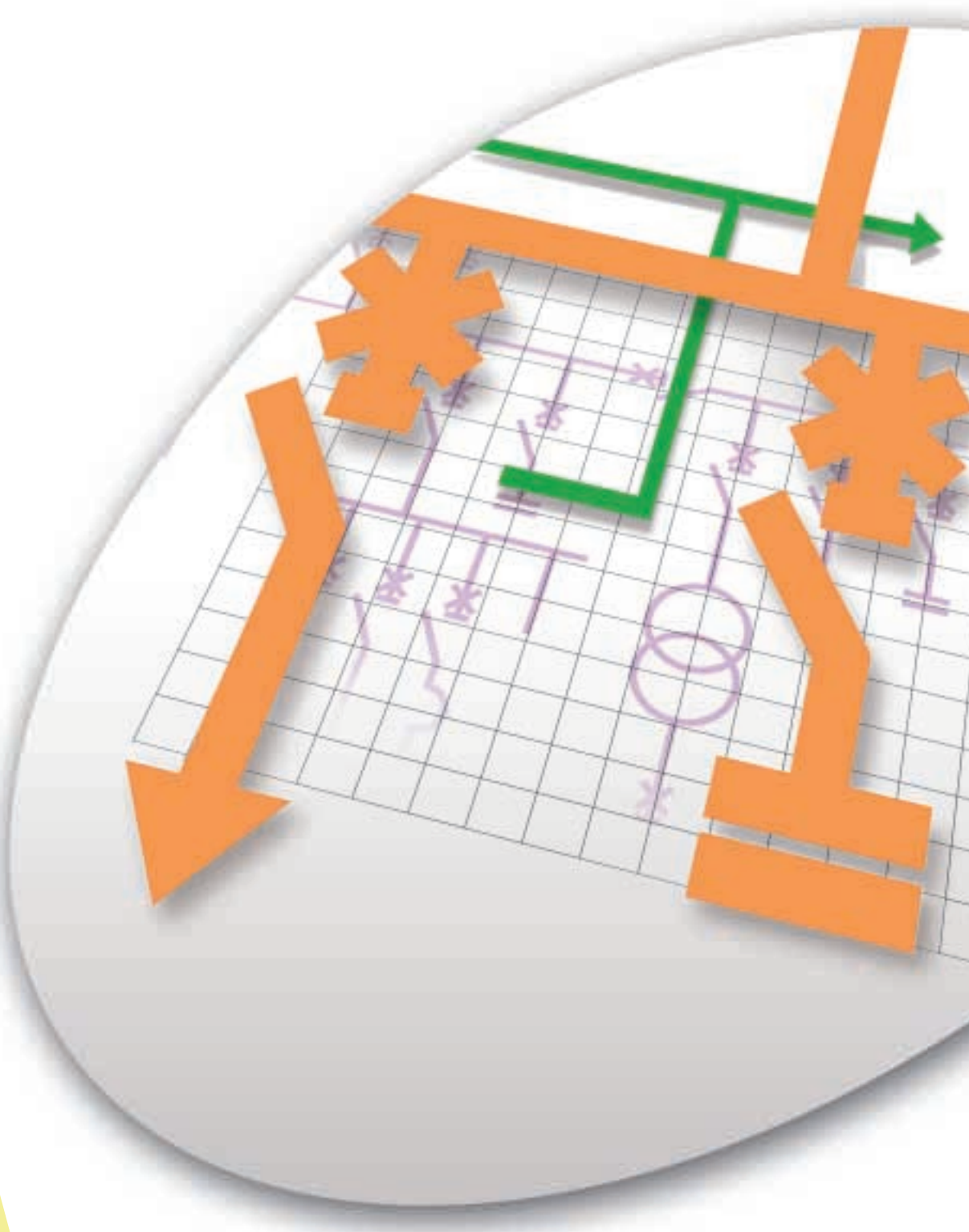
www.elsolucionario.org

Guía de diseño de instalaciones eléctricas

Según normas internacionales IEC



Merlin Gerin

una marca de

Schneider Electric

clientes satisfechos nuestra prioridad nº 1

Guía de diseño
de instalaciones eléctricas

© **Schneider Electric España, S.A.**

Bac de Roda, 52, edificio A
08019 Barcelona
Tel.: 93 484 31 00
Fax: 93 484 33 07
http://www.schneiderelectric.es

Segunda edición: febrero de 2008

Impreso en España - Printed in Spain

Depósito legal: B. ??.???- 2008

ISBN 84-609-8658-6

Preimpresión e impresión: Tecfoto, S.L. Ciutat de Granada, 55. 08005 Barcelona.

Reservados todos los derechos. El contenido de esta obra está protegido por la Ley. Queda prohibida la reproducción, total o parcial, su distribución pública, en todo o en parte, o su transformación, interpretación o ejecución artística fijada en cualquier tipo de soporte o comunicada a través de cualquier medio, sin la preceptiva autorización, por escrito, del editor.

www.elsolucionario.org

Esta guía se ha escrito para profesionales de la electricidad que tengan que diseñar, desarrollar, inspeccionar o mantener instalaciones eléctricas según las normas internacionales de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC).
"¿Qué solución técnica garantizará que se cumplen todas las normas de seguridad relevantes?" Dar respuesta a esta pregunta ha sido una pauta permanente en la elaboración de este documento.

Una norma internacional como IEC 60364 "Instalaciones eléctricas en edificios" especifica exhaustivamente las normas que hay que cumplir para garantizar la seguridad y las características de funcionamiento previstas para todos los tipos de instalaciones eléctricas. Como la norma debe ser exhaustiva, y debe poderse aplicar a todos los tipos de productos y las soluciones técnicas en uso en todo el mundo, el texto de las normas de la IEC es complejo, y no está redactado en orden para poder aplicarlo al instante. Por lo tanto, la norma no se puede considerar como un manual de trabajo, sino únicamente como un documento de referencia.

El objetivo de la presente guía es ofrecer una explicación clara, práctica y paso a paso del estudio completo de una instalación eléctrica, según IEC 60364 y otras normas relevantes de la Comisión Electrotécnica Internacional. El primer capítulo (B) presenta la metodología que ha de utilizarse, y cada capítulo trata uno de los ocho pasos del estudio. Los dos últimos capítulos están dedicados a fuentes de alimentación, cargas e instalaciones especiales y el apéndice ofrece información adicional sobre compatibilidad electromagnética.

Esperamos que usted, como usuario, encuentre de utilidad esta guía.

Schneider Electric, S.A.

La Guía de diseño de instalaciones eléctricas trata en un único documento las técnicas, los reglamentos y las normas relativas a las instalaciones eléctricas. Está dirigida a los profesionales de la electricidad en empresas, oficinas técnicas, organismos de inspección, etc.

Las tareas de reparación de los equipos eléctricos deben ser realizadas por personal de mantenimiento eléctrico cualificado, y este documento no debe interpretarse como instrucciones suficientes para los que no están cualificados para utilizar, reparar o mantener el equipo tratado. Aunque se ha tenido el cuidado razonable para ofrecer información precisa y fidedigna en este documento, Schneider Electric no asume ninguna responsabilidad por las consecuencias que se produzcan del uso de este material.

Agradecemos a numerosas personas y organizaciones su contribución a la preparación de esta guía.

Presentación

Por lo general, se entiende que un equipo eléctrico ofrecerá el mejor rendimiento (en lo que respecta a seguridad, funcionamiento y duración) cuando está instalado adecuadamente, lo cual incluye una buena coordinación.

La tarea del Comité Técnico 64 de la IEC (Comisión Electrotécnica Internacional) es desarrollar y mantener actualizados los requisitos de las instalaciones eléctricas. Delegados de muchos comités nacionales trabajan en TC 64, desde fabricantes, laboratorios, organismos de verificación, instaladores y empresas de suministro eléctrico...
… por lo que la norma IEC 60364 se considera el documento definitivo en el que se basa el diseño y la implementación de una instalación eléctrica.

Además, el entorno eléctrico es cada vez más complejo, especialmente debido a las influencias electromagnéticas y otros tipos de perturbaciones, y el funcionamiento continuo de todos los equipos que reciben la alimentación de la instalación eléctrica se ha convertido en un requisito fundamental.
Por consiguiente, los diseñadores, los instaladores y los consumidores necesitan una guía a la hora de seleccionar y de instalar el equipamiento eléctrico.
Teniendo en cuenta este aspecto, Schneider Electric ha desarrollado esta Guía de diseño de instalaciones eléctricas. La han preparado ingenieros de Schneider Electric con amplia experiencia en tecnología de instalaciones eléctricas que poseen conocimientos excelentes sobre los problemas y los requisitos de los consumidores, y de la norma IEC 60364 y otras normas de la IEC relevantes.
Por último, y no por ello menos importante, esta guía ha adoptado la norma IEC 60364 como base, por lo que facilita y favorece el comercio internacional.

Como presidente del TC 64, es un gran placer y un gran honor presentar esta guía. Estoy seguro de que resultará de gran utilidad en la implementación de las disposiciones de la norma 60364
y en la resolución de dudas y problemas de los consumidores.

Roland Talon, Presidente TC 64 - Comisión Electrotécnica Internacional.



www.elsolucionario.org

Diseño general - Normativas - Potencia instalada A

Conexión a la red de distribución de AT B

Conexión a la red de distribución pública de BT C

Guía de elección de arquitecturas MT y BT D

Distribución en instalaciones de BT E

Protección contra descargas eléctricas F

La protección de los circuitos G

La aparamenta de BT H

Protección contra las sobretensiones J

Eficiencia energética en la distribución eléctrica K

Mejora del factor de potencia y filtrado de armónicos L

Detección y filtrado de armónicos M

Generadores y cargas específicas N

Instalaciones domésticas y similares e instalaciones de características especiales P

Directrices de la compatibilidad electromagnética (CEM) Ap

Contenido general

A — Diseño general - Normativa - Potencia instalada

1 Metodología	A2
2 Reglas y disposiciones legales	A4
3 Cargas eléctricas - Características	A10
4 Demanda de una instalación	A15
5 Supervisión y control del suministro	A21

B — Conexión a la red de distribución de AT

1 Alimentación en AT	B2
2 Procedimiento para el establecimiento de un nuevo centro de transformación	B14
3 Protección	B17
4 Centros de transformación MT/BT de distribución pública	B24
5 Centros de transformación MT/BT de cliente con medida en MT	B34
6 Condiciones de instalación de los centros de transformación	B41

C — Conexión a la red de distribución pública de BT

1 Redes de distribución pública de BT	C2
2 Tarifas y medición	C17

D — Guía de elección de arquitecturas MT y BT

1 Aspectos importantes para el usuario	D3
2 Proceso de diseño de arquitectura simplificado	D4
3 Características de la instalación eléctrica	D7
4 Características tecnológicas	D11
5 Criterios de evaluación de arquitectura	D13
6 Elección de fundamentos de arquitectura	D15
7 Elección de detalles de arquitectura	D19
8 Elección de equipos	D25
9 Recomendaciones para la optimización de la arquitectura	D26
10 Glosario	D29
11 Software ID-Spec	D30
12 Ejemplo: instalación eléctrica en una imprenta	D31

E — Distribución en instalaciones de BT

1 Esquemas de distribución de BT	E2
2 Esquemas de conexión a tierra	E17
3 El sistema de instalación	E30
4 Influencias externas (IEC 60364-5-51)	E38

F — Protección contra descargas eléctricas

1 General	F2
2 Protección contra los contactos directos	F4
3 Protección contra los contactos indirectos	F6
4 Protección de materiales debido a defectos de aislamiento	F17
5 Implementación del esquema TT	F19
6 Implementación del esquema TN	F25
7 Implementación del esquema IT	F31
8 Dispositivos de corriente residual (DDR)	F38

www.elsolucionario.org

Contenido general

G — La protección de los circuitos

1 General	G2
2 Método práctico para determinar el tamaño mínimo permitido de sección para conductores de circuito	G7
3 Cálculo de la caída de tensión	G20
4 Corriente de cortocircuito	G24
5 Casos particulares de corriente de cortocircuito	G30
6 Conductor de conexión a tierra de protección (PE)	G37
7 Conductor neutro	G42
8 Ejemplo probado de cálculo de cables	G46

H — La aparamenta de BT

1 Funciones básicas de la aparamenta de BT	H2
2 La aparamenta	H5
3 Elección de la aparamenta	H10
4 Interruptores automáticos	H11

J — Protección contra las sobretensiones

Prólogo	J2
1 General	J3
2 Dispositivos de protección contra sobretensión	J7
3 Normas	J12
4 Elección de un dispositivo de protección	J15

K — Eficiencia energética en la distribución eléctrica

1 Introducción	K2
2 Eficiencia energética y electricidad	K3
3 Un proceso, varios participantes	K5
4 De la medición eléctrica a la información eléctrica	K10
5 Sistema de información y comunicación	K16

L — Mejora del factor de potencia y filtrado de armónicos

1 Energía reactiva y factor de potencia	L2
2 Por qué se debe mejorar el factor de potencia	L5
3 Cómo se mejora el factor de potencia	L7
4 Dónde se deben instalar los equipos de compensación	L10
5 Cómo se decide el nivel óptimo de compensación	L12
6 Compensación en bornes de un transformador	L15
7 Mejora del factor de potencia en motores asíncronos	L18
8 Ejemplo de una instalación antes y después de la compensación de la energía reactiva	L20
9 Efectos de los armónicos	L21
10 Instalación de baterías de condensadores	L24

Contenido general

M — **Detección y filtrado de armónicos**

1 El problema: ¿Por qué es necesario detectar y eliminar los armónicos?	M2
2 Normas	M3
3 General	M4
4 Principales efectos de los armónicos en las instalaciones	M6
5 Indicadores característicos y umbrales críticos de distorsión armónica	M11
6 Medida de los indicadores característicos	M14
7 Equipos de medida	M16
8 Soluciones para atenuar los armónicos	M17

N — **Generadores y cargas específicas**

1 Grupos electrógenos: protección e instalaciones BT	N2
2 Sistemas de alimentación ininterrumpida (SAI)	N11
3 Protección de transformadores de BT/BT	N24
4 Circuitos de iluminación	N27
5 Motores asíncronos	N42

P — **Instalaciones domésticas y similares e instalaciones de características especiales**

1 Instalaciones domésticas y similares	P2
2 Cuartos de baño y duchas	P10
3 Recomendaciones aplicables a instalaciones de características especiales	P12

Apéndice — **Directrices sobre compatibilidad electromagnética (CEM)**

1 Distribución eléctrica	Ap2
2 Principios y estructuras de la conexión a tierra	Ap3
3 Instalación	Ap5
4 Mecanismos de acoplamiento y contramedidas	Ap14
5 Recomendaciones de cableado	Ap20

Capítulo A
Diseño general - Normativa - Potencia instalada

Índice

1	**Metodología**	**A2**
2	**Reglas y disposiciones legales**	**A4**
	2.1 Definición de niveles de tensiones	A4
	2.2 Disposiciones legales	A5
	2.3 Normas	A5
	2.4 Calidad y seguridad de una instalación eléctrica	A6
	2.5 Prueba inicial de una instalación	A6
	2.6 Pruebas periódicas de comprobación de una instalación	A7
	2.7 Conformidad (con las normas y especificaciones) del equipo utilizado en la instalación	A7
	2.8 Medio ambiente	A8
3	**Cargas eléctricas - Características**	**A10**
	3.1 Motores de inducción	A10
	3.2 Aparatos de calefacción de tipo resistivo y lámparas incandescentes (convencionales o halógenas)	A12
	3.3 Lámparas fluorescentes, lámpara de descarga y equipo relacionado	A13
4	**Demanda de una instalación**	**A15**
	4.1 Potencia instalada (kW)	A15
	4.2 Potencia aparente instalada (kVA)	A15
	4.3 Estimación de la demanda máxima real de kVA	A16
	4.4 Ejemplo de aplicación de los factores k_u y k_s	A18
	4.5 Factor de diversidad	A18
	4.6 Selección de la potencia del transformador	A19
	4.7 Selección de fuentes de alimentación	A20
5	**Supervisión y control del suministro**	**A21**
	5.1 Principales beneficios del usuario	A21
	5.2 Del sistema de supervisión y control de la red al equipo eléctrico inteligente	A23
	5.3 Servicios estándar que posiblemente pueden proporcionar los equipos inteligentes comparados con otras soluciones	A25
	5.4 Términos técnicos en los sistemas de comunicación	A26
	5.5 Restricciones importantes a tener en cuenta para diseñar un equipo eléctrico inteligente o de comunicaciones	A27

www.elsolucionario.org

1 Metodología

Es preciso leer todos los capítulos en el orden en que se presentan para poder estudiar una instalación eléctrica con esta guía.

Listado de cargas de la instalación

A - Diseño general - Normativa - Potencia instalada

El estudio de una instalación eléctrica propuesta necesita una comprensión correcta de todas las reglas y normas que la rigen.

La demanda total de energía se puede calcular a partir de los datos relacionados con la ubicación y la intensidad de cada corriente junto con el conocimiento de los modos de funcionamiento (demanda en régimen nominal, condiciones de arranque, funcionamiento no simultáneo, etc.).

A partir de estos datos, se obtienen de modo inmediato la potencia necesaria de la fuente de alimentación y (en los casos apropiados) el número de fuentes necesarias para una potencia adecuada para la instalación.

También es necesario tener información sobre las estructuras de tarifas locales para elegir la mejor opción en cuanto a montaje de la conexión a la red de alimentación, por ejemplo: en alta o baja tensión.

Conexión a la red

Esta conexión se puede realizar en:

B - Conexión a la red de distribución de AT

- Media tensión.

Se tendrá que estudiar, construir y equipar un centro de transformación de abonado. Este centro de transformación puede ser una instalación interior o exterior según las normas y reglamentos correspondientes.

C - Conexión a la red de distribución pública de BT

- Baja tensión.

La instalación se conectará a la red local de suministro eléctrico y se medirá (necesariamente) según las tarifas de baja tensión.

Arquitectura de la distribución eléctrica

D - Guía de elección de arquitecturas MT y BT

La red de distribución de toda la instalación se estudia como un sistema completo.

E - Distribución en instalaciones de BT

Se definen el número y las características de las fuentes de alimentación de emergencia auxiliares.

La disposición de montaje de las tomas de tierra del neutro se selecciona según la normativa local, las restricciones relacionadas con la alimentación y el tipo de cargas.

El equipo de distribución (cuadros, interruptores, conexiones de circuitos...) se determina a partir de los planos de construcción y la ubicación y agrupación de las cargas.

El tipo de edificios y la asignación pueden influir en la inmunidad frente a las perturbaciones externas.

Protección contra descargas eléctricas

F - Protección contra descargas eléctricas

Una vez determinada previamente la conexión a tierra (TT, IT o TN), deben implementarse los dispositivos protectores apropiados para lograr una protección contra los riesgos de contacto directo o indirecto.

Circuitos e interruptores

G - La protección de los circuitos

Cada circuito se estudia en detalle. A partir de las corrientes nominales de las cargas, el nivel de la corriente de cortocircuito y el tipo de dispositivo protector, se puede determinar la sección de los cables conductores del circuito.

Antes de adoptar el tamaño del conductor indicado arriba, es necesario que se cumplan los siguientes requisitos:

- La caída de tensión cumple con la norma correspondiente.
- El arranque del motor es satisfactorio.
- Está asegurada la protección frente a las descargas eléctricas.

Se determina a continuación la corriente de cortocircuito y se comprueba la capacidad de resistencia térmica y electrodinámica del circuito.

Es posible que estos cálculos indiquen que es necesario usar un conductor de mayor sección que el que se seleccionó en un principio.

H - La aparamenta de BT

Los requisitos que necesita el interruptor determinarán su tipo y características.

Se examinará la utilización de técnicas de selectividad y limitación mediante el uso de fusibles e interruptores automáticos.

J - Protección contra las sobretensiones

Protección contra las sobretensiones

Las caídas de rayos directas o indirectas pueden dañar el equipo eléctrico a una distancia de varios kilómetros. Las sobretensiones de maniobra y las sobretensiones transitorias de frecuencia industrial también pueden producir las mismas consecuencias. Se examinan los defectos y se proponen las soluciones.

K - Eficiencia energética en la distribución eléctrica

Eficiencia energética

La implementación de dispositivos de medida junto a un sistema de comunicación adecuado dentro de la instalación eléctrica, puede generar grandes beneficios al usuario o propietario: reducción en el consumo energético, reducción en costos de energía y mejor uso del equipo eléctrico.

L - Mejora del factor de potencia y filtrado de armónicos

Energía reactiva

La corrección del factor de potencia en las instalaciones eléctricas se lleva a cabo de modo local o global o combinando ambos métodos.

M - Detección y filtrado de armónicos

Armónicos

Los armónicos de la red afectan a la calidad de la energía y forman parte del origen de muchas contaminaciones como sobrecargas, vibraciones, desgaste del equipo, problemas con equipos sensibles de redes de área local, redes telefónicas, etc. En este capítulo se trata de los orígenes y los efectos de armónicos, se explica cómo medirlos y se ofrecen soluciones.

M - Generadores y cargas específicas

Generadores y cargas específicas

Se estudian los elementos o los equipos específicos:

- Fuentes específicas como alternadores o inversores.
- Cargas específicas con características especiales, como motores de inducción, circuitos de iluminación o transformadores de BT/BT.
- Sistemas específicos como redes de corriente continua.

P - Instalaciones domésticas y similares e instalaciones de características especiales

Aplicaciones genéricas

Algunos edificios y ubicaciones están sujetos a una reglamentación especialmente estricta: el ejemplo más común son las viviendas familiares.

Software ECO*dial*

El software ECO*dial* (1) proporciona un paquete de diseño completo para las instalaciones de BT según las normas y recomendaciones de la IEC.

Están incluidas las características siguientes:

- Elaboración de esquemas eléctricos.
- Cálculo de corrientes de cortocircuito.
- Cálculo de caídas de tensión.
- Optimización de la sección de los cables.
- Especificaciones necesarias de la aparamenta.
- Selectividad entre los dispositivos de protección.
- Recomendaciones para esquemas de filiación.
- Verificación de la protección de personas.
- Impresión completa de los datos de diseño calculados.

(1) ECO*dial* es un producto de Merlin Gerin.

2 Reglas y disposiciones legales

Las instalaciones de baja tensión están regidas por numerosos textos legales y técnicos que se pueden clasificar del siguiente modo:
- Disposiciones legales (decretos, reglamentos, etc.).
- Código de práctica, disposiciones legales publicadas por instituciones profesionales, especificaciones de trabajo.
- Normas nacionales e internacionales para instalaciones.
- Normas nacionales e internacionales para productos.

2.1 Definición de niveles de tensiones

Disposiciones legales y recomendaciones de tensión IEC

Sistemas trifásicos de tres o cuatro hilos Tensión nominal (V)		Sistemas de fase únicas de tres hilos Tensión nominal (V)
50 Hz	60 Hz	60 Hz
–	120/208	120/240
–	240	–
230/400(1)	277/480	–
400/690(1)	480	–
–	347/600	–
1.000	600	–

(1) La tensión nominal de los sistemas existentes de 220/380 V y de 240/415 V pueden evolucionar hacia el valor recomendado de 230/400 V. El período de transición debería ser lo más corto posible y no exceder del año 2008. Durante este período, como primer paso, las autoridades de suministro de electricidad de los países que tengan sistemas de 220/380 V deberían establecer la tensión en 230/400 V +6 %, –10 % y los países que tengan sistemas de 240/415 V deberían establecer la tensión en el rango de 230/400 V +10 %, –6 %. Al final de este período de transición, se debería haber alcanzado la tolerancia de 230/400 V ±10 %, después de esto se considerará la reducción de este rango. Todas las consideraciones anteriores se aplican también al valor presente de 380/660 V con respecto al valor recomendado de 400/690 V.

Fig. A1: *Las tensiones están entre 100 V y 1000 V (IEC 60038 Edición 6.2 2002-07).*

Serie I Tensión máxima para el equipo (kV)	Tensión nominal del sistema (kV)		Serie II Tensión máxima para el equipo (kV)	Tensión nominal del sistema (kV)
3,6(1)	3,3(1)	3(1)	4,40(1)	4,16(1)
7,2(1)	6,6(1)	6(1)	–	–
12	11	10	–	–
–	–	–	13,2(2)	12,47(2)
–	–	–	13,97(2)	13,2(2)
–	–	–	14,52(1)	13,8(1)
(17,5)	–	(15)	–	–
24	22	20	–	–
–	–	–	26,4(2)	24,94(2)
36	33	25	–	–
–	–	–	36,5	34,5
40,5	–	35	–	–

Estos sistemas son generalmente trifásicos a no ser que se indique de otro modo. Los valores indicados son tensiones entre fases.
Los valores indicados entre paréntesis deben considerarse como valores no preferentes. Se recomienda que esos valores no se utilicen en sistemas nuevos que se construyan en el futuro.
Nota 1: Se recomienda que en cualquiera de los países la relación entre dos tensiones nominales adyacentes no debe ser inferior a 2.
Nota 2: En un sistema normal de Serie I, la tensión más alta y la más baja no difieren en más de aproximadamente ±10 % de la tensión nominal del sistema. En un sistema normal de Serie II, la tensión más alta y la más baja no difieren en más de aproximadamente ±5 % de la tensión nominal del sistema.
(1) Estos valores no deberían utilizarse para sistemas de distribución pública.
(2) Estos sistemas son generalmente de cuatro hilos.

Fig. A2: *Las tensiones estándar por encima de 1 kV y que no excedan de 36 kV (IEC 60038 Edición 6.2 2002-07).*

www.elsolucionario.org

2.2 Disposiciones legales

En la mayoría de los países las instalaciones eléctricas deberán cumplir diferentes disposiciones legales publicadas por las autoridades nacionales o por organismos privados reconocidos. Es primordial tener en cuenta estas restricciones locales antes de comenzar el diseño.

2.3 Normas

Esta guía está basada en las normas IEC pertinentes, en particular la IEC 60364.
La IEC 60364 ha sido establecida por parte de expertos médicos e ingenieros de todos los países del mundo con una experiencia equiparable en un nivel internacional. En la actualidad, los principios de seguridad de la IEC 60364 y la 60479-1 son los fundamentos de la mayoría de las disposiciones legales del mundo (consultar la tabla que aparece a continuación y la de la página siguiente).

IEC 60038	Tensiones normales
IEC 60076-2	Transformadores de potencia. Parte 2: Calentamiento
IEC 60076-3	Transformadores de potencia. Parte 3: Niveles de aislamiento, ensayos dieléctricos y distancias de aislamiento en el aire
IEC 60075-5	Transformadores de potencia. Parte 5: Aptitud para soportar cortocircuitos
IEC 60075-10	Transformadores de potencia. Parte 10: Determinación de los niveles de ruido
IEC 60146	Convertidores a semiconductores. Especificaciones comunes y convertidores conmutados por red
IEC 60255	Relés eléctricos
IEC 60265-1	Interruptores de alta tensión. Parte 1: Interruptores para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores a 52 kV
IEC 60269-1	Fusibles de baja tensión. Parte 1: Reglas generales
IEC 60269-2	Fusibles de baja tensión. Parte 2: Reglas suplementarias para los fusibles destinados a ser utilizados por personas autorizadas (fusibles para usos principalmente industriales)
IEC 60282-1	Fusibles de alta tensión. Parte 1: Fusibles limitadores de corriente
IEC 60287-1-1	Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 1: Ecuaciones de intensidad admisible (factor de carga 100%) y cálculo de pérdidas. Sección 1: Generalidades
IEC 60364	Instalaciones eléctricas en edificios
IEC 60364-1	Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 1: Definiciones, campo de aplicación y principios fundamentales
IEC 60364-4-41	Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 4: Protección para garantizar la seguridad. Capítulo 41: Protección contra los choques eléctricos
IEC 60364-4-42	Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 4: Protección para garantizar la seguridad. Capítulo 42: Protección contra los efectos térmicos
IEC 60364-4-43	Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 4: Protección para garantizar la seguridad. Capítulo 43: Protección contra las sobreintensidades
IEC 60364-4-44	Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 4: Protección para garantizar la seguridad. Capítulo 44: Protección contra las sobretensiones
IEC 60364-5-51	Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 5: Elección e instalación de materiales eléctricos. Capítulo 51: Reglas comunes
IEC 60364-5-52	Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 5: Elección e instalación de materiales eléctricos. Capítulo 52: Canalizaciones
IEC 60364-5-53	Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 5: Elección e instalación de materiales eléctricos. Capítulo 53: Aparamenta
IEC 60364-5-54	Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 5: Elección e instalación de los materiales eléctricos. Capítulo 54: Puesta a tierra y conductores de protección
IEC 60364-5-55	Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 5: Elección e instalación de materiales eléctricos. Capítulo 55: Otros materiales
IEC 60364-6-61	Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 6: Verificación. Capítulo 61: Verificación inicial
IEC 60364-7-701	Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 7: Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sección 701: Locales que contienen una bañera o ducha
IEC 60364-7-702	Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 7: Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sección 702: Piscinas y otros depósitos
IEC 60364-7-703	Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 7: Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sección 703: Locales que contienen radiadores para saunas
IEC 60364-7-704	Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 7: Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sección 704: Instalaciones en obras
IEC 60364-7-705	Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 7: Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sección 705: Instalaciones eléctricas en los establecimientos agrícolas y hortícolas
IEC 60364-7-706	Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 7: Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sección 706: Recintos conductores de dimensiones reducidas
IEC 60364-7-707	Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 7: Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sección 707: Puesta a tierra de las instalaciones con equipos de proceso de datos
IEC 60364-7-708	Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 7: Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sección 708: Instalaciones eléctricas en parques de caravanas y en caravanas
IEC 60364-7-709	Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 7: Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sección 709: Puertos deportivos y embarcaciones de recreo
IEC 60364-7-710	Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 7: Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sección 710: Locales de uso médico
IEC 60364-7-711	Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 7: Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sección 711: Exposiciones, espectáculos y stands
IEC 60364-7-712	Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 7: Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sección 712: Sistemas de alimentación de energía solar fotovoltaica
IEC 60364-7-713	Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 7: Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sección 713: Muebles
IEC 60364-7-714	Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 7: Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sección 714: Instalaciones de alumbrado exterior
IEC 60364-7-715	Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 7: Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sección 715: Instalaciones de alumbrado a muy baja tensión
IEC 60364-7-717	Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 7: Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sección 717: Unidades móviles o transportables
IEC 60364-7-740	Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 7: Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sección 740: Instalaciones eléctricas temporales para estructuras, atracciones y casetas de ferias, parque de atracciones y circos
IEC 60427	Ensayos sintéticos de interruptores automáticos para corriente alterna de alta tensión
IEC 60439-1	Conjuntos de aparamenta de baja tensión. Parte 1: Conjuntos de serie y conjuntos derivados de serie
IEC 60439-2	Conjuntos de aparamenta de baja tensión. Parte 2: Requisitos particulares para las canalizaciones prefabricadas
IEC 60439-3	Conjuntos de aparamenta de baja tensión. Parte 3: Requisitos particulares para los conjuntos de aparamenta de baja tensión destinados a estar instalados en lugares accesibles al personal no cualificado durante su utilización. Cuadros de distribución
IEC 60439-4	Conjuntos de aparamenta de baja tensión. Parte 4: Requisitos particulares para conjuntos para obras (CO)
IEC 60446	Principios fundamentales y de seguridad para la interfaz hombre-máquina, el marcado y la identificación. Identificación de conductores por colores o por números

(Continúa en la siguiente página)

IEC 60439-5	Conjuntos de aparamenta de baja tensión. Parte 5: Requisitos particulares para los conjuntos destinados a ser instalados al exterior en lugares públicos. Conjuntos de aparamenta para redes de distribución (CRD)
IEC 60479-1	Efectos de la corriente eléctrica en seres humanos y animales domésticos. Parte 1: Aspectos generales
IEC 60479-2	Efectos de la corriente eléctrica en seres humanos y animales domésticos. Parte 2: Aspectos especiales
IEC 60479-3	Efectos de la corriente eléctrica en seres humanos y animales domésticos. Parte 3: Efectos de la corriente que pasa a través del cuerpo de animales domésticos
IEC 60529	Grados de protección proporcionados por las envolventes (código IP)
IEC 60644	Especificaciones para los cartuchos fusibles de alta tensión destinados a circuitos con motores
IEC 60664	Coordinación de aislamiento de los equipos en las redes de baja tensión
IEC 60715	Dimensiones de la aparamenta de baja tensión. Montaje normalizado sobre carriles para soportes mecánicos de dispositivos eléctricos en instalaciones de aparamenta
IEC 60724	Límites de temperatura de cortocircuito en cables eléctricos de tensión asignada de 1 kV (Um = 1,2 kV) a 3 kV (Um = 3,6 kV)
IEC 60755	Requisitos generales para dispositivos de protección que funcionan con corriente residual
IEC 60787	Guía de aplicación para la selección de fusibles de alta tensión para el circuito del transformador
IEC 60831	Condensadores de potencia autorregenerables a instalar en paralelo en redes de corriente alterna de tensión nominal inferior o igual a 1000 V
IEC 60947-1	Aparamenta de baja tensión. Parte 1: Reglas generales
IEC 60947-2	Aparamenta de baja tensión. Parte 2: Interruptores automáticos
IEC 60947-3	Aparamenta de baja tensión. Parte 3: Interruptores, seccionadores, interruptores-seccionadores y combinados fusibles
IEC 60947-4-1	Aparamenta de baja tensión. Parte 4: Contactores y arrancadores de motor. Sección 1: Contactores y arrancadores electromecánicos
IEC 60947-6-1	Aparamenta de baja tensión. Parte 6: Materiales de funciones múltiples. Sección 1: Materiales de conexión de transferencia automática
IEC 61000	Compatibilidad electromagnética (CEM)
IEC 61440	Protección contra los choques eléctricos. Aspectos comunes a las instalaciones y a los equipos
IEC 61557-1	Seguridad eléctrica en redes de distribución de baja tensión de hasta 1.000 V en CA y 1.500 V en CC. Equipos para ensayo, medida o vigilancia de las medidas de protección. Parte 1: Requisitos generales
IEC 61557-8	Seguridad eléctrica en redes de distribución de baja tensión de hasta 1.000 V en CA y 1.500 V en CC. Equipos para ensayo, medida o vigilancia de las medidas de protección. Parte 8: Dispositivos de control de aislamiento para esquemas IT
IEC 61557-9	Seguridad eléctrica en redes de distribución de baja tensión de hasta 1.000 V en CA y 1.500 V en CC. Equipos para ensayo, medida o vigilancia de las medidas de protección. Parte 9: Dispositivos de localización de defectos de aislamiento en redes IT.
IEC 61558-2-6	Seguridad de los transformadores, unidades de alimentación y análogos. Parte 2-6: Requisitos particulares para los transformadores de seguridad para uso general.
IEC 62271-1	Especificaciones comunes de aparamenta de alta tensión y normas de aparamenta de control
IEC 62271-100	Aparamenta de alta tensión. Parte 100: Interruptores automáticos de corriente alterna para alta tensión
IEC 62271-102	Aparamenta de alta tensión. Parte 102: Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna
IEC 62271-105	Aparamenta de alta tensión. Parte 105: Combinados interruptor-fusibles de corriente alterna
IEC 62271-200	Aparamenta de alta tensión. Parte 200: Aparamenta bajo envolvente metálica de corriente alterna para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 52 kV
IEC 62271-202	Subestaciones prefabricadas de alta tensión/baja tensión *(Final)*

2.4 Calidad y seguridad de una instalación eléctrica

Si se respetan los procedimientos de control, sólo se asegurarán la seguridad y la calidad si:

- Al inicio se comprueba la conformidad de la instalación eléctrica con la normativa y las disposiciones legales vigentes.
- El equipo eléctrico cumple la normativa vigente.

Se respeta la comprobación periódica de la instalación recomendada por el fabricante del equipo.

2.5 Prueba inicial de una instalación

Antes de que se conecte una instalación a la red de suministro, deben realizarse pruebas antes de la puesta en marcha eléctrica así como inspecciones visuales por parte de la autoridad o de un agente asignado.

Las pruebas se realizan en conformidad con las disposiciones legales (gubernamentales o institucionales) que pueden presentar ligeros cambios de un país a otro. Los principios de tales disposiciones, sin embargo, son comunes y se basan en la observancia de estrictas reglas de seguridad en el diseño y en la realización de la instalación.

La IEC 60364-6-61 y las normas relacionadas que se incluyen en esta guía se basan en consensos internacionales para estas pruebas, con los que se pretenden cubrir todas las medidas de seguridad y las prácticas de instalación aprobadas que son necesarias normalmente para los edificios de viviendas, comerciales y (en su mayoría) industriales. Sin embargo, muchas industrias tienen regulaciones adicionales relacionadas con un producto concreto (petróleo, carbón, gas natural, etc.). Tales requisitos adicionales superan el alcance de esta guía.

Las pruebas eléctricas antes de la puesta en marcha y las comprobaciones mediante inspección visual para las instalaciones en edificios incluyen, normalmente, todas las siguientes:

- Pruebas de aislamiento de todos los conductores de cables o de hilos de la instalación fija y entre las fases y tierra.
- Pruebas de continuidad y de conductividad de los conductores de protección, equipotenciales y de conexión a tierra.
- Pruebas de resistencia de electrodos de tierra con respecto a tierra lejana.
- Verificación de la operación correcta de los enclavamientos, si procede.
- Número de tomas de salida que se permite por comprobación de circuito.

■ Comprobación de la sección de todos los conductores para su adecuación a los niveles de cortocircuito imperantes, teniendo en cuenta los dispositivos de protección, los materiales y las condiciones de instalación (en el aire, conductos, etc.).

■ Verificación de que todas las partes expuestas y las partes metálicas superfluas tienen conexión a tierra (en caso necesario).

■ Comprobación de distancias mínimas en los baños, etc.

Estas pruebas y comprobaciones son básicas (pero no exhaustivas) para la mayor parte de las instalaciones, mientras que en las regulaciones están incluidas muchas otras pruebas para tratar casos específicos, por ejemplo: instalaciones con conexión a tierra TN, TT o IT, las instalaciones basadas en aislamiento de clase 2, circuitos MBTS y ubicaciones especiales, etc.

El propósito de esta guía es prestar atención a las características particulares de los diferentes tipos de instalaciones e indicar las reglas esenciales que se tienen que tener en cuenta para alcanzar un nivel de calidad satisfactorio que asegurará un rendimiento seguro y libre de problemas. Se intenta que los métodos recomendados en esta guía, modificados si es necesario para satisfacer cualquier variación posible impuesta por cualquier instalación, puedan satisfacer cualquier requisito de la prueba anterior a la puesta en marcha y de la inspección.

2.6 Pruebas periódicas de comprobación de una instalación

En muchos países, los agentes autorizados deben realizar pruebas periódicas de todas las instalaciones de edificios comerciales e industriales, junto con las instalaciones en edificios utilizados para reuniones públicas.
La **Figura A3** muestra la frecuencia de las pruebas prescritas normalmente según el tipo de instalación de que se trate.

Tipo de instalación		Frecuencia de pruebas
Instalaciones que requieren la protección de los empleados	■ Ubicaciones en las que existe un riesgo de degradación, fuego o explosión ■ Instalaciones temporales en los lugares de trabajo ■ Ubicaciones en las que hay instalaciones de alta tensión ■ Ubicaciones de conducción restrictiva donde se utilizan dispositivos móviles	Anual
	Otros casos	Cada 3 años
Instalaciones en edificios utilizados para reuniones públicas en las que se requiere protección frente al riesgo de incendio o pánico	Según el tipo de edificio y su capacidad para recibir al público	De uno a tres años
Residencial	Según la normativa local	

Fig. A3: *Frecuencia de pruebas de comprobación recomendadas normalmente para una instalación eléctrica.*

La conformidad del equipo con la normativa pertinente se puede garantizar de diferentes maneras.

2.7 Conformidad (con las normas y especificaciones) del equipo utilizado en la instalación

Certificación de conformidad

La conformidad del equipo con la normativa pertinente se puede garantizar:

■ Mediante una marca oficial de conformidad garantizada por el organismo de certificación competente.

■ Mediante un certificado de conformidad emitido por un organismo de certificación.

■ Mediante una declaración de conformidad del fabricante.

Las primeras dos soluciones normalmente no están disponibles para el equipo de alta tensión.

Declaración de conformidad

En los lugares en los que el equipo va a ser utilizado por profesionales o personas preparadas, la declaración de conformidad del fabricante (incluida la documentación técnica) se reconoce normalmente como una certificación válida. Cuando la competencia del fabricante se ponga en duda, la declaración del fabricante se puede ver respaldada por un certificado de conformidad.

www.elsolucionario.org

Nota: Marcado CE

En Europa las directivas europeas precisan que el fabricante o un representante autorizado realice el marcado CE bajo su propia responsabilidad. Esto significa que:

- El producto cumple los requisitos legales.
- Se supone que se puede sacar al mercado en Europa.

El marcado CE no es ni una marca de origen ni una marca de conformidad.

Marca de conformidad

Las marcas de conformidad se colocan en los dispositivos y en el equipo que generalmente utilizan personas sin cualificación (ej. en el campo de los aparatos para uso doméstico). Las marcas de conformidad son emitidas por un organismo de certificación si el equipo cumple los requisitos de una normativa aplicable y tras la verificación por parte del sistema de gestión de calidad del fabricante.

Certificación de calidad

La normativa define varios métodos de garantía de calidad que corresponden a situaciones diferentes antes que a diferentes niveles de calidad.

Garantía

Los laboratorios para muestras de pruebas no pueden certificar la conformidad de una campaña de producción completa:
Estas pruebas se llaman pruebas tipo. En algunas pruebas para la conformidad con la normativa, las muestras se destruyen (pruebas sobre fusibles, por ejemplo).

Sólo el fabricante puede certificar que los productos fabricados tienen, de hecho, las características que figuran.

Se pretende que la certificación de garantía de calidad complete la declaración inicial o la certificación de conformidad.

Como prueba de que se han llevado a cabo todas las medidas necesarias para asegurar la calidad de producción, el fabricante obtiene un certificado del sistema de control de calidad que supervisa la fabricación del producto en cuestión. Estos certificados son emitidos por organizaciones especializadas en el control de calidad y se basan en la norma de calidad ISO 9000.

La normativa define tres sistemas modelo de control de garantía de calidad que corresponden a situaciones diferentes antes que a diferentes niveles de calidad:

- El modelo 3 define la garantía de calidad mediante la inspección y comprobación de los productos finales.
- El modelo 2 incluye, además de la comprobación del producto final, la verificación del proceso de fabricación. Por ejemplo, este método se aplica en el fabricante de fusibles en que las características de rendimiento no se pueden comprobar sin destruir el fusible.
- El modelo 1 se corresponde con el modelo 2, pero con el requisito adicional de que se tiene que inspeccionar a conciencia el proceso de diseño, por ejemplo, cuando no se pretenda fabricar y probar un prototipo (en el caso de un producto de fabricación personalizada para la especificación).

2.8 Medio ambiente

Los sistemas de gestión de medio ambiente se pueden certificar mediante un organismo independiente si cumple los requisitos proporcionados en ISO 14001. Este tipo de certificación afecta principalmente a las especificaciones industriales pero también se puede conceder a lugares en los que se diseñan los productos.

Un producto con diseño medioambiental, algunas veces llamado "eco-design" es un enfoque del desarrollo sostenible con el objeto de diseñar productos/servicios que satisfagan las necesidades de los clientes a la vez que reduzcan el impacto medioambiental en todo su ciclo de vida útil. Las metodologías que se utilizan a tal efecto llevan hacia la selección de la arquitectura del diseño junto con los componentes y materiales teniendo en cuenta la influencia de un producto en el entorno a lo largo de su ciclo de vida útil (desde la extracción de las materias primas hasta el desguace). Ej. producción, transporte, distribución, final de la vida útil, etc.

En Europa se han publicado dos directivas que se llaman:

- Directiva RoHS (restricción de sustancias peligrosas) que entrará en vigor en julio de 2006 (la entrada en vigor fue el 13 de febrero de 2003 y la fecha de aplicación es el 1 de julio de 2006). Esta directiva pretende la eliminación de seis sustancias peligrosas de los productos: plomo, mercurio, cadmio, cromo hexavalente, polibromobifenilos (PBB) o polibromodifeniléteres (PBDE).

2 Reglas y disposiciones legales

■ La directiva RAEE (residuos de aparatos eléctricos y electrónicos) que entró en vigor en agosto de 2005 (la entrada en vigor fue el 13 de febrero de 2003 y la fecha de aplicación es el 13 de agosto de 2005) para dirigir el final de la vida útil y los tratamientos de aparatos de uso doméstico y no doméstico.

En otras partes del mundo habrá nuevas legislaciones que persigan los mismos objetivos.

Además de la acción de los fabricantes en favor de los productos de diseño ecológico, la contribución de la instalación eléctrica completa al desarrollo sostenible puede mejorar significativamente a través del diseño de la instalación. En realidad, se ha demostrado que una concepción optimizada de la instalación, teniendo en cuenta las condiciones de operación, ubicación de subestaciones y estructura de distribución de media tensión/baja tensión (cuadros de distribución eléctrica, conductos para barras colectoras, cables) pueden llevar a reducir considerablemente los impactos ambientales (agotamiento de materia prima, agotamiento de energía, fin de la vida útil).

Consulte el capítulo D sobre ubicación del centro de transformación y el cuadro de distribución de baja tensión.

3 Cargas eléctricas Características

Examen de la demanda real de potencia aparente de las diferentes cargas: un paso preliminar necesario en el diseño de una instalación de baja tensión.

El examen de los valores reales de la potencia aparente que necesita cada carga permite el establecimiento de:

- Una demanda de potencia declarada que determina el contrato del suministro de energía.
- La especificación del transformador de alta/baja tensión, cuando sea aplicable (teniendo en cuenta la previsión de aumento de cargas).
- Los niveles de corriente de carga en cada cuadro de distribución.

3.1 Motores de inducción

La potencia nominal en kW (P_n) de un motor indica su potencia mecánica equivalente.
La potencia aparente en kVA (S_n) proporcionada al motor es una función de la salida, del rendimiento del motor y del factor de potencia.

$$S_n = \frac{P_n}{\eta \cos \varphi}$$

Demanda de corriente

La intensidad absorbida proporcionada al motor viene dada por las fórmulas siguientes:

- Motor trifásico : $I_a = P_n \times 1.000 / (\sqrt{3} \times U \times \eta \times cos\ \varphi)$
- Motor monofásico: $I_a = P_n \times 1.000 / (U \times \eta \times cos\ \varphi)$

donde

I_a: intensidad absorbida (en amperios).

P_n: potencia nominal (en kW de potencia activa).

U: tensión entre fases para el motor trifásico y tensión entre las terminales de los motores monofásicos (en V). Un motor monofásico puede estar conectado fase a neutro o fase a fase.

η: rendimiento del motor. kW de salida/kW de entrada.

cos φ: factor de potencia. kW de entrada/kVA de entrada.

Corriente subtransitoria y ajuste de la protección

- El valor punta de la corriente subtransitoria puede ser muy alto; el valor típico está entre 12 y 15 veces el valor eficaz nominal I_{nm}. A veces este valor puede alcanzar 25 veces I_{nm}.
- Los interruptores automáticos Merlin Gerin, los contactores Telemecanique y los relés térmicos están diseñados para resistir arranques de motor con una corriente subtransitoria muy alta (el valor punta subtransitorio puede ser hasta de 19 veces el valor eficaz nominal I_{nm}).
- Si se produce un disparo inesperado de la protección contra sobreintensidad durante el arranque, esto significa que la corriente de arranque excede de los límites normales. Como resultado, se puede alcanzar alguna resistencia máxima de los aparatos, se puede reducir la vida útil e incluso se pueden destruir algunos dispositivos. Para evitar tales situaciones, debe considerarse sobredimensionar el aparato.
- Los aparatos Merlin Gerin y Telemecanique están diseñados para asegurar la protección de los arrancadores de motor frente a los cortocircuitos. Según el riesgo, las tablas muestran la combinación del interruptor automático, el contactor y el relé térmico para obtener la coordinación tipo 1 o tipo 2 (consulte el capítulo N).

Intensidad del arranque

Aunque se pueden encontrar en el mercado motores de alto rendimiento, en la práctica sus intensidades de arranque son básicamente las mismas que las de algunos motores estándar.

La utilización del arrancador estrella-triángulo, arrancador estático suave o convertidor variador de velocidad permite reducir el valor de la intensidad de arranque (ej. 4 I_a en lugar de 7,5 I_a).

Compensación de potencia reactiva (kVAr) proporcionada a motores de inducción

Generalmente es ventajosa por motivos técnicos y económicos la reducción de la intensidad proporcionada a los motores de inducción. Esto se puede alcanzar mediante la utilización de condensadores sin que afecte a la potencia de salida de los motores. Normalmente nos referimos a la aplicación de este principio a la operación de motores de inducción como “mejora del factor de potencia” o “corrección del factor de potencia”.

Como se expone en el capítulo L, la potencia aparente (kVA) proporcionada a un motor de inducción se puede reducir de un modo significativo mediante el uso de condensadores de potencia. La reducción de los kVA de entrada trae consigo la reducción correspondiente de la intensidad de entrada (dado que la tensión permanece constante).

La compensación de potencia reactiva se recomienda principalmente para motores que funcionan durante largos períodos con potencia reducida.

Como se mostró con anterioridad, $cos\ \varphi = \frac{\text{kW de entrada}}{\text{kVA de entrada}}$ por lo que una reducción de kVA de entrada aumenta (es decir, mejora) el valor de *cos* φ.

www.elsolucionario.org

3 Cargas eléctricas Características

La corriente proporcionada al motor después de la corrección del factor de potencia viene dada por: $I = I_a \times \frac{cos\ \varphi}{cos\ \varphi'}$

donde *cos* φ es el factor de potencia antes de la compensación y *cos* φ' es el factor de potencia después de la compensación, siendo I_a la intensidad original.

Se tiene que tener en cuenta que el convertidor variador de velocidad proporciona una compensación de energía reactiva.

La **Figura A4** muestra en función de la potencia nominal del motor, los valores de intensidad de motor estándar para varias tensiones de alimentación

kW	hp	230 V	380 - 415 V	400 V	440 - 480 V	500 V	690 V
		A	A	A	A	A	A
0,18	-	1,0	-	0,6	-	0,48	0,35
0,25	-	1,5	-	0,85	-	0,68	0,49
0,37	-	1,9	-	1,1	-	0,88	0,64
-	1/2	-	1,3	-	1,1	-	-
0,55	-	2,6	-	1,5	-	1,2	0,87
-	3/4	-	1,8	-	1,6	-	-
-	1	-	2,3	-	2,1	-	-
0,75	-	3,3	-	1,9	-	1,5	1,1
1,1	-	4,7	-	2,7	-	2,2	1,6
-	1-1/2	-	3,3	-	3,0	-	-
-	2	-	4,3	-	3,4	-	-
1,5	-	6,3	-	3,6	-	2,9	2,1
2,2	-	8,5	-	4,9	-	3,9	2,8
-	3	-	6,1	-	4,8	-	-
3,0	-	11,3	-	6,5	-	5,2	3,8
3,7	-	-	-	-	-	-	-
4	-	15	9,7	8,5	7,6	6,8	4,9
5,5	-	20	-	11,5	-	9,2	6,7
-	7-1/2	-	14,0	-	11,0	-	-
-	10	-	18,0	-	14,0	-	-
7,5	-	27	-	15,5	-	12,4	8,9
11	-	38,0	-	22,0	-	17,6	12,8
-	15	-	27,0	-	21,0	-	-
-	20	-	34,0	-	27,0	-	-
15	-	51	-	29	-	23	17
18,5	-	61	-	35	-	28	21
-	25	-	44	-	34	-	
22	-	72	-	41	-	33	24
-	30	-	51	-	40	-	-
-	40	-	66	-	52	-	-
30	-	96	-	55	-	44	32
37	-	115	-	66	-	53	39
-	50	-	83	-	65	-	-
-	60	-	103	-	77	-	-
45	-	140	-	80	-	64	47
55	-	169	-	97	-	78	57
-	75	-	128	-	96	-	-
-	100	-	165	-	124	-	-
75	-	230	-	132	-	106	77
90	-	278	-	160	-	128	93
-	125	-	208	-	156	-	-
110	-	340	-	195		156	113
-	150	-	240	-	180	-	-
132	-	400	-	230	-	184	134
-	200	-	320	-	240	-	-
150	-	-	-	-	-	-	-
160	-	487	-	280	-	224	162
185	-	-	-	-	-	-	-
-	250	-	403	-	302	-	-
200	-	609	-	350	-	280	203
220	-	-	-	-	-	-	-
-	300	-	482	-	361	-	-
250	-	748	-	430	-	344	250
280	-	-	-	-	-	-	-
-	350	-	560	-	414	-	-
-	400	-	636	-	474	-	-
300	-	-	-	-	-	-	-

Fig. A4: *Potencia e intensidades operativas nominales (continúa en la página siguiente).*

3 Cargas eléctricas Características

kW	hp	230 V A	380 - 415 V A	400 V A	440 - 480 V A	500 V A	690 V A
315	-	940	-	540	-	432	313
-	540	-	-	-	515	-	-
335	-	-	-	-	-	-	-
355	-	1.061	-	610	-	488	354
-	500	-	786	-	590	-	-
375	-	-	-	-	-	-	-
400	-	1.200	-	690	-	552	400
425	-	-	-	-	-	-	-
450	-	-	-	-	-	-	-
475	-	-	-	-	-	-	-
500	-	1.478	-	850	-	680	493
530	-	-	-	-	-	-	-
560	-	1.652	-	950	-	760	551
600	-	-	-	-	-	-	-
630	-	1.844	-	1.060	-	848	615
670	-	-	-	-	-	-	-
710	-	2.070	-	1.190	-	952	690
750	-	-	-	-	-	-	-
800	-	2.340	-	1.346	-	1.076	780
850	-	-	-	-	-	-	-
900	-	2.640	-	1.518	-	1.214	880
950	-	-	-	-	-	-	-
1.000	-	2.910	-	1.673	-	1.339	970

Fig. A4: *Potencia e intensidades operativas nominales (conclusión).*

3.2 Aparatos de calefacción de tipo resistivo y lámparas incandescentes (convencionales o halógenas)

La intensidad absorbida de un aparato de calefacción o de una lámpara incandescente se puede obtener con facilidad a partir de la potencia nominal P_n determinada por el fabricante (ej. *cos* φ = 1) (consulte **Figura A5**).

Potencia nominal (kW)	Intensidad absorbida (A)			
	Monofásica 127 V	Monofásica 230 V	Trifásica 230 V	Trifásica 400 V
0,1	0,79	0,43	0,25	0,14
0,2	1,58	0,87	0,50	0,29
0,5	3,94	2,17	1,26	0,72
1	7,9	4,35	2,51	1,44
1,5	11,8	6,52	3,77	2,17
2	15,8	8,70	5,02	2,89
2,5	19,7	10,9	6,28	3,61
3	23,6	13	7,53	4,33
3,5	27,6	15,2	8,72	5,05
4	31,5	17,4	10	5,77
4,5	35,4	19,6	11,3	6,5
5	39,4	21,7	12,6	7,22
6	47,2	26,1	15,1	8,66
7	55,1	30,4	17,6	10,1
8	63	34,8	20,1	11,5
9	71	39,1	22,6	13
10	79	43,5	25,1	14,4

Fig. A5: *Intensidades absorbidas de aparatos de calefacción de tipo resistivo y lámparas incandescentes (convencionales o halógenas).*

Intensidades vienen dadas por:

- Carga trifásica: $I_a = \frac{P_n}{\sqrt{3}\,U}$ (1)

(1) I_a en amperios; U en voltios. P_n está en vatios. Si P_n está en kW, multiplique la ecuación por 1.000.

■ Carga monofásica: $I_a = \frac{P_n}{U}$ (1)

en la que *U* es la tensión entre los terminales del equipo.

Para una lámpara incandescente, la utilización de gas halógeno permite una fuente luminosa más concentrada. La salida de luz se incrementa y la vida útil de la lámpara se duplica.

Nota: En el momento del encendido, el filamento frío da lugar a un pico de intensidad muy breve pero intenso.

3.3 Lámparas fluorescentes, lámpara de descarga y equipo relacionado

La potencia P_n (vatios) indicada en el tubo de una lámpara fluorescente no incluye la potencia absorbida por el balasto (reactancia).

La intensidad viene dada por:

$$I_a = \frac{P_{reactancia} + P_n}{U \cos \varphi}$$

donde *U* = la tensión aplicada a la lámpara completa con su equipo relacionado.

Con (a no ser que se indique de otro modo):

■ *cos* φ = 0,6 sin condensador de corrección del factor de potencia *(FP)*(1).

■ *cos* φ = 0,86 con corrección *FP*(1) (tubos sencillos o dobles).

■ *cos* φ = 0,96 para balastos electrónicos.

Si no se indica ningún valor de pérdida de potencia para la reactancia, se puede utilizar una cifra del 25% de P_n.

La **Figura A6** proporciona estos valores para diferentes exposiciones de balastos.

Montaje de lámparas, arrancadores y resistencias	Potencia de los tubos (W)(2)	Corriente (A) a 230 V			Long. del tubo (cm)
		Balasto magnético		Balasto electrónico	
		Sin condensador de corrección FP	Con condensador de corrección FP		
Un tubo	18	0,20	0,14	0,10	60
	36	0,33	0,23	0,18	120
	58	0,50	0,36	0,28	150
Dos tubos	2 × 18		0,28	0,18	60
	2 × 36		0,46	0,35	120
	2 × 58		0,72	0,52	150

(2) La potencia en vatios está marcada en el tubo.

Fig. A6: *La intensidad absorbida y el consumo de potencia de los tubos fluorescentes de iluminación de dimensiones comunes (a 230 V-50 Hz).*

Lámparas fluorescentes compactas

Las lámparas fluorescentes compactas tienen las mismas características de rentabilidad y larga duración que los tubos clásicos. Normalmente se utilizan en lugares públicos con iluminación permanente (por ejemplo: pasillos, vestíbulos, bares, etc.) y se puede montar en los mismos lugares que las lámparas incandescentes (consulte la **Figura A7**).

Tipo de lámpara	Potencia de la lámpara (W)	Corriente a 230 V (A)
Lámpara de resistencias separadas	10	0,080
	18	0,110
	26	0,150
Lámpara de resistencias integradas	8	0,075
	11	0,095
	16	0,125
	21	0,170

Fig. A7: *Intensidades absorbidas y consumo de potencia de las lámparas fluorescentes compactas (a 230 V-50 Hz).*

(1) A menudo nos referimos a la "corrección del factor de potencia" como "compensación" en la terminología de descarga del tubo de iluminación.
cos φ es aproximadamente 0,95 (los valores de cero de *V* e *I* casi están en fase) pero el factor de potencia es 0,5 debido a la forma impulsiva de la intensidad, el pico de la cual se produce "tarde" en cada semiperíodo.

www.elsolucionario.org

3 Cargas eléctricas Características

La potencia en vatios indicada en el tubo de una lámpara de descarga no incluye la potencia disipada por el balasto.

Lámparas de descarga

La **Figura A8** proporciona la intensidad absorbida por una unidad completa y que incluye todo el equipo complementario asociado.

Estas lámparas dependen de la descarga eléctrica luminosa a través de un gas o vapor de un componente metálico que está en un recipiente cristalino estanco y a una presión determinada. Estas lámparas tienen un tiempo de arranque largo, durante el que la corriente I_a es superior a la corriente nominal I_n. Las demandas de corriente y potencia vienen dadas para diferentes tipos de lámparas (valores medios típicos que pueden diferir ligeramente de un fabricante a otro).

Tipo de lámpara (W)	Potencia absorbida (W) a 230 V 400 V	Corriente I_n (A)		Arranque		Rendimiento lumínica (lúmenes por vatio)	Tiempo medio de vida útil de la lámpara (h)	Utilización
		FP no corregido 230 V 400 V	*FP* corregido 230 V 400 V	I_a/I_n	Período (min)			
Lámparas de vapor de sodio de alta presión								
50	60	0,76	0,3	de 1,4 a 1,6	de 4 a 6	de 80 a 120	9.000	■ Iluminación de pasillos largos ■ Espacios exteriores ■ Iluminación pública
70	80	1	0,45					
100	115	1,2	0,65					
150	168	1,8	0,85					
250	274	3	1,4					
400	431	4,4	2,2					
1.000	1.055	10,45	4,9					
Lámparas de vapor de sodio de baja presión								
26	34,5	0,45	0,17	de 1,1 a 1,3	de 7 a 15	de 100 a 200	de 8.000 a 12.000	■ Iluminación de autopistas ■ Iluminación de seguridad, estación ■ Plataforma, áreas de almacenamiento
36	46,5		0,22					
66	80,5		0,39					
91	105,5		0,49					
131	154		0,69					
Vapor de mercurio + halógenos metálicos (también denominados ioduros metálicos)								
70	80,5	1	0,40	1,7	de 3 a 5	de 70 a 90	6.000	■ Iluminación de áreas muy grandes por proyectores (p. ej.: deportes, estadios, etc.)
150	172	1,80	0,88				6.000	
250	276	2,10	1,35				6.000	
400	425	3,40	2,15				6.000	
1.000	1.046	8,25	5,30				6.000	
2.000	2.092 2.052	16,50 8,60	10,50 6				2.000	
Vapor de mercurio + sustancia fluorescente (bión fluorescente)								
50	57	0,6	0,30	de 1,7 a 2	de 3 a 6	de 40 a 60	de 8.000 a 12.000	■ Talleres con techos muy altos (pasillos, hangares) ■ Iluminación exterior ■ Salida de luminosidad baja(1)
80	90	0,8	0,45					
125	141	1,15	0,70					
250	268	2,15	1,35					
400	421	3,25	2,15					
700	731	5,4	3,85					
1.000	1.046	8,25	5,30					
2.000	2.140 2.080	15	11 6,1					

Nota: Estas lámparas son sensibles a las caídas de tensión. Se apagan si la tensión cae a menos del 50% de la tensión nominal y no se volverá a encender antes de que se enfríe durante aproximadamente 4 minutos.

Nota: Las lámparas de vapor de sodio a baja presión tienen rendimiento superior a la de otras fuentes. Sin embargo, está restringido el uso de estas lámparas por el hecho de que el color amarillo anaranjado que emiten provoca que sea casi imposible el reconocimiento de los colores.

(1) Reemplazado por lámparas de vapor de sodio.

Fig. A8: *Intensidad absorbida por las lámparas de descarga.*

4 Demanda de una instalación

Para diseñar una instalación se debe evaluar la demanda máxima de potencia que se puede solicitar al sistema.
Un diseño que simplemente se base en la suma aritmética de todas las cargas existentes en la instalación sería extremadamente caro y poco práctico desde el punto de vista de la ingeniería.
El propósito de este capítulo es el de mostrar cómo se pueden evaluar varios factores teniendo en cuenta la diversidad (operación no simultánea de todos los dispositivos de un grupo determinado) y la utilización (por ejemplo, un motor eléctrico no funciona normalmente al límite de su capacidad, etc.) de todas las cargas existentes y proyectadas. Los valores proporcionados están basados en la experiencia y en los registros extraídos de las instalaciones actuales. Además de proporcionar datos de diseño de instalaciones básicas en circuitos individuales, los resultados proporcionarán un valor global para la instalación a partir de la que se pueden especificar los requisitos de un sistema de alimentación (red de distribución, transformador de alta/baja tensión o grupo electrógeno).

4.1 Potencia instalada (kW)

La potencia instalada es la suma de las potencias nominales de todos los dispositivos eléctricos de la instalación.
Esta no es en la práctica la potencia absorbida realmente.

La mayor parte de los dispositivos y aparatos eléctricos se marcan para indicar su potencia nominal (P_n).
La potencia instalada es la suma de las potencias nominales de todos los dispositivos eléctricos de la instalación. Esta no es en la práctica la potencia absorbida realmente. Este es el caso de los motores eléctricos, en los que la potencia nominal se refiere a la potencia de salida en el eje principal. El consumo de potencia de entrada será evidentemente superior.
Las lámparas fluorescentes y de descarga asociadas a resistencias de estabilización son otros casos en los que la potencia nominal indicada en la lámpara es inferior a la potencia consumida por la lámpara y su resistencia.
Los métodos para evaluar el consumo real de potencia de los motores y dispositivos lumínicos se han proporcionado en el apartado 3 de este capítulo.
La demanda de potencia (kW) es necesaria para seleccionar la potencia nominal de un grupo electrógeno o batería.

Para una alimentación de una red de alimentación pública de baja tensión o a través de un transformador de alta/baja tensión, la cantidad significativa es la potencia aparente en kVA.

4.2 Potencia aparente instalada (kVA)

Normalmente se asume que la potencia aparente instalada es la suma aritmética de los kVA de las cargas individuales. Los kVA máximos estimados que se van a proporcionar sin embargo no son iguales a los kVA totales instalados.

Normalmente se asume que la potencia aparente instalada es la suma aritmética de los kVA de las cargas individuales. Los kVA máximos estimados que se van a proporcionar sin embargo no son iguales a los kVA totales instalados.
La demanda de potencia aparente de una carga (que puede ser un dispositivo sencillo) se obtiene a partir de su potencia nominal (corregida si es necesario, como se dice anteriormente con los motores, etc.) y de la aplicación de los siguientes coeficientes:
η = rendimiento = kW de salida/kW de entrada.
cos φ = el factor de potencia = kW/kVA.
La demanda en kVA de potencia aparente de la carga:
$S_n = P_n / (\eta \times cos\ \varphi)$
A partir de este valor, la corriente de carga completa I_a (A)(1) que toma la carga será:

- $I_a = \dfrac{S_n \times 10^3}{V}$

para una carga conectada entre fase y neutro.

- $I_a = \dfrac{S_n \times 10^3}{\sqrt{3} \times U}$

para la carga trifásica equilibrada, en la que:

V = tensión fase-neutro (voltios).
U = tensión fase-fase (voltios).
Se tiene que tener en cuenta que, hablando de un modo estricto, los kVA totales de potencia aparente no son la suma aritmética de los kVA calculados de las cargas individuales (a no ser que todas las cargas tengan el mismo factor de potencia).
Sin embargo, es normal realizar una suma aritmética simple, cuyo resultado dará un valor de kVA que supera el valor real por un "margen de diseño" aceptable.
Cuando no se conocen alguna o todas las características de carga, los valores que se muestran en la **Figura A9** de la página siguiente se pueden utilizar para proporcionar una estimación muy aproximada de demandas de VA (las cargas individuales normalmente son demasiado pequeñas para expresarlas en kVA o kW). Las estimaciones para cargas de iluminación están basadas en superficies de 500 m^2.

(1) Para obtener mayor precisión debe tenerse en cuenta el factor de utilización máxima como se ha expresado a continuación en el subapartado 4.3.

Iluminación fluorescente (corregida a *cos* φ = 0,86)		
Tipo de aplicación	**Tubo fluorescente estimado (VA/m²) con reflector industrial(1)**	**Nivel medio de iluminación (lux = lm/m²)**
Carreteras y autopistas, áreas de almacenamiento, trabajo intermitente	7	150
Trabajos industriales: fabricación y ensamblaje de piezas de trabajo muy grandes	14	300
Trabajo diario: trabajo de oficina	24	500
Trabajos delicados talleres de ensamblaje de alta precisión de oficinas técnicas	41	800
Circuitos de potencia		
Tipo de aplicación	**Estimado (VA/m²)**	
Aire comprimido de estación de bombeo	de 3 a 6	
Ventilación de las instalaciones	23	
Calefactores de convección eléctricos: casas privadas, pisos y apartamentos	de 115 a 146 90	
Oficinas	25	
Taller de distribución	50	
Taller de montaje	70	
Tienda de máquinas	300	
Taller de pintura	350	
Planta de tratamiento de calor	700	

(1) Ejemplo: tubo de 65 W (balasto no incluido), flujo 5.100 lúmenes (lm), eficacia lumínica del tubo = 78,5 lm/W.

Fig. A9: *Estimación de la potencia aparente instalada.*

4.3 Estimación de la demanda máxima real de kVA

Todas las cargas individuales no operan necesariamente a su potencia nominal máxima ni funcionan necesariamente al mismo tiempo. Los factores k_u y k_s permiten la determinación de las demandas de potencia máxima y de potencia aparente realmente necesarias para dimensionar la instalación.

Factor de utilización máxima (k_u)

En condiciones normales de funcionamiento, el consumo de potencia de una carga es a veces inferior que la indicada como potencia nominal, una circunstancia bastante común que justifica la aplicación de un factor de utilización (k_u) en la estimación de los valores reales.

Este factor se le debe aplicar a cada carga individual, con especial atención a los motores eléctricos, que raramente funcionan con carga completa.

En una instalación industrial, este factor se puede estimar en una media de 0,75 para los motores.

Para cargas de luz incandescente, el factor siempre es igual a 1.

Para circuitos con tomas de corriente, los factores dependen totalmente del tipo de aplicaciones a las que ofrecen suministro las tomas implicadas.

Factor de simultaneidad (k_s)

Es una práctica común que el funcionamiento simultáneo de todas las cargas instaladas de una instalación determinada nunca se produzca en la práctica. Es decir, siempre hay cierto grado de variabilidad y este hecho se tiene en cuenta a nivel de estimación mediante el uso del factor de simultaneidad (k_s).

El factor k_s se aplica a cada grupo de cargas (por ejemplo, obtener el suministro de un cuadro de distribución o subdistribución). El diseñador es el responsable de la determinación de estos factores, ya que precisa un conocimiento detallado de la instalación y de las condiciones en las que se van a explotar los circuitos individuales. Por este motivo, no es posible proporcionar valores precisos para la aplicación general.

Factor de simultaneidad para un bloque de apartamentos

En la **Figura A10** de la página contigua se muestran algunos valores típicos para éste y se pueden aplicar a todos los consumidores domésticos con suministro de 230/400 V (trifásico de cuatro hilos). En el caso de los consumidores que utilizan acumuladores de calor eléctricos para la calefacción, se recomienda un factor de 0,8 con independencia del número de consumidores.

www.elsolucionario.org

Número de consumidores	Factor de simultaneidad (k_s)
De 2 a 4	1
De 5 a 9	0,78
De 10 a 14	0,63
De 15 a 19	0,53
De 20 a 24	0,49
De 25 a 29	0,46
De 30 a 34	0,44
De 35 a 39	0,42
De 40 a 49	0,41
50 y más	0,40

Fig. A10: Factores de simultaneidad en un bloque de apartamentos.

Ejemplo (consultar **Figura A11**):

Un edificio de apartamentos de cinco pisos con 25 consumidores, que tienen una carga instalada de 6 kVA cada uno.

La carga total instalada para el edificio es: 36 + 24 + 30 + 36 + 24 = 150 kVA.

El suministro de potencia aparente necesario para el edificio es: $150 \times 0,46 = 69$ kVA.

A partir de la figura A10, es posible determinar la magnitud de las corrientes en diferentes secciones del circuito principal común que proporciona suministro a todos los pisos. Para los cables que van en vertical y que se alimentan a nivel del suelo, la sección de los conductores evidentemente tiene que reducirse progresivamente desde los pisos inferiores a los superiores.

Estos cambios del tamaño del conductor vienen espaciados normalmente por un intervalo de al menos tres pisos.

En el ejemplo, la corriente que entra en el cable de subida a nivel del suelo es:

$$\frac{150 \times 0,46 \times 10^3}{400\sqrt{3}} = 100 \text{ A}$$

la corriente que llega al tercer piso es:

$$\frac{(36 + 24) \times 0,63 \times 10^3}{400\sqrt{3}} = 55 \text{ A}$$

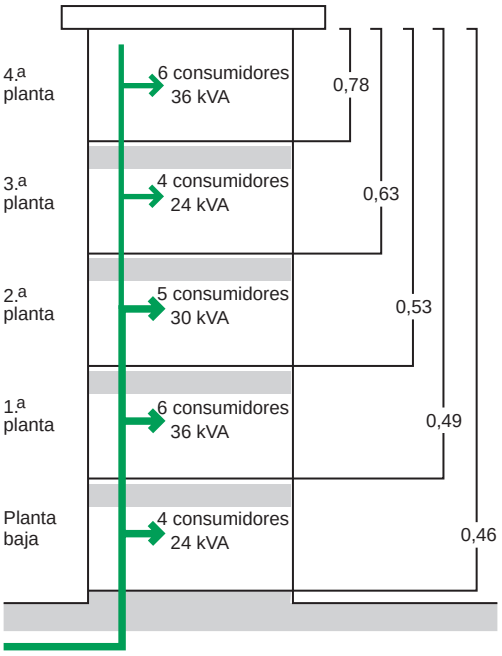


Fig. A11: Aplicación del factor de simultaneidad (k_s) a un bloque de apartamentos de 5 pisos.

Factor de simultaneidad para cuadros de distribución

La **Figura A12** muestra los valores hipotéticos de k_s para un cuadro de distribución que suministra a varios circuitos para los que no hay indicación sobre el modo en que se divide la carga total entre ellos.

Si los circuitos son principalmente para cargas de iluminación, sería prudente adoptar los valores de k_s cercanos a la unidad.

Número de circuitos	Factor de simultaneidad (k_s)
Montajes comprobados completamente 2 y 3	0,9
4 y 5	0,8
De 6 a 9	0,7
10 y más	0,6
Montajes probados parcialmente; seleccione en cada caso	1,0

Fig. A12: *Factor de simultaneidad para cuadros de distribución (IEC 60439).*

Factor de simultaneidad según la función del circuito

Los factores k_s que se pueden utilizar para circuitos que alimentan a las cargas más habituales aparecen en la **Figura A13**.

Función del circuito		Factor de simultaneidad (k_s)
Alumbrado		1
Calefacción y aire acondicionado		1
Tomas de corriente		de 0,1 a 0,2(1)
Ascensores y montacargas(2)	■ Para el motor más potente	1
	■ Para el segundo motor más potente	0,75
	■ Para todos los motores	0,60

(1) En algunos casos, principalmente en instalaciones industriales, este factor puede ser superior.

(2) La corriente que hay que tomar en consideración es igual a la corriente nominal del motor aumentada en un tercio de su corriente de arranque.

Fig. A13: *Factor de simultaneidad según la función del circuito.*

4.4 Ejemplo de aplicación de los factores k_u y k_s

Un ejemplo de la estimación de las demandas de kVA máximos reales a todos los niveles de una instalación, desde cada posición de carga al punto de suministro (consulte **Figura A14** en la página contigua).

En este ejemplo, la potencia aparente instalada total es de 126,6 kVA, que corresponde a un valor máximo real (estimado) en los bornes de baja tensión del transformador de alta/baja tensión de sólo 65 kVA.

Nota: Para seleccionar el tamaño de los cables para los circuitos de distribución de una instalación, la corriente I (en amperios) a través de un circuito está determinada a partir de la ecuación:

$$I = \frac{S\ (\text{kVA}) \cdot 10^3}{U\sqrt{3}}$$

donde kVA es el máximo real del valor de potencia aparente trifásico que aparece en el diagrama para el circuito en cuestión y U es la tensión fase-fase (en voltios).

4.5 Factor de diversidad

El factor de diversidad, tal como se ha definido en la normativa IEC, es idéntico al factor de simultaneidad (k_s) utilizado en esta guía, como se describe en el subapartado 4.3. En algunos países anglófonos, sin embargo (en el momento de esta edición), el factor de diversidad es el inverso de k_s, es decir, siempre es ≥ 1.

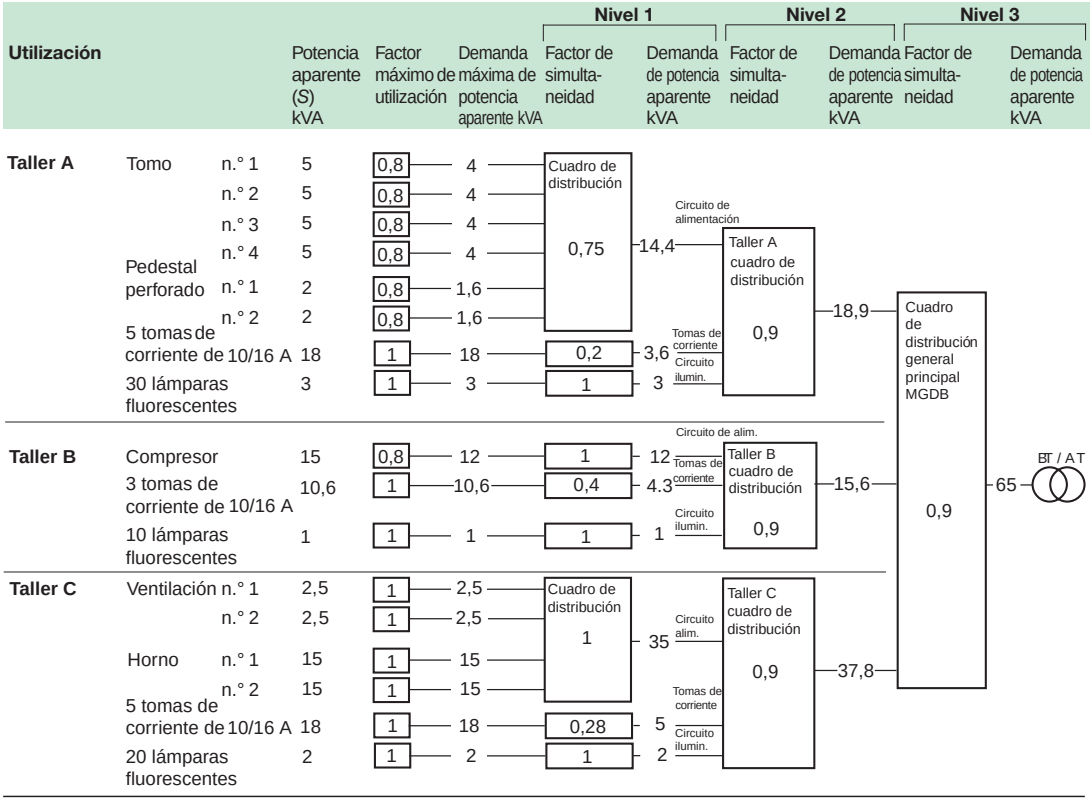


Fig A14: Un ejemplo al estimar la carga máxima prevista de una instalación (los valores del factor utilizados sólo con fines de demostración).

4.6 Selección de la potencia del transformador

Cuando una instalación se va a alimentar directamente desde un transformador de alta/baja tensión y la carga de potencia aparente máxima de la instalación se ha determinado, se puede decidir un calibre adecuado para el transformador, teniendo en cuenta las consideraciones siguientes (consulte **Figura A15**):

Potencia aparente	I_n (A)	
kVA	237 V	410 V
100	244	141
160	390	225
250	609	352
315	767	444
400	974	563
500	1.218	704
630	1.535	887
800	1.949	1.127
1.000	2.436	1.408
1.250	3.045	1.760
1.600	3.898	2.253
2.000	4.872	2.816
2.500	6.090	3.520
3.150	7.673	4.436

Fig. A15: Potencias aparentes estándar para transformadores de alta/baja tensión y corrientes nominales relacionadas.

- La posibilidad de mejorar el factor de potencia de la instalación (consulte el capítulo L).
- Extensiones anticipadas a la instalación.

www.elsolucionario.org

La corriente nominal de carga completa I_n en la parte de baja tensión de un transformador trifásico viene determinada por:

$$I_n = \frac{S\,(\text{kVA}) \cdot 10^3}{U\sqrt{3}}$$

donde

- S = potencia kVA del transformador.
- U = tensión fase-fase en vacío en voltios (237 V o 410 V).
- I_n está en amperios.

Para un transformador monofásico:

$$I_n = \frac{S \times 10^3}{V}$$

donde

- V = tensión entre los bornes de baja tensión en vacío (en voltios).
- Ecuación simplificada para 400 V (carga trifásica).
- $I_n = S\,(\text{kVA}) \times 1{,}4$.

La norma IEC para los transformadores de potencia es IEC 60076.

4.7 Selección de fuentes de alimentación

De la importancia de mantener una alimentación permanente, surge la cuestión sobre el uso de una planta de energía de reserva. La selección y las características de estas fuentes alternativas están definidas en el capítulo D.

Para la fuente principal de suministro la selección generalmente se realiza entre una conexión a la red de baja tensión o a la de alta tensión de la red eléctrica pública.

En la práctica, puede ser necesaria la conexión a un suministro en alta tensión cuando la carga exceda (o esté planificado que pueda exceder) de cierto nivel, generalmente del orden de 250 kVA, o si la calidad del servicio necesaria es superior a la que está normalmente disponible desde una red de baja tensión.

Por otra parte, si se prevé que la instalación produzca perturbaciones a los consumidores cercanos cuando esté conectada a la red de baja tensión, las autoridades encargadas del suministro pueden proponer un servicio en alta tensión.

Los suministros de alta tensión pueden contar con ciertas ventajas: de hecho un consumidor de alta tensión:

- No tiene perturbaciones de otros consumidores como puede ser el caso de la baja tensión.
- Es libre de elegir cualquier tipo de sistema de conexión a tierra de baja tensión.
- Puede elegir entre más tarifas económicas.
- Puede aceptar incrementos muy grandes de carga.

Sin embargo, hay que tener en cuenta que:

- El consumidor es el propietario del centro de transformación de alta/baja tensión y, en algunos países debe construirlo y equiparlo de su propio bolsillo. La empresa suministradora puede, en determinadas circunstancias, participar en la inversión, al nivel de la línea de alta tensión por ejemplo.
- Una parte de los costes de conexión pueden, por ejemplo, recuperarse a menudo si se conecta un segundo usuario a la línea de alta tensión un cierto tiempo después de la conexión original del consumidor.
- El consumidor tiene acceso sólo a la parte de baja tensión de la instalación, el acceso a la parte de alta tensión está reservado al personal de la empresa suministradora (lectura de contador, operaciones, etc.). Sin embargo, en determinados países, el consumidor puede acceder al interruptor automático protector de alta tensión (o interruptor de carga con fusibles).
- El tipo y la ubicación del centro de transformación se acuerdan entre el consumidor y la empresa suministradora.

5 Supervisión y control del suministro



El sistema de supervisión y control de la potencia puede ser de gran ayuda para el usuario o el propietario de una red eléctrica.

Las empresas cada vez se mueven más rápido, la utilización de las instalaciones de los edificios también. Una red eléctrica tiene entonces que enfrentarse a generaciones sucesivas de necesidades, que conducirán a muchas evoluciones en la carga, pero seguramente también a evoluciones de “servicios asociados”, por ejemplo el seguimiento de costes debidos a un nivel de competitividad superior.

Incluso si la decisión es invertir posteriormente, el diseño de la red tiene que tener en cuenta que se podría instalar un sistema de utilización y control, y si el equipo estuviera anticipado a su integración sería una ventaja muy competitiva.

Hoy en día, contar con el enfoque “supervisión y control de alimentación” no conlleva la instalación de un sistema complejo y caro.

Algunas de las características más simples son realmente asequibles con un buen retorno de la inversión porque se puede integrar directamente en el equipo de potencia.

Este sistema puede compartir de un modo sencillo el medio de comunicación de la web de intranet del usuario.

Además, la operación no precisa de aptitudes o preparación específica. Sólo precisa la utilización de software sin licencia como los navegadores de Internet.

La capacidad de actualización también es una realidad basada en nuevas tecnologías que llegan para el mundo de la oficina y la comunicación (ahora puede ejecutar varios protocolos en el mismo medio, el heredado y el nuevo). Así, el hecho de aprovecharse de estas nuevas posibilidades será cada vez más un comportamiento diferenciador.

5.1 Principales beneficios del usuario

El control y supervisión de la energía puede ser interesante principalmente por cuatro motivos:

- Puede contribuir al incremento en la eficacia de los usuarios.
- Puede contribuir a la disminución del coste de energía.
- Puede ayudar en la optimización y en el incremento de la duración de la vida útil de los activos asociados a la red eléctrica.
- Finalmente puede ser imprescindible para incrementar la productividad del proceso asociado (proceso industrial o incluso de oficina, gestión de edificios), mediante la prevención o la reducción de las paradas, o la garantía de mayor calidad de energía a los receptores.

Incremento de la eficacia del personal de mantenimiento

Uno de los retos del personal de mantenimiento de la red eléctrica es tomar la decisión correcta y actuar en el mínimo tiempo.
La primera necesidad de esas personas es conocer mejor lo que ocurre en la red y, posiblemente desde cualquier lugar de la instalación en cuestión.

Esta transparencia en lo que respecta al lugar es una característica clave que permite al personal de mantenimiento:

- Interpretar los flujos de energía eléctrica - comprobar que la red está compensada correctamente, quiénes son los consumidores principales, en qué período del día, de la semana...
- Interpretar el comportamiento de la red - un disparo en una unidad de alimentación es más fácil de entender cuando se tiene acceso a la información de las cargas aguas abajo.
- Estar informado espontáneamente sobre los eventos, incluso fuera del lugar en cuestión mediante la comunicación móvil actual.
- Dirigir directamente a la ubicación correcta en el lugar con el recambio adecuado y con la comprensión completa del estado de la red.
- Iniciar una acción de mantenimiento teniendo en cuenta la utilización real de un equipo, ni demasiado pronto, ni demasiado tarde.

Disminución del coste de energía

La factura de suministro eléctrico puede ser un gasto significativo para las empresas, pero al mismo tiempo no es en lo que se fijan los directores en primer lugar.
Sin embargo, el hecho de que se proporcione al electricista un modo de supervisar la red eléctrica, se puede ver como un medio muy importante de optimizar y, en ciertos casos, reducir considerablemente el gasto en energía.

5 Supervisión y control del suministro

Aquí tenemos algunos ejemplos de la utilización principal de los sistemas de supervisión más sencillos:

- Establecer comparativas entre zonas para detectar un consumo anormal.
- Realizar un seguimiento de un consumo inesperado.
- Asegurar que el consumo eléctrico no es superior al de los competidores.
- Seleccionar el contrato de suministro eléctrico adecuado para la instalación eléctrica.
- Configurar un deslastrado simple sólo utilizando la optimización de cargas manejables como las luces.
- Estar en disposición de solicitar la compensación por daños debida a la falta de calidad proporcionada por la empresa suministradora de electricidad. El proceso se ha detenido debido a una caída de la red.

Optimización de los activos

Un hecho cada vez más frecuente es que la red eléctrica evoluciona cada vez más y se produce una cuestión recurrente: mi red ¿va a soportar esta nueva evolución?

Es aquí donde normalmente un sistema de supervisión puede ayudar a que el propietario de la red tome la decisión correcta.

Mediante su actividad de registro, puede archivar la utilización real de los activos y luego evaluar con bastante precisión la capacidad que no está en uso de una red, un cuadro de distribución, un transformador...

Incremento de la duración de la vida útil de los activos

Un mejor uso de un activo puede incrementar su vida útil.

Los sistemas de supervisión pueden proporcionar información precisa sobre el uso exacto de un activo y luego el equipo de mantenimiento puede decidir la operación de mantenimiento apropiada, ni demasiado tarde ni demasiado pronto.

En algunos casos, también la supervisión de los armónicos puede ser un factor positivo para la duración de la vida útil de algunos activos (como motores o transformadores).

Incremento de la productividad mediante la reducción del tiempo de inactividad

El tiempo de inactividad es la pesadilla de cualquier persona que esté al cargo de una red eléctrica. Puede suponerle una pérdida importante a la compañía y la presión para iniciar de nuevo el suministro en un tiempo mínimo –y el estrés asociado para el operador– es muy alta.

Un sistema de control y supervisión puede ayudar a reducir el tiempo de inactividad de un modo muy eficaz.

Sin hablar de un sistema de control remoto que son los sistemas más sofisticados y que pueden ser necesarios para las aplicaciones más exigentes, un sistema de supervisión ya puede proporcionarle información importante que puede contribuir en gran medida a reducir el tiempo de inactividad:

- Proporcionándole al operador información espontánea, incluso remota, incluso fuera del lugar en cuestión (mediante comunicación móvil como GSM/SMS).
- Proporcionando una visión global del estado general de la red.
- Ayudando a la identificación de la zona que falla.
- Contando de modo remoto con información detallada adjunta a cada evento detectado por los dispositivos de campo (causa del disparo, por ejemplo).

El control remoto de un dispositivo se debe realizar pero no es necesariamente obligatorio. En la mayor parte de los casos es necesaria la inspección de la parte averiada donde se pueden realizar las acciones locales.

Incremento de la productividad mediante la mejora de la calidad de la energía

Alguna carga puede ser muy sensible a la falta de calidad de la electricidad y puede que los operadores se tengan que enfrentar a situaciones inesperadas si la energía de la calidad no está bajo control.
La supervisión de la calidad de la energía es, entonces, un modo apropiado de prevenir tales eventos o arreglar incidencias específicas.

www.elsolucionario.org

5 Supervisión y control del suministro

5.2 Del sistema de supervisión y control de la red al equipo eléctrico inteligente

Tradicionalmente y durante años, los sistemas de supervisión y control se han centralizado y se han basado en los sistemas de automatización SCADA (Supervisión, control y adquisición de datos)

La decisión de invertir en tales sistemas –señalado **(3)** en la **Figura A16** a continuación– se había reservado en realidad para las instalaciones con más demanda, porque eran grandes consumidores de energía o porque sus procesos eran muy sensibles ante la falta de calidad de la energía.

Tales sistemas basados en tecnologías de automatización estaban diseñados o personalizados por un integrador de sistemas y luego se instalaban *in situ*. Sin contar con el coste inicial, las habilidades necesarias para hacer funcionar correctamente este sistema y el coste de las actualizaciones para seguir las evoluciones de la red puede que hayan desanimado a que los usuarios potenciales inviertan en estos sistemas.

