distribución eléctrica exigen una serie de condicionantes adicionales, algunas de ellas recogidas en el RAT (ITC-19):

- Acceso al CM para poder tomar medidas de los contadores. Algunas compañías exigen realizar la medida sin necesidad de penetrar en el interior del recinto.
- Acceso al CM para poder comprobar la medida en MT (características y cableado correcto de los transformadores de medida de la celda de medida) y tener acceso a la protección general de la instalación.
- Los elementos de maniobra del CE deben tener acceso fácil y directo desde la vía pública. Es decir, la puerta de acceso debe situarse sobre una vía pública o sobre una vía privada de libre acceso.
- Facilidad de acceso de personas y vehículos para su instalación y mantenimiento.
- Proximidad al punto de conexión a la red de distribución alejado de zonas corrosivas, fluidos combustibles, redes de agua, etc.
- Evitar zonas con condiciones atmosféricas adversas; evitar zonas inundables, etc.
- Las compañías de distribución eléctrica pueden proponer normas particulares (coherentes con el RAT) para los centros de cliente y éstas pueden ser aprobadas por el Ministerio o por las Comunidades Autónomas (ej. normas particulares de Endesa - Sevillana para la zona de Andalucía aprobadas por el BOJA - Boletín Oficial de la Junta de Andalucía).

Centro de entrega (CE)

Normalmente la aparatada que se instala está especificada por la compañía suministradora (celdas modulares o compactas no extensibles).

La aparatada de maniobra del CE sólo puede ser operada por la compañía distribuidora, por lo que, para evitar la inaccesibilidad del cliente, el CE se puede ubicar:

- En otro local distinto al del CM de acceso restringido a la compañía.
- En el mismo local que el CM con malla de separación entre CE-CM o, en caso de que vayan en el mismo local, sin malla. En este caso suele haber 2 puertas de acceso (una para el CE y otra para el CM). La compañía debe poder entrar en el CM para comprobar la medida, leer los contadores (si no son de acceso exterior) e incluso tener acceso a la protección general de la instalación.
- En el mismo local que el CM sin malla de separación entre CE-CM; pero con candados en el compartimento de mandos.

El esquema se basa en:

- Funciones de línea (interruptores-seccionadores de maniobra y seccionador de puesta a tierra en la acometida del cable) para la acometida.
- Función de interruptor-seccionador o únicamente seccionador para la entrega; aunque en el caso de que el CE y el CT estén separados, esta celda de entrega puede ser una función de protección (con fusibles o interruptor automático) cuya misión sea proteger el cable de unión entre ambos centros.

Protección general del centro de protección y medida (CM)

Normalmente el criterio para escoger la protección general suele ser:

- Para 1 o varios transformadores cuya suma de potencias es inferior o igual a 630 kVA se suele instalar una protección con fusibles. A veces se exige algún relé homopolar en esta función.
- Para 1 o varios transformadores cuya suma de potencias es superior a 630 kVA se suele instalar una protección con interruptor automático con protección de sobrecarga y cortocircuito. También se suele pedir protección homopolar en esta función.

Este criterio varía según zonas en función de la compañía distribuidora y especificaciones de la Comunidad Autónoma correspondiente. Existen zonas donde la protección siempre se debe realizar con interruptor automático (Cataluña).

Medida del centro de protección y medida (CM)

La medida tiene que ir en una celda independiente y con posibilidad de incorporar un precinto.

Con la liberalización de mercado eléctrico nacional, los clientes conectados en MT pueden tener un contrato a tarifa (tradicional) con una compañía de distribución o acceder al mercado libre a través de un comercializador. En este último caso el cliente es un cliente "cualificado" y el sistema de medida se rige por el RD 2018/1997. El sistema de medida siempre se realizará con 3 transformadores de tensión unipolares y 3 transformadores de intensidad. En la tabla adjunta se indican las características de los equipos de medida en función de la potencia contratada:

P (MW)	E (MWh)	Tipo	Contador Activa	Clase de precisión		Trafos de Tensión
				Contador Reactiva	Trafos de Intensidad	
$P \geq 10$	$E \geq 5.000$	1	0,2 s	0,5	0,2 s	0,2
$10 > P \geq 1,5$	$5.000 > E \geq 750$	2	0,5 s	1	0,5 s	0,5
$P \geq 1,5$	$E \geq 750$		1	2	0,5 s	0,5

P: Potencia contratada.

E: Energía anual intercambiada en un año (suma de la energía activa que atraviesa una frontera en ambos sentidos).

En el mismo centro de protección y medida (CM) se instalará el cuadro de contadores, el cual se conectará con los secundarios de los transformadores de los secundarios de medida.

Protección de transformadores en el centro de protección y medida (CM)

A continuación de la medida, si sólo hay un transformador en el centro, se suele hacer una conexión directa por cable al transformador. En este caso, la protección general es a la vez la protección particular del transformador. De esta manera, será conveniente que la celda de protección general tenga un seccionador de puesta a tierra aguas abajo.

Cuando hay varios transformadores, existen a continuación de la celda de medida y conectadas en el mismo embarrado varias celdas de protección de transformador (tantas como transformadores haya). Normalmente el criterio de selección del tipo de protección suele ser:

- Para potencia de transformador inferior o igual a 630 kVA se suele instalar una protección con fusibles. A veces se exige algún relé homopolar en esta función.
- Para potencia de transformador superior a 630 kVA se suele instalar una protección con interruptor automático con protección de sobrecarga y cortocircuito. También se suele pedir protección homopolar en esta función.