De esta manera, el enfoque indicado en **(2)**, basado en una solución dedicada al electricista, es mucho más apropiado para las necesidades específicas de la red eléctrica e incrementa en realidad la inversión realizada. Sin embargo, debido a su arquitectura centralizada, el coste del nivel de entrada de estas soluciones puede todavía resultar alto.

En algunas instalaciones los tipos **(2)** y **(3)** pueden convivir, proporcionando la información más apropiada al electricista cuando sea necesario.

Hoy en día ha llegado –indicado en **(1)**– un nuevo concepto de equipo eléctrico inteligente. Aprovechando la oportunidad de las tecnologías de Web, se ha convertido en una solución realmente asequible para la mayoría de los usuarios. Por otra parte, el propietario de las instalaciones puede invertir gradualmente en sistemas de supervisión más sofisticados.

El nivel 1 se puede considerar como un paso introductorio para dirigirse a los niveles 2 y 3, debido a la capacidad que tienen estas soluciones para coexistir en una instalación.

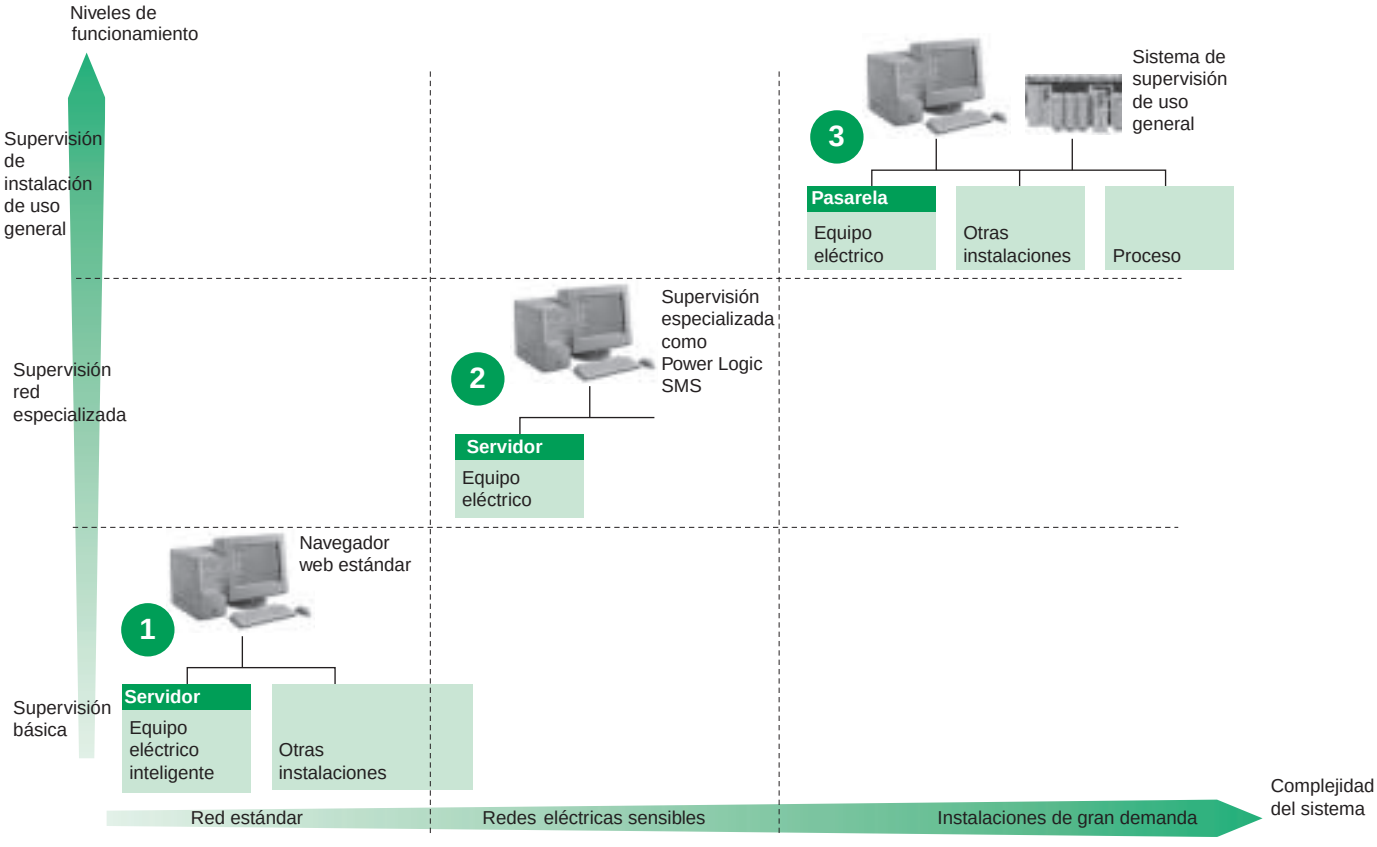


Fig A16: Situación de los sistemas de supervisión.

5 Supervisión y control del suministro

Arquitectura basada en equipos inteligentes (consulte Figura A17)

Esta nueva arquitectura ha aparecido recientemente debido a las capacidades de la tecnología Web y realmente se puede situar como un punto de entrada para los sistemas de supervisión.
Al estar basada en tecnologías Web, saca el máximo partido de los servicios y protocolos de comunicación estándar, así como del software sin licencia.
El acceso a la información de electricidad se puede realizar desde cualquier lugar de las instalaciones y el personal de mantenimiento eléctrico puede ganar mucho en eficacia.
También se ofrece apertura a Internet para servicios fuera de las instalaciones.

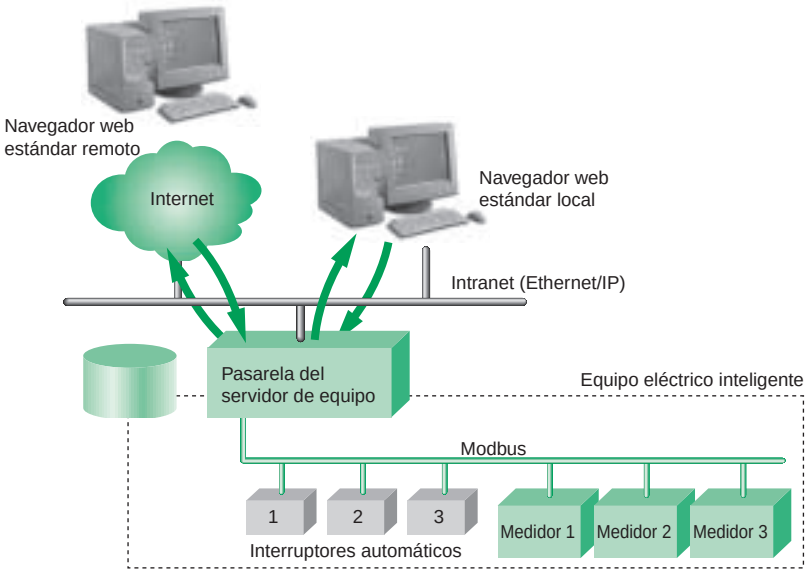


Fig. A17: Arquitectura de equipo inteligente.

Arquitectura centrada en electricistas especializados (consulte Figura A18)

Dedicada al electricista, el hecho de que esta arquitectura esté basada en una supervisión específica significa que satisface completamente las necesidades en cuanto a la supervisión de una red eléctrica. Así, ofrece de modo natural un nivel de especialización inferior para configurarlo y mantenerlo (todos los dispositivos DE ya están presentes en una librería dedicada). Finalmente, los costes de compra se minimizan realmente debido al bajo nivel de esfuerzo integrador del sistema.

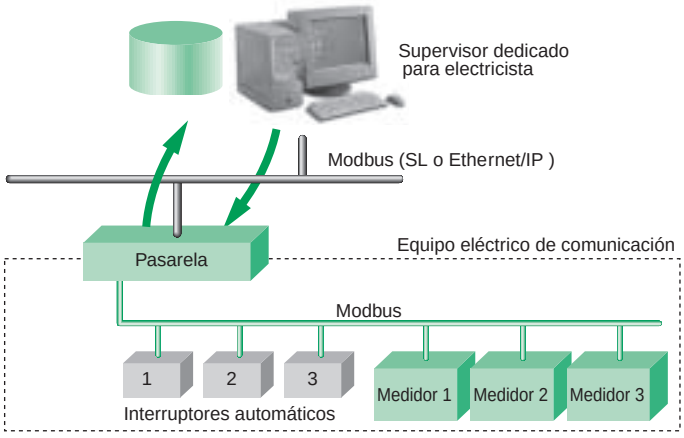


Fig. A18: Sistema de supervisión de especialistas DE.

Arquitectura centralizada en uso general (consulte **Figura A19**)

Aquí se muestra una arquitectura típica basada en piezas de automatización estándar tales como los sistemas SCADA y pasarelas.

A pesar de su eficacia real, esta arquitectura tiene algunas desventajas como:

- El nivel de aptitud necesario para trabajar con ella.
- La dificultad de su actualización.
- Y, finalmente, el riesgo en cuanto a rentabilidad de estas soluciones.

Sin embargo no cuentan con ningún equivalente para los lugares con una fuerte demanda y aparecen como muy relevantes para centros de operaciones centrales.

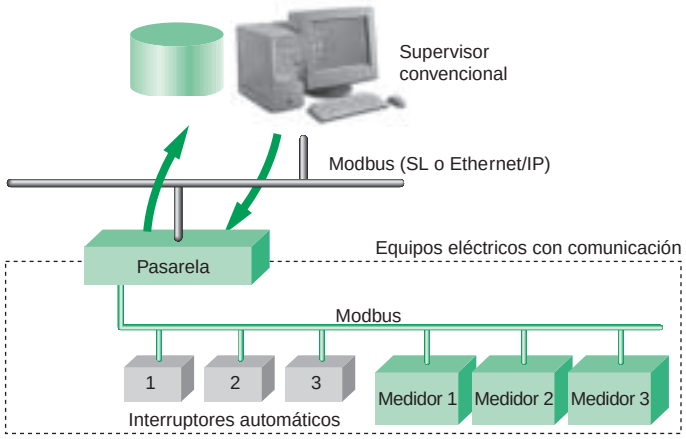


Fig. A19: *Sistema de control y supervisión convencional en tiempo real.*

5.3 Servicios estándar que posiblemente pueden proporcionar los equipos inteligentes comparados con otras soluciones

El objetivo de esta comparación es el de proporcionar ayuda ante la selección del sistema apropiado mediante el conocimiento de los pros y los contras de cada uno (consulte **Figura A20**).

Servicio “inteligente”	Electricidad inteligente	Supervisión de especialista DE	Supervisión de instalación de uso general
Acceso a información local sobre electricidad en tiempo real	++	+	
Acceso a información remota sobre electricidad en tiempo real	++	+++	++
Acceso móvil a la información	+++	++	
Supervisión relacionada con las instalaciones (red DE)	+	+++	+++
Supervisión de varios procesos	+		+++
Registro de datos	+	+++	++
Tendencia	+	+++	++
Alarma	+	+++	++
Control remoto - funciones automatizadas		+	+++
Funciones avanzadas para optimizar la gestión de la red eléctrica	+	+++	
Utilidades			
Facilidad de uso/formación para el electricista	+++	++	
Asequibilidad (basada en el coste inicial)	+++	++	
Capacidad de actualización para seguir las evoluciones de la red	++	++	

Fig. A20: *Servicios típicos comparados con otras soluciones.*

www.elsolucionario.org

5 Supervisión y control del suministro

5.4 Términos técnicos en los sistemas de comunicación

A continuación aparece un glosario rápido relacionado con los principales términos asociados a las tecnologías de la comunicación.

Capa de comunicación - Modelo OSI

El concepto de capa de comunicación es útil para entender el glosario de comunicación y cómo estos términos se pueden asociar o no.
En cuanto al modelo OSI (consulte **Figura A21**) existen 7 capas de comunicación, pero toda la comunicación no se refiere siempre a las 7 capas. Además, a veces se añade una 8.ª capa para describir la redacción y los servicios específicos del dominio.

Ethernet

Ethernet es la palabra común que designa la familia estándar 802.3.
Ethernet se refiere a las capas OSI 1 y 2 de un medio de comunicación. La utilización de Ethernet no es suficiente en absoluto para especificar que un medio de comunicación funcione de modo interactivo entre dos dispositivos.
Ethernet 802.3 normalmente está asociado a otras palabras para definir otros aspectos de la red:
Ethernet 802.3 10 Base T ⇒ es igual a Ethernet 10 Mb/s con el conector RJ45

IP

IP significa “Protocolo de Internet”.
Sin embargo, aunque Internet haya tenido su factor de éxito eficaz, IP no es exclusivo de Internet.
IP también se utiliza ampliamente para “uso interno” como para una intranet, pero también para “zona” cerrada.
IP es una comunicación intermedia que permite la comunicación entre dos dispositivos a distancia aunque se utilicen muchos tipos de medios sucesivos.
El conmutador de un tipo a otro es totalmente transparente para la “aplicación”.

RS 485

RS 485 es un estándar eléctrico que define un medio de comunicación en serie compensado.

Modbus

Modbus es originalmente un protocolo de comunicación configurado por la compañía Modicon.
Ahora, la definición Modbus está bajo la gestión y propiedad de Modbus-IDA.org association, una asociación abierta e independiente cuyo rol es extender y asegurar la interoperabilidad de Modbus.
El protocolo de mensajería Modbus se refiere a la capa 7 del modelo OSI.
Se puede asociar a medios diferentes:

- Línea serie como los estándares RS 485 y RS 232 ⇒ el modo más común para definir Modbus.
- Ethernet (de hecho sobre TCP/IP, sobre Ethernet).

Pero Modbus también es capaz de funcionar a través de módem, cualquiera que sea el tipo (PSTN, Radio, GSM...).
Modbus ahora se reconoce como un estándar de hecho para las aplicaciones eléctricas en el campo de la industria y la construcción.

Tecnologías Web

Mediante esta formulación incluimos todas las tecnologías normalmente utilizadas a través de Web para:

- Visualizar información (ficheros HTML sobre protocolo HTTP/HTTPS).
- Enviar mensajes electrónicos (protocolo SMTP/POP).
- Recuperar/intercambiar archivos (FTP).
- Gestionar la red (SNMP).
- Sincronizar los dispositivos anexados a la red (NTP/SNTP).
- …

Estos protocolos están gestionados por IETF, una asociación internacional.

La utilización de tecnologías Web a menudo no necesita licencia para el usuario porque son las bases de las herramientas comunes tales como los exploradores de Web.

Interoperabilidad

Para asegurar la interoperabilidad, al menos las 7 capas de comunicación de OSI deberían ser absolutamente compatibles entre ellas. Esto significa por ejemplo que el hecho de tener dos dispositivos Ethernet (OSI capa 1 y 2) no significa que estos dispositivos vayan a interoperar.

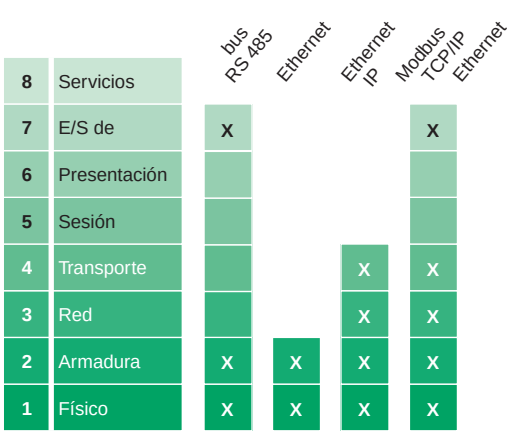


Fig. A21: Capas OSI, de 1 a 8.

5.5 Restricciones importantes a tener en cuenta para diseñar un equipo eléctrico inteligente o de comunicaciones

Elección del bus del equipamiento

Aquí están las restricciones principales que hay que evaluar al seleccionar una red de comunicaciones:

- Apertura y desarrollo.
- Capacidad probada para funcionar en un entorno eléctrico severo.
- Disponibilidad de dispositivos de alimentación adaptables al bus con garantía de interoperabilidad.
- Nivel de esfuerzo en la interfaz de equipo eléctrico para que se pueda comunicar con el resto del sistema (disponibilidad de arquitectura fluida).
- Accesorios de comunicación de bus para facilitar el cableado en el interior del cubículo.

Modbus en una línea serie es, hoy en día, uno de los medios de comunicación más estables en el entorno de la distribución eléctrica y compatible con la mayoría de los dispositivos de terceros. También ha sido seleccionado por la mayor parte de los fabricantes como su red preferida. Su apertura fácil y fluida a Ethernet es una garantía para una integración sencilla en el resto del sistema. También se puede ver como un modo fácil de actualizar en el futuro, sin impacto en las aplicaciones conectadas.

Topología del bus del equipamiento

La topología del bus del equipamiento debe ser suficientemente flexible para que se pueda utilizar en toda la estructura del equipo.
Algo que también es importante es la capacidad de desconexión de secciones dentro del equipamiento eléctrico para su transporte.
Normalmente hay necesidades de terminación (impedancia) en los extremos del bus.
Cuanto mayor sea la velocidad del bus, mayor será su sensibilidad frente al cableado, terminaciones y tomas de tierra.

Toma de comunicación frontal

Para facilitar el trabajo de los operadores, es muy beneficioso introducir una toma en la puerta frontal del equipo.
Esta opción será aún más eficaz si desde este cuadro de distribución el operador no sólo puede tener acceso a la información relacionada con el equipamiento eléctrico conectado, sino con el resto de la instalación (por ejemplo cuadro eléctrico aguas abajo o aguas arriba).

Alimentación auxiliar

Del mismo modo que el bus de comunicación, la alimentación auxiliar se tiene que distribuir a los dispositivos de alimentación principales. Normalmente es necesaria una alimentación auxiliar en corriente continua aislada.
Su distribución se puede fusionar con los medios de comunicación: el mismo cable incluye la alimentación auxiliar y de comunicación.

Accesorios de comunicación

Puede que sean necesarios los accesorios de comunicación para facilitar el cableado y el mantenimiento del cuadro eléctrico. Entonces ofrecerá más facilidad de lectura y conocimiento del cableado interno del cuadro eléctrico. También puede hacer posible la desconexión de un dispositivo de comunicación en línea.

Opciones de medida eléctrica

La medida es uno de los pilares básicos de la supervisión de la alimentación.
Puede que en el futuro sea una característica sistemáticamente requerida.
Existen principalmente dos conceptos básicos para añadir una medida en un equipo eléctrico:

- Implementar TC en el cable o en el juego de barras. Puede que ocupe espacio pero es la única solución para renovar una instalación.
- La utilización de los relés de protección multifunción que posiblemente integran esa característica y que se pueden actualizar en ese sentido.

Incluso si los requisitos de hoy no incluyen la medida, tiene mucho sentido realizar algunas disposiciones para que se pueda introducir más tarde: seleccionando dispositivos de alimentación que puedan evolucionar a dispositivos internos de medida o reservando el espacio necesario para añadir CT si fuera preciso.

www.elsolucionario.org

Capítulo B
Conexión a la red de distribución de AT

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

1 Alimentación en AT

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.

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.*

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_r): 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_r (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	En la distancia de seccionamiento	Entre fase y tierra, entre fases y entre bornes abiertos del disposivo de conmutación	En la distancia de seccionamiento	Entre fase y tierra, entre fases y entre bornes abiertos del dispositivo de conmutación	En la distancia de seccionamiento
(kV)	(kV)	(kV)	(kV)	(kV)	(kV)	(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.

www.elsolucionario.org

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 (rms)	8	8	8	8	8	8	8
	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:

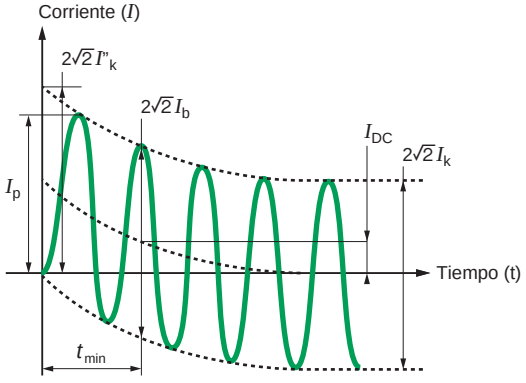


Fig. B5: *Representación gráfica de los parámetros de un cortocircuito según IEC 60909.*

- 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 $t_{mín.}$ (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 parala aparamenta 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 aparamenta 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 aparamenta 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.

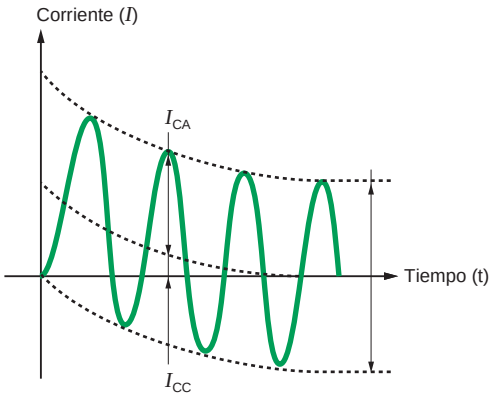
Así, por ejemplo, según la norma IEC 62271-100, un interruptor automático utilizado en un sistema de 50 Hz debe poder soportar una corriente de cresta establecida igual a 2,5 veces el poder de corte (2,6 veces para sistemas de 60 Hz).

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.



I_{CA}: Cresta del componente periódico
I_{CC}: Componente no periódico

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

Características específicas de los dispositivos

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

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
Contactor	No	Sí	No	Poder de cierre y corte en cond. normales. Poder de cierre y corte máximo. Alta endurancia 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 aparamenta de maniobra.*

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

www.elsolucionario.org

La especificación de intensidad asignada más común para la aparamenta 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 aparamenta 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 aparamenta 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 aparamenta 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.*

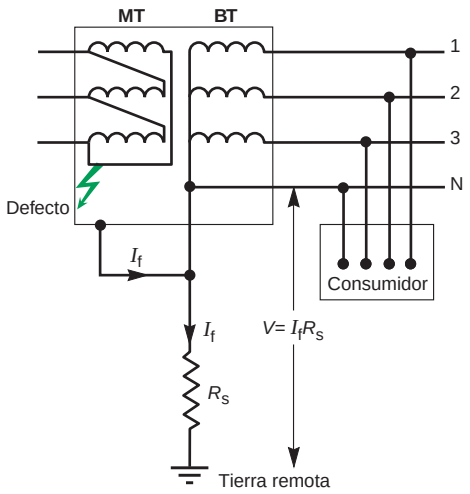


Fig. B9: *Potencial transferido.*

Aparamenta 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.

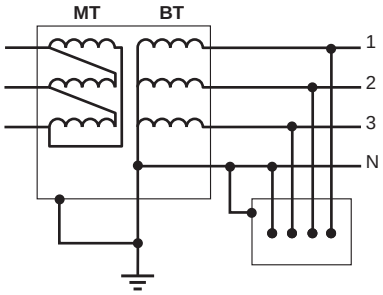
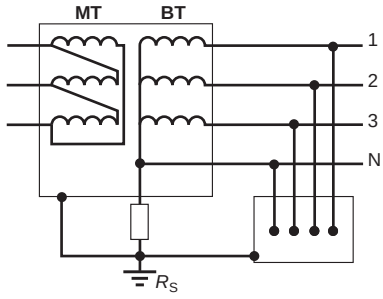
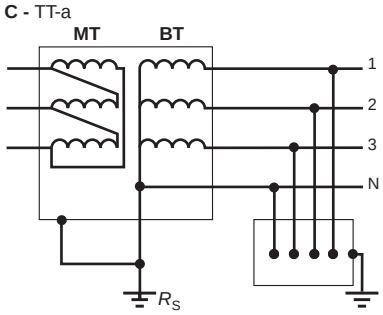
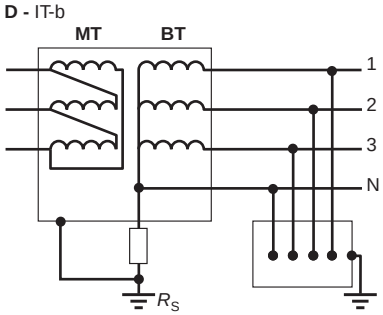
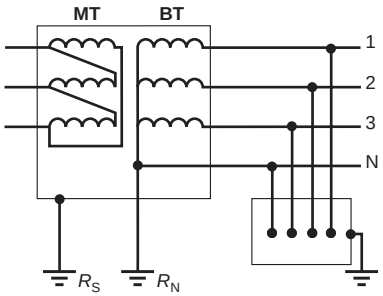
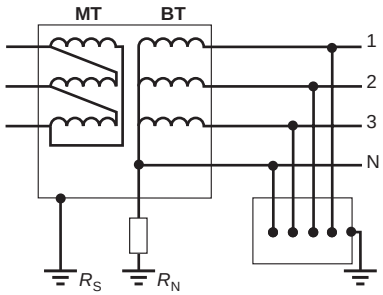
Soluciones

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 reactancias 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 aparamenta 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.

(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 Rs
A - TN-a  **B -** IT-a  	**Casos A y B** Ningún valor específico de resistencia R_s impuesto en estos casos.
C - TT-a  **D -** IT-b  	**Casos C y D** $R_s \leqslant \frac{U_w - U_o}{I_m}$ Donde 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.
E - TT-b  **F -** IT-c  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.	**Casos E y F** $R_s \leqslant \frac{U_{ws} - U}{I_m}$ Donde 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 aparamentas 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 aparamenta 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.

www.elsolucionario.org

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:

$$R_s = \frac{U_w - U_o}{I_m}$$ 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 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 Im 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.

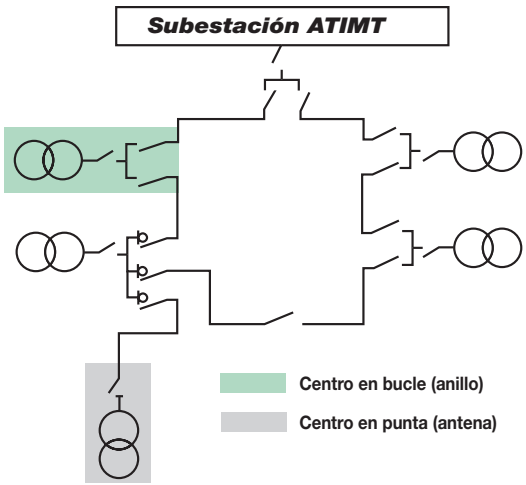


Diagrama B (**Figura B10**)

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 aparamenta 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.

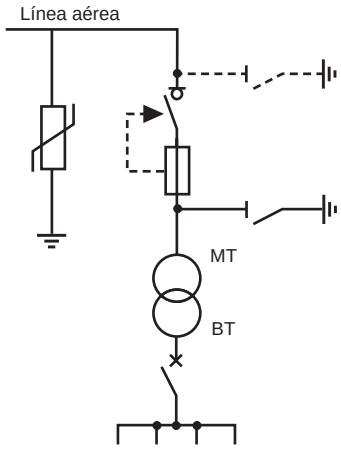


Fig. B11: Alimentación en antena.

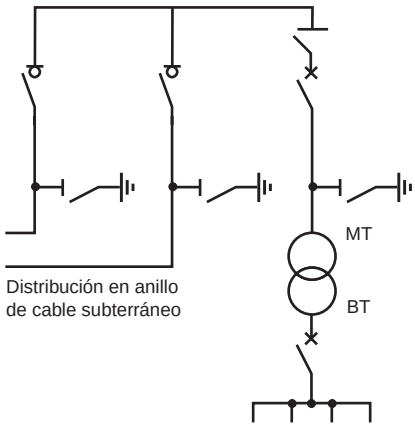


Fig. B12: Alimentación en anillo o bucle.

(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 aparamenta 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 (aparamenta bajo envolvente 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 coladores 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 seccionalizador 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 seccionalizador 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 seccionalizador y el interruptor automático de cabecera se dispara y bloquea.

Por consiguiente, el seccionalizador 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.

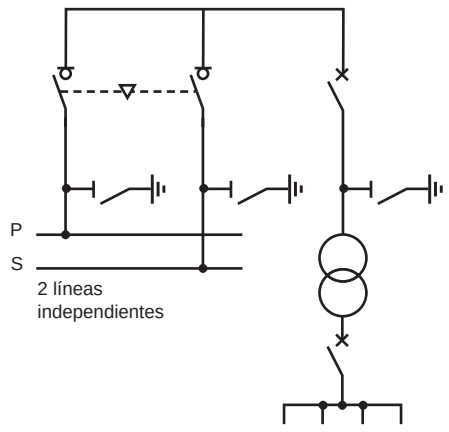


Fig. B13: Conmutación automática de líneas en paralelo.

www.elsolucionario.org

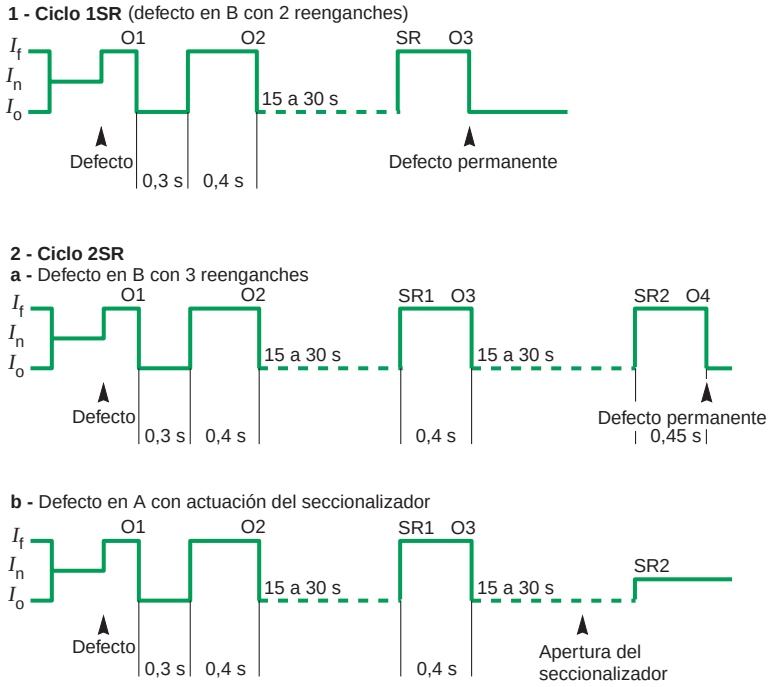


Fig. B14: Ciclos de cierre automático de un interruptor automático ante diferentes defectos.

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.

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.

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 telemandado siempre se podrá operar (maniobrar) a distancia, cuando las demás deben maniobrarse manualmente.

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 aparamenta 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 aparamenta 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 continudad 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 señalizado 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.

www.elsolucionario.org

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 autónomicas, 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:	Trianual

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 Comunidad 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.

3 Protección

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 aparamenta 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 (aparamenta 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.).

www.elsolucionario.org



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



Fig. B16: Transformador de llenado integral en aceite.

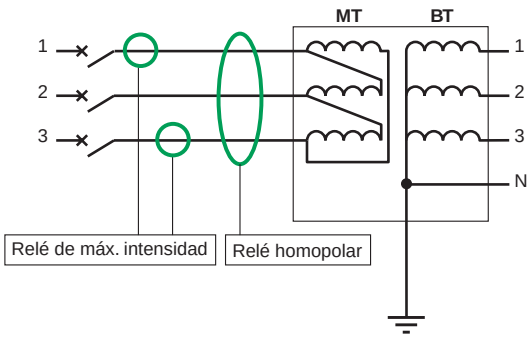


Fig. B17: Protección contra los defectos de tierra en el devanado de AT.

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 deslastrado 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.

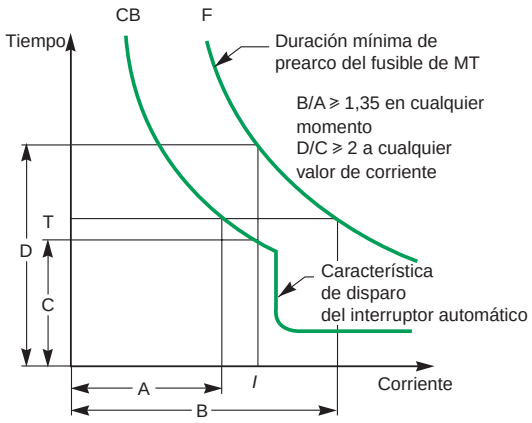


Fig. B18: Selectividad entre el funcionamiento de fusibles MT y el disparo de interruptores automáticos de BT para la protección de transformadores.

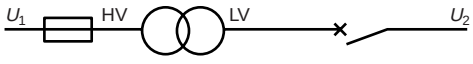


Fig. B19: Funcionamiento de fusibles MT y disparo de interruptor automático de BT.

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.

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:

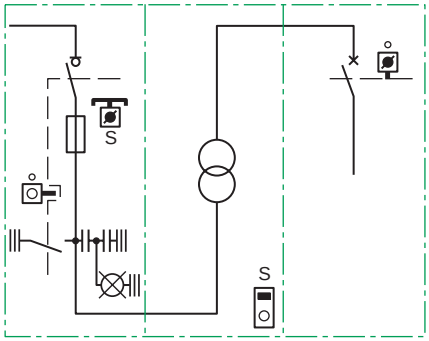
- Una sola celda de entrada de MT o dos celdas de entrada (de unidades de alimentación paralelas) o bien dos celdas de anillo de entrada/salida.
- Una celda de protección de transformadores y aparatos, que puede incluir un interruptor de desconexión y corte de carga con fusibles MT y un seccionador de 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:

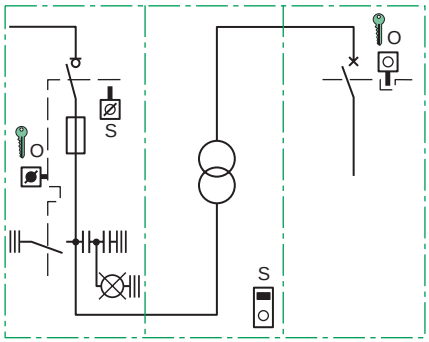
Enclavamientos básicos integrados en unidades funcionales sencillas

- Funcionamiento del interruptor seccionador/corte en carga:
  - Si los paneles movibles 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:

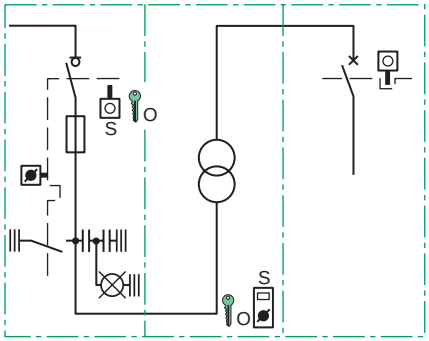
www.elsolucionario.org



Interruptor MT e interruptor automático BT cerrado



Fusibles de MT accesibles



Terminales de cables MT del transformador accesibles

Leyenda

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

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

(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.

□ Si los paneles movibles 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 movible, 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:

- 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.

www.elsolucionario.org

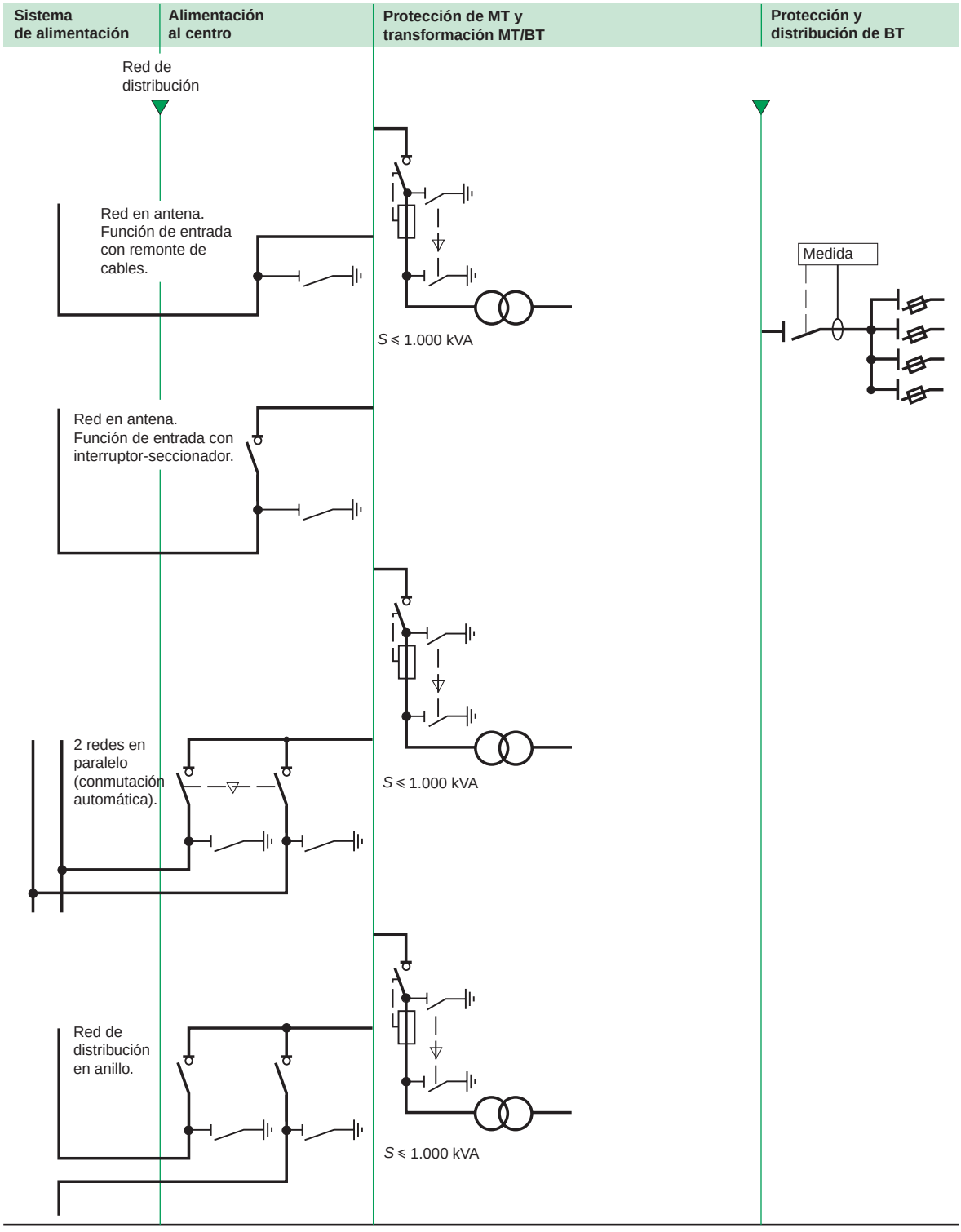


Fig. B21: Esquemas de centro de distribución pública con un transformador MT/BT.

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.



Celda compacta RM6 hasta 24 kV.



Celda compacta CAS36 hasta 36 kV.



Celda modular SM6 hasta 36 kV.

Fig. B22: *Celdas de MT.*

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.

Elección de la aparamenta MT

En los centros de distribución pública la aparamenta (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 aisgnada 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 aparamenta 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 ± 2,5% y ± 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.

www.elsolucionario.org

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**).



Fig. B23: *Transformador tipo seco Trihal.*

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.

(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.

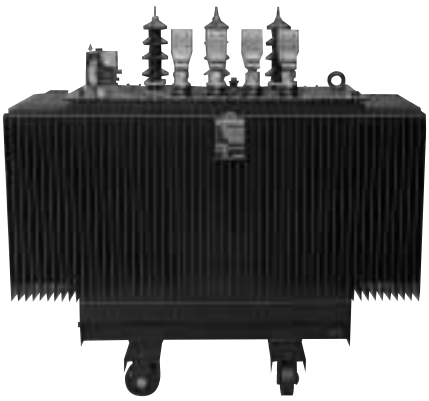


Fig. B24: Transformador de llenado integral en aceite.



Fig. B25: Transformador con depósito de expansión.

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.

■ 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. Si no fuera suficiente: ventilación forzada provista de dispositivos de parada automática (Subapartado 2.3.1)	–	Uno de eficacia 89 B, en el exterior y d ≤ 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 Ti < 300 °C	Sí (Subapartado 3.2.1)		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 Para locales de pública concurrencia reducción a 400 l y 1.600 l, respectivamente (Subapartado 4.1.b2)
Baño incombustible o Ti < 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)		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.

www.elsolucionario.org

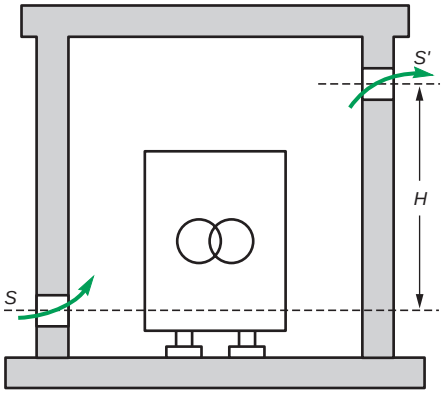


Fig. B27: Ventilación natural.

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 (kVA) = P (kW)/$\cos$ _).
- 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.

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 mm^2.

S' = sección del orificio de salida de aire (deducida el área que ocupan las pantallas o rejillas) expresada en mm^2.

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.

4.4 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 mas 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, EHSH-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 m^2 y menos de 6 m^2.

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.
- EHSH-2 (36 kV), con ventilación por rejillas a nivel de la cubierta (ventilación horizontal).

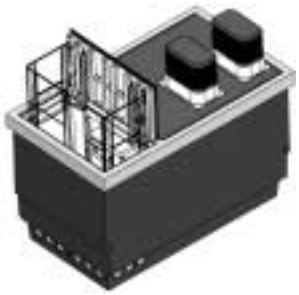
La norma de obligado cumplimiento (según MIE-RAT 02) UNE-EN 61330/97 (centros de transformación prefabricados) ha constituido un referente clave para el desarrollo de este tipo de centros. En esta norma se clasifican las envolventes en función de los resultados de un ensayo de ventilación. En este ensayo 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.

4 Centros de transformación MT/BT de distribución pública



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 perdidas 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, EHSH-2 UF, EHSV-2 UF.
- **Endesa:** PLT-2 GE, PLT-3 GE, EHA-2 GE, EHA-3 GE, EHSH-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 perdidas 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.

www.elsolucionario.org

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

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

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	Clase de precisión			
			Contador Activa	Contador Reactiva	Trafos de Intensidad	Trafos de Tensión
$P \geqslant 10$	$E \geqslant 5.000$	1	0,2 s	0,5	0,2 s	0,2
$10 > P \geqslant 1,5$	$5.000 > E \geqslant 750$	2	0,5 s	1	0,5 s	0,5
$P \geqslant 1,5$	$E \geqslant 750$		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 transfomadores 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.

www.elsolucionario.org

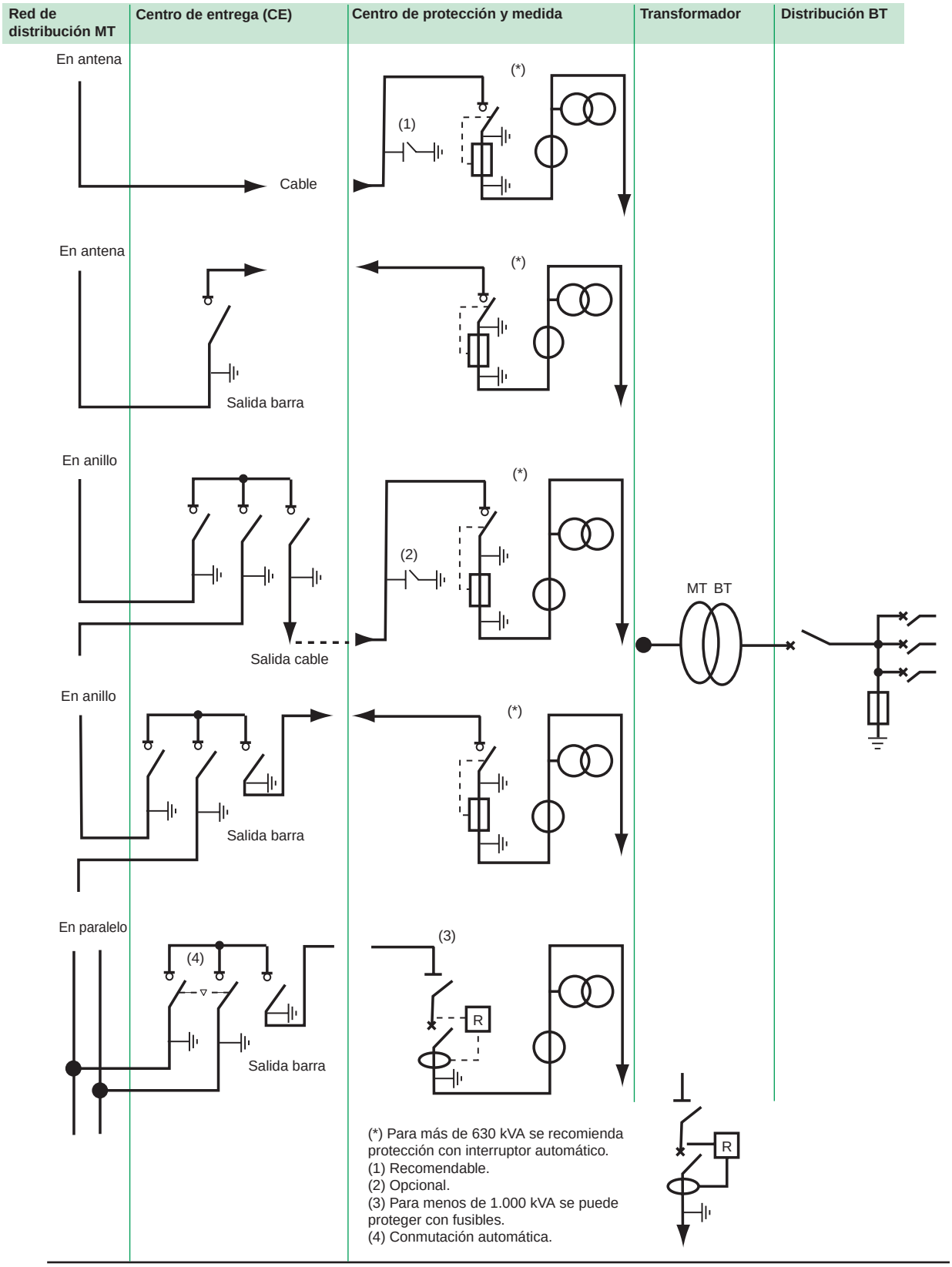


Fig. B29: Subestación de cliente con medida de AT.

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 reduzca por motivos de funcionamiento (las redes MT pueden funcionar en un nivel del ± 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 ± 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".

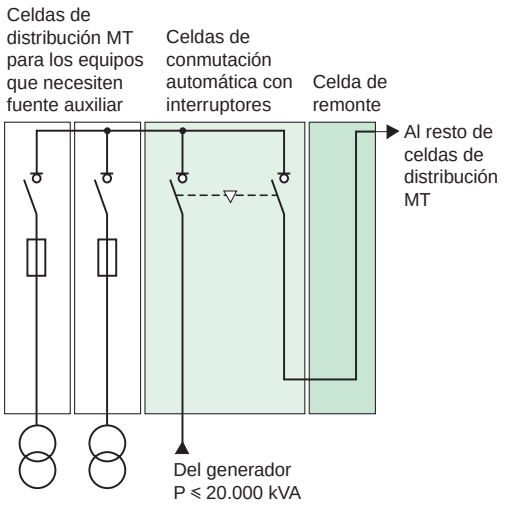


Fig. B30: Sección del esquema de distribución MT en conmutación automática.

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.

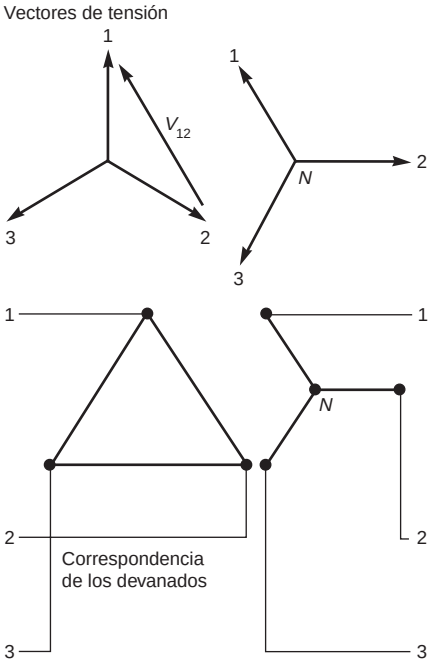
- El desfase (índice horario) de las tensiones de fase secundarias respecto a las tensiones de fase primarias.

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).

www.elsolucionario.org

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.*

6 Condiciones de instalación de los centros de transformación

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 envolvente 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 envolvente 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.

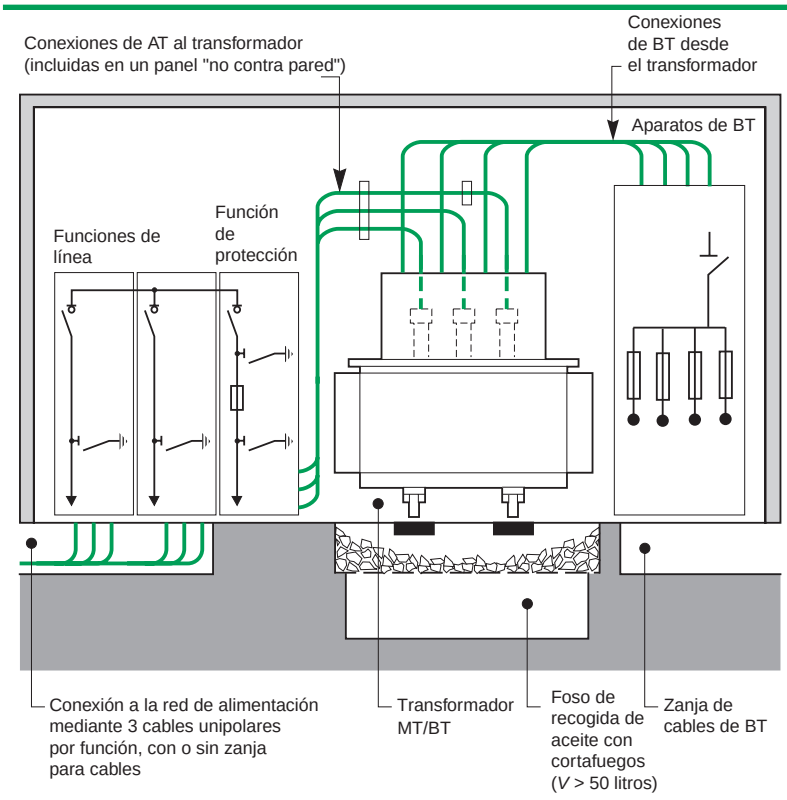


Fig. B32: *Disposición típica de equipos en un centros de transformación MT/BT de distribución pública.*

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 mm^2 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 mm^2 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.

www.elsolucionario.org

6 Condiciones de instalación de los centros de transformación

■ 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.

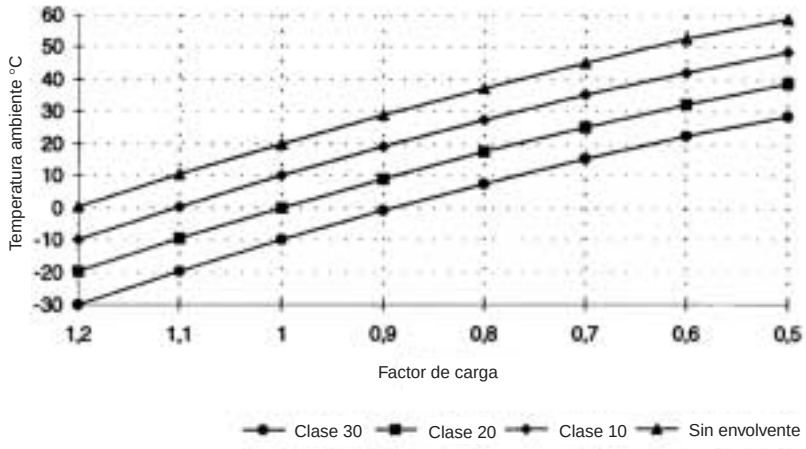


Fig. B33a: *Curvas para transformadores con aislamiento líquido.*

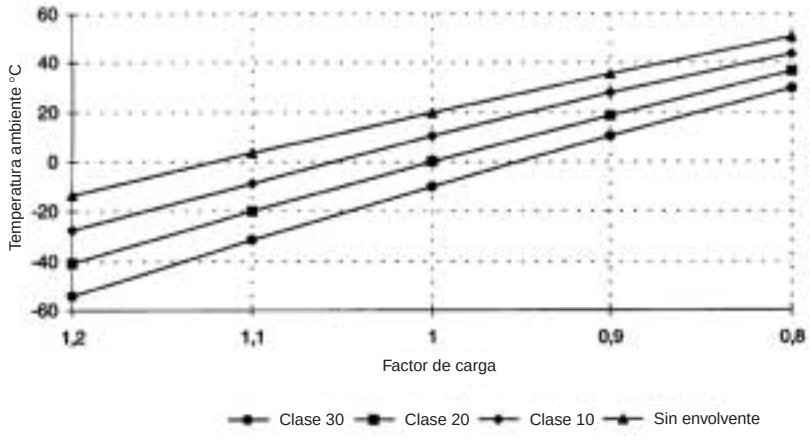


Fig. B33b: *Curvas para transformadores con aislamiento seco.*

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 del 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 aparamenta 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.

www.elsolucionario.org

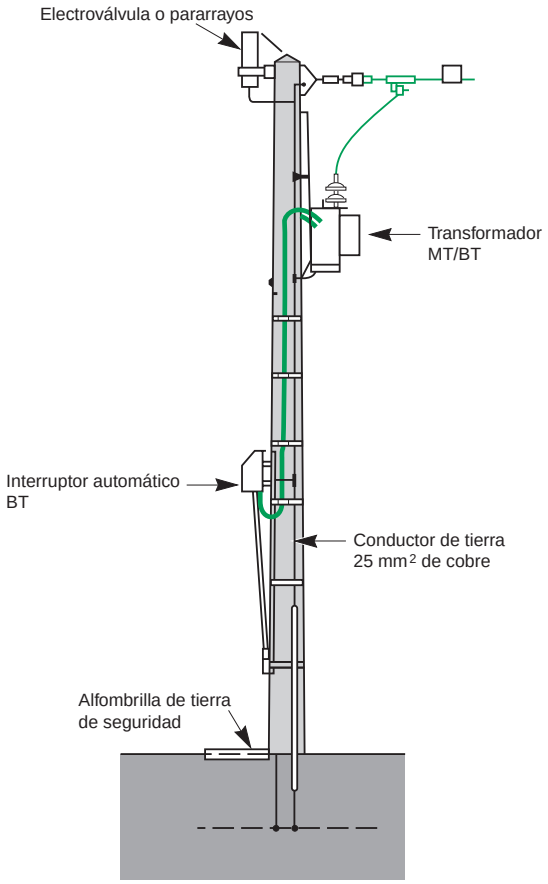


Fig. B37: *Centro de transformación MT/BT montado en poste.*

Capítulo C
Conexión a la red de distribución pública de BT

Índice

1	**Redes de distribución pública de BT**	**C2**
	1.1 Consumidores de BT	C2
	1.2 Redes de distribución de BT	C10
	1.3 La conexión entre el servicio y el consumidor	C11
	1.4 Calidad de la tensión de suministro	C15
2	**Tarifas y medición**	**C17**

1 Redes de distribución pública de BT

Los suministros más comunes de BT se encuentran en el rango de sistemas de 4 hilos de 120 V monofásicos y de 240/415 V trifásicos.
En BT se pueden suministrar cargas de hasta 250 kVA, pero las empresas suministradoras de electricidad en general proponen un servicio de MT para niveles de carga para los que sus redes BT no son del todo adecuadas.
IEC 60038 recomienda que el estándar de tensión internacional para sistemas de BT tensión de 4 hilos trifásicos sea 230/400 V.

1.1 Consumidores de BT

En Europa el período de transición de la tolerancia de tensión a "230 V/400 V+10%/–10%" se ha ampliado hasta 2008.

Por definición, los consumidores de baja tensión son aquellos cuyas cargas se pueden suministrar satisfactoriamente desde el sistema de baja tensión de su localidad.

La tensión de la red local de BT puede ser 120/208 V o 240/415 V, es decir, los extremos inferiores o superiores de los niveles trifásicos más comunes de uso general, o en un nivel intermedio, tal y como se muestra en la **Figura C1**.

La IEC 60038 recomienda que el estándar de tensión internacional para sistemas de BT trifásicos de cuatro conductores sea 230/400 V.

En BT se pueden suministrar cargas de hasta 250 kVA, pero las organizaciones de suministro eléctrico por lo general proponen un servicio en MT en niveles de carga para los que sean adecuadas marginalmente sus redes de BT en AT.

País	Frecuencia y tolerancia (Hz y %)	Doméstico (V)	Comercial (V)	Industrial (V)
Afganistán	50	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a)	380/220 (a)
Alemania	50 ± 0,3	400/230 (a) 230 (k)	400/230 (a) 230 (k)	20.000 10.000 6.000 690/400 400/230
Angola	50	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a)	380/220 (a)
Antigua y Barbuda	60	240 (k) 120 (k)	400/230 (a) 120/208 (a)	400/230 (a) 120/208 (a)
Arabia Saudí	60	220/127 (a)	220/127 (a) 380/220 (a)	11.000 7.200 380/220 (a)
Argelia	50 ± 1,5	220/127 (e) 220 (k)	380/220 (a) 220/127 (a)	10.000 5.500 6.600 380/220 (a)
Argentina	50 ± 2	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a) 220 (k)	
Armenia	50 ± 5	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a)
Australia	50 ± 0,1	415/240 (a) 240 (k)	415/240 (a) 440/250 (a) 440 (m)	22.000 11.000 6.600 415/240 440/250
Austria	50 ± 0,1	230 (k)	380/230 (a) (b) 230 (k)	5.000 380/220 (a)
Azerbaiyán	50 ± 0,1	208/120 (a) 240/120 (k)	208/120 (a) 240/120 (k)	
Bahrein	50 ± 0,1	415/240 (a) 240 (k)	415/240 (a) 240 (k)	11.000 415/240 (a) 240 (k)
Bangladesh	50 ± 2	410/220 (a) 220 (k)	410/220 (a)	11.000 410/220 (a)
Barbados	50 ± 6	230/115 (j) 115 (k)	230/115 (j) 200/115 (a) 220/115 (a)	230/400 (g) 230/155 (j)
Bélgica	50 ± 5	230 (k) 230 (a) 3N, 400	230 (k) 230 (a) 3N, 400	6.600 10.000 11.000 15.000
Bielorrusia	50	380/220 (a) 220 (k) 220/127 (a) 127 (k)	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a)
Bolivia	50 ± 0,5	230 (k)	400/230 (a) 230 (k)	400/230 (a)
Botsuana	50 ± 3	220 (k)	380/220 (a)	380/220 (a)

Fig. C1: *Tensión de la red local de BT y diagramas de sus circuitos asociados (continúa en la página siguiente).*

www.elsolucionario.org

1 Redes de distribución pública de BT

País	Frecuencia y tolerancia (Hz y %)	Doméstico (V)	Comercial (V)	Industrial (V)
Brasil	60	220 (k) 127 (k)	220/380 (a) 127/220 (a)	13.800 11.200 220/380 (a) 127/220 (a)
Brunei	50 ± 2	230	230	11.000 68.000
Bulgaria	50 ± 0,1	220	220/240	1.000 690 380
Cabo Verde		220	220	380/400
Camboya	50 ± 1	220 (k)	220/300	220/380
Camerún	50 ± 1	220/260 (k)	220/260 (k)	220/380 (a)
Canadá	60 ± 0,02	120/240 (j)	347/600 (a) 480 (f) 240 (f) 120/240 (j) 120/208 (a)	7.200/12.500 347/600 (a) 120/208 600 (f) 480 (f) 240 (f)
Chad	50 ± 1	220 (k)	220 (k)	380/220 (a)
Chile	50 ± 1	220 (k)	380/220 (a)	380/220 (a)
China	50 ± 0,5	220 (k)	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a) 220 (k)
Chipre	50 ± 0,1	240 (k)	415/240	11.000 415/240
Colombia	60 ± 1	120/240 (g) 120 (k)	120/240 (g) 120 (k)	13,200 120/240 (g)
Congo	50	220 (k)	240/120 (j) 120 (k)	380/220 (a)
Corea (Norte)	60 +0, –5	220 (k)	220/380 (a)	13.600 6.800
Corea (Sur)	60	100 (k)	100/200 (j)	
Croacia	50	400/230 (a) 230 (k)	400/230 (a) 230 (k)	400/230 (a)
Dinamarca	50 ± 1	400/230 (a)	400/230 (a)	400/230 (a)
Dominica	50	230 (k)	400/230 (a)	400/230 (a)
Egipto	50 ± 0,5	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a) 220 (k)	66.000 33.000 20.000 11.000 6.600 380/220 (a)
Emiratos Árabes Unidos	50 ± 1	220 (k)	415/240 (a) 380/220 (a) 220 (k)	6.600 415/210 (a) 380/220 (a)
Eslovaquia	50 ± 0,5	230	230	230/400
Eslovenia	50 ± 0,1	220 (k)	380/220 (a)	10.000 6.600 380/220 (a)
España	50 ± 1	400/230 (a) (e) 230 (k) 220/127 (a) 127 (k)	400/230 (a) 220/127 (a) (e)	25.000 15.000 11.000 400/230 (a)
Estados Unidos Charlotte (Carolina del Norte)	60 ± 0,06	120/240 (j) 120/208 (a)	265/460 (a) 120/240 (j) 120/208 (a)	14.400 7.200 2.400 575 (f) 460 (f) 240 (f) 265/460 (a) 120/240 (j) 120/208 (a)
Estados Unidos Detroit (Michigan)	60 ± 0,2	120/240 (j) 120/208 (a)	480 (f) 120/240 (h) 120/208 (a)	13.200 4.800 4.160 480 (f) 120/240 (h) 120/208 (a)

Fig. C1: Tensión de la red local de BT y diagramas de sus circuitos asociados (continúa en la página siguiente).

País	Frecuencia y tolerancia (Hz y %)	Doméstico (V)	Comercial (V)	Industrial (V)
Estados Unidos Los Angeles (California)	60 ± 0,2	120/240 (j)	4.800 120/240 (g)	4.800 120/240 (g)
Estados Unidos Miami (Florida)	60 ± 0,3	120/240 (j) 120/208 (a)	120/240 (j) 120/240 (h) 120/208 (a)	13.200 2.400 480/277 (a) 120/240 (h)
Estados Unidos Nueva York (Nueva York)	60	120/240 (j) 120/208 (a)	120/240 (j) 120/208 (a) 240 (f)	12.470 4.160 277/480 (a) 480 (f)
Estados Unidos Pittsburg (Pennsylvania)	60 ± 0,03	120/240 (j)	265/460 (a) 120/240 (j) 120/208 (a) 460 (f) 230 (f)	13.200 11.500 2.400 265/460 (a) 120/208 (a) 460 (f) 230 (f)
Estados Unidos Portland (Oregón)	60	120/240 (j)	227/480 (a) 120/240 (j) 120/208 (a) 480 (f) 240 (f)	19.900 12.000 7.200 2.400 277/480 (a) 120/208 (a) 480 (f) 240 (f)
Estados Unidos San Francisco (California)	60 ± 0,08	120/240 (j)	277/480 (a) 120/240 (j)	20.800 12.000 4.160 277/480 (a) 120/240 (g)
Estados Unidos Toledo (Ohio)	60 ± 0,08	120/240 (j) 120/208 (a)	277/480 (c) 120/240(h) 120/208 (j)	12.470 7.200 4.800 4.160 480 (f) 277/480 (a) 120/208 (a)
Estonia	50 ± 1	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a)
Etiopía	50 ± 2,5	220 (k)	380/231 (a)	15.000 380/231 (a)
Filipinas (República de)	60 ± 0,16	110/220 (j)	13.800 4.160 2.400 110/220 (h)	13.800 4.160 2.400 440 (b) 110/220 (h)
Finlandia	50 ± 0,1	230 (k)	400/230 (a)	690/400 (a) 400/230 (a)
Francia	50 ± 1	400/230 (a) 230 (a)	400/230 690/400 590/100	20,000 10,000 230/400
Gambia	50	220 (k)	220/380	380
Georgia	50 ± 0,5	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a)
Ghana	50 ± 5	220/240	220/240	415/240 (a)
Gibraltar	50 ± 1	415/240 (a)	415/240 (a)	415/240 (a)
Granada	50	230 (k)	400/230 (a)	400/230 (a)
Grecia	50	220 (k) 230	6.000 380/220 (a)	22.000 20.000 15.000 6.600
Hong Kong	50 ± 2	220 (k)	380/220 (a) 220 (k)	11.000 386/220 (a)
Hungría	50 ± 5	220	220	220/380
India	50 ± 1,5	440/250 (a) 230 (k)	440/250 (a) 230 (k)	11.000 400/230 (a) 440/250 (a)
Indonesia	50 ± 2	220 (k)	380/220 (a)	150.000 20.000 380/220 (a)

Fig. C1: Tensión de la red local BT y diagramas de sus circuitos asociados (continúa en la página siguiente).

1 Redes de distribución pública de BT

País	Frecuencia y tolerancia (Hz y %)	Doméstico (V)	Comercial (V)	Industrial (V)
Irán	50 ± 5	220 (k)	380/220 (a)	20.000 11.000 400/231 (a) 380/220 (a)
Iraq	50	220 (k)	380/220 (a)	11.000 6.600 3.000 380/220 (a)
Irlanda	50 ± 2	230 (k)	400/230 (a)	20.000 10,000 400/230 (a)
Islandia	50 ± 0,1	230	230/400	230/400
Islas Fiyi	50 ± 2	415/240 (a) 240 (k)	415/240 (a) 240 (k)	11.000 415/240 (a)
Islas Malvinas	50 ± 3	230 (k)	415/230 (a)	415/230 (a)
Islas Salomón	50 ± 2	240	415/240	415/240
Israel	50 ± 0,2	400/230 (a) 230 (k)	400/230 (a) 230 (k)	22.000 12.600 6.300 400/230 (a)
Italia	50 ± 0,4	400/230 (a) 230 (k)	400/230 (a)	20.000 15.000 10.000 400/230 (a)
Jamaica	50 ± 1	220/110 (g) (j)	220/110 (g) (j)	4.000 2.300 220/110 (g)
Japón (este)	+ 0,1 – 0,3	200/100 (h)	200/100 (h) (hasta 50 kW)	140.000 60.000 20.000 6,000 200/100 (h)
Jordania	50	380/220 (a) 400/230 (k)	380/220 (a)	400 (a)
Kazajistán	50	380/220 (a) 220 (k) 220/127 (a) 127 (k)	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a)
Kenia	50	240 (k)	415/240 (a)	415/240 (a)
Kirguizistán	50	380/220 (a) 220 (k) 220/127 (a) 127 (k)	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a)
Kuwait	50 ± 3	240 (k)	415/240 (a)	415/240 (a)
Laos	50 ± 8	380/220 (a)	380/220 (a)	380/220 (a)
Lesotho		220 (k)	380/220 (a)	380/220 (a)
Letonia	50 ± 0,4	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a)
Líbano	50	220 (k)	380/220 (a)	380/220 (a)
Libia	50	230 (k) 127 (k)	400/230 (a) 220/127 (a) 230 (k) 127 (k)	400/230 (a) 220/127 (a)
Lituania	50 ± 0,5	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a)
Luxemburgo	50 ± 0,5	380/220 (a)	380/220 (a)	20.000 15.000 5.000
Macedonia	50	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a) 220 (k)	10.000 6.600 380/220 (a)
Madagascar	50	220/110 (k)	380/220 (a)	35.000 5.000 380/220
Malasia	50 ± 1	240 (k) 415 (a)	415/240 (a)	415/240 (a)
Malaui	50 ± 2,5	230 (k)	400 (a) 230 (k)	400 (a)

Fig. C1: Tensión de la red local BT y diagramas de sus circuitos asociados (continúa en la página siguiente).

www.elsolucionario.org

1 Redes de distribución pública de BT

País	Frecuencia y tolerancia (Hz y %)	Doméstico (V)	Comercial (V)	Industrial (V)
Mali	50	220 (k) 127 (k)	380/220 (a) 220/127 (a) 220 (k) 127 (k)	380/220 (a) 220/127 (a)
Malta	50 ± 2	240 (k)	415/240 (a)	415/240 (a)
Martinica	50	127 (k)	220/127 (a) 127 (k)	220/127 (a)
Marruecos	50 ± 5	380/220 (a) 220/110 (a)	380/220 (a)	225.000 150.000 60.000 22.000 20.000
Mauritania	50 ± 1	230 (k)	400/230 (a)	400/230 (a)
México	60 ± 0,2	127/220 (a) 220 (k) 120 (l)	127/220 (a) 220 (k) 120 (l)	13.800 13.200 277/480 (a) 127/220 (b)
Moldavia	50	380/220 (a) 220 (k) 220/127 (a) 127 (k)	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a)
Mozambique	50	380/220 (a)	380/220 (a)	6.000 10.000
Nepal	50 ± 1	220 (k)	440/220 (a) 220 (k)	11.000 440/220 (a)
Níger	50 ± 1	230 (k)	380/220 (a)	15.000 380/220 (a)
Nigeria	50 ± 1	230 (k) 220 (k)	400/230 (a) 380/220 (a)	15.000 11.000 400/230 (a) 380/220 (a)
Noruega	50 ± 2	230/400	230/400	230/400 690
Nueva Zelanda	50 ± 1,5	400/230 (e) (a) 230 (k) 460/230 (e)	400/230 (e) (a) 230 (k)	11.000 400/230 (a)
Omán	50	240 (k)	415/240 (a) 240 (k)	415/240 (a)
Países Bajos	50 ± 0,4	230/400 (a) 230 (k)	230/400 (a)	25.000 20.000 12.000 10.000 230/400
Pakistán	50	230 (k)	400/230 (a) 230 (k)	400/230 (a)
Papúa Nueva Guinea	50 ± 2	240 (k)	415/240 (a) 240 (k)	22.000 11.000 415/240 (a)
Paraguay	50 ± 0,5	220 (k)	380/220 (a) 220 (k)	22.000 380/220 (a)
Polonia	50 ± 0,1	230 (k)	400/230 (a)	1.000 690/400 400/230 (a)
Portugal	50 ± 1	380/220 (a) 220 (k)	15.000 5.000 380/220 (a) 220 (k)	15.000 5.000 380/220 (a)
Qatar	50 ± 0,1	415/240 (k)	415/240 (a)	11.000 415/240 (a)
Reino Unido	50 ± 1	230 (k)	400/230 (a)	22.000 11.000 6.600 3.300 400/230 (a)
Reino Unido (Irlanda)	50 ± 0,4	230 (k) 220 (k)	400/230 (a) 380/220 (a)	400/230 (a) 380/220 (a)

Fig. C1: Tensión de la red local BT y diagramas de sus circuitos asociados (continúa en la página siguiente).

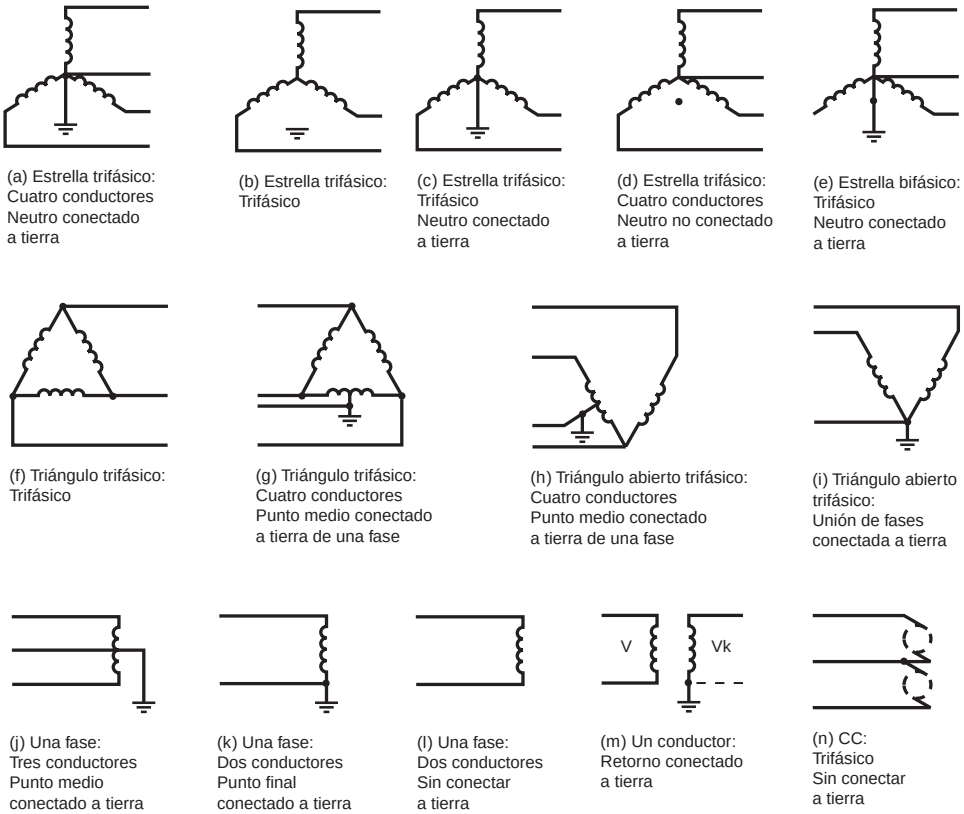
1 Redes de distribución pública de BT

País	Frecuencia y tolerancia (Hz y %)	Doméstico (V)	Comercial (V)	Industrial (V)
República Checa	50 ± 1	230	500 230/400	400.000 220.000 110.000 35.000 22.000 10.000 6.000 3.000
Ruanda	50 ± 1	220 (k)	380/220 (a)	15.000 6.600 380/220 (a)
Rumania	50 ± 0,5	230 (k)	440/220	1.000 690/400 400/230
Rusia	50 ± 0,2	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a)
Samoa		400/230		
San Marino	50 ± 1	230/220	380	15.000 380
Santa Lucía	50 ± 3	240 (k)	415/240 (a)	11.000 415/240 (a)
Senegal	50 ± 5	220 (a) 127 (k)	380/220 (a) 220/127 (k)	90.000 30.000 6.600
Serbia y Montenegro	50	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a) 220 (k)	10.000 6.600 380/220 (a)
Seychelles	50 ± 1	400/230 (a)	400/230 (a)	11.000 400/230 (a)
Sierra Leona	50 ± 5	230 (k)	400/230 (a) 230 (k)	11.000 400
Singapur	50	400/230 (a) 230 (k)	400/230 (a)	22.000 6.600 400/230 (a)
Siria	50	220 (k) 115 (k)	380/220 (a) 220 (k) 200/115 (a)	380/220 (a)
Somalia	50	230 (k) 220 (k) 110 (k)	440/220 (j) 220/110 (j) 230 (k)	440/220 (g) 220/110 (g)
Sri Lanka	50 ± 2	230 (k)	400/230 (a) 230 (k)	11.000 400/230 (a)
Suazilandia	50 ± 2,5	230 (k)	400/230 (a) 230 (k)	11.000 400/230 (a)
Sudáfrica	50 ± 2,5	433/250 (a) 400/230 (a) 380/220 (a) 220 (k)	11.000 6.600 3.300 433/250 (a) 400/230 (a) 380/220 (a)	11.000 6.600 3.300 500 (b) 380/220 (a)
Sudán	50	240 (k)	415/240 (a) 240 (k)	415/240 (a)
Suecia	50 ± 0,5	400/230 (a) 230 (k)	400/230 (a) 230 (k)	6.000 400/230 (a)
Suiza	50 ± 2	400/230 (a)	400/230 (a)	20.000 10.000 3.000 1.000 690/500
Tailandia	50	220 (k)	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a)
Tanzania	50	400/230 (a)	400/230 (a)	11.000 400/230 (a)
Tayikistán	50	380/220 (a) 220 (k) 220/127 (a) 127 (k)	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a)

Fig. C1: *Tensión de la red local BT y diagramas de sus circuitos asociados (continúa en la página siguiente).*

País	Frecuencia y tolerancia (Hz y %)	Doméstico (V)	Comercial (V)	Industrial (V)
Togo	50	220 (k)	380/220 (a)	20.000 5.500 380/220 (a)
Túnez	50 ± 2	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a) 220 (k)	30.000 15.000 10.000 380/220 (a)
Turquía	50 ± 1	380/220 (a)	380/220 (a)	15.000 6.300 380/220 (a)
Turkmenistán	50	380/220 (a) 220 (k) 220/127 (a) 127 (k)	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a)
Ucrania	+ 0,2 / – 1,5	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a) 220 (k)	380/220 (a) 220 (k)
Uganda	+ 0,1	240 (k)	415/240 (a)	11.000 415/240 (a)
Uruguay	50 ± 1	220 (b) (k)	220 (b) (k)	15.000 6.000 220 (b)
Vietnam	50 ± 0,1	220 (k)	380/220 (a)	35.000 15.000 10.000 6.000
Yemen	50	250 (k)	440/250 (a)	440/250 (a)
Yibuti	50		400/230 (a)	400/230 (a)
Zambia	50 ± 2,5	220 (k)	380/220 (a)	380 (a)
Zimbabue	50	225 (k)	390/225 (a)	11.000 390/225 (a)

Diagramas de circuito



(a) Estrella trifásico: Cuatro conductores Neutro conectado a tierra

(b) Estrella trifásico: Trifásico

(c) Estrella trifásico: Trifásico Neutro conectado a tierra

(d) Estrella trifásico: Cuatro conductores Neutro no conectado a tierra

(e) Estrella bifásico: Trifásico Neutro conectado a tierra

(f) Triángulo trifásico: Trifásico

(g) Triángulo trifásico: Cuatro conductores Punto medio conectado a tierra de una fase

(h) Triángulo abierto trifásico: Cuatro conductores Punto medio conectado a tierra de una fase

(i) Triángulo abierto trifásico: Unión de fases conectada a tierra

(j) Una fase: Tres conductores Punto medio conectado a tierra

(k) Una fase: Dos conductores Punto final conectado a tierra

(l) Una fase: Dos conductores Sin conectar a tierra

(m) Un conductor: Retorno conectado a tierra

(n) CC: Trifásico Sin conectar a tierra

Fig. C1: *Tensión de la red local BT y diagramas de sus circuitos asociados.*

www.elsolucionario.org

1 Redes de distribución pública de BT

Consumidores residenciales y comerciales

La función de un suministrador de energía de BT es proporcionar conexiones de servicio (cable subterráneo o línea aérea) a una serie de consumidores a lo largo de su recorrido.

Los requisitos de especificaciones de corriente de los distribuidores se estiman a partir del número de consumidores que se conectan y de una demanda media por consumidor.

Los dos parámetros limitativos para un distribuidor son los siguientes:

- La corriente máxima que es capaz de transportar indefinidamente.
- La longitud máxima de cable que, al transportar su corriente máxima, no superará el límite de caída de tensión reglamentario.

Estos límites implican que se restringe necesariamente la magnitud de las cargas que las instalaciones están dispuestas a conectar a sus sistemas de distribución de BT.

Para la gama de sistemas de BT mencionados en el segundo párrafo de este subapartado (1.1):
120 V monofásico a 240/415 V trifásico, las cargas máximas típicas permitidas conectadas a un suministrador de BT deberían(1) ser (ver **Figura C2**):

Sistema	Corriente permitida máx. asumida por servicio de consumidor	kVA
120 V monofásico, 2 hilos	60 A	7,2
120/240 V monofásico, 3 hilos	60 A	14,4
120/208 V trifásico, 4 hilos	60 A	22
220/380 V trifásico, 4 hilos	120 A	80
230/400 V trifásico, 4 hilos	120 A	83
240/415 V trifásico, 4 hilos	120 A	86

Fig. C2: *Cargas máximas típicas permitidas conectadas a un distribuidor BT.*

Las prácticas difieren considerablemente de una empresa suministradora a otra, y no se pueden ofrecer valores “estandarizados”.

Entre los factores que se han de considerar se encuentran los siguientes:

- El tamaño de una red de distribución existente a la que se va a conectar la nueva carga.
- La carga total que ya se ha conectado a la red de distribución.
- La ubicación a lo largo de la red de distribución de la nueva carga propuesta, es decir, cerca del centro de transformación o junto al extremo remoto de la red de distribución, etc.

En resumen, en cada caso debe examinarse individualmente.

Los niveles de carga indicados anteriormente son los adecuados para todos los consumidores domésticos normales y serán suficientes para las instalaciones de un gran número de edificios administrativos, comerciales y similares.

Consumidores industriales de tamaño pequeño y mediano (con líneas de BT dedicadas directas desde un centro de transformación de MT/BT)

Los consumidores industriales pequeños o medianos pueden recibir un suministro satisfactorio a baja tensión.

En el caso de cargas que superen el límite máximo permitido de servicio de un distribuidor, normalmente se puede ofrecer un cable dedicado desde el cuadro de fusibles (o de interruptores) de distribución de BT, en el centro de transformación de servicio de electricidad.

Por lo general, el límite de carga superior que se puede suministrar por estos medios se limita únicamente por la capacidad disponible del transformador de repuesto en el CT.

Sin embargo, en la práctica:

- Las cargas grandes (por ejemplo > 300 kVA) requieren cables de gran longitud, de modo que, a menos que el centro de la carga se encuentre cerca del centro de transformación, este método puede que no resulte económico.
- Muchas empresas de servicios prefieren suministrar cargas que superen 200 kVA (esta cifra varía en función de los diferentes proveedores) a alta tensión.

Por estos motivos, las líneas de suministro dedicado de BT generalmente se aplican (a 220/380 V y hasta 240/415 V) a una gama de cargas de 80 kVA a 250 kVA.

Entre los consumidores a los que se les suministra a baja tensión se incluyen los siguientes:

- Hogares domésticos.
- Establecimientos y edificios comerciales.
- Fábricas, talleres y estaciones de servicio de pequeño tamaño.
- Restaurantes.
- Granjas, etc.

(1) Los valores mostrados en la **Figura C2** son únicamente indicativos y se basan (arbitrariamente) en corriente de servicio máximo de 60 A para los tres primeros sistemas, ya que se permiten caídas de tensión menores a estas tensiones más bajas para un límite reglamentario de un porcentaje dado. El segundo de grupo de sistemas se basa (también arbitrariamente) en una corriente de servicio máxima permitida de 120 A.

1 Redes de distribución pública de BT

*En localidades y ciudades de gran tamaño, los cables de distribución de BT estandarizados forman una red a través de cajas de conexiones. Algunas conexiones se eliminan, de modo que cada distribuidor (con fusible) que salga de un centro de transformación MT/BT forme un sistema radial abierto, tal y como se muestra en la **Figura C3**.*

1.2 Redes de distribución de BT

En los países europeos, los niveles estándares de tensión de distribución trifásicos de cuatro hilos son 220/380 V o 230/400 V. Muchos países están convirtiendo actualmente sus sistemas BT con respecto a los últimos estándares IEC de 230/400 V nominal (IEC 60038). Las ciudades y localidades de tamaño medio o grande disponen de sistemas de distribución con cables subterráneos.
Los centros de transformación de MT/BT, con una distancia entre sí de aproximadamente 500 o 600 m, normalmente están equipados con lo siguiente:

- Un cuadro de MT de 3 o 4 entradas, a menudo compuesto por interruptores de carga de salida y de entrada que forman parte de una distribución en anillo, y uno o dos interruptores automáticos de MT o fusibles e interruptores de carga combinados para los circuitos del transformador.
- Uno o dos transformadores de MT/BT de 1.000 kVA.
- Uno o dos cuadros de fusibles de distribución (acoplados) trifásicos, de 4 hilos, de BT y de 6 u 8 salidas o cuadros de interruptores automáticos, que controlan y protegen los cables de distribución salientes de cuatro núcleos, denominados por lo general “distribuidores”.

La salida de un transformador se conecta a las barras de BT a través de un interruptor de carga, o simplemente a través de conexiones aislantes.

En áreas con carga densa se instala un distribuidor de tamaño estándar para formar una red, por lo general con un cable a lo largo de cada pavimento y cajas de conexión de 4 vías situadas en registros en las esquinas de las calles, donde se cruzan dos cables.

Según las tendencias más recientes, se colocan armarios resistentes a la intemperie por encima del nivel del suelo, ya sea contra un muro o cuando es posible empotrado en un muro.

Las conexiones se insertan de modo que los distribuidores forman circuitos radiales desde el centro AT/MT con ramas de extremos abiertos (ver **Figura C3**). Cuando una caja de conexiones une un distribuidor de un centro de transformación con el de un centro de transformación vecino, las conexiones de fase se omiten o se sustituyen por fusibles, pero la conexión del neutro permanece en su posición.

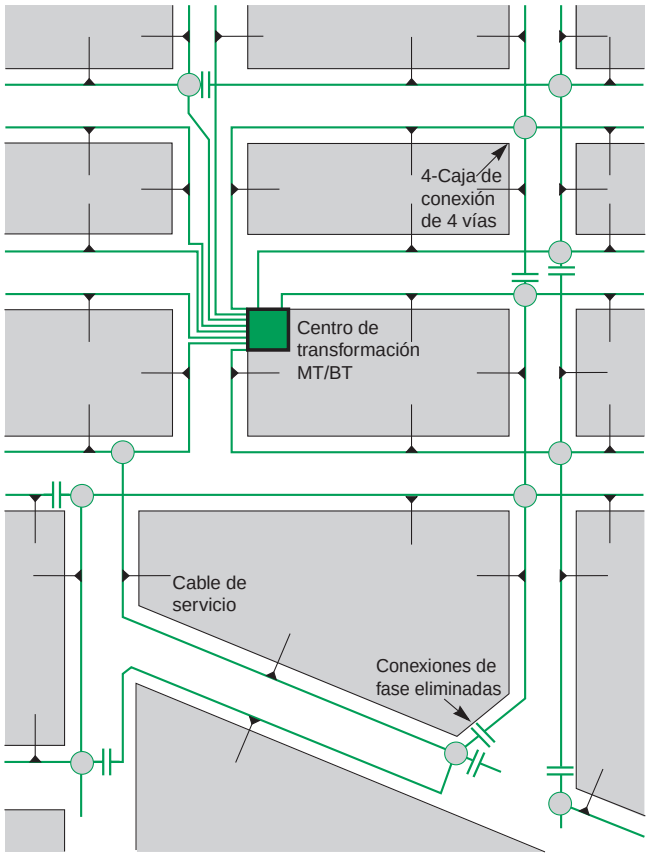


***Fig. C3:** Uno de los numerosos modos en los que se puede organizar una red de distribución de BT para el funcionamiento radial y en bucle de un distribuidor, rehaciendo las conexiones (fase).*

1 Redes de distribución pública de BT

Esta disposición ofrece un sistema muy flexible en el que se puede desconectar un centro de transformación completo, mientras el área a la que normalmente suministra se alimenta a partir de cajas de conexiones de las estaciones circundantes.

Además, las longitudes más cortas del distribuidor (entre dos cajas de conexiones) se pueden aislar para la detección de defectos y la reparación.

En áreas urbanas con cargas de menor densidad se utiliza por lo general un sistema más económico de distribución radial, en el que se instalan conductores de tamaño más reducido a medida que aumenta la distancia con respecto al CT.

Cuando la densidad de la carga lo requiera, los CT se pueden espaciar con menos distancia entre sí y a veces son necesarios transformadores de hasta 1.500 kVA.

En áreas de densidad inferior de carga se emplean otras formas de redes urbanas de BT, basadas en pilares de distribución de BT independientes, colocados por encima del nivel del suelo en puntos estratégicos de la red. Este esquema sigue el principio de los distribuidores radiales decrecientes, en los que el tamaño del cable conductor de distribución se reduce a medida que disminuye el número de consumidores aguas abajo al alejarse del centro de transformación.

En este esquema, una serie de alimentadores radiales de BT seccionados a lo largo del cuadro de distribución en el centro de transformación alimentan a las barras de un pilar de distribución, desde el que los distribuidores de menor tamaño suministran a los consumidores que se encuentren inmediatamente alrededor del pilar.

En la actualidad, en muchos países se utilizan habitualmente métodos mejorados con conductores trenzados y aislados que forman un cable aéreo montado en postes.

La distribución en centros comerciales, pueblos y áreas rurales generalmente y durante muchos años se ha basado en conductores de cobre desnudos cuyo soporte eran postes de madera, hormigón o acero, y se alimentaban mediante transformadores montados en los postes o en la tierra.

En los últimos años, se han desarrollado conductores aislados de BT trenzados que forman un cable independiente de 2 o 4 núcleos para uso aéreo, y se consideran más seguros y visualmente más aceptables que las líneas de cobre desnudas.

Esto es especialmente así cuando los conductores se fijan a los muros (por ejemplo, cableados bajo aleros) donde apenas se ven.

Se han aplicado principios similares con tensiones altas y ahora se encuentran disponibles conductores aislados independientes y “agrupados” para instalaciones aéreas de MT a 24 kV.

En Europa, cada centro de transformación de suministro eléctrico puede proporcionar electricidad en BT a un área correspondiente a un radio de aproximadamente 300 m a partir del CT.
Los sistemas de distribución de Norteamérica y de América Central consisten en una red de MT desde la que diferentes transformadores de MT/BT (pequeños) suministran a uno o varios consumidores mediante un cable de servicio directo (o línea) desde la ubicación del transformador.

Cuando más de un centro de transformación suministra a una localidad, se realizan disposiciones en los postes en los que confluyen las líneas de BT de diferentes centros de transformación para interconectar las fases correspondientes.

La práctica de Norteamérica y Sudamérica difiere fundamentalmente de la de Europa en que las redes de BT prácticamente no existen y que son poco frecuentes los suministros trifásicos en instalaciones domésticas de áreas residenciales.

La distribución se realiza con eficacia en alta tensión en una dirección, de modo que difiere también de las prácticas europeas. De hecho, el esquema de MT es un sistema trifásico de 4 hilos desde el que las redes de distribución monofásicas (conductores de fase y neutros) suministran a diferentes transformadores monofásicos, cuyos bobinados secundarios son de toma central para producir suministros monofásicos de 3 hilos y 120/240 V. Los conductores centrales alimentan a los neutros de BT que, junto a los conductores neutros de MT, se encuentran conectados a tierra en intervalos a lo largo de sus recorridos.

Cada transformador de MT/BT suministra a una o varias instalaciones directamente desde la posición del transformador mediante cables de servicio radiales o mediante líneas aéreas).

Los componentes del servicio y los equipos de medición se instalaban antes dentro del edificio del consumidor. La tendencia actual es colocar estos elementos en el exterior en un armario resistente a la intemperie.

En estos países existen otros muchos sistemas, pero el que se describe parece ser el más común.

La **Figura C4** (página siguiente) muestra las principales características de los dos sistemas.

1.3 La conexión entre el servicio y el consumidor

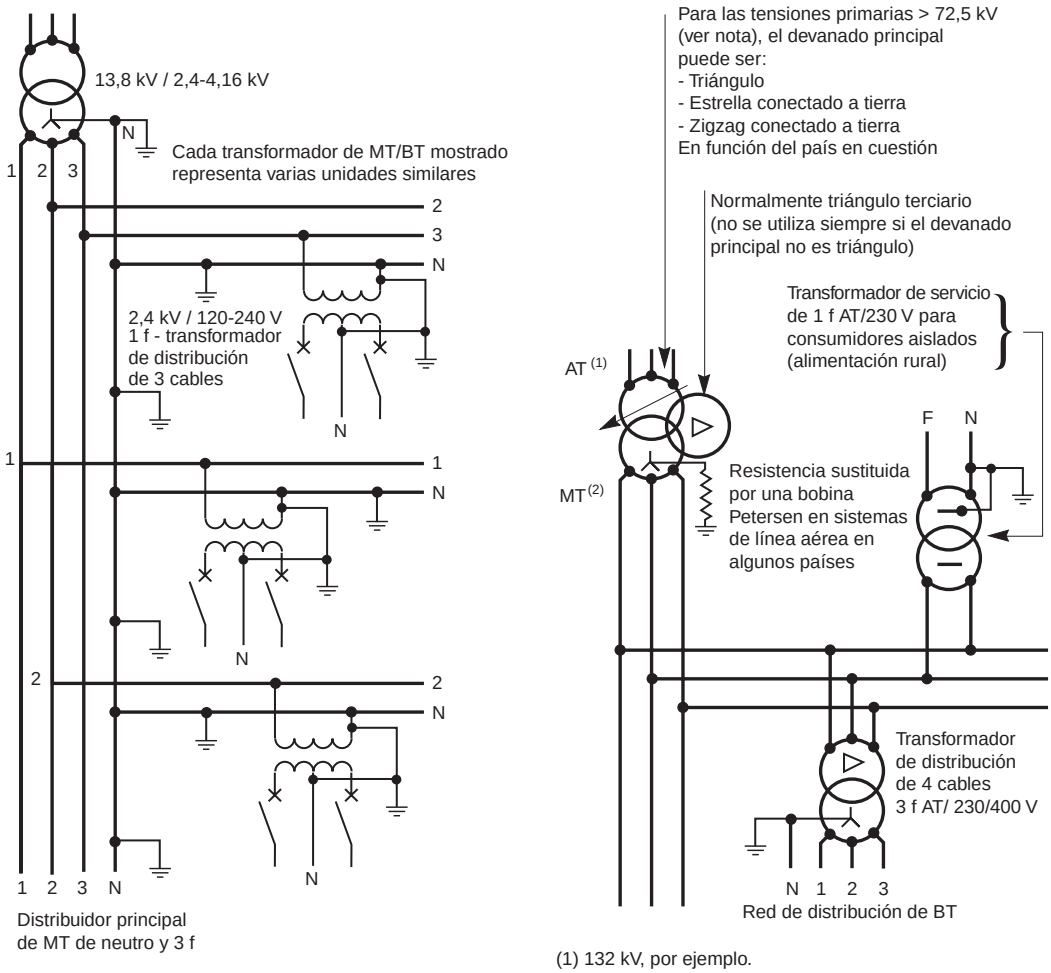
Antes, siempre llegaba al interior de las instalaciones del consumidor un cable de servicio subterráneo o unos conductores aislados montados en los muros a partir de una línea aérea, y además se instalaban la caja de sellado del extremo del cable, los fusibles del servicio (inaccesibles para el consumidor) y los medidores.

La tendencia más reciente es ubicar (lo más lejos posible) estos componentes del servicio en una envolvente resistente a la intemperie, fuera del edificio.

La interfaz del consumidor y de los servicios a menudo se encuentran en los terminales de salida de los medidores o, en algunos casos, en los terminales de salida del interruptor automático principal de la instalación (dependiendo de las prácticas locales) a los que realizan la conexión los empleados de la empresa de servicio, tras realizar pruebas e inspecciones de la instalación.

En la **Figura C5** se muestra una disposición típica (página siguiente).

www.elsolucionario.org



(1) 132 kV, por ejemplo.
(2) 11 kV, por ejemplo.

Nota: Con tensiones principales superiores a 72,5 en CT de alimentación de gran volumen, es una práctica común en algunos países europeos utilizar un devanado principal de estrella conectado a tierra y un devanado secundario triángulo. El punto neutro del lado secundario se suministra con una resistencia de tierra en zigzag cuyo punto estrella está conectado a tierra a través de una resistencia. Con frecuencia, la resistencia de tierra tiene un devanado secundario para proporcionar alimentaciones trifásicas de BT a la subestación. En tal caso se denomina un "transformador de puesta a tierra".

Fig. C4: *Utilizado en general en los sistemas de tipo europeo y americano.*

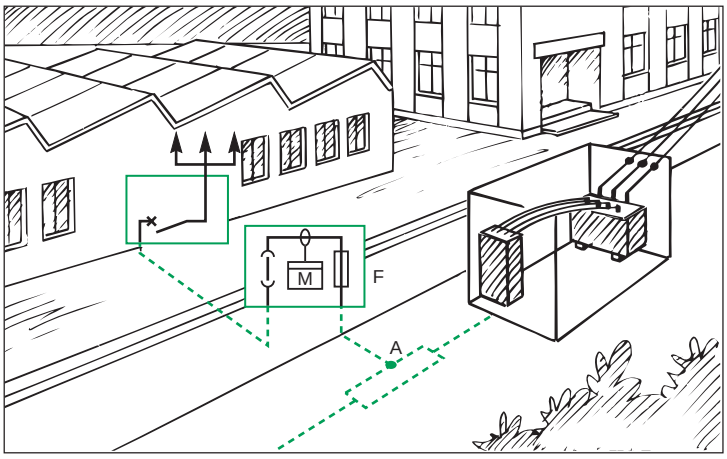


Fig. C5: *Disposición típica del servicio en sistemas conectados a tierra TT.*

1 Redes de distribución pública de BT

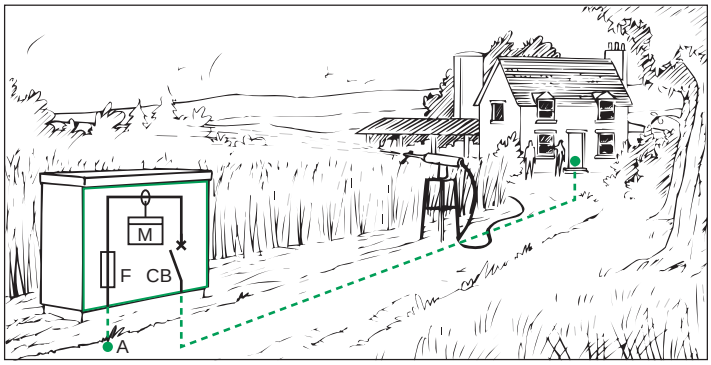
Los consumidores de BT normalmente reciben el suministro según el esquema TN o TT, tal y como se describe en los capítulos F y G. El interruptor automático principal de la instalación de un suministro TT debe incluir un dispositivo de protección de fugas a tierra de corriente residual. En el caso de un servicio TN, se necesita protección contra sobreintensidades mediante interruptores automáticos o fusible de interruptor.

Es obligatorio un interruptor automático de caja moldeada que incorpore una función protectora de defecto a tierra de corriente residual sensible en el origen de cualquier instalación de BT que forme parte de la aparamenta a tierra TT. La razón por la que es necesaria esta función y los niveles correspondientes de disparo por corriente de fuga se tratan en el apartado 3 del Capítulo G.

Otro motivo por el que es necesario este dispositivo es que el consumidor no puede superar su carga (contractual) máxima declarada, ya que el ajuste de disparo por sobrecarga, sellado por la autoridad encargada del suministro, cortará el suministro que se encuentre por encima del valor declarado. El consumidor puede cerrar o disparar libremente el interruptor, de modo que, si el interruptor se sobrecarga o se dispara sin querer, o debido a un defecto del dispositivo, los suministros se pueden restablecer rápidamente tras la corrección de la anomalía.

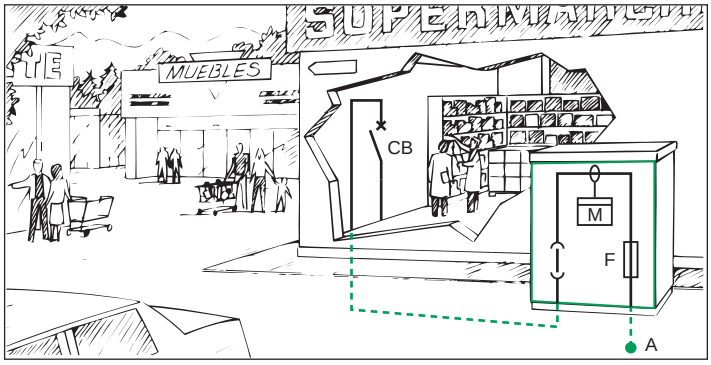
Dada la incomodidad tanto para el personal de la compañía suministradora como para el consumidor, actualmente los equipos de medida suelen ubicarse fuera de las instalaciones de diferentes modos:

- En una envolvente conforme a las normas de la empresa suministradora, como muestran las **Figuras C6** y **C7**.
- En un espacio dentro de un edificio pero con la terminación de los cables y los fusibles de la empresa suministradora ubicado en un armario empotrado resistente a la intemperie y al que se puede acceder desde la vía pública, tal y como se muestra en la **Figura C8** de la página siguiente.
- Para consumidores domésticos privados, el equipo mostrado en el armario de la **Figura C5** se instala en un armario resistente a la intemperie montado verticalmente en un marco metálico en el jardín frontal, o empotrado en el muro divisor, y al que puede acceder el personal autorizado desde la acera. La **Figura C9** (página siguiente) muestra la disposición general, en la que las conexiones de fusibles que pueden eliminarse ofrecen el medio de aislamiento.



En este tipo de instalación a menudo es necesario colocar el interruptor automático principal de la instalación a cierta distancia del punto de utilización, por ejemplo aserraderos, estaciones de bombeo, etc.

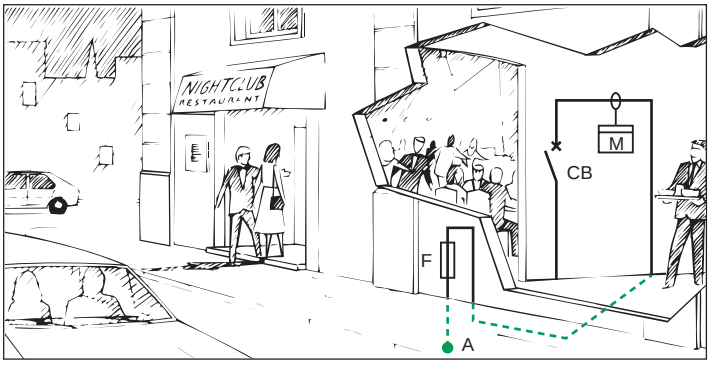
Fig. C6: *Instalación típica de tipo rural.*



El interruptor automático principal de la instalación se encuentra ubicado en las instalaciones del consumidor en los casos en los que se configura para que se dispare si se supera la demanda de carga de kVA declarada.

Fig. C7: *Instalaciones semiurbanas (zonas comerciales, etc.).*

1 Redes de distribución pública de BT



El cable de acometida termina en un armario de pared empotrado que contiene las conexiones de fusibles de aislamiento, al que se puede acceder desde la vía pública. Este método se prefiere por motivos estéticos, cuando el consumidor puede aportar una ubicación adecuada para el interruptor principal y para el medidor.

Fig. C8: *Instalaciones en el centro de ciudades.*

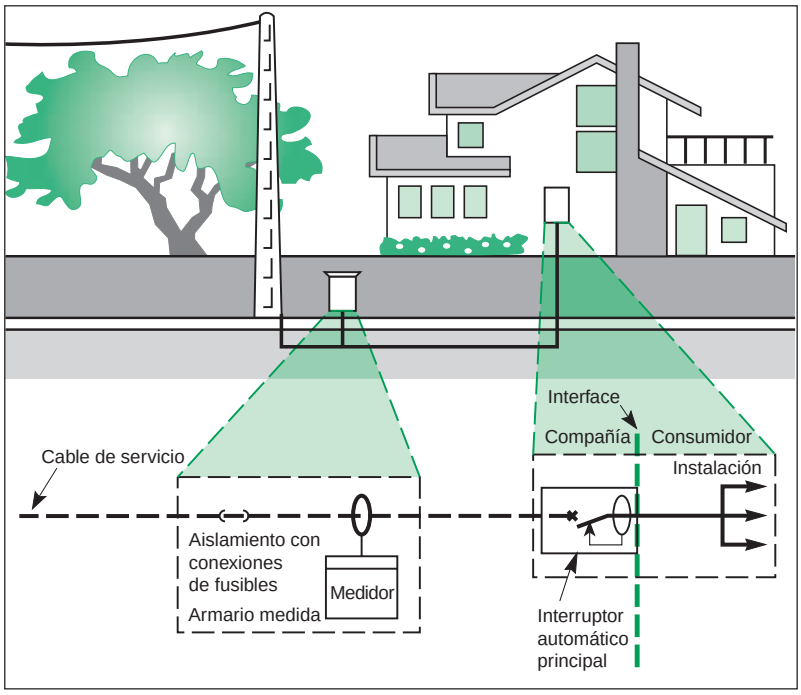


Fig. C9: *Disposición típica de servicios de BT para consumidores domésticos.*

En el campo de la medición electrónica, se han desarrollado técnicas para que las empresas de servicios puedan medir la electricidad y facturar, y debido también a que la liberación del mercado de la electricidad ha aumentado la necesidad de poder recopilar más datos de los equipos de medida. Por ejemplo, la medición electrónica también puede ayudar a las empresas de servicios a comprender los perfiles de consumo de sus clientes.

Del mismo modo, cada vez serán útiles para un número cada vez mayor de aplicaciones de radiofrecuencia y de comunicación de líneas de alimentación.

En esta área también los sistemas de prepago se utilizan cada vez más cuando están justificados económicamente. Se basan en el hecho de que, por ejemplo, los consumidores que han realizado el pago en las estaciones de distribución generan pruebas para pasar la información relativa a este pago a los equipos de medida. En estos sistemas la principal preocupación es la seguridad y la interoperabilidad, que ahora parecen haberse solucionado. El atractivo de estos sistemas se debe al hecho de que no sólo eliminan los equipos de medida, sino también los sistemas de facturación, la lectura de los equipos de medida y la administración de la recaudación de ingresos.

www.elsolucionario.org

1 Redes de distribución pública de BT

Un nivel adecuado de tensión en los terminales de servicio de suministro de los consumidores es esencial para el funcionamiento óptimo de los equipos y los dispositivos. Los valores prácticos de corriente y las consecuentes caídas de tensión en un sistema de BT, demuestran la importancia de mantener un alto factor de potencia como medio para reducir las caídas de tensión.

1.4 Calidad de la tensión de suministro

La calidad del suministro de la red de BT en su sentido más amplio implica lo siguiente:

- Cumplimiento de los límites reglamentarios de magnitud y de frecuencia.
- Libertad de fluctuación continua dentro de esos límites.
- Suministro ininterrumpido de alimentación, excepto en el caso de cortes programados por motivos de mantenimiento, o como resultado de defectos del sistema u otras emergencias.
- Conservación de una forma de onda casi sinusoidal.

En este subapartado únicamente se tratará el mantenimiento de la magnitud de la tensión, y las cuestiones restantes se tratan en el subapartado 1.3 del capítulo E.

En la mayoría de los países, las autoridades responsables del suministro eléctrico tienen la obligación de mantener el nivel de tensión en el punto de servicio de los consumidores dentro de los límites del ± 5% (o en algunos casos ± 6% o más, consúltese la tabla C1) del valor nominal declarado.

Una vez más, IEC y la mayoría de estándares nacionales recomiendan que los dispositivos de BT se diseñen y se prueben de modo que funcionen de forma óptima dentro de los límites del ± 10% de la tensión nominal. Esto deja un margen, en las peores condiciones (de menos del 5% en el punto de servicio, por ejemplo), de una caída de tensión permisible del 5% en el cableado de la instalación.

Las caídas de tensión en un sistema típico de distribución ocurren del siguiente modo: la tensión en los terminales de MT de un transformador de MT/BT normalmente se mantiene dentro de una banda del ± 2% por la acción de reguladores automáticos en carga de los transformadores en las subestaciones de transformación, que alimentan la red de MT desde un sistema de transporte de tensión superior.

Si el transformador de MT/BT se encuentra en una ubicación cercana a la subestación de transformación, la banda de tensión del ± 2% puede centrarse en un nivel de tensión que sea superior al valor nominal de MT. Por ejemplo, la tensión podría ser de 20,5 kV ± 2% en un sistema de 20 kV. En este caso, el transformador de distribución de MT/BT debería tener el regulador seleccionado en la posición de variación de + 2,5%.

A la inversa, en ubicaciones remotas de las subestaciones de transformación, es posible un valor de 19,5 kV ± 2%, en cuyo caso, el regulador deberá estar seleccionado en la posición de –5%.

Los diferentes niveles de tensión en un sistema son normales. Además, estas diferencias de tensión son el motivo por el que se emplea el término "nominal" al referirse a la tensión del sistema.

Aplicación práctica

Con el transformador de MT/BT correctamente regulado, se mantendrá una tensión de salida del transformador en vacío dentro de una banda del ± 2% de su tensión de salida en vacío.

Para garantizar que el transformador pueda mantener el nivel de tensión necesario cuando se encuentre a plena carga, la tensión de salida en vacío debe ser lo más alta posible, sin superar el límite superior del + 5% (adoptado para este ejemplo). En la práctica actual, las relaciones de devanado generalmente producen una tensión de salida de alrededor del 104% en vacío(1), cuando se aplica la tensión nominal en MT, o se corrige mediante el regulador, tal y como se describe anteriormente. Esto produciría una banda de tensión de entre el 102% y el 106% en el caso actual.

Un transformador de distribución de BT típico tiene una tensión de cortocircuito del 5%.

Si se asume que su tensión de resistencia es una décima parte de este valor, la caída de tensión dentro del transformador al suministrar una carga completa con un factor de potencia de 0,8, será:

$V\%$ caída $= R\% \cos \varphi + X\% \sin \varphi$

$= 0{,}5 \times 0{,}8 + 5 \times 0{,}6$

$= 0{,}4 + 3 = 3{,}4\%$

La banda de tensión en los terminales de salida del transformador a plena carga será por lo tanto de (102 – 3,4) = 98,6% a (106 – 3,4) = 102,6%.

La caída de tensión máxima permisible en un distribuidor es por lo tanto 98,6 – 95 = 3,6%.

En términos prácticos, esto significa que un cable de distribución de tamaño medio, de cuatro hilos, trifásico de 230/400 V de conductores de cobre de 240 mm^2 podría suministrar una carga total de 292 kVA con un factor de potencia de 0,8, distribuidos de forma uniforme en 306 metros del distribuidor. De modo alternativo, la misma carga en las instalaciones de un solo consumidor podría suministrarse a una distancia de 153 desde el transformador, para la misma caída de tensión, etc.

(1) Los transformadores diseñados para la norma IEC 230/400 V tendrán una salida en vacío de 420 V, es decir, 105% de la tensión nominal.

1 Redes de distribución pública de BT

Como interés, cabe destacar que la especificación máxima del cable, basada en los cálculos derivados de la IEC 60287 es 290 kVA, y de este modo, el margen de tensión del 3,6% no es demasiado restrictivo, es decir, el cable se puede cargar completamente para las distancias que normalmente son necesarias en los sistemas de distribución de BT.

Además, un factor de potencia de 0,8 es adecuado para cargas industriales. En áreas semiindustriales mixtas, 0,85 es un valor más común, mientras que por lo general se utiliza el valor de 0,9 para cálculos relacionados con áreas residenciales, de modo que la caída de tensión indicada anteriormente se puede considerar como un ejemplo “del peor de los casos”.

2 Tarifas y medición

En esta guía no se intentará tratar el tema de las tarifas particulares, ya que parece que existen tantas estructuras de tarifas diferentes en el mundo como empresas suministradoras.

Algunas tarifas son muy complicadas en detalle, pero algunos elementos son comunes a todas y su objetivo es animar a los consumidores a que gestionen su consumo de energía de modo que se reduzca el coste de generación, transporte y distribución.

Los dos modos más utilizados con los que se puede reducir el coste del suministro energético de los consumidores son los siguientes:

- Reducción de pérdidas de energía en la generación, transporte y distribución de energía eléctrica. En principio, en un sistema de electricidad se obtienen las menores pérdidas cuando todas las partes del sistema funcionan con un factor de potencia unitario.
- Reducción de la demanda máxima de energía, mientras aumenta la demanda en períodos de carga baja, y por lo tanto se explota al máximo la central de generación y se reduce al mínimo la redundancia de plantas.

Reducción de pérdidas

Aunque la situación ideal especificada en la primera posibilidad mencionada anteriormente no se pueda realizar en la práctica, muchas estructuras de tarifas se basan en parte en la demanda de kVA, así como en los kWh consumidos. Puesto que para una carga de kW determinada, el valor mínimo de kVA se produce en el factor de potencia unitario, el consumidor puede reducir al mínimo los costes de facturación tomando medidas para mejorar el factor de potencia de la carga (tal y como se trata en el capítulo L). La demanda de kVA que se utiliza de forma general con fines de tarificación es la demanda media máxima de kVA que se produce durante cada período de facturación, y se basa en las demandas medias de kVA, en períodos fijos (generalmente períodos de 10, 30 o 60 minutos) y se seleccionan los valores más altos. El principio se describe a continuación en el apartado de “principio de medición de demanda máxima de kVA”.

Reducción de la demanda máxima de energía

El segundo objetivo, es decir, el de la reducción de las demandas máximas de energía, mientras se aumenta la demanda en períodos de baja carga, ha producido tarifas que ofrecen una reducción sustancial del coste de energía:

- A ciertas horas durante las 24 horas del día.
- En ciertos períodos del año.

El ejemplo más sencillo es el de un consumidor doméstico con un calentador de agua por acumulación (o un calefactor de acumulación, etc.). El equipo de medida dispone de dos registros digitales, uno de los cuales funciona durante el día y el otro (que se conecta mediante un dispositivo de temporización) funciona durante la noche. Un contactor que se activa mediante el mismo dispositivo de temporización, cierra el circuito del calentador de agua, cuyo consumo se indica en el registro en el que se aplica la tarifa más económica. El calentador se puede encender y apagar en cualquier momento del día si es necesario, pero entonces se medirá con la tarifa normal. Los grandes consumidores industriales pueden disponer de 3 o 4 tarifas que se aplican en diferentes períodos durante un intervalo de 24 horas, y un número similar de períodos diferentes al año. En estos esquemas, la relación de coste por kWh durante un período de demanda máxima durante el año, y la del período de carga más inferior del año puede ser de hasta 10:1.

Equipos de medida

Como es lógico, son necesarios instrumentos y dispositivos de alta calidad para implementar este tipo de medición. Hasta la fecha se han utilizado equipos electromecánicos clásicos. Ahora se utilizan recientes desarrollos en la medición electrónica y microprocesadores, que facilitan considerablemente la aplicación de los principios tratados anteriormente.

Tal y como se ha indicado anteriormente, en la mayoría de los países, algunas tarifas se basan en parte en la demanda de kVA, además del consumo de kWh, durante los períodos de facturación (a menudo intervalos de 3 meses). La demanda máxima que registra el contador que se describe es, de hecho, una media máxima (es decir, la más alta) de demanda de kVA registrada en períodos consecutivos durante el intervalo de facturación.

www.elsolucionario.org

La **Figura C10** muestra una curva típica de demanda de kVA en un período de dos horas dividido en períodos consecutivos de 10 minutos. El contador mide el valor medio de kVA durante cada uno de estos períodos de 10 minutos.

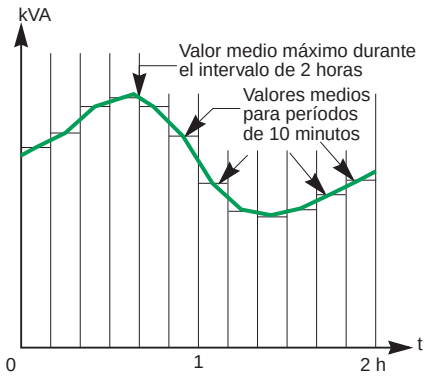


Fig. C10: *Valor medio máximo de kVA en un intervalo de 2 h.*

Principio de medición de demanda máxima de kVA

Un contador de kVAh es similar a un contador de kWh pero la relación de fase de tensión y corriente se ha modificado para que mida con eficacia kVAh (kilovoltio-amperio-hora). Además, en lugar de contar con un conjunto de indicadores de contador por decenas, como es el caso de un medidor de kWh convencional, este instrumento dispone de un puntero giratorio. Cuando el puntero gira, mide kVAh y empuja un indicador rojo ante él. Transcurridos 10 minutos, el puntero se habrá desplazado en parte alrededor del indicador (está diseñado para que nunca pueda completar una revolución en 10 minutos) y a continuación vuelve eléctricamente a la posición de cero, para comenzar otro período de diez minutos. El indicador rojo sigue en la posición que ha alcanzado el puntero de medición, y esa posición corresponde al número de kVAh (kilovoltio-amperio-hora) que toma la carga en 10 minutos. No obstante, en lugar de que el dial se marque en kVAh en ese punto se puede marcar en unidades de kVA medias. Las siguientes cifras lo aclararán.

Supongamos que el punto que alcanza el indicador rojo corresponde a 5 kVAh. Se sabe que una cantidad variable de kVA de potencia aparente ha fluido durante 10 minutos, es decir 1/6 de hora.

Si ahora los 5 kVAh se dividen por el número de horas, se obtiene la media de kVA durante el período.

En este caso, la media de kVA durante el período será:

$$5 \times \frac{1}{\frac{1}{6}} = 5 \times 6 = 30 \text{ kVA}$$

Cada punto alrededor del indicador se marcará de forma similar, es decir, la cifra del kVA medio será 6 veces superior al valor de kVAh en cualquier punto determinado. Se puede aplicar un razonamiento similar a cualquier otro intervalo de tiempo de reinicio.

Al final del período de facturación, el indicador rojo se encontrará en el máximo de todos los valores medios que se han producido en el período de facturación.

El indicador rojo volverá a cero al comienzo de cada período de facturación. Los medidores electromecánicos del tipo descrito se están sustituyendo rápidamente por instrumentos electrónicos. Sin embargo, los principios de medición básicos de los que dependen estos medidores electrónicos son los mismos que los descritos anteriormente.

Capítulo D
Guía de elección de arquitecturas MT y BT

Índice

1	**Aspectos importantes para el usuario**	**D3**
2	**Proceso de diseño de arquitectura simplificado**	**D4**
	2.1 Diseño de arquitectura	D4
	2.2 Proceso global	D5
3	**Características de la instalación eléctrica**	**D7**
	3.1 Actividad	D7
	3.2 Topología de las instalaciones	D7
	3.3 Latitud de disposición	D7
	3.4 Fiabilidad de servicio	D7
	3.5 Mantenibilidad	D8
	3.6 Flexibilidad de instalación	D8
	3.7 Demanda de potencia	D8
	3.8 Distribución de cargas	D8
	3.9 Sensibilidad a las interrupciones de alimentación	D9
	3.10 Sensibilidad a las perturbaciones	D9
	3.11 Capacidad de perturbación de los circuitos	D10
	3.12 Otras consideraciones o limitaciones	D10
4	**Características tecnológicas**	**D11**
	4.1 Entorno y atmósfera	D11
	4.2 Índice de servicios	D11
	4.3 Otras consideraciones	D12
5	**Criterios de evaluación de arquitectura**	**D13**
	5.1 Tiempo de actividad en las instalaciones	D13
	5.2 Impacto medioambiental	D13
	5.3 Nivel de mantenimiento preventivo	D14
	5.4 Disponibilidad de alimentación eléctrica	D14
6	**Elección de fundamentos de arquitectura**	**D15**
	6.1 Conexión con la red aguas arriba	D15
	6.2 Configuración de circuitos MT	D16
	6.3 Número y distribución de subestaciones de transformación MT/BT	D17
	6.4 Número de transformadores MT/BT	D18
	6.5 Generador de reserva MT	D18
7	**Elección de detalles de arquitectura**	**D19**
	7.1 Disposición	D19
	7.2 Disposición centralizada o distribuida	D20
	7.3 Presencia de un sistema de alimentación ininterrumpida (SAI)	D22
	7.4 Configuración de circuitos BT	D22
8	**Elección de equipos**	**D25**

9 Recomendaciones para la optimización de la arquitectura D26

9.1 Actividad en las instalaciones D26

9.2 Impacto medioambiental D26

9.3 Volumen de mantenimiento preventivo D28

9.4 Disponibilidad de alimentación eléctrica D28

10 Glosario D29

11 Software ID-Spec D30

12 Ejemplo: instalación eléctrica en una imprenta D31

12.1 Breve descripción D31

12.2 Características de la instalación D31

12.3 Características tecnológicas D31

12.4 Criterios de evaluación de arquitectura D32

12.5 Elección de soluciones tecnológicas D34

www.elsolucionario.org

1 Aspectos importantes para el usuario

Elección de arquitectura de distribución

La elección de una arquitectura de distribución afecta de manera decisiva al rendimiento de la instalación durante todo su ciclo de vida:

- Desde la fase de fabricación, las elecciones que se realicen pueden influir considerablemente en el tiempo de instalación, las posibilidades de ritmo de trabajo, las competencias necesarias de los equipos de instalación, etc.
- También se verá afectado el rendimiento durante la fase de funcionamiento en cuanto a la calidad y la continuidad de la fuente de alimentación de las cargas sensibles y las pérdidas de potencia en los circuitos de alimentación.
- Y finalmente, se influirá sobre la proporción de la instalación que podrá ser reciclada en la fase de finalización de la vida útil.

La arquitectura de distribución eléctrica de una instalación implica la configuración espacial, la elección de fuentes de alimentación, la definición de diferentes niveles de distribución, el diagrama de una sola línea y la elección de equipos.

La elección de la mejor arquitectura se basa a menudo en la búsqueda de un compromiso entre los diversos criterios de rendimiento que interesan al cliente que utilizará la instalación en las diferentes fases de su ciclo de vida. Cuanto antes encontremos soluciones, más posibilidades de optimización se ofrecerán (ver la **Figura D1**).

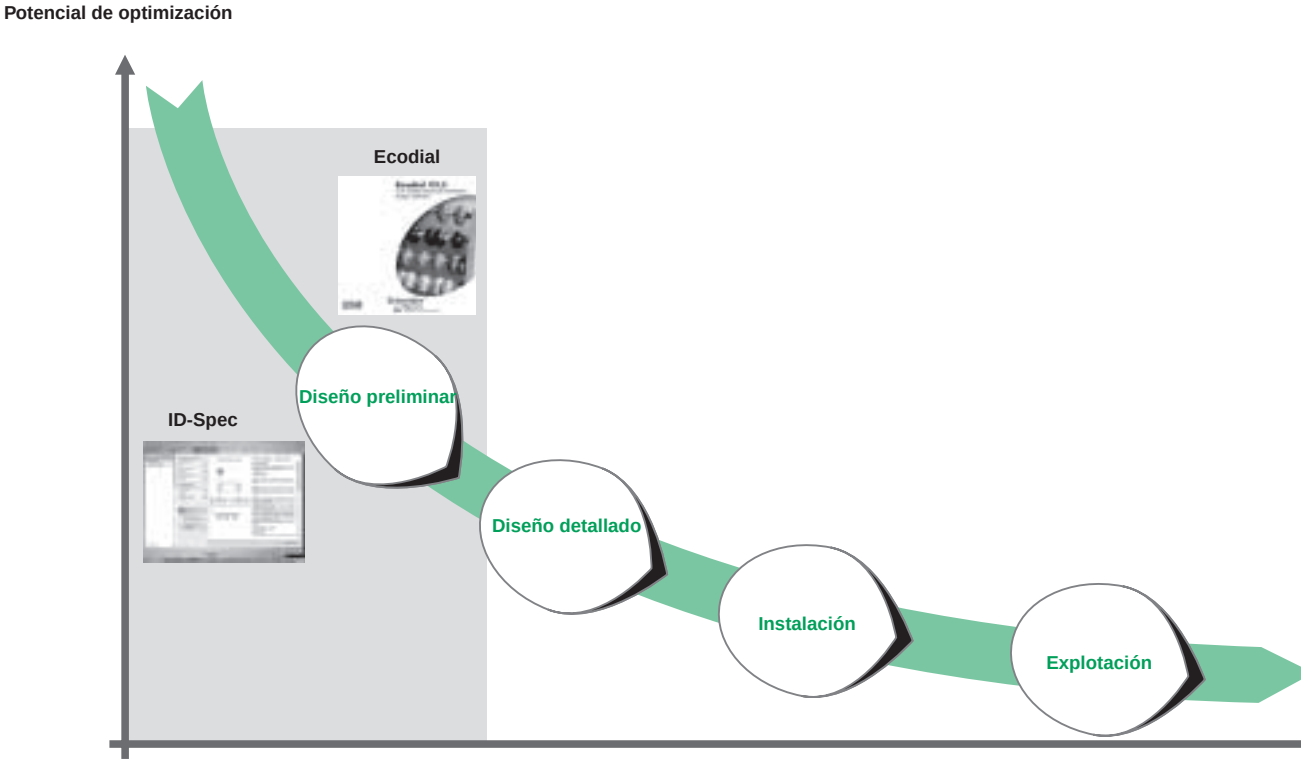


Fig. D1: *Potencial de optimización.*

La búsqueda adecuada de una solución óptima también está estrechamente relacionada con la posibilidad de intercambio entre los diversos participantes implicados en el diseño de las diferentes secciones de un proyecto:

- El arquitecto que define la organización del edificio, de acuerdo con las necesidades del usuario.
- Los diseñadores de las diferentes secciones técnicas (iluminación, calefacción, aire acondicionado, fluidos, etc.).
- Los representantes del usuario, p. ej. encargados de definir el proceso.

En los siguientes párrafos se describen los criterios de selección y el proceso de diseño de arquitectura necesarios para cumplir los criterios de rendimiento del proyecto en el contexto de los edificios industriales y terciarios (excluidas las instalaciones de gran tamaño).

2 Proceso de diseño de arquitectura simplificado

2.1 Diseño de arquitectura

El diseño de la arquitectura tratado en este documento se sitúa en la fase de diseño de borrador. Normalmente, cubre los niveles de distribución principal MT/BT, la distribución de alimentación BT y, de forma excepcional, el nivel de distribución terminal (ver la **Figura D2**).

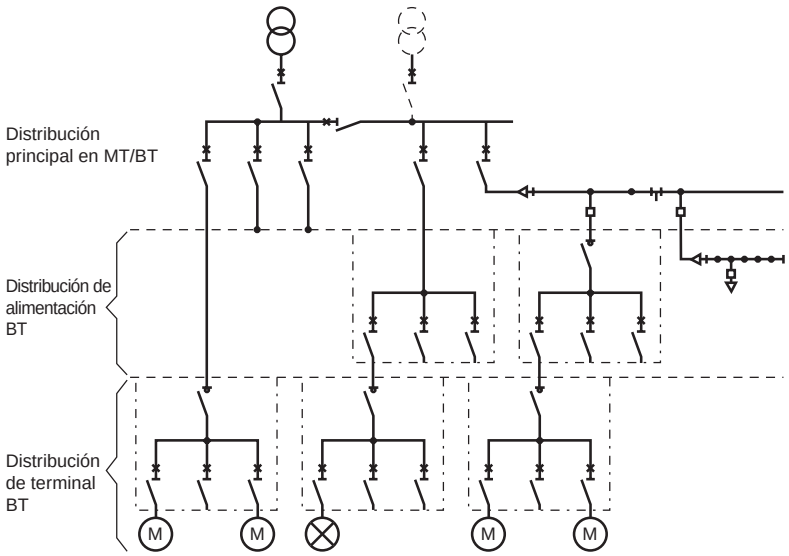


Fig. D2: *Ejemplo de esquema unifilar.*

El diseño de una arquitectura de distribución eléctrica puede describirse a través de un proceso de tres fases, con posibilidades iterativas. En este proceso se tienen en cuenta las características de la instalación y los criterios que deben cumplirse.

2 Proceso de diseño de arquitectura simplificado

2.2 Proceso global

El proceso global se describe brevemente en los siguientes párrafos y se ilustra en la **Figura D3**.

El proceso descrito en este documento no se considera la única solución. Este documento constituye una guía destinada a los diseñadores de instalaciones eléctricas.

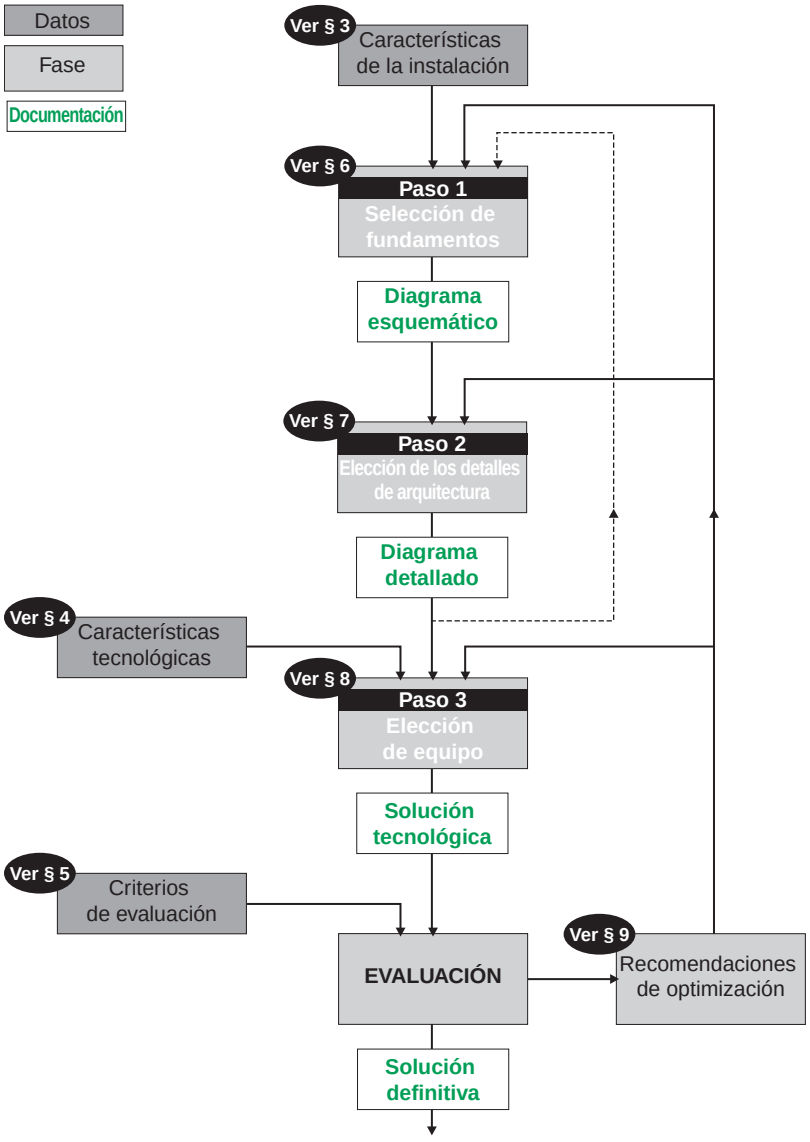


Fig. D3: *Diagrama de flujo para elegir la arquitectura de distribución eléctrica.*

Paso 1: Elección de fundamentos de arquitectura de distribución

Implica la definición de las características generales de la instalación eléctrica. Se tienen en cuenta las características macroscópicas referentes a la instalación y su uso. Estas características afectan a la conexión con la red aguas arriba, los circuitos MT, el número de subestaciones de transformadores, etc.
Al finalizar este paso, contamos con varias soluciones de diagrama esquemático de distribución que se utilizan como un punto inicial para el esquema unifilar.
La elección definitiva se confirma al concluir el paso 2.

www.elsolucionario.org

2 Proceso de diseño de arquitectura simplificado

Paso 2: Elección de detalles de arquitectura

Implica la definición de la instalación eléctrica con mayor detalle. Se basa en los resultados del paso anterior, así como en el cumplimiento de los criterios relativos a la implantación y utilización de la instalación.
El proceso vuelve al paso 1 si los criterios no se cumplen. Un proceso iterativo permite analizar varias combinaciones de criterios de evaluación.
Al finalizar este paso contamos con un esquema unifilar detallado.

Paso 3: Elección de equipos

La elección de los equipos que se van a implantar se lleva a cabo en esta fase y resulta de la elección de la arquitectura. La elección se realiza a partir de los catálogos del fabricante, con el fin de cumplir determinados criterios.
Esta fase vuelve al paso 2 si no se cumplen las características.

Evaluación

Este paso de evaluación permite a la ingeniería disponer de cifras que podrán utilizarse como base para las conversaciones mantenidas con el cliente y los demás participantes. Dependiendo de los resultados se puede volver al paso 1.

3 Características de la instalación eléctrica

Estas son las características de instalación principales que permiten la definición de los fundamentos y detalles de la arquitectura de distribución eléctrica. Para cada una de estas características, ofrecemos una definición y las diferentes categorías o posibles valores.

3.1 Actividad

Definición

Actividad económica principal realizada en las instalaciones.

Lista indicativa de sectores considerados para edificios industriales

- Fabricación.
- Alimentos y bebidas.
- Logística.

Lista indicativa de sectores considerados para edificios terciarios

- Edificios de oficinas.
- Hipermercados.
- Centros comerciales.

3.2 Topología de las instalaciones

Definición

Características arquitectónicas de los edificios, teniendo en cuenta el número de edificios, el número de plantas y la superficie de cada planta.

Categorías diferentes

- Edificios de un solo nivel.
- Edificios de varios niveles.
- Instalaciones de varios edificios.
- Edificios de gran altura.

3.3 Latitud de disposición

Definición

Característica, teniendo en cuenta las limitaciones en cuanto a la disposición de los equipos eléctricos en el edificio:

- Estética.
- Accesibilidad.
- Presencia de ubicaciones dedicadas.
- Uso de pasillos técnicos (por planta).
- Uso de conductos técnicos (verticales).

Categorías diferentes

- Baja: la posición de los equipos eléctricos se impone prácticamente en su totalidad.
- Media: la posición de los equipos eléctricos se impone parcialmente, en detrimento de los criterios que deben cumplirse.
- Alta: no hay limitaciones. La posición de los equipos eléctricos puede definirse para cumplir mejor los criterios.

3.4 Fiabilidad de servicio

Definición

Capacidad de un sistema de alimentación de cumplir su función de suministro en las condiciones establecidas durante un periodo de tiempo específico.

Categorías diferentes

- Mínima: este nivel de fiabilidad de servicio implica el riesgo de interrupciones relacionadas con las limitaciones geográficas (red aparte, área alejada de los centros de producción de energía), técnicas (línea aérea, sistema incorrectamente mallado) o económicas (mantenimiento insuficiente, generación subdimensionada).
- Estándar.
- Mejorada: este nivel de fiabilidad de servicio puede obtenerse a través de medidas especiales tomadas para reducir la probabilidad de interrupción (red subterránea, mallado resistente, etc.).

3 Características de la instalación eléctrica

3.5 Mantenibilidad

Definición

Características introducidas durante el diseño para limitar el impacto de las acciones de mantenimiento en el funcionamiento de la totalidad o de parte de la instalación.

Categorías diferentes

- Mínima: la instalación debe interrumpirse para llevar a cabo las operaciones de mantenimiento.
- Estándar: las operaciones de mantenimiento pueden llevarse a cabo durante las operaciones de instalación, pero el rendimiento se verá afectado. Estas operaciones deberán programarse preferentemente durante periodos de baja actividad. Ejemplo: varios transformadores con redundancia parcial y deslastrado.
- Mejorada: se toman medidas especiales para permitir llevar a cabo las operaciones de mantenimiento sin que resulten afectadas las operaciones de instalación. Ejemplo: configuración redundante.

3.6 Flexibilidad de instalación

Definición

Posibilidad de desplazar fácilmente los puntos de suministro eléctrico dentro de la instalación o de incrementar la alimentación suministrada en determinados puntos. La flexibilidad es un criterio que también aparece debido a la incertidumbre del edificio durante la fase de resumen del proyecto previo.

Categorías diferentes

- Sin flexibilidad: la posición de las cargas se fija durante el ciclo de vida, debido a las grandes limitaciones relacionadas con la construcción del edificio o el elevado peso del proceso ofrecido. P. ej. trabajos de fundición.
- Flexibilidad de diseño: el número de puntos de suministro, la potencia de las cargas o su ubicación no se conocen con precisión.
- Flexibilidad de implantación: las cargas pueden instalarse tras la puesta en marcha de la instalación.
- Flexibilidad de funcionamiento: la posición de las cargas oscilará, según la reorganización del proceso.

Ejemplos:

- Edificios industriales: extensión, distribución y cambio de uso.
- Edificios de oficinas: distribución.

3.7 Demanda de potencia

Definición

La suma de la potencia de carga aparente (en kVA), a la que se aplica un coeficiente de uso, representa la potencia máxima que puede consumirse en un momento determinado en las instalaciones, con la posibilidad de sobrecargas limitadas que sean de corta duración.

Los rangos de potencia significativos corresponden a los límites de potencia de transformador utilizados con mayor frecuencia:

- < 630 kVA.
- De 630 a 1.250 kVA.
- De 1.250 a 2.500 kVA.
- > 2.500 kVA.

3.8 Distribución de cargas

Definición

Característica relacionada con la uniformidad de la distribución de cargas (en kVA/m²) en una zona determinada o en todo el edificio.

Categorías diferentes

- Distribución uniforme: las cargas son normalmente de potencia media o baja y se extienden por toda la superficie o en una gran extensión del edificio (densidad uniforme). P. ej. iluminación, estaciones de trabajo individuales.
- Distribución intermedia: las cargas son normalmente de potencia media, localizadas en grupos por toda la superficie del edificio. P. ej. máquinas de montaje, transporte, estaciones de trabajo, “instalaciones” de logística modulares.
- Cargas localizadas: las cargas son normalmente de alta potencia y se localizan en diversas zonas del edificio (densidad no uniforme). P. ej. sistema HVAC.

www.elsolucionario.org

3 Características de la instalación eléctrica

3.9 Sensibilidad a las interrupciones de alimentación

Definición

Capacidad de un circuito de aceptar una interrupción de alimentación.

Categorías diferentes

- Circuito “deslastrable”: posibilidad de corte en cualquier momento durante un periodo de tiempo indefinido.
- Interrupción larga aceptada: tiempo de interrupción > 3 minutos*.
- Interrupción corta aceptada: tiempo de interrupción < 3 minutos*.
- Ninguna interrupción aceptada.

Podemos distinguir diversos niveles de gravedad de una interrupción de alimentación, según las posibles consecuencias:

- Sin consecuencias importantes.
- Pérdida de producción.
- Deterioro de las instalaciones de producción o pérdida de información confidencial.
- Peligro mortal.

Se expresa en términos de criticidad de suministro de cargas o circuitos:

- No crítica. La carga o el circuito pueden “deslastrarse” en cualquier momento. P. ej. circuito de calefacción de aguas sanitarias.
- Baja criticidad. Una interrupción de alimentación ocasiona una molestia temporal para los ocupantes de un edificio, sin ninguna consecuencia económica. Si la interrupción se prolonga y supera el periodo de tiempo crítico puede ocasionar una pérdida de producción o una reducción de la productividad. P. ej. circuitos de calefacción, ventilación y aire acondicionado (HVAC).
- Criticidad media. Una interrupción de alimentación ocasiona una breve parada en el proceso o servicio. Si la interrupción se prolonga y supera el periodo de tiempo crítico, puede ocasionar un deterioro de las instalaciones de producción o un coste de arranque para la nueva puesta en funcionamiento. P. ej. unidades refrigeradas, ascensores.
- Alta criticidad. Cualquier interrupción de alimentación ocasiona un daño mortal o pérdidas económicas inaceptables. P. ej. sala de teatro en funcionamiento, departamento informático, departamento de seguridad.

3.10 Sensibilidad a las perturbaciones

Definiciones

Capacidad de un circuito de funcionar correctamente en presencia de una perturbación de alimentación eléctrica.

Una perturbación puede ocasionar diversos grados de mal funcionamiento.
P. ej. interrupción del funcionamiento, funcionamiento incorrecto, desgaste acelerado, aumento de pérdidas, etc.
Tipos de perturbaciones que afectan a las operaciones del circuito:

- Apagones parciales.
- Sobretensiones.
- Distorsión de tensión.
- Fluctuaciones de tensión.
- Desequilibrio de tensión.

Categorías diferentes

- Sensibilidad baja: las perturbaciones en las tensiones de suministro afectan de forma mínima a las operaciones. P. ej. dispositivo de calentamiento.
- Sensibilidad media: las perturbaciones de tensión ocasionan un importante deterioro de las operaciones. P. ej. motores, iluminación.
- Alta sensibilidad: las perturbaciones de tensión pueden ocasionar interrupciones en el funcionamiento o incluso el deterioro de los equipos suministrados. P. ej. equipos de IT.

La sensibilidad de los circuitos a las perturbaciones determina el diseño de los circuitos de alimentación compartidos o dedicados. En efecto, conviene separar las cargas “sensibles” de las cargas “perturbadoras”. P. ej. separación de los circuitos de iluminación de los circuitos de suministro de motores.
Esta elección también depende de las características de funcionamiento.
P. ej. suministro de alimentación independiente de los circuitos de iluminación para permitir la medición del consumo de potencia.

* Valor indicativo, ofrecido por el estándar EN 50160: “Características de la tensión proporcionadas por las redes de distribución públicas”.

3 Características de la instalación eléctrica

3.11 Capacidad de perturbación de los circuitos

Capacidad de un circuito de perturbar el funcionamiento de los circuitos de alrededor debido a fenómenos tales como: armónicos, corriente de entrada, desequilibrio, corrientes de alta frecuencia, radiación electromagnética, etc.

Categorías diferentes

- Sin perturbación: no hay que tomar ninguna precaución especial.
- Perturbación moderada u ocasional: puede ser necesaria una fuente de alimentación aparte en presencia de circuitos de sensibilidad alta o media. P. ej. circuito de iluminación que genere corrientes armónicas.
- Perturbación elevada: para el correcto funcionamiento de la instalación, resulta esencial contar con un circuito de alimentación dedicado o con medios para atenuar las perturbaciones. P. ej. motor eléctrico con una fuerte corriente de arranque, equipos de soldadura con corriente fluctuante.

3.12 Otras consideraciones o limitaciones

- Entorno. P. ej. clasificación de iluminación, exposición al sol.
- Normas específicas. P. ej. hospitales, edificios de gran altura, etc.
- Norma del distribuidor de energía. P. ej. límites de potencia de conexión para BT, acceso a subestación MT, etc.
- Cargas de acoplamiento. Cargas acopladas a dos circuitos independientes por motivos de redundancia.
- Experiencia del diseñador. Coherencia con los diseños anteriores o uso parcial de diseños previos, estandarización de subconjuntos, existencia de una base de equipos instalada.
- Limitaciones de fuente de alimentación de carga. Nivel de tensión (230 V, 400 V, 690 V), sistema de tensión (monofásico, trifásico con o sin neutro, etc.).

4 Características tecnológicas

Las soluciones técnicas consideradas corresponden a los diversos tipos de equipos MT y BT, así como a las canalizaciones eléctricas prefabricadas.
La elección de soluciones tecnológicas se realiza tras elegir un esquema unifilar y de acuerdo con las características que se indican a continuación.

4.1 Entorno y atmósfera

Recopilación de todas las limitaciones ambientales (temperatura ambiente media, altitud, humedad, corrosión, polvo, impactos, etc.) y agrupación de los índices de protección IP e IK.
Categorías diferentes:
- Estándar: sin limitaciones ambientales especiales.
- Mejorada: entornos difíciles, varios parámetros ambientales generan importantes limitaciones para los equipos instalados.
- Específica: entorno atípico, que requiere mejoras especiales

4.2 Índice de servicios

El índice de servicios (IS) es un valor que nos permite caracterizar un cuadro de distribución BT según las necesidades de funcionamiento, mantenimiento y escalabilidad del usuario.
Los diferentes valores del índice se indican en la siguiente tabla (**Figura D4**).

	Funcionamiento	Mantenimiento	Actualización
Nivel 1	IS = 1 • • La operación puede conducir a la completa interrupción del cuadro de distribución	IS = • 1 • La operación puede conducir a la completa interrupción del cuadro de distribución	IS = • • 1 La operación puede conducir a la completa interrupción del cuadro de distribución
Nivel 2	IS = 2 • • La operación puede conducir a la interrupción de una única unidad funcional	IS = • 2 • La operación puede conducir a la interrupción de una única unidad funcional, con conexiones activas	IS = • • 2 La operación puede conducir a la interrupción únicamente de la unidad funcional, con las unidades funcionales suministradas para reserva
Nivel 3	IS = 3 • • La operación puede conducir a la interrupción de la alimentación sólo de la unidad funcional	IS = • 3 • La operación puede conducir a la interrupción de una única unidad funcional, sin conexiones activas	IS = • • 3 La operación puede conducir a la interrupción únicamente de la unidad funcional, con total libertad en cuanto a la actualización

Fig. D4: *Diferentes valores de índice.*

- Ejemplos de un evento de operación: desactivación de un interruptor automático, cambio de funcionamiento para activar/desactivar una máquina.
- Ejemplo de una operación de mantenimiento: fijación de conexiones.
- Ejemplo de una operación de actualización: conexión de una unidad de alimentación adicional.

IS	Funcionamiento	Mantenimiento	Actualización
1 1 1	Desactivación de todo el cuadro de distribución	Periodo de operación > 1 h, sin ninguna disponibilidad	Ampliación no planificada
2 1 1	Desactivación individual de la unidad funcional y puesta en marcha de nuevo < 1 h		
2 2 3		Periodo de operación entre 15 min y 1 h, con conexiones activas	Posible incorporación de unidades funcionales sin interrupción del cuadro de distribución
2 3 2		Periodo de operación entre 15 min y 1 h, sin conexiones activas	Posible incorporación de unidades funcionales con interrupción del cuadro de distribución
2 3 3			Posible incorporación de unidades funcionales sin interrupción del cuadro de distribución
3 3 2	Desactivación individual de la unidad funcional y puesta en marcha de nuevo < 15 min		Posible incorporación de unidades funcionales con interrupción del cuadro de distribución
3 3 3			Posible incorporación de unidades funcionales sin interrupción del cuadro de distribución

Fig. D5: *Índices de servicios relevantes (IS).*

www.elsolucionario.org

Existe un número limitado de índices de servicios relevantes (ver la **Figura D5**).
Correspondencia entre el índice de servicios y otros parámetros mecánicos (**Figura D6**).

Índice de servicios IS	Índice de protección IP	Formato	Capacidad de extracción de unidad funcional	Capacidad de extracción de aparamenta
1 1 1	2 X X	1	F F F	Fijo
2 1 1	2 X B	1	F F F	Fijo
2 2 3	2 X B	3b	W F D	Fijo
2 3 2	2 X B	3b	W F W	Base extraíble
2 3 3	2 X B	3b	W F D	Fijo
3 3 2	2 X B	3b	W W W	Soporte extraíble
3 3 3	2 X B	3b	W W W	Soporte extraíble

Fig. D6: *Correspondencia entre el índice de servicios y otros parámetros mecánicos.*

- Definición del índice de protección: ver IEC 60529 “Grado de protección ofrecido por las envolventes (código IP)”.
- Definiciones de la forma y capacidad de extracción: ver IEC 60439-1 “Conjuntos de aparamenta de baja tensión; parte 1: conjuntos homologados y parcialmente homologados”.

4.3 Otras consideraciones

Existen otras consideraciones que afectan a la elección de soluciones tecnológicas:
- Experiencia del diseñador.
- Coherencia con diseños anteriores o uso parcial de diseños previos.
- Estandarización de subconjuntos.
- La existencia de una base de equipos instalada.
- Requisitos de compañías eléctricas.
- Criterios técnicos: factor de potencia objetivo, potencia de carga de reserva, presencia de generadores de armónicos…

Estas consideraciones deberán tenerse en cuenta durante la fase de definición eléctrica detallada que sigue a la fase de diseño de borrador.

5 Criterios de evaluación de arquitectura

Algunos criterios decisivos se evalúan al finalizar las tres fases del proceso de definición, con el fin de validar la elección de la arquitectura. Estos criterios se indican a continuación con los diferentes niveles de prioridad asignados.

5.1 Tiempo de actividad en las instalaciones

Tiempo destinado a implantar los equipos eléctricos en las instalaciones.

Diferentes niveles de prioridad

- Secundario: el tiempo de actividad en las instalaciones puede ampliarse, si ello conlleva a una reducción de los costes generales de instalación.
- Especial: el tiempo de actividad en las instalaciones deberá reducirse al mínimo, sin generar ningún coste excesivo significativo.
- Crítico: el tiempo de actividad en las instalaciones deberá reducirse lo máximo posible, de forma obligatoria, incluso si esto genera un coste de instalación total superior.

5.2 Impacto medioambiental

Se consideran las limitaciones medioambientales en el diseño de la instalación. Para ello se tiene en cuenta: el consumo de los recursos naturales, las pérdidas de julios (relacionadas con la emisión de CO_2), el potencial de “reciclabilidad”, durante todo el ciclo de vida de la instalación.

Diferentes niveles de prioridad

- No significativo: no se otorga especial importancia a las limitaciones medioambientales.
- Mínimo: la instalación se ha diseñado con unos requisitos legales mínimos.
- Proactivo: la instalación se ha diseñado con un especial interés en la protección del medio ambiente. En esta situación se admite un exceso de costes. P. ej. uso de transformadores de baja pérdida.

El impacto medioambiental de una instalación se establecerá en función del método de análisis del ciclo de vida de dicha instalación, que se divide en las tres fases siguientes:

- Fabricación.
- Funcionamiento.
- Final de vida útil (desmontaje, reciclaje).

En cuanto al impacto medioambiental, 3 indicadores (al menos) pueden tenerse en cuenta y verse afectados por el diseño de una instalación eléctrica. Aunque cada fase del ciclo de vida interviene en estos tres indicadores, cada uno de ellos se asocia principalmente a una fase concreta:

- El consumo de recursos naturales afecta principalmente a la fase de fabricación.
- El consumo de energía afecta a la fase de funcionamiento.
- El potencial de “reciclabilidad ” afecta al final de la vida útil.

En la siguiente tabla se detallan los factores que intervienen en los tres indicadores medioambientales (**Figura D7**).

Indicadores	Factores que intervienen
Consumo de recursos naturales	Peso y tipo de materiales utilizados
Consumo de potencia	Pérdidas de julios a plena carga y sin carga
Potencial de “reciclabilidad”	Peso y tipo de materiales utilizados

Fig. D7: *Factores que intervienen en los tres indicadores medioambientales.*

5 Criterios de evaluación de arquitectura

5.3 Nivel de mantenimiento preventivo

Definición

Número de horas y grado de sofisticación del mantenimiento llevado a cabo durante las operaciones de acuerdo con las recomendaciones del fabricante para garantizar un funcionamiento fiable de la instalación y la conservación de los niveles de rendimiento (evitando fallos: disparo, tiempo de inactividad, etc.).

Categorías diferentes

- Estándar: según las recomendaciones del fabricante.
- Mejorado: según las recomendaciones del fabricante, con un entorno difícil.
- Específico: plan de mantenimiento específico que cumple los elevados requisitos de continuidad de servicio y requiere un personal de mantenimiento competente.

5.4 Disponibilidad de alimentación eléctrica

Definición

Probabilidad de que una instalación eléctrica sea capaz de ofrecer una alimentación de calidad de acuerdo con las especificaciones de los equipos que proporciona. Se expresa mediante un nivel de disponibilidad:

$$\text{Disponibilidad (\%)} = (1 - \text{MTTR/MTBF}) \times 100$$

MTTR (tiempo medio de reparación): tiempo medio necesario para volver a poner en funcionamiento el sistema eléctrico tras producirse un fallo (incluye la detección de la causa del fallo, su reparación y la puesta en marcha de nuevo).

MTBF (tiempo medio entre averías): medición del tiempo medio durante el cual el sistema eléctrico permanece operativo y, por tanto, permite el correcto funcionamiento de la aplicación.

Las diferentes categorías de disponibilidad sólo pueden definirse para un tipo determinado de instalación. P. ej. hospitales, centros de datos.

Ejemplo de clasificación utilizada en los centros de datos:

Nivel 1: un único canal ofrece la alimentación y el aire acondicionado, sin redundancia, lo cual permite una disponibilidad del 99,671%.

Nivel 2: un único canal ofrece la alimentación y el aire acondicionado, con redundancia, lo cual permite una disponibilidad del 99,741%.

Nivel 3: varios canales ofrecen la alimentación y el aire acondicionado, con un único canal redundante, lo cual permite una disponibilidad del 99,982%.

Nivel 4: varios canales ofrecen la alimentación y el aire acondicionado, con redundancia, lo cual permite una disponibilidad del 99,995%.

www.elsolucionario.org

6 Elección de fundamentos de arquitectura

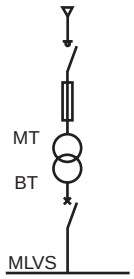
El esquema unifilar puede dividirse en diferentes componentes clave, que se determinan a través de un proceso de dos fases sucesivas. Durante la primera fase se eligen los siguientes elementos:
- Conexión con la red pública.
- Configuración de circuitos MT.
- Número de transformadores de potencia.
- Número y distribución de subestaciones de transformación.
- Generador de reserva MT.

6.1 Conexión con la red aguas arriba

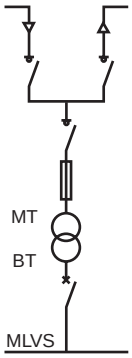
Las configuraciones principales que permiten la conexión son las siguientes (ver **Figura D8** para servicio MT):
- Servicio BT.
- Servicio de distribución en punta MT.
- Servicio de distribución en anillo MT.
- Servicio de suministro redundante MT.
- Servicio de suministro redundante MT con doble barra.

Los dispositivos de medición, protección y desconexión ubicados en las subestaciones de entrega no se representan en los siguientes diagramas. A menudo, son específicos de cada compañía eléctrica y no influyen en la elección de la arquitectura de instalación.
Para una mayor simplificación, se muestra un único transformador en cada conexión, pero en la práctica, pueden conectarse varios transformadores.
(MLVS: cuadro de distribución principal de baja tensión.)

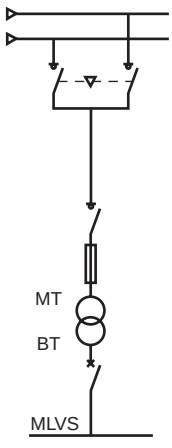
a) Distribución en punta:



b) Distribución en anillo:



c) Suministro redundante:



d) Doble barra con suministro redundante:

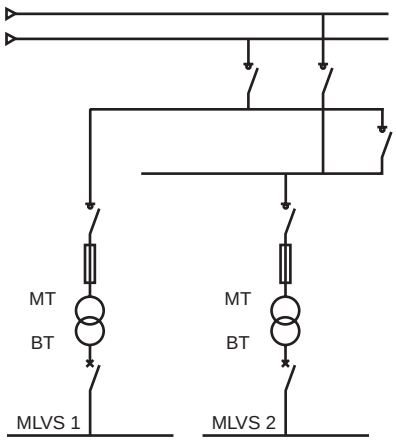


Fig. D8: *Conexión MT con la red pública.*

6 Elección de fundamentos de arquitectura

Para las diferentes configuraciones posibles, en la siguiente tabla se ofrece el conjunto más probable y usual de características.

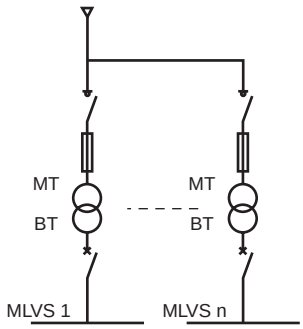
	Configuración				
	BT	MT			
Características a tener en cuenta		**Distribución en punta**	**Distribución en anillo**	**Suministro redundante**	**Suministro redundante con doble barra**
Actividad	Cualquiera	Cualquiera	Cualquiera	Alta tecnología, oficinas sensibles, atención sanitaria	Cualquiera
Topología de las instalaciones	Un solo edificio	Un solo edificio	Un solo edificio	Un solo edificio	Varios edificios
Fiabilidad de servicio	Mínima	Mínima	Estándar	Mejorada	Mejorada
Demanda de potencia	< 630 kVA	≤ 1.250 kVA	≤ 2.500 kVA	> 2.500 kVA	> 2.500 kVA
Otras limitaciones de conexión	Cualquiera	Instalaciones aisladas	Área urbana de baja densidad	Área urbana de alta densidad	Área urbana con limitación de la compañía eléctrica

6.2 Configuración de circuitos MT

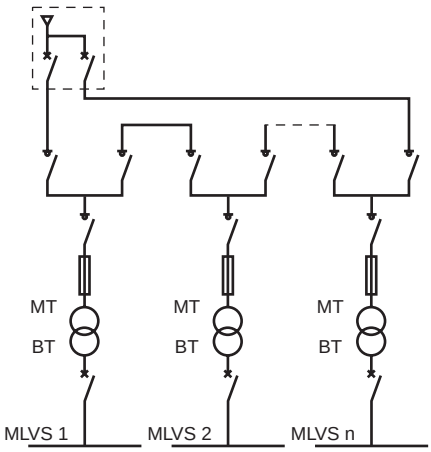
Las principales configuraciones de conexión posibles son las siguientes (**Figura D9**):
- Una sola unidad de alimentación, uno o varios transformadores.
- Anillo abierto, una llegada MT.
- Anillo abierto, dos llegadas MT.

La configuración básica es una arquitectura de una sola unidad de alimentación radial, con un único transformador.
En el caso de utilizar varios transformadores, no se requiere ningún anillo excepto si todos los transformadores están ubicados en una misma subestación.
La configuración de anillo cerrado no se tiene en cuenta.

a) Una sola unidad de alimentación:



b) Anillo abierto, 1 subestación de MT:



c) Anillo abierto, 2 subestaciones de MT:

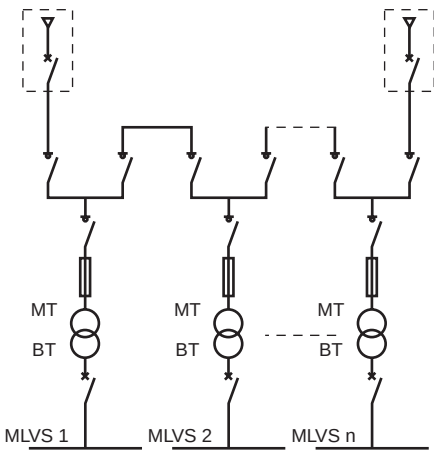


Fig. D9: *Configuración de circuito MT.*

6 Elección de fundamentos de arquitectura

Para las diferentes configuraciones posibles, el conjunto más probable y usual de características se ofrece en la tabla de la **Figura D10**.

	Configuración de circuito MT		
Características a tener en cuenta	**Una sola unidad de alimentación**	**Anillo abierto 1 subestación MT**	**Anillo abierto 2 subestaciones MT**
Topología de las instalaciones	Cualquiera < 25.000 m²	Edificio con un nivel o varios edificios ≤ 25.000 m²	Varios edificios ≥ 25.000 m²
Mantenibilidad	Mínima o estándar	Mejorada	Mejorada
Demanda de potencia	Cualquiera	> 1.250 kVA	> 2.500 kVA
Sensibilidad a las perturbaciones	Interrupción larga aceptada	Interrupción breve aceptada	Interrupción breve aceptada

Fig. D10: *Valores típicos de las características de la instalación.*

Otra configuración excepcional: fuente de alimentación suministrada por dos subestaciones MT y conexión de los transformadores a cada una de estas dos subestaciones (conexión de “doble extremo” MT).

6.3 Número y distribución de subestaciones de transformación MT/BT

Características principales a tener en cuenta para determinar las subestaciones de transformación:
- Superficie del edificio o las instalaciones.
- Demanda de potencia (comparar con la potencia de transformador estandarizada).
- Distribución de cargas.

La configuración básica preferente incluye una única subestación. Algunos factores contribuyen a aumentar el número de subestaciones (> 1):
- Una gran superficie (> 25.000 m²).
- La configuración de las instalaciones: varios edificios.
- Potencia total > 2.500 kVA.
- Sensibilidad a las interrupciones: necesidad de redundancia en caso de incendio.

	Configuración		
Características a tener en cuenta	**1 subestación con N transformadores**	**N subestaciones N transformadores (subestaciones idénticas)**	**N subestaciones M transformadores (diferentes potencias)**
Configuración del edificio	< 25.000 m²	≥ 25.000 m² 1 edificio con varias plantas	≥ 25.000 m² varios edificios
Demanda de potencia	< 2.500 kVA	≥ 2.500 kVA	≥ 2.500 kVA
Distribución de cargas	Cargas localizadas	Distribución uniforme	Densidad media

Fig. D11: *Características típicas de las diferentes configuraciones.*

www.elsolucionario.org

6 Elección de fundamentos de arquitectura

6.4 Número de transformadores MT/BT

Características principales a tener en cuenta para determinar el número de transformadores:
- Superficie del edificio o las instalaciones.
- Potencia total de las cargas instaladas.
- Sensibilidad de los circuitos a las interrupciones de alimentación.
- Sensibilidad de los circuitos a las perturbaciones.
- Escalabilidad de la instalación.

La configuración preferente básica incluye un único transformador que suministra la potencia total de las cargas instaladas. Algunos factores contribuyen a aumentar el número de transformadores (> 1), preferentemente de la misma potencia:
- Una potencia instalada total elevada (> 1.250 kVA): límite práctico de potencia de la unidad (estandarización, facilidad de sustitución, necesidad de espacio, etc.).
- Una gran superficie (> 5.000 m²): la instalación de varios transformadores lo más cerca posible de las cargas distribuidas permite reducir la longitud de la canalización BT.
- La necesidad de redundancia parcial (funcionamiento degradado posible en caso de fallo del transformador) o redundancia total (funcionamiento normal garantizado en caso de fallo del transformador).
- Separación de cargas sensibles y perturbadoras (p. ej. TI, motores).

6.5 Generador de reserva MT

Características principales a tener en cuenta para la implantación de un generador de reserva MT:
- Actividad en las instalaciones.
- Potencia total de las cargas instaladas.
- Sensibilidad de los circuitos a las interrupciones de alimentación.
- Disponibilidad de la red de distribución pública.

La configuración básica preferente no incluye un generador MT. Algunos factores contribuyen a la instalación de un generador MT:
- Actividad en las instalaciones: proceso con cogeneración, optimización de la factura de electricidad.
- Disponibilidad reducida de la red de distribución pública.

La instalación de un generador de reserva también puede llevarse a cabo en el nivel BT.

7 Elección de detalles de arquitectura

Esta es la segunda fase en el diseño de la instalación eléctrica. Durante esta fase se realizan las siguientes elecciones:

- Disposición.
- Distribución centralizada o descentralizada.
- Presencia de generadores de reserva.
- Presencia de fuentes de alimentación sin interrupción.
- Configuración de circuitos BT.
- Combinaciones de arquitecturas.

7.1 Disposición

Posición de los equipos MT y BT principales en las instalaciones o en el edificio. Esta elección de disposición se aplica a los resultados de la fase 1.

Guía de elección:

- Colocación de las fuentes de alimentación lo más cerca posible del baricentro de los consumidores de potencia.
- Reducción de las limitaciones atmosféricas: instalaciones dedicadas del edificio si la disposición en el taller es demasiado restrictiva (temperatura, vibraciones, polvo, etc.).
- Colocación de equipos pesados (transformadores, generadores, etc.) cerca de las paredes o las salidas principales para facilitar el mantenimiento.

En el siguiente diagrama se ofrece un ejemplo de disposición (**Figura D12**).

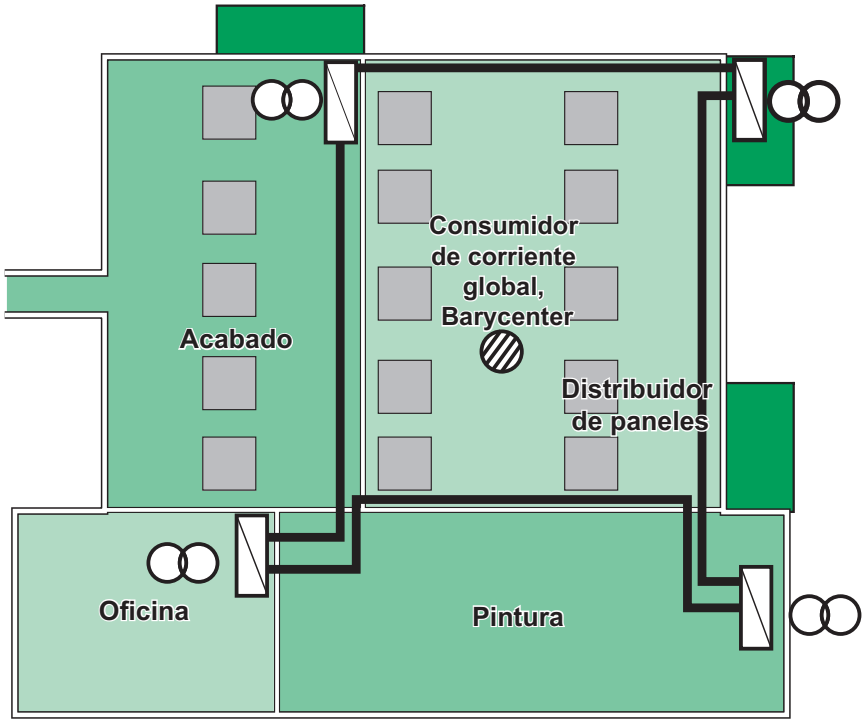


Fig. D12: *La posición del baricentro del consumidor de corriente global guía la posición de las fuentes de alimentación.*

7 Elección de detalles de arquitectura

7.2 Disposición centralizada o distribuida

En la **disposición centralizada**, los consumidores de corriente se conectan a las fuentes de alimentación a través de una conexión en estrella. Los cables resultan adecuados para la disposición centralizada, con conexiones de punto a punto entre el MLVS y los consumidores de corriente o cuadros de distribución secundaria (distribución radial, distribución en estrella) (**Figura D13**).

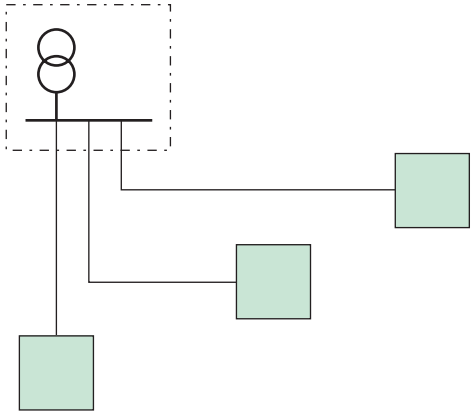


Fig. D13: *Ejemplo de disposición centralizada con conexiones de punto a punto.*

En la **disposición descentralizada**, los consumidores de corriente se conectan a las fuentes a través de un conducto de barras. La canalización eléctrica prefabricada resulta muy adecuada para la disposición descentralizada, para proporcionar múltiples cargas repartidas, facilitando así el cambio, el desplazamiento o la incorporación de conexiones (**Figura D14**).

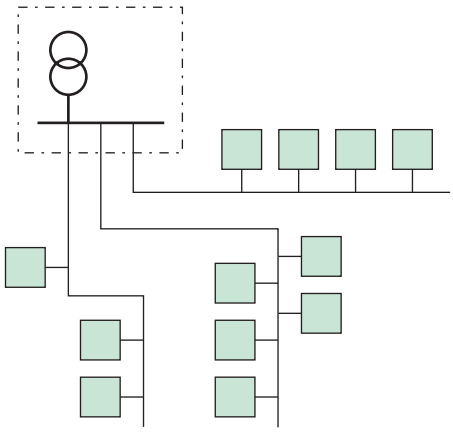


Fig. D14: *Ejemplo de disposición descentralizada, con conexiones de canalización eléctrica prefabricada.*

Factores a favor de la disposición centralizada (ver tabla resumen en la **Figura D15**):
- Flexibilidad de instalación: no.
- Distribución de cargas: cargas localizadas (cargas de potencia elevadas).

Factores a favor de la disposición descentralizada:
- Flexibilidad de instalación: flexibilidad de “implantación” (desplazamiento de estaciones de trabajo, etc.).
- Distribución de cargas: distribución uniforme de cargas de potencia reducidas.

www.elsolucionario.org

7 Elección de detalles de arquitectura

	Distribución de cargas		
Flexibilidad	**Cargas localizadas**	**Distribución intermedia**	**Distribución uniforme**
Sin flexibilidad	Centralizada		Descentralizada
Flexibilidad de diseño			
Flexibilidad de implantación	Centralizada	Descentralizada	
Flexibilidad de funcionamiento			

Fig. D15: *Recomendaciones para una disposición centralizada o descentralizada.*

El suministro eléctrico a través de cables ofrece una mayor independencia de los circuitos (iluminación, tomas de alimentación, HVAC, motores, auxiliares, seguridad, etc.), lo que reduce las consecuencias de un fallo desde el punto de vista de la disponibilidad de alimentación.

El uso de la canalización eléctrica prefabricada permite combinar los circuitos de potencia de carga y ahorra conductores al aprovechar el coeficiente de agrupación. La elección entre cables y canalización eléctrica prefabricada, de acuerdo con el coeficiente de agrupación, nos permite encontrar un óptimo equilibrio entre los costes de inversión, los costes de implantación y los costes operativos.

Estos dos modos de distribución se combinan con frecuencia.

Presencia de generadores de reserva (Figura D16)

Aquí sólo se tienen en cuenta los generadores de reserva BT.
La energía eléctrica suministrada por un generador de reserva se produce a partir de un alternador, accionado por un motor térmico.
No puede producirse energía hasta que el generador haya alcanzado su velocidad nominal. Por tanto, este tipo de dispositivo no resulta adecuado para una fuente de alimentación sin interrupción.
Según la capacidad del generador para suministrar alimentación a la totalidad o a parte de la instalación, existirá una redundancia total o parcial.
Un generador de reserva funciona normalmente desconectado de la red. Por tanto, se requiere un sistema de inversión de redes.

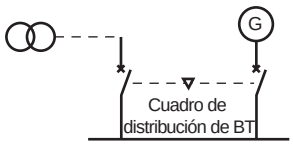


Fig. D16: *Conexión de un generador de reserva.*

El generador puede funcionar de forma permanente o intermitente. Su tiempo de reserva depende de la cantidad de combustible disponible.

Principales características a tener en cuenta para la implantación de un generador de reserva BT:

- Sensibilidad de las cargas a las interrupciones de alimentación.
- Disponibilidad de la red de distribución pública.
- Otras limitaciones (p. ej. generadores obligatorios en hospitales o edificios de gran altura).

Puede optarse por la presencia de generadores para reducir la factura de electricidad o debido a la oportunidad de cogeneración. Estos dos aspectos no se tienen en cuenta en esta guía.

La presencia de un generador de reserva resulta esencial si las cargas no pueden deslastrarse durante un periodo de tiempo indefinido (sólo aceptada interrupción larga) o la disponibilidad de la red pública es reducida.

La determinación del número de generadores de reserva sigue los mismos criterios que la determinación del número de transformadores, además de tenerse en cuenta los aspectos económicos y de disponibilidad (redundancia, fiabilidad de arranque, facilidad de mantenimiento).

7 Elección de detalles de arquitectura

7.3 Presencia de un sistema de alimentación ininterrumpida (SAI)

La alimentación eléctrica de una unidad SAI se suministra a partir de una unidad de almacenamiento: pilas o rueda de inercia. Con este sistema se evita cualquier fallo de alimentación. El tiempo de reserva del sistema está limitado: de unos minutos a varias horas.
La presencia simultánea de un generador de reserva y una unidad SAI se utiliza para cargas de alimentación permanente para las que no se admite ningún fallo (**Figura D17**). El tiempo de reserva de la batería o la rueda de inercia debe ser compatible con el tiempo máximo que tarda el generador en arrancar y conectarse en línea.
Una unidad SAI también se utiliza para suministrar alimentación a cargas sensibles a perturbaciones (lo que genera una tensión “limpia” independiente de la red).

Características principales a tener en cuenta para implantar una unidad SAI:
- Sensibilidad de las cargas a las interrupciones de alimentación.
- Sensibilidad de las cargas a las perturbaciones.

La presencia de una unidad SAI resulta esencial sólo si no se admite ningún fallo.

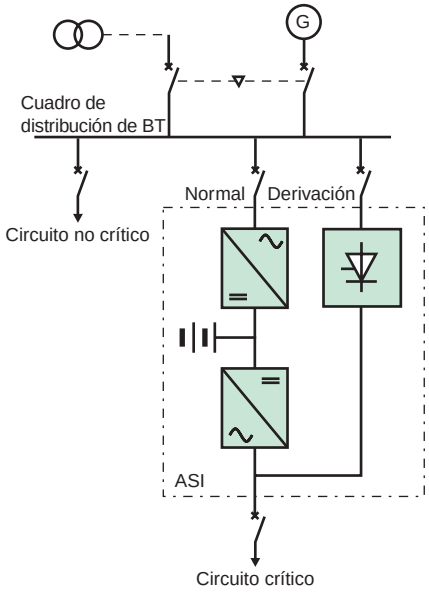


Fig. D17: *Ejemplo de conexión para una unidad SAI.*

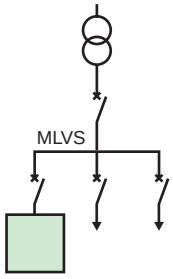


Fig. D18: *Configuración de una sola unidad de alimentación radial.*

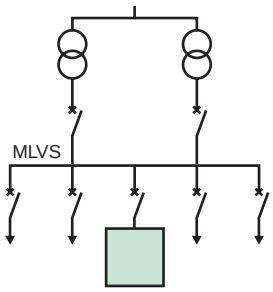


Fig. D19: *Configuración bipolar.*

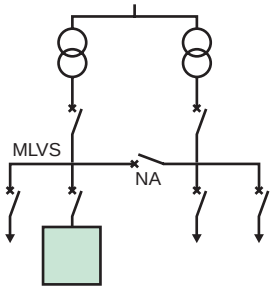


Fig. D20: *Configuración bipolar con dos ½ MLVS y conexión NA.*

7.4 Configuración de circuitos BT

Configuraciones principales posibles (ver **Figuras D18** a **D25**):
- **Configuración de una sola unidad de alimentación radial.** Se trata de la configuración de referencia y la más simple. Se conecta una carga a una única fuente. Esta configuración ofrece un nivel mínimo de disponibilidad, ya que no existe redundancia en caso de producirse un fallo de alimentación.
- **Configuración bipolar.** La fuente de alimentación se obtiene de dos transformadores conectados a la misma línea MT. Cuando los transformadores están próximos se conectan normalmente en paralelo al mismo MLVS.
- **Variante: bipolar con dos ½ MLVS.** Para aumentar la disponibilidad en caso de fallo en las barras de bus o para autorizar el mantenimiento en uno de los transformadores, se puede dividir el MLVS en 2 partes, con una conexión normalmente abierta (NA). Esta configuración requiere generalmente un interruptor de transferencia automática (ATS).
- **Cuadro de distribución deslastrable (fijación desconectable simple).** Pueden conectarse una serie de circuitos deslastrables a un cuadro de distribución dedicado. La conexión con el MLVS se interrumpe cuando sea necesario (sobrecarga, operación de generador, etc.).
- **Cuadros de distribución interconectados.** Si los transformadores se encuentran físicamente alejados el uno del otro, pueden ser conectados mediante una canalización eléctrica prefabricada. Cualquiera de los transformadores puede proporcionar una carga crítica. De esta forma mejora la disponibilidad de alimentación, ya que la carga siempre puede proporcionarse en caso de fallo de una de las fuentes. La redundancia puede ser:

7 Elección de detalles de arquitectura

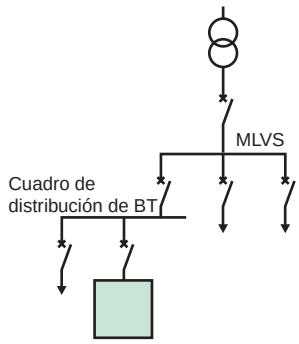


Fig. D21: Cuadro de distribución deslastrable.

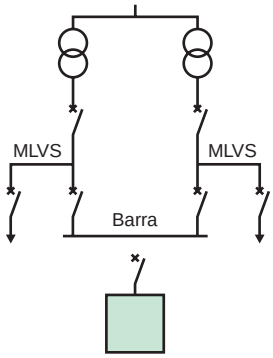


Fig. D22: Cuadros de distribución interconectados.

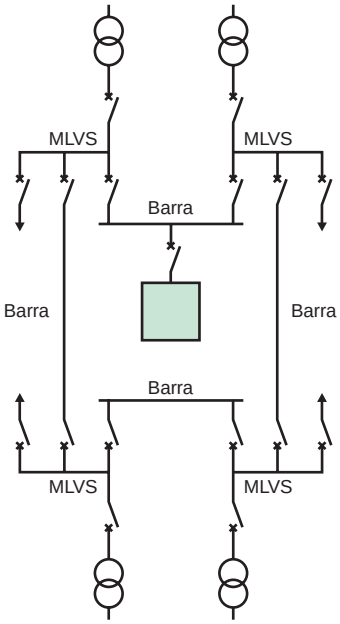


Fig. D23: Configuración en anillo.

- Total: cada transformador es capaz de abastecer a toda la instalación.
- Parcial: cada transformador sólo es capaz de abastecer a una parte de la instalación. En este caso deberán desconectarse parte de las cargas (deslastrado) si falla uno de los transformadores.

■ **Configuración en anillo.** Esta configuración puede considerarse como una ampliación de la configuración con interconexión entre cuadros de distribución. Normalmente, cuatro transformadores conectados a la misma línea MT abastecen a un anillo a través de una canalización eléctrica prefabricada. Posteriormente, varios transformadores agrupados proporcionan una determinada carga. Esta configuración resulta muy adecuada para las instalaciones ampliadas, con una elevada densidad de carga (en kVA/m²). Si todas las cargas pueden ser suministradas por tres transformadores, existe una redundancia total en caso de fallar uno de los transformadores. De hecho, cada barra puede recibir alimentación por alguno de sus extremos. De lo contrario, deberá tenerse en cuenta el funcionamiento degradado (con deslastrado parcial). Esta configuración requiere un diseño especial del plan de protección con el fin de garantizar la discriminación en cualquier circunstancia de fallo.

■ **Fuente de alimentación de doble extremo.** Esta configuración se implanta en aquellos casos en los que se requiere la máxima disponibilidad. El principio implica disponer de dos fuentes de alimentación independientes, p. ej.:

- 2 transformadores alimentados por diferentes líneas MT.
- 1 transformador y 1 generador.
- 1 transformador y 1 SAI.

Se utiliza un interruptor de transferencia automática (ATS) para evitar que las fuentes queden conectadas en paralelo. Esta configuración permite llevar a cabo una mantenimiento preventivo y correctivo en todo el sistema de distribución eléctrica aguas arriba sin interrupción de la fuente de alimentación.

■ **Combinaciones de configuración.** Pueden instalarse varios subconjuntos con diferentes configuraciones, según las necesidades de disponibilidad de los diferentes tipos de carga. P. ej. generador y SAI, elección por sectores (algunos sectores alimentados por cables y otros por canalización eléctrica prefabricada).

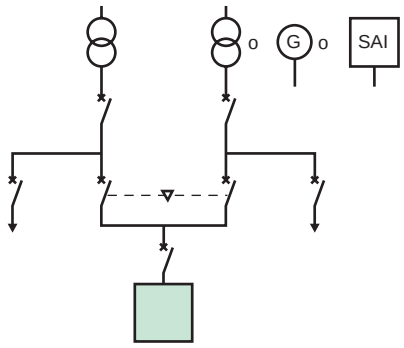


Fig. D24: Configuración de doble extremo con interruptor de transferencia automática.