Estas funciones suelen tener un seccionador de puesta a tierra en la salida del cable al transformador.

En caso de protección con interruptor automático, existen 2 tipos de filosofía de protección:

- Celda con interruptor automático y transformadores de intensidad de protección convencionales conectados en serie que alimentan un cajón de protecciones indirectas (relés electrónicos) y que necesitan una fuente de alimentación auxiliar (batería...).

5 Centros de transformación MT/BT de cliente con medida en MT

- Celda con interruptor automático y protección integrada autoalimentada. En este caso, el relé de protección y los captadores de intensidad vienen integrados en el propio interruptor automático con la ventaja añadida de que el relé se alimenta de la red a través de los captadores de intensidad.

Transformadores

En el subapartado 4.2 se han explicado las diferentes tecnologías. Cada vez más se están prescribiendo los transformadores secos en locales de pública concurrencia, en inmuebles de gran altura, en infraestructuras y allí donde las exigencias de seguridad (especialmente en caso de incendio) sean un factor a tener en cuenta.

En algunos centros de cliente nos podemos encontrar transformadores conectados en paralelo para asegurar la continuidad de servicio en caso de que uno de ellos falle.

Aparamenta MT

En el subapartado 4.2 se han descrito los diferentes tipos de celdas (aparamenta bajo envolvente metálica). La aparamenta tipo modular es la que mejor se adapta a este tipo de centros donde las condiciones de ubicación y mantenimiento son mayores que en los centros de distribución pública. La flexibilidad de gama de la aparamenta tipo modular permite resolver cualquier tipo de esquema.

En algunos casos, las especificaciones de la compañía distribuidora exigen que la parte de entrada (CE) se realice con celdas de tipo RMU o compacto, pudiéndose realizar un conexión por cable entre la última celda de entrega y la primera celda del centro CE. Como hemos citado anteriormente, en algunos casos incluso se exige separación física entre el CE y el CM.

Equipos complementarios

Otros equipos que se pueden instalar en un centro de cliente son:

- Cuadro general BT con un interruptor automático y derivaciones.
- Condensadores MT para compensar la energía reactiva del transformador en vacío.
- Condensadores BT para compensación de reactiva en BT.
- Generadores de emergencia en BT para mantener las cargas esenciales en caso de defecto del sistema de alimentación MT.

Esquemas

En función de la conexión a la red de distribución:

- En antena con celda de acometida tipo remonte con seccionador de puesta a tierra).
- En antena con acometida con celda de línea (interruptor-seccionador y seccionador de puesta a tierra).
- En anillo o bucle con acometida con 2 celdas de línea en serie.
- En paralelo (conmutación automática) con 2 celdas de línea en paralelo enclavadas mecánicamente, el centro de entrega (CE) tendrá una configuración distinta (como se observa en la **Figura B30**).

En cuanto al centro de protección y medida (CM), su configuración va a venir determinada por:

- La conexión con el centro de de entrega (CE) por cable o barra continua, en el mismo local o en local independiente.
 - La protección general con interruptor-fusibles combinados o interruptor automático.
 - El número de transformadores a proteger, en cuyo caso después de la medida hay que acoplar tantas funciones de protección como transformadores haya.
- En la **Figura B29** de la página siguiente se presentan diferentes esquemas con un solo transformador (para simplificar).

5.2 Centros de cliente con generadores en MT

Generador con funcionamiento autónomo

Si la instalación necesita mayor disponibilidad de alimentación, se puede instalar un grupo generador en MT. En tal caso, la instalación debe incluir un equipo de conmutación automática para evitar cualquier posibilidad de funcionamiento paralelo del generador con la red de alimentación (ver la **Figura B30** en la página B38).

■ Protección:

Los dispositivos de protección específicos están pensados para proteger al propio generador. Debe observarse que, debido a la baja potencia de cortocircuito del generador en comparación con la red de alimentación, debe prestarse especial atención a la selectividad de las protecciones.

5 Centros de transformación MT/BT de cliente con medida en MT

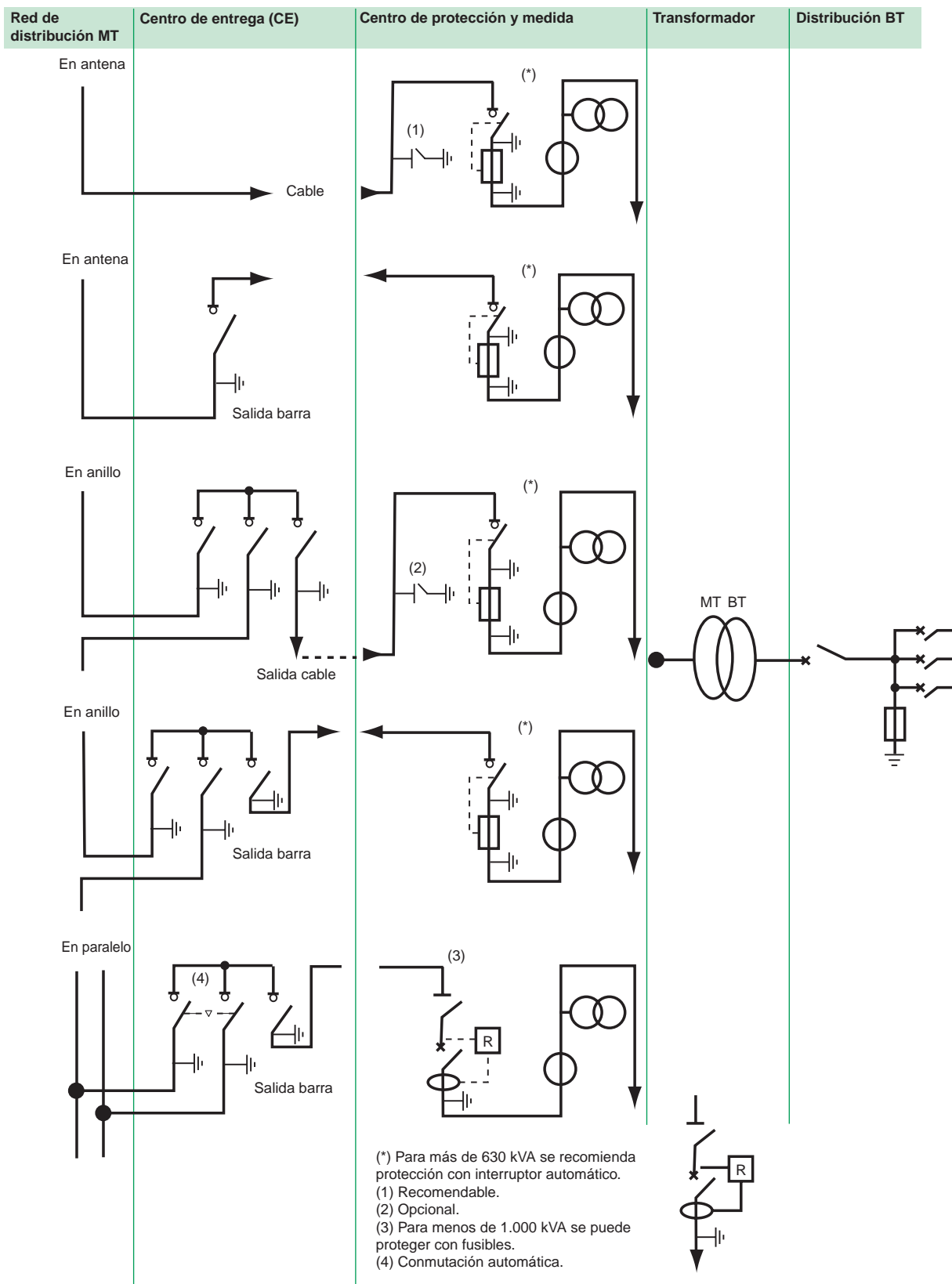


Fig. B29: Subestación de cliente con medida de AT.

5 Centros de transformación MT/BT de cliente con medida en MT

■ Control:

Un regulador de tensión que controla un alternador se utiliza generalmente para responder a una reducción de tensión en los terminales, aumentando automáticamente la corriente de excitación del alternador hasta que la tensión vuelva a ser normal. Cuando se pretende que el alternador funcione en paralelo con un regulador automático de tensión (AVR-automatic voltage regulator) debe conmutarse a "funcionamiento en paralelo", con lo que el circuito de control AVR se modifica ligeramente (compuesto) para compartir de forma satisfactoria los kvars con las demás máquinas en paralelo.

Cuando varios alternadores funcionan en paralelo con control AVR, un aumento de la corriente de excitación de uno de ellos (por ejemplo, realizada manualmente después de cambiar su AVR al control manual) prácticamente no tiene efecto en el nivel de tensión. De hecho, el alternador en cuestión simplemente funciona con un factor de potencia más bajo que antes (más kVA y, por lo tanto, más corriente). El factor de potencia de todas las demás máquinas mejora automáticamente, de forma que se cumplen los requisitos del factor de potencia.

Generador con funcionamiento en paralelo con la red de alimentación de la instalación en MT

Para conectar un grupo de generador a la red, se necesita normalmente el acuerdo de la compañía suministradora, la cual debe aprobar los equipos y protecciones de la instalación.

Las notas siguientes indican algunas consideraciones básicas que deben tenerse en cuenta para la protección y el control.

■ Protección:

Para estudiar la conexión del conjunto del generador, la instalación de alimentación necesita algunos de los siguientes datos:

- Potencia inyectada en la red.
- Modo de conexión.
- Corriente de cortocircuito del conjunto del generador.
- Tensión de desequilibrio del generador.
- Etc.

En función del modo de conexión, se necesita una función de protección de acoplamiento:

- Protección contra sobretensiones y defectos de tensión.
- Protección contra mínima y máxima frecuencia.
- Protección con la sobretensión de secuencia cero.
- Tiempo máximo de acoplamiento (para acoplamiento provisional).
- Alimentación real inversa.
- Protección de sincronismo.

Por razones de seguridad, el aparato utilizado para el desacoplamiento también debe suministrarse con las características de un seccionador (es decir, aislamiento total de todos los conductores activos entre el conjunto del generador y la red de alimentación).

■ Control:

Un generador del centro de un consumidor funciona en paralelo con la red de distribución MT; suponemos que la tensión de la red de distribución MT se reduce por motivos de funcionamiento (las redes MT pueden funcionar en un nivel del $\pm 5\%$ de la tensión nominal o incluso más, cuando el flujo de carga así lo requiera), un AVR ajustado para mantener la tensión entre el $\pm 3\%$ (por ejemplo) intentará inmediatamente aumentar la tensión aumentando la corriente de excitación del alternador.