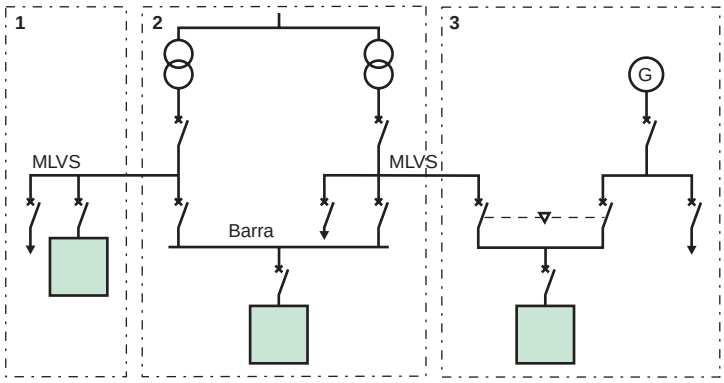


Fig. D25: Ejemplo de una combinación de configuración:
1. Una sola unidad de alimentación, 2. Interconexión de cuadros de distribución, 3. Doble extremo.

www.elsolucionario.org

7 Elección de detalles de arquitectura

Para las diferentes configuraciones posibles, en la siguiente tabla se ofrece el conjunto más probable y usual de características.

Características a tener en cuenta	Configuración					
	Radial	**Bipolar**	**Deslastrable**	**Cuadros de distribución interconectados**	**En anillo**	**Doble extremo**
Topología de las instalaciones	Cualquiera	Cualquiera	Cualquiera	Nivel 1 5 a 25.000 m²	Nivel 1 5 a 25.000 m²	Cualquiera
Latitud de ubicación	Cualquiera	Cualquiera	Cualquiera	Media o alta	Media o alta	Cualquiera
Mantenibilidad	Mínima	Estándar	Mínima	Estándar	Estándar	Mejorada
Demanda de potencia	< 2.500 kVA	Cualquiera	Cualquiera	≥ 1.250 kVA	> 2.500 kVA	Cualquiera
Distribución de cargas	Cargas localizadas	Cargas localizadas	Carga localizada	Distribución intermedia o uniforme	Distribución uniforme	Cargas localizadas
Sensibilidad a las interrupciones	Larga interrupción aceptada	Larga interrupción aceptada	Deslastrable	Larga interrupción aceptada	Larga interrupción aceptada	Corta interrupción o sin interrupción
Sensibilidad a las perturbaciones	Baja sensibilidad	Alta sensibilidad	Baja sensibilidad	Alta sensibilidad	Alta sensibilidad	Alta sensibilidad
Otras limitaciones	–	–	–	–	–	Cargas de doble extremo

8 Elección de equipos

La elección de equipos constituye el paso 3 en el diseño de una instalación eléctrica. El objetivo de este paso consiste en seleccionar equipos de los catálogos de los fabricantes. La elección de soluciones tecnológicas resulta de la elección de la arquitectura.

Lista de equipos a tener en cuenta

- Subestación MT/BT.
- Cuadros de distribución MT.
- Transformadores.
- Cuadros de distribución BT.
- Canalización eléctrica prefabricada.
- Unidades SAI.
- Equipos de filtrado y corrección de factor de potencia.

Criterios a tener en cuenta

- Atmósfera y entorno.
- Índice de servicios.
- Disponibilidad de ofertas por país.
- Requisitos de compañías eléctricas.
- Arquitecturas previamente elegidas.

La elección de equipos está básicamente relacionada con la disponibilidad de ofertas existentes en el país. Este criterio tiene en cuenta la disponibilidad de determinados rangos de equipos o del servicio de asistencia técnica local.

Este documento no cubre la elección detallada de equipos.

9 Recomendaciones para la optimización de la arquitectura

Estas recomendaciones están destinadas a orientar al diseñador con respecto a las actualizaciones de la arquitectura que le permitirán mejorar los criterios de evaluación.

9.1 Actividad en las instalaciones

Para garantizar la compatibilidad con el tiempo de actividad “especial” o “crítico”, se recomienda limitar las incertidumbres mediante la aplicación de las siguientes recomendaciones:

- Utilizar soluciones y equipos probados que hayan sido validados y verificados por los fabricantes (cuadro de distribución “funcional” o cuadro de distribución de “fabricante” según la criticidad de la aplicación).
- Optar por la implantación de equipos para los cuales exista una red de distribución fiable y para los que sea posible recibir asistencia local (proveedor establecido).
- Optar por el uso de equipos integrados de fábrica (subestación MT/BT, canalización eléctrica prefabricada), lo que permite limitar el volumen de operaciones.
- Limitar la variedad de equipos implantados (p. ej. potencia de transformadores).
- Evitar mezclar equipos de diferentes fabricantes.

9.2 Impacto medioambiental

La optimización de la evaluación medioambiental de una instalación implicará una reducción de:

- Las pérdidas de potencia a plena carga y sin carga durante el funcionamiento de la instalación.
- En general, el peso de los materiales utilizados para fabricar la instalación.

Por separado y centrándonos en un único componente del equipo, estos dos objetivos pueden parecer contradictorios. No obstante, cuando se aplican a toda la instalación, es posible diseñar una arquitectura que cumpla ambos objetivos. Así pues, la instalación óptima no equivaldrá a la suma de los mejores equipos por separado, sino que será el resultado de la optimización de toda la instalación.
En la **Figura D26** se ofrece un ejemplo de la contribución por categoría de equipo al peso y la disipación de energía en una instalación de 3.500 kVA que ocupa una superficie de 10.000 m².

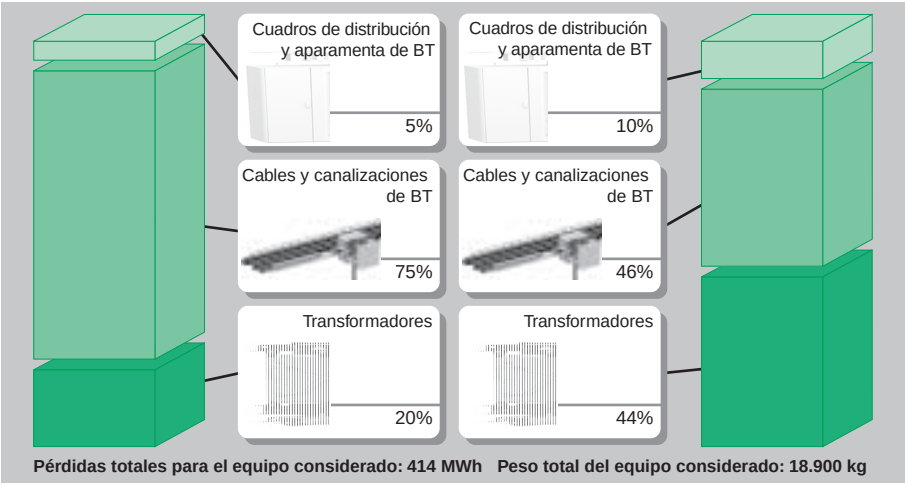


Fig. D26: *Ejemplo de la extensión de pérdidas y el peso de los materiales para cada categoría de equipo.*

En términos generales, la canalización y los cables BT, así como los transformadores MT/BT, son los factores que más intervienen en las pérdidas operativas y el peso de los equipos utilizados.

Así pues, la optimización medioambiental de la instalación por la arquitectura implicará:

- La reducción de la longitud de los circuitos BT en la instalación.
- La agrupación de los circuitos BT siempre que sea posible para aprovechar el factor de simultaneidad ks (ver el capítulo A: “Diseño general – Normativa – Potencia instalada”, apartado 4 “Potencia de una instalación”, subapartado 4.3 “Estimación de la demanda máxima real de kVA”).

www.elsolucionario.org

9 Recomendaciones para la optimización de la arquitectura

Objetivos	Recursos
Reducción de la longitud de los circuitos BT	Colocación de las subestaciones MT/BT lo más cerca posible del baricentro de todas las cargas BT que se van a suministrar
Agrupación de circuitos BT	Cuando el factor de simultaneidad de un grupo de cargas que se van a suministrar es menor que 0,7, la agrupación de los circuitos nos permite limitar el volumen de los conductores que proporcionan alimentación a dichas cargas. En términos reales, esto implica: ■ La colocación de cuadros de distribución secundaria lo más cerca posible del baricentro de los grupos de cargas si pueden localizarse. ■ La colocación de canalizaciones eléctricas prefabricadas lo más cerca posible del baricentro de los grupos de cargas si están distribuidas. La búsqueda de una solución óptima puede llevar a considerar diversos entornos de agrupación. En todos los casos, la reducción de la distancia entre el baricentro de un grupo de cargas y los equipos que les suministran alimentación permite reducir el impacto medioambiental.

Fig. D27: *Optimización medioambiental: objetivos y recursos.*

A modo de ejemplo, en la **Figura D28** se muestra el impacto que ejerce la agrupación de circuitos en la reducción de la distancia entre el baricentro de cargas de una instalación y el de las fuentes consideradas (MLVS cuya posición se impone).
Este ejemplo se refiere a una planta de embotellado de agua mineral para la cual:
■ La posición de los equipos eléctricos (MLVS) se impone en las instalaciones ubicadas fuera del área de procesamiento por motivos de accesibilidad y limitaciones atmosféricas.
■ La potencia instalada ronda los 4 MVA.

En la solución n.º 1 los circuitos se distribuyen para cada taller.
En la solución n.º 2 los circuitos se distribuyen mediante funciones de procesamiento (líneas de producción).

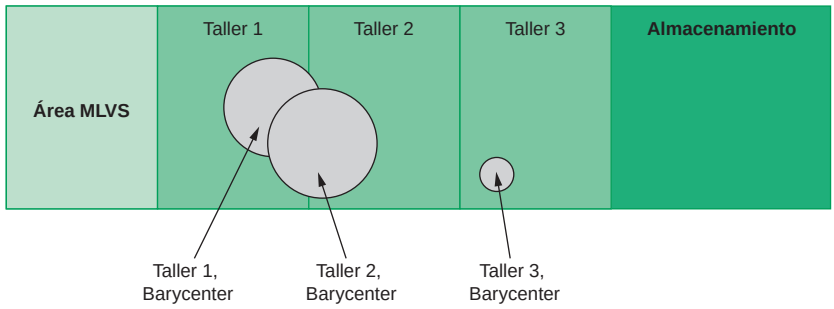
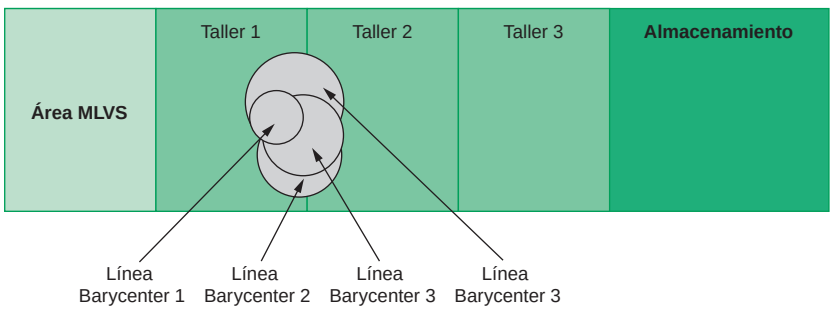
Solución	Posición del baricentro
N.° 1	
N.° 2	

Fig. D28: *Ejemplo de posición del baricentro.*

9 Recomendaciones para la optimización de la arquitectura

Sin cambiar la disposición de los equipos eléctricos, la segunda solución nos permite obtener una ganancia de alrededor del 15% en el peso de los cables BT que se van a instalar (ganancia de longitud) y una mayor uniformidad de la potencia de los transformadores.

Para complementar las optimizaciones llevadas a cabo en cuanto a la arquitectura, los siguientes puntos también contribuyen a la optimización:

- El establecimiento de una corrección de factor de potencia BT para limitar las pérdidas en los transformadores y circuitos BT si se distribuye tal compensación.
- El uso de transformadores de baja pérdida.
- El uso de una canalización eléctrica prefabricada BT de aluminio siempre que sea posible, ya que existen más recursos naturales de este metal.

9.3 Volumen de mantenimiento preventivo

Recomendaciones para reducir el volumen de mantenimiento preventivo:

- Seguir las mismas recomendaciones dadas para reducir el tiempo de actividad en las instalaciones.
- Centrar el trabajo de mantenimiento en los circuitos críticos.
- Estandarizar la elección de equipos.
- Utilizar equipos diseñados para entornos difíciles (requieren un menor mantenimiento).

9.4 Disponibilidad de alimentación eléctrica

Recomendaciones para mejorar la disponibilidad de energía eléctrica:

- Reducir el número de unidades de alimentación por cuadro de distribución, con el fin de limitar los efectos de un posible fallo en un cuadro de distribución.
- Distribuir los circuitos según las necesidades de disponibilidad.
- Utilizar equipos que se ajusten a las necesidades (ver subapartado 4.2 “Índice de servicios”).
- Seguir las guías de elección propuestas para los pasos 1 y 2 (ver la **Figura D3** en la página D5).

Recomendaciones para aumentar el nivel de disponibilidad:

- Cambiar de una configuración de una sola unidad de alimentación radial a una configuración bipolar.
- Cambiar de una configuración bipolar a una configuración de doble extremo.
- Cambiar de una configuración de doble extremo a una configuración sin interrupción con una unidad SAI y un interruptor de transferencia estática.
- Aumentar el nivel de mantenimiento (con la reducción del MTTR y el aumento del MTBF).

10 Glosario

Arquitectura. Elección de un esquema unifilar y de soluciones tecnológicas, desde la conexión a la red pública hasta los circuitos de alimentación de cargas.

Características. Datos técnicos o ambientales referentes a la instalación, que permiten seleccionar la arquitectura más adecuada.

Criterios. Parámetros para evaluar la instalación, que permiten seleccionar la arquitectura que mejor se ajusta a las necesidades del cliente.

Distribución de alimentación BT. Nivel intermedio en la arquitectura, aguas abajo del nivel principal hasta los cuadros de distribución secundaria (distribución espacial y funcional de la energía eléctrica en los circuitos).

Distribución MT/BT principal. Nivel aguas arriba de la arquitectura, desde la conexión con la compañía eléctrica hasta los equipos de distribución BT de las instalaciones (MLVS o similar).

Distribución terminal BT. Nivel aguas abajo de la arquitectura, aguas abajo de los cuadros de distribución secundaria hasta las cargas. Este nivel de distribución no se trata en esta guía.

Esquema unifilar. Diagrama esquemático eléctrico general que representa el equipo eléctrico principal y sus interconexiones.

MLVS – Cuadro de distribución principal de baja tensión. Cuadro de distribución principal aguas abajo del transformador MT/BT, punto de partida de los circuitos de distribución de alimentación en la instalación.

Solución tecnológica. Se obtiene a partir de la elección de tecnología para el subconjunto de una instalación, entre los diferentes productos y equipos propuestos por el fabricante.

Subestación MT, centro de transformación. Envolventes que agrupan equipos MT y/o transformadores MT/BT. Estas envolventes pueden ser compartidas o independientes, según la disposición de las instalaciones o la tecnología de los equipos. En algunos países, la subestación MT se integra con la subestación de entrega.

www.elsolucionario.org

11 Software ID-Spec

ID-Spec es un nuevo software destinado a ayudar al diseñador a ser más productivo en la fase de anteproyecto y a argumentar con facilidad sus decisiones de diseño. Ayuda al diseñador a seleccionar los patrones relevantes del esquema unifilar para la distribución principal y la distribución secundaria, y a adaptar dichos patrones a su proyecto. También le ayuda a elegir las especificaciones y tecnologías de los equipos. Genera automáticamente la correspondiente documentación de especificaciones de diseño, incluidos el esquema unifilar y su argumento, así como la lista y las especificaciones de los equipos correspondientes.



Este software se encuentra disponible en España. Para mayor información póngase en contacto con la Delegación más cercana a su localidad.



12 Ejemplo: instalación eléctrica en una imprenta

12.1 Breve descripción

Impresión de anuncios personalizados destinados a las ventas por correo.

12.2 Características de la instalación

Característica	Categoría
Actividad	Mecánica
Topología de las instalaciones	Edificios de un solo nivel, 10.000 m² (8.000 m² dedicados al proceso, 2.000 m² para zonas auxiliares)
Latitud de disposición	Alta
Fiabilidad de servicio	Estándar
Mantenibilidad	Estándar
Flexibilidad de instalación	■ Sin flexibilidad planificada: □ HVAC □ Servicios de procesamiento □ Alimentación de oficinas ■ Flexibilidad posible: □ Acabado, colocación en envolventes □ Máquinas especiales, instaladas posteriormente □ Máquinas giratorias (incertidumbre en la fase de diseño de borrador)
Demanda de potencia	3.500 kVA
Distribución de cargas	Distribución intermedia
Sensibilidad a las interrupciones de alimentación	■ Circuitos deslastrables: □ Oficinas (aparte de las tomas de alimentación de PC) □ Aire acondicionado, calefacción □ Instalaciones sociales □ Instalaciones de mantenimiento ■ Interrupciones largas aceptadas: □ Impresoras □ HVAC de talleres (control higrométrico) □ Acabado, relleno de envolventes □ Servicios de procesamiento (compresor, reciclado de aguas refrigeradas) ■ Ninguna interrupción aceptada: □ Servidores, PCs de oficina
Sensibilidad a las perturbaciones	■ Sensibilidad media: □ Motores, iluminación ■ Alta sensibilidad: □ Sistemas informáticos No es necesario tomar ninguna precaución especial debido a la conexión con la red EdF (bajo nivel de perturbación)
Capacidad de perturbación	Sin perturbación
Otras limitaciones	■ Edificio con clasificación de iluminación: disipadores de sobretensión de iluminación instalados ■ Alimentación por la línea de la unidad de alimentación aérea

12.3 Características tecnológicas

Criterios	Categoría
Atmósfera, entorno	■ IP: estándar (sin protección contra el polvo o el agua) ■ IK: estándar (uso de depósitos técnicos, instalaciones dedicadas) ■ °C: estándar (regulación de temperatura)
Índice de servicios	211
Disponibilidad de ofertas por país	Ningún problema (proyecto llevado a cabo en Francia)
Otros criterios	Nada en particular

12 Ejemplo: instalación eléctrica en una imprenta

12.4 Criterios de evaluación de arquitectura

Criterios	Categoría
Tiempo de actividad en las instalaciones	Secundario
Impacto medioambiental	Mínimo: cumplimiento de normativas estándar europeas
Costes de mantenimiento preventivo	Estándar
Disponibilidad de fuentes de alimentación	Nivel I

Paso 1: Fundamentos de arquitectura

Elección	Criterios principales	Solución
Conexión con la red aguas arriba	Instalaciones aisladas	Un solo circuito derivado
Circuitos MT	Disposición + criticidad	Una sola unidad de alimentación
Número de transformadores	Potencia > 2.500 kVA	2 × 2.000 kVA
Número y distribución de subestaciones	Superficie y distribución de potencia	2 posibles soluciones: 1 subestación o 2 subestaciones: ■ Si 1 subestación: conexión NA entre MLVS ■ Si 2 subestaciones: cuadros de distribución interconectados
Generador MT	Actividad en las instalaciones	No

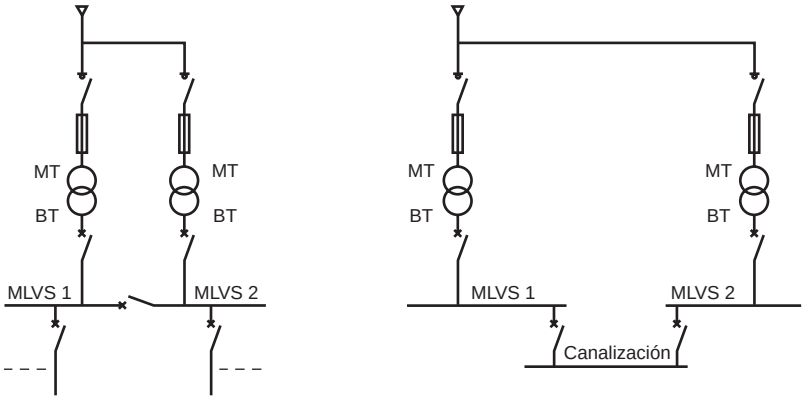


Fig. D29: *Dos esquemas unifilares posibles.*

www.elsolucionario.org

12 Ejemplo: instalación eléctrica en una imprenta

Paso 2: Detalles de arquitectura

Solución de “1 subestación”.

Elección	Criterios principales	Solución
Disposición	Limitación atmosférica	Instalaciones dedicadas
Disposición centralizada o descentralizada	Cargas uniformes, potencia distribuida, posibilidades de escalabilidad Cargas no uniformes, conexión directa desde MLVS	■ Descentralizada con canalización eléctrica prefabricada: □ Sector de acabado, relleno de envolventes ■ Centralizada con cables: □ Máquinas especiales, máquinas giratorias, HVAC, servicios de procesamiento, oficinas (2 cuadros de distribución), aire acondicionado de oficinas, instalaciones sociales, mantenimiento
Presencia de generador de reserva	Criticidad ≤ baja Disponibilidad de red: estándar	Sin generador de reserva
Presencia de SAI	Criticidad	Unidad SAI para servidores y PCs de oficina
Configuración de circuitos BT	2 transformadores, redundancia parcial posible	■ Bipolar, variante 2 ½ MLVS + conexión NA (reducción del Isc por MLVS, sin redundancia) ■ Proceso (≤ débil) ■ Circuito deslastrable para cargas no críticas

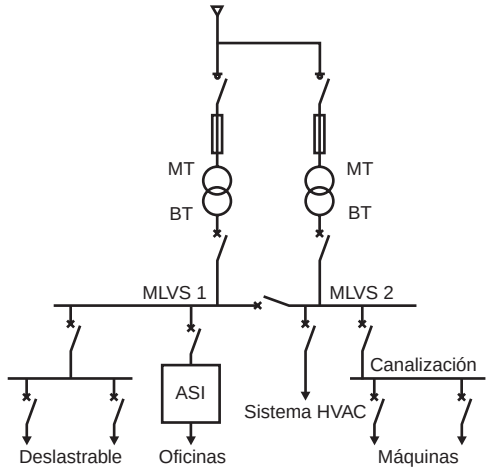


Fig. D30: *Esquema unifilar detallado (1 subestación).*

12 Ejemplo: instalación eléctrica en una imprenta

12.5 Elección de soluciones tecnológicas

Elección	Criterios principales	Solución
Subestación MT/BT	Atmósfera, entorno	Interiores (instalaciones dedicadas)
Cuadro de distribución MT	Disponibilidad de ofertas por país	SM6 (instalación fabricada en Francia)
Transformadores	Atmósfera, entorno	Transformadores de resina de molde (evita las limitaciones relativas al aceite)
Cuadro de distribución BT	Atmósfera, IS	MLVS: Prisma+ P Distribución secundaria: Prisma+
Canalización eléctrica	Potencia instalada suministrada	Canalis KS
Unidades SAI	Potencia instalada suministrada, tiempo de reserva	Galaxy PW
Corrección de factor de potencia	Potencia instalada, presencia de armónicos	BT, estándar, automática (cant. media, facilidad de instalación)

Solución de “2 subestaciones”

Prácticamente idéntica a la solución de 1 subestación, y la única diferencia radica en: Circuito BT: 2 MLVS remotos conectados a través de una canalización eléctrica prefabricada.

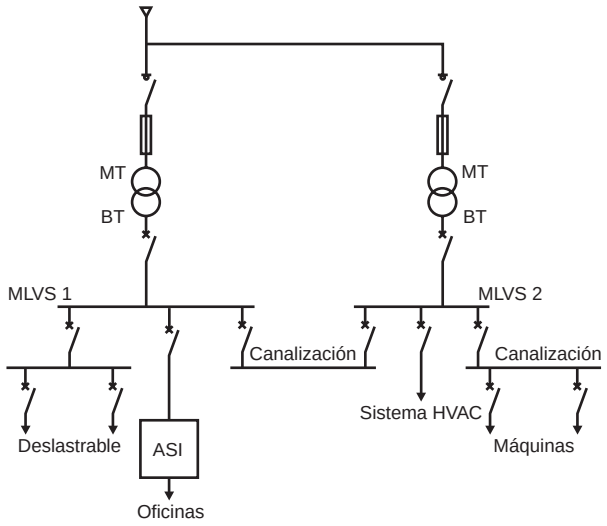


Fig. D31: Esquema unifilar detallado (2 subestaciones).

Capítulo E
Distribución en instalaciones de BT

Índice

1	**Esquemas de distribución de BT**	**E2**
	1.1 Principios	E2
	1.2 Disponibilidad de energía eléctrica	E9
	1.3 Calidad de la energía eléctrica	E10
	1.4 Seguridad de las instalaciones de servicios de emergencia y fuentes de alimentación auxiliares	E13
2	**Esquemas de conexión a tierra**	**E17**
	2.1 Conexiones a tierra	E17
	2.2 Definición de los esquemas de conexión a tierra normalizados	E18
	2.3 Características de los esquemas TT, TN e IT	E21
	2.4 Criterios de selección de esquemas TT, TN e IT	E23
	2.5 Elección del método de conexión a tierra - implementación	E25
	2.6 Instalación y mediciones de las tomas de tierra	E26
3	**El sistema de instalación**	**E30**
	3.1 Cuadros de distribución	E30
	3.2 Cables y canalizaciones	E33
4	**Influencias externas (IEC 60364-5-51)**	**E40**
	4.1 Definición y normas de referencia	E40
	4.2 Clasificación	E40
	4.3 Lista de influencias externas	E40
	4.4 Protección proporcionada para equipos cerrados: códigos IP e IK	E43

www.elsolucionario.org

1 Esquemas de distribución de BT

1.1 Principios

Principales esquemas de distribución de baja tensión

En una instalación típica de baja tensión los circuitos de distribución se originan en un cuadro general de baja tensión desde el que los conductores alimentan cargas a través de cuadros de distribución secundaria y/o cuadros terminal.

Niveles de distribución de baja tensión

En las instalaciones medianas y grandes se utilizan por lo general tres niveles de distribución para suministrar alimentación de baja tensión a todas las cargas:

- Distribución desde el cuadro general de baja tensión (CGBT).

En este nivel, la alimentación de uno o más transformadores de media/baja tensión conectados a la red de media tensión de la compañía eléctrica se distribuye a:

- Diferentes áreas de la instalación: talleres de una fábrica, zonas de producción homogéneas de instalaciones industriales, plantas de edificios de oficinas, etc.
- Cargas centralizadas de gran potencia como compresores de aire y unidades de refrigeración por agua en procesos industriales o sistemas de aire acondicionado y ascensores de edificios de oficinas.

- Distribución secundaria utilizada para distribuir la electricidad en cada zona.
- Distribución terminal, utilizada para suministrar las diversas cargas.

Topologías básicas (véase la **Figura E1**).
Todos los esquemas de distribución son combinaciones de dos topologías básicas:

- Topología de estrella: distribución radial (o centralizada).
- Topología de bus: distribución mediante canalizaciones eléctricas (también se denominan sistemas de canalización eléctrica).

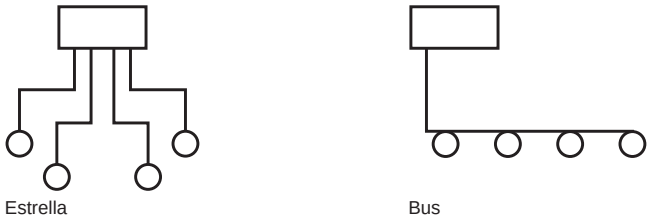


Fig. E1: *Las dos topologías básicas de los esquemas de distribución.*

Selección de un esquema de distribución

El esquema de distribución de baja tensión se selecciona de acuerdo con una serie de criterios que incluyen:

- Requisitos de disponibilidad de energía.
- Tamaño de la instalación (superficie y alimentación total que debe distribuirse).
- Disposición de las cargas (equipos y densidad de la alimentación).
- Requisitos de flexibilidad de la instalación.
- Requisitos de disponibilidad de energía.

La creación de circuitos independientes para diferentes partes de una instalación permite:

- Limitar las consecuencias de un defecto en el circuito en cuestión.
- Simplificar la localización de defectos.
- Llevar a cabo trabajo de mantenimiento o extensiones de los circuitos sin interrumpir el suministro de alimentación a toda la instalación.

Por lo general se necesitan los siguientes grupos de circuitos:

- Circuitos de iluminación (en los que se produce la mayoría de los defectos de aislamiento).
- Circuitos de tomas de corriente.
- Circuitos de calefacción, ventilación y aire acondicionado.
- Circuitos para la fuerza motriz.
- Circuitos de suministro eléctrico para servicios auxiliares (indicación y control).
- Circuitos para sistemas de seguridad (iluminación de emergencia, sistemas de protección contra incendios y circuitos de fuentes de alimentación sin interrupción (UPS) para sistemas informáticos, etc.), cuya instalación está sujeta normalmente a normativas y códigos profesionales estrictos.

- Tamaño de la instalación:
- Los emplazamientos pequeños se suministran directamente desde la red de baja tensión de la instalación, y el tamaño y los requisitos de alimentación de la instalación eléctrica no justifican el uso de un sistema de distribución de 3 niveles (véase la **Figura E2** en la página opuesta). La distribución eléctrica en instalaciones pequeñas (tiendas, hogares, oficinas pequeñas, etc.) a menudo sólo implica uno o dos niveles.

1 Esquemas de distribución de BT

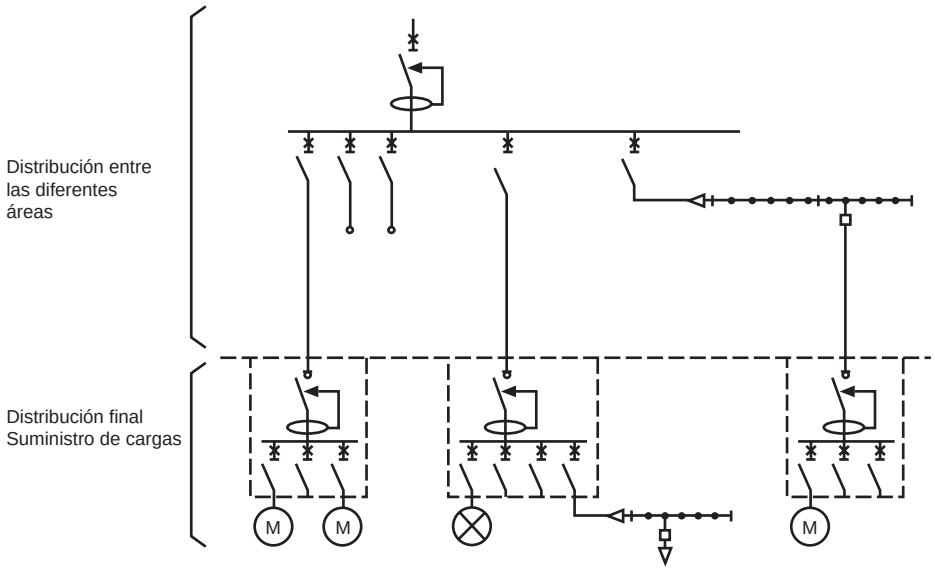


Fig. E2: Instalaciones pequeñas.

- Los emplazamientos medianos (p. ej., fábricas y edificios de oficinas) se conectan por lo general a la red de MT de la compañía (véase la **Figura E3**). Uno o más transformadores y sus CGBT suministran electricidad a toda la instalación.
- Los grandes emplazamientos industriales o infraestructuras (p. ej., aeropuertos) se conectan por lo general a la red MT de la compañía. Un esquema de distribución MT suministra alimentación a los centros de transformación de MT/BT ubicados en puntos diferentes de la instalación, como se muestra en la **Figura E4** de la página siguiente.

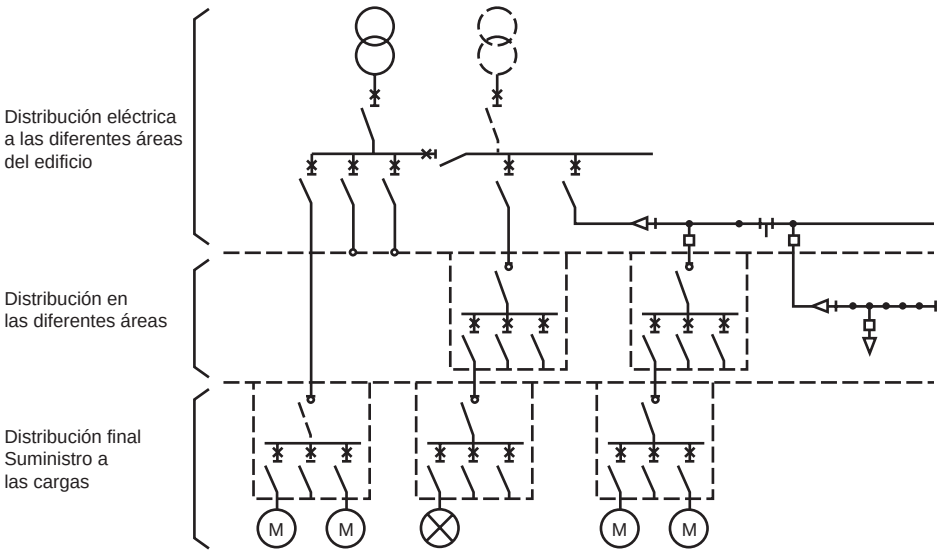


Fig. E3: Instalaciones medianas.

1 Esquemas de distribución de BT

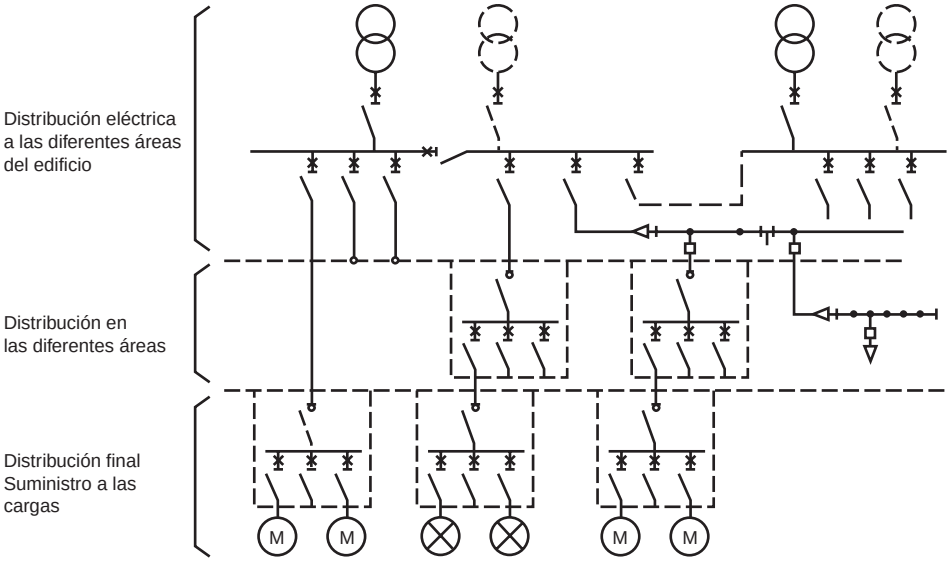


Fig. E4: Grandes emplazamientos industriales o infraestructuras.

■ Disposición de las cargas en el emplazamiento.

Deben tenerse en cuenta dos tipos de cargas, en función de su disposición en el emplazamiento:

□ Cargas concentradas, que corresponden por lo general a instalaciones de edificios utilizadas para todo el emplazamiento y que requieren gran potencia (p. ej., unidades centralizadas de aire acondicionado, ascensores, unidades de refrigeración de supermercados y compresores de aire en aplicaciones industriales).

□ Cargas distribuidas que pueden gestionarse en grupos correspondientes a una zona homogénea (planta, taller de fábrica, cadena de producción) y se caracterizan por dos parámetros: densidad de alimentación (en VA/m^2) y densidad de equipos (en número de dispositivos por cada 10 o 100 m^2) (véase la **Figura E5**).

	Baja densidad de alimentación < 100 VA/m^2	**Alta densidad de alimentación > 100 VA/m^2**
Baja densidad de equipos		■ Centros de maquinaria ■ Sistemas de aire acondicionado en techos de fábricas o supermercados
Alta densidad de equipos	■ Iluminación ■ Sistemas informáticos de oficinas: ordenadores, impresoras de inyección de tinta ■ Estaciones de trabajo manuales, p. ej., en la industria textil	■ Talleres mecánicos, imprentas

Fig. E5: Ejemplo de cargas concentradas y distribuidas.

■ Requisitos de flexibilidad de la instalación.

La flexibilidad de la instalación es un requisito cada vez más importante, especialmente en instalaciones comerciales e industriales. Esta necesidad afecta principalmente a las cargas distribuidas y está presente en cada nivel de distribución:

□ Nivel de cuadro de distribución general de baja tensión: flexibilidad de diseño, que permite distribuir la alimentación eléctrica a diferentes áreas de la instalación sin un conocimiento detallado de las necesidades al nivel de distribución secundaria.

Ejemplo típico: en los edificios de oficinas se utilizan bajantes para distribuir la electricidad a todas las plantas. Su tamaño depende de los requisitos de alimentación medios de toda la instalación y permiten atender posteriormente los requisitos de alimentación sumamente heterogéneos de cada planta, aunque no se conozcan con exactitud durante la fase de diseño.

□ Nivel de distribución secundaria: flexibilidad de instalación y funcionamiento.

□ Nivel de distribución terminal: flexibilidad de utilización.

www.elsolucionario.org

1 Esquemas de distribución de BT

■ Ubicación del centro de transformación y el cuadro de distribución general de baja tensión.

El punto de partida del diseño de una instalación eléctrica, y la ubicación física de los cuadros de distribución secundaria y terminal, es un plano del edificio en cuestión en el que se indique la ubicación de las cargas junto con sus requisitos de alimentación. Por razones tanto técnicas como económicas, el CT de media/baja tensión, las alimentaciones auxiliares y el cuadro de distribución general de baja tensión deberían situarse lo más cerca posible del centro eléctrico de la zona de cargas. En una gran instalación industrial es posible ubicar de la misma manera una serie de centros de transformación de media/baja tensión y CGBT, es decir, en función del centro eléctrico de la zona de cargas.

Sin embargo, deben considerarse otros muchos factores, concretamente el acuerdo de la compañía eléctrica en cuanto a la ubicación del centro de transformación de media/baja tensión y sus obras de ingeniería relacionadas.

Pueden utilizarse canalizaciones, denominadas asimismo sistemas de canalización eléctrica prefabricada, para garantizar un alto grado de flexibilidad de cara a las futuras extensiones o modificaciones del sistema de distribución eléctrica. Para asegurar que la mayor flexibilidad de cara a las futuras modificaciones no afecte negativamente a la facilidad de uso, podrá ser necesario instalar dispositivos de protección lo más cerca posible de las cargas.

Ejemplos de esquemas de distribución

■ Distribución radial arborescente.

Este esquema de distribución es el más utilizado y por lo general sigue disposiciones similares a las mostradas a continuación:

□ Ventajas:

– En caso de producirse un defecto sólo se desactiva un circuito.

– Los defectos se localizan con facilidad.

– El mantenimiento o las extensiones de los circuitos se pueden llevar a cabo mientras el resto de la instalación sigue prestando servicio. Los tamaños de los conductores se pueden reducir para adaptarlos a los menores niveles de corriente hacia los circuitos secundarios finales.

□ Inconvenientes:

– Un defecto que ocurra en uno de los conductores procedentes del cuadro de distribución general de BT cortará el suministro a todos los circuitos de los cuadros de distribución secundaria y de distribución terminal relacionados situados aguas abajo.

□ Cableado convencional (véase la **Figura E6**).

El cableado convencional resulta adecuado para edificios destinados a un uso específico en los que el sistema de distribución eléctrica es relativamente estable, como hogares, hoteles, actividades agrícolas, escuelas, etc.

Ventajas específicas: paso prácticamente sin restricciones para conductos, cajas de cables, canalizaciones, etc.

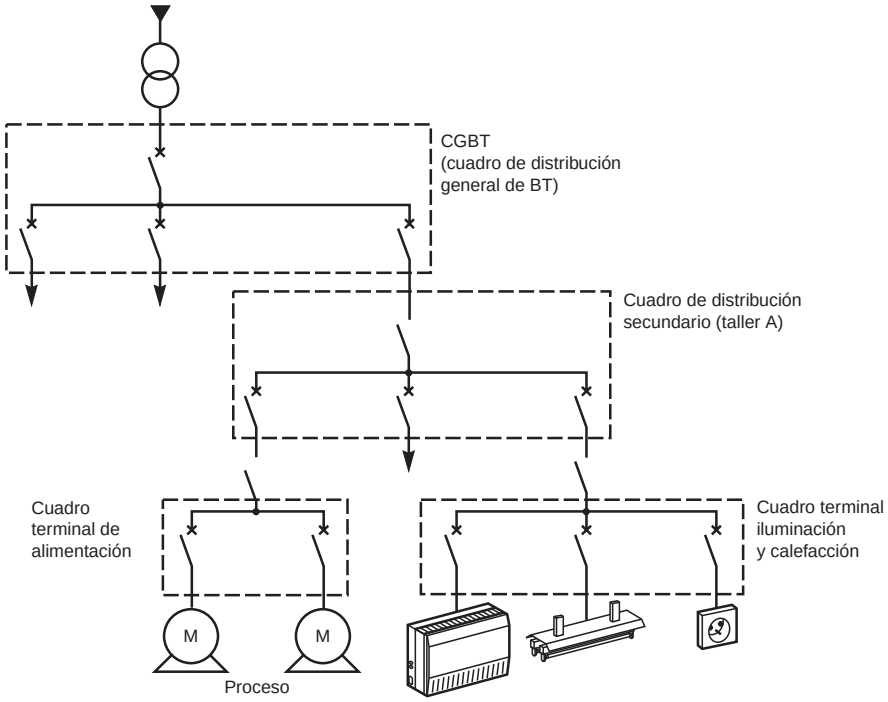


Fig. E6: *Distribución radial ramificada mediante cableado convencional a 3 niveles.*

1 Esquemas de distribución de BT

□ Canalización prefabricada para distribución secundaria (véase la **Figura E7**).
Las canalizaciones son una solución excelente para instalaciones en los sectores industrial y comercial que estarán sometidas a cambios en el futuro.
Ventajas específicas: instalación flexible y sencilla en grandes zonas diáfanas.

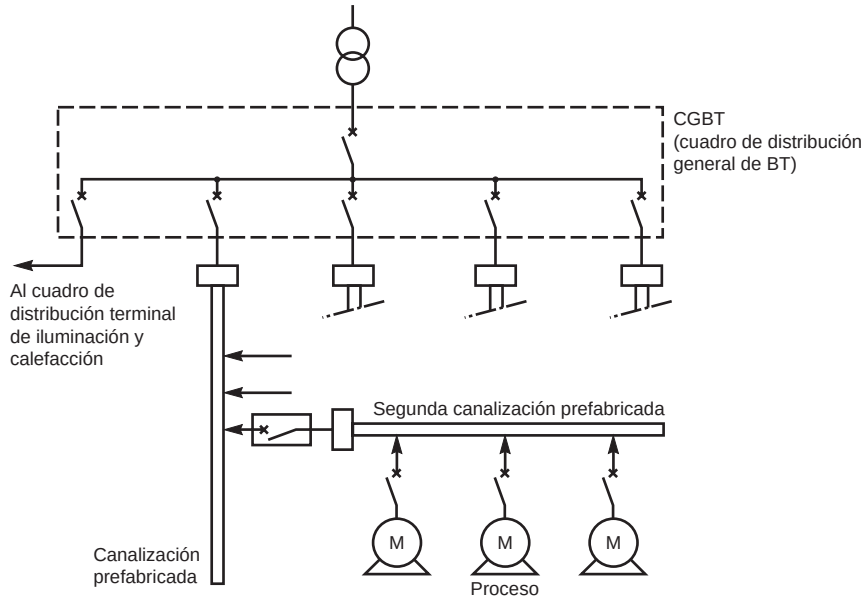


Fig. E7: Distribución radial arborescente mediante canalización prefabricada a nivel de distribución secundaria.

□ Canalización prefabricada para distribución terminal (véase la **Figura E8**).
Para oficinas, laboratorios y todas las instalaciones modulares sometidas a cambios frecuentes.
Ventajas específicas: una solución flexible, atractiva y fácil de instalar para la distribución terminal en ubicaciones en las que las divisiones pueden cambiar de acuerdo con las necesidades de los clientes.

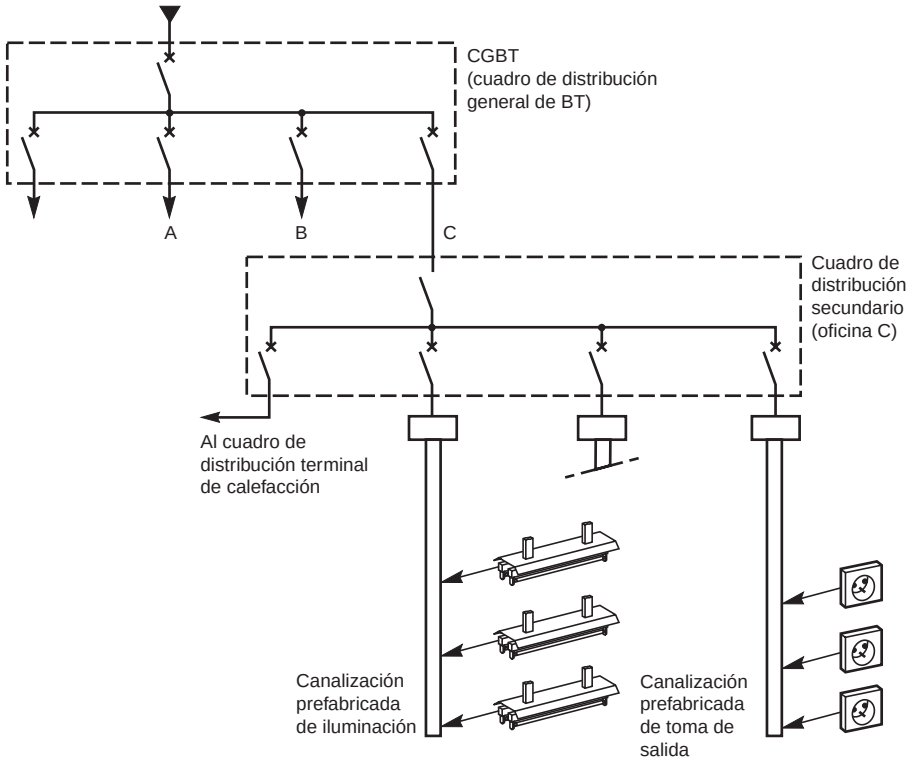


Fig. E8: Distribución radial arborescente mediante canalización prefabricada para la distribución terminal a sistemas de iluminación y tomas de corriente.

1 Esquemas de distribución de BT

■ Distribución radial pura (llamada de peine).

Este esquema (véase la **Figura E9**) se utiliza para fines de control centralizado, gestión, mantenimiento y supervisión de una instalación o un proceso dedicado a una aplicación concreta:

□ Ventajas:

– Si se produce un defecto (excepto a nivel de barra), sólo se interrumpirá un circuito.

□ Inconvenientes:

– Exceso de cobre debido al número y la longitud de los circuitos.

– Elevadas prestaciones mecánicas y eléctricas de los dispositivos de protección (proximidad de la fuente, que depende de la corriente de cortocircuito en el punto considerado).

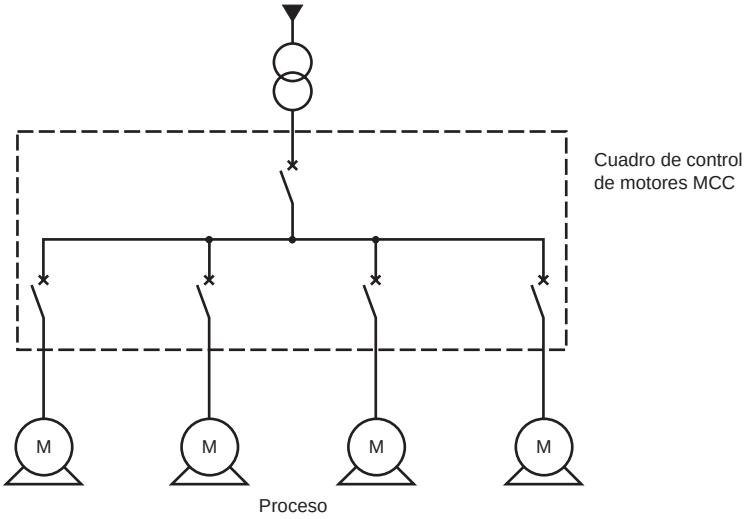


Fig. E9: *Distribución radial pura.*

■ Distribución mixta desde los CGBT y canalizaciones eléctricas de gran potencia.

Principio.

Se pueden utilizar unas canalizaciones eléctricas de gran potencia conectadas al CGBT para suministrar a los alimentadores en otros lugares de la instalación. Estos alimentadores suministran a los cuadros de distribución secundaria y/o a las canalizaciones eléctricas de distribución secundaria. Para requisitos de gran potencia, los transformadores y CGBT también pueden estar repartidos por la instalación. En este caso se pueden utilizar canalizaciones eléctricas para interconectar los diferentes CGBT.

A continuación se muestran algunos ejemplos (véase la **Figura E10** a continuación y la **Figura E11** de la página siguiente):

□ CGBT único.

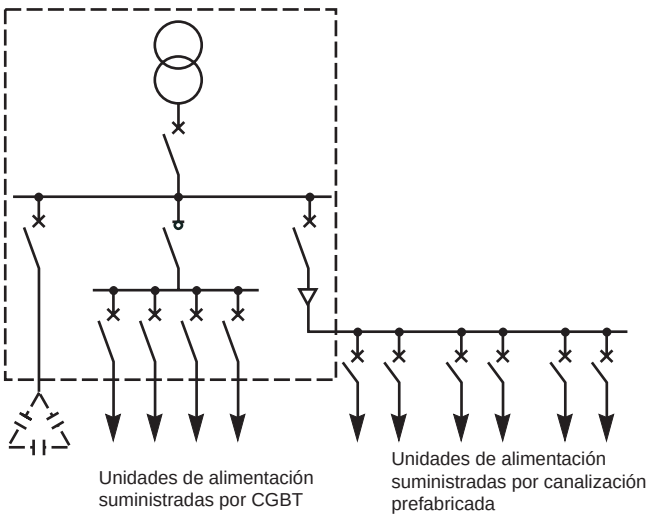


Fig. E10: *Ejemplo con un solo CGBT.*

www.elsolucionario.org

1 Esquemas de distribución de BT

□ Transformadores de media/baja tensión y CGBT repartidos por la instalación.

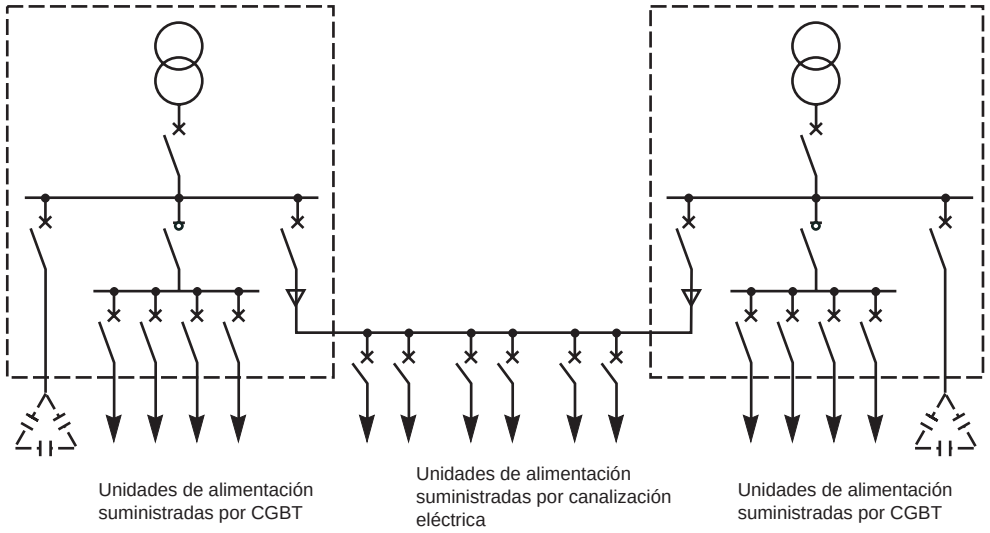


Fig. E11: *Ejemplo con 2 subestaciones.*

□ Ventajas:
– Mayor flexibilidad de diseño, independencia de diseño y de instalación a nivel de cuadro de distribución general de baja tensión con respecto al nivel de distribución secundaria, mayor disponibilidad de energía en la instalación.
– Las fuentes en paralelo garantizan la disponibilidad de la alimentación eléctrica si se produce un defecto en una de ellas. También permiten tener en cuenta la falta de uniformidad en la distribución de la potencia de las cargas en la instalación.

Cambio de sistemas de neutro

En las grandes instalaciones de baja tensión normalmente se utilizan dos niveles de tensión:

■ 380, 400 o 415 V (o en casos excepcionales 480 V), principalmente para motores (aplicaciones de procesos).

■ 220, 230 o 240 V (o en casos excepcionales 277 V) para circuitos de iluminación y de tomas de corriente.

Cuando el neutro no está distribuido, se instalan transformadores de media/baja tensión allí donde se necesite un neutro. Estos transformadores proporcionan un aislamiento galvánico de los circuitos y hacen posible cambiar el sistema de neutro y mejorar las características de aislamiento principales (véase la **Figura E12**).

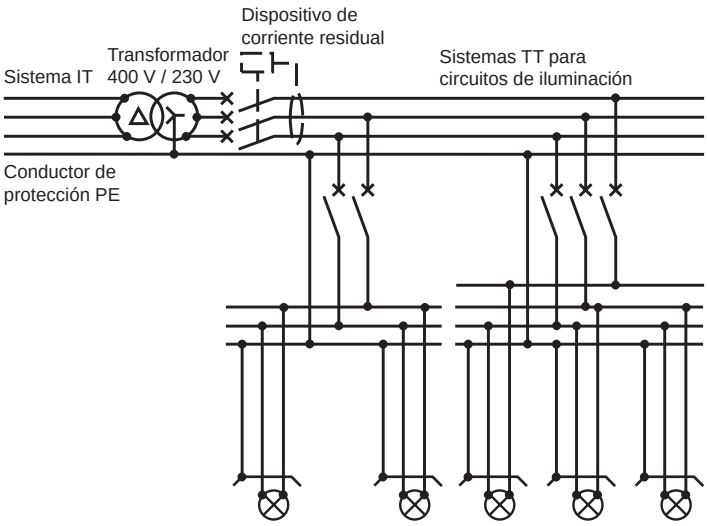


Fig. E12: *Uso de un transformador monofásico o trifásico para cambiar de un esquema IT a uno TT.*

1 Esquemas de distribución de BT

1.2 Disponibilidad de energía eléctrica

La alta disponibilidad de la alimentación eléctrica se consigue mediante:
- La división adecuada de la instalación.
- El uso de equipos auxiliares.
- La subdivisión y duplicación de los circuitos importantes.
- El tipo de la aparamenta a tierra (IT, por ejemplo).
- Esquemas de protección selectivos.

División de las instalaciones

Para los requisitos de gran potencia se pueden utilizar varios transformadores para separar cargas sensibles o generadoras de perturbaciones, por ejemplo:
- Sistemas informáticos, que son sensibles a la osciliación de la tensión (caídas y picos) y a la distorsión de las formas de onda (armónicos).
- Circuitos que generan armónicos, como lámparas de descarga, convertidores eléctricos de diversos tipos (rectificadores controlados mediante tiristores, inversores, controladores de la velocidad de motores, etc.).
- Circuitos que generan variaciones de tensión excesivas, como motores grandes, hornos de arco, etc.
- Circuitos sometidos a variaciones de la resistencia de aislamiento.

Equipos auxiliares

Entre los ejemplos cabe citar el suministro duplicado desde CT de MT/BT, unidades generadoras de emergencia, estaciones de alimentación privadas, UPS y unidades de iluminación de emergencia independientes.

Subdivisión de los circuitos

Los circuitos se pueden subdividir de acuerdo con las normativas, normas y necesidades de explotación aplicables. De esta manera, un defecto que afecte a un circuito no esencial no interrumpirá el suministro de alimentación a un circuito esencial (véanse las **Figuras E13** y **E14**).

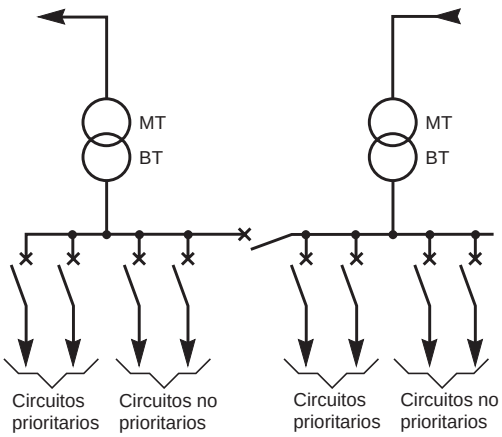


Fig. E14: *Ejemplo de una fuente de alimentación auxiliar de BT.*

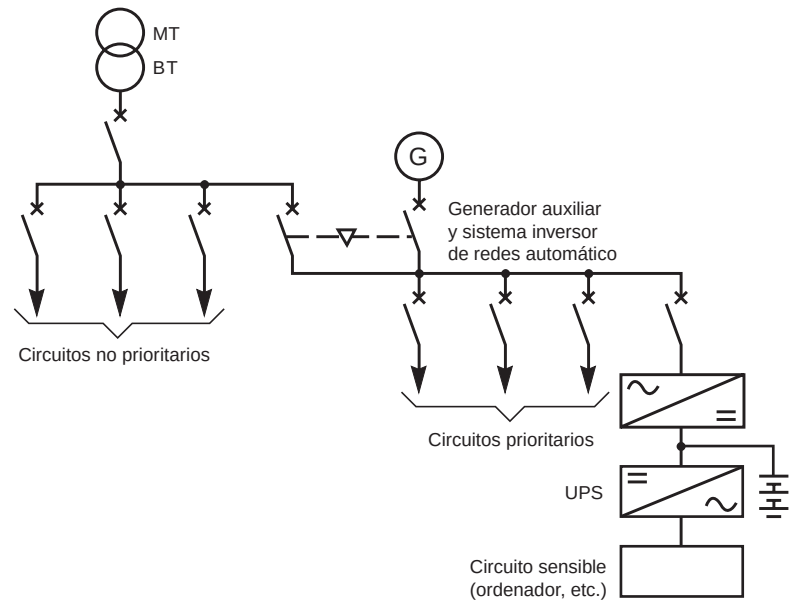


Fig. E13: *Los circuitos prioritarios y los no prioritarios están separados y existen fuentes auxiliares automáticas para los circuitos prioritarios.*

1 Esquemas de distribución de BT

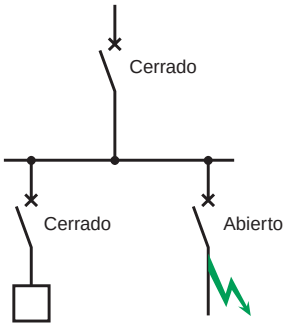


Fig. E15: El principio de la selectividad.

Elección de la aparamenta a tierra

Cuando las consideraciones relativas a la continuidad de suministro son primordiales, p. ej. en la fabricación por procesos continuos, en quirófanos de hospitales, etc., por lo general se adopta el esquema de conexión a tierra IT. Este esquema permite que continúe el funcionamiento normal (y seguro) del sistema en caso de producirse un defecto inicial de conexión a tierra (con mucho, el tipo más habitual de defecto de aislamiento). Más adelante, en un momento oportuno, podrá realizarse una parada para localizar y reparar el defecto (por ejemplo, al final de un proceso de fabricación). Sin embargo, un segundo defecto de conexión a tierra (si ocurre en una fase diferente o en un conductor neutro) constituirá un defecto de cortocircuito, que provocará que los relés de protección contra sobreintensidades disparen el circuito o los circuitos. Véase el subapartado 2.3 del capítulo E para obtener información sobre la elección de un sistema de la aparamenta a tierra.

Nota: este sistema se puede especificar para instalaciones de gran seguridad.

Selectividad (véase la Figura E15)

El objetivo principal de cualquier esquema de protección automática contra defectos de aislamiento, sobrecargas, etc., es disparar el interruptor automático o fundir el fusible o los fusibles que controlan el circuito defectuoso únicamente, sin que se vean afectados los demás interruptores automáticos y fusibles.
En instalaciones radiales arborescentes, esto significa disparar el interruptor automático o los fusibles aguas arriba más próximos, con lo que todas las cargas situadas aguas abajo se ven privadas inevitablemente del suministro.
La corriente de cortocircuito (o sobrecarga) pasará por lo general a través de uno o más interruptores automáticos o fusibles situados aguas arriba del interruptor automático (o los fusibles) que controlan el cable defectuoso.
Por “selectividad” se entiende que ninguno de los dispositivos de protección aguas arriba a través de los cuales pasa la corriente de defecto (o sobrecarga) funcionará antes de que entre en acción el dispositivo de protección que controla el circuito defectuoso. Por lo general, la selectividad se consigue incrementando el tiempo de funcionamiento de los dispositivos de protección a medida que su ubicación en una red se acerca a la fuente de alimentación. Así, si el dispositivo de protección más próximo al defecto no entra en funcionamiento, el siguiente dispositivo situado aguas arriba entrará en funcionamiento algo más tarde.

1.3 Calidad de la energía eléctrica

Las redes de suministro eléctrico públicas y privadas están sometidas a diversas perturbaciones cuyo nivel y frecuencia deben controlarse y mantenerse dentro de límites aceptables. Entre las más graves cabe mencionar las siguientes:

- Curvas de tensión o picos y caídas repentinos.
- Sobretensiones.
- Armónicos, especialmente los impares (3.º, 5.º, etc.).
- Fenómenos de alta frecuencia.

Para asegurar el suministro de aplicaciones que son especialmente sensibles a estas perturbaciones (p. ej. los ordenadores), se puede instalar un circuito de distribución de alimentación de alta calidad en el esquema de distribución de baja tensión normal.

Los efectos no deseados de las caídas de tensión se contrarrestan de diversas maneras, por ejemplo, mediante la instalación de UPS o generadores.

Caídas de tensión de corta duración

Tipos de caídas de tensión

Según la duración de la condición de mínima tensión, una caída puede originarse debido a una de las siguientes causas:

- Menos de 0,1 segundos: defectos de cortocircuito que ocurren en cualquier punto de las redes de baja tensión locales y se eliminan por medio de dispositivos de protección (interruptores automáticos, fusibles, etc.). Este tipo de caída es el más habitual en los sistemas “estándar”, a diferencia de las redes situadas cerca de instalaciones de industria pesada, donde son frecuentes grandes perturbaciones.
- Entre 0,1 y 0,5 segundos: la mayoría de los defectos que se producen en los sistemas de media tensión corresponden a esta categoría.
- Más de 0,5 segundos: en las redes rurales, donde son habituales los interruptores de reenganche automático, podrán experimentarse varias caídas sucesivas hasta que se elimine el defecto. Otra razón por la que las caídas de tensión pueden tener una duración superior a 0,5 segundos es el arranque de motores eléctricos locales (por ejemplo, los ascensores o las sirenas de las alarmas de incendios de las estaciones centrales producen caídas cíclicas en la red de distribución vecina).

www.elsolucionario.org

1 Esquemas de distribución de BT

Algunas consecuencias y soluciones

Entre las numerosas consecuencias no deseadas de las caídas de tensión pueden citarse las siguientes:

■ En función de la gravedad de la caída y del tipo de cargas en una determinada instalación, existe el riesgo de que se produzca un aumento considerable de la intensidad cuando se restablezca la tensión normal, con el consiguiente disparo de los interruptores automáticos principales. Una solución posible sería un esquema con deslastrado automático y reconexión escalonada de los aparatos que requieran elevadas corrientes de rearranque, p. ej. lámparas incandescentes frías y cargas de calentamiento resistivas.

■ En aplicaciones completamente informatizadas, como tratamiento de textos, tecnología de la información, control de máquinas-herramientas, procesos, etc., las caídas de tensión resultan inaceptables, puesto que puede perderse la información o destruirse un programa, con consecuencias catastróficas. Se puede tolerar un cierto grado de variación de la tensión y con este fin se incorporan circuitos estabilizadores de la tensión, pero la solución universal para instalaciones importantes es el uso de sistemas de alimentación sin interrupción (UPS) basados en acumuladores de carga lenta e inversores y asociados con generadores diesel controlados automáticamente.

■ En el caso de un motor eléctrico, la deceleración durante una caída de tensión (par V2) provocará que su fuerza electromotriz probablemente se encuentre desfasada cuando se restablezca la tensión. Esto constituye (más o menos, en función del grado de diferencia de fase) una condición de cortocircuito, con el consiguiente flujo elevado de corriente. En algunos casos pueden producirse pares transitorios excesivos, con el riesgo de que se dañen los ejes, acoplamientos, etc. Una solución habitual consiste en instalar motores de gran inercia y elevado par máximo siempre que lo permita la carga accionada.

■ Algunos tipos de lámparas de descarga (especialmente las lámparas de vapor de mercurio) utilizadas en el alumbrado público se apagan por debajo de un determinado nivel de tensión y requieren varios minutos (para enfriarse) antes de volver a encenderse. La solución consiste en utilizar otros tipos de lámparas o mezclar lámparas que no se apaguen, en un número suficiente para mantener un nivel de iluminación seguro. Véase el capítulo N (UPS).

Sobretensiones

Se pueden evitar los efectos dañinos de las sobretensiones.

■ En el caso de sobretensiones a la frecuencia del sistema de alimentación:

□ Asegurando que los equipos en cuestión cuenten con una capacidad adecuada de resistencia a sobretensiones.

□ Mediante el uso de dispositivos limitadores de tensión cuando resulte necesario, en un esquema de aislamiento coordinado adecuadamente. Estos dispositivos siempre son necesarios en las aparamentas a tierra IT.

■ Para sobretensiones transitorias (por lo general de tipo impulso), mediante:

□ Una coordinación eficaz del esquema de aislamiento.

□ Pararrayos.

En el capítulo J se describen los tipos de sobretensiones, así como sus consecuencias y las posibles soluciones.

Tensiones y corrientes armónicas

Las corrientes armónicas ejercen un efecto negativo sobre la instalación eléctrica y los equipos conectados.

Fuentes y tipos de armónicos

Todas las cargas no lineales consumen corrientes no sinusoidales. Las principales fuentes de armónicos son:

■ Dispositivos electrónicos de alimentación (convertidores estáticos, fuentes de alimentación, atenuadores, etc.).

■ Máquinas y dispositivos electromagnéticos, como: bobinas saturadas, transformadores (corrientes de magnetización), motores y generadores, etc.

■ Lámparas de descarga y resistencias.

■ Hornos de arco que generan un espectro continuo de perturbaciones. Si el arco se suministra a través de rectificadores estáticos controlados por tiristor (hornos de arco de CC), las perturbaciones tienen una amplitud media más baja, pero los rectificadores producen armónicos.

Consecuencias

Las consecuencias principales de los armónicos son:

■ La necesidad de sobredimensionar determinados componentes de la red y de la instalación:

□ Conductores en tensión.

□ Conductores neutros (de un sistema trifásico de 4 hilos), especialmente para circuitos de iluminación de descarga o fluorescente y cargas de ordenadores.

□ Alternadores (p. ej. en generadores diesel).

□ Baterías de condensadores.

■ Sobrecalentamiento local de circuitos magnéticos de motores.

■ Posibilidad de resonancia entre las capacidades e inductancias de la red (ferrorresonancia) o entre bancos de condensadores y la impedancia fuente del sistema (principalmente inductiva).

1 Esquemas de distribución de BT

Los efectos no deseados de las perturbaciones de alta frecuencia se pueden eliminar mediante:
- *La selección de equipos adecuados.*
- *Estudios específicos.*

Soluciones

Por lo general, una instalación no puede tolerar un porcentaje significativo de armónicos: normalmente se utiliza un valor máximo del 5%(1) para los armónicos de tensión y del 10%(1) para los armónicos de corriente.

Los armónicos se pueden atenuar mediante:
- La instalación de transformadores de baja tensión/baja tensión triángulo/estrella en zigzag para aislar el tercer armónico y sus múltiplos impares.
- La instalación de filtros.

Fenómenos de alta frecuencia

Este problema se refiere a las sobretensiones y todos los fenómenos electromagnéticos conducidos o radiados. Determinados dispositivos o toda una instalación eléctrica pueden ser sensibles a tales perturbaciones o provocarlos, por ejemplo, en forma de:
- Descargas electrostáticas.
- Radiación, por ejemplo, interferencias causadas por transmisores de radio, walkie-talkies, etc.
- Perturbaciones transmitidas por la conducción en los conductores de una instalación.

Por ejemplo: la apertura de bobinas de contactores o bobinas de disparo de interruptores automáticos.

La directiva europea 89/336/CEE relativa a la compatibilidad electromagnética impone niveles máximos de emisiones y mínimos de inmunidad para las instalaciones eléctricas y sus componentes.

En la práctica, los defectos causados por fenómenos de alta frecuencia se pueden evitar mediante la instalación de dispositivos que sean compatibles entre sí y con su entorno, por ejemplo, en hospitales, salas de conciertos e instalaciones industriales en las que existan corrientes bajas y altas.

Para aplicaciones especiales siempre se debería consultar a un especialista.

Para aplicaciones más habituales, o cuando no exista información precisa, siempre que sea posible deberían utilizarse equipos que cumplan los requisitos indicados en la **Figura E16**.

Perturbación	Referencia		Nivel	
			Mínimo	Recomendado
Descargas electrostáticas	IEC 61000-4-2		Nivel 3	Nivel 4
Campos electromagnéticos de radiofrecuencia	IEC 61000-4-3		Nivel 2	Nivel 3
Transitorios eléctricos rápidos (rebote de contactos)	IEC 61000-4-4		Nivel 2	Nivel 4
Sobretensiones	IEC 61000-4-5		Nivel 2	Nivel 4
Sobretensiones transitorias	IEC 60060-2			
	En el origen de la instalación	690 V	10 kV	
		400 V	7,5 kV	
	Otros casos	690 V	7,5 kV	
		400 V	5 kV	
Ondas de corriente (rayos, cierre de interruptor)	IEC 61643-1	8/20 µs	80 A	200 A

Fig. E16: *Niveles de compatibilidad de los equipos.*

Para asegurar el suministro de aplicaciones que son especialmente sensibles a las perturbaciones de la alimentación eléctrica (p. ej. los ordenadores), se puede instalar un circuito de distribución de alimentación de alta calidad en el esquema de distribución de baja tensión normal.

Energía de alta calidad

Se puede instalar un circuito de distribución de alta calidad dedicado en el esquema de distribución de baja tensión normal.

El objetivo es alimentar a los equipos sensibles (ordenadores, cajas registradoras, microprocesadores, etc.) desde una fuente que esté exenta de las perturbaciones descritas anteriormente, a un coste razonable.

El diagrama de la **Figura E17** de la página opuesta representa un esquema de este tipo al nivel del cuadro de distribución general de baja tensión.

El suministro de energía de alta calidad se consigue por medio de UPS y sus acumuladores y rectificadores-cargadores asociados, que en condiciones normales reciben su suministro de una salida del cuadro de distribución general de baja tensión.

La continuidad de suministro se asegura mediante un generador diesel y un sistema de conmutación automático de fuente, de tal modo que una fuente de alimentación sin interrupción se pueda mantener indefinidamente (siempre que haya disponible personal para llenar el depósito de combustible) o durante varias horas en el caso de un centro de transformación sin supervisión.

Una serie de sencillas precauciones técnicas hacen posible conseguir niveles de disponibilidad anuales muy altos (véase el manual técnico n.º 148 de Schneider Electric: “Distribución de alimentación eléctrica de alta disponibilidad” y el apartado relativo a UPS en el capítulo N de esta guía).

(1) Valor de THD (distorsión total de armónicos) de la tensión y la corriente respectivamente.

1 Esquemas de distribución de BT

1.4 Seguridad de las instalaciones de servicios de emergencia y fuentes de alimentación auxiliares

Instalaciones de seguridad

El uso de instalaciones de seguridad y de emergencia es una obligación legal.

Las instalaciones de seguridad y de servicios de emergencia se rigen por normativas que regulan, por ejemplo:

- Locales de pública concurrencia.
- Edificios de gran altura (rascacielos).
- Instalaciones en las que trabajan muchas personas (oficinas, tiendas, fábricas, etc.).

Estas instalaciones deben contar con un medio que garantice la evacuación segura del personal, incluido lo siguiente:

- Iluminación de seguridad.
- Alarmas y sistemas de aviso.
- Sistemas automáticos de detección de incendios.
- Sistemas de extinción de incendios.
- Sistemas de evacuación en caso de detección de humo.
- Compresores de aire para el sistema de extinción de incendios a presión.
- Bombas de agua para llenar el sistema de extinción de incendios.

Además de las normas generales indicadas anteriormente, existen determinados proyectos para los que las normativas en materia de seguridad se refieren a un proceso concreto (p. ej., plantas petroquímicas, fábricas de cemento, etc.) o a servicios específicos (p. ej., iluminación de túneles, iluminación de pistas de aterrizaje de aeropuertos, etc.).

Fuentes de alimentación auxiliares de reserva

Las fuentes de alimentación auxiliares de reserva son una necesidad económica en numerosas circunstancias en las que la pérdida del suministro tendría consecuencias trascendentales.

Entre las numerosas aplicaciones en las que no se puede tolerar una interrupción del suministro eléctrico cabe citar las siguientes (véase la **Figura E18**):

- Instalaciones de tecnología de la información (protección de datos de compañías de seguros, entidades financieras, profesiones, administraciones públicas, etc.).
- Procesos industriales (continuidad de material utilizado en procesos continuos, bombas de agua de alimentación de calderas en centrales de generación, producción de papel, plantas desalinizadoras, etc.).
- Sector de producción de alimentos (plantas de refrigeración, criaderos, etc.).
- Telecomunicaciones.
- Investigación científica.
- Quirófanos.
- Expedición de billetes, reservas de vuelos, cajas registradoras, etc.
- Instalaciones militares.

Debe indicarse que cuando existen varias fuentes auxiliares para servicios de emergencia, se pueden utilizar asimismo como fuentes de alimentación de reserva, siempre y cuando una cualquiera de ellas esté disponible y sea capaz de poner en marcha y suministrar alimentación a todos los circuitos de seguridad y de emergencia, y el defecto de una de ellas no afecte al funcionamiento normal de las otras.

Elección y características de las fuentes de alimentación de reserva

Aparte de los cortes perceptibles (aunque muy breves) del suministro eléctrico, las interrupciones imperceptibles de varios milisegundos de duración son suficientes para interferir con el funcionamiento de determinados equipos. Como se indicó anteriormente, los sistemas UPS son esenciales en estos casos y se utilizan junto con la fuente de alimentación de reserva para garantizar la máxima seguridad.

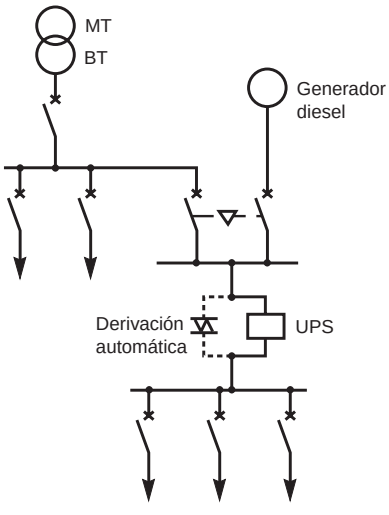


Fig. E17: *Ejemplo de una instalación de alimentación de alta calidad.*



Fig. E18: *Ejemplos de fuentes de alimentación de reserva: acumulador central (izquierda) y generador diesel (derecha).*

www.elsolucionario.org

1 Esquemas de distribución de BT

Especificaciones principales

Por motivos económicos, las siguientes especificaciones son a menudo obligatorias:

- ■ La interrupción del suministro no se tolera:
  - □ En esquemas de tecnología de la información (TI).
  - □ En operaciones de procesos continuos, excepto para cargas de gran inercia que pueden tolerar una interrupción del orden de 1 segundo de duración.
- ■ Período para la conservación de los datos en sistemas de TI: 10 minutos.
- ■ La autonomía, que a menudo se expresa como un tiempo de reserva, es deseable en las instalaciones de fuentes de alimentación de reserva; es una función de los aspectos económicos relacionados con el funcionamiento y va más allá del requisito mínimo para la seguridad del personal.

Especificaciones relacionadas con las instalaciones de seguridad
(véase la **Figura E19**)

Las normativas nacionales que regulan las instalaciones de seguridad contienen una serie de condiciones que deben cumplirse en relación con las fuentes de alimentación eléctrica:

- ■ Duración de una interrupción: según el caso y el país, por lo general se imponen las siguientes opciones:
  - □ Sin interrupción.
  - □ Una interrupción de menos de 1 segundo.
  - □ Una interrupción de menos de 15 segundos.
- ■ Autonomía que se exige a la fuente de alimentación de reserva: por lo general, corresponde al tiempo necesario para realizar todas las operaciones que rigen la seguridad de la vida humana, como por ejemplo el tiempo necesario para evacuar un edificio público (1 hora como mínimo). En grandes bloques de apartamentos, la autonomía de la fuente debe ser de 36 horas como mínimo.

Aplicaciones		**Automatismos, Informática Telecomunicaciones**	**Proceso secuencial (interrumpible)**	**Proceso continuo**
Aplicaciones tipo		– Banco de datos – Control de procesos	– Procesos térmicos de transformación de materiales	– Control y supervisión de parámetros de procesos
Ejemplo de instalaciones		– Servicios de TI – Banca, seguros – Administración – Sistema de gestión de procesos de producción	– Fabricación de mecánica ligera – Cadenas de montaje y embalajes	– Centrales nucleares – Industria química – Procesos biológicos – Instalaciones térmicas – Mecanización pesada (gran inercia)
Condiciones				
Tiempo de corte admisible	Nulo	■		■
	⩽ 1 s			■
	⩽ 15 s		■ (1)	
	⩽ 15 min		■ (1)	
Autonomía mínima o deseada	1 min	■ (2)		
	20 min		■	■
	1 h	■	■	■
			Permanente en función de la economía	
Soluciones				
Técnicas utilizadas		Onduladores con o sin grupo de arranque automático en el relevo	Grupo a tiempo cero o a arranque de relevo eventual de un ondulador	Grupo permanente

(1) En función de las consideraciones económicas.
(2) Límite de tiempo para el almacenamiento de los datos.

Fig. E19: *En esta tabla se muestran los diferentes tipos de fuentes de alimentación de reserva según las necesidades de la aplicación y los tiempos aceptables de interrupción del suministro.*

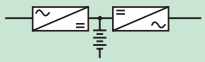
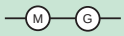
Elección y características de las diferentes fuentes

Las diversas soluciones posibles se caracterizan por su disponibilidad (recogida inmediata o retardada de la carga) y por su autonomía (capacidad para suministrar la carga durante un determinado período de tiempo sin intervención humana, p. ej., llenado de depósitos de combustible). También es necesario tener en cuenta:

- ■ Las limitaciones impuestas por la instalación: concretamente para ubicaciones especializadas, y de acuerdo con las fuentes utilizadas.
- ■ Equipos complementarios.
- ■ Limitaciones operativas, p. ej., de acuerdo con las instrucciones de manejo del fabricante o las normativas locales, etc.
- ■ Necesidades de mantenimiento rutinario, que podrían imponer restricciones poco deseables durante los períodos asignados para tales trabajos.

1 Esquemas de distribución de BT

Un examen general de las numerosas posibilidades y limitaciones relacionadas se traduce a menudo en una solución óptima basada en un esquema de UPS asociado a un generador diesel auxiliar. Las baterías proporcionan un suministro ininterrumpido de alimentación durante el arranque y la recogida de la carga del generador auxiliar (véase la **Figura E20**).

Fuente de alimentación de reserva y/o de emergencia					
	Batería	UPS	Diesel de arranque en frío	Recuperación de la carga(1)	Generadores en funcionamiento continuo
Tiempo necesario para suministrar la carga					
Cero (sin interrupción)	■	■			■
1 segundo				■	
De 1 a 10 minutos(5)			■		
Tiempo total de inversión de fuentes					
Cero	■	■			■
Relacionado con el esquema de cambio automático adoptado para cada fuente					
Limitaciones de instalación					
	Ubicación especial (tipo de batería) Red especial de CC	Ninguna. A menos que las baterías sean abiertas	Ubicación especial (vibraciones, ruido, acceso necesario para tareas de mantenimiento, protección contra incendios) Depósitos de combustible		
Equipos adicionales (aparte de los dispositivos de protección y de inversión)					
	Cargador Regulador, indicaciones	Ninguno. A menos que se necesiten baterías adicionales	Arrancador, por baterías o aire comprimido	Volante y embrague de inercia	Equipos de sincronización automática
Modo de funcionamiento y limitaciones					
	Red especial Pérdidas del sistema Comprobaciones frecuentes	Automático	Manual o automático Arranques periódicos	Automático Carga máxima fija	Personal de explotación permanente
Otros parámetros					
Mantenimiento	Paros periódicos para realizar comprobaciones y trabajos de mantenimiento	Ninguno. A menos que las baterías sean abiertas	Comprobaciones periódicas, pero desgaste mínimo y muy poca necesidad de mantenimiento	Sólo limitaciones mecánicas menores, excepto el embrague y el eje de acoplamiento	Comprobaciones periódicas, pero desgaste mínimo y muy poca necesidad de mantenimiento
Duración estimada3)	De 4 a 5 años(2)	De 4 a 5 años (para baterías selladas)	De 1.000 a 10.000 horas o de 5 a 10 años	De 5 a 10 años	10.000 horas (o 1 año)
Redundancia necesaria(4)	× 2 si la instalación es permanente	Normalmente 2 por 1 y 3 por 2	Baterías × 2	× 2 si la seguridad es importante	× 2 si la instalación es permanente
Factores relacionados con la fiabilidad(4)	La comprobación constante es importante (numerosos errores humanos)	Chequeos integrados	Mecánica y de baterías de arranque	Mecánicos, especialmente el conjunto del embrague y el eje de acoplamiento	Sistema mecánico y de sincronización

(1) Un motor generador de funcionamiento continuo y equipado con un volante de inercia.
Si se pierde el suministro normal, la recuperación de la carga se lleva a cabo por lo general en menos de 1 segundo.
(2) Mayor duración si la batería es abierta.
(3) Antes de necesitar una revisión general.
(4) El estudio de las necesidades de seguridad permite definir un esquema óptimo.
(5) Según esté precalentado o no.

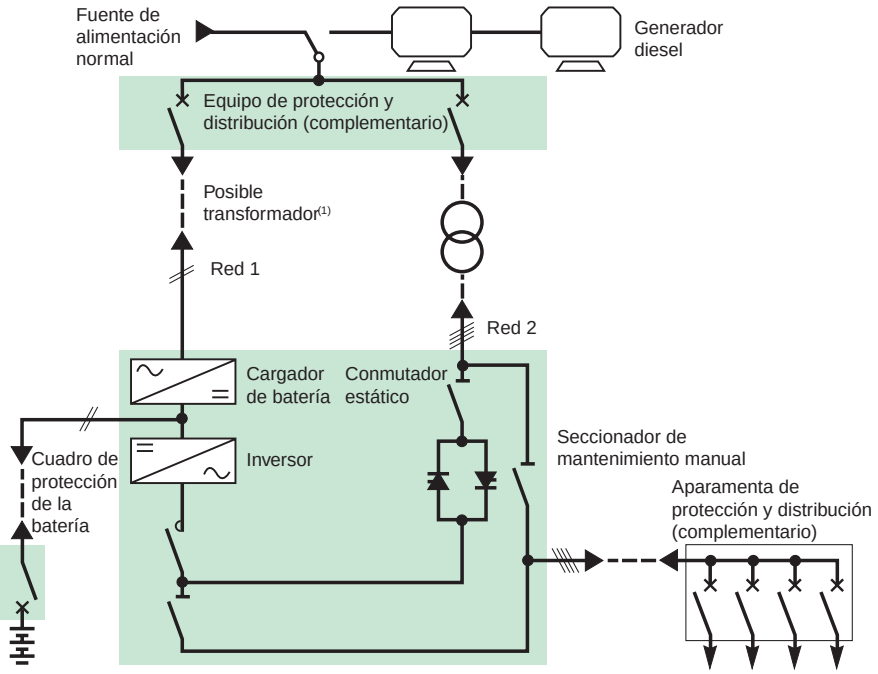
Fig. E20: *Características de las diferentes fuentes.*

La combinación de un sistema UPS y un generador local es la solución óptima para garantizar una larga autonomía.

Generadores locales

En determinadas instalaciones se necesita una fuente de alimentación que sea independiente del servicio público normal. En estos casos se utiliza un generador local (normalmente impulsado por un motor diesel) asociado con un sistema UPS. En esta situación, el tiempo de reserva de las baterías del sistema UPS debe ser suficiente para cubrir el tiempo necesario para arrancar el motor diesel y conectar el generador a la carga.
El tiempo necesario para realizar el cambio de una fuente a la otra dependerá de las características de la instalación concreta, como la secuencia de arranque del motor, el posible deslastrado de cargas no esenciales, etc.
La conexión se suele llevar a cabo en el cuadro de distribución general de baja tensión por medio de un sistema de cambio automático de fuente como el mostrado en la **Figura E21** de la página siguiente.

1 Esquemas de distribución de BT



(1) Necesario en algunos casos, p. ej.: para la correspondencia de tensiones.

Fig. E21: *Ejemplo de una combinación de UPS/generador con un sistema de cambio automático.*

Durante el funcionamiento del sistema UPS en condiciones normales, la alimentación de CA fluye a la sección del rectificador y una parte muy pequeña de la alimentación de CC en la salida del rectificador se conserva para mantener la batería completamente cargada. El resto de la alimentación de CC se convierte en alimentación de CA limpia para la carga.

Si se produce un cambio del suministro normal al suministro del generador de alimentación de reserva, es importante evitar los pares transitorios dañinos del eje y los acoplamientos del generador, especialmente si la carga que debe recibir el suministro del generador es grande en comparación con sus especificaciones. Estos pares ocurren con cargas aplicadas repentinamente y se deben al par transitorio oscilante del eje y al par de carga fijo que aumenta y se reduce a la frecuencia natural de las oscilaciones del eje. Para evitar este fenómeno, el rectificador se controla electrónicamente para que pase inicialmente una corriente baja que después se incrementa gradualmente hasta que el generador aplica toda la carga. Esta operación tiene una duración de entre 10 y 15 segundos.

El cierre del sistema UPS también se lleva a cabo gradualmente mediante controles similares de los circuitos del rectificador.

La aplicación gradual de la carga también evita la posibilidad de que se produzcan grandes corrientes transitorias y fluctuaciones de la frecuencia; estas últimas se deben a la inercia del sistema regulador de la velocidad del motor principal.

El rectificador del sistema de conversión crea corrientes armónicas. Por lo general, esto significa que debe reducirse la potencia del generador de alimentación de reserva (es decir, podrá ser necesario instalar un generador sobredimensionado). Esta cuestión debe tratarse con el fabricante del sistema UPS.

En el ejemplo mostrado en la **Figura E21**, la salida del sistema UPS está sincronizada con el suministro de entrada que llega al rectificador, de tal modo que, si se produce una sobrecarga o un defecto en el inversor del sistema UPS, el cierre instantáneo del conmutador estático mantendrá el suministro.

www.elsolucionario.org

2 Esquemas de conexión a tierra

En un edificio, la conexión de todos sus elementos metálicos y de todas las partes conductoras accesibles de los equipos eléctricos a una toma de tierra impide la aparición de tensiones peligrosamente altas entre dos elementos metálicos cualesquiera accesibles simultáneamente.

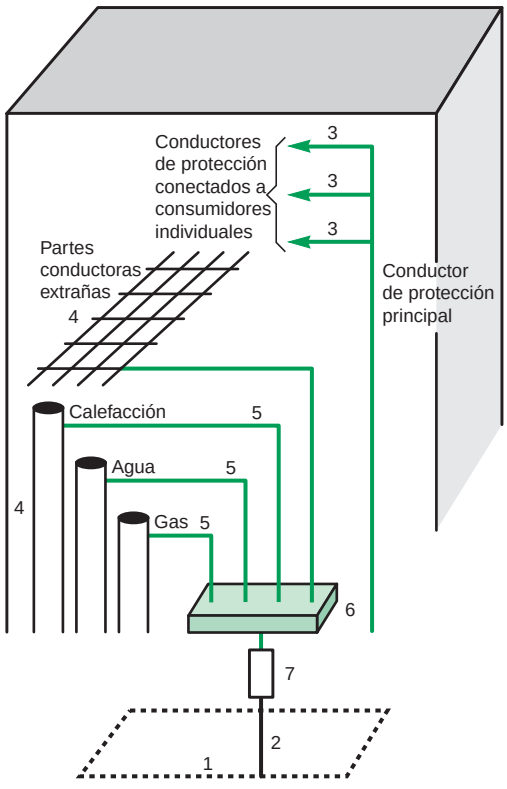


Fig. E22: *Ejemplo de un bloque de pisos en el que el terminal principal de conexión a tierra (6) proporciona la conexión equipotencial principal; la conexión removible (7) permite comprobar la resistencia de la toma de tierra.*

2.1 Conexiones a tierra

Definiciones

Las normas nacionales e internacionales (IEC 60364) definen claramente los diversos elementos de las conexiones a tierra. En el sector y en las diversas publicaciones se emplean habitualmente los siguientes términos. Los números que aparecen entre paréntesis se refieren a la **Figura E22**:

- Toma de tierra (1): un conductor o un grupo de conductores que se encuentran en estrecho contacto con tierra y proporcionan una conexión a tierra (véanse los detalles en el subapartado 2.6 del capítulo E).
- Tierra: masa conductora de tierra, cuyo potencial eléctrico en cada punto se toma por convenio igual a cero.
- Electrodos de tierra eléctricamente independientes: electrodos de tierra separados entre sí una distancia tal, que la corriente máxima probable que puede fluir a través de uno de ellos no afecta significativamente al potencial de los demás.
- Resistencia de la toma de tierra: la resistencia de contacto de una toma de tierra con la tierra.
- Conductor de tierra (2): un conductor de protección que conecta el terminal principal de conexión a tierra (6) de una instalación a una toma de tierra (1) o a otro medio de conexión a tierra (p. ej., esquemas TN).
- Masa, parte conductora accesible: parte conductora de los equipos que se puede tocar y que no se encuentra en tensión, pero que puede estarlo en condiciones de defecto.
- Conductor de protección (3): conductor obligatorio para determinadas medidas de protección contra los choques eléctricos y destinado a conectar eléctricamente algunas de las partes que se indican a continuación:
  - Masas.
  - Conductores.
  - El terminal principal de conexión a tierra.
  - Electrodos de tierra.
  - El punto conectado a tierra de la fuente o de un conductor neutro artificial.
- Parte conductora extraña: una parte conductora que puede introducir un potencial, por lo general un potencial de tierra, y que no forma parte de la instalación eléctrica (4). Por ejemplo:
  - Suelos o paredes no aislados, estructuras metálicas de edificios.
  - Conductos y tuberías de metal (que no forman parte de la instalación eléctrica) utilizados para la canalización de agua, gas, calefacción, aire comprimido, etc., y los materiales metálicos asociados a los mismos.
- Conductor de conexión (5): un conductor de protección que proporciona una conexión equipotencial.
- Terminal principal de conexión a tierra (6): el terminal o la barra que se utiliza para conectar al medio de conexión a tierra la conexión de los conductores de protección, incluidos los conductores de conexión equipotencial, y los conductores de conexión a tierra funcional, si los hubiera.

Conexiones

El sistema principal de conexión equipotencial

La conexión se lleva a cabo mediante conductores de protección y el objetivo consiste en asegurar que, en caso de que un conductor extraño entrante (como una tubería de gas, etc.) desarrolle un potencial debido a un defecto externo al edificio, no pueda ocurrir una diferencia de potencial entre las partes conductoras extrañas en la instalación.
La conexión se debe realizar lo más cerca posible de los puntos de entrada al edificio y conectarse al terminal principal de conexión a tierra (6).
Sin embargo, las conexiones a tierra de las cubiertas metálicas de los cables de comunicaciones requieren la autorización de los propietarios de tales cables.

Conexiones equipotenciales suplementarias

Estas conexiones tienen como finalidad conectar todas las partes conductoras accesibles y todas las partes conductoras extrañas que sean accesibles simultáneamente, cuando no se cumplen las condiciones de protección adecuadas, es decir, cuando los conductores de conexión originales presentan una resistencia inaceptablemente alta.

Conexión de las partes conductoras accesibles a los electrodos de tierra

La conexión se lleva a cabo por medio de conductores de protección con el fin de proporcionar una ruta de baja resistencia para las corrientes de fuga que fluyen a tierra.

2 Esquemas de conexión a tierra

Componentes (véase la Fig. E23)

La conexión adecuada de todos los elementos metálicos accesibles y todas las masas de los electrodomésticos y equipos eléctricos es esencial para aportar una protección eficaz contra las descargas eléctricas.

Componentes que deben considerarse: como partes conductoras accesibles	como partes conductoras extrañas
Cables aéreos: ■ Conductos. ■ Cable forrado de plomo y aislado con papel impregnado, blindado o sin blindar. ■ Cable forrado de metal y aislado con sustancia mineral (pirotenax, etc.).	Elementos utilizados en la construcción de edificios: ■ Metal u hormigón armado: □ Estructura de acero. □ Barras de refuerzo. □ Paneles prefabricados de hormigón armado. ■ Acabados superficiales: □ Suelos y paredes de hormigón armado sin tratamiento superficial adicional. □ Superficies alicatadas. ■ Revestimientos metálicos: □ Revestimientos de muros metálicos.
La aparamenta: ■ Soportes de aparamenta extraíbles.	
Dispositivos: ■ Partes metálicas accesibles de dispositivos con aislamiento de clase 1.	
Elementos no eléctricos: ■ Accesorios metálicos asociados a los cables aéreos (cajas de cables, escaleras de cables, etc.). ■ Objetos metálicos: □ Próximos a conductores aéreos o a barras de bus. □ En contacto con equipos eléctricos.	Elementos no eléctricos de los servicios del edificio: ■ Tuberías, conductos, canalizaciones metálicas para gas, agua, sistemas de calefacción, etc. ■ Componentes metálicos relacionados (hornos, depósitos, cisternas, radiadores). ■ Accesorios metálicos en servicios, baños, aseos, etc. ■ Papeles metalizados.

Componentes que no deben considerarse: como partes conductoras accesibles	como partes conductoras extrañas
Diversos canales de servicio, conductos, etc.: ■ Conductos fabricados de material aislante. ■ Molduras de madera o de otro material aislante. ■ Conductores y cables sin revestimientos metálicos.	■ Suelos de madera. ■ Suelos cubiertos de caucho o de linóleo. ■ Tabiques de yeso. ■ Muros de ladrillo. ■ Alfombras y moquetas.
La aparamenta: ■ Envolventes fabricadas de material aislante.	
Dispositivos: ■ Todos los dispositivos con aislamiento de clase II independientemente del tipo de envolvente exterior.	

Fig. E23: *Lista de partes conductoras accesibles y partes conductoras extrañas.*

2.2 Definición de los esquemas de conexión a tierra normalizados

Los diferentes esquemas de conexión a tierra descritos caracterizan el método de conexión a tierra de la instalación aguas abajo del devanado secundario del transformador de alta tensión/baja tensión y el medio utilizado para conectar a tierra las partes conductoras accesibles de la instalación de baja tensión a la que suministra alimentación.

La elección de estos métodos determina las medidas necesarias para aportar protección contra riesgos de contactos indirectos.
El esquema de conexión a tierra debe cumplir los criterios de tres opciones, originalmente independientes, elegidas por el proyectista de un esquema de distribución eléctrica o una instalación:
■ El tipo de conexión del sistema eléctrico (por lo general, del conductor neutro) y las partes accesibles que llegan a los electrodos de tierra.
■ Un conductor de protección independiente o un conductor de protección y un conductor neutro como un único conductor.
■ El uso de una protección contra defectos a tierra de la aparamenta con protección contra sobreintensidades, que elimine únicamente corrientes de defecto relativamente elevadas, o el uso de relés adicionales capaces de detectar y eliminar a tierra pequeñas corrientes de defecto de aislamiento.
En la práctica, estas opciones están agrupadas y normalizadas de la forma descrita a continuación.
Cada una de estas opciones ofrece sistemas normalizados de conexión a tierra que presentan tres ventajas e inconvenientes:
■ La conexión de las partes conductoras accesibles de los equipos y del conductor neutro al conductor PE da como resultado una equipotencialidad y sobretensiones más bajas, pero incrementa las corrientes de defecto a tierra.
■ Un conductor de protección independiente resulta costoso, aunque su sección transversal sea pequeña, pero es mucho menos probable que se vea contaminado por caídas de tensión, armónicos, etc., que un conductor neutro. También se evitan las corrientes de fuga en las partes conductoras extrañas.
■ Los relés de protección contra corriente diferencial o los dispositivos de supervisión del aislamiento son mucho más sensibles y su instalación permite en muchos casos eliminar los defectos antes de que se produzcan daños graves (motores, incendios, electrocución).
La protección que ofrecen también es independiente respecto de los cambios realizados en una instalación existente.

2 Esquemas de conexión a tierra

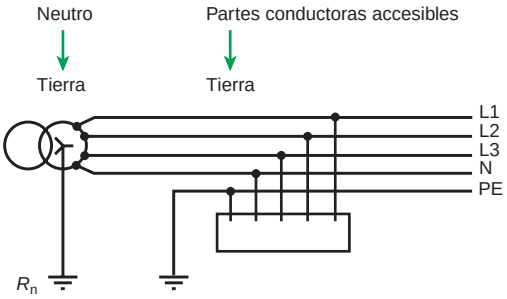


Fig. E24: Esquema TT.

Esquema TT (conductor neutro conectado a tierra)

(véase la **Figura E24**)

Un punto de la fuente de alimentación se conecta directamente a tierra. Todas las partes conductoras accesibles y extrañas se conectan a un toma de tierra independiente de la instalación. Este electrodo puede o no ser eléctricamente independiente del electrodo de la fuente. Ambas zonas de influencia pueden solaparse sin que se vea afectado el funcionamiento de los dispositivos de protección.

Esquemas TN (partes conductoras accesibles conectadas al conductor neutro)

La fuente se conecta a tierra de la misma manera que con el esquema TT descrito anteriormente. En la instalación, todas las partes conductoras accesibles y extrañas se conectan al conductor neutro. A continuación se muestran las diversas versiones de esquemas TN.

Esquema TN-C (véase la **Figura E25**)

El conductor neutro también se utiliza como un conductor de protección y se denomina conductor PEN (neutro y puesta a tierra de protección). Este sistema no está permitido para conductores de menos de 10 mm^2 ni para equipos portátiles.
El esquema TN-C requiere un entorno equipotencial eficaz en la instalación, con electrodos de tierra dispersos y separados a intervalos que sean lo más regulares posible, puesto que el conductor PEN es el conductor neutro y también conduce corrientes con desequilibrios de fases, así como corrientes armónicas de tercer orden (y sus múltiplos).
Por tanto, el conductor PEN debe conectarse a una serie de electrodos de tierra en la instalación.
Puesto que el conductor neutro también es el conductor de protección, cualquier corte en el conductor representa un riesgo para las personas y los bienes.

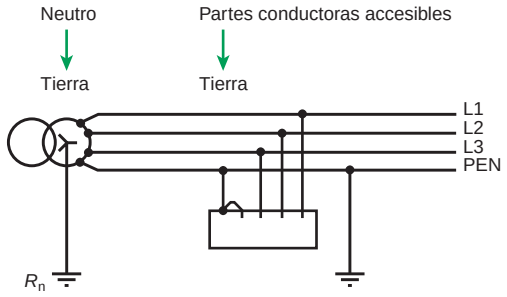


Fig. E25: Esquema TN-C.

Esquema TN-S (véase la **Figura E26**)

El esquema TN-S (5 hilos) es obligatorio para los equipos portátiles con circuitos con secciones transversales inferiores a 10 mm^2.
El conductor de protección y el conductor neutro son independientes. En los sistemas de cables subterráneos en los que existen cables forrados de plomo, el conductor de protección es por lo general el revestimiento de plomo. El uso de conductores PE y N independientes (5 hilos) es obligatorio para los equipos portátiles con circuitos con secciones transversales inferiores a 10 mm^2.

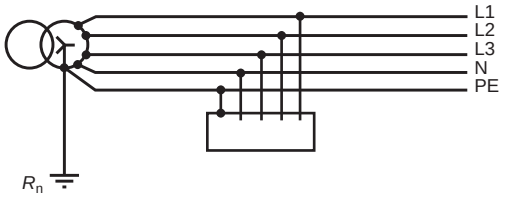


Fig. E26: Esquema TN-S.

Esquema TN-C-S (véase la **Figura E27** a continuación y la **Figura E28** en la página siguiente).

Los esquemas TN-C y TN-S se pueden utilizar en la misma instalación. En el esquema TN-C-S, el esquema TN-C (4 hilos) nunca se debe utilizar aguas abajo del esquema TN-S (5 hilos), puesto que cualquier interrupción accidental en el conductor neutro en la parte aguas arriba provocaría una interrupción en el conductor de protección en la parte aguas abajo y, por tanto, presentaría un peligro.

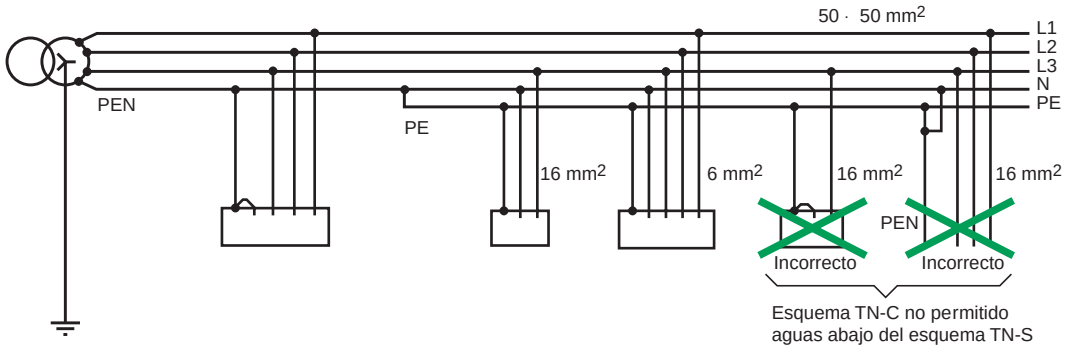


Fig. E27: Esquema TN-C-S.

Precaución: en el esquema TN-C, la función de “conductor de protección” tiene prioridad sobre la “función neutro”. Concretamente, siempre se debe conectar un conductor PEN al terminal de tierra de una carga, y se utiliza un puente para conectar este terminal al terminal neutro.

www.elsolucionario.org

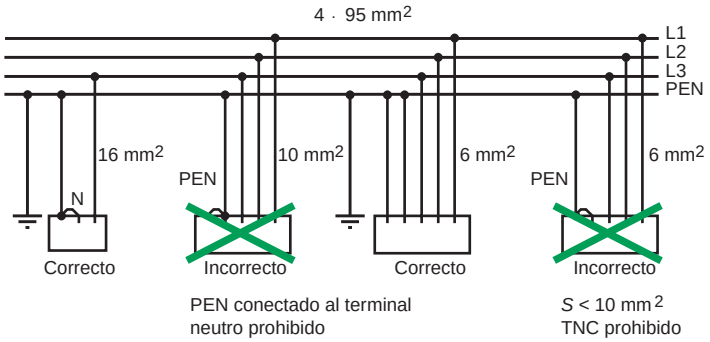


Fig. E28: Conexión del conductor PEN en el esquema TN-C.

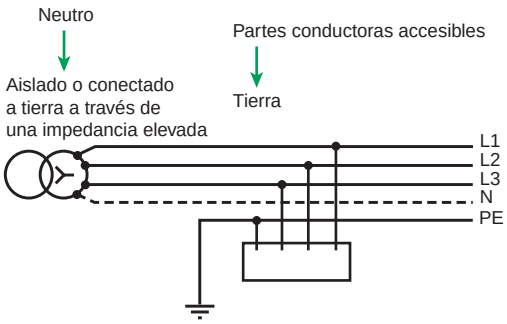


Fig. E29: Esquema IT (neutro aislado).

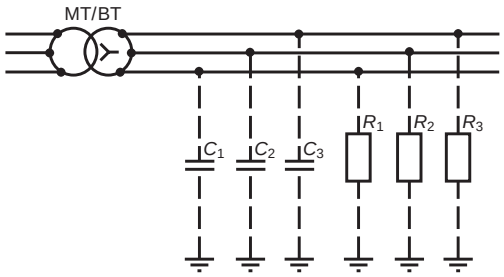


Fig. E30: Esquema IT (neutro aislado).

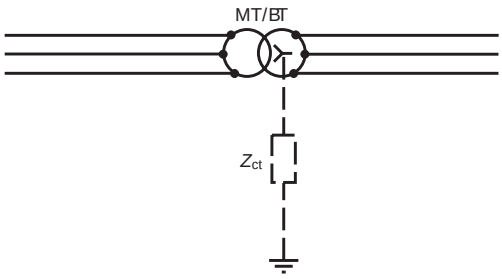


Fig. E31: Impedancia equivalente a las impedancias de fuga en un esquema IT.

Esquema IT (neutro aislado o neutro impedante)

Esquema IT (neutro aislado)

No se realiza ninguna conexión entre el punto neutro de la fuente de alimentación y tierra (véase la **Figura E29**).

Las partes conductoras accesibles y extrañas de la instalación se conectan a una toma de tierra.

En la práctica, todos los circuitos tienen una impedancia de fuga a tierra, puesto que ningún aislamiento es perfecto. En paralelo con esta ruta de fuga resistiva (distribuida) se encuentra la ruta de la corriente capacitiva distribuida, y juntas constituyen la impedancia de fuga normal a tierra (véase la **Figura E30**).

Ejemplo (véase la **Figura E31**)

En un esquema de baja tensión trifásico de 3 hilos, 1 km de cable presentará una impedancia de fuga debida a C_1, C_2 y C_3 y a R_1, R_2 y R_3 equivalente a una impedancia a tierra del neutro Z_{ct} de entre 3.000 y 4.000 Ω, sin contar las capacidades de filtrado de los dispositivos electrónicos.

Esquema IT (neutro con conexión a tierra de impedancia)

Una impedancia Z_s (de entre 1.000 y 2.000 Ω) se conecta de forma permanente entre el punto neutro del devanado de baja tensión del transformador y tierra (véase la **Figura E32**). Todas las partes conductoras accesibles y extrañas se conectan a una toma de tierra. Lo que se pretende con esta forma de conectar la fuente de alimentación a tierra es fijar el potencial de una red pequeña con respecto a tierra (Z_s es pequeña en comparación con la impedancia de fuga) y reducir el nivel de sobretensiones, como las que se transmiten desde los devanados de alta tensión, las cargas estáticas, etc., con respecto a tierra. Sin embargo, tiene el efecto de aumentar ligeramente el nivel de corriente para el primer defecto.

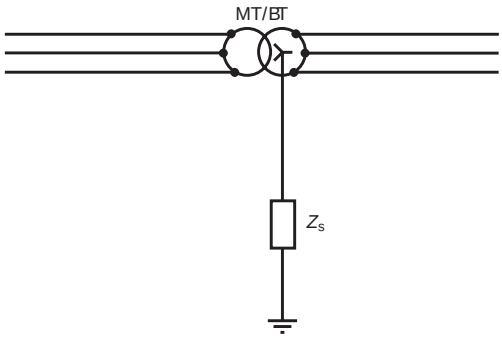


Fig. E32: Esquema IT (neutro impedante: conectado a tierra a través de una impedancia elevada).

2.3 Características de los esquemas TT, TN e IT

El esquema TT:

■ *Técnica para la protección de personas: las partes conductoras accesibles se conectan a tierra y se utilizan dispositivos de corriente diferencial residual (DDR).*

■ *Técnica de funcionamiento: interrupción en caso de primer defecto de aislamiento.*

Esquema TT (véase la Figura E33)

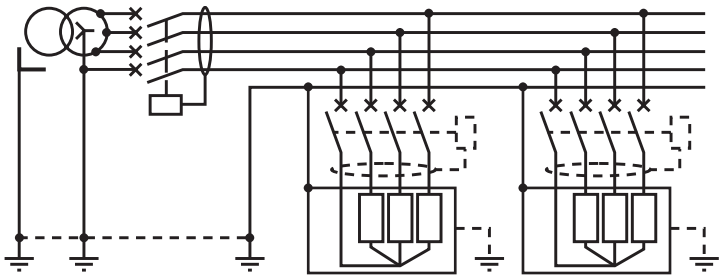


Fig. E33: Esquema TT.

Nota: Si las partes conductoras accesibles están conectadas a tierra en una serie de puntos, deberá instalarse un DDR para cada conjunto de circuitos conectado a una determinada toma de tierra.
Características principales:

■ La solución más sencilla de diseñar y de instalar. Se utiliza en instalaciones suministradas directamente por la red pública de distribución de baja tensión.

■ No requiere una supervisión continua durante el funcionamiento (puede ser necesaria una comprobación periódica de los DDR).

■ La protección se garantiza por medio de dispositivos especiales, los dispositivos de corriente diferencial (DDR), que también evitan el riesgo de incendio cuando están regulados a ≤ 500 mA.

■ Cada defecto de aislamiento provoca una interrupción del suministro eléctrico; sin embargo, el corte se limita al circuito defectuoso mediante la instalación de DDR en serie (DDR selectivos) o en paralelo (selección de circuito).

■ Las cargas o partes de la instalación que, durante el funcionamiento normal, provocan corrientes de fuga elevadas requieren medidas especiales para evitar los disparos intempestivos, por ejemplo, instalando un transformador de separación para las cargas o utilizando DDR específicos (véase el subapartado 5.1 del capítulo F).

El esquema TN:

■ *Técnica para la protección de personas:*
□ *Es obligatorio interconectar y conectar a tierra las partes conductoras accesibles y el conductor neutro.*
□ *Interrupción en caso de primer defecto, utilizando protección contra sobreintensidades (interruptor automático o fusibles).*

■ *Técnica de funcionamiento: interrupción en caso de primer defecto de aislamiento.*

Esquema TN (véanse las Figuras E34 y E35)

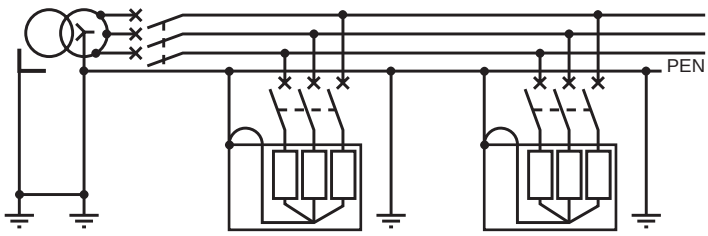


Fig. E34: Esquema TT.

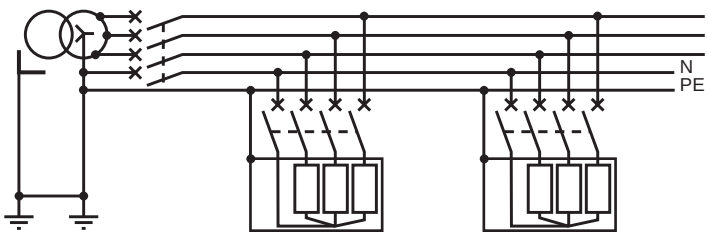


Fig. E35: Esquema TN-S.

2 Esquemas de conexión a tierra

Características principales

■ En términos generales, el esquema TN:
□ Requiere la instalación de electrodos de tierra a intervalos regulares en toda la instalación.
□ Requiere que la comprobación inicial del disparo eficaz al producirse el primer defecto de aislamiento se lleve a cabo mediante cálculos durante la fase de diseño, seguidos de mediciones obligatorias para confirmar el disparo durante la puesta en marcha.
□ Requiere que un instalador cualificado diseñe y lleve a cabo cualquier modificación o ampliación.
□ Puede causar, en caso de defectos de aislamiento, daños más graves a los devanados de las máquinas giratorias.
□ Puede representar, en instalaciones que presentan un riesgo de incendio, un peligro mayor debido a las corrientes de defecto más altas.
■ Además, el esquema TN-C:
□ A primera vista puede parecer más económico (eliminación de un polo de dispositivo y un conductor).
□ Requiere el uso de conductores fijos y rígidos.
□ Está prohibido en determinados casos:
– Instalaciones que presentan un riesgo de incendio.
– Para equipos informáticos (presencia de corrientes armónicas en el conductor neutro).
■ Además, el esquema TN-S:
□ Puede utilizarse incluso con conductores flexibles y conductos pequeños.
□ Debido a la separación entre el neutro y el conductor de protección, proporciona un PE limpio (para sistemas informáticos e instalaciones que presentan riesgos especiales).

Esquema IT:

■ *Técnica de protección:*
□ *Interconexión y conexión a tierra de las partes conductoras accesibles.*
□ *Indicación de primer defecto mediante un controlador permanente de aislamiento (CPI).*
□ *Interrupción en caso de segundo defecto, utilizando protección contra sobreintensidades (interruptores automáticos o fusibles).*
■ *Técnica de funcionamiento:*
□ *Supervisión del primer defecto de aislamiento.*
□ *Es obligatorio localizar y subsanar el defecto.*
□ *Interrupción en caso de dos defectos de aislamiento simultáneos.*

Esquema IT (véase la **Figura E36**)

Características principales

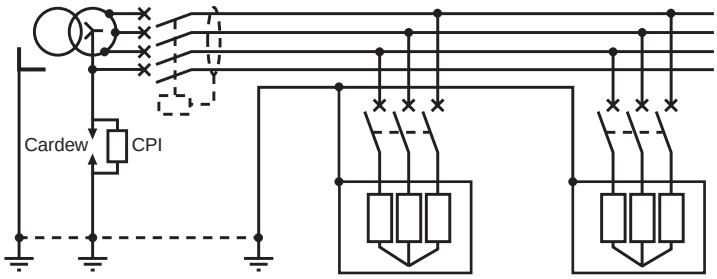


Fig. E36: *Esquema IT.*

■ Esta solución ofrece la mejor continuidad de servicio durante el funcionamiento.
■ La indicación del primer defecto de aislamiento, seguida de su localización y eliminación obligatorias, asegura la prevención sistemática de los cortes del suministro.
■ Se utiliza por lo general en instalaciones suministradas por un transformador privado de media tensión/baja tensión o de baja tensión/baja tensión.
■ Requiere personal de mantenimiento para su supervisión y explotación.
■ Requiere un alto nivel de aislamiento de la red (supone la división de la red si es muy extensa y el uso de transformadores de separación de circuitos para alimentar a las cargas con corrientes de fuga elevadas).
■ La comprobación del disparo eficaz al producirse dos defectos simultáneos debe llevarse a cabo mediante cálculos realizados en la fase de diseño, seguidos de mediciones obligatorias durante la puesta en marcha para cada grupo de partes conductoras accesibles interconectadas.
■ La protección del conductor neutro se debe garantizar de la manera descrita en el subapartado 7.2 del capítulo G.

www.elsolucionario.org

La selección no depende de criterios de seguridad.
Los tres esquemas son equivalentes en cuanto a la protección de las personas si se siguen al pie de la letra todas las normas de instalación y funcionamiento.
Los criterios para la selección del mejor esquema dependen de los requisitos normativos, la continuidad necesaria de servicio, las condiciones de funcionamiento y los tipos de redes y de cargas.

2.4 Criterios de selección de esquemas TT, TN e IT

Por lo que respecta a la protección de las personas, los tres esquemas de conexión a tierra del esquema (ECT) son equivalentes si se siguen correctamente todas las normas de instalación y de funcionamiento. Por tanto, la selección no depende de criterios de seguridad.

Para determinar el mejor esquema deben considerarse todos los requisitos en cuanto a normativas, continuidad de servicio, condiciones de funcionamiento y tipos de redes y de cargas (véase la **Figura E37**).

La selección viene determinada por los siguientes factores:

- Sobre todo, las normativas, que en algunos casos exigen determinados tipos de ECT.
- En segundo lugar, la decisión del propietario, es decir, si el suministro se realiza a través de un transformador privado de media tensión/baja tensión (conexión de media tensión) o si el propietario dispone de una fuente de energía privada (o un transformador con devanado independiente).
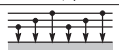
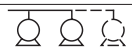
Si el propietario dispone de una opción, la decisión en relación con el ECT se tomará tras consultar con el proyectista de la red (oficina de diseño, contratista, etc.).

En las conversaciones deben abordarse las siguientes cuestiones:

- En primer lugar, las necesidades de explotación (el nivel necesario de continuidad de servicio) y las condiciones de funcionamiento (mantenimiento garantizado por personal eléctrico, personal propio o contratado, etc.).
- En segundo lugar, las características específicas de la red y de las cargas (véase la **Figura E38** de la página siguiente).

	TT	TN-S	TN-C	IT1	IT2	Comentarios
Características eléctricas						
Corriente de defecto	-	- -	- -	+	- -	Sólo el esquema IT ofrece corrientes de primer defecto prácticamente insignificantes
Tensión de defecto	-	-	-	+	-	En el esquema IT, la tensión de contacto es muy baja para el primer defecto, pero es considerable para el segundo
Tensión de contacto	+/- -	-	-	+	-	En el esquema TT, la tensión de contacto es muy baja si el sistema es equipotencial; de lo contrario es alta
Protección						
Protección de las personas contra contactos indirectos	+	+	+	+	+	Todos los ECT (esquemas de conexión a tierra del sistema) son equivalentes, si se siguen las normas
Protección de las personas con generadores de emergencia	+	-	-	+	-	Los sistemas protegidos mediante DDR no son sensibles a un cambio de la impedancia interna de la fuente
Protección contra incendios (con un DDR)	+	+	**No permitido**	+	+	Todos los ECT en los que se pueden utilizar DDR son equivalentes. El esquema TN-C está prohibido en instalaciones en las que existe un riesgo de incendio
Sobretensiones						
Sobretensión continua	+	+	+	-	+	Una sobretensión de fase a tierra es continua en el esquema IT si se produce un primer defecto de aislamiento
Sobretensión transitoria	+	-	-	+	-	Los sist. con corrientes de defecto altas pueden causar sobreten. transitorias
Sobretensión en caso de avería del transformador (principal/secundario)	-	+	+	+	+	En el esquema TT existe un desequilibrio de tensión entre las diferentes tomas de tierra. Los otros esquemas están interconectados a una misma toma de tierra
Compatibilidad electromagnética						
Inmunidad a caídas de rayos cercanas	-	+	+	+	+	En el esquema TT pueden existir desequilibrios de tensión entre las tomas de tierra. En el esquema TT existe un bucle de corriente significativo entre las dos tomas de tierra independientes
Inmunidad a caídas de rayos en líneas de alta tensión	-	-	-	-	-	Todos los ECT son equivalentes cuando una línea de alta tensión recibe una caída de rayo directa
Emisión continua de un campo electromagnético	+	+	-	+	+	La conexión del PEN a las estructuras metálicas del edificio contribuye a la generación continua de campos electromagnéticos
Falta de equipotencialidad de PE a los transitorios	+	-	-	+	-	El PE deja de ser equipotencial si existe una corriente de defecto alta
Continuidad de servicio						
Interrupción en caso de primer defecto	-	-	-	+	+	Sólo el esquema IT evita el disparo en caso de un primer defecto de aislamiento
Caída de tensión durante un defecto de aislamiento	+	-	-	+	-	Los esquemas TN-S, TN-C e IT (2.º defecto) generan corrientes de defecto altas que pueden provocar caídas de tensión de fase
Instalación						
Dispositivos especiales	-	+	+	-	-	El esquema TT requiere el uso de DDR. El esquema IT requiere el uso de CPI.
Número de electrodos de tierra	-	+	+	-/+	-/+	El esquema TT requiere dos electrodos de tierra diferentes. El esquema IT ofrece la opción de uno o dos electrodos de tierra
Número de cables	-	-	+	-	-	Sólo el esquema TN-C ofrece, en determinados casos, una reducción del número de cables
Mantenimiento						
Coste de las reparaciones	-	- -	- -	-	- -	El coste de las reparaciones depende de los daños causados por la amplitud de las corrientes de defecto
Daños a la instalación	+	-	-	++	-	Los esquemas que generan corrientes de defecto altas exigen que se compruebe la instalación antes de subsanar el defecto

Fig. E37: *Comparación de los esquemas de conexión a tierra (ECT).*

Tipo de red		Recomendado	Posible	No recomendado
Red muy extensa con electrodos de tierra de alta calidad para las partes conductoras accesibles (10 Ω máx.)			TT, TN, IT (1) o mixta	
Red muy extensa con electrodos de tierra de baja calidad para las partes conductoras accesibles (> 30 Ω)		TN	TN-S	IT (1) TN-C
Zona con perturbaciones (tormentas) (p. ej., transmisor de televisión o radio)		TN	TT	IT (2)
Red con corrientes de fuga altas (> 500 mA)		TN (4)	IT (4) TT (3) (4)	
Red con líneas aéreas al aire libre		TT (5)	TN (5) (6)	IT (6)
Generador auxiliar de emergencia		IT	TT	TN (7)
Tipo de cargas				
Cargas sensibles a corrientes de defecto elevadas (motores, etc.)		IT	TT	TN (8)
Cargas con un nivel de aislamiento bajo (hornos eléctricos, soldadoras, elementos de caldeo, calentadores por inmersión, equipos en cocinas grandes)		TN (9)	TT (9)	IT
Numerosas cargas monofásicas fase-neutro (móviles, semifijas, portátiles)		TT (10) TN-S		IT (10) TN-C (10)
Cargas que presentan riesgos considerables (montacargas, cintas transportadoras, etc.)		TN (11)	TT (11)	IT (11)
Numerosos elementos auxiliares (máquinas-herramienta)		TN-S	TN-C IT (12 bis)	TT (12)
Varios				
Suministro a través de un transformador de energía conectado en estrella-estrella (13)		TT	IT sin neutro	IT (13) con neutro
Instalaciones que presentan un riesgo de incendio		IT (15)	TN-S (15) TT (15)	TN-C (14)
Aumento del nivel de alimentación de conexión al servicio público de suministro de BT, que requiere un CT privado		TT (16)		
Instalación sometida a modificaciones frecuentes		TT (17)		TN (18) IT (18)
Instalación en la que la continuidad de los circutos de tierra es inestable (lugares de trabajo, instalaciones antiguas)		TT (19)	TN-S	TN-C IT (19)
Equipos electrónicos (ordenadores, autómatas)		TN-S	TT	TN-C
Red de control y supervisión de maquinaria, sensores de autómatas y accionadores		IT (20)	TN-S, TT	

(1) Si la normativa no exige la elección de un ECT, se selecciona de acuerdo con el nivel de las características de funcionamiento (continuidad de servicio obligatoria por razones de seguridad o deseable para aumentar la productividad, etc.). Independientemente del ECT seleccionado, la probabilidad de que se produzca un defecto de aislamiento aumenta con la longitud de la red. Puede resultar conveniente dividir la red, lo cual facilita la localización de defectos y hace posible implementar el esquema recomendado anteriormente para cada tipo de aplicación.
(2) El riesgo de arco en el limitador de sobretensiones convierte el conductor neutro aislado en un conductor neutro conectado a tierra. Estos riesgos son elevados en zonas donde son frecuentes las tormentas o en instalaciones suministradas por líneas aéreas. Si se selecciona el esquema IT para asegurar un nivel de continuidad de servicio más alto, el proyectista del sistema deberá calcular con precisión las condiciones de disparo en caso de producirse un segundo defecto.
(3) Riesgo de disparo intempestivo del DDR.
(4) Independientemente del ECT elegido, la solución idónea consiste en aislar la sección sometida a perturbaciones si se puede identificar fácilmente.
(5) Riesgos de defectos de fase a tierra que afectan a la equipotencialidad.
(6) El aislamiento es inestable debido a la humedad y al polvo conductor.
(7) No se recomienda utilizar el esquema TN debido al riesgo de que se produzcan daños en el generador en caso de defecto interno. Además, si los equipos de seguridad reciben su suministro de generadores, el sistema no se debe disparar en caso de un primer defecto.
(8) La corriente de fase a tierra puede ser varias veces mayor que I_n, con el riesgo de dañar o acelerar el envejecimiento de los devanados del motor, o de destruir los circuitos magnéticos.
(9) Para combinar la continuidad de servicio y la seguridad es necesario, y muy recomendable, independientemente del ECT seleccionado, separar estas cargas del resto de la instalación (transformadores con conexión neutra local).
(10) Si la calidad de los equipos de carga no es una prioridad del diseño, existe el riesgo de que la resistencia de aislamiento descienda rápidamente. El esquema TT con DDR ofrece la mejor manera de evitar problemas.
(11) La movilidad de este tipo de carga provoca defectos frecuentes (contacto deslizante para la conexión de las partes conductoras accesibles) que deben contrarrestarse. Independientemente del ECT seleccionado, se recomienda suministrar estos circuitos mediante transformadores con una conexión neutra local.
(12) Requiere el uso de transformadores con un esquema TN local para evitar riesgos de funcionamiento y disparos intempestivos en caso de producirse un primer defecto (TT) o un doble defecto (IT).
(12 bis) Con un corte doble en el circuito de control.
(13) Limitación excesiva de la corriente de fase a neutro debido al valor elevado de la impedancia de fase cero (al menos 4 a 5 veces la impedancia directa). Este sistema se debe sustituir por una disposición de estrella-triángulo.
(14) El esquema TN es peligroso debido a las corrientes de defecto elevadas. El esquema TN-C está prohibido.
(15) Independientemente del esquema, el DDR debe ajustarse a $\Delta I_n \leq 500$ mA.
(16) Una instalación suministrada con energía de baja tensión debe utilizar el esquema TT. El mantenimiento de este ECT requiere un mínimo de modificaciones en la red existente (no es necesario tender cables ni es preciso modificar dispositivos de protección).
(17) Posible sin personal de mantenimiento altamente cualificado.
(18) Este tipo de instalación requiere una atención especial para mantener la seguridad. Debido a la ausencia de medidas preventivas en el esquema TN, se necesita personal altamente cualificado para garantizar la seguridad con el paso del tiempo.
(19) Los riesgos de roturas en los conductores (suministro, protección) pueden provocar la pérdida de equipotencialidad de las partes conductoras accesibles. Se recomienda, y a menudo es obligatorio, el uso de un esquema TT o un esquema TN-S con varios DDR de 30 mA. El esquema IT se puede utilizar en casos muy específicos.
(20) Esta solución evita los disparos intempestivos en caso de fugas a tierra inesperadas.

Fig. E38: *Influencia de las redes y las cargas en la selección de los esquemas de conexión a tierra.*

2.5 Elección del método de conexión a tierra - implementación

Después de consultar las normativas oportunas, podrán utilizarse las **Figuras E37** y **E38** como ayuda para decidir las divisiones y el posible aislamiento galvánico de las secciones adecuadas de una instalación propuesta.

División de la fuente

Esta técnica utiliza varios transformadores, en lugar de una unidad de intensidades superiores. Así, una carga que sea una fuente de perturbaciones en la red (motores grandes, hornos, etc.) podrá recibir el suministro de su propio transformador.
Se mejora así tanto la calidad como la continuidad de suministro a toda la instalación.
Se reduce el coste de la aparamenta (el nivel de la corriente de cortocircuito es más bajo).
La rentabilidad del uso de transformadores independientes debe determinarse en cada caso.

Islas en la red

La creación de “islas” separadas galvánicamente por medio de transformadores de baja tensión/baja tensión permite optimizar la selección de métodos de conexión a tierra para atender necesidades específicas (véanse las **Figuras E39** y **E40**).

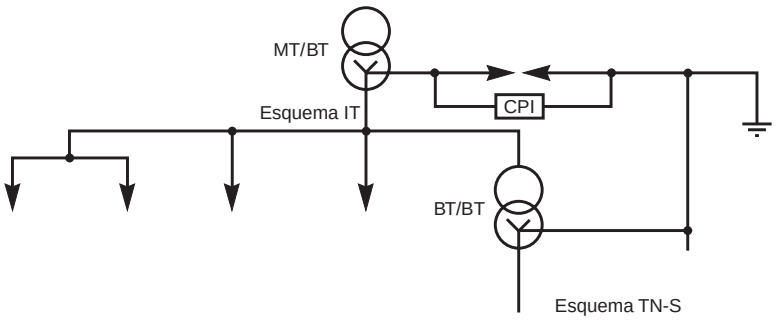


Fig. E39: *Isla TN-S en un esquema IT.*

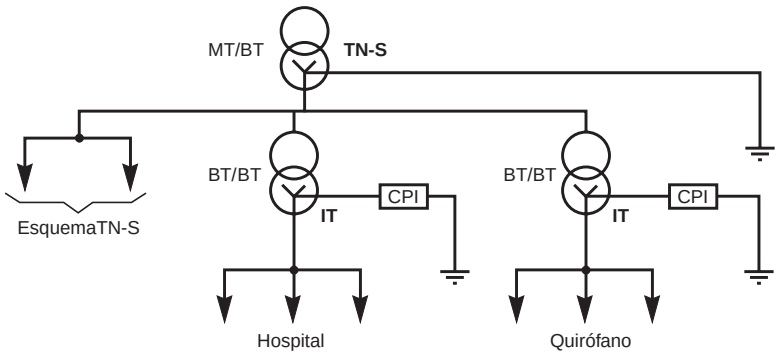


Fig. E40: *Islas IT en un esquema TN-S.*

Conclusión

La optimización del rendimiento de la instalación en su conjunto determina la elección del esquema de conexión a tierra.

Deben tenerse en cuenta los siguientes aspectos:

- Las inversiones iniciales.
- Los futuros gastos operativos, difíciles de evaluar, que pueden surgir debido a una fiabilidad insuficiente, la calidad de los equipos, la seguridad, la continuidad de servicio, etc.

Una estructura ideal incluiría fuentes de alimentación normales, fuentes de alimentación de reserva locales (véase el subapartado 1.4 del capítulo E) y los esquemas de conexión a tierra adecuados.

www.elsolucionario.org

Una manera muy eficaz de obtener una conexión de tierra de baja resistencia consiste en enterrar un conductor en forma de bucle cerrado en la tierra en el fondo de la excavación de los cimientos del edificio.
La resistencia R de este tipo de electrodo (en suelos homogéneos) se expresa (aproximadamente) en ohmios

mediante: $R = \frac{2\rho}{L}$ *donde*

L = longitud del conductor enterrado en metros.
ρ = resistividad de la tierra en ohmios-metros.

Para n barras: $R = \frac{1\rho}{nL}$

2.6 Instalación y mediciones de los electrodos de tierra

La calidad de una toma de tierra (con una resistencia lo más baja posible) depende fundamentalmente de dos factores:

- Método de instalación.
- Tipo de suelo.

Métodos de instalación

Se tratarán tres métodos de instalación habituales:

Anillo enterrado (véase la **Figura E41**)

Esta solución es muy recomendable, especialmente en el caso de un edificio nuevo. El electrodo se debe enterrar alrededor del perímetro de la excavación practicada para los cimientos. Es importante que el conductor pelado se encuentre en estrecho contacto con la tierra (y no colocado en la gravilla ni en áridos gruesos, que a menudo forman una base para el hormigón). Para las conexiones de la instalación deben disponerse al menos cuadro conductores (bien separados) desde el electrodo, colocados verticalmente, y, siempre que sea posible, las barras de refuerzo que puedan introducirse en el hormigón deberían conectarse al electrodo.
El conductor que forma la toma de tierra, especialmente cuando se coloca en una excavación practicada para los cimientos, debe encontrarse en la tierra, al menos 50 cm por debajo de la base de los áridos gruesos utilizados como base de la cimentación de hormigón. Ni el electrodo ni los conductores verticales que ascienden hasta la planta baja deben estar en contacto con el hormigón de la cimentación.
En edificios existentes, el conductor del electrodo debe enterrarse alrededor del muro exterior de la instalación a un profundidad mínima de 1 metro. Por regla general, todas las conexiones verticales desde un electrodo hasta un nivel situado sobre la tierra deben estar aisladas para el nivel de baja tensión nominal (de 600 a 1.000 V).
Los conductores pueden ser de:

- Cobre: cable pelado ($\geqslant 25$ mm^2) o pletinas múltiples ($\geqslant 25$ mm^2 y $\geqslant 2$ mm de grosor).
- Aluminio con revestimiento de plomo: cable ($\geqslant 35$ mm^2).
- Cable de acero galvanizado: cable pelado ($\geqslant 95$ mm^2) o pletinas múltiples ($\geqslant 100$ mm^2 y $\geqslant 3$ mm de grosor).

La resistencia *R* aproximada del electrodo en ohmios es:

$$R = \frac{2\rho}{L}$$

donde
L = longitud del conductor en metros.
ρ = resistividad de la tierra en ohmios-metros (véase el subapartado “Influencia del tipo de tierra” en la página siguiente).

Barras de conexión a tierra (véase la **Figura E42**)

En los edificios existentes a menudo se utilizan barras de conexión a tierra clavadas verticalmente, mejorando los electrodos de tierra existentes.
Las barras pueden ser de:

- Cobre o (más habitualmente) acero chapado de cobre. Estas últimas suelen tener una longitud de 1 o 2 metros y disponen de extremos roscados y tomas para alcanzar profundidades considerables, si es necesario (por ejemplo, la capa freática en zonas con alta resistividad de la tierra).
- Tubo de acero galvanizado (véase la nota (1) de la página siguiente) con un diámetro de $\geqslant 25$ mm o una barra con un diámetro de $\geqslant 15$ mm y una longitud de $\geqslant 2$ metros en cada caso.

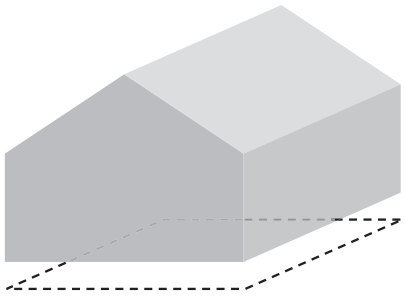


Fig. E41: *Conductor enterrado debajo del nivel de los cimientos, es decir, no en hormigón.*

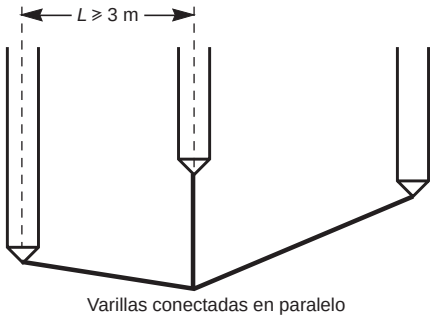


Fig. E42: *Barras de conexión a tierra.*

2 Esquemas de conexión a tierra

A menudo es necesario utilizar más de una barra, en cuyo caso la separación entre las barras debe ser entre 2 y 3 veces mayor que la profundidad a la que se claven. La resistencia total (en tierras homogéneas) será entonces igual a la resistencia de una barra, dividida por el número de barras en cuestión. La resistencia aproximada *R* obtenida en ohmios: si las barras están separadas una distancia > 4 *L*:

$$R = \frac{1\,\rho}{n\,L}$$

donde

L = la longitud de la barra en metros.

ρ = resistividad de la tierra en ohmios-metros (véase el subapartado “Influencia del tipo de tierra” a continuación).

n = el número de barras.

Placas verticales (véase la **Figura E43**)

A menudo se utilizan como electrodos de tierra placas rectangulares, cuyos lados deben medir ≥ 0,5 metros, y que se entierran en un plano vertical de tal modo que el centro de la placa quede al menos 1 metro por debajo de la superficie de la tierra. Las placas pueden ser de:

- Cobre con un grosor de 2 mm.
- Acero galvanizado(1) con un grosor de 3 mm.

La resistencia *R* en ohmios se obtiene (aproximadamente) mediante la fórmula:

Para un electrodo de placa vertical: $R = \frac{0{,}8\,\rho}{L}$

L = el perímetro de la placa en metros.

ρ = resistividad de la tierra en ohmios-metros (véase el subapartado “Influencia del tipo de tierra” a continuación).

Las mediciones de los electrodos de tierra en suelos similares resultan útiles para determinar el valor de resistividad que se debe aplicar para el diseño de un sistema de electrodos de tierra.

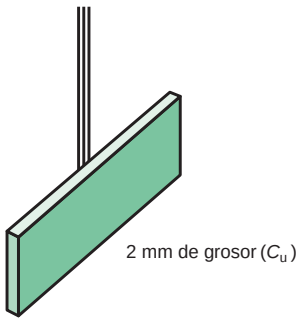


Fig. E43: *Placa vertical.*

Influencia del tipo de tierra

Tipo de tierra	Valor medio de la resistividad en Ωm
Tierra pantanosa, ciénagas	1 - 30
Aluvión	20 - 100
Humus, tierra vegetal	10 - 150
Turba	5 - 100
Arcilla blanda	50
Marga y arcilla compactada	100 - 200
Marga jurásica	30 - 40
Arena arcillosa	50 - 500
Arena silícea	200 - 300
Terrenos con piedras	1.500 - 3.000
Subsuelo con piedras cubierto de hierba	300 - 500
Tierra cretácea	100 - 300
Suelo calizo	1.000 - 5.000
Suelo calizo fisurado	500 - 1.000
Esquisto	50 - 300
Micaesquisto	800
Granito y arenisca	1.500 - 10.000
Granito y arenisca modificados	100 - 600

Fig. E44: *Resistividad (Ωm) de diferentes tipos de suelos.*

Tipo de tierra	Valor medio de la resistividad en Ωm
Suelo fértil, relleno húmedo compactado	50
Suelo árido, gravilla, relleno irregular no compactado	500
Suelo con piedras, sin vegetación, arena seca, rocas fisuradas	3.000

Fig. E45: *Valores de resistividad media (Ωm) aproximados para cada tipo de suelo.*

(1) Si se utilizan materiales conductores galvanizados para los electrodos de tierra, podrá ser necesario usar ánodos de desgaste de protección catódica para evitar la corrosión rápida de los electrodos en terrenos agresivos. Hay disponibles ánodos de magnesio preparados especialmente (en un saco poroso lleno de “tierra” adecuada) para la conexión directa a los electrodos.
En estos casos será necesario consultar a un especialista.

Medición y constancia de la resistencia entre un electrodo de tierra y el suelo

La resistencia de la superficie de contacto entre el electrodo y el suelo rara vez es constante

Entre los principales factores que afectan a esta resistencia cabe citar los siguientes:

■ Humedad del suelo.

Los cambios estacionales del contenido de humedad del suelo pueden ser significativos a profundidades de hasta 2 metros.

A una profundidad de 1 metro, la resistividad, y por tanto la resistencia, pueden variar una relación de 1 a 3 entre un invierno lluvioso y un verano seco en regiones templadas.

■ Heladas.

La tierra helada puede aumentar la resistividad del suelo varias magnitudes. En este caso se recomienda instalar electrodos a gran profundidad, especialmente en climas fríos.

■ Envejecimiento.

Los materiales utilizados en la fabricación de los electrodos normalmente se deterioran en cierta medida debido a diversos motivos, como por ejemplo:

□ Reacciones químicas (en suelos ácidos o alcalinos).

□ Reacciones galvánicas: debido a corrientes de fuga de CC en la tierra causadas, por ejemplo, por ferrocarriles eléctricos, etc., o debido a materiales distintos utilizados para formar acumuladores primarios. Diferentes suelos que actúen en secciones del mismo conductor también pueden formar áreas catódicas y anódicas, con la consiguiente pérdida de metal superficial en estas últimas áreas.

Lamentablemente, las condiciones más favorables para que la resistencia tierra-electrodo sea baja, son aquéllas en las que fluyen con mayor facilidad las corrientes galvánicas.

■ Oxidación.

Las juntas y conexiones soldadas son los puntos más sensibles a la oxidación. Una medida preventiva empleada habitualmente consiste en limpiar a fondo una junta o conexión recién soldada y envolverla con una cinta engrasada adecuada.

Medición de la resistencia tierra-electrodo

Siempre debe haber una o más conexiones removibles para aislar una toma de tierra con el fin de poder comprobarlo.

Siempre debe haber conexiones removibles que permitan aislar la toma de tierra de la instalación, para poder llevar a cabo pruebas periódicas de la resistencia de conexión a tierra. Para realizar estas pruebas se necesitan dos electrodos auxiliares, formado cada uno por una barra clavada verticalmente.

■ Método del amperímetro (véase la **Figura E46**).

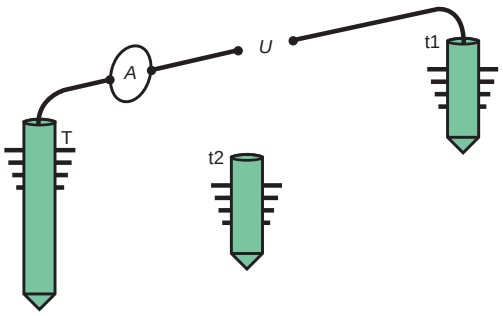


Fig. E46: *Medición de la resistencia a tierra de la toma de tierra de una instalación mediante un amperímetro.*

$$A = R_T + R_{t1} = \frac{U_{Tt1}}{i_1}$$

$$B = R_{T1} + R_{t2} = \frac{U_{t1t2}}{i_2}$$

$$C = R_{t2} + R_T = \frac{U_{t2T}}{i_3}$$

Cuando la tensión de la fuente *U* es constante (ajustada al mismo valor para cada prueba):

$$R_T = \frac{U}{2}\left(\frac{1}{i_1} + \frac{1}{i_3} - \frac{1}{i_2}\right)$$

www.elsolucionario.org

2 Esquemas de conexión a tierra

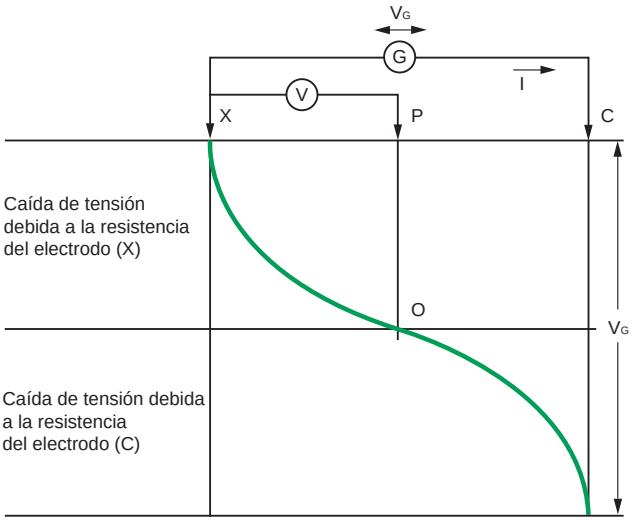
Con el fin de evitar errores debidos a corrientes de fuga de tierra (corrientes galvánicas de CC o de fuga procedentes de las redes eléctricas y de comunicaciones, etc.), la corriente de prueba debe ser de CA, pero a una frecuencia distinta de la del sistema de alimentación o cualquiera de sus armónicos. Los instrumentos que utilizan generadores accionados a mano para realizar estas mediciones normalmente producen una tensión de CA a una frecuencia de entre 85 y 135 Hz.

Las distancias entre los electrodos no son decisivas y pueden partir en diferentes direcciones desde el electrodo sometido a prueba, según las condiciones de la instalación. Normalmente se realiza una serie de pruebas con separaciones y direcciones diferentes para verificar los resultados de las pruebas.

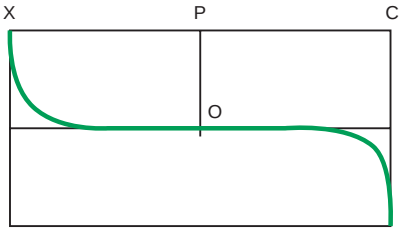
■ Uso de un ohmímetro de lectura directa para medir la resistencia de la conexión a tierra.

Estos instrumentos utilizan un generador de CA accionado a mano o de tipo electrónico, junto con dos electrodos auxiliares cuya separación debe ser tal, que la zona de influencia del electrodo sometido a prueba no quede solapada con la del electrodo de prueba (C). El electrodo de prueba (C) más alejado del electrodo (X) sometido a prueba pasa una corriente a través de tierra y del electrodo sometido a prueba, mientras que el segundo electrodo de prueba (P) recoge una tensión. Esta tensión, que se mide entre (X) y (P), se debe a la corriente de prueba y es una medida de la resistencia de contacto (del electrodo sometido a prueba) con tierra. Resulta evidente que la distancia entre (X) y (P) se debe elegir cuidadosamente para obtener resultados exactos. Sin embargo, si se incrementa la distancia entre (X) y (C), las zonas de resistencia de los electrodos (X) y (C) se alejan entre sí y la curva de potencial (tensión) se hace casi horizontal aproximadamente en el punto (O).

Por tanto, en pruebas prácticas se incrementa la distancia entre (X) y (C) hasta que las lecturas tomadas con el electrodo (P) en tres puntos diferentes, por ejemplo, en (P) y a 5 metros aproximadamente a cada lado de (P), presenten valores similares. La distancia entre (X) y (P) es por lo general 0,68 de la distancia entre (X) y (C).



a) Para el principio de medición se suponen condiciones de tierra homogéneas. Donde las zonas de influencia de los electrodos C y X se superponen, la ubicación del electrodo de prueba P resulta difícil de determinar para obtener unos resultados satisfactorios.



b) Se muestra el efecto en el gradiente de potencial cuando (X) y (C) están muy separados. La ubicación del electrodo de prueba P no resulta esencial y puede determinarse fácilmente.

Fig. E46b: *Medición de la resistencia a tierra del electrodo (X) a través de un ohmímetro de prueba de electrodo de tierra.*

3 El sistema de instalación

Los cuadros de distribución, incluido el cuadro general de baja tensión (CGBT), son cruciales para garantizar la fiabilidad de una instalación eléctrica. Deben cumplir normas bien definidas que rigen el diseño y la construcción de la aparamenta de baja tensión.

3.1 Cuadros de distribución

Un cuadro de distribución es el punto en el que una fuente de alimentación entrante se divide en circuitos independientes, cada uno de los cuales se controla y se protege mediante los fusibles o interruptores del cuadro. Un cuadro de distribución se divide en una serie de unidades funcionales, cada una de las cuales incluye todos los elementos eléctricos y mecánicos que contribuyen a la realización de una determinada función. Es un eslabón fundamental de la cadena de la fiabilidad.

Por consiguiente, el tipo de cuadro de distribución debe estar perfectamente adaptado a su aplicación. Su diseño y construcción deben cumplir las normas y directivas aplicables.

La envolvente del cuadro de distribución aporta una doble protección:

- Protección de los interruptores, instrumentos de medida, relés, fusibles, etc., contra impactos mecánicos, vibraciones y otras influencias externas que puedan interferir con la integridad operativa (EMI, polvo, humedad, animales e insectos, etc.).
- La protección de las personas contra la posibilidad de descargas eléctricas directas e indirectas (véase el índice de grados de protección IP e IK en el subapartado 4.3 de este capítulo E).

Tipos de cuadros de distribución

Los cuadros de distribución pueden variar según el tipo de aplicación y el principio de diseño adoptado (especialmente en cuanto a la disposición de las barras).

Los requisitos de carga determinan el tipo de cuadro de distribución que se debe instalar.

Cuadros de distribución de acuerdo con aplicaciones específicas

Los tipos principales de cuadros de distribución son:

- El cuadro de distribución general de baja tensión, o CGBT (véase la **Figura E47a**).
- Centros de control de motores, o MCC (véase la **Figura E47b**).
- Cuadros de distribución secundaria (véase la **Figura E48**).
- Cuadros de distribución terminal (véase la **Figura E49**).

Los cuadros de distribución para aplicaciones específicas (p. ej., calefacción, ascensores, procesos industriales) se pueden ubicar:

- Al lado del cuadro de distribución general de baja tensión.
- Cerca de la aplicación en cuestión.

Los cuadros de distribución secundaria y terminal se suelen distribuir por toda la instalación.

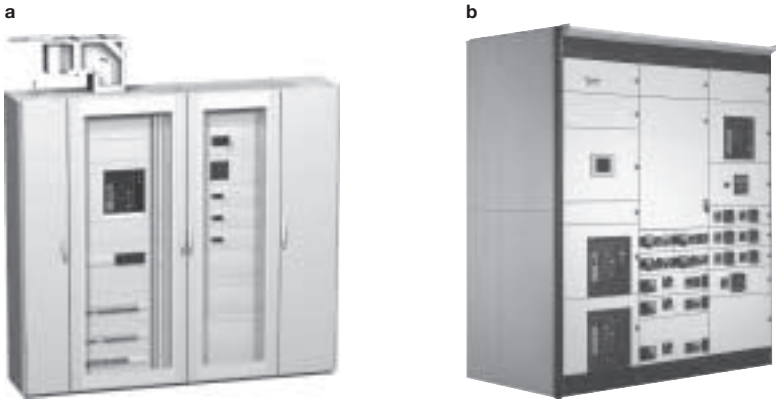


Fig. E47: *[a] Un cuadro de distribución general de baja tensión, o CGBT (Prisma Plus P) con circuitos entrantes en forma de canalizaciones eléctricas. [b] Un centro de control de motores de baja tensión, o MCC (Okken).*



Fig. E48: *Un cuadro de distribución secundario (Prisma Plus G).*

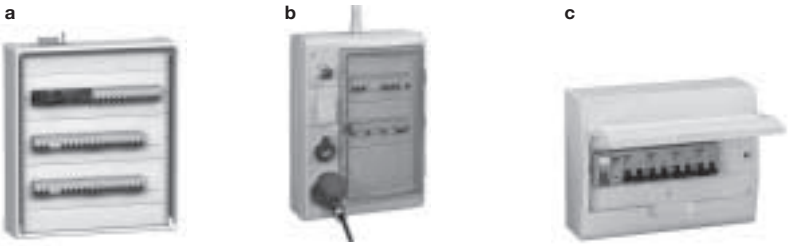


Fig. E49: *Cuadros de distribución terminal [a] Prisma Plus Pack; [b] Kaedra; [c] mini Pragma.*

Debe hacerse una distinción entre:

■ *Cuadros de distribución tradicionales en los que los interruptores, fusibles, etc., están fijados a un chasis en la parte posterior de una envolvente.*

■ *Cuadros de distribución funcionales para aplicaciones específicas, basados en un diseño modular y estandarizado.*

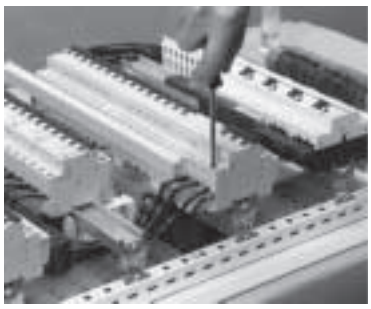


Fig. E50: *Montaje de un cuadro de distribución terminal con unidades funcionales fijas (Prisma Plus G).*



Fig. E51: *Cuadro de distribución con unidades funcionales desconectables.*



Fig. E52: *Cuadro de distribución con unidades funcionales extraíbles en cajones.*

Dos tecnologías de cuadros de distribución

Cuadros de distribución tradicionales

Los interruptores, fusibles, etc., normalmente se instalan en un chasis situado en la parte posterior de la envolvente. Los dispositivos indicadores y de control (equipos de medida, lámparas, pulsadores, etc.) están montados en la parte frontal del cuadro.

Es necesario estudiar cuidadosamente la ubicación de los componentes en la envolvente y tener en cuenta las dimensiones de cada elemento, las conexiones que llegarán al mismo y las separaciones necesarias para garantizar un funcionamiento seguro y sin problemas.

Cuadros de distribución funcionales

Estos cuadros de distribución, que por lo general se utilizan para aplicaciones específicas y están formados por módulos funcionales que incluye la aparamenta junto con accesorios estandarizados para el montaje y las conexiones, garantizan un alto nivel de fiabilidad y gran capacidad para realizar cambios futuros y de última hora.

■ Numerosas ventajas.

El uso de cuadros de distribución funcionales se ha extendido a todos los niveles de la distribución eléctrica de baja tensión, desde el cuadro de distribución general de baja tensión (CGBT) hasta los cuadros de distribución terminal, debido a las numerosas ventajas que ofrecen:

□ Modularidad del sistema, que permite integrar numerosas funciones en un mismo cuadro de distribución, incluida la protección, el control, la gestión técnica y la supervisión de instalaciones eléctricas. El diseño modular también facilita el mantenimiento, manejo y actualización del cuadro de distribución.

□ El diseño del cuadro de distribución se lleva a cabo con rapidez, ya que simplemente es necesario añadir módulos funcionales.

□ Los componentes prefabricados se pueden montar con mayor rapidez.

□ Por último, estos cuadros de distribución se someten a pruebas de homologación que aseguran un alto grado de fiabilidad.

Las nuevas gamas Prisma Plus G y P de cuadros de distribución funcionales de Schneider Electric satisfacen necesidades de hasta 3.200 A y ofrecen:

□ Flexibilidad y facilidad a la hora de crear cuadros de distribución.

□ Certificación de un cuadro de distribución que cumple la norma IEC 60439, y la garantía de un mantenimiento en condiciones seguras.

□ Ahorro de tiempo en todas las fases, desde el diseño hasta la instalación, durante el funcionamiento y a la hora de realizar modificaciones o actualizaciones.

□ Fácil adaptación, por ejemplo, a los métodos de trabajo y las normas específicas de diferentes países.

En las **Figuras E47a**, **E48** y **E49** se muestran ejemplos de cuadros de distribución funcionales que abarcan todas las intensidades eléctricas, y en la **Figura E47b** se muestra un cuadro de distribución funcional industrial de alta potencia.

■ Principales tipos de unidades funcionales.

En los cuadros de distribución funcionales se utilizan tres tecnologías básicas:

□ Unidades funcionales fijas (véase la **Figura E50**).

Estas unidades no se pueden aislar del suministro eléctrico, por lo que las tareas de mantenimiento, modificaciones, etc., exigen la desconexión de todo el cuadro de distribución. Sin embargo, se pueden utilizar dispositivos conectables o extraíbles para reducir al mínimo el tiempo de cierre y aumentar la disponibilidad del resto de la instalación.

□ Unidades funcionales desconectables (véase la **Figura E51**).

Cada unidad funcional se monta en una placa de montaje removible y dispone de un medio de aislamiento en el lado aguas arriba (barras) y medios de desconexión en el lado aguas abajo (circuito saliente). Por tanto, es posible retirar la unidad completa para realizar tareas de mantenimiento, sin necesidad de realizar una desconexión general.

□ Unidades funcionales extraíbles de tipo cajón (véase la **Figura E52**).

La aparamenta y los accesorios asociados necesarios para realizar una función completa se montan en un chasis extraíble horizontalmente de tipo cajón. La función es por lo general compleja y a menudo está relacionada con el control de motores.

El aislamiento es posible tanto aguas arriba como aguas abajo mediante la retirada completa del cajón, lo cual permite la sustitución rápida de una unidad defectuosa sin necesidad de desconectar el resto del cuadro de distribución.

www.elsolucionario.org

El cumplimiento de las normas aplicables es fundamental para garantizar un grado de fiabilidad adecuado.

Tres elementos de la norma IEC 60439-1 contribuyen significativamente a asegurar la fiabilidad:

- *Definición clara de las unidades funcionales.*
- *Formatos de separación entre las unidades funcionales adyacentes de acuerdo con las necesidades del usuario.*
- *Pruebas rutinarias y de homologación claramente definidas.*

Normas

Diferentes normas

Determinados tipos de cuadros de distribución (concretamente los cuadros de distribución funcionales) deben cumplir normas específicas de acuerdo con la aplicación o el entorno en cuestión.
La norma internacional de referencia es IEC 60439-1, que distingue entre los conjuntos de serie y conjuntos derivados de serie.

Norma IEC 60439-1

■ Categorías de montajes.

La norma IEC 60439-1 distingue entre dos categorías de montajes:
□ Conjuntos de la aparamenta y aparatos de control de baja tensión de serie, que no difieren significativamente de un tipo o sistema establecido para el que se haya garantizado la conformidad por medio de las pruebas de homologación definidas en la norma.
□ Conjuntos de la aparamenta y aparatos de control de baja tensión derivados de serie que pueden contener disposiciones no homologadas, siempre y cuando estas últimas estén basadas en disposiciones homologadas.
Cuando su instalación la lleva a cabo personal cualificado de acuerdo con prácticas profesionales aceptadas y con las instrucciones del fabricante, ofrecen el mismo nivel de seguridad y calidad.

■ Unidades funcionales.

La misma norma define las unidades funcionales:
□ Parte de un montaje que incluye todos los elementos eléctricos y mecánicos que contribuyen a la realización de la misma función.
□ El cuadro de distribución incluye una unidad funcional entrante y una o más unidades funcionales para los circuitos salientes, en función de las necesidades operativas de la instalación.

Además, las tecnologías de cuadros de distribución emplean unidades funcionales que pueden ser fijas, desconectables o extraíbles (véase el subapartado 3.1 de este capítulo E).

■ Formas (véase la **Figura E53**).

La separación de las unidades funcionales en el montaje se lleva a cabo mediante formas que se especifican para diferentes tipos de funcionamiento.
Las diferentes formas están numeradas del 1 al 4, con variaciones designadas como “a” o “b”. Cada incremento (de 1 a 4) es acumulativo, es decir, con un número más alto incluye las características de una forma con números más bajos. La norma distingue los siguientes formas:
□ Forma 1: sin compartimentación.
□ Forma 2: separación de las barras de las unidades funcionales.
□ Forma 3: separación de las barras de las unidades funcionales y separación de todas las unidades funcionales entre sí, excepto de sus bornes de salida.
□ Forma 4: igual que el formato 3, pero incluida la separación de los bornes de salida de todas las unidades funcionales entre sí.

El fabricante y el usuario deben decidir la forma que ha de implementarse.
La gama de unidades funcionales Prima Plus ofrece soluciones para las formas 1, 2b, 3b, 4a y 4b.

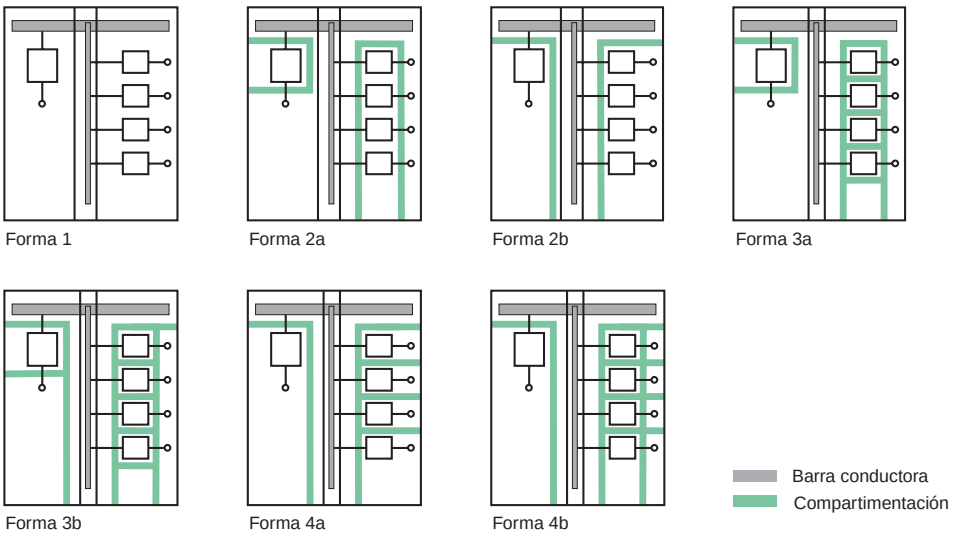


Fig. E53: *Representación de las diferentes formas de cuadros de distribución funcionales de baja tensión.*

■ Ensayos tipo y verificaciones.
Garantizan que cada cuadro de distribución cumpla la norma. La disponibilidad de documentos de prueba certificados por organizaciones independientes es una garantía para los usuarios.

La accesibilidad total de la información eléctrica y los cuadros de distribución inteligentes son ahora una realidad.

Supervisión y control remotos de la instalación eléctrica

La supervisión y el control remotos ya no están limitados a las grandes instalaciones. Estas funciones se utilizan cada vez más y ofrecen un ahorro considerable de costes. Las principales ventajas potenciales son:

■ Reducción de las facturas de electricidad.

■ Reducción de los costes estructurales necesarios para mantener la instalación en buen estado.

■ Mayor rentabilidad de la inversión, especialmente en relación con la optimización del ciclo de vida de la instalación.

■ Mayor nivel de satisfacción de los usuarios de la energía (en un edificio o en industrias de transformación) debido a la mayor disponibilidad y/o calidad.

Las posibilidades enumeradas anteriormente son una verdadera opción, dada la actual liberalización del sector de la energía eléctrica.

Modbus se utiliza cada vez más como el protocolo abierto para la comunicación dentro del cuadro de distribución y entre el cuadro de distribución y las aplicaciones de supervisión y control de la alimentación eléctrica de los clientes. Modbus existe en dos formatos, par trenzado (RS 485) y Ethernet-TCP/IP (IEEE 802.3).

En el sitio www.modbus.org se presentan todas las intensidades del bus y se actualiza constantemente la lista de productos y empresas que utilizan esta norma industrial abierta.

El uso de tecnologías de web ha contribuido en gran medida a su adopción generalizada al reducir drásticamente el coste del acceso a estas funciones mediante el uso de una interfaz que es ahora universal (páginas web) y un grado de apertura y de capacidad de actualización que simplemente no existían hace unos años.

3.2 Cables y canalizaciones

Son posibles dos tipos de distribución:
■ *Mediante hilos y cables aislados.*
■ *Mediante canalizaciones eléctricas.*

Distribución mediante canalizaciones y cables aislados

Definiciones

■ Conductor.



Un conductor consta de un único núcleo metálico con o sin una funda aislante.

■ Cable.



Un cable consta de una serie de conductores separados eléctricamente, pero unidos mecánicamente, protegidos por lo general por una funda flexible.

■ Canalización.



El término canalización se refiere a los conductores y/o cables junto con los medios de soporte y protección, por ejemplo: bandejas de cables, canalizaciones, zanjas, etc.

Marcado de los conductores

La identificación de los conductores siempre debe cumplir las tres reglas siguientes:

■ Regla 1.
El doble color verde y amarillo está reservado exclusivamente para los conductores de protección PE y PEN.

■ Regla 2.
□ Si un circuito incluye un conductor neutro, deberá ser de color azul claro o estar marcado con un “1” para cables con más de cinco conductores.
□ Si un circuito no dispone de un conductor neutro, el conductor de color azul claro podrá utilizarse como un conductor de fase si forma parte de un cable con más de un conductor.

■ Regla 3.
Los conductores de fase pueden ser de cualquier color excepto:
□ Verde y amarillo.
□ Verde.
□ Amarillo.
□ Azul claro (véase la norma 2).

3 El sistema de instalación

Los conductores de un cable se identifican por su color o mediante números (véase la **Figura E54**).

Número de conductores del circuito	Circuito	Canalizaciones									
		Conductores aislados					Cables rígidos o flexibles con varios conductores				
		F	F	F	N	PE	F	F	F	N	PE
1	Protección o tierra					V/A					
2	Monofásico entre fases	■	■				N	AC			
	Monofásico entre fase y neutro	■			AC		N			AC	
	Monofásico entre fase y neutro + conductor de protección	■			V/A		N			V/A	
3	Trifásico sin neutro	■	■	■			N	M	AC		
	2 fases + neutro	■	■		AC		N	M		AC	
	2 fases + conductor de protección	■	■			V/A	N	AC			V/A
	Monofásico entre fase y neutro + conductor de protección	■			AC	V/A	N			AC	V/A
4	Trifásico con neutro	■	■	■	AC		N	M	N	AC	
	Trifásico con neutro + conductor de protección	■	■	■		V/A	N	M	AC		V/A
	2 fases + neutro + conductor de protección	■	■		AC	V/A	N	M		AC	V/A
	Trifásico con conductor PEN	■	■	■	V/A		N	M	AC	V/A	
5	Trifásico + neutro + conductor de protección	■	■	■	AC	V/A	N	M	N	AC	V/A
> 5		Conductor de protección: V/A - Otros conductores: N: con numeración. El número “1” está reservado para el conductor neutro, si existe.									

V/A: verde y amarillo N: negro ■: como se indica en la regla 3 AC: azul claro M: marrón

Fig. E54: *Identificación de los conductores según el tipo de circuito.*

Nota: si el circuito incluye un conductor de protección y si el cable disponible no cuenta con un conductor verde y amarillo, el conductor de protección podrá ser:

- Un conductor independiente verde y amarillo.
- El conductor azul si el circuito no dispone de un conductor neutro.
- Un conductor negro si el circuito dispone de un conductor neutro.

En los dos últimos casos, el conductor utilizado debe estar marcado con bandas verdes y amarillas o marcas en los extremos y en todas las partes visibles del conductor.

Los cables de alimentación de los equipos están marcados de manera similar a los cables de varios conductores (véase la **Figura E55**).

Métodos de distribución e instalación (véase la **Figura E56**)

La distribución tiene lugar a través de cables que llevan conductores individuales aislados o cables e incluyen un sistema de fijación y protección mecánica.

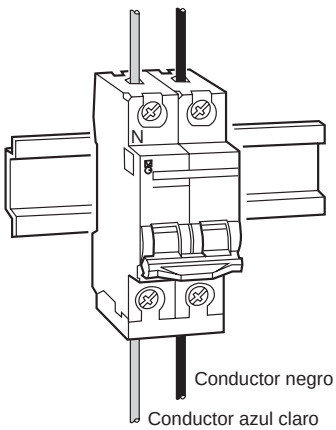


Fig. E55: *Identificación de los conductores de un interruptor automático con una fase y un neutro.*

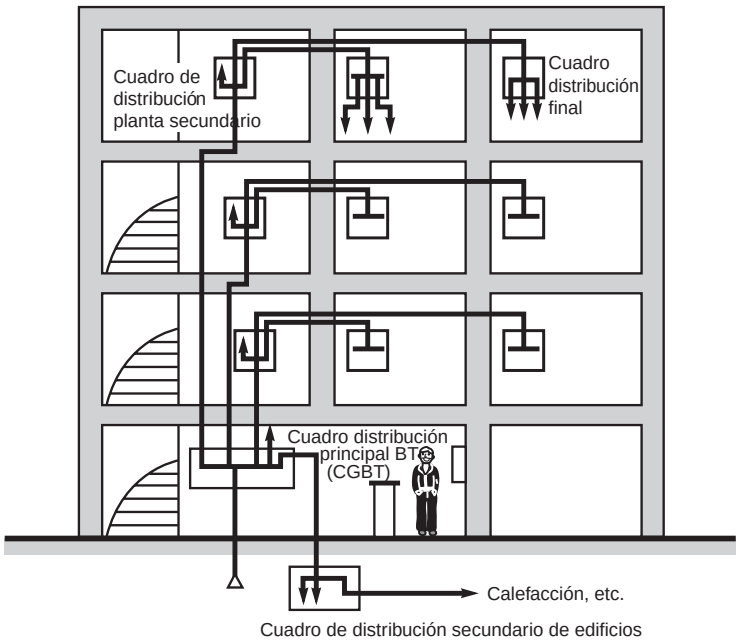


Fig. E56: *Distribución radial mediante cables en un hotel.*

www.elsolucionario.org

3 El sistema de instalación

Las canalizaciones prefabricadas, que también se conocen como sistemas de canalización eléctrica, destacan por su facilidad de instalación, flexibilidad y número de puntos de conexión posibles.

Canalización prefabricada

La canalización prefabricada está concebida para la distribución de potencia (de 40 a 5.000 A) e iluminación.

Componentes del sistema de canalización prefabricada

Un sistema de canalización prefabricada consta de un conjunto de conductores protegidos por una envolvente (ver la **Figura E57**).

Usado para el transporte y distribución de energía eléctrica, los sistemas de canalización prefabricada tienen todos los elementos necesarios para el ensamblaje: conectores, elementos rectos, cambios de dirección, fijaciones para instalación, etc.

Las tomas de derivación se encuentran en intervalos regulares que hacen que la potencia esté disponible en todos los puntos de la instalación.

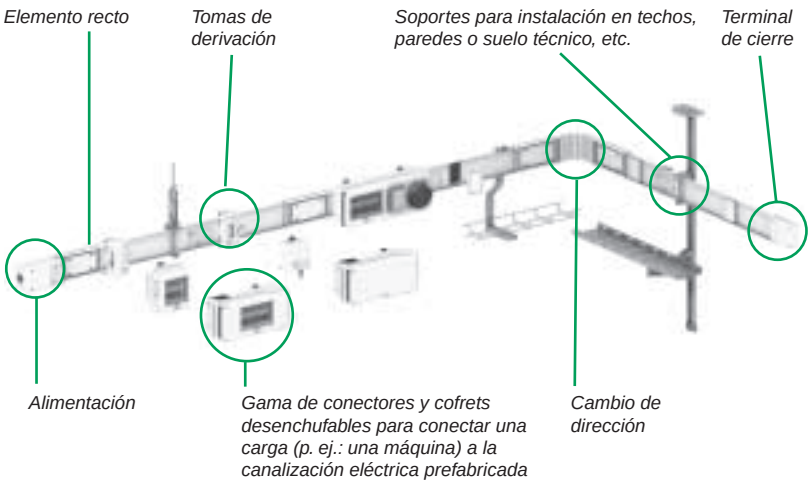


Fig. E57: *Diseño de canalización eléctrica prefabricada para la distribución de corrientes de 20 a 5.000 A.*

Debido a su gran diversidad, la canalización prefabricada puede distribuir alimentación eléctrica desde un transformador de media tensión/baja tensión directamente a las ubicaciones de carga individuales.

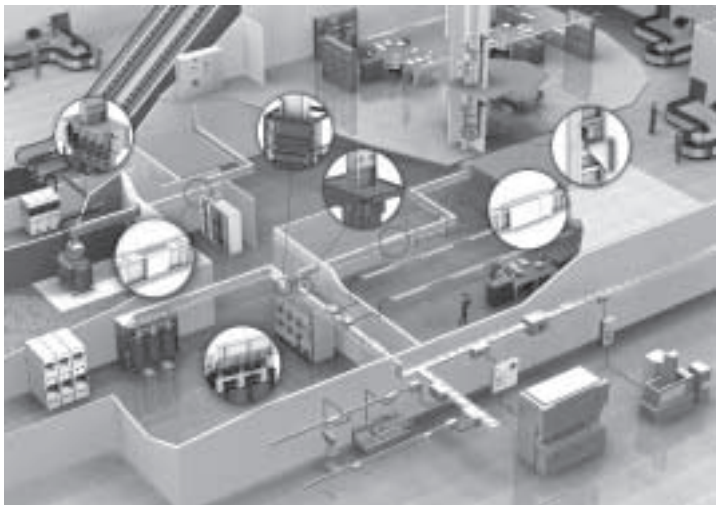


Fig. E58: *Distribución radial mediante canalización prefabricada.*

Existen fundamentalmente tres categorías de canalización prefabricada:

- Del transformador al CGBT.

La instalación de la canalización prefabricada se puede considerar permanente y es poco probable que se modifique. No existen puntos de acoplamiento.

Se utiliza frecuentemente para recorridos cortos y casi siempre para intensidades superiores a 1.600/2.000 A, es decir, cuando el uso de cables paralelos imposibilita la instalación. La canalización prefabricada también se utiliza entre el CGBT y los cuadros de distribución situados aguas abajo.

La canalización prefabricada de distribución general admite corrientes de funcionamiento comprendidas entre 1.000 y 5.000 A, y ofrece una resistencia a cortocircuitos de hasta 150 kA.

■ Canalización prefabricada de distribución secundaria con densidades de acoplamientos bajas o altas.

Aguas abajo de la canalización prefabricada de distribución general debe suministrarse alimentación a dos tipos de aplicaciones:

□ Instalaciones medianas (talleres industriales con prensas de inyección y maquinaria para metales, o grandes supermercados con cargas pesadas). Los niveles de cortocircuito y de corriente pueden ser bastante elevados (de 20 a 70 kA y de 100 a 1.000 A respectivamente).

□ Instalaciones pequeñas (talleres con máquinas-herramienta, fábricas textiles con maquinaria pequeña, supermercados con cargas pequeñas). Los niveles de cortocircuito y de corriente son más bajos (de 10 a 40 kA y de 40 a 400 A respectivamente).

■ La distribución secundaria por medio de canalización prefabricada satisface las necesidades de los usuarios en cuanto a:

□ Modificaciones y actualizaciones, dado el elevado número de puntos de acoplamiento.

□ Fiabilidad y continuidad del servicio, puesto que las unidades de acoplamiento se pueden conectar con total seguridad mientras están en tensión.

El concepto de distribución secundaria también es válido para la distribución vertical mediante remontes de 100 a 5.000 A en edificios altos.

■ Distribución de iluminación.

Los circuitos de iluminación se pueden distribuir por medio de canalización prefabricada, dependiendo de si los accesorios de iluminación están suspendidos o no de la canalización prefabricada.

□ Canalización prefabricada diseñada para la suspensión de accesorios de iluminación.

Esta canalización prefabricada suministra alimentación y ofrece soporte para accesorios de iluminación (reflectores industriales, lámparas de descarga, etc.). Se utiliza en naves industriales, supermercados, grandes almacenes y almacenes. La canalización prefabricada es muy rígida y está diseñada para uno o dos circuitos de 25 o 40 A. Dispone de tomas de acoplamiento cada 1,5 m.

□ Canalización prefabricada que no está diseñada para la suspensión de accesorios de iluminación.

Esta canalización prefabricada, que es similar a los sistemas de cables prefabricados, se utiliza para suministrar alimentación a todo tipo de accesorios de iluminación fijados a la estructura del edificio. Se utiliza en edificios comerciales (oficinas, tiendas, restaurantes, hoteles, etc.), especialmente en falsos techos. Esta canalización prefabricada es flexible y está diseñada para un circuito de 20 A. Dispone de tomas de acoplamiento cada 1,5 o 3 metros.

Canalización prefabricada, una suma de ventajas

Una solución compacta

■ Gracias a su compacidad, ocupa muy poco espacio en el edificio:

□ En columna montante, se instala en el mínimo espacio.

□ En la distribución horizontal, se integra fácilmente en la estructura del edificio (falso techo, falso suelo, plantas técnicas…).

■ Los cambios de dirección se han pensado para optimizar el espacio ocupado, a diferencia de una instalación equivalente en cables que requiere grandes radios de curvatura.

■ Los cofrets de derivación, equipados con su protección, están repartidos a lo largo de la canalización para reducir la superficie hasta el suelo ocupada por los cuadros de distribución eléctrica.

Un sistema rápido y económico

■ El estudio es sencillo porque es independiente de la implantación detallada de cada receptor. La elección del material queda predeterminada y optimizada.

■ La instalación de la canalización emplea de 2 a 3 personas únicamente durante un tiempo de colocación equivalente al de los recorridos de cables. Por lo tanto, se ahorra el tiempo necesario para tender los cables.

■ La conexión al puesto de MT/BT se realiza a través de un dispositivo de unión rápida. Los cofrets de derivación se pueden preparar en taller para reducir el tiempo de presencia en la instalación. La conexión a la canalización se realiza en una sola operación mediante enganche.

■ La colocación de los elementos de la canalización puede realizarse a medida que progresa la obra, optimizando así las intervenciones en la instalación y permitiendo prevenir con la suficiente antelación los problemas que pueden surgir.

■ También es importante tener en cuenta que las canalizaciones eléctricas prefabricadas son soluciones probadas de fábrica, lo que permite reducir el tiempo de control de las conexiones (control visual de par de apriete).

La seguridad controlada

■ La resistencia a las corrientes de cortocircuito y los calentamientos de la canalización son conocidos e independientes de la instalación. La coordinación del sistema Schneider Electric se traduce en un dominio total de la red eléctrica.

■ Las normas de instalación UTE C15-105 capítulo B.6.2 e IEC 60364 capítulo 5.523.6 estipulan que **superados los 4 cables en paralelo, es preferible utilizar canalizaciones prefabricadas**. En efecto, la colocación en paralelo de numerosos cables conlleva una distribución incorrecta de la corriente, lo que puede provocar calentamientos anómalos.

■ La canalización y los cofrets de derivación se someten a estudio para garantizar la seguridad de los bienes y las personas:

□ Conexiones mediante enchufado realizadas por contacto en cobre plateado.

□ Conexiones con tuercas de par de apriete mediante tornillos divisibles.

□ Sistema de codificación que impide errores de montaje.

□ Estanqueidad contra las salpicaduras y el polvo con IP55.

□ Prueba de resistencia a **los aspersores** conforme a las especificaciones de Volkswagen.

□ Acceso a las partes en tensión protegido con IPxxD (hilo de 1 mm de diámetro).

Su envolvente metálica y su elevado grado de protección protegen la canalización frente a cualquier agresión exterior (corrosión, roedores, etc.).

Continuidad de explotación

En caso de intervención en la instalación eléctrica, la canalización proporciona la lectura inmediata del circuito eléctrico y permite intervenir en las zonas afectadas rápidamente.

La conexión y desconexión de los cofrets de derivación se realiza sin detener la explotación, con lo que se garantiza la continuidad de servicio sin problemas.

La calidad de los contactos eléctricos garantiza la continuidad de la explotación sin **mantenimiento alguno**.

Ahorro de energía

La canalización prefabricada reduce las pérdidas en línea en un 40% y divide por tres el consumo de materias primas de cobre y aislante.

El coste de una instalación incluye la compra e instalación del material y el mantenimiento, pero también el consumo energético de la explotación (pérdidas de julios). Las secciones de nuestros productos se han dimensionado para reducir al mínimo el coste total de la instalación en tres años en el caso de una utilización media (índice de carga del 30%, 5 días de 7, 10 h de 24) (ver la **Figura E59**).