En lugar de aumentar la tensión, el alternador simplemente funcionará con un factor de potencia menor que antes, aumentando así su corriente de salida y continuará haciéndolo hasta que se dispare, si es el caso, un relé de protección contra la sobreintensidad. Se trata de un problema muy común que se soluciona normalmente estableciendo un interruptor de control de "factor de potencia constante" en la unidad AVR.

Al realizar esta selección, el AVR ajusta automáticamente la corriente de excitación para adaptarse a la tensión existente en el sistema de alimentación, manteniendo constante al mismo tiempo el factor de potencia del alternador en el valor predefinido (seleccionado en la unidad de control AVR).

En caso de que el alternador se desacople de la red, el AVR debe cambiarse de nuevo automáticamente (rápidamente) al control de "tensión constante".

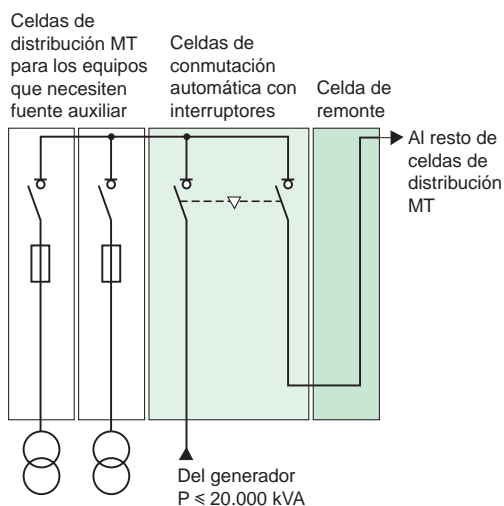


Fig. B30: Sección del esquema de distribución MT en conmutación automática.

5.3 Funcionamiento en paralelo de transformadores

La necesidad de contar con el funcionamiento de dos o más transformadores en paralelo surge a menudo debido a los siguientes factores:

- Crecimiento de la carga que supera la capacidad del transformador existente.
- La falta de espacio (altura) para un transformador grande.
- Una medida de seguridad (la probabilidad de que dos transformadores fallen al mismo tiempo es muy pequeña).
- La adopción de un tamaño estándar de transformador en una instalación.

Debido a la exigencia de continuidad de servicio (hospitales, aeropuertos, fábricas de proceso continuo...), casi siempre queda justificada una inversión suplementaria que, por otro lado, es relativamente modesta.

Potencia total aparente en kVA

Si se utilizan varios transformadores montados en paralelo, la potencia total disponible es igual a la suma de las potencias de los aparatos de igual potencia, siempre que se cumplan las condiciones de acoplamiento.

Si las potencias son distintas, la potencia total disponible es ligeramente inferior (un 10% como máximo) a la suma de las potencias de los aparatos acoplados, siempre que se cumplan las condiciones de acoplamiento. Sin embargo, la potencia del transformador más grande no debe superar dos veces la del más pequeño.

Condiciones de acoplamiento

La corriente que se establece entre los transformadores acoplados en paralelo no deberá perturbar anormalmente la repartición de cargas, para ello deberán cumplirse las siguientes condiciones:

- La potencia del transformador más grande no sobrepasará el doble la del más pequeño.
- Los dos transformadores deberán ser alimentados por la misma red.
- Los acoplamientos deben ser idénticos o compatibles (el mismo índice horario o índice compatible).
- Las tensiones de cortocircuito deben ser idénticas (o con diferencias máx. del 10%).
- La diferencia entre las tensiones obtenidas en el secundario de los distintos transformadores acoplados, entre las fases correspondientes, o entre dichas fases y el neutro, no serán superiores al 0,5%.
- Los interruptores deberán tener las mismas posiciones de reglaje de tensiones.
- Se intentará conseguir, entre los bornes de BT de los distintos transformadores y el cuadro BT de acoplamiento (común a ambos) conexiones (cables) de igual longitud y de iguales características.

Por estos distintos motivos, es muy importante que exista una perfecta compatibilidad entre los transformadores montados en paralelo. A la hora de realizar un pedido de un transformador que debe funcionar en paralelo con otro existente se deberán proporcionar todas las especificaciones necesarias sobre las condiciones de uso con el fin de optimizar el rendimiento de la unidad de transformación y evitar calentamientos anormales, pérdidas inútiles en los bobinados, etc.

Disposiciones comunes del devanado

Tal y como se describe en el subapartado 4.3 la relación entre los bobinados primario, secundario y terciario (si existe) dependen de los siguientes factores:

- Tipo de bobinados (Δ , estrella, zigzag).
- Conexión de las fases de los bobinados.

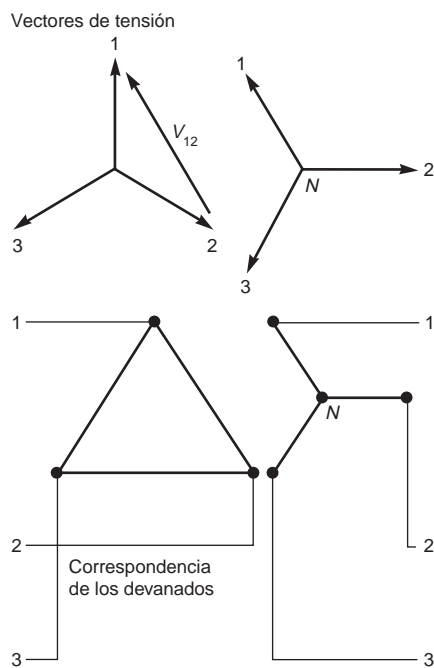
En función de los extremos del bobinado que formen el punto neutro de la estrella (por ejemplo), un bobinado en estrella generará tensiones desplazadas de 180° respecto a las producidas si los extremos opuestos se unen para formar el neutro de la estrella. Se producen cambios similares de 180° en las dos posibles formas de conectar bobinas fase a fase para formar devanados en estrella, mientras que se pueden realizar cuatro combinaciones diferentes de conexiones en zigzag.