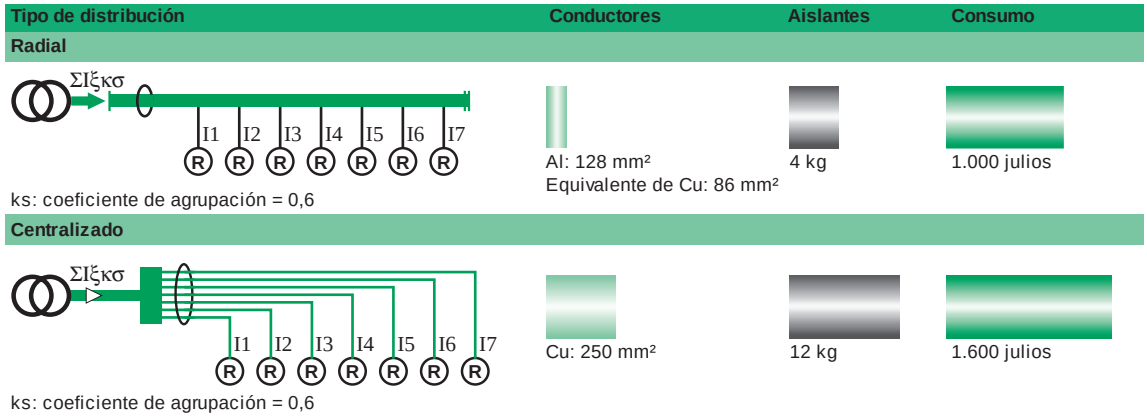


Fig. E59: *Ejemplo: 30 m de Canalis KS de 250 A equipado con 10 alimentadores de cuatro polos de 25 A.*

www.elsolucionario.org

La canalización prefabricada completamente reciclable

- Las canalizaciones prefabricadas son reutilizables de forma natural. El principio de solución prefabricada y la vida útil hacen que se puedan desmontar, limpiar y reutilizar fácilmente.
- Al final de la vida útil, los componentes de la canalización prefabricada se pueden reciclar totalmente y sin peligro. A la inversa, la incineración de los productos de PVC obliga a neutralizar con cal el ácido clorhídrico producido y genera emisiones de dioxina (la sustancia más nociva para el hombre).



Fig. E60: *Canalización eléctrica prefabricada flexible no portadora de luminarias: Canalis KDP (20 A).*



Fig. E61: *Canalización eléctrica prefabricada rígida portadora de luminarias: Canalis KBA o KBB (25 y 40 A).*



Fig. E62: *Canalización prefabricada para distribución de baja potencia: Canalis KN (de 40 a 160 A).*



Fig. E63: *Canalización prefabricada para distribución de media potencia: Canalis KS (de 100 a 1.000 A).*

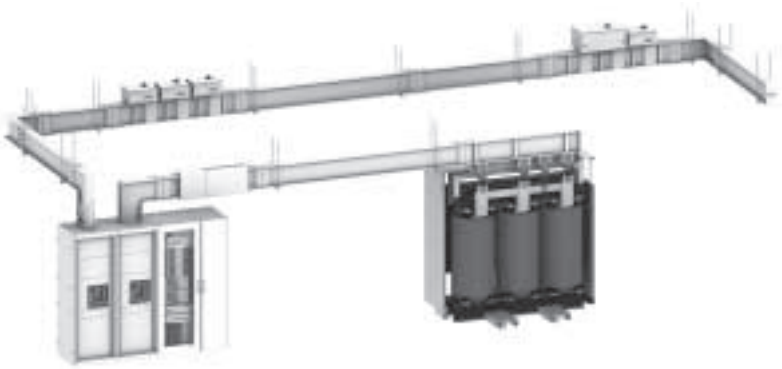


Fig. E64: *Canalización prefabricada para distribución de fuerte potencia: Canalis KT (de 800 a 5.000 A).*

4 Influencias externas (IEC 60364-5-51)

Las influencias externas deben tenerse en cuenta al elegir:

■ *Las medidas adecuadas para garantizar la seguridad de las personas (en particular en ubicaciones especiales o instalaciones eléctricas).*

■ *Las características de los equipos eléctricos, como el grado de protección (IP), la resistencia mecánica (IK), etc.*

4.1 Definición y normas de referencia

Cada instalación eléctrica ocupa un entorno que presenta un grado de riesgo variable.

■ Para las personas.

■ Para los equipos que componen la instalación.

Por consiguiente, las condiciones ambientales influyen en la definición y elección de los equipos adecuados para la instalación y en la elección de las medidas de protección destinadas a garantizar la seguridad de las personas.

Las condiciones ambientales se denominan colectivamente “influencias externas”. Muchas normas nacionales relativas a las influencias externas incluyen un sistema de clasificación que está basado en el de la norma internacional IEC 60364-5-51 o se asemeja al mismo.

Si aparecen al mismo tiempo varias influencias externas, podrán tener efectos independientes o mutuos, y el grado de protección deberá elegirse en consecuencia.

4.2 Clasificación

Cada condición de influencia externa se designa mediante un código formado por un grupo de dos letras mayúsculas y un número, como se muestra a continuación:

Primera letra (A, B o C)

La primera letra se refiere a la categoría general de la influencia externa:

■ A = entorno.

■ B = utilización.

■ C = construcción de edificios.

Segunda letra

La segunda letra se refiere a la naturaleza de la influencia externa.

Número

El número se refiere a la clase dentro de cada influencia externa.

Letra adicional (opcional)

Sólo se utiliza si la protección eficaz de las personas es mayor que la indicada por la primera cifra del código IP.
Si sólo se debe especificar la protección de las personas, las dos cifras del código IP se sustituyen por dos “X”.
Ejemplo: IPXXB.

Ejemplo

Por ejemplo, el código AC2 tiene el siguiente significado:
A = entorno.
AC = entorno-altitud.
AC2 = entorno-altitud > 2.000 m.

4.3 Lista de influencias externas

La siguiente **Figura E65** se ha extraído de la norma IEC 60364-5-51, que debería consultarse en caso de que se necesiten más detalles.

Código	Influencias externas			Características que requieren los equipos
A - Entorno				
AA	**Temperatura ambiente (°C)**			
	Baja	Alta		Equipos diseñados especialmente o con precauciones adecuadas
AA1	– 60 °C	+ 5 °C		
AA2	– 40 °C	+ 5 °C		
AA3	– 25 °C	+ 5 °C		
AA4	– 5° C	+ 40 °C		Normal (precauciones especiales en determinados casos)
AA5	+ 5 °C	+ 40 °C		Normal
AA6	+ 5 °C	+ 60 °C		Equipos diseñados especialmente o con precauciones adecuadas
AA7	– 25 °C	+ 55 °C		
AA8	– 50 °C	+ 40 °C		

Fig. E65: *Lista de influencias externas (tomada del Apéndice A de la norma IEC 60364-5-51) (continúa en la página siguiente).*

www.elsolucionario.org

4 Influencias externas (IEC 60364-5-51)

Código	Influencias externas						Características que requieren los equipos
A - Entorno							
AB	**Humedad atmosférica**						
	Temperatura del aire, °C		Humedad relativa, %		Humedad absoluta g/m³		
	Baja	Alta	Baja	Alta	Baja	Alta	
AB1	– 60 °C	+ 5 °C	3	100	0,003	7	Se necesitan precauciones particulares
AB2	– 40 °C	+ 5 °C	10	100	0,1	7	
AB3	– 25 °C	+ 5 °C	10	100	0,5	7	
AB4	– 5° C	+ 40 °C	5	95	1	29	Normal
AB5	+ 5 °C	+ 40 °C	5	85	1	25	Normal
AB6	+ 5 °C	+ 60 °C	10	100	1	35	Se necesitan precauciones particulares
AB7	– 25 °C	+ 55 °C	10	100	0,5	29	
AB8	– 50 °C	+ 40 °C	15	100	0,04	36	
AC	**Altitud**						
AC1	⩽ 2.000 m						Normal
AC2	> 2.000 m						Puede ser necesario tomar precauciones (factores de reducción)
AD	**Presencia de agua**						
AD1	Insignificante		Ubicaciones al aire libre o no protegidas contra la intemperie				IPX0
AD2	Gotas de caída libre						IPX1 o IPX2
AD3	Rociadas						IPX3
AD4	Salpicaduras						IPX4
AD5	Chorros		Ubicaciones en las que se utilizan habitualmente mangueras de agua				IPX5
AD6	Olas		Ubicaciones a la orilla del mar (muelles, playas, embarcaderos, etc.)				IPX6
AD7	Inmersión		Agua 150 mm por encima del punto más alto y equipos a no más de 1 m por debajo de la superficie				IPX7
AD8	Sumersión		Equipos totalmente cubiertos de forma permanente				IPX8
AE	**Presencia de cuerpos extraños sólidos**						
			Dimensión más pequeña		Ejemplo		
AE1	Insignificante						IP0X
AE2	Objetos pequeños		2,5 mm		Herramientas		IP3X
AE3	Objetos muy pequeños		1 mm		Hilo		IP4X
AE4	Cantidad pequeña de polvo						IP5X si la penetración del polvo no afecta adversamente al funcionamiento
AE5	Cantidad moderada de polvo						IP6X si no debe penetrar el polvo
AE6	Gran cantidad de polvo						IP6X
AF	**Presencia de sustancias corrosivas o contaminantes**						
AF1	Insignificante						Normal
AF2	Atmosférica						Según la naturaleza de la sustancia
AF3	Intermitente, accidental						Protección contra la corrosión
AF4	Continua						Equipos especialmente diseñados
AG	**Efecto de impactos mecánicos**						
AG1	Gravedad baja						Normal
AG2	Gravedad media						Estándar según proceda, o material reforzado
AG3	Gravedad alta						Protección reforzada
AH	**Vibraciones**						
AH1	Gravedad baja		Entorno doméstico o similar				Normal
AH2	Gravedad media		Condiciones industriales habituales				Equipos diseñados especialmente o
AH3	Gravedad alta		Condiciones industriales severas				precauciones particulares
AJ	**Otros esfuerzos mecánicos**						
AK	**Presencia de vegetación o moho**						
AH1	Sin peligro						Normal
AH2	Peligro						
AL	**Presencia de fauna**						
AH1	Sin peligro						Normal
AH2	Peligro						
AM	**Influencias electromagnéticas, electrostáticas o ionizantes / Fenómenos electromagnéticos de baja frecuencia / Armónicos**						
AM1	Armónicos, interarmónicos						Consultar las normas IEC oportunas
AM2	Señales sobre el secundario						
AM3	Variaciones de la amplitud de la tensión						
AM4	Desequilibrio de tensión						
AM5	Variaciones de la frecuencia de red						
AM6	Tensiones de baja frecuencia inducidas						
AM7	Corriente continua en redes de CA						
AM8	Campos magnéticos radiantes						
AM9	Campo eléctrico						
AM21	Tensiones o corrientes oscilantes inducidas						

Fig. E65: *Lista de influencias externas (tomada del Apéndice A de la norma IEC 60364-5-51) (continúa en la página siguiente).*

4 Influencias externas (IEC 60364-5-51)

Código	Influencias externas	Características que requieren los equipos
A - Entorno		
AM22	Transitorios unidireccionales conducidos con una escala de tiempos de nanosegundos	Consultar las normas IEC oportunas
AM23	Transitorios unidireccionales conducidos con una escala de tiempos de milisegundos a segundos	
AM24	Transitorios oscilantes conducidos	
AM25	Fenómenos de alta frecuencia radiados	
AM31	Descargas electrostáticas	
AM41	Ionización	
AN	**Radiación solar**	
AN1	Baja	Normal
AN2	Media	
AN3	Alta	
AP	**Efectos sísmicos**	
AP1	Insignificante	Normal
AP2	Gravedad baja	
AP3	Gravedad media	
AP4	Gravedad alta	
AQ	**Rayos**	
AQ1	Insignificante	Normal
AQ2	Exposición indirecta	
AQ3	Exposición directa	
AR	**Movimiento del aire**	
AQ1	Bajo	Normal
AQ2	Medio	
AQ3	Alto	
AS	**Viento**	
AQ1	Bajo	Normal
AQ2	Medio	
AQ3	Alto	
B - Utilización		
BA	**Competencia de las personas**	
BA1	Corriente	Normal
BA2	Niños	
BA3	Discapacitados	
BA4	Instruidos	
BA5	Cualificados	
BB	**Resistencia eléctrica del cuerpo humano**	
BC	**Contacto de personas con el potencial de tierra**	
BC1	Ninguno	Clase de equipos según IEC 61140
BC2	Bajo	
BC3	Frecuente	
BC4	Continuo	
BD	**Condiciones de evacuación en caso de emergencia**	
BD1	Baja densidad/fácil evacuación	Normal
BD2	Baja densidad/difícil evacuación	
BD3	Alta densidad/fácil evacuación	
BD4	Alta densidad/difícil evacuación	
BE	**Naturaleza de materiales procesados o almacenados**	
BE1	Sin riesgos significativos	Normal
BE2	Riesgos de incendio	
BE3	Riesgos de explosión	
BE4	Riesgos de contaminación	
C - Construcción del edificio		
CA	**Materiales de construcción**	
CA1	Incombustibles	Normal
CA2	Combustibles	
CB	**Diseño del edificio**	
CB1	Riesgos insignificantes	Normal
CB2	Propagación del fuego	
CB3	Movimiento	
CB4	Flexible o inestable	

Fig. E65: *Lista de influencias externas (tomada del Apéndice A de la norma IEC 60364-5-51).*

4 Influencias externas (IEC 60364-5-51)

4.4 Protección proporcionada para equipos cerrados: códigos IP e IK

Definición del código IP (véase la Figura E66)

El grado de protección que proporciona una envolvente viene indicado por el código IP, recomendado en IEC 60529.

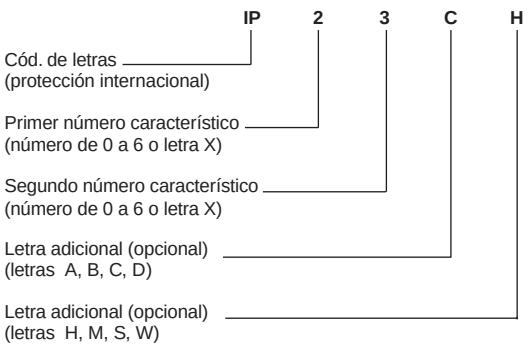
Se proporciona protección contra las siguientes influencias externas:

- Penetración de cuerpos sólidos.
- Protección de las personas contra el acceso a las partes en tensión.
- Protección contra la entrada de polvo.
- Protección contra la entrada de líquidos.

Nota: el código IP es aplicable a equipos eléctricos con tensiones de hasta 72,5 kV inclusive.

Elementos del código IP y su significado

En la tabla siguiente se ofrece una breve descripción de los elementos del código IP (véase la Figura E67).



Cuando no es necesario especificar un número, debe sustituirse por la letra "X" ("XX" si se omiten los dos números). Se pueden omitir letras adicionales o suplementarias sin sustitución.

Fig. E66: Organización de los códigos IP.

Elemento	Número o letra	Significado de la protección del equipo	Significado de la protección de personas
Cód. de letras	IP		
Primera cifra característica		Contra la entrada de cuerpos sólidos extraños	Contra la entrada a las partes peligrosas con
	0	(sin protección)	(sin protección)
	1	≥ 50 mm de diámetro	Dorso de la mano
	2	≥ 12,5 mm de diámetro	Dedos
	3	≥ 2,5 mm de diámetro	Herramientas
	4	≥ 1,0 mm de diámetro	Cables
	5	Protección contra el polvo	Cables
	6	Estanco al polvo	Cables
Segunda cifra característica		Contra la entrada de agua con efectos nocivos	
	0	(sin protección)	
	1	Flujo vertical	
	2	Flujo (15° inclinado)	
	3	Pulverización	
	4	Salpicado	
	5	Chorro	
	6	Chorro potente	
	7	Inmersión temporal	
	8	Inmersión continuada	
Letra adicional (opcional)			Contra la entrada a las partes peligrosas con
	A		Dorso de la mano
	B		Dedos
	C		Herramientas 2,5 mm ∅
	D		Hilos
Letra adicional (opcional)		Información adicional específica de:	
	H	Aparato de alta tensión	
	M	Movimiento durante ensayo de agua	
	S	Fijo durante ensayo de agua	
	W	Condiciones ambientales	

Fig. E67: Elementos del código IP.

www.elsolucionario.org

4 Influencias externas (IEC 60364-5-51)

Definición del código IK

La norma IEC 62262 define un código IK que caracteriza la capacidad de los equipos para resistir impactos mecánicos en todos sus lados (véase la **Figura E68**).

Código IK	Energía del impacto (en julios)	Código AG
00	0	
01	⩽ 0,14	
02	⩽ 0,20	AG1
03	⩽ 0,35	
04	⩽ 0,50	
05	⩽ 0,70	
06	⩽ 1	
07	⩽ 2	AG2
08	⩽ 5	AG3
09	⩽ 10	
10	⩽ 20	AG4

Fig. E68: *Elementos del código IK.*

Especificaciones de los códigos IP e IK para cuadros de distribución

Los grados de protección IP e IK de una envolvente deben especificarse en función de las diferentes influencias externas definidas por la norma IEC 60364-5-51, concretamente:

- Presencia de cuerpos sólidos (código AE).
- Presencia de agua (código AD).
- Impactos mecánicos (sin código).
- Competencia de las personas (código BA).
- …

Los cuadros de distribución Prisma Plus están diseñados para instalarse en el interior.
A menos que las reglas, normas y normativas de un país específico estipulen lo contrario, Schneider Electric recomienda utilizar los siguientes valores IP e IK (véanse las **Figuras E69** y **E70**).

Recomendaciones para IP

Códigos IP según las condiciones		
Normal sin riesgo de caída vertical de agua	Salas técnicas	30
Normal con riesgo de caída vertical de agua	Pasillos y vestíbulos	31
Muy grave con riesgo de salpicaduras de agua desde todas las direcciones	Talleres	54/55

Fig. E69: *Recomendaciones para IP.*

Recomendaciones para IK

Códigos IK según las condiciones		
Sin riesgo de un impacto de consideración	Salas técnicas	07
Riesgo significativo de un impacto de consideración que podría causar daños a los dispositivos	Pasillos y vestíbulos	08 (envolvente con puerta)
Riesgo máximo de impacto que podría causar daños a la envolvente	Talleres	10

Fig. E70: *Recomendaciones para IK.*

Capítulo F
Protección contra descargas eléctricas

Índice

1	**General**	**F2**
	1.1 Descargas eléctricas	F2
	1.2 Protección frente a las descargas eléctricas	F3
	1.3 Contactos directos e indirectos	F3
2	**Protección contra los contactos directos**	**F4**
	2.1 Medidas de protección contra los contactos directos	F4
	2.2 Medidas de protección adicional contra los contactos directos	F5
3	**Protección contra los contactos indirectos**	**F6**
	3.1 Medidas de protección mediante desconexión automática de la alimentación	F6
	3.2 Desconexión automática para el esquema TT	F7
	3.3 Desconexión automática en el esquema TN	F8
	3.4 Desconexión automática por segundo defecto en un esquema IT	F10
	3.5 Medidas de protección contra los contactos directos o indirectos sin desconexión automática de la alimentación	F13
4	**Protección de materiales debido a defectos de aislamiento**	**F17**
	4.1 Medidas de protección contra el riesgo de incendios con DDR	F17
	4.2 Protección de defectos a tierra (GFP)	F17
5	**Implementación del esquema TT**	**F19**
	5.1 Medidas de protección	F19
	5.2 Tipos de DDR	F20
	5.3 Coordinación de dispositivos de protección de corriente diferencial residual	F22
6	**Implementación del esquema TN**	**F25**
	6.1 Condiciones preliminares	F25
	6.2 Protección contra los contactos indirectos	F25
	6.3 DDR de alta sensibilidad	F29
	6.4 Protección en ubicaciones con alto riesgo de incendios	F30
	6.5 Impedancia de bucle de corriente de defecto especialmente alta	F30
7	**Implementación del esquema IT**	**F31**
	7.1 Condiciones preliminares	F31
	7.2 Protección contra los contactos indirectos	F32
	7.3 DDR de alta sensibilidad	F36
	7.4 En áreas de alto riesgo de incendios	F37
	7.5 Impedancia de bucle de corriente de defecto especialmente elevada	F37
8	**Dispositivos de corriente diferencial residual (DDR)**	**F38**
	8.1 Descripción	F38
	8.2 Recomendaciones para la implementación de DDR	F38

1 General

Cuando una corriente que supera los 30 mA atraviesa una parte del cuerpo humano, la persona en cuestión se encuentra en grave peligro si la corriente no se interrumpe en muy corto tiempo.
La protección de las personas contra las descargas eléctricas en las instalaciones de BT debe establecerse de conformidad con las normas nacionales adecuadas, códigos de buenas prácticas, guías y circulares oficiales, etc.
Las normas IEC relevantes son las siguientes: IEC 60364, serie IEC 60479, IEC 61008, IEC 61009 y IEC 60947-2.

1.1 Descargas eléctricas

Una descarga eléctrica es el efecto fisiopatológico de una corriente eléctrica que atraviesa el cuerpo humano.

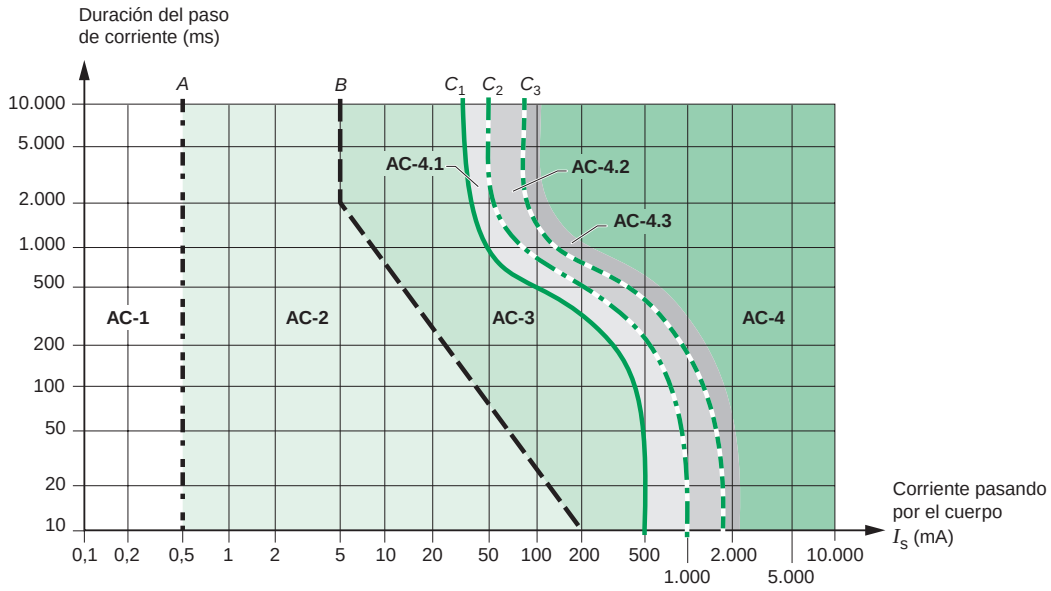
Su paso afecta básicamente a las funciones musculares, circulatorias y respiratorias y en ocasiones puede tener como resultado quemaduras graves. El grado de peligro para la víctima está en función de la magnitud de la corriente, las partes del cuerpo por las que pasa la corriente y la duración del flujo de la misma.

En la publicación de la IEC 60479-1 de 1994 se definen cuatro zonas de magnitud de corriente/tiempo-duración, para cada una de las cuales se describen los efectos fisiopatológicos (ver **Figura F1**). Cualquier persona que entre en contacto con metal en tensión corre el riesgo de sufrir una descarga eléctrica.

En la curva C_1 se muestra que cuando una corriente superior a 30 mA atraviesa un cuerpo humano desde una mano hasta la otra, la persona en cuestión puede morir, a menos que se interrumpa la corriente en un tiempo relativamente corto.

El punto de 500 ms/100 mA próximo a la curva C_1 corresponde a una probabilidad de fibrilación cardíaca del orden del 0,14%.

La protección de las personas contra las descargas eléctricas en las instalaciones de BT debe establecerse de conformidad con las normas nacionales adecuadas, códigos de buenas prácticas, guías y circulares oficiales, etc. Las normas IEC relevantes son las siguientes: serie IEC 60364, serie IEC 60479, IEC 60755, serie IEC 61008, serie IEC 61009 y IEC 60947-2.



Zona AC-1: Imperceptible
Zona AC-2: Perceptible
Zona AC-3: Efectos reversibles: contracción muscular
Zona AC-4: Posibilidad de efectos irreversibles
Zona AC-4-1: Hasta el 5% de probabilidad de fibrilación cardíaca
Zona AC-4-2: Hasta el 50% de probabilidad de fibrilación cardíaca
Zona AC-4-3: Más del 50% de probabilidad de fibrilación cardíaca

Curva *A*: Umbral de percepción de corriente
Curva *B*: Umbral de reacciones musculares
Curva C_1: Umbral del 0% de probabilidad de fibrilación ventricular
Curva C_2: Umbral del 5% de probabilidad de fibrilación ventricular
Curva C_3: Umbral del 50% de probabilidad de fibrilación ventricular

Fig. F1: *Zonas tiempo/corriente de efectos de la corriente alterna en el cuerpo humano cuando pasa de una mano a otra.*

www.elsolucionario.org

1 General

1.2 Protección frente a las descargas eléctricas

La regla fundamental para la protección contra las descargas eléctricas figura en el documento IEC 61140, que abarca tanto las instalaciones como los equipos eléctricos.

No debe ser posible acceder a las partes activas peligrosas y las partes conductoras a las que se pueda acceder no deben ser activas peligrosas.

Este requisito debe aplicarse:

- En condiciones normales.
- En condición de un solo defecto.

La protección en condiciones normales corresponde a la protección contra los contactos directos (protección básica) y la protección en condición de un solo defecto corresponde a la protección contra los contactos indirectos (protección contra los defectos).

Las disposiciones de protección mejoradas ofrecen protección en ambas condiciones.

1.3 Contactos directos e indirectos

A menudo son necesarias dos medidas de protección contra el riesgo de contactos directos, ya que, en la práctica, es posibe que la primera medida no sea infalible.

Las leyes y normativas distinguen dos tipos de contactos peligrosos:

- *Contacto directo.*
- *Contacto indirecto.*

Y las correspondientes medidas de protección.

Contactos directos

Un contacto directo se produce cuando una persona toca un conductor activo en circunstancias normales (ver **Figura F2**).

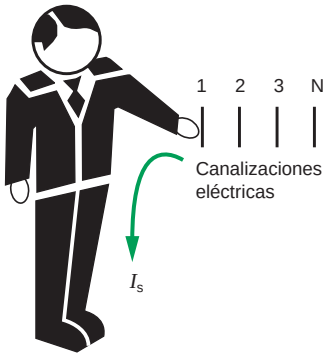
La norma IEC 61140 ha cambiado la expresión “protección contra los contactos directos” por la de “protección básica”. El nombre anterior se mantiene al menos con fines informativos.

Contactos indirectos

Un contacto indirecto se refiere a una persona que toca una parte conductora expuesta que normalmente no está activa, pero que pasa a estarlo accidentalmente (debido a un defecto de aislamiento o por cualquier otra causa).

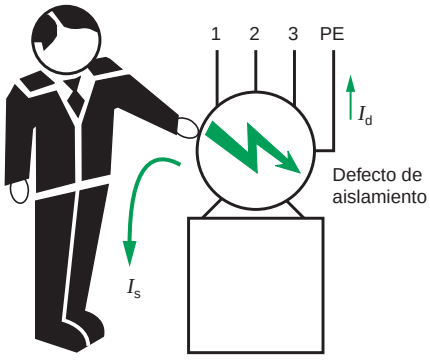
La corriente de defecto eleva la parte conductora expuesta a una tensión que puede resultar peligrosa y originar una corriente de contacto a través de una persona que toca esta parte conductora expuesta (ver **Figura F3**).

La norma IEC 61140 ha cambiado la expresión “protección contra los contactos indirectos” por la de “protección contra los defectos”. El nombre anterior se mantiene al menos con fines informativos.



I_s: Corriente de contacto

Fig. F2: *Contactos directos.*



I_d: Corriente de defecto de aislamiento

Fig F3: *Contactos indirectos.*

2 Protección contra los contactos directos

Normalmente se utilizan dos medidas complementarias como protección contra los peligros ocasionados por los contactos directos:

- La prevención física del contacto con las partes activas mediante barreras, aislamiento, imposibilidad de acceso, etc.
- La protección adicional en caso de que se produzca un contacto directo, debido al defecto de las medidas anteriores. Esta protección se basa en un dispositivo que funciona con corriente residual, una alta sensibilidad ($I\Delta_n \leqslant 30$ mA) y un tiempo de funcionamiento reducido. Estos dispositivos son altamente eficaces en la mayoría de los casos de contactos directos.

La IEC y las normas nacionales distinguen normalmente dos protecciones:
- *Completa (aislamiento, envolventes).*
- *Parcial o particular.*

2.1 Medidas de protección contra los contactos directos

Protección por aislamiento de las partes activas

Esta protección consiste en un aislamiento que cumple las normas correspondientes (ver **Figura F4**). Las pinturas, las lacas y los barnices no ofrecen una protección adecuada.

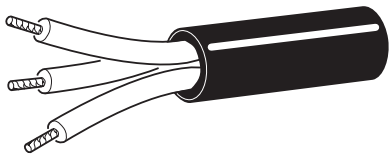


Fig. F4: *Protección inherente contra los contactos directos mediante aislamiento de un cable trifásico con protección externa.*

Protección por medio de barreras o envolventes

Esta medida se utiliza cada vez más, puesto que numerosos componentes y materiales están instalados en armarios, ensamblajes, paneles de control y cuadros de distribución (ver **Figura F5**).

Para considerarse que ofrece una protección eficaz contra el riesgo de contactos directos, estos equipos deben poseer un grado de protección superior o igual a IP2X o IPXXB (ver capítulo E subapartado 4.4).

Además, la apertura de una envolvente (puerta, panel frontal, cajón, etc.) sólo puede ser extraíble o estar abierta o retirada:
- Por medio de una llave o herramienta prevista para tal efecto.
- Tras el aislamiento completo de las partes activas de la envolvente.
- Mediante la interposición de otra barrera únicamente extraíble utilizando una llave o herramienta. La envolvente de metal y toda la pantalla extraíble de metal deben unirse al conductor de conexión a tierra de protección de la instalación.



Fig. F5: *Ejemplo de aislamiento con envolvente.*

Medidas de protección parciales

Protección por medio de obstáculos o puesta fuera del alcance por alejamiento.

Esta protección está reservada únicamente a las ubicaciones a las que sólo tiene acceso el personal cualificado. La instalación de esta medida de protección se detalla en la IEC 60364-4-41.

Medidas de protección particulares

Protección mediante la utilización de muy baja tensión de seguridad (MBTS) o bien limitando la energía de descarga.

Estas medidas se utilizan únicamente en los circuitos de baja potencia y en circunstancias especiales, tal y como se describe en el subapartado 3.5.

2 Protección contra los contactos directos

Una medida adicional de protección contra el riesgo de contactos directos es la utilización de un dispositivo a corriente diferencial residual que funcione a 30 mA o menos y que se conoce como DDR de alta sensibilidad diferencial.



Fig. F6: *DDR de alta sensibilidad.*

2.2 Medidas de protección adicional contra los contactos directos

Todas las medidas de protección anteriores son preventivas, pero la experiencia ha demostrado que por diversos motivos no se pueden considerar como infalibles. Entre estos motivos se pueden citar:

- Falta de mantenimiento adecuado.
- Imprudencia, falta de atención.
- Desgaste y rotura normales (o anómalos) del aislamiento, por ejemplo, flexión y abrasión de los cables de conexión.
- Contacto accidental.
- Inmersión en agua, etc. Situación en la que el aislamiento ya no resulta eficaz.

Con el fin de proteger a los usuarios en estas circunstancias, los dispositivos de disparo rápido y alta sensibilidad basados en la detección de corrientes residuales a tierra (que pueden atravesar o no a un ser humano o animal) se utilizan para desconectar automáticamente la fuente de alimentación y con la rapidez suficiente como para evitar lesiones o incluso la muerte por electrocución de un ser humano (ver **Figura F6**).

Estos dispositivos funcionan según el principio de la medición de corriente diferencial, en la que cualquier diferencia entre la corriente que entra en un circuito y la que sale (en un sistema alimentado desde una fuente conectada a tierra) fluye a tierra, bien a través de un aislamiento de defectos, bien a través del contacto de una parte conectada a tierra, como una persona, con un conductor activo.

Los dispositivos a corriente diferencial residual normalizados, denominados DDR, suficientemente sensibles para la protección contra los contactos directos, están calibrados a 30 mA de la corriente diferencial.

Esta protección adicional es necesaria en determinados países para los circuitos que suministran tomas de corriente de hasta 32 A, e incluso superiores, si la ubicación es húmeda y/o provisional (como instalaciones de trabajo, por ejemplo).

En el capítulo P, apartado 3, se indican varias ubicaciones comunes en las que los DDR de alta sensibilidad son obligatorios (en algunos países), pero en cualquier caso, están altamente recomendados como protección eficaz contra el riesgo de contactos tanto directos como indirectos.

www.elsolucionario.org

3 Protección contra los contactos indirectos

Las medidas de protección son las siguientes:
■ Desconexión automática de la alimentación (en el 1.er o 2.º defecto en función de la conexión a tierra del sistema).
■ Medidas especiales según las circunstancias.

Las partes conductoras activas utilizadas en el proceso de fabricación de un equipo eléctrico se separan de las partes activas del equipo mediante el "aislamiento básico".

El defecto de aislamiento básico afecta a las partes activas.

El hecho de tocar una parte normalmente desactivada de un equipo eléctrico que ha pasado a estar activa debido al defecto de su aislamiento se conoce como contacto indirecto.

Se adoptan varias medidas para la protección contra este riesgo, a saber:
■ Desconexión automática de la fuente de alimentación del equipo eléctrico conectado.
■ Disposiciones especiales, como por ejemplo:
□ Utilización de materiales de aislamiento de clase II o nivel equivalente de aislamiento.
□ Ubicación no conductora, fuera del alcance por alejamiento o interposición de barreras.
□ Conexión equipotencial.
□ Separación eléctrica por medio de transformadores de aislamiento.

La protección contra los contactos indirectos mediante la desconexión automática de la alimentación se puede conseguir si las partes conductoras activas del equipo se conectan a tierra correctamente.

3.1 Medidas de protección mediante desconexión automática de la alimentación

Principio

Esta medida de protección depende de dos requisitos fundamentales:
■ La conexión a tierra de todas las partes activas de los equipos eléctricos de la instalación y la composición de una red de conexión equipotencial.
■ Desconexión automática de la alimentación de la sección de la instalación afectada, de tal forma que los requisitos de tensión de contacto/seguridad temporal se cumplan para cualquier nivel de tensión de contacto U_c(1) (ver **Figura F7**).

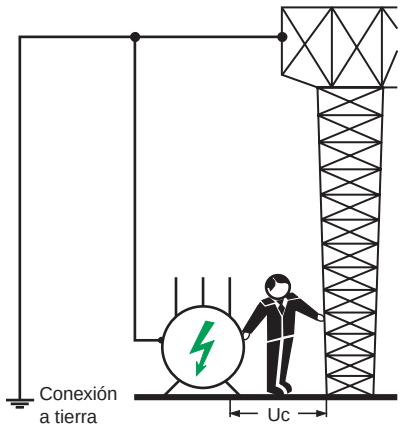


Fig. F7: *Ilustración de la tensión de contacto peligrosa U_c.*

Cuanto mayor es el valor de U_c, mayor es la rapidez de la desconexión de la alimentación necesaria para ofrecer la protección (ver **Figura F8**). El mayor valor de U_c que se puede tolerar indefinidamente sin peligro para las personas es de 50 V CA.

Recapitulación de los límites de tiempo teóricos de desconexión

U_o (V)		$50 < U_o \leqslant 120$	$120 < U_o \leqslant 230$	$230 < U_o \leqslant 400$	$U_o > 400$
Esquema	TN o IT	0,8	0,4	0,2	0,1
	TT	0,3	0,2	0,07	0,04

Fig. F8: *Duración segura máxima de los valores soportados de tensión de contacto CA.*

(1) La tensión de contacto U_c es la que existe (como resultado de un defecto de aislamiento) entre una parte conductora expuesta y cualquier elemento conductor dentro de alcance que tenga un potencial diferente (generalmente la tierra).

3 Protección contra los contactos indirectos

3.2 Desconexión automática para el esquema TT

La desconexión automática del esquema TT se consigue por medio de un DDR con una sensibilidad de

$I_{\Delta n} \leqslant \frac{50}{R_A}$ *donde* R_A *representa la resistencia de puesta a tierra de las masas de la instalación.*

Principio

En este esquema, todas las partes conductoras activas y todas las partes conductoras extrañas de la instalación deben estar conectadas a una toma de tierra común. El neutro del transformador de alimentación está conectado directamente a tierra, y las partes metálicas de los receptores están unidas a otra toma de tierra. La resistencia de la derivación a tierra (fuga) consiste por lo tanto principalmente en dos tomas a tierra (esto es, la tierra de la instalación y la de la fuente) en serie, de forma que la magnitud de la corriente de defecto a tierra es por lo general demasiado pequeña como para que funcionen los fusibles o relés de sobreintensidad y resulta esencial la utilización de un dispositivo que funcione con corriente residual.

Este principio de protección también es válido si sólo se utiliza una toma de tierra común, concretamente en el caso de un centro de transformación de tipo consumidor en el área de la instalación, donde la limitación de espacio puede obligar a adoptar una conexión a tierra del esquema TN, pero donde todas las demás condiciones que necesita el esquema TN no se pueden cumplir.

La protección por desconexión automática de la alimentación utilizada en el esquema TT se realiza mediante DDR de sensibilidad: $I_{\Delta n} \leq \frac{50}{R_A}$

donde

R_A es la resistencia de puesta a tierra de las masas de la instalación.

$I_{\Delta n}$ es la corriente de funcionamiento residual nominal del DDR.

Para los suministros temporales (provisionales de obra...) e instalaciones agrícolas y hortícolas, el valor de 50 V se sustituye por el de 25 V.

Ejemplo (ver **Figura F9**)

- La resistencia de la toma de tierra del neutro del centro de transformación R_n es de 10 Ω.
- La resistencia de la toma de tierra de la instalación R_A es de 20 Ω.
- La corriente de fuga a tierra I_d = 7,7 A.
- La tensión de defecto $U_t = I_d \times R_A$ = 154 V y es por lo tanto peligrosa, pero $I_{\Delta n}$ = 50/20 = 2,5 A, de forma que un DDR estándar de 300 mA funcionará en unos 30 ms (ver **Figura F10**) sin temporización intencional y eliminará el defecto cuando aparezca un exceso de tensión de defecto en una parte accesible.

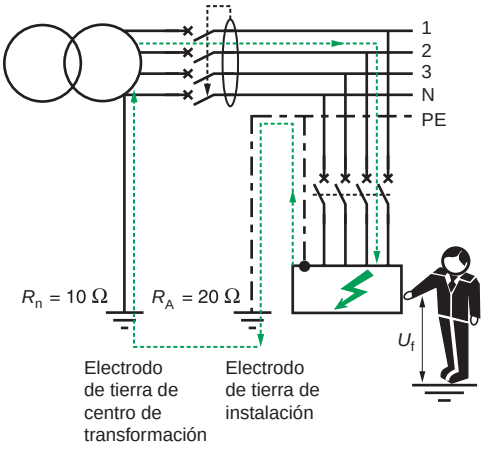


Fig. F9: *Desconexión automática en el esquema TT.*

U_o (1) (V)	T (s)
50 < U_o ⩽ 120	0,3
120 < U_o ⩽ 230	0,2
230 < U_o ⩽ 400	0,07
U_o > 400	0,04

(1) U_o es la tensión nominal fase-tierra.

Fig. F10: *Tiempo de corte máximo de los dispositivos de protección CA que no superen 32 A.*

Tiempo de desconexión máximo especificado

Los tiempos de disparo de los DDR suelen ser inferiores a los exigidos en la mayoría de las normas nacionales; esta función facilita su utilización y permite adoptar una protección selectiva eficaz.

En la IEC 60364-4-41 se especifica el tiempo de funcionamiento máximo de los dispositivos de protección utilizados en esquemas TT para la protección contra los contactos indirectos:

- Para todos los circuitos finales con una corriente nominal que no supere los 32 A, el tiempo de corte máximo no debe superar los valores indicados en la **Figura F10**.
- Para todos los demás circuitos, el tiempo de desconexión máximo se fija en 1 s. Este límite permite la selectividad entre los DDR cuando están instalados en circuitos de distribución.

El tipo G (general) y el tipo S (selectivo) de la IEC 61008 tienen un tiempo de disparo y unas características de corriente como se indican en la **Figura F11** de la siguiente página. Estas características permiten un determinado grado de disparo selectivo entre las distintas combinaciones de especificaciones y tipos, tal y como se describe más adelante en el subapartado 4.3. Los DDR de tipo industrial según la IEC 60947-2 ofrecen más posibilidades de selectividad debido a su flexibilidad en la temporización.

3 Protección contra los contactos indirectos

x $I_{\Delta n}$		1	2	5	> 5
Doméstico	Instantáneo	0,3	0,15	0,04	0,04
	Tipo S	0,5	0,2	0,15	0,15
Industrial	Instantáneo	0,3	0,15	0,04	0,04
	Temporización (0,06)	0,5	0,2	0,15	0,15
	Temporización (otros)	Según el fabricante			

Fig. F11: Tiempo de funcionamiento máximo de los DDR.

3.3 Desconexión automática en el esquema TN

La desconexión automática de los esquemas TN se consigue mediante un dispositivo de protección contra las sobreintensidades o con dispositivos de corriente residual.

Principio

En este esquema el neutro del transformador está conectado a tierra y las masas metálicas de los receptores están conectados al neutro.

Tal y como se indica en el capítulo E subapartado 2.2, la forma en que se realiza esta conexión directa depende de si se utiliza el método TN-C, TN-S, o TN-C-S para aplicar el principio TN. En la **Figura F12** se muestra el método TN-C, en el que el conductor neutro actúa tanto como tierra protectora como conductor neutro (PEN). En todos los esquemas TN, cualquier defecto de aislamiento a tierra tendrá como resultado un cortocircuito de fase a neutro. Los elevados niveles de la corriente de defecto permiten utilizar protección contra las sobreintensidades pero pueden dar lugar a tensiones de contacto que superan el 50% de la tensión simple en la posición del defecto durante el tiempo de desconexión.

En la práctica, para la red de distribución general, las tomas de tierra están normalmente instaladas a intervalos regulares a lo largo del conductor de protección (PE o PEN) de la red, mientras que a menudo es necesario que el consumidor instale una toma de tierra en la entrada de servicio.

En instalaciones grandes, las tomas de tierra adicionales distribuidas por la instalación se proporcionan a menudo para reducir lo máximo posible la tensión de contacto. En los bloques de apartamentos de gran altura, todas las partes conductoras extrañas están conectadas al conductor de protección en cada nivel. A modo de garantizar una protección adecuada, la corriente de defecto a tierra

$$I_d = \frac{U_o}{Z_s} \text{ o } 0{,}8\ \frac{U_o}{Z_c} \geqslant I_a \quad \text{donde}$$

- U_o = tensión nominal simple.
- Z_s = impedancia de fuga de corriente de defecto a tierra, equivalente a la suma de las impedancias del transformador, los conductores de fase activos en la posición de defecto y los conductores de protección desde la posición de defecto de nuevo a la fuente.
- Z_c = impedancia de fuga del circuito de defecto (ver el subapartado 6.2 “Método convencional”).

Nota: La ruta a través de cada toma a tierra hacia la fuente tendrá por lo general valores de impedancia mucho mayores que los enumerados arriba y no será necesario tenerlos en cuenta.

- I_d = corriente de defecto.
- I_a = corriente equivalente al valor necesario para utilizar el dispositivo de protección en el tiempo especificado.

Ejemplo (ver **Figura F12**)

La tensión de defecto $U_f = \frac{230}{2} = 115$ V y es peligrosa.

La impedancia del bucle de defecto $Z_S = Z_{AB} + Z_{BC} + Z_{DE} + Z_{EN} + Z_{NA}$.
Si Z_{BC} y Z_{DE} son predominantes:

$Z_s = 2\rho \frac{L}{S} = 64{,}3$ mΩ, de forma que

$I_d = \frac{230}{64{,}3} = 3{,}576$ A ($\approx 22\ I_n$ basado en un interruptor automático NS 160).

El ajuste de la unidad de disparo magnético “instantáneo” del interruptor automático es muchas veces inferior a este valor de cortocircuito, de forma que queda garantizado el funcionamiento positivo en el menor tiempo posible.

Nota: Algunas autoridades basan estos cálculos en la suposición de que una caída de tensión del 20% se produce en la parte del bucle de impedancia BANE.

Este método recomendado se explica en el capítulo F, subapartado 6.2: “Método convencional” y en el ejemplo se ofrece una corriente estimada de defecto de

$\frac{230 \times 0{,}8 \times 10^3}{64{,}3} = 2{,}816$ A ($\approx 18\ I_n$).

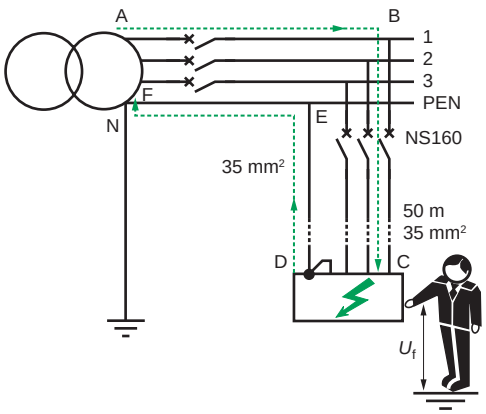


Fig. F12: Desconexión automática en el esquema TN.

www.elsolucionario.org

3 Protección contra los contactos indirectos

Tiempo de desconexión máximo especificado

En la IEC 60364-4-41 se especifica el tiempo de funcionamiento máximo de los dispositivos de protección utilizados en el esquema TN para la protección contra los contactos indirectos:

- Para todos los circuitos finales con una corriente nominal que no supere los 32 A, el tiempo de desconexión máximo no debe superar los valores indicados en la **Figura F13**.
- Para todos los demás circuitos, el tiempo de desconexión máximo se fija en 5 s. Este límite permite la selectividad entre los dispositivos de protección instalados en circuitos de distribución.

Nota: La utilización de DDR puede resultar necesaria en esquemas TN conectados a tierra. La utilización de DDR en esquemas TN-C-S implica que el conductor de protección y el conductor neutro deben evidentemente estar separados aguas arriba del DDR. Esta separación se realiza comúnmente en la entrada de servicio.

U_o (1) (V)	T (s)
$50 < U_o \leqslant 120$	0,8
$120 < U_o \leqslant 230$	0,4
$230 < U_o \leqslant 400$	0,2
$U_o > 400$	0,1

(1) U_o es la tensión nominal fase-tierra.

Fig. F13: *Tiempo de corte máximo de los dispositivos de protección CA que no superen 32 A.*

Si la protección debe proporcionarse a través de un interruptor automático, es suficiente con comprobar que la corriente de defecto supera siempre el nivel de ajuste de la corriente de la unidad de disparo de temporización o instantáneo (I_m).

Protección mediante interruptor automático (ver **Figura F14**)

La unidad de disparo instantáneo de un interruptor automático elimina un cortocircuito a tierra en menos de 0,1 segundos.

Por lo tanto, la desconexión automática dentro del tiempo máximo permitido siempre queda garantizada, puesto que todos los tipos de unidades de disparo, magnéticos o electrónicos, instantáneos o ligeramente retardados, son adecuados: $I_a = I_m$. La tolerancia máxima autorizada por la norma correspondiente, sin embargo, siempre se debe tener en cuenta. Es suficiente, por lo tanto, que la corriente de defecto $\frac{U_o}{Z_s}$ o $0,8\ \frac{U_o}{Z_c}$ determinada mediante cálculo (o estimada en la instalación) sea superior a la corriente de ajuste de disparo instantáneo o al umbral de disparo de corta duración para asegurarse de que el disparo se produce en el límite de tiempo permitido.

I_a se puede determinar a partir de la curva de rendimiento del fusible. En cualquier caso, la protección no se puede conseguir si la impedancia del bucle Z_s o Z_c supera un valor determinado.

Protección mediante fusibles (ver **Figura F15**)

El valor de la corriente que garantiza el correcto funcionamiento de un fusible se puede asegurar a partir de un gráfico de rendimiento de corriente/tiempo para el fusible en cuestión.

La corriente defecto $\frac{U_o}{Z_s}$ o $0,8\ \frac{U_o}{Z_c}$ determinada arriba debe superar ampliamente la necesaria para asegurar el funcionamiento positivo del fusible. Por lo tanto, la condición que debe observarse $Ia < \frac{U_o}{Z_s}$ o $0,8\frac{U_o}{Z_c}$ indicada en la **Figura F15**.

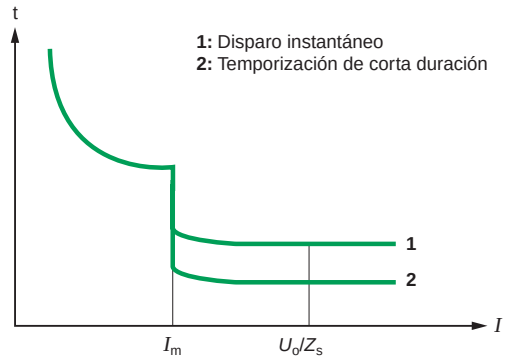


Fig. F14: *Desconexión por interr. autom. para un esquema TN.*

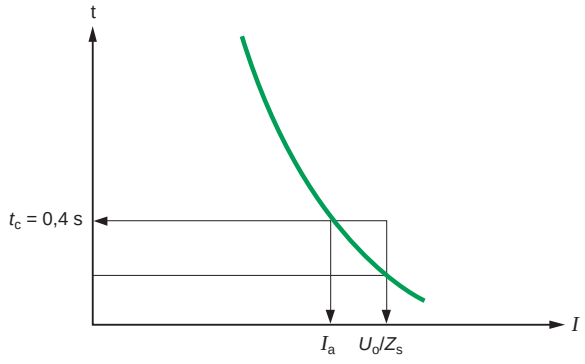


Fig. F15: *Desconexión por fusibles para un esquema TN.*

3 Protección contra los contactos indirectos

Ejemplo: La tensión nominal simple de la red es de 230 V y el tiempo de desconexión máximo mostrado en el gráfico de la **Figura F15** es de 0,4 s. El valor correspondiente de I_a se puede leer en el gráfico. Utilizando la tensión (230 V) y la corriente I_a, se puede calcular la impedancia de bucle completa del circuito a partir de $Z_s = \frac{230}{I_a}$ o $Z_c = 0{,}8\ \frac{230}{I_a}$. Este valor de impedancia nunca se debe superar y debe ser preferiblemente inferior para garantizar un funcionamiento satisfactorio de los fusibles.

Protección por medio de dispositivos de corriente residual para circuitos TN-S

Los dispositivos de corriente residual se deben utilizar cuando:

- La impedancia de bucle no se puede determinar de forma precisa (longitudes difíciles de calcular, presencia de cuerpos metálicos próximos al cableado).
- La corriente de defecto sea tan baja que no se pueda cumplir el tiempo de desconexión utilizando dispositivos de protección contra las sobreintensidades.

El motivo es que el nivel de la corriente de defecto siempre es superior que su corriente de disparo nominal, que es de unos amperios.

En la práctica, se suelen instalar en la distribución de BT y, en numerosos países, la desconexión automática de los circuitos finales se puede conseguir con los dispositivos de corriente residual.

3.4 Desconexión automática por segundo defecto en un esquema IT

En este tipo de sistema:

- La instalación está aislada de la tierra o el punto neutro de su fuente de alimentación está conectado a tierra a través de una impedancia elevada.
- Todas las partes conductoras extrañas y activas están conectadas a tierra a través de una toma de tierra de la instalación.

En los esquemas IT, el primer defecto a tierra no debe causar ninguna desconexión.

Primer defecto

Cuando se produce un verdadero defecto a tierra, lo que se conoce como “primer defecto”, la corriente de defecto es muy baja, de forma que la regla $I_d \times RA \leqslant 50$ V (ver subapartado 3.2) se cumple y no se pueden producir tensiones de defecto peligrosas.

En la práctica, la corriente I_d es baja, una condición que no es peligrosa para las personas ni perjudicial para la instalación.

No obstante, en este esquema:

- Debe preverse una supervisión permanente del aislamiento a tierra, junto con una señal de alarma (sonido o luces intermitentes, etc.) que funcionen en caso de que se produzca un primer defecto a tierra (ver la **Figura F16**).
- La localización y reparación rápidas del primer defecto son obligatorias si se desean conseguir todas las ventajas del esquema IT. La continuidad del servicio es la mayor ventaja que ofrece el sistema.

En una red formada por 1 km de conductores nuevos, la impedancia de fuga (capacitiva) a tierra ZF es del orden de 3.500 Ω por fase. En funcionamiento normal, la corriente capacitiva(1) a tierra es por lo tanto:

$$\frac{U_o}{Z_f} = \frac{230}{3.500} = 66 \text{ mA por fase.}$$

Durante un defecto de fase a tierra, tal y como se muestra en la **Figura F17** de la página contigua, la corriente que atraviesa la resistencia del electrodo R_nA es la suma vectorial de las corrientes capacitivas en las dos fases correctas. Debido al defecto, las tensiones de las fases correctas aumentan a $\sqrt{3}$ la tensión de fase normal, de forma que las corrientes capacitivas aumentan de la misma cantidad. Estas corrientes se desplazan entre sí de 60°, de forma que cuando se suman vectorialmente, esto equivale a 3×66 mA = 198 mA, en el ejemplo.

La tensión de defecto U_f es por lo tanto igual a $198 \times 5 \times 103 = 0{,}99$ V, lo que naturalmente es perjudicial.

La corriente del cortocircuito a tierra se obtiene por la suma vectorial de la corriente de resistencia-neutro I_{d1} (= 153 mA) y la corriente capacitiva I_{d2} (198 mA).

Puesto que las partes conductoras activas de la instalación están directamente a tierra, la impedancia neutra Z_{ct} no afecta prácticamente a la generación de las tensiones de contacto a tierra.



Fig. F16: Dispositivo de supervisión de aislamiento fases a tierra obligatorio en esquemas IT.

(1) La corriente de fuga a tierra resistiva a través del aislamiento se considera irrelevante en el ejemplo.

3 Protección contra los contactos indirectos

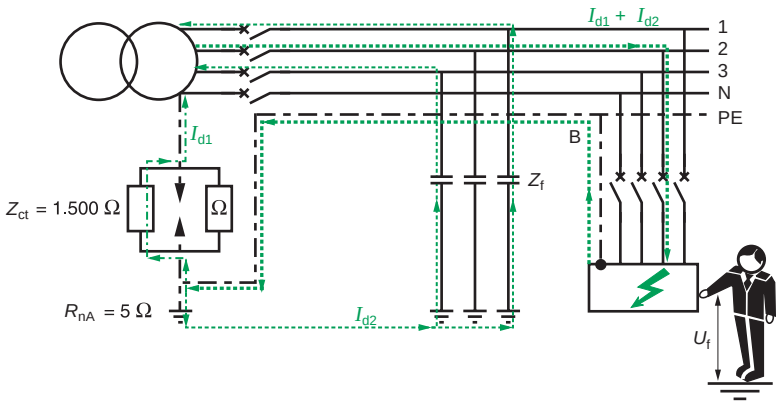


Fig. F17: Recorrido de la corriente del primer defecto en un esquema IT.

La existencia simultánea de dos defectos a tierra (si no son ambos en la misma fase) es peligrosa y su eliminación es rápida mediante fusibles o automáticos.

El disparo de interruptor automático depende del tipo de esquema de conexión a tierra y de si se usan o no tomas de conexión a tierra separadas en la instalación en cuestión.

Segundo defecto

Cuando aparece el segundo defecto en una fase diferente o en un conductor neutro, la desconexión rápida es obligatoria. La eliminación del defecto se realiza de forma diferente en cada uno de los casos siguientes:

1.er caso

■ Hace referencia a una instalación en la que todas las partes conductoras activas están conectadas a un conductor PE común, tal y como se muestra en la **Figura F18**. En este caso, no se incluyen tomas de tierra en el recorrido de la corriente de defecto, de forma que se garantiza un alto nivel de corriente de defecto y se utilizan dispositivos de protección convencionales contra las sobreintensidades, es decir, interruptores automáticos y fusibles.
El primer defecto se puede producir al final de un circuito en una parte remota de la instalación, mientras que el segundo puede estar perfectamente ubicado en el extremo opuesto de la instalación.
Por este motivo, es normal multiplicar por dos la impedancia de bucle de un circuito al calcular el nivel de ajuste de defecto anticipado para este dispositivo de protección contra las sobreintensidades.

■ Cuando el sistema incluye un conductor neutro además de los conductores trifásicos, las corrientes de defecto de cortocircuito más bajas se generan si uno de los dos defectos es del conductor neutro a tierra (los cuatro conductores están aislados de la tierra en un esquema IT). Por lo tanto, en las instalaciones IT de cuatro cables, la tensión simple debe usarse para calcular los niveles de protección de cortocircuitos $0{,}8\,\frac{U_o}{2\,Z_c} \geq I_a$ (1) donde

U_o = tensión simple.
Z_c = impedancia del bucle de corriente de defecto del circuito (ver subapartado 3.3).
I_a = nivel de corriente para ajuste del disparo.

■ Si no se distribuye ningún conductor neutro, la tensión que se debe utilizar para calcular la corriente de defecto es el valor compuesto $0{,}8\,\frac{\sqrt{3}\,U_o}{2\,Z_c} \geq I_a$ (1).

Tiempos de disparo máximos

Los tiempos de desconexión para el esquema IT dependen de la forma en que están interconectadas las diferentes tomas de tierra de la instalación y el centro de transformación:

■ Para los circuitos finales que suministran a los equipos eléctricos corriente nominal que no supera los 32 A y que tienen las partes conductoras activas conectadas a la toma de tierra del centro de transformación, el disparo máximo se indica en la tabla de la **Figura F8**. Para los demás circuitos del mismo grupo de partes conductoras activas interconectadas, el tiempo de desconexión máximo es de 5 s. Esto se debe al hecho de que cualquier situación de doble defecto en este grupo provocará una corriente de cortocircuito como en el esquema TN.

■ Para los circuitos finales que suministran a los equipos eléctricos corriente nominal que no supera los 32 A y que tienen las partes conductoras activas conectadas a una toma de tierra independiente separada de la toma de tierra del centro de transformación, el disparo máximo se indica en la tabla de la **Figura F11**. Para los demás circuitos del mismo grupo de partes conductoras activas no interconectadas, el tiempo de desconexión máximo es de 1 s. Esto se debe al hecho de que toda situación de doble defecto derivada de un defecto de aislamiento de este grupo y otro defecto de aislamiento de otro grupo generará una corriente de defecto limitada por las diferentes resistencias de tomas de tierra como en el esquema TN.

(1) Según el "método convencional" descrito en el primer ejemplo del subapartado 3.3.

www.elsolucionario.org

3 Protección contra los contactos indirectos

Ejemplo (ver la **Figura F18**)

Los niveles de corriente y las medidas de protección dependen de los aparatos y los fusibles en cuestión.

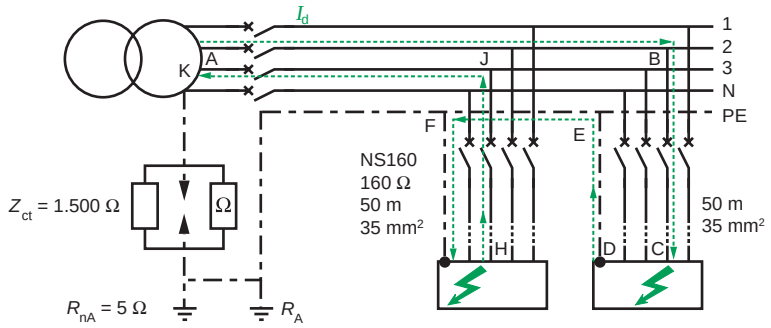


Fig. F18: *Disparo del interruptor automático por situación de doble defecto cuando las partes conductoras activas están conectadas a un conductor de protección común.*

■ Interruptor automático.

En el ejemplo mostrado en la **Figura F18**, deben decidirse los ajustes de la unidad de disparo de sobreintensidad instantáneo y de corta duración. Los tiempos recomendados arriba se pueden cumplir sin problemas.

Ejemplo: en el ejemplo mostrado en la **Figura F18**, selección e instalación de la protección de cortocircuito proporcionada por el interruptor automático NS 160 apropiado para eliminar un cortocircuito compuesto producido en los extremos de carga de los circuitos en cuestión.

Recapitulación: en un esquema IT se considera que los dos circuitos involucrados en un cortocircuito compuesto tienen la misma longitud y la misma sección de conductores; los conductores PE tienen la misma sección que los conductores de fase. En tal caso, la impedancia del bucle de circuito cuando se utiliza el "método convencional" (subapartado 6.2) será el doble de la calculada para uno de los circuitos del ejemplo TN, que se muestra en el capítulo F, subapartado 3.3.

Resistencia del bucle de circuito 1 $\text{FGHJ} = 2\,\text{RJH} = 2\rho\frac{L}{a}$ en mΩ donde:

ρ = resistencia en mΩ de varilla de cobre de 1 metro de longitud y sección de 1 mm².
L = longitud del circuito en metros.
a = sección del conductor en mm².

FGHJ = 2 × 22,5 × 50/35 = 64,3 mΩ
y la resistencia de bucle B, C, D, E, F, G, H, J será 2 × 64,3 = 129 mΩ.
La corriente de defecto será por lo tanto 0,8 × √3 × 230 × 103/129 = 2.470 A.

■ Fusibles.

La corriente I_a para la que debe garantizarse el funcionamiento de los fusibles en un tiempo especificado de acuerdo con lo anterior se puede obtener a partir de las curvas de funcionamiento de los fusibles, como se describe en la **Figura F15**.

La corriente indicada debe ser significativamente inferior a las corrientes de defecto calculadas para el circuito en cuestión.

2.º caso

■ Hace referencia a las partes conductoras activas que están conectadas a tierra de forma individual (cada parte tiene su propia toma de tierra) o en grupos separados (una toma para cada grupo).

Si todas las partes conductoras activas no están conectadas a un sistema de electrodos común, es posible que el segundo defecto a tierra se produzca en un grupo diferente o en un aparato individual conectado a tierra por separado. Se necesita una protección adicional a la descrita anteriormente para el caso 1 y consiste en un DDR colocado en el interruptor automático que controla cada grupo y cada aparato conectado a tierra individualmente.

3 Protección contra los contactos indirectos

La razón de este requisito es que los electrodos del grupo separado están conectados a través de la tierra de forma que la corriente de cortocircuito compuesta se limita generalmente cuando atraviesa la conexión de tierra, mediante las resistencias de contacto de toma de tierra, con lo que la protección mediante dispositivos de sobreintensidad no es fiable. Por consiguiente, son necesarios los DDR más sensibles, pero la corriente de funcionamiento de los DDR debe evidentemente superar la que se produce para un primer defecto (ver **Figura F19**).

Capacidad de fuga (µF)	Corriente de primer defecto (A)
1	0,07
5	0,36
30	2,17

Nota: 1 µF es la capacidad de fuga típica de 1 km para cables de 4 fases.

Fig. F19: *Correspondencia entre la capacidad de fuga a tierra y la corriente de primer defecto.*

Para un segundo defecto que se produce en un grupo con un sistema de toma de tierra común, la protección contra las sobreintensidades funciona como se describe anteriormente para el caso 1.

Nota 1: Consulte también el capítulo G, subapartado 7.2: “Protección del conductor neutro”.

Nota 2: En las instalaciones trifásicas de 4 cables, la protección contra la sobreintensidad en el conductor neutro se consigue mejor en ocasiones utilizando un transformador de corriente de tipo anillo en el conductor neutro de un solo núcleo (ver la **Figura F20**).

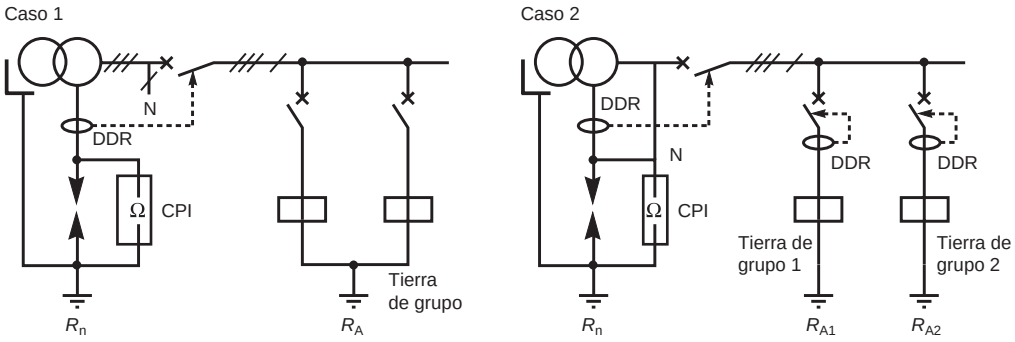


Fig. F20: *Aplicación de DDR cuando las partes conductoras activas están conectadas a tierra individualmente o por grupos en un esquema IT.*

3.5 Medidas de protección contra los contactos directos o indirectos sin desconexión automática de la alimentación

La tensión muy baja se utiliza cuando los riesgos son muy elevados: piscinas, lámparas de bolsillo, aparatos portátiles para uso en exterior, etc.

Utilización de MBTS (muy baja tensión de seguridad)

La muy baja tensión de seguridad MBTS se utiliza en situaciones en las que el funcionamiento del equipo eléctrico presenta un grave riesgo (piscinas, parques de atracciones, etc.). Esta medida depende del suministro de alimentación de muy baja tensión a partir de los devanados secundarios de los transformadores de aislamiento diseñados de conformidad con las normas nacionales o internacionales (IEC 60742). El nivel de resistencia de impulso del aislamiento entre los devanados principal y secundario es muy alto, por lo que a veces se incorpora una pantalla de metal conectada a tierra entre los devanados.
La tensión secundaria nunca supera los 50 V rms.

Se deben cumplir tres condiciones de explotación para ofrecer una protección adecuada contra los contactos indirectos:

- No se debe conectar a tierra ningún conductor activo con MBTS.
- Las partes conductoras activas de los equipos alimentados con MBTS no deben conectarse a tierra, a otras partes conductoras activas ni a partes conductoras extrañas.
- Todas las partes activas de los circuitos MBTS y de otros circuitos de mayor tensión deben estar separados por una distancia al menos igual a la existente entre los devanados principal y secundario de un transformador de aislamiento de seguridad.

3 Protección contra los contactos indirectos

Estas medidas requieren que:

- Los circuitos MBTS utilicen conductos exclusivamente habilitados para ellos, a menos que los cables que están aislados para la tensión más alta de los demás circuitos se utilicen para los circuitos MBTS.
- Las tomas de corriente del sistema MBTS no tengan un contacto de pin de tierra. Los enchufes y tomas de circuito MBTS deben ser especiales, de forma que no se pueda realizar una conexión imprevista a un nivel de tensión diferente.

Nota: En condiciones normales, cuando la tensión MBTS es inferior a 25 V, no es necesario proporcionar protección contra el riesgo de contactos directos. Los requisitos especiales se indican en el capítulo P, apartado 3: “Ubicaciones especiales”.

Utilización de la protección mediante muy baja tensión

(ver la **Figura F21**)

Este sistema es para uso general cuando se necesita baja tensión o se prefiere por motivos de seguridad, siempre y cuando no sea en las ubicaciones de alto riesgo indicadas arriba. El diseño es similar al del sistema MBTS, pero el circuito secundario está conectado a tierra en un punto.

En la IEC 60364-4-41 se define de forma precisa el significado de la protección mediante muy baja tensión de referencia. La protección contra los contactos directos es por lo general necesaria, excepto cuando el equipo se encuentra en la zona de conexión equipotencial, la tensión nominal no supera 25 V rms, el equipo se utiliza únicamente en ubicaciones normalmente secas y no es probable el contacto de gran área con el cuerpo humano. En todos los demás casos, 6 V rms es la tensión máxima permitida, en la que no se ofrece ninguna protección contra los contactos directos.

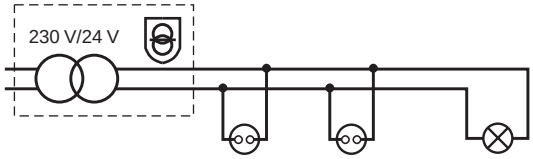


Fig. F21: *Fuentes de alimentación de baja tensión a partir de un transformador de aislamiento de seguridad.*

Sistema muy baja tensión funcional

Cuando por motivos funcionales se utilice una tensión igual o inferior a 50 V pero no se cumplan todos los requisitos de MBTS o de la protección mediante muy baja tensión, se deben adoptar las medidas adecuadas descritas en la IEC 60364-4-41 para garantizar la protección contra los contactos tanto directos como indirectos, de acuerdo con la ubicación y utilización de estos circuitos.

Nota: Se pueden dar estas condiciones cuando, por ejemplo, el circuito incluye equipos (como transformadores, relés, interruptores de control remoto, contactores...) insuficientemente aislados con respecto a los circuitos de tensiones superiores.

La separación eléctrica de los circuitos es adecuada para longitudes de cable relativamente cortas y altos niveles de resistencia de aislamiento. Se utiliza preferiblemente para aparatos individuales.

Separación eléctrica de los circuitos (ver la **Figura F22**)

El principio de la separación eléctrica de los circuitos (generalmente circuitos de una sola fase) con fines de seguridad se basa en el siguiente razonamiento:

Los dos conductores del devanado secundario de una fase no conectado a tierra de un transformador de separación están aislados de la tierra.

Si se realiza un contacto directo con un conductor, sólo una pequeña corriente fluye por la persona que realiza el contacto, a través de la tierra y hasta el otro conductor, por la capacidad inherente de dicho conductor respecto a la tierra. Puesto que la capacidad del conductor a tierra es muy pequeña, la corriente está normalmente por debajo del nivel de percepción. A medida que aumenta la longitud del cable del circuito, la corriente de contacto directo aumenta progresivamente hasta un punto en el que se produce una descarga eléctrica peligrosa.

Incluso si una longitud corta de cable evita cualquier peligro de la corriente capacitiva, un valor bajo de la resistencia de aislamiento con respecto a la tierra puede resultar peligrosa, puesto que el recorrido de la corriente es a través de la persona que realiza el contacto, por la tierra y hasta el otro conductor a través de la resistencia de aislamiento baja de conductor a tierra.

Por todos estos motivos, las longitudes relativamente cortas de cables correctamente aislados son fundamentales en los sistemas de separación.

Los transformadores están especialmente diseñados para este propósito, con un alto grado de aislamiento entre los devanados principal y secundario o con la protección equivalente, como la de una pantalla de metal conectada a tierra entre los devanados. La instalación del transformador se realiza según las normas de aislamiento de clase II.

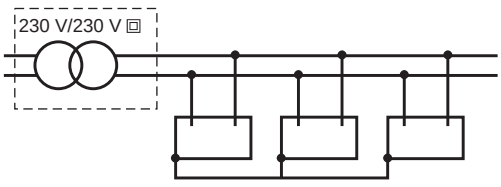


Fig. F22: *Alimentación de seguridad de un transformador de separación de clase II.*

www.elsolucionario.org

3 Protección contra los contactos indirectos

Tal y como se indica anteriormente, una explotación correcta del principio requiere lo siguiente:

- Ningún conductor ni parte conductora expuesta del circuito secundario deben estar conectados a tierra.
- La longitud del cableado secundario debe limitarse para evitar elevados valores de capacidad(1).
- Se debe mantener un alto valor de resistencia de aislamiento para el cableado y los aparatos.

Estas condiciones limitan por lo general la aplicación de esta medida de seguridad para un aparato individual.

En caso de que varios aparatos se alimenten desde un transformador separador, será necesario cumplir los siguientes requisitos:

- Las partes conductoras activas de todos los aparatos deben estar conectadas juntas mediante un conductor de protección aislado, pero no conectadas a tierra.
- Las tomas de corriente deben estar provistas de una conexión de pin a tierra. La conexión de pin a tierra se utiliza en este caso únicamente para garantizar la interconexión de todas las partes conductoras activas.

En caso de producirse un segundo defecto, la protección contra las sobreintensidades debe ofrecer la desconexión automática en las mismas condiciones que las necesarias para un esquema IT de conexión a tierra del sistema de alimentación.

Símbolo:



Equipos de clase II

Estos aparatos también se conocen como que tienen “doble aislamiento”, puesto que en los aparatos de clase II se añade un aislamiento adicional al aislamiento básico (ver la **Figura F23**). Ninguna parte conductora de un aparato de clase II debe estar conectada a un conductor de protección:

- La mayoría de los equipos portátiles o semifijos, algunas lámparas y algunos tipos de transformadores están diseñados para tener un doble aislamiento. Es importante prestar especial atención al utilizar los equipos de clase II y comprobar regularmente y a menudo que se conserva el estándar de la clase II (sin envolvente exterior rota, etc.). Los dispositivos electrónicos, las radios y los televisores tienen unos niveles de seguridad equivalentes a la clase II, pero no son formalmente aparatos de clase II.
- Aislamiento adicional en una instalación eléctrica: IEC 60364-4-41(subsección 413-2) y algunas normas nacionales como la UNE 20460-4-41 (España) describen de forma más detallada las medidas necesarias para lograr el aislamiento adicional durante las tareas de instalación.

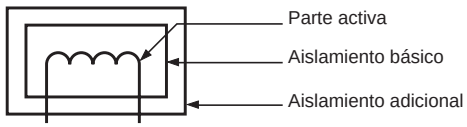


Fig. F23: *Principio del nivel de aislamiento de clase II.*

Un ejemplo muy sencillo es el tendido de un cable en un conducto de PVC. También se describen métodos para los cuadros de distribución.

- Para los cuadros de distribución y equipos similares, la IEC 60439-1 describe una serie de requisitos que se conocen como “aislamiento total”, equivalente a la clase II.
- Numerosas normas nacionales consideran algunos cables como equivalentes a la clase II.

En principio, la seguridad ofrecida colocando fuera de alcance partes conductoras accesibles simultáneamente o interponiendo obstáculos requiere también un suelo no conductor, por lo que no es un principio de fácil aplicación.

Colocación fuera de alcance o interposición de obstáculos

Con estos medios, la probabilidad de tocar una parte conductora expuesta activa mientras se toca al mismo tiempo una parte conductora extraña al potencial de tierra es extremadamente baja (ver la **Figura F24** en la siguiente página). En la práctica, esta medida sólo se puede aplicar en lugares secos y se implementa de conformidad con las siguientes condiciones:

- El suelo y la pared de la cámara no deben ser conductores, es decir, la resistencia a la tierra en cualquier punto debe ser:
  - > 50 kΩ (tensión de la instalación ⩽ 500 V).
  - > 100 kΩ (500 V < tensión de la instalación ⩽ 1.000 V).

La resistencia se mide por medio de instrumentos de tipo “MEGGER” (grupos de funcionamiento manual o modelos electrónicos de funcionamiento con batería) entre una toma situada en el suelo o contra la pared y la tierra (es decir, el conductor de tierra de protección más próximo). La presión del área de contacto del electrodo debe naturalmente ser la misma para todas las pruebas.

Los diferentes proveedores de instrumentos ofrecen electrodos específicos para sus propios productos, por lo que debe prestarse especial atención para asegurarse de que los electrodos utilizados son los suministrados con el instrumento.

(1) En la IEC 60364-4-41 se recomienda que el producto de la tensión nominal del circuito en voltios y la longitud en metros del sistema de cableado no supere 100.000 y que la longitud del sistema de cableado no supere 500 m.

3 Protección contra los contactos indirectos

■ La colocación de equipos y obstáculos debe ser tal que no sea posible el contacto simultáneo con dos partes conductoras activas o con una parte conductora expuesta y una parte conductora extraña por parte de un individuo.

■ No se debe introducir ningún conductor de protección expuesto en la cámara en cuestión.

■ Las entradas a la cámara deben disponerse de tal forma que las personas que entren no corran riesgos, p. ej., una persona que se encuentre sobre suelo conductor fuera de la cámara no debe poder alcanzar a tocar a través de la puerta una parte conductora expuesta, como un interruptor de iluminación montado en una caja conductora de hierro fundido de tipo industrial, por ejemplo.

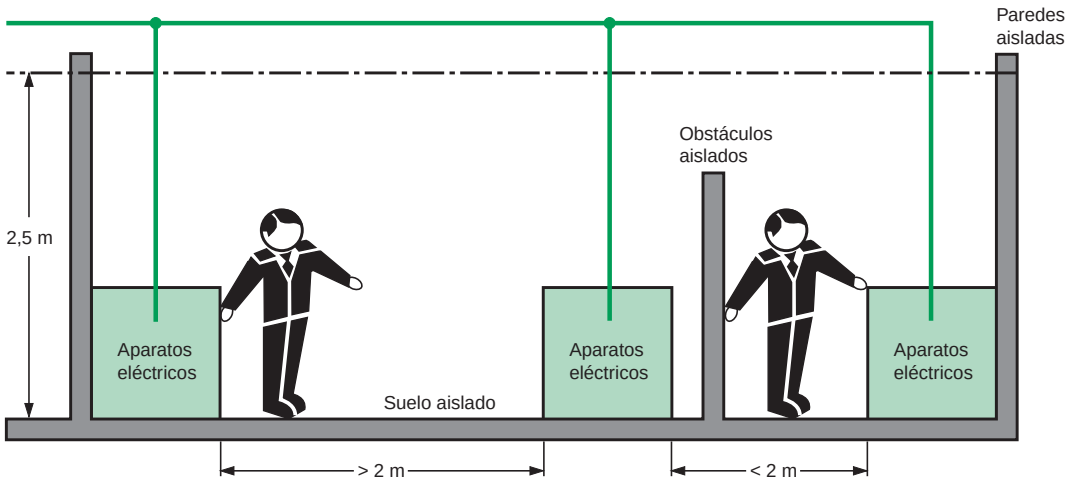


Fig. F24: Protección mediante disposición fuera de alcance e interposición de obstáculos no conductores.

Las cámaras equipotenciales sin tierra están asociadas a instalaciones especiales (laboratorios, etc.) y generan ciertas dificultades de instalación prácticas.

Cámaras equipotenciales sin tierra

En este esquema, todas las partes conductoras activas, incluido el suelo(1), están conectadas mediante conductores suficientemente grandes, de forma que no existe diferencia significativa de potencial entre dos puntos. Un defecto de aislamiento entre un conductor activo y la envolvente de metal tendrá como resultado la elevación de toda la "jaula" a la tensión fase-tierra, pero no se produce corriente de defecto. En estas condiciones, una persona que entre en la cámara correría riesgo (puesto que pisaría un suelo activo).

Deben adoptarse medidas de precaución adecuadas para proteger al personal de este peligro (p. ej., suelo no conductor en las entradas, etc.). También son necesarios dispositivos de protección para detectar los defectos de aislamiento a falta de corriente de defecto significativa.

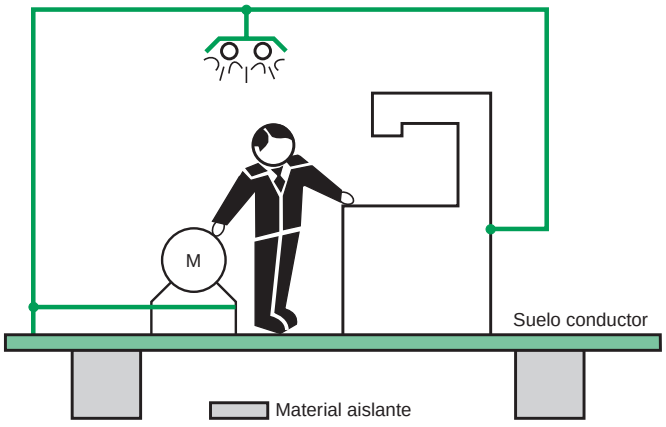


Fig. F25: Conexión equipotencial de todas las partes conductoras activas accesibles simultáneamente.

(1) Las partes conductoras que entran o salen del espacio equipotencial (como tuberías de agua, etc.) deben introducirse en material aislante adecuado y excluirse de la red equipotencial, ya que es probable que estas partes estén conectadas a conductores de protección (conectados a tierra) en otro lugar de la instalación.

4 Protección de materiales debido a defectos de aislamiento

Las normas consideran elevados los daños (principalmente el fuego) de bienes debidos al aislamiento. Por lo tanto, en las ubicaciones con alto riesgo de incendio, deben utilizarse dispositivos de corriente residual de 300 mA. Para las demás ubicaciones, algunas normas se basan en la técnica denominada “protección de defectos a tierra” (GFP).

4.1 Medidas de protección contra el riesgo de incendios con DDR

Los DDR son dispositivos muy eficaces para ofrecer protección contra el riesgo de defectos de aislamiento, ya que pueden detectar corrientes de fuga (ej. 300 mA) que son demasiado bajas para las demás protecciones pero suficientes para provocar un incendio.

Los DDR son dispositivos muy eficaces a la hora de ofrecer protección contra el riesgo de incendios debidos a defectos de aislamiento. Este tipo de corriente de defecto es en realidad demasiado baja para que la detecten otros mecanismos de protección (sobreintensidades, tiempo inverso).

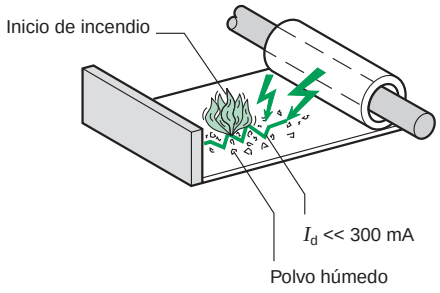
Para los esquemas TT, IT y TN-S en los que pueden aparecer corrientes de fuga, la utilización de DDR de sensibilidad de 300 mA ofrece una buena protección contra el riesgo producido por este tipo de defecto.

Una investigación ha demostrado que el coste de los incendios en los edificios industriales y terciarios puede ser enorme.

El análisis del fenómeno indica que el riesgo de incendio debido a la electricidad está relacionado con el sobrecalentamiento debido a una mala coordinación entre la corriente nominal máxima del cable (o conductor aislado) y el ajuste de la protección contra la sobreintensidad.

El sobrecalentamiento también puede deberse a la modificación del método inicial de la instalación (incorporación de cables en el mismo soporte).

Este sobrecalentamiento puede ser el origen del arco eléctrico en entornos húmedos. Estos arcos eléctricos evolucionan cuando la impedancia de bucle de la corriente de defecto es superior a 0,6 Ω y existen únicamente cuando se produce un defecto de aislamiento. Algunas pruebas han demostrado que una corriente de defecto de 300 mA puede inducir un verdadero riesgo de incendio (ver la **Figura F26**).



Algunas pruebas han demostrado que una corriente de fuga muy baja (unos pocos mA) puede evolucionar y, a partir de 300 mA, provocar fuego en entornos húmedos y con polvo.

Fig. F26: *Origen de incendios en los edificios.*

4.2 Protección de defectos a tierra (GFP)

Diferentes tipos de protección de defectos a tierra

(ver la **Figura F27**)

Existen tres tipos de GFP en función del dispositivo de medición instalado:

- “Detección residual”, DR.

La corriente de “defecto de aislamiento” se calcula utilizando la suma vectorial de corrientes de los secundarios de transformadores de corriente. El transformador de corriente en el conductor neutro se encuentra a menudo fuera del interruptor automático.

- “Retorno de fuente”, RF.

La “corriente de defecto de aislamiento” se mide en el enlace neutro-tierra del transformador de BT. El transformador de corriente se encuentra fuera del interruptor automático.

”Sistema RF”.

- “Secuencia cero”, SC.

El “defecto de aislamiento” se mide directamente en el primario del transformador de corriente utilizando la suma de las corrientes de los conductores activos. Este tipo de GFP sólo se utiliza con valores de corriente de defecto bajos.

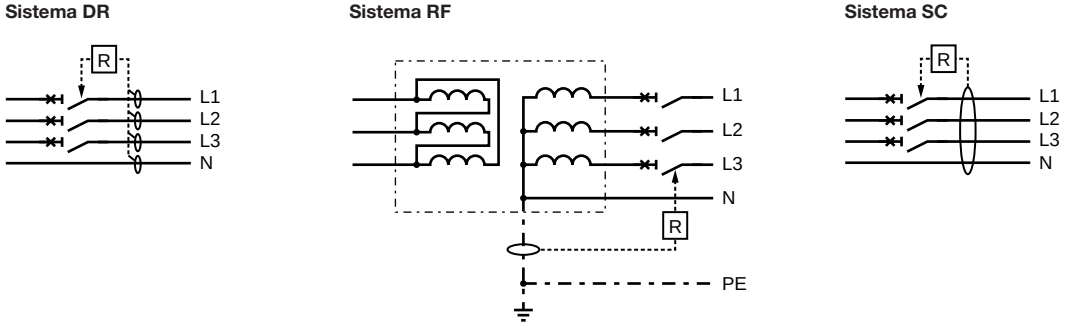


Fig. 27: *Diferentes tipos de protecciones de defectos a tierra.*

www.elsolucionario.org

4 Protección de materiales debido a defectos de aislamiento

Colocación de los dispositivos GFP en la instalación

Tipo / nivel de instalación	Distribución principal	Distribuc. secundaria	Comentarios
Retorno de fuente (RF)	□		Utilizado
Detección residual (DR)	□	■	Utilizado a menudo
Secuencia cero (SC)	□	■	Poco utilizado

□ Posible.
■ Recomendado o necesario.

5 Implementación del esquema TT

5.1 Medidas de protección

Protección contra los contactos indirectos

Caso general

La protección contra los contactos indirectos se realiza mediante los DDR, cuya sensibilidad $I_{\Delta n}$ cumple la condición $I_{\Delta n} \leq \frac{50\ V}{R_A}$ (1)

La elección de la sensibilidad del dispositivo de corriente residual está en función de la resistencia R_A de la toma de tierra para la instalación y se muestra en la **Figura F28**.

$I_{\Delta n}$	Resistencia máxima de la toma de tierra (50 V)	(25 V)
3 A	16 Ω	8 Ω
1 A	50 Ω	25 Ω
500 mA	100 Ω	50 Ω
300 mA	166 Ω	83 Ω
30 mA	1.666 Ω	833 Ω

Fig. F28: *Límite superior de la resistencia de una toma de tierra de la instalación que no debe superarse, para niveles de sensibilidad determinados de DDR a límites de tensión UL de 50 y 25 V.*

Caso de los circuitos de distribución (ver la **Figura F29**)

La IEC 60364-4-41 y varias normas nacionales reconocen un tiempo máximo de disparo de 1 segundo en los circuitos de distribución de la instalación (a diferencia de los circuitos finales). Esto permite alcanzar un grado de selectividad:

- En el nivel A: temporización de DDR, es decir, de tipo “S”.
- En el nivel B: DDR instantáneo.

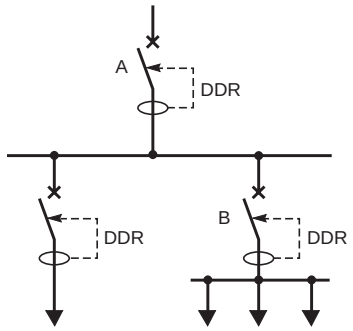


Fig. F29: *Circuitos de distribución.*

Caso en el que las partes conductoras expuestas de un aparato, o grupo de aparatos, están conectadas a una toma de tierra separada (ver la **Figura F30**).

Protección contra los contactos indirectos con un DDR en el interruptor automático que protege cada grupo o cada aparato de tierra separado.

En cada caso, la sensibilidad debe ser compatible con la resistencia de la toma de tierra en cuestión.

DDR de alta sensibilidad (ver la **Figura F31**)

La norma IEC 60364 recomienda firmemente la utilización de un DDR de elevada sensibilidad (⩽ 30 mA) en los siguientes casos:

- Circuitos con toma de corriente para corrientes nominales de ⩽ 32 A en cualquier ubicación.
- Circuitos con toma de corriente en ubicaciones húmedas para todas las especificaciones de corriente.
- Circuitos con tomas de corriente en instalaciones provisionales.
- Circuitos de suministro a lavanderías y piscinas.
- Circuitos de alimentación para provisionales de obra, caravanas, barcos de entretenimiento y ferias.

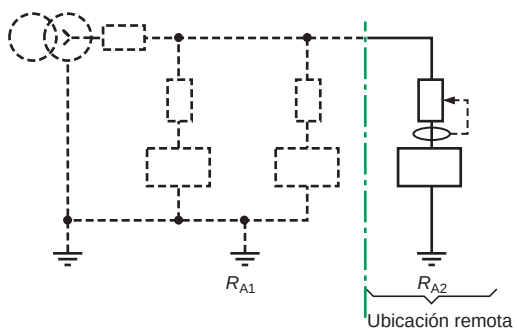


Fig. F30: *Toma de tierra separada.*

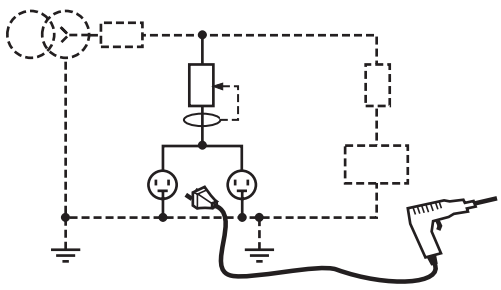


Fig. F31: *Circuitos de alimentación de tomas de corriente.*

(1) 25 V para instalaciones en instalaciones de trabajo, establecimientos agrícolas, etc.

Esta protección puede destinarse a circuitos individuales o a grupos de circuitos:

- Altamente recomendada para circuitos con tomas de corriente ⩾ 20 A (obligatoria si van a alimentar equipos portátiles para uso en exteriores).
- En algunos países, este requisito es obligatorio para los circuitos de tomas de corriente ⩽ 32 A. También se recomienda para limitar el número de tomas de corriente protegidas por un DDR (p. ej., 10 tomas para un DDR).

Áreas con riesgo de incendios (ver la Figura F32)

La protección con DDR en el interruptor automático que controla todo el suministro del área de riesgo es necesaria en algunas ubicaciones y obligatoria en numerosos países. La sensibilidad del DDR debe ser ⩽ 500 mA.

Una sensibilidad preferente de 300 mA permite también ofrecer protección contra el riesgo de incendios.

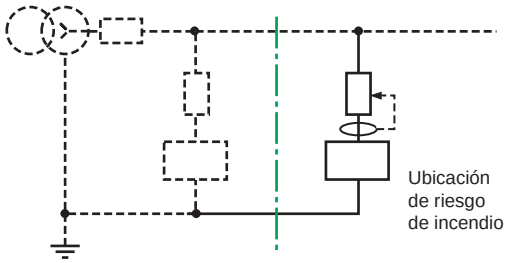


Fig. F32: Ubicación de riesgo de incendio.

Protección cuando las partes conductoras expuestas no están conectadas a tierra (ver la Figura F33)

(En el caso de una instalación existente en la que el entorno sea seco y no sea posible prever una conexión a tierra, o en caso de que se rompa un cable de tierra de protección.)

Los DDR de alta sensibilidad (⩽ 30 mA) permiten contar tanto con la protección contra el riesgo de contactos indirectos como contra los contactos directos.

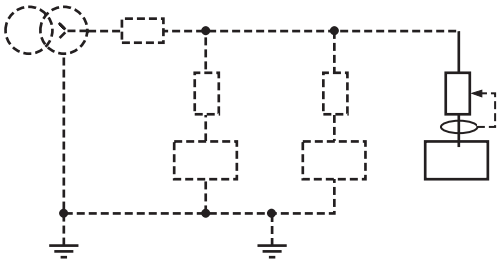


Fig. F33: Partes conductoras expuestas sin conectar a tierra (A).

5.2 Tipos de DDR

Los dispositivos de corriente residual (DDR) se incorporan normalmente o asocian a los siguientes componentes:

- Interruptores automáticos moldeados de tipo industrial (MCCB) según la norma IEC 60947-2 y sus anexos B y M.
- Interruptores automáticos miniatura de tipo industrial (MCB) según la norma IEC 60947-2 y sus anexos B y M.
- Interruptores automáticos domésticos y similares (MCB) según las normas IEC 60898, IEC 61008 e IEC 61009.
- Interruptor de carga residual según las normas nacionales particulares.
- Relés con transformadores de corriente de toroidal separado (tipo anillo), según la norma IEC 60947-2, anexo M.

www.elsolucionario.org

5 Implementación del esquema TT

Los DDR se utilizan obligatoriamente en el origen de las instalaciones de conexión a tierra TT, en las que su capacidad para diferenciar otros DDR permite el disparo selectivo, con lo que se garantiza la continuidad de servicio necesaria.

Los interruptores automáticos industriales con un DDR integrado se tratan en la norma IEC 60947-2 y su anexo B.

Interruptores automáticos de tipo industrial con módulo de DDR integrado o adaptado (ver la **Figura F34**)



Interruptor automático de tipo industrial Vigicompact





Interruptor automático industrial multi 9 de carril DIN con módulo Vigi DDR adaptable

Fig. F34: *CB de tipo industrial con módulo de DDR.*

Los interruptores automáticos domésticos con un DDR integrado se tratan en las normas IEC 60898, IEC 61008 e IEC 61009.

Interruptores automáticos miniatura domésticos y similares con DDR (ver la **Figura F35**)

Están disponibles interruptores automáticos de corriente diferencial residual adaptable, incluidas unidades de montaje en perfil DIN (p. ej., Compact o multi 9) a los que pueden asociarse módulos de DDR auxiliares (p. ej., Vigi).

El conjunto ofrece una completa gama de funciones de protección (aislamiento y protección contra los cortocircuitos, las sobrecargas y los defectos de tierra).



Interruptor automático de control de potencia



Interruptor diferencial automático: *i*DPN Vigi para la protección de los circuitos de tomas de corriente terminales en aplicaciones domésticas y de terciario.

Fig. F35: *Interruptores automáticos domésticos para la protección de circuitos y para el control de potencia.*

Los interruptores de corte de carga de corriente residual se tratan en normas nacionales particulares.
Los DDR con transformadores de corriente toroidales separados se tratan en la norma IEC 60947-2, anexo M.

Interruptores automáticos de corriente diferencial residual y DDR con transformador de corriente toroidal separado

(ver las **Figuras F36** y **F37** en la página siguiente)

Están disponibles interruptores automáticos de corriente residual adaptables, incluidas unidades de montaje en perfil DIN (p. ej., Compact o multi 9) a los que pueden asociarse módulos de DDR auxiliares (Vigi).

El conjunto ofrece una completa gama de funciones de protección (aislamiento y protección contra los cortocircuitos, las sobrecargas y los defectos de tierra).



Los interruptores automáticos de corriente residual se utilizan para la protección de fugas a tierra en los cuadros de distribución o de distribución secundaria.

Fig. F36: Interruptor automático con protección incorporada contra las fugas a tierra.





Se pueden utilizar DDR con TI toroidales separados junto con interruptores automáticos o contactores.

Fig. F37: DDR con transformadores de intensidad separados.

5.3 Coordinación de dispositivos de protección de corriente residual

La coordinación de disparo selectivo se consigue mediante temporización o subdivisión de circuitos, que protegen individualmente o por grupos, o bien combinando ambos métodos.

Esta selectividad evita el disparo de cualquier DDR que no sea el que se encuentre inmediatamente aguas arriba de la posición de defecto:

- Con los dispositivos disponibles en la actualidad, la selectividad es posible en tres o cuatro niveles diferentes de distribución:
  - En el cuadro de distribución general principal.
  - En los cuadros de distribución generales locales.
  - En los cuadros de distribución secundarios.
  - En las tomas de corriente para la protección de aparatos individuales.
- Por lo general, en los cuadros de distribución (y, en su caso, los cuadros de distribución secundarios) así como en la protección de aparatos individuales, los dispositivos para la desconexión automática en caso de que se produzca un contacto indirecto se instalan junto con una protección adicional contra el riesgo de contactos directos.

Selectividad entre DDR

La especificación general para conseguir la selectividad total entre dos DDR es la siguiente:

- Multiplicación por dos de la corriente de funcionamiento residual nominal.
- Temporización del DDR aguas arriba.

La selectividad se consigue utilizando los diferentes niveles de sensibilidad normalizados: 30 mA, 100 mA, 300 mA y 1 A así como los correspondientes tiempos de disparo, tal y como se muestra en la página siguiente en la **Figura F38**.

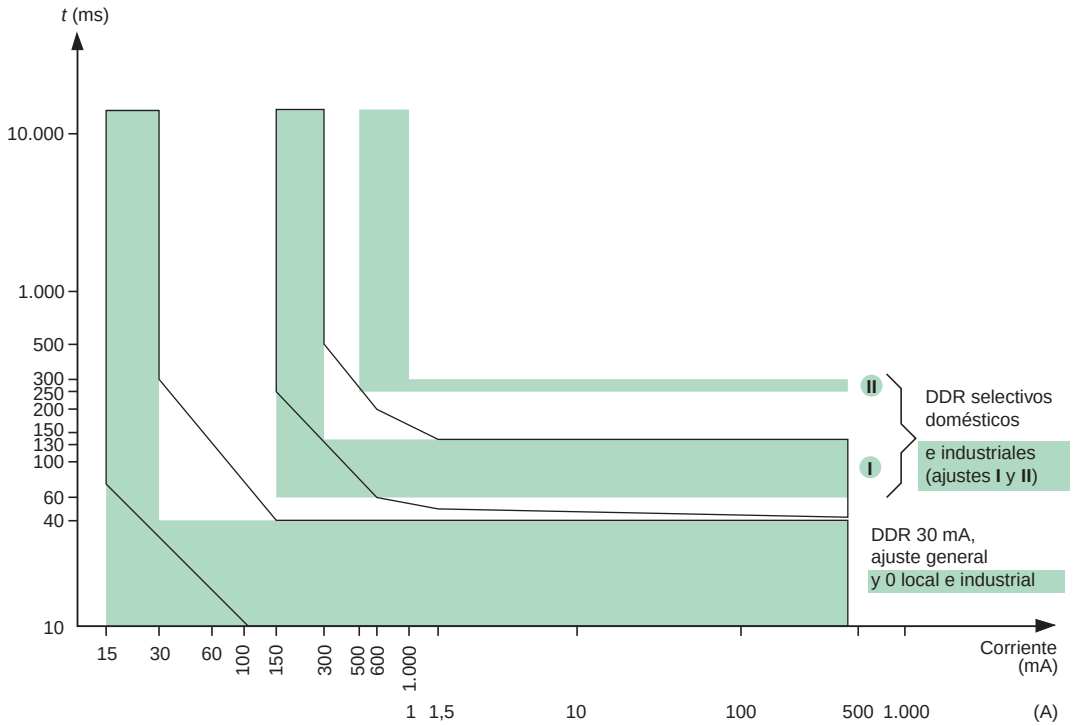


Fig. F38: Selectividad total en 2 niveles.

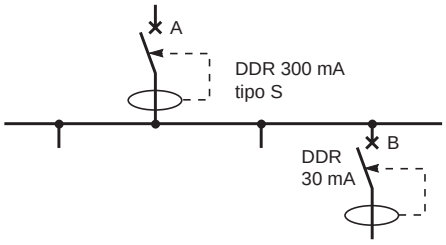


Fig. F39: Selectividad total en 2 niveles.

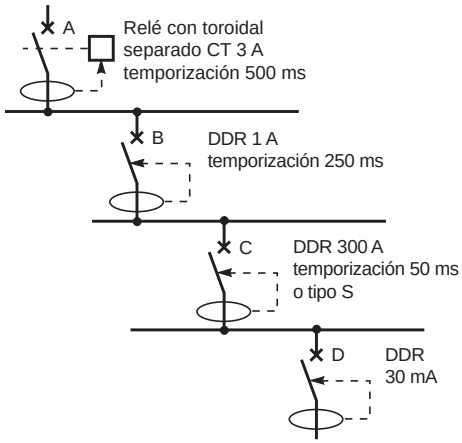


Fig. F40: Selectividad total en 3 o 4 niveles.

Selectividad en 2 niveles (ver la Figura 39)

Protección

- Nivel A: Ajuste de temporización de DDR 1 (para dispositivos industriales) tipo S (para dispositivos domésticos) para la protección contra los contactos indirectos.
- Nivel B: DDR instantáneo, con alta sensibilidad en los circuitos que alimentan las tomas de corriente o los aparatos de alto riesgo (lavadoras, etc., ver también el capítulo M, apartado 3).

Soluciones de Schneider Electric

- Nivel A: Interruptor automático Compact o multi 9 con módulo de DDR adaptable (Vigi NS160 o Vigi NC100), ajuste I o tipo S.
- Nivel B: Interruptor automático con módulo de DDR integrado (DPN Vigi) o adaptable (p. ej., Vigi C60 o Vigi NC100) o bien Vigicompact.

Nota: El ajuste del DDR aguas arriba debe cumplir las normas de selectividad y tener en cuenta todas las corrientes de fuga a tierra aguas abajo.

Selectividad en 3 niveles (ver la Figura 40)

Protección

- Nivel A: Temporización de DDR (ajuste III).
- Nivel B: Temporización de DDR (ajuste II).
- Nivel C: Temporización de DDR (ajuste I) o tipo S.
- Nivel D: DDR instantáneo.

Soluciones de Schneider Electric

- Nivel A: Interruptor automático asociado a un DDR y un transformador toroidal separado (Vigirex RH54A).
- Nivel B: Vigicompact o Vigirex.
- Nivel C: Vigirex, Vigicompact, Vigi NC100 o Vigi C60.
- Nivel D:
  - Vigicompact
  - o Vigirex
  - o multi 9 con módulo de DDR integrado o adaptable: Vigi C60 o DPN Vigi.

Nota: El ajuste del DDR aguas arriba debe cumplir las normas de selectividad y tener en cuenta todas las corrientes de fuga a tierra aguas abajo.

www.elsolucionario.org

Protección selectiva en tres niveles (ver la **Figura 41**)

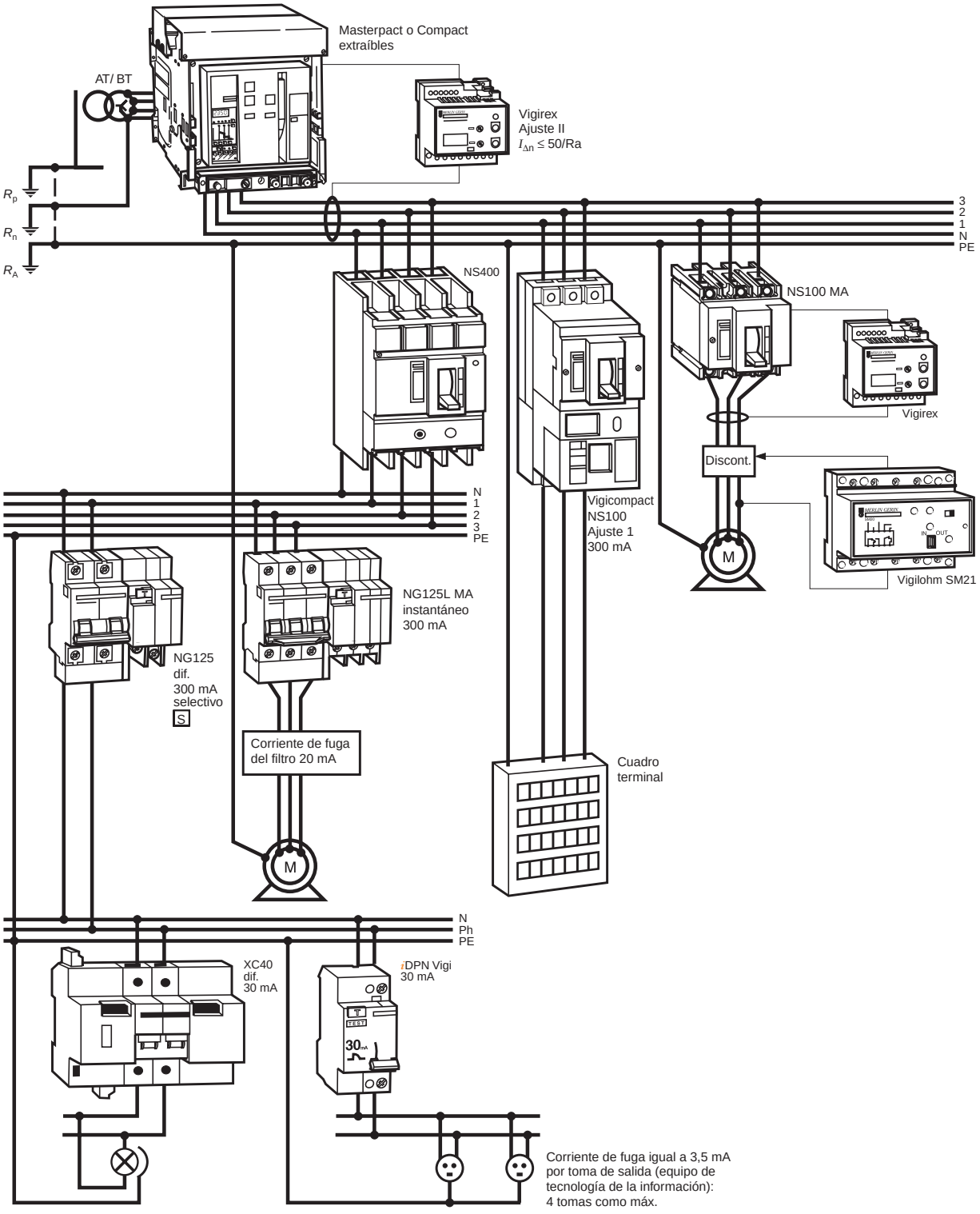


Fig. F41: *Instalación típica de 3 niveles que muestra la protección de los circuitos de distribución en un esquema TT conectado a tierra. Se proporciona un motor con protección específica.*

6 Implementación del esquema TN

6.1 Condiciones preliminares

En la etapa de diseño, deben calcularse las longitudes máximas permitidas de cable aguas abajo de un interruptor automático de protección (o juego de fusibles), mientras que durante el trabajo de instalación deben cumplirse totalmente determinadas reglas.

Deben contemplarse ciertas condiciones, tal y como se enumera a continuación y se ilustra en **Figura F42**.

1. El conductor PE se debe conectar a tierra regularmente en la mayor medida posible.

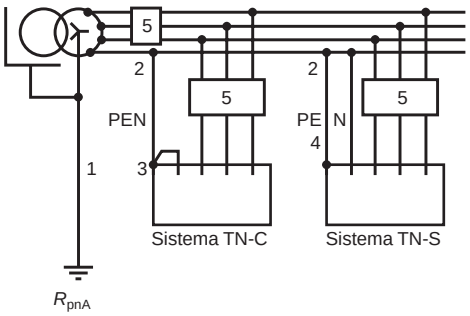
2. El conductor PE no debe atravesar conductos ferromagnéticos, etc. ni montarse sobre acero, ya que los efectos inductivos o de proximidad pueden aumentar la impedancia efectiva del conductor.

3. En el caso de un conductor PEN (un conductor neutro que también se utiliza como conductor de protección), la conexión debe efectuarse directamente al terminal de tierra de un aparato (ver 3 en **Figura F42**) antes de efectuarse el bucle al terminal neutro del mismo aparato.

4. Cuando se utilice el conductor $\leqslant 6$ mm^2 para cobre o de 10 mm^2 para aluminio, o bien cuando un cable sea extraíble, los conductores neutro y de protección deben estar separados (es decir, debe adoptarse un esquema TN-S en la instalación).

5. Los defectos de tierra se pueden eliminar con dispositivos de protección contra las sobreintensidades, p. ej., fusibles e interruptores automáticos.

En la lista anterior se indican las condiciones que deben cumplirse a la hora de implementar un esquema TN para la protección contra los contactos indirectos.



Notas:

- El esquema TN exige que el neutro de BT del transformador de AT/BT y las partes conductoras expuestas y extrañas del centro de transformación y la instalación estén conectadas a un esquema común de conexión a tierra.
- Para un centro de transformación en el que la medición es de baja tensión, se precisa un medio de aislamiento en el origen de la instalación de BT, aislamiento que debe ser claramente visible.
- Un conductor PEN no debe interrumpirse nunca bajo ninguna circunstancia. El aparato de control y protección para las distintas disposiciones de TN será:
  - Tripolar cuando el circuito incluya un conductor PEN.
  - Preferiblemente de 4 polos (3 fases + neutro) cuando el circuito incluya un neutro con conductor PE separado.

Fig. F42: *Implementación del esquema TN de conexión a tierra.*

6.2 Protección contra los contactos indirectos

Métodos para determinar los niveles de la corriente de cortocircuito

Normalmente se utilizan tres métodos de cálculo:
- *El método de las impedancias, basado en la suma trigonométrica de las resistencias del sistema y las reactancias inductivas.*
- *El método de composición.*
- *El método convencional, basado en una caída de tensión asumida y la utilización de tablas preparadas.*

En los esquemas TN conectados a tierra, un cortocircuito a tierra, en principio, siempre suministrará corriente suficiente para hacer funcionar un dispositivo de sobreintensidad.

Las impedancias de la fuente y la alimentación principal son muy inferiores a las de los circuitos de la instalación, por lo que cualquier restricción en la magnitud de las corrientes de defecto a tierra se deberá principalmente a los conductores de la instalación (los cables largos flexibles a los aparatos aumentan en gran medida la impedancia de “bucle de defecto”, con la correspondiente reducción de la corriente de cortocircuito).

Las recomendaciones más recientes de la IEC para la protección contra los contactos indirectos en esquemas de conexión a tierra TN sólo relacionan los tiempos de disparo máximos permitidos con la tensión nominal del sistema (ver **Figura F12** del subapartado 3.3).

6 Implementación del esquema TN

El razonamiento de estas recomendaciones es que para los esquemas TN, la corriente que debe fluir para que aumente el potencial de una parte conductora expuesta a 50 V o más es tan elevada que pueden darse dos posibilidades:

- El recorrido del defecto salta solo, prácticamente de forma instantánea.
- El conductor se suelda a un defecto sólido y proporciona la corriente adecuada para hacer funcionar los dispositivos de sobreintensidad.

Para garantizar el funcionamiento correcto de los dispositivos de sobreintensidad en el último caso, debe determinarse una valoración bastante precisa de los niveles de corriente de defecto a tierra de cortocircuito en la etapa de diseño de un proyecto.

Un análisis riguroso requiere la utilización de técnicas de componentes de secuencia de fases aplicadas a cada circuito por turnos. El principio es muy directo, pero la cantidad de cálculos no es justificable, especialmente porque las impedancias de secuencia de fase cero son extremadamente difíciles de determinar con un grado razonable de precisión en una instalación típica de BT.

Son preferibles otros métodos más sencillos de precisión adecuada. Tres métodos prácticos son los siguientes:

- El "**método de las impedancias**", basado en la suma de todas las impedancias (sólo secuencia de fase positiva) alrededor del bucle de defecto para cada circuito.
- El "**método de la composición**", que es una estimación de la corriente de cortocircuito en el extremo remoto de un bucle, cuando se conoce el nivel de la corriente de cortocircuito en el extremo cercano del bucle.
- El "**método convencional**" de cálculo de los niveles mínimos de las corrientes de defecto a tierra, utilizando tablas de valores para obtener resultados rápidamente.

Estos métodos sólo son fiables para el caso en el que los cables que forman el bucle de corriente de defecto de cortocircuito se encuentren cerca (entre sí) y no estén separados por materiales ferromagnéticos.

Para los cálculos, la práctica actual es utilizar un software homologado por las autoridades nacionales y basado en el método de las impedancias, como ***ECOdial* 3.37***. Las autoridades nacionales también publican por lo general guías, que incluyen valores típicos, longitud de conductores, etc.*

Método de impedancias

Este método suma las impedancias de secuencia positiva de cada elemento (cable, conductor PE, transformador, etc.) incluido en el circuito de bucle de defecto a tierra a partir del que se calcula la corriente de defecto a tierra del cortocircuito, utilizando la siguiente fórmula:

$$I = \frac{U}{\sqrt{\left(\sum R\right)^2 + \left(\sum X\right)^2}}$$

donde

$(\Sigma R)^2$ = (suma de todas las resistencias del bucle)^2 en la etapa de diseño de un proyecto.

$(\Sigma X)^2$ = (suma de todas las reactancias inductivas del bucle)^2.

U = tensión nominal simple del sistema.

La aplicación del método no es siempre sencilla, ya que implica un conocimiento de todos los valores de los parámetros y las características de los elementos del bucle. En numerosos casos, una guía nacional puede ofrecer valores típicos con fines de estimación.

Método de la composición

Este método permite determinar la corriente de cortocircuito al final de un bucle a partir del valor conocido del cortocircuito en el extremo de envío, por medio de la siguiente fórmula aproximada:

$$I = I_{SC}\frac{U}{U + Z_S \cdot I_{SC}}$$

donde

I_{sc} = corriente de cortocircuito aguas arriba.

I = corriente de cortocircuito al final del bucle.

U = tensión de fase nominal del sistema.

Z_s = impedancia del bucle.

Nota: En este método, las impedancias individuales se suman aritméticamente(1) por oposición al procedimiento anterior del "método de las impedancias".

Método convencional

Por lo general, se considera que este método es lo suficientemente preciso como para establecer el límite superior de las longitudes de los cables.

Principio

El principio se basa en el cálculo de la corriente de cortocircuito en la suposición de que la tensión en el origen del circuito en cuestión (es decir, en el punto en el que se encuentra el dispositivo de protección del circuito) permanece en el 80% como mínimo de la tensión nominal simple. El valor del 80% se utiliza, junto con la impedancia del bucle del circuito, para calcular la corriente de cortocircuito.

(1) Esto tiene como resultado un valor de corriente calculado inferior al que fluiría realmente. Si los ajustes de la sobreintensidad se basan en este valor calculado, el funcionamiento del relé o el fusible queda garantizado.

www.elsolucionario.org

6 Implementación del esquema TN

La longitud máxima de cualquier circuito en una instalación TN conectada a tierra es la siguiente: $L_{máx.} = \frac{0{,}8\ U_o\ S_{ph}}{\rho(1+m)\ I_a}$

En las siguientes tablas se indica la longitud del circuito que no debe superarse para que las personas estén protegidas contra el riesgo de contactos indirectos mediante dispositivos de protección.

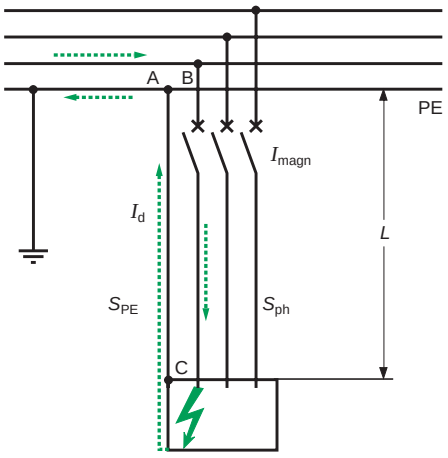


Fig. F43: *Cálculo de la $L_{máx.}$ para un esquema TN conectado a tierra utilizando el método convencional.*

Este coeficiente tiene en cuenta todas las caídas de tensión aguas arriba del punto en cuestión. En los cables de BT, cuando todos los conductores de un circuito trifásico de 4 cables están cerca (caso normal), la reactancia inductiva interna y entre los conductores es relativamente pequeña en comparación con la resistencia del cable.

Se considera que esta aproximación es válida para los cables de tamaño hasta 120 mm².

Superado este tamaño, el valor de la resistencia *R* aumenta de la siguiente forma:

Tamaño del núcleo (mm²)	Valor de la resistencia
S = 150 mm²	R+15%
S = 185 mm²	R+20%
S = 240 mm²	R+25%

(ver **Figura F43**).

La longitud máxima de un circuito en una instalación TN conectada a tierra se obtiene con la siguiente fórmula:

$$L_{máx.} = \frac{0{,}8\ U_o\ S_{ph}}{\rho(1+m)\ I_a}$$

donde:

$L_{máx.}$ = longitud máxima en metros.

U_o = voltios de fase = 230 V para un sistema de 230/400 V.

ρ = resistividad a la temperatura normal de funcionamiento en ohmios-mm²/metro (= 22,5 10^{-3} para cobre; = 36 10^{-3} para aluminio).

I_a = ajuste de la corriente de disparo para el funcionamiento instantáneo de un interruptor automático, o bien

I_a = corriente que garantiza el funcionamiento del fusible de protección en cuestión en el tiempo especificado.

$$m = \frac{S_{ph}}{S_{PE}}$$

S_{ph} = área de sección de los conductores de fase del circuito en cuestión en mm².

S_{PE} = área de sección del conductor de protección en cuestión en mm².

Tablas

Las siguientes tablas, aplicables a los esquemas TN, se han establecido de acuerdo con el "método convencional" descrito anteriormente.

Las tablas ofrecen unas longitudes de circuito máximas superadas las cuales la resistencia óhmica de los conductores limitará la magnitud de la corriente de cortocircuito a un nivel por debajo del necesario para disparar el interruptor automático (o fundir el fusible) que protege el circuito con la rapidez suficiente como para garantizar la seguridad contra los contactos indirectos.

Factor de corrección *m*

En la **Figura F44** se indica el factor de corrección que se debe aplicar a los valores de las **Figuras F45** a **F48** de las páginas siguientes, en función de la relación S_{ph}/S_{PE}, del tipo de circuito y de los materiales del conductor.

Las tablas tienen en cuenta:

- El tipo de protección: interruptores automáticos o fusibles.
- Ajustes de la corriente de funcionamiento.
- Área de sección de los conductores de fase y los de protección.
- Tipo de conexión a tierra del sistema (ver la **Figura F49** en la página F29).
- Tipo de interruptor automático (esto es, B, C o D).

Las tablas se pueden utilizar para sistemas de 230/400 V.

Se incluyen tablas equivalentes para la protección con interruptores automáticos Compact y multi 9 (Merlin Gerin) en los catálogos correspondientes.

Circuito	Material conductor	$m = S_{ph}/S_{PE}$ (o PEN)			
		m = 1	m = 2	m = 3	m = 4
3P + N o P + N	Cobre	1	0,67	0,50	0,40
	Aluminio	0,62	0,42	0,31	0,25

Fig. F44: *Factor de corrección que se debe aplicar a las longitudes indicadas en las tablas de las Figuras F44 a F47 para los esquemas TN.*

6 Implementación del esquema TN

Circuitos protegidos por interruptores automáticos de uso general (Figura F45)

Área de sección nominal de los conductores	Corriente de disparo instantáneo o temporizado de corta duración I_m (amperios)																													
mm²	50	63	80	100	125	160	200	250	320	400	500	560	630	700	800	875	1.000	1.120	1.250	1.600	2.000	2.500	3.200	4.000	5.000	6.300	8.000	10.000	12.500	
1,5	100	79	63	50	40	31	25	20	16	13	10	9	8	7	6	6	5	4	4											
2,5	167	133	104	83	67	52	42	33	26	21	17	15	13	12	10	10	8	7	7	5	4									
4	267	212	167	133	107	83	67	53	42	33	27	24	21	19	17	15	13	12	11	8	7	5	4							
6	400	317	250	200	160	125	100	80	63	50	40	36	32	29	25	23	20	18	16	13	10	8	6	5	4					
10			417	333	267	208	167	133	104	83	67	60	53	48	42	38	33	30	27	21	17	13	10	8	7	5	4			
16					427	333	267	213	167	133	107	95	85	76	67	61	53	48	43	33	27	21	17	13	11	8	7	5	4	
25							417	333	260	208	167	149	132	119	104	95	83	74	67	52	42	33	26	21	17	13	10	8	7	
35								467	365	292	233	208	185	167	146	133	117	104	93	73	58	47	36	29	23	19	15	12	9	
50									495	396	317	283	251	226	198	181	158	141	127	99	79	63	49	40	32	25	20	16	13	
70												417	370	333	292	267	233	208	187	146	117	93	73	58	47	37	29	23	19	
95														452	396	362	317	283	263	198	158	127	99	79	63	50	40	32	25	
120																457	400	357	320	250	200	160	125	100	80	63	50	40	32	
150																	435	388	348	272	217	174	136	109	87	69	54	43	35	
185																		459	411	321	257	206	161	128	103	82	64	51	41	
240																				400	320	256	200	160	128	102	80	64	51	

Fig. F45: Longitudes de circuito máximas (en metros) para tamaños diferentes de conductores de cobre y ajustes de corriente de disparo instantáneo para interruptores automáticos de uso general en esquemas TN de 230/240 V con m = 1.

Circuitos protegidos con interruptores automáticos Compact(1) o multi 9(1) para uso industrial o doméstico (Figuras F46 a F48)

S_{ph}	Corriente nominal (A)															
mm²	1	2	3	4	6	10	16	20	25	32	40	50	63	80	100	125
1,5	1.200	600	400	300	200	120	75	60	48	37	30	24	19	15	12	10
2,5		1.000	666	500	333	200	125	100	80	62	50	40	32	25	20	16
4			1.066	800	533	320	200	160	128	100	80	64	51	40	32	26
6				1.200	800	480	300	240	192	150	120	96	76	60	48	38
10						800	500	400	320	250	200	160	127	100	80	64
16							800	640	512	400	320	256	203	160	128	102
25									800	625	500	400	317	250	200	160
35										875	700	560	444	350	280	224
50												760	603	475	380	304

Fig. F46: Longitudes de circuito máximas (en metros) para diferentes tamaños de conductores de cobre y corrientes nominales para interruptores automáticos de tipo B(2) en un esquema de 230/240 V monofásico o trifásico TN con m = 1.

S_{ph}	Corriente nominal (A)															
mm²	1	2	3	4	6	10	16	20	25	32	40	50	63	80	100	125
1,5	600	300	200	150	100	60	37	30	24	18	15	12	9	7	6	5
2,5		500	333	250	167	100	62	50	40	31	25	20	16	12	10	8
4			533	400	267	160	100	80	64	50	40	32	25	20	16	13
6				600	400	240	150	120	96	75	60	48	38	30	24	19
10					667	400	250	200	160	125	100	80	63	50	40	32
16						640	400	320	256	200	160	128	101	80	64	51
25							625	500	400	312	250	200	159	125	100	80
35							875	700	560	437	350	280	222	175	140	112
50									760	594	475	380	301	237	190	152

Fig. F47: Longitudes de circuito máximas (en metros) para diferentes tamaños de conductores de cobre y corrientes nominales para interruptores automáticos de tipo C(2) en un esquema de 230/240 V monofásico o trifásico TN con m = 1.

(1) Productos de Merlin Gerin.

(2) Para la definición de los interruptores automáticos de tipo B, consultar el capítulo H, subapartado 4.2.

6 Implementación del esquema TN

S_{ph}	Corriente nominal (A)															
mm²	1	2	3	4	6	10	16	20	25	32	40	50	63	80	100	125
1,5	429	214	143	107	71	43	27	21	17	13	11	9	7	5	4	3
2,5	714	357	238	179	119	71	45	36	29	22	18	14	11	9	7	6
4		571	381	286	190	114	71	80	46	36	29	23	18	14	11	9
6		857	571	429	286	171	107	120	69	54	43	34	27	21	17	14
10			952	714	476	286	179	200	114	89	71	57	45	36	29	23
16					762	457	286	320	183	143	114	91	73	57	46	37
25						714	446	500	286	223	179	143	113	89	71	57
35							625	700	400	313	250	200	159	125	80	100
50								848	543	424	339	271	215	170	136	109

Fig. F48: Longitudes de circuito máximas (en metros) para diferentes tamaños de conductores de cobre y corrientes nominales para interruptores automáticos de tipo D(1) en un esquema de 230/240 V monofásico o trifásico TN con m = 1.

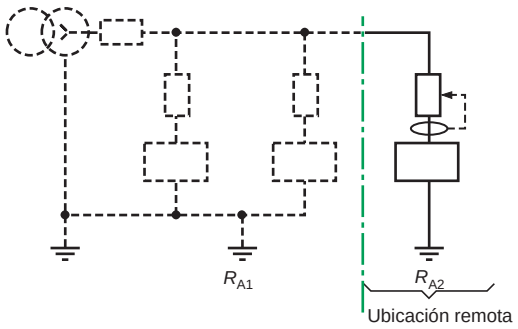


Fig. F49: Toma de tierra separada.

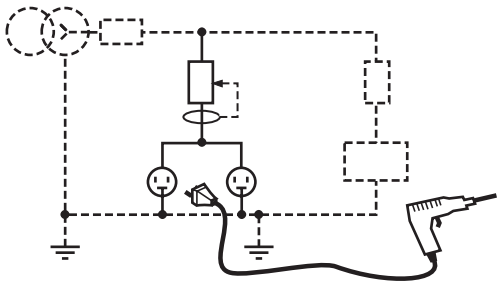


Fig. F50: Circuitos de alimentación de tomas de corriente.

Ejemplo

Un circuito está protegido con un interruptor automático de tipo B especificado a 63 A y se compone de un cable con núcleo de aluminio y conductores de fase de 50 mm² así como un conductor neutro (PEN) de 25 mm².

¿Cuál es la longitud máxima del circuito por debajo de la cual queda garantizada la protección de las personas contra los riesgos de contactos indirectos mediante un relé de disparo magnético instantáneo del interruptor automático?

En la **Figura F46** se indica, para 50 mm² y un interruptor automático de 63 A tipo B, 603 m, a lo que debe aplicarse un factor de 0,42 (**Figura F44** para $m = \frac{S_{ph}}{S_{PE}} = 2$).

La longitud máxima del circuito será por lo tanto la siguiente:

$603 \times 0{,}42 = 253$ m.

Caso particular en el que una o varias partes conductoras expuestas están conectadas a tierra mediante una toma de tierra separada

Debe proporcionarse protección contra los contactos indirectos con un DDR en el origen de cualquier circuito que alimente un aparato o grupo de aparatos cuyas partes conductoras expuestas estén conectadas a una toma de tierra independiente.

La sensibilidad del DDR debe adaptarse a la resistencia de la toma de tierra (R_{A2} en **Figura F49**). Consultar las especificaciones aplicables al esquema TT.

6.3 DDR de alta sensibilidad

La norma IEC 60364-4-471 recomienda firmemente la utilización de un DDR de alta sensibilidad (⩽ 30 mA) en los siguientes casos (ver **Figura F50**):

- Circuitos con toma de corriente para corrientes nominales de ⩽ 32 A en cualquier ubicación(2).
- Circuitos con toma de corriente en ubicaciones húmedas para todas las especificaciones de corriente(2).
- Circuitos con toma de corriente en instalaciones provisionales(2).
- Circuitos de suministro a lavanderías y piscinas(2).
- Circuitos de alimentación a lugares de trabajo, caravanas, barcos de entretenimiento y ferias(2).

Esta protección puede destinarse a circuitos individuales o a grupos de circuitos:

- Altamente recomendada para circuitos de tomas de corriente ⩾ 20 A (obligatoria si van a alimentar equipos portátiles para uso en exteriores).
- En algunos países este requisito es obligatorio para los circuitos de tomas de corriente de ⩽ 32 A. También se recomienda para limitar el número de tomas de corriente protegidas por un DDR (p. ej., 10 tomas para un DDR).

(1) Para la definición de los interruptores automáticos de tipo B, consultar el capítulo H, subapartado 4.2.

(2) Estos casos se tratan en detalle en el capítulo P apartado 3.

www.elsolucionario.org

6 Implementación del esquema TN

6.4 Protección en ubicaciones con alto riesgo de incendios

De conformidad con la IEC 60364-482-2.10 en ubicaciones en las que el riesgo de incendio es elevado, el esquema TN-C de conexión a tierra está normalmente prohibido y debe adoptarse la disposición TN-S.
La protección mediante un DDR de sensibilidad ⩽ 500 mA en el origen del circuito que alimenta la ubicación con riesgo de incendio es obligatoria en algunos países (ver **Figura F51**).

Una sensibilidad preferente de 300 mA permite también ofrecer protección contra el riesgo de incendios.

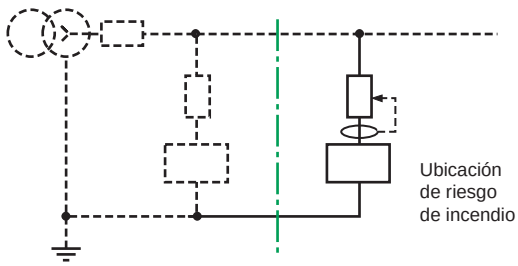


Fig. F51: Ubicación de riesgo de incendio.

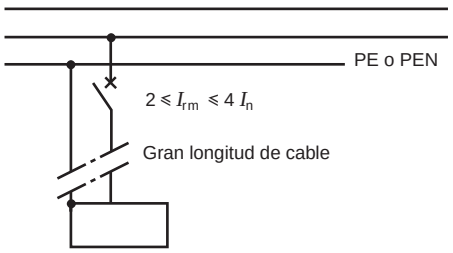


Fig. F52: Interruptores automáticos con disparo magnético instantáneo de ajuste bajo.

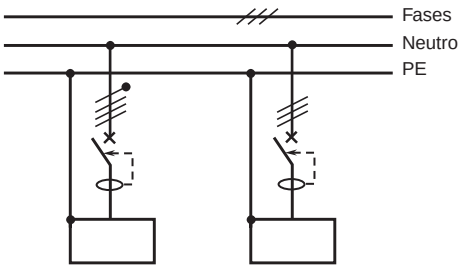


Fig. F53: Protección DDR en esquemas TN con alta impedancia de bucle de defecto a tierra.

6.5 Impedancia de bucle de corriente de defecto especialmente alta

Cuando la corriente de defecto a tierra está limitada por una impedancia de bucle de defecto elevada, de forma que no se puede confiar en la protección contra las sobreintensidades para disparar el circuito en el tiempo prescrito, deben considerarse las siguientes posibilidades:

Sugerencia 1 (ver **Figura F52**)

■ Instale un interruptor automático que tenga un nivel de disparo magnético instantáneo inferior, por ejemplo:

$2\ I_n \leqslant I_{rm} \leqslant 4\ I_n$

Esto permite la protección para las personas en los circuitos que son demasiado largos. Debe comprobarse, sin embargo, que las corrientes transitorias elevadas como las de arranque no provoquen disparos intempestivos.

■ Soluciones de Schneider Electric:
□ Tipo G Compact ($2\ I_m \leqslant I_{rm} \leqslant 4\ I_m$).
□ Tipo interruptor automático B multi 9.

Sugerencia 2 (ver **Figura F53**)

■ Instale un DDR en el circuito. No es necesario que el dispositivo sea muy sensible (HS) (de varios amperios a unas decenas de amperios). Cuando se vean afectadas tomas de corriente, los circuitos particulares deben en cualquier caso estar protegidos por DDR de HS (⩽ 30 mA); generalmente, un DDR para varias tomas de corriente de un circuito común.

■ Soluciones de Schneider Electric:
□ DDR multi 9 NG 125: $I_{\Delta n}$ = 1 o 3 A.
□ Vigicompact REH o REM: $I_{\Delta n}$ = 3 a 30 A.
□ Tipo interruptor automático B multi 9.

Sugerencia 3

Aumente el tamaño de los conductores PE o PEN y/o los conductores de fase para reducir la impedancia de bucle.

Sugerencia 4

Añada conductores equipotenciales adicionales. Esto tendrá un efecto similar a la sugerencia 3, es decir, una reducción de la resistencia del bucle de defecto a tierra, al tiempo que se mejoran las medidas de protección contra las tensiones de contacto. La eficacia de esta mejora se puede comprobar mediante una prueba de resistencia entre cada parte conductora expuesta y el conductor de protección local principal.

Para las instalaciones TN-C, no está permitida la conexión mostrada en la **Figura F54**; debería adoptarse la sugerencia 3.

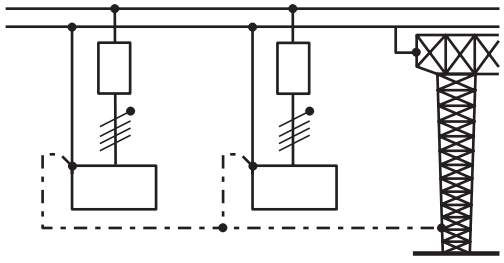


Fig. F54: Conexión equipotencial mejorada.

7 Implementación del esquema IT

En las siguientes tablas se indica la longitud del circuito que no debe superarse para que las personas estén protegidas contra el riesgo de contactos indirectos mediante dispositivos de protección.

La función básica del esquema IT de conexión a tierra es que, en caso de que se produzca un defecto de cortocircuito a tierra, el sistema puede seguir funcionando sin interrupción. Se denomina “primer defecto”.

En este sistema, todas las partes accesibles de una instalación están conectadas mediante conductores PE a la toma de tierra en la instalación, mientras que el punto neutro del transformador de alimentación:

- Está aislado de la tierra.
- O bien está conectado a tierra a través de una resistencia elevada (normalmente 1.000 ohmios o más) a 50 Hz.

Esto significa que la corriente de un defecto a tierra se medirá en miliamperios, que no causan graves daños en la posición del defecto ni generan tensiones de contacto peligrosas, tampoco presentan riesgo de incendio. Por lo tanto, el sistema puede funcionar normalmente hasta que sea conveniente aislar la sección defectuosa para tareas de reparación. Todo ello mejora la continuidad de servicio.

En la práctica, la conexión a tierra del sistema requiere determinadas medidas específicas para su utilización satisfactoria:

- Supervisión permanente del aislamiento con respecto a la tierra, que deben señalar (de forma audible o visual) la producción del primer defecto.
- Un dispositivo para limitar la tensión que el punto neutro del transformador de alimentación puede alcanzar respecto a la tierra.
- Una rutina de ubicación del “primer defecto” por un personal de mantenimiento eficaz. La ubicación del defecto se facilita en gran medida por los dispositivos automáticos que se encuentran disponibles actualmente.
- El disparo automático de alta velocidad de los interruptores automáticos adecuados debe tener lugar en caso de que se produzca un “segundo defecto” antes de que se repare el primero. El segundo defecto (por definición) es un defecto a tierra que afecta a un conductor activo diferente del primer defecto o un conductor neutro(1).

El segundo defecto tiene como resultado un cortocircuito a través de la tierra o de los conductores de conexión PE.

7.1 Condiciones preliminares (ver las Figuras F55 y F56)

Funciones mínimas necesarias	Componentes y dispositivos	Ejemplos
Protección contra las sobretensiones a la frecuencia de potencia	(1) Limitador de tensión	Cardew C
Resistencia de conexión a tierra neutra (para la variación de conexión a tierra de impedancia)	(2) Resistencia	Impedancia Z_x
Monitor de defecto a tierra general con alarma para la primera condición de defecto	(3) Monitor de aislamiento permanente PIM con función de alarma	Vigilohm TR22A o XM 200
Eliminación del segundo defecto y protección del conductor neutro contra las sobreintensidades	(4) Interruptores automáticos de 4 polos (si el neutro está distribuido) los 4 polos	Interruptor automático Compact o DDR-MS
Ubicación del primer defecto	(5) Con un dispositivo para la ubicación del defecto o mediante apertura sucesiva de los circuitos	Sistema Vigilohm

Fig. F55: *Funciones esenciales en los ejemplos y esquemas IT con productos Merlin Gerin.*

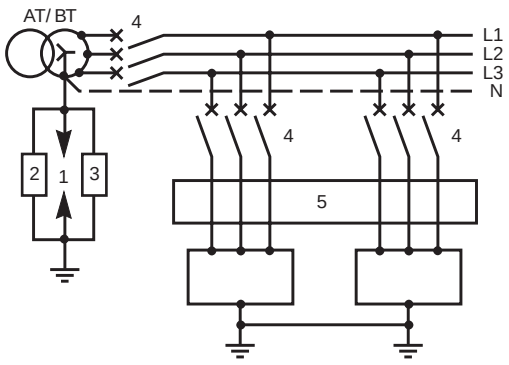


Fig. F56: *Posiciones de las funciones esenciales en sistemas trifásicos conectados a tierra IT de 3 cables.*

(1) En sistemas donde el neutro está distribuido, como se muestra en la Figura F60.

7.2 Protección contra los contactos indirectos

Los modernos sistemas de supervisión facilitan en gran medida la ubicación y reparación del primer defecto.

Condición de primer defecto

La corriente de defecto que fluye en condición de primer defecto se mide en miliamperios.

La tensión de defecto con respecto a la tierra es el producto de esta corriente y la resistencia de la toma de tierra de la instalación y el conductor PE (desde el componente defectuoso hasta la toma). El valor de esta tensión no es nocivo y puede ser de varios voltios únicamente en el peor de los casos (la resistencia de 1.000 Ω cambia a 230 mA(1) y con toma de tierra de la instalación de 50 ohmios proporcionaría 11,5 V, por ejemplo).

El dispositivo de supervisión de aislamiento permanente proporciona la alarma.

Principio de supervisión de defecto a tierra

Un generador de muy baja potencia de corriente de CA o CC (para reducir los efectos de la resistencia del cable a niveles insignificantes) aplica una tensión entre el punto neutro del transformador de alimentación y la tierra. Esta tensión hace que una pequeña corriente circule en función de la resistencia de aislamiento de la tierra de toda la instalación, además de cualquier aparato.

Los instrumentos de baja frecuencia se pueden utilizar en sistemas de CA que generan componentes de CC transitorios en condiciones de defecto. Algunas versiones pueden distinguir entre componentes resistivos y capacitivos de la corriente de fuga.
Los avances modernos permiten medir la evolución de corrientes de fuga, para que pueda lograrse la prevención de un primer defecto.

Los sistemas de ubicación de defectos cumplen la norma IEC 61157-9 estándar.

Ejemplos de equipos

■ Ubicación de defectos manuales (ver la **Figura F57**)
El generador puede ser fijo (ejemplo: XM200) o portátil (ejemplo: XGR que permite comprobar los circuitos muertos) y el receptor, junto con la pinza, son portátiles.

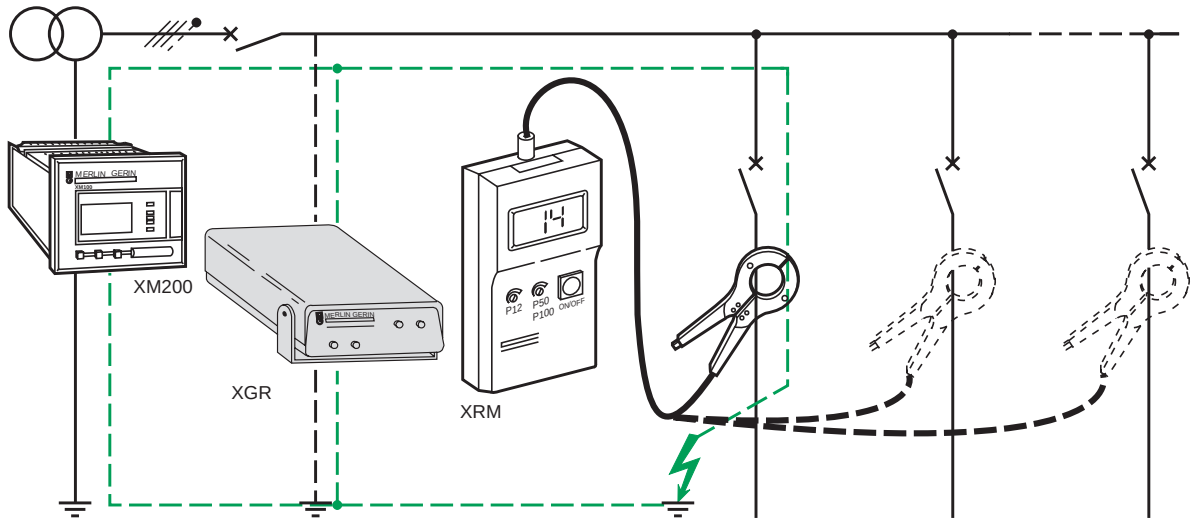


Fig. F57: *Ubicación de defectos no automática.*

■ Ubicación automática de defectos fija (ver la **Figura F58** de la página siguiente).

El relé de supervisión XM200, junto con los detectores fijos X0301 o XD312 (cada uno conectado a un TI toroidal que abarca los conductores del circuito implicado) ofrecen un sistema de ubicación automática de defectos en una instalación en tensión.

Además, se indica el nivel de aislamiento de cada circuito controlado, y se comprueban dos niveles: el primer nivel advierte de una resistencia al aislamiento inusualmente baja para que puedan tomarse medidas preventivas, mientras que el segundo nivel indica una condición de defecto y activa una alarma.

(1) En red trifásica 230/400 V.

www.elsolucionario.org

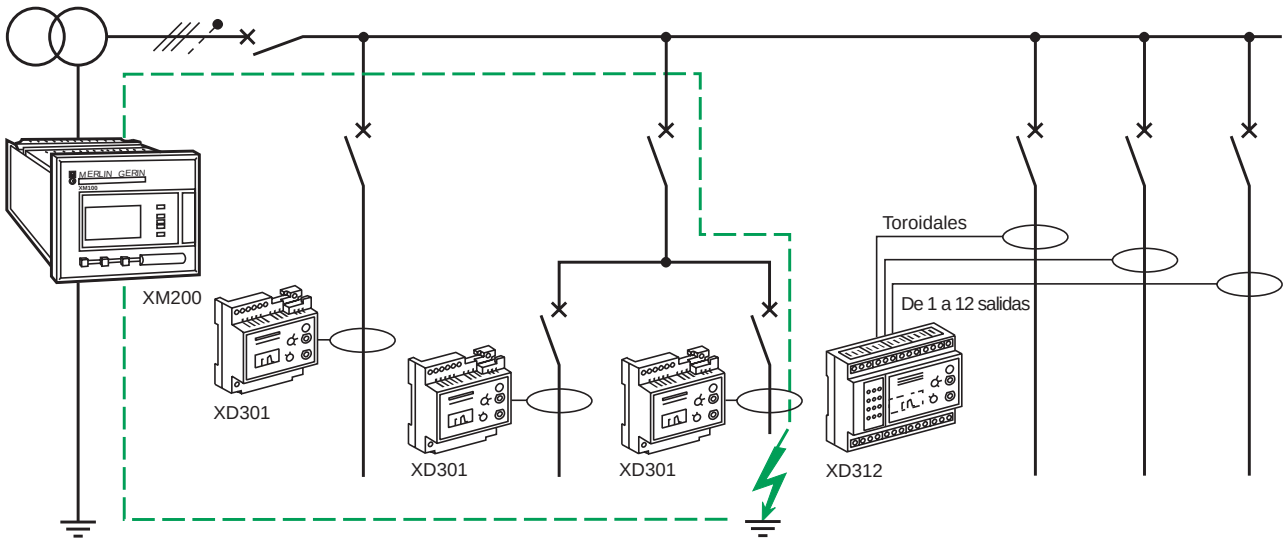


Fig. F58: Ubicación automática de defectos fija.

■ Registro, ubicación de defectos y supervisión automáticas (ver la **Figura F59**).
El sistema Vigilohm también permite el acceso a la impresora y/o a un PC que ofrezca una revisión global del nivel de aislamiento de una instalación completa, y registra la evolución cronológica del nivel de aislamiento de cada circuito.
El monitor central XM300C, junto con los detectores de localización XL308 y XL316, asociados con los TI toroidales de varios circuitos, como se muestra a continuación en la **Figura F59**, ofrecen el medio para esta explotación automática.

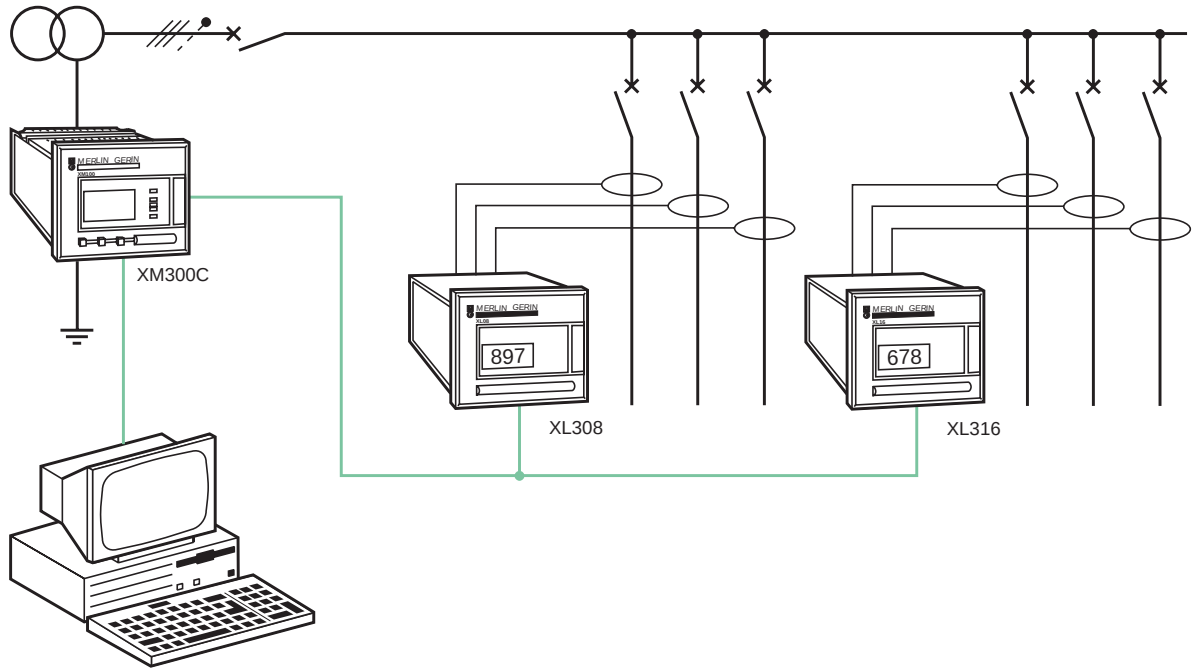


Fig. F59: Ubicación automática de defectos y registro de datos de aislamiento-resistencia.

Implantación de dispositivos de aislamiento-supervisión permanentes (CPI)

■ Conexión.

El dispositivo CPI se conecta normalmente entre el punto neutro (o neutro artificial) del transformador de alimentación y su toma de tierra.

■ Alimentación.

La alimentación del dispositivo CPI deberá proceder de una fuente altamente fiable. En la práctica, ésta normalmente procede directamente de la instalación supervisada, a través de dispositivos de protección de corriente máxima con especificaciones de corriente de cortocircuito adecuadas.

■ Ajustes de nivel.

Algunas normas nacionales recomiendan un primer ajuste en un 20% por debajo del nivel de aislamiento de la nueva instalación. Este valor permite la detección de una reducción de la calidad de aislamiento, que requiera la aplicación de medidas de mantenimiento preventivo en una situación de defecto incipiente.

El nivel de detección de la alarma de defecto a tierra se ajustará a un nivel mucho más bajo.

Por ejemplo, los dos niveles pueden ser:

□ Nuevo nivel de aislamiento de instalación: 100 kΩ.

□ Corriente de fuga sin peligro: 500 mA (riesgo de incendio en > 500 mA).

□ Niveles de indicación ajustados por el consumidor:

– Umbral para mantenimiento preventivo: $0{,}8 \times 100 = 80$ kΩ.

– Umbral para alarma de cortocircuito: 500 Ω.

Notas:

□ Tras un largo período de desconexión, durante el cual la instalación permanece desactivada, la humedad puede reducir el nivel general de resistencia de aislamiento. Esta situación, que se debe principalmente a la corriente de fuga sobre la superficie húmeda del aislamiento correcto, no constituye una condición de defecto, y mejorará rápidamente a medida que el aumento de temperatura normal de los conductores portadores de corriente reduzca la humedad de la superficie.

□ El dispositivo PIM (XM) puede medir los componentes resistivos y capacitivos de la corriente de fuga a tierra, por separado, derivando así la resistencia de aislamiento verdadera de la fuga de corriente permanente total.

El caso de un segundo defecto

Un segundo defecto a tierra en un esquema IT (a menos que suceda en el mismo conductor que el primer defecto) constituye un defecto de fase a fase o de fase a neutro, y tanto si ocurre en el mismo circuito que el primer defecto, o en un circuito diferente, los dispositivos protectores de máxima intensidad (fusibles o interruptores automáticos) actuarán normalmente para efectuar una eliminación automática de defectos.

La configuración de relés de disparo de sobreintensidad y las especificaciones de fusibles son los parámetros básicos que deciden la longitud práctica máxima del circuito que puede protegerse correctamente, como se trata en el subapartado 6.2.

Nota: En circunstancias normales, el recorrido de la corriente de defecto pasa por conductores PE comunes, conectando todas las partes conductoras activas de una instalación, y por tanto, la impedancia del bucle de defecto es lo suficientemente baja para garantizar un nivel adecuado de corriente de defecto.

Si las longitudes de circuito son inevitablemente largas y, especialmente, si los dispositivos de un circuito se conectan a tierra por separado (para que la corriente de defecto pase a través de dos tomas de tierra), puede que no sea posible el disparo fiable en sobreintensidad.

En este caso, se recomienda un DDR en cada circuito de la instalación.

Si un esquema IT tiene resistencia de conexión a tierra, no obstante, deberá tenerse cuidado para garantizar que el DDR no sea demasiado sensible, o un primer defecto puede causar un disparo no deseado. La activación de dispositivos de corriente residual que cumplan las normas IEC puede producirse en valores de 0,5 $I_{\Delta n}$ a $I_{\Delta n}$, donde $I_{\Delta n}$ es el nivel de ajuste de corriente residual nominal.

Métodos para determinar los niveles de la corriente de cortocircuito

Deberá llevarse a cabo una evaluación de los niveles de corriente de cortocircuito en la fase de diseño de un proyecto.

No es necesario realizar un análisis riguroso, ya que las magnitudes de corriente sólo son importantes para los dispositivos protectores implicados (p. ej., los ángulos de fase no necesitan determinarse) por lo que normalmente se utilizan métodos simplificados aproximados por lo bajo. Tres métodos prácticos son los siguientes:

■ El **"método de las impedancias"**, basado en la suma vectorial de todas las impedancias (secuencia de fase positiva) alrededor de un bucle de corriente de defecto.

■ El **método de la composición**, que es una estimación aproximada de la corriente de cortocircuito en el extremo remoto de un bucle, cuando se conoce el nivel de la corriente de cortocircuito en el extremo cercano del bucle. La impedancias complejas se combinan aritméticamente en este método.

Normalmente se utilizan tres métodos de cálculo:

■ *El método de las impedancias, basado en la suma trigonométrica de las resistencias del sistema y las reactancias inductivas.*

■ *El método de la composición.*

■ *El método convencional, basado en una caída de tensión asumida y la utilización de tablas preparadas.*

7 Implementación del esquema IT

El software **ECOdial** *se basa en el "método de impedancia".*

La longitud máxima de un circuito IT conectado a tierra es:

■ *Para un esquema trifásico de tres cables*

$$L_{máx.} = \frac{0{,}8\ U_o \quad \sqrt{3}\ S_{ph}}{2\ \rho I_a\ (1+m)}$$

■ *Para un esquema trifásico de cuatro cables*

$$L_{máx.} = \frac{0{,}8\ U_o\ S_1}{2\ \rho\ I_a\ (1+m)}$$

■ El método convencional, en el que el valor mínimo de la tensión en el origen de un circuito defectuoso se considera el 80% de la tensión del circuito nominal, y se utilizan tablas basadas en esta consideración para ofrecer lecturas directas de las longitudes de circuito.
Estos métodos sólo son fiables para aquellos casos en los que los cables que forman el bucle de corriente de defecto se encuentren cerca (entre sí) y no estén separados por materiales ferromagnéticos.

Métodos de impedancias

Este método, como se describe en el subapartado 6.2, es idéntico para los esquemas IT y TN de conexión a tierra.

Métodos de composición

Este método, como se describe en el subapartado 6.2, es idéntico para los esquemas IT y TN de conexión a tierra.

Método convencional (ver la **Figura F60**)

El principio para un esquema IT es el mismo que el que se describe en el subapartado 6.2 para un esquema TN: el cálculo de las longitudes de circuito máximas que no debería superarse aguas abajo de un interruptor automático o fusibles, para garantizar la protección mediante dispositivos de máxima intensidad. Resulta claramente imposible comprobar las longitudes de circuito de cada combinación factible de dos defectos concurrentes.
Todos los casos están cubiertos, no obstante, si el ajuste de disparo de máxima intensidad se basa en la suposición de que un primer defecto se produce en el extremo remoto del circuito implicado, mientras que el segundo defecto se produce en el extremo remoto de un circuito idéntico, como ya se ha mencionado en el subapartado 3.4. En general, esto puede ocasionar que sólo se produzca un disparo (en el circuito con el nivel de disparo inferior), dejando el sistema, por tanto, en una situación de primer defecto, pero con un circuito defectuoso fuera de servicio.

■ En el caso de una instalación trifásica de tres cables, el segundo defecto sólo puede ocasionar un cortocircuito de fase/fase, de tal forma que la tensión que se utilizará en la fórmula para la máxima longitud de circuito es $\sqrt{3}\ U_o$.
La longitud máxima de circuitos se ofrece en:

$$L_{máx.} = \frac{0{,}8\ U_o \quad \sqrt{3}\ S_{ph}}{2\ \rho I_a\ (1+m)} \text{ metros}$$

■ En el caso de una instalación trifásica de 4 cables, el valor inferior de corriente de defecto se producirá si uno de los defectos se encuentra en un conductor neutro. En este caso, U_o es el valor que se utilizará para calcular la longitud de cable máxima, y

$$L_{máx.} = \frac{0{,}8\ U_o\ S_1}{2\ \rho\ I_a\ (1+m)} \text{ metros}$$

P. ej., sólo el 50% de la longitud permitida para un esquema TN(1).

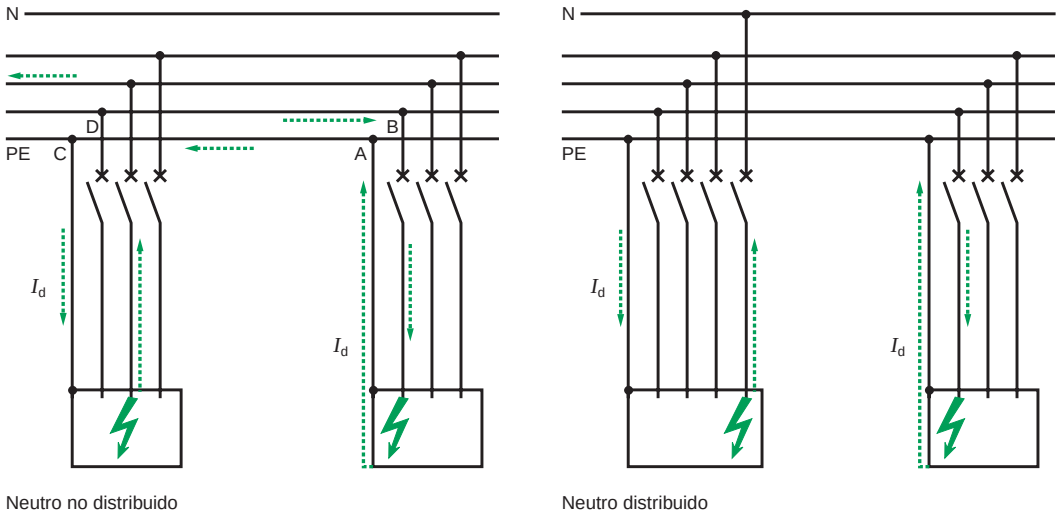


Fig. F60: *Cálculo de $L_{máx.}$ de un esquema conectado a tierra de IT que muestra el recorrido de la corriente de defecto para una condición de doble defecto.*

(1) Recapitulación: no existe límite de longitud para la protección de defecto a tierra en un esquema TT, ya que la protección la proporcionan DDRs de alta sensibilidad.

www.elsolucionario.org

En las siguientes tablas(1) se indica la longitud del circuito que no debe superarse para que las personas estén protegidas contra el riesgo de contactos indirectos mediante dispositivos de protección.

En las fórmulas anteriores:
$L_{máx.}$ = circuito de mayor longitud en metros.
U_o = tensión de fase a neutro (230 V en un esquema de 230/400 V).
ρ = resistividad a temperatura de funcionamiento normal ($22{,}5 \times 10^{-3}$ ohmios-mm²/*m* para cobre, 36×10^{-3} ohmios-mm²/*m* para aluminio).
I_a = nivel de ajuste de disparo de máxima intensidad en amperios, o I_a = corriente en amperios requerida para eliminar el fusible en el tiempo especificado

$$m = \frac{S_{ph}}{S_{PE}}$$

S_{PE} = sección del conductor PE en mm².
S_1 = neutro S si el circuito incluye un conductor neutro.
$S_1 = S_{ph}$ si el circuito no incluye un conductor neutro.

Tablas

Las siguientes tablas se han establecido de acuerdo con el "método convencional" descrito anteriormente.
Las tablas ofrecen unas longitudes de circuito máximas superadas las cuales la resistencia óhmica de los conductores limitará la magnitud de la corriente de cortocircuito a un nivel por debajo del necesario para disparar el interruptor automático (o fundir el fusible) que protege el circuito con la rapidez suficiente como para garantizar la seguridad contra los contactos indirectos. Las tablas tienen en cuenta:

- El tipo de protección: interruptores automáticos o fusibles, ajustes de la corriente de funcionamiento.
- Área de sección de los conductores de fase y los de protección.
- Tipo de esquema de conexión a tierra.
- Factor de corrección: la **Figura F61** indica el factor de corrección que se va a aplicar a las longitudes proporcionadas en las tablas de las **Figuras F44** a **F47**, cuando se tiene en cuenta un esquema IT.

Circuito	Material conductor	$m = S_{ph}/S_{PE}$ (o PEN) $m = 1$	$m = 2$	$m = 3$	$m = 4$
Trifásico	Cobre	0,86	0,57	0,43	0,34
	Aluminio	0,54	0,36	0,27	0,21
3 ph + N o 1 ph + N	Cobre	0,50	0,33	0,25	0,20
	Aluminio	0,31	0,21	0,16	0,12

Fig. F61: *Factor de corrección que se debe aplicar a las longitudes indicadas en las tablas de las Figuras F45 a F48 para los esquemas* TN.

Ejemplo

Una instalación trifásica de 3 cables de 230/400 V está conectada a tierra en IT. Uno de sus circuitos está protegido por un interruptor automático con la especificación de 63 A, y está constituido por un cable con núcleo de aluminio con conductores de fase de 50 mm². El conductor PE de 25 mm² también es de aluminio. ¿Cuál es la longitud máxima del circuito por debajo de la cual queda garantizada la protección de las personas contra los riesgos de contactos indirectos mediante un relé de disparo magnético instantáneo del interruptor automático?
La **Figura F46** indica 603 metros, donde debe aplicarse un factor de corrección de 0,36 (*m* = 2 para un cable de aluminio).
La longitud máxima es por tanto de 217 metros.

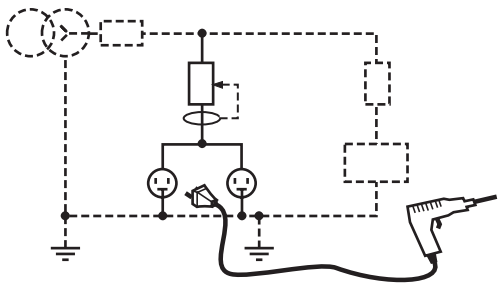


Fig. F62: *Circuitos de alimentación de tomas de corriente.*

(1) Las tablas son las que se muestran en el subapartado 6.2 (Figuras de F45 a F48). No obstante, la tabla de factores de corrección (Figura F61) que tiene en cuenta la relación S_{ph}/S_{PE}, y del tipo de circuito (trifásico, de tres hilos; trifásico, de cuatro hilos; monofásico, de 2 hilos) así como el material de los conductores, es específica del esquema IT y difiere de la del esquema TN.

(2) Estos casos se tratan con detalle.

7.3 DDR de alta sensibilidad

La norma IEC 60364-4-471 recomienda firmemente la utilización de un DDR de elevada sensibilidad (≤ 30 mA) en los siguientes casos (ver la **Figura F62**):

- Circuitos con toma de corriente para corrientes nominales de ⩽ 32 A en cualquier ubicación(2).
- Circuitos con toma de corriente en ubicaciones húmedas para todas las especificaciones de corriente(2).
- Circuitos con toma de corriente en instalaciones provisionales(2).
- Circuitos de suministro a lavanderías y piscinas(2).
- Circuitos de alimentación de conjuntos de obras, caravanas, barcos de entretenimiento y ferias(2).

Esta protección puede destinarse a circuitos individuales o a grupos de circuitos:

- Altamente recomendada para circuitos de tomas de corriente ⩾ 20 A (obligatoria si van a alimentar equipos portátiles para uso en exteriores).
- En algunos países, este requisito es obligatorio para los circuitos de tomas de corriente de ⩽ 32 A. También se recomienda para limitar el número de tomas de corriente protegidas por un DDR (p. ej., 10 tomas para un DDR).

7.4 En áreas de alto riesgo de incendios

La protección mediante un DDR de sensibilidad ⩽ 500 mA en el origen del circuito que alimenta la ubicación con riesgo de incendio es obligatoria en algunos países (ver la **Figura F63**).

Una sensibilidad preferente de 300 mA permite también ofrecer protección contra el riesgo de incendios.

7.5 Impedancia de bucle de corriente de defecto especialmente elevada

Cuando la corriente de defecto a tierra está limitada por una impedancia de bucle de defecto elevada, de forma que no se puede confiar en la protección contra las sobreintensidades para disparar el circuito en el tiempo prescrito, deben considerarse las siguientes posibilidades:

Sugerencia 1 (ver la **Figura F64**)

■ Instale un interruptor automático que tenga un elemento de disparo magnético instantáneo con un nivel de funcionamiento inferior al ajuste habitual, por ejemplo:

$2\ I_n \leqslant I_{rm} \leqslant 4\ I_n$

Esto permite la protección para las personas en los circuitos que son demasiado largos. Debe comprobarse, sin embargo, que las corrientes transitorias elevadas como las de arranque no provoquen disparos intempestivos.

■ Soluciones de Schneider Electric:

□ Tipo G Compact ($2\ I_m \leqslant I_{rm} \leqslant 4\ I_m$).

□ Tipo circuito B multi 9.

Sugerencia 2 (ver la **Figura F65**)

Instale un DDR en el circuito. No es necesario que el dispositivo sea muy sensible (HS) (de varios amperios a unas decenas de amperios). Cuando se vean afectadas tomas de corriente, los circuitos particulares deben en cualquier caso estar protegidos por DDR de HS (⩽ 30 mA); generalmente, un DDR para varias tomas de corriente de un circuito común.

■ Soluciones de Schneider Electric:

□ DDR multi 9 NG 125: $I_{\Delta n}$ = 1 o 3 A.

□ Vigicompact REH o REM: $I_{\Delta n}$ = 3 a 30 A.

Sugerencia 3

Aumente el tamaño de los conductores PE o PEN y/o los conductores de fase para reducir la impedancia de bucle.

Sugerencia 4 (ver la **Figura F66**)

Añada conductores equipotenciales adicionales. Esto tendrá un efecto similar a la sugerencia 3, es decir, una reducción de la resistencia del bucle de defecto a tierra, al tiempo que se mejoran las medidas de protección contra las tensiones de contacto. La eficacia de esta mejora se puede comprobar mediante una prueba de resistencia entre cada parte conductora expuesta y el conductor de protección local principal.

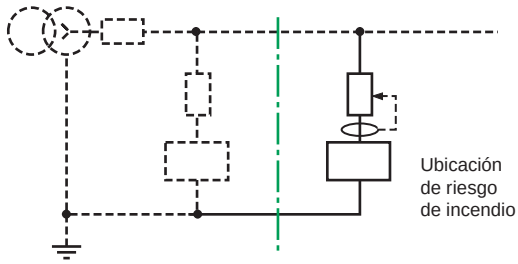


Fig. F63: Ubicación de riesgo de incendio.

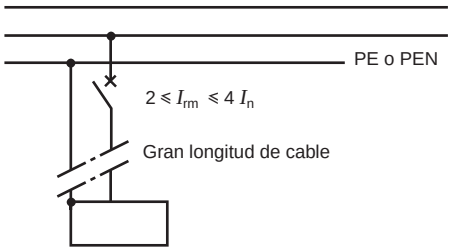


Fig. F64: Interruptor automático con disparo magnético instantáneo de ajuste bajo.

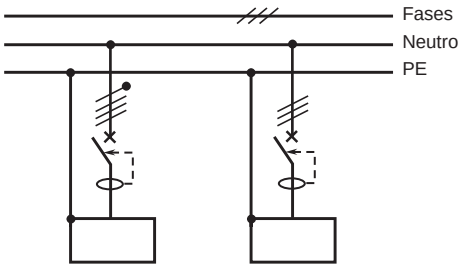


Fig. F65: Protección DDR.

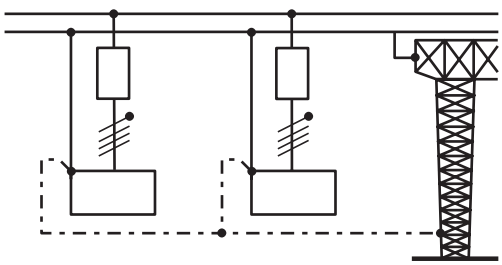


Fig. F66: Conexión equipotencial mejorada.

8 Dispositivos de corriente residual (DDR)

8.1 Descripción

Principio

Las características esenciales se muestran en forma de diagrama en la **Figura F67** de más abajo.

Un núcleo magnético incluye todos los conductores de corriente de un circuito eléctrico y el flujo magnético generado en el núcleo dependerá en todo momento de la suma aritmética de las corrientes, considerando que las corrientes que pasan en una dirección se consideran positivas (I_1), mientras que las que pasan en dirección contraria se considerarán negativas (I_2).

En un circuito en buen estado $I_1 + I_2 = 0$ y no habrá flujo en el núcleo magnético, y e.m.f. cero en su bobina.

Un id de corriente de defecto a tierra pasará a través del núcleo hasta el defecto, pero volverá a la fuente a través de la tierra o mediante conductores de producción en un esquema TN conectado a tierra.

El equilibrio de corrientes en los conductores que pasan a través del núcleo magnético ya no existe y la diferencia da lugar a un flujo magnético en el núcleo.

La diferencia de corriente se denomina corriente “residual” y el principio se conoce como principio de “corriente residual”.

El flujo alterno resultante en el núcleo induce un e.m.f. en su bobina, de modo que una corriente I_3 fluye en la bobina de funcionamiento del dispositivo de disparo. Si la corriente residual supera el valor necesario para poner en marcha el dispositivo de disparo ya sea directamente o mediante un relé electrónico, el interruptor automático asociado se disparará.

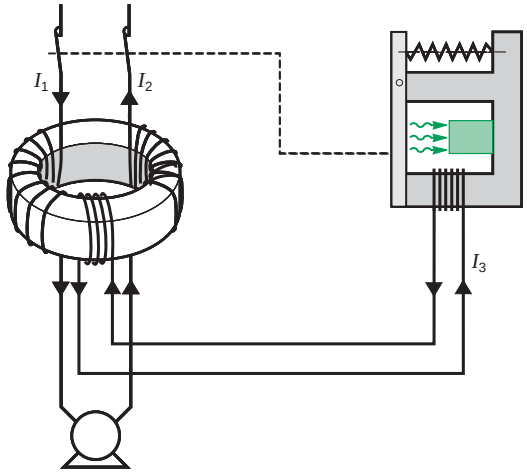


Fig. F67: *Principio del funcionamiento DDR.*

8.2 Recomendaciones para la implementación de DDR

Existen corrientes de fuga a tierra que no se deben a un defecto, así como sobretensiones transitorias, y cualquiera de las dos condiciones o ambas pueden provocar disparos no deseados por parte de los DDR. Se han desarrollado algunas técnicas para resolver estos problemas de funcionamiento.

Corrientes de fuga a tierra permanentes

Todas las instalaciones de BT tienen una corriente de fuga permanente a tierra que se debe a:

- Desequilibrio(1) de la capacidad intrínseca entre conductores en tensión y tierra para circuitos trifásicos.
- O capacidad entre conductores en tensión y tierra para circuitos monofásicos.

Cuanto mayor es la instalación mayor es su capacidad con el consiguiente aumento de la corriente de fuga.

La corriente capacitativa a tierra aumenta significativamente algunas veces mediante condensadores de filtro asociados con equipos eléctricos (automatización, informática y sistemas basados en ordenadores, etc.).

A falta de datos más precisos, la corriente de fuga permanente en una instalación dada puede calcularse a partir de los siguientes valores, medidos a 230 V 50 Hz:

- Circuito monofásico o trifásico: 1,5 mA/100 m.
- Suelo térmico: 1 mA/kW.
- Fax terminal: 1 mA.

(1) En los sistemas trifásicos, la corriente capacitiva a tierra sería cero si los conductores de las tres fases tuvieran una capacidad a tierra igual, una condición que no puede darse en las instalaciones reales.

www.elsolucionario.org

8 Dispositivos de corriente residual (DDR)

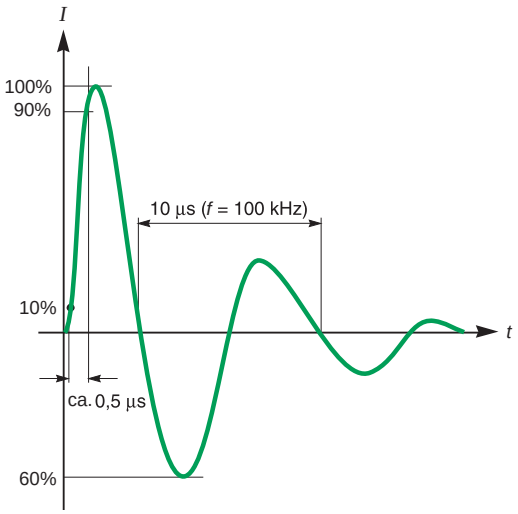


Fig. F68: Onda de corriente transitoria de 0,5 µs/100 kHz normalizada.

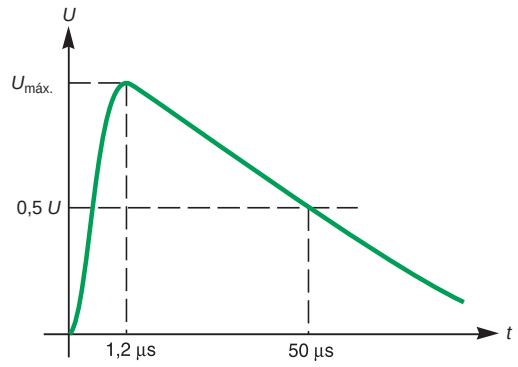


Fig. F69: Onda de tensión transitoria de 1,2/50 µs normalizada.

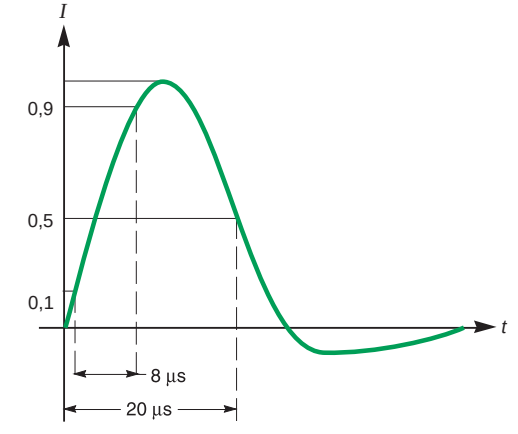


Fig. F70: Onda de impulso de corriente normalizada 8/20 µs.

- Estación de trabajo tecnológica: 2 mA.
- Terminal de tecnología de la información: 2 mA.
- Impresora: 1,5 mA.
- Fotocopiadora: 1,5 mA.

Puesto que los dispositivos DDR que cumplen con IEC y muchas otras normas nacionales pueden funcionar en el intervalo 0,5 $I_{\Delta n}$ - $I_{\Delta n}$ para una especificación nominal de $I_{\Delta n}$, la corriente de fuga aguas abajo de un DDR no debe superar los 0,5 $I_{\Delta n}$.

La limitación de la corriente de fuga permanente a 0,25 $I_{\Delta n}$ mediante la subdivisión de circuitos eliminará, en la práctica, cualquier disparo no deseado.

En casos muy concretos como, por ejemplo, la ampliación o renovación parcial de instalaciones con puesta a tierra IT, consultar a los fabricantes.

Corrientes de fuga transitorias

Puesta en tensión

La puesta en tensión inicial de las capacidades mencionadas anteriormente da lugar a corrientes transitorias de alta frecuencia de muy breve duración, similares a las que se muestran en la **Figura F68**. La aparición imprevista de un primer defecto en un sistema conectado a tierra de IT también causa corrientes de fuga a tierra transitorias debido al repentino incremento de los dos voltajes normales fase a fase por encima del nivel de conexión a tierra.

Sobretensiones en modo común

Las redes de energía eléctrica están sujetas a sobretensiones de orígenes diversos: atmosféricos o debido a cambios bruscos en las condiciones de funcionamiento del sistema (defectos, funcionamiento de fusibles, desconexiones, etc.). Estos cambios imprevistos a menudo provocan corrientes y tensiones transitorias importantes en los circuitos capacitivos e inductivos del sistema antes de que se alcance un nuevo estado estable. Los registros establecen que, en los sistemas BT, las sobretensiones permanecen normalmente por debajo de los 6 kV y se pueden representar adecuadamente mediante la onda de impulso convencional de 1,2/50 µs (ver **Figura F69**).

Estas sobretensiones dan lugar a corrientes transitorias representadas por una onda de impulso de corriente en la forma convencional de 8/20 µs, con un valor de pico de varias decenas de amperios (ver la **Figura F70**).

Las corrientes transitorias fluyen a tierra mediante las capacidades de los disipadores de sobretensión de la instalación o mediante un defecto de aislamiento.

Inmunidad a transitorios

Todos los DDR instalados deben disponer de un nivel mínimo de inmunidad ante los disparos no deseados en conformidad con los requisitos de la **Figura F71**. Los DDR de tipo “S” o niveles de ajuste de temporización I o II (ver **Figura F38**) cubren todas las corrientes de fuga transitorias, incluidas las de los disipadores de descargas de una duración inferior a los 40 ms.

Las corrientes y las sobretensiones transitorias (o impulso unidireccional) de alta frecuencia mencionadas anteriormente, junto con otras fuentes de alteraciones electromagnéticas (bobinas de contactor, relés, contactos secos), descargas electrostáticas y ondas electromagnéticas radiadas (radio, sistemas de encendido, etc.) forman parte del campo cada vez más importante de la EMC (compatibilidad electromagnética). Para más información, consultar las publicaciones técnicas números 120 y 149 de Schneider Electric.

Es fundamental que los dispositivos DDR sean inmunes a los posibles problemas de funcionamiento derivados de las perturbaciones electromagnéticas.

Perturbación	Tipo de test	Resistencia requerida
Sobretensión	Impulso de 1,2/50 µs	Valor de pico de 6 kV
Corriente transitoria	Impulso de 0,5 µs/100 kHz	Valor de pico de 200 A(1)
	Impulso de 8/20 µs	Valor de pico de 200 A Valor de pico de 60 A para DDR de 10 mA Valor de pico de 5 kA para tipos “S” o modelos de temporización (ver nota)
Desconexión	Ráfagas transitorias repetitivas IEC 60801-4	4 kV
Electricidad estática	Descargas electrostáticas IEC 60801-2	8 kV
Ondas radiadas	Campos electromagnéticos IEC 60801-3	3 V/m

(1) Para DDR con $I_{\Delta n}$ < 10 mA no es preciso realizar este test (IEC 61008-1).

Nota: Los DDR con temporización suelen instalarse cerca de la posición de servicio de las instalaciones, donde las sobretensiones de origen externo son las más graves. La prueba de valor de pico de 5 kA refleja este requisito de alto rendimiento.

Fig. F71: Tests de nivel de resistencia de compatibilidad electromagnética para dispositivos DDR.

8 Dispositivos de corriente residual (DDR)

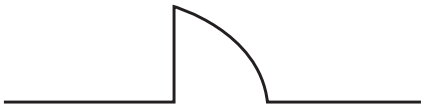


Fig. F72: Símbolo normalizado utilizado en algunos países para indicar que el dispositivo está a prueba de un funcionamiento inadecuado debido a corrientes transitorias.

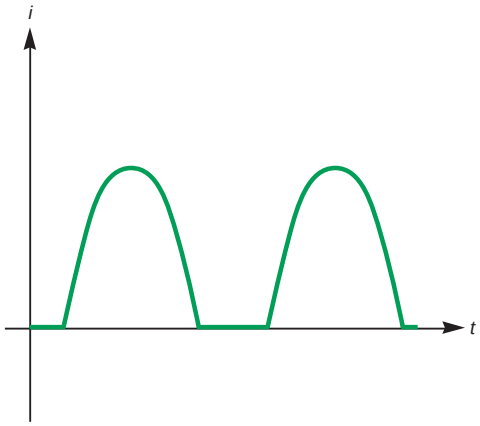
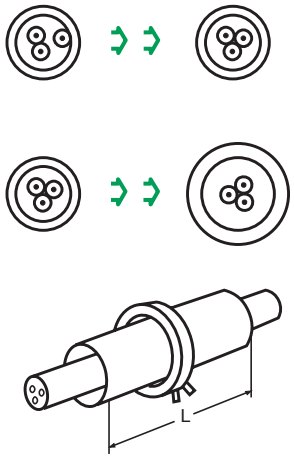


Fig. F73: Corriente continua.



L = dos veces el diámetro del núcleo de anillo magnético

Fig. F74: Tres medidas para reducir la relación $I_{\Delta n}/I_{ph}$ (máx.).

En la práctica, los niveles que se muestran en la **Figura F71** siguen las especificaciones de diseño y fabricación.

Los DDR de tipo "AS-i" (indicados por el símbolo de la **Figura F72**) impiden los disparos no deseados en caso de red contaminada, efectos de los rayos, corrientes de alta frecuencia, componentes de CC, transitorios, temperatura de funcionamiento baja (–25 °C).

Inmunidad a componentes de corriente continua (ver Figura F73)

La alimentación de CC auxiliar para el control y la indicación de equipos eléctricos y mecánicos es común, y determinados dispositivos incluyen rectificadores (diodos, triacs, tiristores).

En el caso de un defecto de tierra aguas abajo de un rectificador, la corriente de defecto puede incluir componentes de CC.

El riesgo depende del nivel de aislamiento de los circuitos de CC de un dispositivo y debe considerarse cada caso individualmente. Normalmente, los problemas de este tipo atañen a aplicaciones industriales.

La norma IEC clasifica los DDRs de acuerdo con su capacidad para funcionar correctamente en presencia de componentes de CC en la corriente residual:

- Clase AC: funciona sólo gracias a la corriente de CA.
- Clase A: funciona si la corriente residual está constituida por impulsos de una sola dirección.
- Clase B: funciona con CC pura.

Nota: Los de clase A están disponibles para necesidades específicas como una variación especial de dispositivos de clase AC.

Recomendaciones referentes a la instalación de DDRs con transformadores de corriente toroidales

El detector de corriente residual es un circuito magnético cerrado (normalmente circular) de una permeabilidad magnética muy elevada, en el que se enrolla una bobina de cable; el conjunto constituye un transformador de corriente toroidal (o de tipo anillo).