- El desfase (índice horario) de las tensiones de fase secundarias respecto a las tensiones de fase primarias.

Como se ha indicado anteriormente, este desplazamiento (si no es cero) siempre será múltiplo de 30° y dependerá de los dos factores mencionados arriba, esto es, el tipo de bobinados y la conexión (es decir, la polaridad) de las fases de los bobinados.

Con diferencia, el tipo más común de configuración de bobinado de un transformador MT/BT es la conexión Dyn 11 (ver la [Figura B31](#) en la página siguiente).

5 Centros de transformación MT/BT de cliente con medida en MT



V_{12} en el devanado principal genera V_{1N} en el devanado secundario y así sucesivamente

Fig. B31: Desfase entre primario y secundario (índice horario) en un transformador Dyn 11.

Condiciones de instalación de los centros de transformación

Los centros de transformación MT/BT deben cumplir con el Reglamento de Alta Tensión (RAT) y las instrucciones técnicas complementarias (ITC).

En la ITC - 02 se recogen todas las normas de obligado cumplimiento (UNE y UNE-EN) que afectan a los diferentes equipos que pueden instalarse en un centro de transformación. Estas normas están en continua revisión.

6.1 Diferentes tipos de instalaciones

El RAT distingue entre las instalaciones de interior y las de exterior, habiendo 2 ITC diferentes para cada una de estas instalaciones:

- ITC-14: instalaciones eléctricas de interior.
- ITC 15: instalaciones eléctricas de exterior.

Hemos citado antes que los centros de transformación pueden estar ubicados en:

- Locales de edificios.
- Edificios prefabricados de superficie de maniobra interior.
- Edificios prefabricados de maniobra exterior (centros compactos - ver subapartado 4.4).
- Edificios prefabricados subterráneos.

Todas estas instalaciones se consideran de interior.

Los centros de transformación que se instalan en un poste (transformador en poste) son considerados como instalaciones de exterior.

Para los centros prefabricados (con envoltente de hormigón) la norma UNE-EN 61330 de obligado cumplimiento es una referencia básica que describe las condiciones de servicio, características asignadas, requisitos estructurales y métodos de ensayo (ventilación...) de los centros de transformación hasta 52 kV prefabricados (con envoltente metálica o de hormigón) para ser maniobrados desde el interior o desde el exterior.

6.2 Subestación interior

Diseño

En la **Figura B32** se muestra una distribución de equipos típica para un centro de transformación de distribución pública.

Observación: la utilización de un transformador tipo seco encapsulado en resina no necesita foso de recogida de aceite y protección contra incendios. No obstante, sí se necesita limpieza periódica.

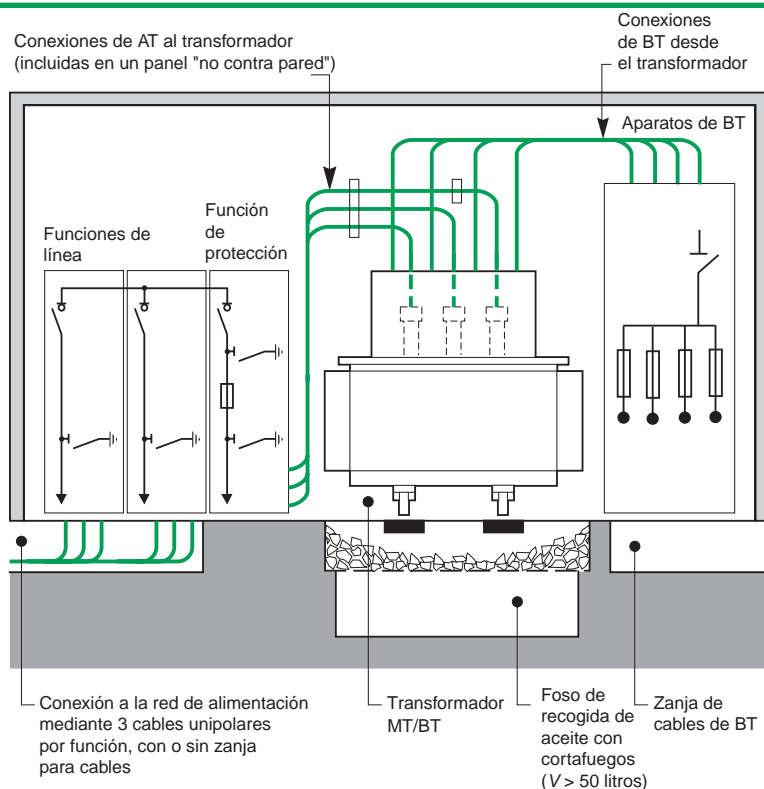


Fig. B32: Disposición típica de equipos en un centros de transformación MT/BT de distribución pública.

6 Condiciones de instalación de los centros de transformación

Interconexión de equipos

De media tensión:

- Las conexiones de los cables de acometida de la red de distribución MT a la cual se conecta el centro son responsabilidad de la instalación.
- Las conexiones entre las celdas MT y los transformadores pueden realizarse:
 - Mediante barras cortas de cobre cuando el transformador se ubica en una celda que forme parte del cuadro de distribución MT.
 - Mediante cables unipolares apantallados con aislamiento sintético y con la publicidad de utilización de terminales de tipo enchufable en el transformador.

De baja tensión:

- Las conexiones entre los terminales de BT del transformador y el aparato de BT pueden ser:
 - Cables unipolares (varios cables por fase).
 - Canalización prefabricada.

Redes de tierra

Como se ha comentado en el subapartado 1.1, todo centro de transformación debe tener una (protección) o dos redes (protección y neutro del transformador) de tierras en función de si el neutro del transformador se conecta al sistema de tierras de protección o a un sistema independiente de tierras.

En la ITC-13 del RAT se describen las instalaciones de puesta a tierra en general y para los centros prefabricados es mejor seguir la norma UNE-EN 61330 (subapartado 5.1) de obligado cumplimiento.

En concreto, para los centros prefabricados (según UNE-EN 61330), los elementos que se han de conectar obligatoriamente a la red de tierras de protección son:

- La envolvente del edificio (si es metálica).
- La envolvente de las celdas (si es metálica).
- La cuba de los transformadores de aceite o silicota o el bastidor de los transformadores secos.
- Las pantallas metálicas de los cables MT.
- La envolvente (si es metálica) de los cuadros BT.
- La conexión a tierra de los circuitos auxiliares en BT.

Las puertas y rejillas no tienen que estar conectadas a tierra. Si la envolvente no es metálica, es opcional conectarlas y va a depender de las especificaciones de cada zona en función de la compañía distribuidora y la legislación de la comunidad autónoma correspondiente.

Las redes de tierra tienen una instalación en el interior del centro (red de tierras interior) y otra exterior (red mallada y electrodos de tierra en el exterior del centro) interconectadas. Normalmente distinguimos 2 redes de tierra interior:

- Tierra de Protección o de Herrajes que se realiza normalmente con cable 50 mm² Cu desnudo conectado a todas las masas metálicas que no están en tensión y puede terminar en una caja de seccionamiento (IP545) para conectar esta red interior con la red exterior de protección.
- Tierra de Neutro: circuito independiente con cable 50 mm² Cu aislado que conecta el neutro del transformador con el sistema de tierras exterior de neutro (si esta red de tierras es independiente de la de protección). Esta conexión se puede realizar a través de una caja de seccionamiento (IP545).

Las cajas de seccionamiento permiten comprobar la continuidad del sistema de tierras interior. No siempre se instalan. En centros de distribución pública su instalación depende de las especificaciones de la compañía distribuidora propietaria del centro.

Ventilación en centros de transformación

En los centros que se instalan en un local hay que realizar cálculos para diseñar la ventilación más apropiada del transformador (ver subapartado 4.3), en función de una serie de parámetros (pérdidas del transformador, etc).

Los aspectos reglamentarios a tener en cuenta son (ITC-14 - subapartado 3.3):

- Para conseguir una buena ventilación en las celdas, locales de los transformadores, etc., con el fin de evitar calentamientos excesivos, se dispondrán entradas de aire adecuadas por la parte inferior y salidas situadas en la parte superior, en el caso en que se emplee ventilación natural. La ventilación podrá ser forzada, en cuyo caso la disposición de los conductos será la más conveniente según el diseño de la instalación eléctrica, y dispondrán de dispositivos de parada automática para su actuación en caso de incendio.
- Los huecos destinados a la ventilación deben estar protegidos de forma tal que impidan el paso de pequeños animales, cuando su presencia pueda ser causa de averías o accidentes y estarán dispuestos o protegidos de forma que en el caso de ser directamente accesibles desde el exterior, no puedan dar lugar a contactos inadvertidos al introducir por ellos objetos metálicos. Deberán tener la forma adecuada o disponer de las protecciones precisas para impedir la entrada del agua.

■ En los centros de transformación situados en edificios no de uso exclusivo para instalaciones eléctricas, el conducto de ventilación tendrá su boca de salida, de forma que el aire expulsado no moleste a los demás usuarios del edificio, empleando, si fuera preciso, ventilación forzada.

Para los centros prefabricados (de superficie o subterráneos, maniobra exterior o interior) la norma de referencia es la UNE-EN 61330. En esta norma se describe un ensayo de ventilación que clasifica a las envolventes según una "clase asignada de la envolvente". En este ensayo se analiza la diferencia de temperatura de los devanados y el líquido aislante (caso de transformador de aceite o silicota) o la temperatura de los devanados (caso de transformador seco) en dos situaciones:

- Transformador fuera de la envolvente.
- Transformador dentro de la envolvente.

Las posibles "clases asignadas para envolventes":

- Clase 10: la diferencia de temperaturas es menor que 10 K.
- Clase 20: la diferencia de temperaturas es mayor que 10 K e inferior a 20 K.
- Clase 30: la diferencia de temperaturas es mayor que 20 K e inferior a 30 K.

La clase asignada de la envolvente se usa para calcular el factor de carga del transformador para que no exceda los límites de temperatura dados en las normas de obligado cumplimiento. En el anexo D de la norma aparecen unas curvas (diferentes para transformadores con aislamiento líquido o seco, ver Figuras B33a y B33b) en las que en función de:

- Temperatura ambiente (°C).
- Clase asignada.

obtenemos el índice de carga máximo del transformador.

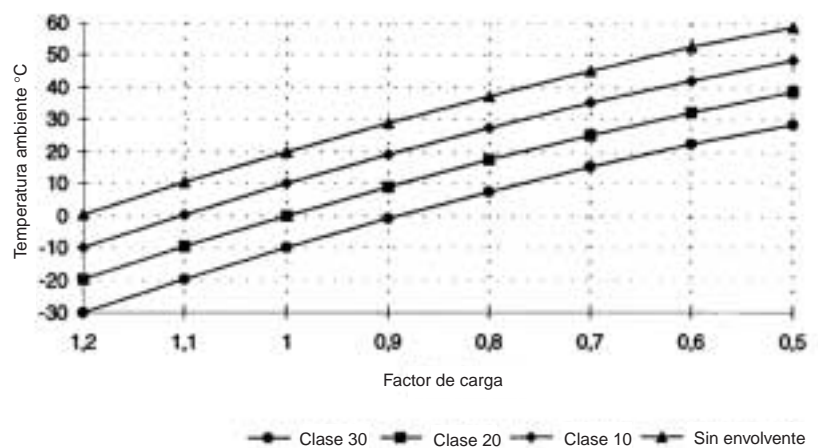


Fig. B33a: Curvas para transformadores con aislamiento líquido.

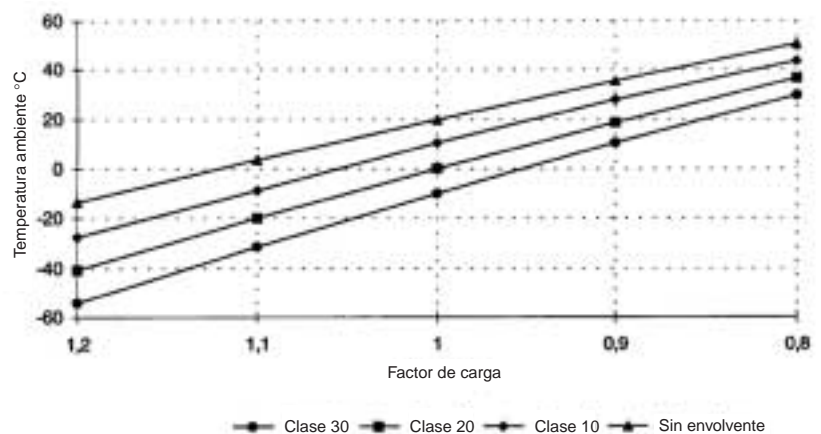


Fig. B33b: Curvas para transformadores con aislamiento seco.

6 Condiciones de instalación de los centros de transformación

Protección contra incendios

Este punto ya se ha comentado en el subapartado 4.3 (transformadores MT/BT) de esta guía. No hay que olvidar los aspectos reglamentarios del RAT (ITC 14 - subapartado 4.1): Para la determinación de las protecciones contra incendios a que puedan dar lugar las instalaciones eléctricas se tendrá en cuenta la posibilidad de propagación del incendio a otras partes de la instalación y al exterior de la instalación (daño a terceros), la presencia o ausencia de personal de servicio permanente en la instalación, la naturaleza y resistencia al fuego de la estructura soporte del edificio y de sus cubiertas y la disponibilidad de medios públicos de lucha contra incendios. Medidas que deben ser tomadas:

- Instalación de dispositivos de recogida de aceite en fosos colectores. Si se utilizan transformadores que contengan más de 50 litros de aceite mineral, se dispondrá de un foso de recogida de aceite con revestimiento resistente y estanco, teniendo en cuenta en su diseño y dimensionado el volumen de aceite que pueda recibir. En dicho depósito o cubeta se dispondrán cortafuegos tales como: lechos de guijarros, sifones en el caso de instalaciones con colector único, etc. Cuando se utilicen pozos centralizados de recogida de aceite es recomendable que dichos pozos sean exteriores a las celdas.
- Cuando se utilicen dieléctricos líquidos con temperaturas de combustión superiores a 300 °C (ej.: silicota), se dispondrá un sistema de recogida de posibles derrames, que impida su salida al exterior.
- Sistemas de extinción de incendios fijos: En aquellas instalaciones con transformadores o aparatos cuyo dieléctrico sea inflamable o combustible de punto de inflamación inferior a 300 °C con un volumen unitario superior a 600 litros o que en conjunto sobrepasen los 2.400 litros, deberá disponerse un sistema fijo de extinción automático adecuado para este tipo de instalaciones. Si se trata de instalaciones en edificios de pública concurrencia con acceso desde el interior de los mismos, se reducirán estos volúmenes a 400 litros y 1.600 litros, respectivamente.
- Sistemas de extinción con extintores móviles: Se colocará como mínimo un extintor de eficacia 89 B en aquellas instalaciones en las que no sea obligatoria la disposición de un sistema fijo. Si existe un personal itinerante de mantenimiento con la misión de vigilancia y control de varias instalaciones que no dispongan de personal fijo, este personal itinerante deberá llevar, como mínimo, en sus vehículos dos extintores de eficacia 89 B, no siendo preciso en este caso la existencia de extintores en los recintos que estén bajo su vigilancia y control.

Pasillos de servicio

Según ITC-14 (subapartado 5.1.1), la anchura de los pasillos de servicio tiene que ser suficiente para permitir la fácil maniobra e inspección de las instalaciones, así como el libre movimiento por los mismos de las personas y el transporte de los aparatos en las operaciones de montaje o revisión de los mismos.

Esta anchura no debe ser inferior a la que a continuación se indica según los casos:

- Pasillos de maniobra con elementos en tensión a un solo lado 1,0 m.
- Pasillos de maniobra con elementos en tensión a ambos lados 1,2 m.
- Pasillos de inspección con elementos en tensión a un solo lado 0,8 m.
- Pasillos de inspección con elementos en tensión a ambos lados 1,0 m.

Los anteriores valores deberán ser totalmente libres de obstáculos:

- Medidos entre las partes salientes que pudieran existir, tales como mandos de aparatos, barandillas, etc.
- En altura, hasta 230 cm.

Malla de separación de transformador

Para evitar contactos accidentales con las bornas del transformador o embarrados (caso de transformador seco sin envolvente) el RAT especifica que hay que colocar una malla de protección que debe cumplir las distancias que se indican en el RAT:

- Distancia del transformador a la malla: 30 cm ($U_n = 20$ kV) o 37 cm ($U_n = 30$ kV).
- El borde inferior debe estar a una altura máxima sobre el suelo de 40 cm.
- El borde superior debe estar a una altura mínima de 180 cm.

Por otro lado, si en el centro de transformación hay varios transformadores de aceite u otro líquido inflamable con capacidad superior a 50 litros y se van a instalar uno al lado del otro, se deberán establecer tabiques de separación entre ellos.

Iluminación de la subestación

La alimentación de los circuitos de iluminación se puede obtener de un punto aguas arriba o abajo del cuadro de BT de entrada. En cualquier caso, debe facilitarse la protección de sobreintensidad adecuada. Se recomienda disponer de un circuito o circuitos separados para la iluminación de emergencia.

Los interruptores para la iluminación se sitúan normalmente inmediatamente al lado de las entradas.



Fig. B34: Centro de transformación en prefabricado con maniobra interior.



Fig. B35: Centro en prefabricado con maniobra exterior.



Fig. B36: Subestación de exterior.

Los empalmes de luz se disponen de forma que:

- Las palancas de funcionamiento de los aparatos y sus indicadores de posición estén iluminados de forma adecuada.
- Todas las placas de características y de instrucciones, etc. se puedan leer fácilmente.

Elementos de seguridad

Los elementos de seguridad más habituales que se encuentran en un centro de transformación MT/BT son:

- Banqueta o alfombra aislante.
- Cartel primeros auxilios.
- Cartel de las cinco reglas de oro.
- Bandeja portadocumentos.
- Extintor de eficacia 89B. No es necesario si existe personal itinerante de mantenimiento (MIE-RAT 14, subapartado 4.1), por lo que en los centros de distribución pública (pertenecientes a una compañía de distribución eléctrica con personal itinerante que lleva ya sus extintores en su equipo) no hacen falta.
- Guantes aislantes.

6.3 Centros de transformación MT/BT de exterior

Centros de exterior sin envolvente (ver la Figura B36)

Estos tipos de centros son habituales en algunos países, en función de la resistencia al entorno del equipo.

Incluyen una zona vallada en la que están instalados tres o más zócalos de hormigón:

- Para la apartamenta MT.
- Para uno o varios transformadores.
- Para uno o varios cuadros BT.

Centros de transformación en poste

Campo de aplicación

Estos centros se utilizan principalmente para suministrar energía a los consumidores rurales aislados desde una línea aérea de distribución MT.

Composición

En este tipo de centro, a menudo la protección del transformador MT/BT se realiza mediante fusibles.

No obstante, se instalan autoválvulas (pararrayos) para proteger el transformador y a los consumidores, tal y como se muestra en la Figura B37 de la página siguiente.

Disposición general del equipo

Como se ha indicado anteriormente, la ubicación del centro debe ser tal que permita un acceso fácil, no sólo al personal sino también para manipular el equipo (elevación del transformador, por ejemplo) y a los vehículos pesados.

6 Condiciones de instalación de los centros de transformación

B46

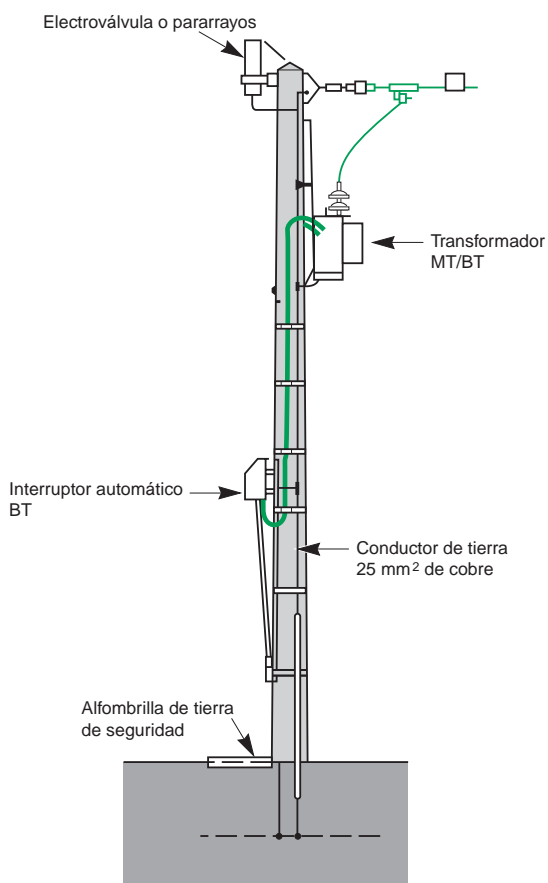


Fig. B37: Centro de transformación MT/BT montado en poste.