Debido a su elevada permeabilidad, cualquier pequeña desviación de la simetría perfecta de los conductores incluida en el núcleo, y la proximidad de material férreo (miembros del chasis, cofre de acero, etc.) pueden afectar al equilibrio de las fuerzas magnéticas de forma suficiente, en momentos de grandes corrientes de carga (corriente de arranque de motor, sobretensión de corriente de conexión de transformador, etc.) y causar el disparo no deseado del DDR.

A menos que se tomen medidas específicas, la relación de la corriente de funcionamiento $I_{\Delta n}$ para la corriente de fase máx. I_{ph} normalmente es inferior 1/1.000.

Este límite puede aumentar considerablemente (p. ej., la respuesta puede insensibilizarse) mediante la adopción de las medidas mostradas en la **Figura F74**, y resumidas en la **Figura F75**.

Medidas	Diámetro (mm)	Factor disminución de sensibilidad
Centralización cuidadosa de cables por núcleo anular		3
Sobredimensionamiento del núcleo anular	∅ 50 > ∅ 100	2
	∅ 80 > ∅ 200	2
	∅ 120 > ∅ 200	6
Uso de un manguito protector de acero o de hierro suave	∅ 50	4
■ Grosor de pared de 0,5 mm	∅ 80	3
■ Longitud 2 × diámetro interior del núcleo anular	∅ 120	3
■ Rodeo completo de los conductores y solapamiento del núcleo circular iguales en ambos extremos	∅ 200	2

Estas medidas pueden combinarse. Preste atención al centralizar los cables en un núcleo anular de 200 mm de diámetro, donde un núcleo de 50 mm sería lo suficientemente largo, y con el uso de un manguito, la relación 1/1.000 podría convertirse en 1/30.000.

Fig. F75: Medios para reducir la relación $I_{\Delta n}/I_{ph}$ (máx.).

8 Dispositivos de corriente residual (DDR)

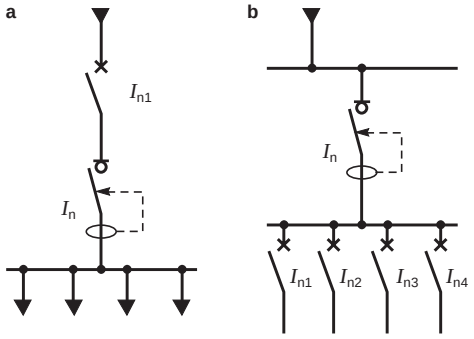


Fig. F76: Interr. autom. de corriente residual (RCCB).

Elección de características de un interruptor automático de corriente residual (RCCB - IEC 61008)

Corriente nominal

La corriente nominal de un interruptor automático de corriente residual se elige de acuerdo con la corriente de carga sostenida máxima que llevará.

■ Si el interruptor automático de corriente residual se conecta en serie, y aguas abajo del interruptor automático, la corriente nominal de ambos sistemas será la misma, p. ej., $I_n \geqslant I_{n1}$(1) (ver **Figura F76a**).

■ Si el interruptor automático de corriente residual está ubicado aguas arriba de un grupo de circuitos, protegido por interruptores automáticos, como se muestra en la **Figura F76b**, la corriente nominal de interruptor automático de corriente residual se obtendrá mediante la fórmula:

$$I_n \geqslant k_u \times k_s \, (I_{n1} + I_{n2} + I_{n3} + I_{n4})$$

Requisitos de resistencia electrodinámica

La protección frente a cortocircuitos debe ofrecerse mediante un SCPD (dispositivo protector frente a cortocircuitos) aguas arriba, pero se considera que si el interruptor automático de corriente residual está ubicado en la misma caja de distribución (conforme a las normas apropiadas) como los interruptores automáticos aguas abajo (o fusibles), la protección frente a cortocircuitos que logran estos SCPDs (circuito saliente) constituye una alternativa adecuada. La coordinación entre el interruptor automático de corriente residual y los SCPDs resulta necesaria y los fabricantes ofrecen generalmente tablas en las que se asocian los interruptores automáticos de corriente residual y los interruptores automáticos o fusibles (ver **Figura F77**).

Interr. autom. y asociación de interruptor automático de corriente residual - valor I_{sc} (rms) máx. en kA

Interr. autom. aguas arriba			DT40	DT40N	C60N	C60H	C60L	C120N	C120H	NG125N	NG125H
Int. autom. de corr. res. aguas abajo	2 P	I 20 A	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	3	4,5	4,5	4,5
	230 V	IN-A 40 A	6	10	20	30	30	10	10	15	15
		IN-A 63 A	6	10	20	30	30	10	10	15	15
		I 100 A						15	15	15	15
	4 P	I 20 A	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	2	3	3	3
	400 V	IN-A 40 A	6	10	10	15	15	7	7	15	15
		IN-A 63 A	6	10	10	15	15	7	7	15	15
		NG 125 NA						10	16	25	50

Fusibles y asociación de interruptor automático de corriente residual - valor I_{sc} (rms) máx. en kA

Fusible aguas arriba			20 A	63 A	100 A	125 A
Int. aut. corr. resid. aguas abajo	2 P	I 20 A	8			
	230 V	IN-A 40 A		30	20	
		IN-A 63 A		30	20	
		I 100 A			6	
	4 P	I 20 A	8			
	400 V	IN-A 40 A		30	20	
		IN-A 63 A		30	20	
		NG 125 NA				50

Fig. F77: Tabla de coordinación de fabricantes típica para interruptores automáticos de corriente residual, interruptores automáticos y fusibles (productos Merlin Gerin).

(1) Algunas normas nacionales incluyen una prueba de resistencia térmica con una corriente mayor que I_n para garantizar la correcta coordinación de la protección.

www.elsolucionario.org

Capítulo G
La protección de los circuitos

Índice

1	**General**	**G2**
	1.1 Metodología y definición	G2
	1.2 Principios de protección contra las sobreintensidades	G4
	1.3 Valores prácticos para un esquema de protección	G4
	1.4 Ubicación de dispositivos protectores	G6
	1.5 Conductores en paralelo	G6
2	**Método práctico para calcular la sección mínima admisible de los conductores del circuito**	**G7**
	2.1 General	G7
	2.2 Método general para cables	G7
	2.3 Enfoque simplificado recomendado para cables	G16
	2.4 Sistemas de canalización eléctrica prefabricada	G18
3	**Cálculo de la caída de tensión**	**G20**
	3.1 Límite de máxima caída de tensión	G20
	3.2 Cálculo de caída de tensión en condiciones de carga estables	G21
4	**Corriente de cortocircuito**	**G24**
	4.1 Corriente de cortocircuito en los terminales secundarios de un transformador de distribución de AT/BT	G24
	4.2 Corriente de cortocircuito trifásico (I_{cc3}) en cualquier punto de la instalación de BT	G25
	4.3 I_{cc} en el extremo receptor de una unidad de alimentación con relación a la I_{cc} en el extremo de envío	G28
	4.4 Corriente de cortocircuito suministrada por un alternador o inversor	G29
5	**Casos particulares de corriente de cortocircuito**	**G30**
	5.1 Cálculo de niveles mínimos de corriente de cortocircuito	G30
	5.2 Comprobación de la resistencia térmica de cables en condiciones de cortocircuito	G35
6	**Conductor de conexión a tierra de protección (PE)**	**G37**
	6.1 Conexión y selección	G37
	6.2 Tamaño de los conductores	G38
	6.3 Conductor de protección entre el transformador de AT/BT y el cuadro general de baja tensión (CGBT)	G40
	6.4 Conductor equipotencial	G41
7	**Conductor neutro**	**G42**
	7.1 Dimensiones del conductor neutro	G42
	7.2 Protección del conductor neutro	G44
	7.3 Rotura del conductor neutro	G44
	7.4 Aislamiento del conductor neutro	G44
8	**Ejemplo probado de cálculo de cables**	**G46**

1 General

1.1 Metodología y definición

Los componentes de un circuito eléctrico y su protección se determinan de manera que se cumplan las exigencias de funcionamiento normales y anómalas.

Metodología (véase la Figura G1)

Tras un análisis preliminar de los requisitos de alimentación para la instalación, como se describe en el capítulo B, apartado 4, se realiza un estudio del cableado(1) y la protección eléctrica, comenzando por el origen de la instalación, pasando por los circuitos intermedios y terminando por los circuitos finales.

El cableado y su protección en cada nivel deben cumplir varias condiciones simultáneamente, para garantizar una instalación segura y fiable, es decir, deben:

- Soportar la corriente a plena carga permanente y las sobreintensidades normales de corta duración.
- No provocar caídas de tensión que pudieran perjudicar el rendimiento de ciertas cargas, por ejemplo: un período de aceleración demasiado largo al arrancar un motor, etc.

Asimismo, los dispositivos de protección (interruptores automáticos o fusibles) deben:

- Proteger el cableado y las barras conductoras para cualquier nivel de sobreintensidad, hasta las corrientes de cortocircuito (inclusive).
- Garantizar la protección de personas contra el riesgo de contacto indirecto, sobre todo en los sistemas con puesta a tierra TN e IT, donde la longitud de los circuitos puede limitar la magnitud de las corrientes de cortocircuito y, en consecuencia, retrasar la desconexión automática (recuerde que las instalaciones con puesta a tierra TT están protegidas necesariamente en el origen con un DDR, normalmente ajustado en una sensibilidad de 300 mA).

Las secciones de los conductores se establecen por el método general descrito en el subapartado 2 de este capítulo. Al margen de este método, algunas normativas nacionales podrían recomendar el cumplimiento de una sección mínima con el fin de asegurar la resistencia mecánica. Cargas particulares (como se indica en el capítulo N) exigen que el cable que las alimenta esté sobredimensionado y que se modifique la protección del circuito en consecuencia.

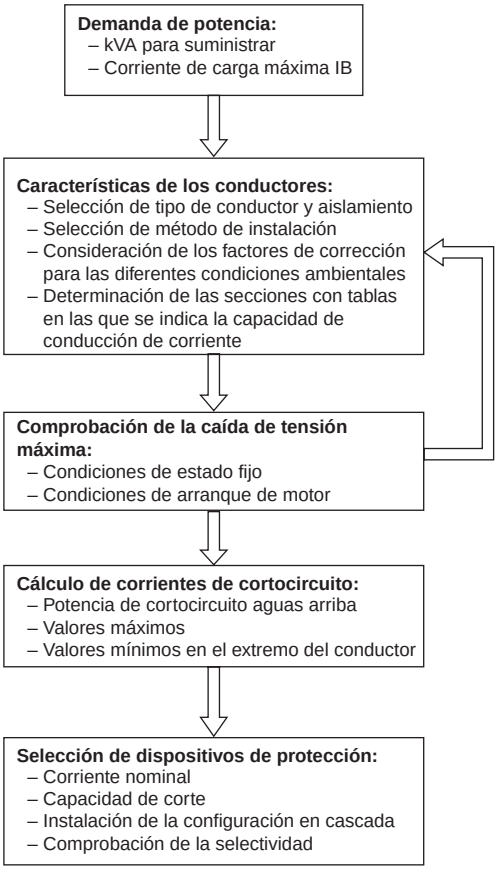


Fig. G1: Gráfico de flujo para la selección del tamaño de cable y especificación del dispositivo de protección para un circuito en concreto.

(1) El término “cableado” en este capítulo hace referencia a cualquier conductor aislado, incluidos los de uno o varios núcleos y los cables aislados distribuidos en conductos, etc.

www.elsolucionario.org

1 General

Definiciones

Corriente de carga máxima: I_B

■ En el nivel de los circuitos finales, esta corriente corresponde a los kVA nominales de la carga. En el caso de un arranque de motor, u otras cargas que requieren una corriente alta al inicio, en especial cuando es una acción frecuente (p. ej. motores de ascensores, soldaduras por resistencia y demás), se deben tener en cuenta los efectos térmicos acumulativos de las sobreintensidades. Tanto los cables como los relés térmicos se ven afectados.

■ En todos los niveles de circuitos aguas arriba, esta corriente corresponde a los kVA que se deben suministrar, teniendo en cuenta los factores de simultaneidad y uso, k_s y k_u respectivamente, como se muestra en la **Figura G2**.

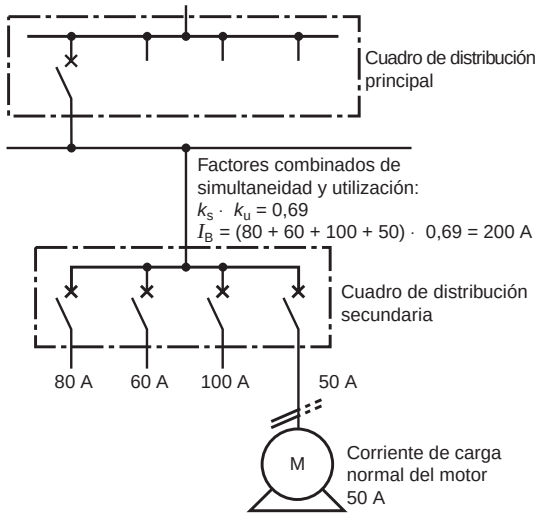


Fig. G2: Cálculo de la corriente de carga máxima I_B.

Corriente máxima permitida: I_z

Es el valor máximo de corriente que el cableado del circuito puede llevar indefinidamente, sin reducir su vida útil estimada.

La corriente depende de varios parámetros para una sección concreta de conductores:

■ Composición del cable y tipo de cableado (conductores de Cu o Al; PVC o EPR etc. aislamiento, número de conductores activos).

■ Temperatura ambiente.

■ Método de instalación.

■ Influencia de circuitos vecinos.

Intensidades máximas

Se produce una sobreintensidad cada vez que el valor de la corriente sobrepasa la corriente de carga máxima I_B para la carga en cuestión.

Se debe cortar esta corriente tan rápido como permita la magnitud, para evitar daños permanentes en el cableado (y en el aparato si la sobreintensidad se debe a un componente de carga defectuoso).

Las sobreintensidades con una duración relativamente corta, pueden aun así producirse durante el funcionamiento normal; se distinguen dos tipos de sobreintensidades:

■ Sobrecargas.

Estas sobreintensidades pueden producirse en circuitos eléctricos en perfecto estado, debido a un número de pequeñas cargas de poca duración que se producen ocasionalmente por casualidad, cargas al arrancar un motor y demás. Sin embargo, si persiste cualquiera de estas situaciones durante más de un tiempo determinado (según los ajustes del relé protector o las especificaciones de los fusibles) se cortará automáticamente el circuito.

■ Corrientes de cortocircuito.

Estas corrientes derivan del defecto de aislamiento entre los conductores en tensión o entre los conductores en tensión y la tierra (en sistemas con neutros de baja impedancia conectados a tierra) con cualquier combinación, a saber:

□ Con cortocircuito trifásico (y conectado a neutro o tierra, o no).

□ Con cortocircuito bifásico (y conectado a neutro o tierra, o no).

□ Con cortocircuito monofásico conectado a neutro (o a tierra).

G4

1.2 Principios de protección contra las sobreintensidades

Se prevé un dispositivo de protección en el origen del circuito en cuestión (ver las **Figuras G3** y **G4**).

- Actuando para cortar la corriente en un tiempo inferior al obtenido con la curva característica I^2t del cableado del circuito.
- Permitiendo el paso de la corriente de carga máxima I_B permanentemente.

Se pueden establecer aproximadamente las características de los conductores aislados en condiciones de cortocircuito, durante periodos de un máximo de 5 segundos tras el inicio del cortocircuito, con la siguiente fórmula:

$I^2t = k^2 S^2$ que indica que el calor permitido que genera es proporcional al área de la sección del conductor al cuadrado,

donde:

t: es la duración de la corriente de cortocircuito (segundos).

S: es el área de sección del conductor aislado (mm^2).

I: Corriente de cortocircuito (A ef).

k: Constante del conductor aislado (se facilitan valores de k^2 en la **Figura G53**).

Para un conductor aislado determinado, la corriente máxima permitida varía según el entorno. Por ejemplo, para una temperatura ambiente alta ($\theta_{a1} > \theta_{a2}$), I_{z1} es inferior a I_{z2} (ver **Figura G5**). θ significa "temperatura".

Nota:

- I_{cc3} significa corriente de cortocircuito trifásico.
- I_{ccB} significa corriente de corte de cortocircuito trifásico nominal del interruptor automático.
- I_r (o I_{rth})(1) significa nivel de corriente "nominal" regulado, p. ej. un interruptor automático de corriente de 50 A se puede regular para que tenga un rango protector, es decir, un nivel de disparo de sobreintensidad convencional (ver **Figura G6** en la página siguiente) parecido al de un interruptor automático de 30 A.

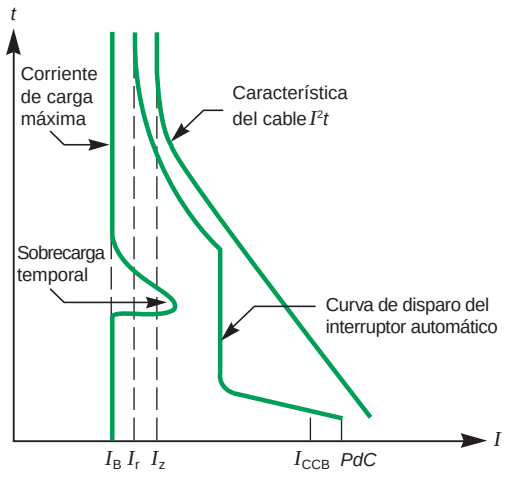


Fig. G3: Protección del circuito mediante interruptor automático.

1.3 Valores prácticos para un esquema de protección

Los siguientes métodos están basados en las reglas de las normas IEC y representan las prácticas seguidas en muchos países.

Reglas generales

Un elemento de protección (interruptor automático o fusible) funciona adecuadamente si:

- Su corriente nominal o de ajuste In es superior a la corriente de carga máxima I_B pero inferior a la corriente máxima permitida I_z para el circuito, es decir. $I_B \leqslant I_n \leqslant I_z$ correspondiente a la zona "a" en la **Figura G6**.
- El ajuste de la corriente de disparo I_2 "convencional" es inferior a 1,45 I_z que corresponde a la zona "b" en la **Figura G6**.

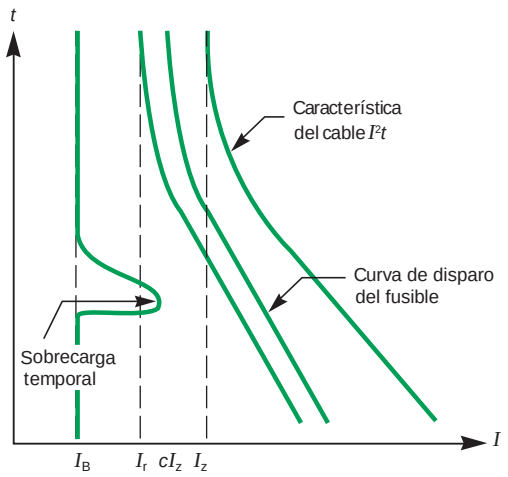


Fig. G4: Protección del circuito mediante fusibles.

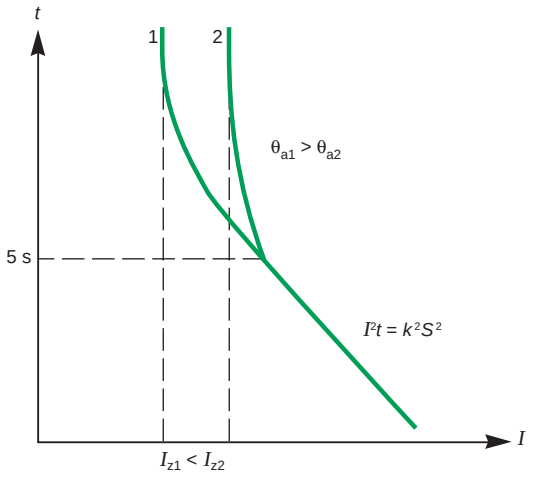


Fig. G5: Característica I^2t de un conductor aislado con dos temperaturas ambientes diferentes(1). Se utilizan ambas designaciones en diferentes estándares.

(1) Se utilizan ambas designaciones en diferentes estándares.

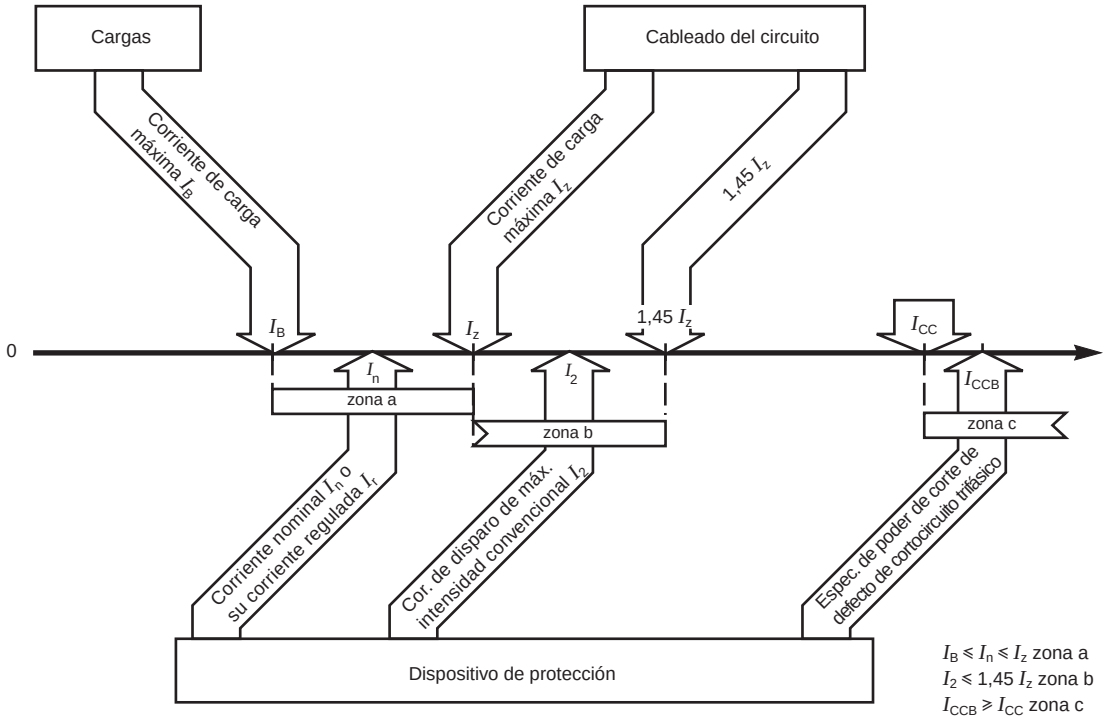


Fig. G6: *Niveles de corriente para determinar las características del interruptor automático o del fusible.*

El tiempo de disparo con ajuste “convencional” puede ser entre una y dos horas según las normas locales y el valor real seleccionado para I_2. Para los fusibles, I_2 es la corriente (designada como I_f) que opera el fusible en el tiempo convencional.

■ El calibre de corte de la corriente de defecto de cortocircuito trifásico es superior a la corriente de cortocircuito trifásica existente en el punto de instalación.
Esto corresponde a la zona “c” de la **Figura G6**.

Aplicaciones

Criterios para un interruptor automático: $I_B \leqslant I_n$ (o I_r) $\leqslant I_z$ y la corriente nominal de corte de cortocircuito $I_{CCB} \geqslant I_{cc}$, nivel de corriente de cortocircuito trifásico en el punto de instalación.

■ Protección mediante interruptor automático.

Gracias a su alto nivel de precisión, la corriente I_2 siempre es inferior a 1,45 I_n (o 1,45 I_r), de manera que la condición $I_2 \leqslant 1{,}45\ I_z$ (como se indica anteriormente en las “normas generales”) siempre se cumple.

□ Caso particular.

Si el propio interruptor automático no protege contra las sobrecargas, es necesario asegurarse de que, en el momento de menor corriente de cortocircuito, el dispositivo de sobreintensidad que protege el circuito funcione correctamente. Se detalla este caso específico en el subapartado 5.1.

■ Protección mediante fusibles.

La condición $I_2 \leqslant 1{,}45\ I_z$ también se debe tener en cuenta, donde I_2 representa la corriente de fusión (nivel de fusión) igual a $k_2 \times I_n$ (k_2 oscila entre 1,6 a 1,9) según el fusible en particular.

Se ha introducido otro factor k_3 (en las normas nacionales de las que se han extraído estas notas) de manera que $I_2 \leqslant 1{,}45\ I_z$ será válido si $I_n \leqslant I_z/k_3$.

Para fusibles tipo gG:
$I_n < 16$ A $k_3 = 1{,}31$
$I_n \geqslant 16$ A $k_3 = 1{,}10$

Así mismo, la capacidad de corte de la corriente de cortocircuito del fusible I_{CCF} debe superar el nivel de corriente de cortocircuito trifásico en el punto de instalación de los fusibles.

■ Asociación de diferentes dispositivos protectores.

IEC y numerosas normas nacionales permiten el uso de dispositivos protectores con especificaciones de corriente defectuosa inferiores al nivel de defecto existente en el punto de instalación en los siguientes casos:

□ Si existe protección aguas arriba, otro dispositivo protector que tenga la especificación de cortocircuito necesaria.

□ La cantidad de energía permitida para atravesar el dispositivo aguas arriba es inferior a la que pueden soportar el dispositivo aguas abajo y todos los aparatos y cableados asociados sin sufrir daños.

Criterios para un interruptor automático:
$I_B \leqslant I_n \leqslant I_Z$/ e $I_{SCB} \geqslant I_{SC}$
Criterios para fusibles:
$I_B \leqslant I_n \leqslant I_Z/k_3$ e $I_{SCF} \geqslant I_{SC}$

www.elsolucionario.org

En la práctica, esta distribución suele utilizarse en:
- La asociación de interruptores automáticos/fusibles.
- La técnica conocida como “filiación” en la que la actuación de ciertos interruptores automáticos utilizados para limitar corrientes fuertes de cortocircuito reduce eficazmente la importancia de los cortocircuitos aguas abajo.

En las guías técnicas de Merlin Gerin aparecen las posibles combinaciones ensayadas en laboratorios.

1.4 Ubicación de dispositivos protectores

En general, se requiere un dispositivo de protección en el origen de cada circuito.

Norma general (ver Figura G7a)

Es necesaria la colocación de un dispositivo de protección en el origen de cada circuito o donde se produzca una reducción de la máxima corriente requerida I_b.

Otras ubicaciones posibles para ciertos casos (ver Figura G7b)

El dispositivo de protección se puede colocar a lo largo del circuito:
- Si AB no está cerca de material combustible.
- Si no salen tomas de salida ni conexiones de bifurcación de AB.

Estos tres casos pueden ser útiles en la práctica:
- Estudie el caso (1) en el diagrama:
  - AB ⩽ 3 metros.
  - AB se ha instalado para reducir casi al mínimo el riesgo de cortocircuito (cables en un conducto de acero pesado, por ejemplo).
- Estudie el caso (2):
  - El dispositivo aguas arriba P1 protege la distancia AB contra los cortocircuitos conforme al subapartado 5.1.
- Estudie el caso (3):
  - El dispositivo de sobrecarga (S) está situado junto a la carga. Esta distribución es recomendable para circuitos con motor. El dispositivo (S) constituye el control (inicio/parada) y la protección contra las sobrecargas del motor, mientras que (SC) es: o bien un interruptor automático (diseñado para la protección de motores) o bien fusibles de tipo aM.
  - La protección contra los cortocircuitos (SC) situada en el origen del circuito cumple las disposiciones del subapartado 5.1.

Circuitos sin protección (ver Figura G7c)

O bien:
- El dispositivo de protección P1 está calibrado para proteger el cable S2 contra las sobrecargas y los cortocircuitos.

O:
- Cuando la ruptura de un circuito constituya un riesgo, como por ejemplo:
  - Circuitos de excitación de máquinas giratorias.
  - Circuitos de electroimanes de elevación grandes.
  - Circuitos secundarios de transformadores de corriente.

No se puede permitir la interrupción del circuito y la protección del cableado tiene una importancia secundaria.

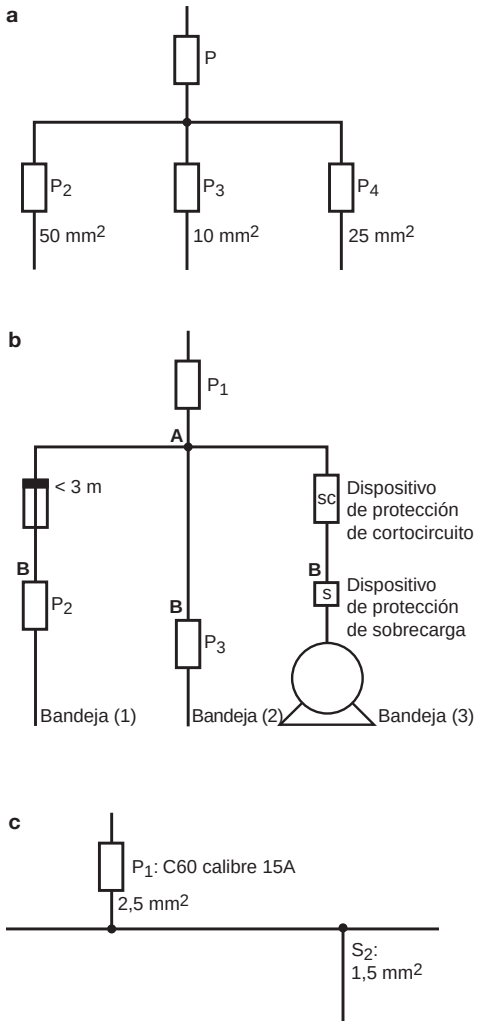


Fig. G7: Ubicación de dispositivos de protección.

1.5 Conductores en paralelo

Se pueden conectar en paralelo los conductores de una misma sección, misma longitud y mismo material.

La corriente máxima permitida es la suma de las corrientes máximas de núcleos individuales, teniendo en cuenta los efectos de calentamiento recíprocos, el método de instalación, etc.
La protección contra las sobrecargas y los cortocircuitos es idéntica a la de un circuito de un solo cable.

Se deben tomar las siguientes precauciones para evitar el riesgo de cortocircuitos en los cables puestos en paralelo:
- Más protección contra los daños mecánicos y la humedad mediante una protección complementaria.
- El trayecto del cable debe estar alejado de materiales combustibles.

2 Método práctico para calcular la sección mínima admisible de los conductores del circuito

2.1 General

La norma internacional de referencia para el estudio del cableado es IEC 60364-5-52: “Instalación eléctrica de edificios - Parte 5-52: Elección e instalación de materiales eléctricos - Sistema de cableado”.

A continuación se ofrece un resumen de esta norma, con ejemplos de los métodos de instalación más utilizados. Las intensidades máximas admisibles de los conductores en las diferentes situaciones se ofrecen en el anexo A de la norma. En el anexo B informativo de la norma se ofrece un método simplificado para el uso de las tablas del anexo A.

2.2 Método general para cables

Métodos de instalación posibles para los diferentes tipos de conductores o cables

Los diferentes métodos de instalación permitidos se indican en la **Figura G8**, junto con los diversos tipos de conductores y cables.

Conductores y cables		Tipo de instalación							
		Sin fijaciones	Con clips directo	Bajo tubo	Canalización de cables (incluidas canaletas, canalización de suelo empotrada)	Bajo tubo de cables	Bandeja escalera Bandeja de cables Abrazaderas de cables	En aisladores	Cable fijador
Conductores desnudos		–	–	–	–	–	–	–	+
Conductores aislados		–	–	+	+	+	–	+	–
Cables protegidos (incluidos armados y con aislamiento mineral)	Multiconductor	+	+	+	+	+	+	0	+
	Un conductor	0	+	+	+	+	+	0	+

\+ Permitido.
– No permitido.
0 No aplicable o no utilizado normalmente en la práctica.

Fig. G8: *Elección de sistemas de cableado (tabla 52-1 de IEC 60364-5-52).*

2 Método práctico para calcular la sección mínima admisible de los conductores del circuito

Métodos de instalación posibles para diferentes situaciones

Pueden implantarse diversos métodos de instalación en diferentes situaciones. Las combinaciones posibles se presentan en la **Figura G9**.

El número que aparece en esta tabla se refiere a los diferentes sistemas de cableado considerados.
(Véase también la **Figura G10**.)

Situaciones	Método de instalación							
	Sin fijaciones	Con fijaciones	Bajo tubo	Canalización de cables (incluidas canalización en zócalos, canalización de suelo empotrada)	Conducto de cables	Bandeja escalera Bandeja de cables Abrazaderas de cables	En aisladores	Cable fijador
Huecos de edificios	40, 46, 15, 16	0	15, 16, 41, 42	–	43	30, 31, 32, 33, 34	–	–
Canal de cables	56	56	54, 55	0	44, 45	30, 31, 32, 33, 34	–	–
Enterrado	72, 73	0	70, 71	–		70, 71	0	–
Integrado en la estructura	57, 58	3	1, 2, 59, 60	50, 51, 52, 53	44, 45	0	–	–
Montaje en superficie	–	20, 21	4, 5	6, 7, 8, 9, 12, 13, 14, 22, 23	6, 7, 8, 9	30, 31, 32, 33, 34	36	–
Montaje aéreo	–	–	0	10, 11	–	30, 31, 32, 33, 34	36	35
Sumergido	80	80	0	–	0	0	–	–

– No permitido.
0 No aplicable o no utilizado normalmente en la práctica.

Fig. G9: *Instalación de sistemas de cableado (tabla 52-2 de IEC 60364-5-52).*

www.elsolucionario.org

2 Método práctico para calcular la sección mínima admisible de los conductores del circuito

Ejemplos de sistemas de cableado y métodos de instalación de referencia

En la **Figura G10**, se ofrece una ilustración de los diferentes sistemas de cableado y métodos de instalación.

Se especifican varios métodos de referencia (codificados con las letras de la A a la G) y se agrupan los métodos de instalación con las mismas características en cuanto a las intensidades máximas admisibles de los sistemas de cableado.

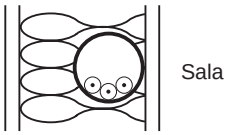
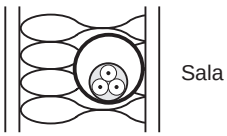
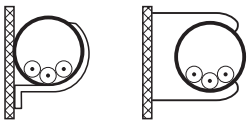
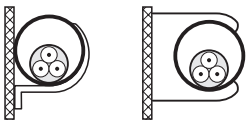
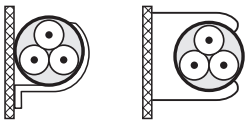
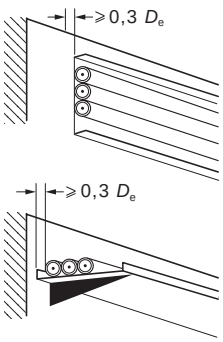
N.º de elemento	Métodos de instalación	Descripción	Método de instalación de referencia que se va a utilizar para obtener la capacidad de conducción de corriente
1		Conductores aislados o cables en tubo empotrado en una pared aislada térmicamente	A1
2		Cables multiconductores en tubo empotrado en una pared aislada térmicamente	A2
4		Conductores aislados o cables en tubo en una pared de madera o mampostería o separados de la misma a una distancia inferior a 0,3 × diámetro de tubo	B1
5		Cable multiconductor bajo tubo en una pared de madera o mampostería o separado de la misma a una distancia inferior a 0,3 × diámetro de conducto	B2
20		Cables unipolares o multiconductores fijados o separados de una pared de madera a una distancia inferior a 0,3 × diámetro de cable	C
30		En bandeja sin perforar	C

Fig. G10: *Ejemplos de métodos de instalación (parte de tabla 52-3 de IEC 60364-5-52) (continuación en la siguiente página).*

2 Método práctico para calcular la sección mínima admisible de los conductores del circuito

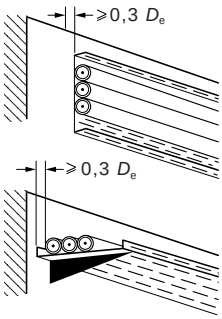
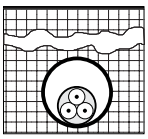
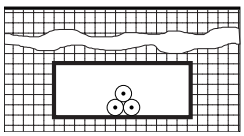
N.º de elemento	Métodos de instalación	Descripción	Método de instalación de referencia que se va a utilizar para obtener la capacidad de conducción de corriente
31		En bandeja perforada	E o F
36		Conductores desnudos o aislados en aisladores	G
70		Cables multiconductores en conducto o en conducto de cables en tierra	D
71		Cable unifilar en canalización o en ésta bajo tierra	D

Fig. G10: *Ejemplos de métodos de instalación (parte de tabla 52-3 de IEC 60364-5-52).*

Temperatura de funcionamiento máxima

Las intensidades máximas admisibles que se ofrecen en las siguientes tablas han sido determinadas de tal forma que la temperatura de aislamiento máxima no exceda los periodos de tiempo sostenidos.

Para los diferentes tipos de material de aislamiento, la temperatura máxima permitida se indica en la **Figura G11**.

Tipo de aislamiento	Límite de temperatura °C
Policloruro de vinilo	70 en el conductor
Polietileno reticulado (XLPE) y etileno propileno (EPR)	90 en el conductor
Mineral (cubierto de PVC o desnudo expuesto al tacto)	70 en la protección
Mineral (desnudo no expuesto al tacto y sin estar en contacto con material combustible)	105 en la protección

Fig. G11: *Temperaturas de funcionamiento máximas para tipos de aislamiento (tabla 52-4 de IEC 60364-5-52).*

Factores de corrección

Para tener en cuenta las condiciones ambientales o especiales de instalación, se han introducido factores de corrección.

La sección de los cables se determina utilizando la corriente de carga nominal I_B dividida por diferentes factores de corrección, k_1, k_2,...:

$$I'_B = \frac{I_B}{k_1 \cdot k_2 \ldots}$$

I'_B es la corriente de carga corregida, que se compara con la capacidad de conducción de corriente del cable en cuestión.

2 Método práctico para calcular la sección mínima admisible de los conductores del circuito

■ Temperatura ambiente.

Las intensidades máximas admisibles de los cables por el aire se basan en una temperatura de aire ambiente media de 30 °C. En el caso de otras temperaturas, el factor de corrección se indica en la **Figura G12** para material de aislamiento XLPE, PVC y EPR.

El factor de corrección relacionado se indica aquí como k_1.

Temperatura ambiente °C	Aislamiento	
	PVC	XLPE y EPR
10	1,22	1,15
15	1,17	1,12
20	1,12	1,08
25	1,06	1,04
35	0,94	0,96
40	0,87	0,91
45	0,79	0,87
50	0,71	0,82
55	0,61	0,76
60	0,50	0,71
65	–	0,65
70	–	0,58
75	–	0,50
80	–	0,41

Fig. G12: *Factores de corrección para temperaturas de aire ambiente diferentes a 30 °C aplicables a las capacidades de conducción de corriente para cables aéreos (tabla A52-14 de IEC 60364-5-52).*

Las intensidades máximas admisibles de los cables por tierra se basan en una temperatura de tierra media de 20 °C. En el caso de otras temperaturas, el factor de corrección se indica en la **Figura G13** para material de aislamiento XLPE, PVC y EPR.

El factor de corrección relacionado se indica aquí como k_2.

Temperatura ambiente °C	Aislamiento	
	PVC	XLPE y EPR
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
20	0,95	0,96
25	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,80
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	–	0,60
70	–	0,53
75	–	0,46
80	–	0,38

Fig. G13: *Factores de corrección para temperaturas de tierra ambiente diferentes a 20 °C aplicables a las capacidades de conducción de corriente para cables en conductos de tierra (tabla A52-15 de IEC 60364-5-52).*

www.elsolucionario.org

2 Método práctico para calcular la sección mínima admisible de los conductores del circuito

■ Resistividad térmica del terreno.
Las intensidades máximas admitidas de los cables enterrados se basan en una resistividad de tierra de 2,5 km/W. Para otros valores, el factor de corrección se indica en la **Figura G14**.

El factor de corrección relacionado se indica aquí como k_3.

Resistividad térmica, km/W	1	1,5	2	2,5	3
Factor de corrección	1,18	1,1	1,05	1	0,96

Fig. G14: *Factores de corrección para cables en conductos enterrados con resistividad térmica de tierra diferente a 2,5 km/W aplicables a las capacidades de conducción de corriente para el método de referencia D (tabla A52-16 de IEC 60364-5-52).*

En función de la experiencia, existe una relación entre la naturaleza de la tierra y la resistividad. De esta forma, se proponen los valores empíricos de los factores de corrección k_3 en la **Figura G15**, en función de la naturaleza de la tierra.

Naturaleza de la tierra	k3
Tierra muy mojada (encharcada)	1,21
Tierra mojada	1,13
Tierra húmeda	1,05
Tierra seca	1,00
Tierra muy seca (calcinada)	0,86

Fig. G15: *Factor de corrección k_3 en función de la naturaleza de la tierra.*

■ Agrupación de conductores o cables.
Las intensidades máximas admitidas que se indican en las siguientes tablas se refieren a circuitos simples constituidos por los siguientes números de conductores en carga:
□ Dos conductores aislados o dos cables de un solo núcleo, o un cable de dos hilos (aplicable a circuitos monofásicos).
□ Tres conductores aislados o tres cables de un solo núcleo, o un cable de tres hilos (aplicable a circuitos trifásicos).

Cuantos más cables o conductores aislados se instalen en el mismo grupo, se aplicará un factor de reducción de grupo (indicado como k_4).

En las **Figuras G16** a **G18** se ofrecen ejemplos para diferentes configuraciones (métodos de instalación, al aire libre o enterrados).

En la **Figura G16** se indican los valores del factor de corrección k_4 para las diferentes configuraciones de conductores o cables sin enterrar, grupos de más de un circuito o cables de varios núcleos.

Montaje (cables en contacto)	Número de circuitos o cables multiconductores												Métodos de referencia
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20	
Agrupados en el aire, sobre una superficie, integrados o encerrados	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	Métodos A a F
Una sola capa en la pared, suelo o bandeja sin perforar	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	Ningún otro factor de reducción para más de nueve circuitos o cables de varios núcleos			Método C
Una sola capa fijada directamente bajo un techo de madera	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
Una sola capa en una bandeja horizontal o vertical perforada	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				Métodos E y F
Una sola capa en soporte de escaleras, bandeja de escaleras, etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

Fig. G16: *Factores de reducción para grupos de más de un circuito o de más de un cable de varios núcleos (tabla A52-17 de IEC 60364-5-52).*

2 Método práctico para calcular la sección mínima admisible de los conductores del circuito

En la **Figura G17** se indican los valores del factor de corrección k_4 para las diferentes configuraciones de conductores o cables sin enterrar, grupos de más de un circuito o cables unifilares al aire libre.

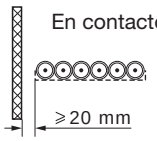
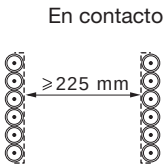
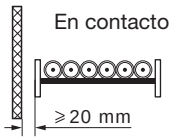
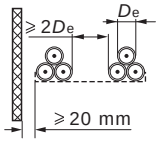
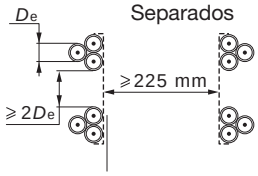
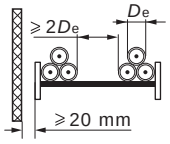
Método de instalación			Número de bandeja	Número de circuitos trifásicos			Utilizar como multiplicador para calibración de
				1	2	3	
Bandejas perforadas	31		1 2 3	0,98 0,96 0,95	0,91 0,87 0,85	0,87 0,81 0,78	Tres cables colocados horizontalmente
Bandejas perforadas verticales	31		1 2	0,96 0,95	0,86 0,84		Tres cables colocados verticalmente
Soportes de escaleras, bandejas de escaleras, etc.	32 33 34		1 2 3	1,00 0,98 0,97	0,97 0,93 0,90	0,96 0,89 0,86	Tres cables colocados horizontalmente
Bandejas perforadas trifolio	31		1 2 3	1,00 0,97 0,96	0,98 0,93 0,92	0,96 0,89 0,86	Tres cables en grupos de tres
Bandejas perforadas verticales	31		1 2	1,00 1,00	0,91 0,90	0,89 0,86	
Soportes de escaleras, bandejas de escaleras, etc.	32 33 34		1 2 3	1,00 0,97 0,96	1,00 0,95 0,94	1,00 0,93 0,90	

Fig. G17: *Factores de reducción para grupos de más de un circuito de cables unifilares aplicables a la especificación de referencia para un circuito de cables de un solo hilo al aire libre. Método de instalación F (tabla A52-21 de IEC 60364-5-52).*

2 Método práctico para calcular la sección mínima admisible de los conductores del circuito

En la **Figura G18** se indican los valores del factor de corrección k_4 para las diferentes configuraciones de cables o conductores extendidos directamente por tierra.

Número de circuitos	Espacio de cable a cable (a)[a]				
	Nil (cables en contacto)	Diámetro de un cable	0,125 m	0,25 m	0,5 m
2	0,75	0,80	0,85	0,90	0,90
3	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85
4	0,60	0,60	0,70	0,75	0,80
5	0,55	0,55	0,65	0,70	0,80
6	0,50	0,55	0,60	0,70	0,80

[a] Cables de varios hilos



[a] Cables unifilares



Fig. G18: *Factores de reducción para más de un circuito, cables unifilares o multiconductores extendidos directamente en tierra. Método de instalación D (tabla 52-18 de IEC 60364-5-52).*

■ Intensidades armónicas.

La capacidad de conducción de corriente de los cables de 4 núcleos o 5 núcleos trifásicos se basa en la asunción de que sólo hay 3 conductores completamente cargados.

No obstante, cuando circulan corrientes de armónicos, la intensidad que circula por el neutro puede ser elevada e incluso superior a las corrientes de fase. Esto se debe al hecho de que las corrientes de armónicos de tercer orden de las tres fases no se anulan entre sí y se suman al conductor neutro.

Esto afecta naturalmente a la capacidad de conducción de corriente del cable y se aplicará el factor de corrección indicado aquí como k_5.

Además, si el porcentaje de armónicos de tercer orden h_3 es superior al 33%, la corriente neutra es mayor que la corriente de fase y la elección del tamaño del cable se basa en la corriente homopolar. El efecto térmico de las corrientes de armónicos en los conductores de fase también debe tenerse en cuenta.

Los valores de k_5 en función del contenido de armónicos de tercer orden se indican en la **Figura G19**.

Contenido de armónicos de tercer orden de corriente de fase %	Factor de corrección	
	La elección de la sección se basa en la corriente de fase	La elección de la sección se basa en la intensidad que circula por el neutro
0 - 15	1,0	
15 - 33	0,86	
33 - 45		0,86
> 45		1,0

Fig. G19: *Factores de corrección para las corrientes de armónicos en cables de cuatro y cinco hilos (tabla D52-1 de IEC 60364-5-52).*

Intensidad máxima admisible en función de la sección de los conductores

La norma IEC 60364-5-52 ofrece una amplia información en forma de tablas donde se indican las corrientes admitidas como una función de la sección de los cables. Se tienen en cuenta muchos parámetros, como el método de instalación, el tipo de material de aislamiento, el tipo de material conductor y el número de conductores en carga.

www.elsolucionario.org

2 Método práctico para calcular la sección mínima admisible de los conductores del circuito

A modo de ejemplo, en la **Figura G20** se indican las intensidades máximas admisibles para los diferentes métodos de instalación de aislamiento PVC, tres conductores de cobre o aluminio en carga, al aire libre o enterrados.

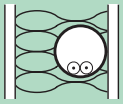
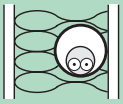
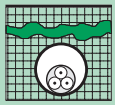
Sección nominal de conductores (mm^2)	Métodos de instalación					
	A1 	A2 	B1 	B2 	C 	D 
1	2	3	4	5	6	7
Cobre						
1,5	13,5	13	15,5	15	17,5	18
2,5	18	17,5	21	20	24	24
4	24	23	28	27	32	31
6	31	29	36	34	41	39
10	42	39	50	46	57	52
16	56	52	68	62	76	67
25	73	68	89	80	96	86
35	89	83	110	99	119	103
50	108	99	134	118	144	122
70	136	125	171	149	184	151
95	164	150	207	179	223	179
120	188	172	239	206	259	203
150	216	196	–	–	299	230
185	245	223	–	–	341	258
240	286	261	–	–	403	297
300	328	298	–	–	464	336
Aluminio						
2,5	14	13,5	16,5	15,5	18,5	18,5
4	18,5	17,5	22	21	25	24
6	24	23	28	27	32	30
10	32	31	39	36	44	40
16	43	41	53	48	59	52
25	57	53	70	62	73	66
35	70	65	86	77	90	80
50	84	78	104	92	110	94
70	107	98	133	116	140	117
95	129	118	161	139	170	138
120	149	135	186	160	197	157
150	170	155	–	–	227	178
185	194	176	–	–	259	200
240	227	207	–	–	305	230
300	261	237	–	–	351	260

Fig. G20: *Intensidades máximas admisibles en amperios para los diferentes métodos de instalación, aislamiento PVC, tres conductores en carga, cobre o aluminio, temperatura de conductores: 70 °C, temperatura ambiente: 30 °C en aire, 20 °C en tierra (tabla A52-4 de IEC 60364-5-52).*

2 Método práctico para calcular la sección mínima admisible de los conductores del circuito

2.3 Enfoque simplificado recomendado para cables

Para facilitar la elección de los cables, se ofrecen 2 tablas simplificadas para los cables enterrados y sin enterrar.
En estas tablas se resumen las configuraciones más utilizadas y se facilita el acceso a la información.

■ Cables sin enterrar.

Métodos de referencia	**Número de conductores en carga y tipo de aislamiento**											
A1		2 PVC	3 PVC		3 XLPE	2 XLPE						
A2	3 PVC	2 PVC		3 XLPE	2 XLPE							
B1				3 PVC	2 PVC		3 XLPE		2 XLPE			
B2			3 PVC	2 PVC		3 XLPE	2 XLPE					
C					3 PVC		2 PVC	3 XLPE		2 XLPE		
E						3 PVC		2 PVC	3 XLPE		2 XLPE	
F							3 PVC		2 PVC	3 XLPE		2 XLPE
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**
Sección (mm²) Cobre												
1,5	13	13,5	14,5	15,5	17	18,5	13,5	22	23	24	26	–
2,5	17,5	18	19.5	21	23	25	27	30	31	33	36	–
4	23	24	26	28	31	34	36	40	42	45	49	–
6	29	31	34	36	40	43	46	51	54	58	63	–
10	39	42	46	50	54	60	63	70	75	80	86	–
16	52	56	61	68	73	80	85	94	100	107	115	–
25	68	73	80	89	95	101	110	119	127	135	149	161
35	–	–	–	110	117	126	137	147	158	169	185	200
50	–	–	–	134	141	153	167	179	192	207	225	242
70	–	–	–	171	179	196	213	229	246	268	289	310
95	–	–	–	207	216	238	258	278	298	328	352	377
120	–	–	–	239	249	276	299	322	346	382	410	437
150	–	–	–	–	285	318	344	371	395	441	473	504
185	–	–	–	–	324	362	392	424	450	506	542	575
240	–	–	–	–	380	424	461	500	538	599	641	679
Aluminio												
2,5	13.5	14	15	16.5	18.5	19.5	21	23	24	26	28	–
4	17.5	18.5	20	22	25	26	28	31	32	35	38	–
6	23	24	26	28	32	33	36	39	42	45	49	–
10	31	32	36	39	44	46	49	54	58	62	67	–
16	41	43	48	53	58	61	66	73	77	84	91	–
25	53	57	63	70	73	78	83	90	97	101	108	121
35	–	–	–	86	90	96	103	112	120	126	135	150
50	–	–	–	104	110	117	125	136	146	154	164	184
70	–	–	–	133	140	150	160	174	187	198	211	237
95	–	–	–	161	170	183	195	211	227	241	257	289
120	–	–	–	186	197	212	226	245	263	280	300	337
150	–	–	–	–	226	245	261	283	304	324	346	389
185	–	–	–	–	256	280	298	323	347	371	397	447
240	–	–	–	–	300	330	352	382	409	439	470	530

Fig. G21a: *Intensidad máxima admisible en amperios (tabla B52-1 de IEC 60364-5-52).*

2 Método práctico para calcular la sección mínima admisible de los conductores del circuito

Los factores de corrección se indican en la **Figura G21b** para grupos de varios circuitos o cables multiconductores.

Montaje	Número de circuitos o cables de varios núcleos								
	1	2	3	4	6	9	12	16	20
Empotrados	1,00	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40
Una sola capa en la pared, suelo o en bandejas sin perforar	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	–	–	–
Una sola capa fijada directamente bajo un techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	–	–	–
Una sola capa en bandejas horizontales o verticales perforadas	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	–	–	–
Una sola capa en bandeja de escalera, etc.	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	–	–	–

Fig. G21b: *Factores de reducción para grupos de varios circuitos o de cables de varios núcleos (tabla B52-3 de IEC 60364-5-52).*

■ Cables enterrados:

Método de instalación	Tamaño mm^2	Número de conductores en carga y tipo de aislamiento			
		Dos PVC	Tres PVC	Dos XLPE	Tres XLPE
D	**Cobre**				
	1,5	22	18	26	22
	2,5	29	24	34	29
	4	38	31	44	37
	6	47	39	56	46
	10	63	52	73	61
	16	81	67	95	79
	25	104	86	121	101
	35	125	103	146	122
	50	148	122	173	144
	70	183	151	213	178
	95	216	179	252	211
	120	246	203	287	240
	150	278	230	324	271
	185	312	258	363	304
	240	361	297	419	351
	300	408	336	474	396
D	**Aluminio**				
	2,5	22	18.5	26	22
	4	29	24	34	29
	6	36	30	42	36
	10	48	40	56	47
	16	62	52	73	61
	25	80	66	93	78
	35	96	80	112	94
	50	113	94	132	112
	70	140	117	163	138
	95	166	138	193	164
	120	189	157	220	186
	150	213	178	249	210
	185	240	200	279	236
	240	277	230	322	272
	300	313	260	364	308

Fig. G22: *Intensidad máxima admisible en amperios (tabla B52-1 de IEC 60364-5-52).*

www.elsolucionario.org

2 Método práctico para calcular la sección mínima admisible de los conductores del circuito

2.4 Sistemas de canalización eléctrica prefabricada

La elección de sistemas de canalización eléctrica prefabricada resulta muy sencilla con los datos proporcionados por el fabricante. Los métodos de instalación, los materiales de aislamiento y los factores de corrección para la agrupación no son parámetros importantes para esta tecnología.

La sección de cualquier modelo específico ha sido determinada por el fabricante en función de:
- La corriente nominal.
- Una temperatura de aire ambiente de 35 °C.
- 3 conductores en carga.

Corriente nominal

La corriente nominal puede calcularse teniendo en cuenta:
- La distribución.
- La corriente absorbida por las diferentes cargas conectadas a lo largo del sistema de canalización.

Temperatura ambiente

Deberá aplicarse un factor de corrección para temperaturas superiores a 35 °C. El factor de corrección aplicable a un rango de potencia medio y alto (hasta 4.000 A) se ofrece en la **Figura G23a**.

°C	35	40	45	50	55
Factor de corrección	1	0,97	0,93	0,90	0,86

Fig. G23a: *Factor de corrección para temperaturas de aire superiores a 35 °C.*

Intensidad en el neutro

Cuando circulan corrientes de armónicos de tercer orden, el conductor neutro puede llevar una corriente elevada y deberán tenerse en cuenta las pérdidas de potencia adicionales correspondientes.
La **Figura G23b** representa la fase admitida máxima y las corrientes neutras (por unidad) en un sistema de canalización eléctrica prefabricada de alta potencia como funciones y el nivel de armónicos de tercer orden.

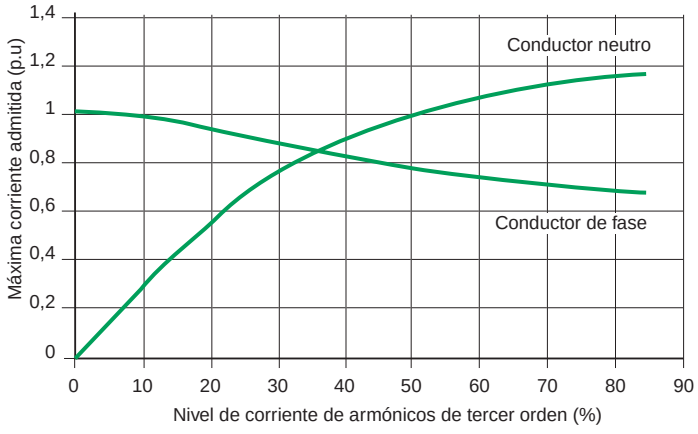


Fig. G23b: *Corrientes admitidas máximas (p.u.) en un sistema de canalización eléctrica prefabricada como funciones del nivel de armónicos de tercer orden.*

2 Método práctico para calcular la sección mínima admisible de los conductores del circuito

La distribución del sistema de canalización depende de la posición de los consumidores de corriente, de la ubicación de la fuente de alimentación y de las posibilidades de fijación del sistema:
- Una única línea de distribución abastece a un área de 4 a 6 metros.
- Los dispositivos de protección para los consumidores de corriente se sitúan en unidades de acoplamiento, conectadas directamente a puntos de uso.
- Un único alimentador abastece a todos los consumidores de corriente de diferentes potencias.

Una vez establecida la distribución del sistema de canalización, se puede calcular la corriente absorbida I_n en la línea de distribución.

I_n es igual a la suma de las corrientes absorbidas por los consumidores de corriente I_n : $I_n = \Sigma I_B$.
Los consumidores de corriente no actúan todos al mismo tiempo y no se encuentran permanentemente a plena carga, por lo que debemos utilizar un coeficiente de simultaneidad k_S: $I_n = \Sigma (I_B \, . \, k_S)$.

Aplicación	Número de consumidores de corriente	Coeficiente k_s
Iluminación, calefacción		1
Distribución (taller de ingeniería)	2...3 4...5 6...9 10...40 Más de 40	0,9 0,8 0,7 0,6 0,5

Nota: *Para las instalaciones industriales, tenga en cuenta la actualización de los equipos de las máquinas. Al igual que para un cuadro de distribución, se recomienda un margen del 20%:* $I_n \leq I_B \times k_s \times 1{,}2$.

Fig G24: *Coeficiente de agrupación según el número de consumidores de corriente.*

3 Cálculo de la caída de tensión

La impedancia de los conductores de circuito es baja pero no despreciable: al llevar una corriente se produce una caída de tensión entre el origen del circuito y los terminales de carga. El funcionamiento correcto de un elemento de carga (un motor, circuito de iluminación, etc.) depende de que se mantenga la tensión en los terminales en un valor aproximado al valor nominal. Por esta razón es necesario asignar dimensiones a los conductores de circuitos de manera que, con la corriente a plena carga, la tensión del terminal de carga se mantenga dentro de los límites necesarios para el funcionamiento adecuado.

Este apartado trata los métodos para determinar las caídas de tensión para comprobar que:

- Cumplen los estándares y las normas específicas vigentes.
- La carga puede soportarlos.
- Cumplen los requisitos operativos imprescindibles.

3.1 Límite de máxima caída de tensión

Los límites máximos permitidos de caída de tensión varían de un país a otro. Se indican en la **Figura G25** los valores típicos para las instalaciones de BT.

Tipo de instalaciones	Iluminación	Otros usos (calefacción y alimen.)
Una conexión a un servicio de baja tensión de una red de distribución de alimen. pública de BT	3%	5%
Centro de transformación de AT/BT consumidores sumin. desde un sistema AT de distribución pública	6%	8%

Fig. G25: *Máxima caída de tensión entre el punto de conexión al servicio y el punto de uso.*

Estos límites de caída de tensión corresponden a situaciones operativas normales y estables, no a situaciones de arranque de un motor, encendido de varias cargas simultáneamente (por casualidad), etc. como se menciona en el capítulo A, subapartado 4.3 (factor de simultaneidad, etc.).

Cuando las caídas de tensión superan los valores mostrados en la **Figura G25**, se deben utilizar cables más grandes para corregirlo.

El valor 8%, aunque permitido, puede causar problemas para las cargas de motor; p. ej.:

- En general, un funcionamiento adecuado del motor exige una tensión comprendida en el ± 5% del valor nominal durante el funcionamiento estable.
- La corriente inicial de un motor puede ser entre 5 y 7 veces el valor a carga nominal (o incluso más). Si se produce una caída de tensión del 8% con la corriente a plena carga, se producirá una caída de tensión del 40% o superior durante el arranque. En dicha situación, el motor:
  - Se calará (permanecerá inmóvil por carecer de suficiente par motor para superar el par requerido) con el consiguiente sobrecalentamiento y la posterior interrupción del servicio eléctrico.
  - Acelerará muy despacio, de manera que la pesada carga de corriente (con posibles bajadas de tensión inconvenientes en otros dispositivos) seguirá pasado el tiempo de arranque habitual.
- Finalmente una caída del 8% supone una pérdida constante de potencia (E^2/R vatios) que es un gasto de energía importante para las cargas continuas, como podrá observar en el contador. Por estas razones, se recomienda no alcanzar el valor máximo del 8% durante el funcionamiento estable en los circuitos que son sensibles a los problemas de tensión insuficiente (ver **Figura G26**).

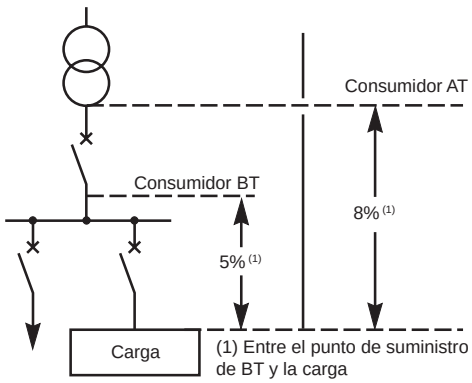


Fig. G26: *Caída máxima de tensión.*

www.elsolucionario.org

3 Cálculo de la caída de tensión

3.2 Cálculo de caída de tensión en condiciones de carga estables

Uso de fórmulas

La **Figura G27** muestra las fórmulas más habituales para calcular la caída de tensión en un circuito concreto por kilómetro de longitud.

Si:

- I_B: La corriente a plena carga en amperios.
- L: Longitud del cable en kilómetros.
- R: Resistencia del conductor del cable en Ω/km.

$$R = \frac{22{,}5\ \Omega\ \text{mm}^2/\text{km}}{S\left(\text{sección en mm}^2\right)}$$ para cobre

$$R = \frac{36\ \Omega\,\text{mm}^2/\text{km}}{S\left(\text{sección en mm}^2\right)}$$ para aluminio

Nota: R es despreciable por encima de una sección de 500 mm².

- X: reactancia inductiva de un conductor en Ω/km.

Nota: X es despreciable para conductores con una sección inferior a 50 mm². Si no dispone de más información, considere X igual a 0,08 Ω/km.

- φ: el ángulo de fase entre la tensión y la corriente en el circuito en cuestión es generalmente:
  - Iluminación: *cos* φ = 1.
  - Potencia del motor:
    - Al arrancar: *cos* φ = 0,35.
    - Durante el funcionamiento normal: *cos* φ = 0,8.
- U_n: tensión de fase a fase.
- V_n: tensión de fase a neutro.

Para los conductos prefabricados y precableados y la canalización de la barra conductora, el fabricante proporciona los valores de reactancia inductiva y resistencia.

Circuito	Caída de tensión (Δ*U*)	
	en voltios	en %
Monofásico: fase/fase	$\Delta U = 2I_B\left(R\cos\varphi + X\sin\varphi\right)L$	$\frac{100\,\Delta U}{U_n}$
Monofásico: fase/neutro	$\Delta U = 2I_B\left(R\cos\varphi + X\sin\varphi\right)L$	$\frac{100\,\Delta U}{U_n}$
Trifásico equilibrado: trifásico (con o sin neutro)	$\Delta U = \sqrt{3}I_B\left(R\cos\varphi + X\sin\varphi\right)L$	$\frac{100\,\Delta U}{U_n}$

Fig. G27: *Fórmula de caída de tensión.*

Tabla simplificada

Se pueden evitar los cálculos utilizando la **Figura G28** en la página contigua, que proporciona una aproximación adecuada de la caída de tensión de fase a fase por km de cable por amperio, en función de:

- Tipos de uso de circuitos: circuitos de motor con el *cos* φ próximo a 0,8, o la iluminación con el *cos* φ próximo a la unidad.
- Tipo de cable; monofásico o trifásico.

La caída de tensión para un cable viene determinada por:

$K \times I_B \times L$,

K está indicado en la tabla,

I_B es la corriente de carga completa en amperios,

L es la longitud del cable en km.

Se puede utilizar la columna potencia del motor "*cos* φ = 0,35" de la **Figura G28** para calcular la caída de tensión producida durante el periodo de arranque de un motor (consulte el ejemplo n.º 1 tras la **Figura G28**).

3 Cálculo de la caída de tensión

Sección en mm²		Circuito monofásico			Circuito trifásico equilibrado		
		Potencia del motor		Iluminación	Potencia del motor		Iluminación
		Funcion. normal	Arranque		Funcion. normal	Arranque	
Cu	Al	*cos* φ = 0,8	*cos* φ = 0,35	*cos* φ = 1	*cos* φ = 0,8	*cos* φ = 0,35	*cos* φ = 1
1,5		24	10,6	30	20	9,4	25
2,5		14,4	6,4	18	12	5,7	15
4		9,1	4,1	11,2	8	3,6	9,5
6	10	6,1	2,9	7,5	5,3	2,5	6,2
10	16	3,7	1,7	4,5	3,2	1,5	3,6
16	25	2,36	1,15	2,8	2,05	1	2,4
25	35	1,5	0,75	1,8	1,3	0,65	1,5
35	50	1,15	0,6	1,29	1	0,52	1,1
50	70	0,86	0,47	0,95	0,75	0,41	0,77
70	120	0,64	0,37	0,64	0,56	0,32	0,55
95	150	0,48	0,30	0,47	0,42	0,26	0,4
120	185	0,39	0,26	0,37	0,34	0,23	0,31
150	240	0,33	0,24	0,30	0,29	0,21	0,27
185	300	0,29	0,22	0,24	0,25	0,19	0,2
240	400	0,24	0,2	0,19	0,21	0,17	0,16
300	500	0,21	0,19	0,15	0,18	0,16	0,13

Fig. G28: Caída de tensión fase a fase ΔU para un circuito, en voltios por amperio por km.

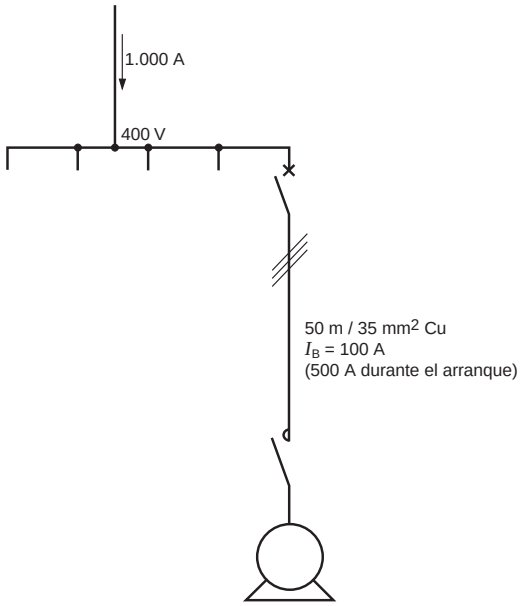


Fig. G29: Ejemplo 1.

Ejemplos

Ejemplo 1 (ver **Figura G29**)

Un cable de cobre trifásico de 35 mm² con 50 metros de longitud alimenta a un motor de 400 V que necesita:

- 100 A con un *cos* φ = 0,8 para una carga constante normal.
- 500 A (5 I_n) con un *cos* φ = 0,35 para el arranque.

La caída de tensión en el origen del cable del motor en circunstancias normales, es decir, con el cuadro de distribución de la figura G30 distribuyendo 1.000 A en total, es de 10 V fase a fase.

Cuál es la caída de tensión en los terminales del motor:

- ¿Durante el funcionamiento normal?
- ¿Durante el arranque?

Solución:

- Caída de tensión en condiciones de funcionamiento normal:

$$\Delta U\% = 100\frac{\Delta U}{U_n}$$

La **Figura G28** muestra 1 V/A/km por lo que:

ΔU para el cable = $1 \times 100 \times 0{,}05 = 5$ V

ΔU total = 10 + 5 = 15 V = es decir,

$$\frac{15}{400} \times 100 = 3{,}75\%$$

Este valor es inferior al permitido (8%) y es satisfactorio.

- Caída de tensión durante el arranque del motor:

ΔU cable = $0{,}52 \times 500 \times 0{,}05 = 13$ V

Debido a la corriente adicional que usa el motor al arrancar, la caída de tensión en el cuadro de distribución superará los 10 voltios.

Suponiendo que la alimentación de entrada al cuadro de distribución durante el arranque del motor es 900 + 500 = 1.400 A, la caída de tensión en el cuadro de distribución aumentará aproximadamente de manera proporcional, es decir:

$$\frac{10 \times 1.400}{1.000} = 14 \text{ V}$$

ΔU del cuadro de distribución = 14 V

ΔU para el cable del motor = 13 V

ΔU total = 13 + 14 = 27 V es decir,

$$\frac{27}{400} \times 100 = 6{,}75\%$$

un valor que es satisfactorio durante el arranque del motor.

3 Cálculo de la caída de tensión

Ejemplo 2 (ver **Figura G30**)
Un cable de cobre trifásico de 4 cables con una sección de 70 mm^2 y una longitud de 50 m transmite una corriente de 150 A. El cable suministra, entre otras cargas, 3 circuitos de iluminación monofásicos, cada uno con una sección de 2,5 mm^2 cobre y 20 m de longitud que transmiten 20 A individualmente. Se presupone que las corrientes de la línea de 70 mm^2 están equilibradas y que los tres circuitos de iluminación están todos conectados al mismo punto.

¿Cuál es la caída de tensión al final de los circuitos de iluminación?

Solución:

■ Caída de tensión en la línea de 4 cables:

$$\Delta U\% = 100\,\frac{\Delta U}{U_n}$$

La **Figura G28** muestra 0,55 V/A/km

ΔU línea = $0{,}55 \times 150 \times 0{,}05 = 4{,}125$ V fase a fase

donde: $\dfrac{4 \times 125}{\sqrt{3}} = 2{,}38$ V fase a neutro.

■ Caída de tensión en cualquiera de los circuitos monofásicos de iluminación:

ΔU para un circuito monofásico = $18 \times 20 \times 0{,}02 = 7{,}2$ V

Así pues, la caída de tensión total es

7,2 + 2,38 = 9,6 V

$$\frac{9{,}6\text{ V}}{230\text{ V}} \times 100 = 4{,}2\%$$

Este valor es satisfactorio ya que es inferior a la caída de tensión permitida del 6%.

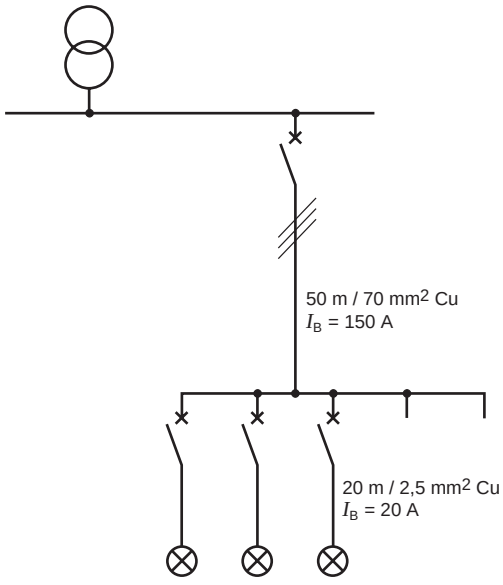


Fig. G30: *Ejemplo 2.*

www.elsolucionario.org

4 Corriente de cortocircuito

Conocer los niveles de las corrientes de cortocircuito trifásico (I_{cc}) en diferentes puntos de una instalación es una característica imprescindible del diseño.

Es necesario conocer los valores de la corriente simétrica de cortocircuito trifásico (I_{cc}) en puntos estratégicos de una instalación para calcular las dimensiones del aparato (corriente de defecto); cables (especificación de la resistencia térmica); dispositivos de protección (ajustes del disparo selectivo) y demás...
En las siguientes notas se estudia un cortocircuito trifásico con impedancia cero alimentado mediante un transformador de distribución AT/BT típico. Excepto en raras ocasiones, este tipo de defecto es el más grave y es sin duda el más fácil de calcular. En el capítulo N se tratan las corrientes de cortocircuito que se producen en una red alimentada por un alternador y también en sistemas de CC.
Los cálculos simplificados y las normas prácticas que se indican a continuación, proporcionan resultados con la precisión suficiente, en la mayoría de los casos, a efectos del diseño de instalación.

4.1 Corriente de cortocircuito en los terminales secundarios de un transformador de distribución AT/BT

El caso de un transformador

■ Como primera aproximación, se presupone que la impedancia del sistema de alta tensión es insignificante, por lo que:

$$I_{cc} = \frac{I_n \times 100}{U_{cc}} \text{ donde } I_n = \frac{S \times 10^3}{U\sqrt{3}} \text{ y:}$$

S = kVA intensidad del transformador.
U = tensión compuesta de la red en vacío.
I_n = corriente nominal en amperios.
I_{cc} = corriente de defecto de cortocircuito en amperios.
U_{cc} = tensión de cortocircuito del transformador expresado en %.

Se pueden ver los valores típicos de Ucc para transformadores de distribución en la **Figura G31**.

Intensidad del transformador en kVA	U_{cc} en %	
	Tensión secundaria en circuito abierto	
	410 V	237 V
50 a 630	4	4
800	4,5	5
1.000	5	5,5
1.250	5,5	6
1.600	6	6,5
2.000	6,5	7
2.500	7	7,5
3.150	7	7,5

Fig. G31: *Valores típicos de U_{cc} para diferentes intensidades de transformadores kVA con bobinados de alta tensión ⩽ 20 kV.*

Ejemplo

Transformador de 400 kVA, 242/420 V sin carga
U_{cc} = 4%

$$I_n = \frac{400 \times 10^3}{410 \times \sqrt{3}} = 563 \text{ A} \qquad I_{cc} = \frac{563 \times 100}{4} = 14 \text{ kA}$$

■ En la práctica I_{cc} es ligeramente inferior al calculado con este método, como se ve en la **Figura G32**, dado que la impedancia del sistema de alta tensión es tal que su nivel de defecto en los terminales de AT del transformador casi nunca supera los 500 MVA. Un valor de 250 MVA o menos es más habitual.

Potencia nominal del transformador (kVA)																				
	16	25	40	50	63	80	100	160	250	315	400	500	630	800	1.000	1.250	1.600	2.000	2.500	3.150
237 V																				
I_n (A)	39	61	97	122	153	195	244	390	609	767	974	1.218	1.535	1.949	2.436	3.045	3.899	4.872	6.090	7.673
I_{cc} (A)	973	1.521	2.431	3.038	3.825	4.853	6.060	9.667	15.038	18.887	23.883	29.708	37.197	41.821	42.738	48.721	57.151	65.840	76.127	94.337
410 V																				
I_n (A)	23	35	56	70	89	113	141	225	352	444	563	704	887	1.127	1.408	1.760	2.253	2.816	3.520	4.435
I_{cc} (A)	563	879	1.405	1.756	2.210	2.805	3.503	5.588	8.692	10.917	13.806	17.173	21.501	24.175	27.080	30.612	35.650	40.817	46.949	58.136

Fig. G32: *I_{cc} en los terminales BT de transformadores trifásicos AT/BT alimentados por un sistema con un valor de defecto trifásico de 500 MVA.*

Caso de varios transformadores en paralelo alimentando una barra conductora

Se puede obtener el valor de la corriente de defecto en la salida inmediatamente aguas abajo de las barras conductoras (ver **Figura G33**) como la suma de las I_{cc} de cada transformador calculadas por separado.

Se presupone que todos los transformadores están alimentados por la misma red de alta tensión, por lo que, al sumar los valores obtenidos en la **Figura G32** se obtendrá un valor de nivel de defecto un poco más alto que el real.

Otros factores que no se han tenido en cuenta es la impedancia de las barras conductoras y la de los interruptores automáticos.

El valor de la corriente de defecto que se obtiene es, sin embargo, lo suficientemente preciso a efectos del diseño de instalación básico. El capítulo H, subapartado 4.4 describe la selección de los interruptores automáticos y los dispositivos de protección integrados contra corrientes de cortocircuito.

4.2 Corriente de cortocircuito trifásico (I_{cc3}) en cualquier punto de la instalación de BT

En una instalación trifásica, se obtiene la I_{cc3} en cualquier punto de la siguiente manera:

$$I_{cc3} = \frac{U}{\sqrt{3}\ Z_T} \quad \text{donde}$$

U = tensión compuesta de la red en vacío.

Z_T = impedancia total por fase de la instalación aguas arriba de donde se encuentra el defecto (en Ω).

Método para calcular Z_T

Cada elemento de una instalación (red de alta tensión, transformador, cable, interruptor automático, barra conductora, etc.) se caracteriza por su impedancia Z, que consiste en una componente de resistencia (R) y una componente reactancia inductiva (X). Se puede observar que las reactancias capacitivas no son importantes en los cálculos de corrientes de cortocircuito.

Los parámetros R, X y Z se expresan en ohmios y se relacionan por los lados de un triángulo rectángulo, como se puede observar en el diagrama de impedancia de la **Figura G34**.

El método consiste en dividir la red en secciones apropiadas y calcular los valores R y X para cada una.

Donde las secciones se conectan en series en la red, todos los elementos resistivos de la sección se suman aritméticamente, igual que para las reactancias, para obtener R_T y X_T. La impedancia (Z) para las secciones combinadas en cuestión se calculan a partir de

$$Z_T = \sqrt{R_T^{\,2} + X_T^{\,2}}$$

Se pueden combinar dos secciones cualesquiera de la red conectadas en paralelo, si son principalmente resistivas (o ambas son inductivas), para obtener una única resistencia equivalente (o reactancia), como se indica a continuación:

Si R_1 y R_2 son las dos resistencias conectadas en paralelo, la resistencia equivalente R_3 se obtendrá de esta manera:

$$R_3 = \frac{R_1 \times R_2}{R_1 + R_2} \quad \text{o bien para reactancias} \quad X_3 = \frac{X_1 \times X_2}{X_1 + X_2}$$

Se debe tener en cuenta que el cálculo de X_3 sólo concierne a circuitos independientes sin inductancia mutua. Si los circuitos en paralelo están muy cerca el uno del otro, el valor de X_3 será bastante más alto.

Cálculo de la impedancia de la red de AT

- Aguas arriba del transformador de AT/BT (ver **Figura G35**).

El nivel de defecto del cortocircuito trifásico en kA o en MVA(1) se obtiene de la compañía de suministro, de la que se puede deducir una impedancia equivalente.

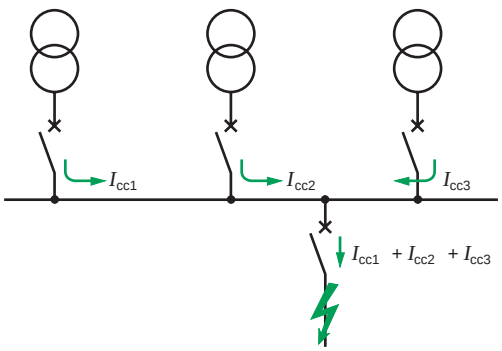


Fig. G33: Caso de varios transformadores en paralelo.

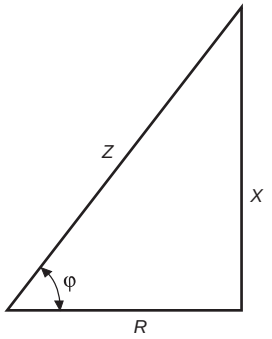


Fig. G34: Diagrama de impedancia.

S_{cc}	U_o (V)	R_a (mΩ)	X_a (mΩ)
250 MVA	420	0,106	0,71
500 MVA	420	0,053	0,353

Fig. G35: La impedancia de la red de alta tensión con relación al lado de baja tensión del transformador de AT/BT.

(1) MVA de cortocircuito: $\sqrt{3}\ E_L\ I_{cc}$ donde:
- E_L = tensión del sistema nominal fase a fase expresado en kVA (rms).
- I_{cc} = corriente de cortocircuito trifásico expresado en kA (rms).

A continuación se indica una fórmula que realiza esta deducción y a la vez convierte la impedancia en un valor equivalente en BT:

$$Z_s = \frac{U_0^2}{S_{cc}}$$

donde

Z_s = impedancia de la red de AT, expresada en miliohmios.

U_o = tensión sin carga fase a fase de BT, expresada en voltios.

S_{cc} = nivel de defecto de cortocircuito trifásico de AT, expresado en kVA.

La resistencia R_a aguas arriba (AT) suele ser insignificante comparado con el X_a correspondiente, por lo que se toma este último como el valor de ohmios para X_a. Si requiere cálculos más precisos, se puede considerar R_a como igual a 0,15 X_a.

La **Figura G37** proporciona valores para R_a y X_a correspondientes a los niveles de cortocircuito de AT(1) más habituales en las redes de suministro eléctrico, como por ejemplo, 250 MVA y 500 MVA.

■ Transformadores (ver **Figura G36**).

La impedancia Z_{tr} de un transformador, visto desde los terminales de BT, se obtiene de la fórmula:

$$Z_{tr} = \frac{U^2}{S_n} \times \frac{U_{cc}}{100}$$

donde:

U = tensión compuesta de la red en vacío.

S_n = potencia del transformador (en kVA).

U_{cc} = tensión de cortocircuito del transformador expresado en %.

La resistencia R_{tr} de los bobinados del transformador se puede obtener de las pérdidas totales de la siguiente forma:

$W = 3\ I_n^2 \times R_{tr}$ de forma que $R_{tr} = \frac{W \times 10^3}{3\ I_n^2}$ en miliohmios

donde

W = pérdidas totales en vatios.

I_n = corriente nominal a plena carga en amperios.

R_{tr} = resistencia de una fase del transformador en miliohmios (se incluye el bobinado de BT y el de AT correspondiente para una fase de BT).

$$X_{tr} = \sqrt{Z_{tr2} - R_{tr2}}$$

Para un cálculo aproximado, R_{tr} se puede ignorar dado $X \approx Z$ en transformadores de distribución estándar.

■ Interruptores automáticos

En circuitos de BT, se debe tener en cuenta la impedancia de los interruptores automáticos aguas arriba de donde se encuentra el defecto. El valor de reactancia que se suele tomar es 0,15 mΩ por interruptor automático, mientras que se ignora la resistencia.

■ Barras conductoras

La resistencia de las barras conductoras suele ser despreciable, por lo que la impedancia es reactiva casi por completo, y alcanza una longitud aproximada de 0,15 mΩ/metros(2) para las barras conductoras de BT (doblar el espacio entre las barras aumenta la reactancia en tan solo un 10% aproximadamente).

Tensión	U = 237 V				U = 410 V			
Potencia nom. del transformador	U_{cc}%	R_{tr} (mΩ)	X_{tr} (mΩ)	Z_{tr} (mΩ)	U_{cc}%	R_{tr} (mΩ)	X_{tr} (mΩ)	Z_{tr} (mΩ)
100	4	11,79	19,13	22,47	4	35,3	57,23	67,24
160	4	5,15	13,06	14,04	4	15,63	39,02	42,03
250	4	2,92	8,5	8,99	4	8,93	25,37	26,90
315	4	2,21	6,78	7,13	4	6,81	20,22	21,34
400	4	1,614	5,38	5,62	4	5,03	16.,04	16,81
500	4	1,235	4,32	4,49	4	3,90	12,87	13,45
630	4	0,92	3,45	3,57	4	2,95	10,25	10,67
800	4,5	0,895	3,03	3,16	4,5	2,88	9	9,45
1.000	5,5	0,68	3,01	3,09	5	2,24	8,10	8,405
1.250					5,5	1,813	7,16	7,39
1.600					6	1,389	6,14	6,30
2.000					6,5	1,124	5,34	5,46

Fig. G36: *Valores de resistencia, reactancia e impedancia para transformadores de distribución típica con bobinados de ⩽ 20 kV.*

(1) Hasta 36 kV.

(2) Para sistemas de 50 Hz, pero una longitud de 0,18 mΩ/m a 60 Hz.

www.elsolucionario.org

4 Corriente de cortocircuito

■ Conductores del circuito.
La resistencia de un conductor se obtiene con la siguiente fórmula: $R_c = \rho \frac{L}{S}$

donde:
ρ = resistividad constante del material conductor con la temperatura normal en funcionamiento, donde:
- 22,5 mΩ.mm²/m para cobre.
- 36 mΩ.mm²/m para aluminio.

L = longitud del conductor en m.
S = sección del conductor en mm².

Se pueden obtener los valores de la reactancia del cable consultando al fabricante. Para la sección inferior a 50 mm² se puede ignorar la reactancia. Si no se dispone de más datos, se puede utilizar el valor de 0,08 mΩ/metro (para sistemas 50 Hz) o 0,096 mΩ/metro (para sistemas de 60 Hz). Para la canalización de barras conductoras prefabricadas y otros sistemas de conductos precableados parecidos, póngase en contacto con el fabricante.

■ Motores

En el momento de un cortocircuito, un motor en funcionamiento actuará como generador (durante poco tiempo) y suministrará corriente al defecto.

En general, se puede ignorar esta aportación a la corriente de defecto. Sin embargo, para obtener un cálculo más preciso, especialmente si se trata de motores grandes y/o muchos motores de menor tamaño, se puede calcular la aportación total con la siguiente fórmula:

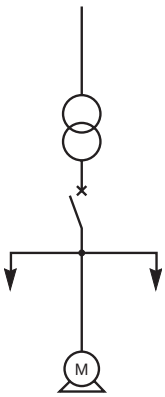
I_{ccm} = 3,5 I_n de cada motor, es decir, 3,5 m · I_n para m motores parecidos que funcionan al mismo tiempo.

Los motores en cuestión serán motores trifásicos exclusivamente; la aportación de un motor monofásico es insignificante.

■ Resistencia del arco contra defectos

Los defectos de cortocircuito suelen formar un arco que tiene las propiedades de resistencia. La resistencia no es estable y el valor promedio es bajo, pero con una tensión baja, esta resistencia es suficiente para reducir la corriente de defecto en cierta medida. La experiencia ha demostrado que se puede esperar una reducción del 20%. Este fenómeno facilita eficazmente el corte de la corriente de un interruptor automático, pero en cambio no facilita la tarea de generación de la corriente de defecto.

■ Tabla resumen (ver **Figura G37**).

Partes de un sistema de suministro eléctrico		***R*** **(mΩ)**	***X*** **(mΩ)**
	Red de suministro **Figura G32**	$\frac{R_a}{X_a} = 0{,}15$ Se puede ignorar R en comparación con X	$X_a = Z_a = \frac{U^2}{P_{cc}}$
	Transformador **Figura G33**	$R_{tr} = \frac{W \times 10^3}{3\, I_n^2}$ R_{tr} suele ser insignificante con relación a X_{tr} para transformadores > 100 kVA	$\sqrt{Z_{tr}^2 - R_{tr}^2}$ con $Z_{tr} = \frac{U^2}{P_n} \times \frac{U_{cc}}{100}$
	Interruptor automático	Despreciable	X_D = 0,15 mΩ/polo
	Barras conductoras	Despreciable para S > 200 mm² en la fórmula: $R = \rho \frac{L}{S}$ (1)	X_B = 0,15 mΩ/m
	Conductores del circuito(2)	$R = \rho \frac{L}{S}$ (1)	Cables: X_c = 0,08 mΩ/m
	Motores	Consulte el subapartado 4.2 Motores (a menudo insignificante en BT)	
	Corriente de cortocircuito trifásico en kA	$I_{cc3} = \frac{U}{\sqrt{3}\ \sqrt{R_T^2 + X_T^2}}$	

U: Tensión secundaria sin carga fase a fase del transformador de AT/BT (en voltios).
P_{cc3}: Potencia del cortocircuito trifásico en los terminales de AT de los transformadores de AT/BT (en kVA).
W: Pérdidas totales trifásicas del transformador de AT/BT (en vatios).
P_n: Potencia del transformador de AT/BT (en kVA).
U_{cc}: Tensión de impedancia del cortocircuito del transformador de AT/BT (en %).
R_T : Resistencia total X_T: Reactancia total.

(1) ρ = resistividad a una temperatura normal de conductores en funcionamiento.
■ ρ = 22,5 mΩ × mm²/m para cobre.
■ ρ = 36 mΩ × mm²/m para aluminio.

(2) Si hay varios conductores en paralelo por fase, divida la resistencia de un conductor entre el número de conductores. La reactancia se mantiene prácticamente igual.

Fig. G37: *Tabla resumen de las impedancias para varias partes de un sistema de suministro eléctrico.*

4 Corriente de cortocircuito

■ Ejemplo de cálculos de un cortocircuito (consulte la **Figura G38**).

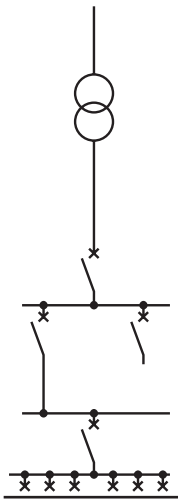
Instalación de baja tensión		R (mΩ)	X (mΩ)	R_T (mΩ)	X_T (mΩ)	$I_{cc} = \frac{410}{\sqrt{3}\sqrt{R_{T2}+X_{T2}}}$
	Red de alta tensión S_{cc} = 500 MVA	0,050	0,350			
	Transformador 20 kV/420 V S_n = 1.000 kVA U_{cc} = 5% $W = 13{,}3 \times 10^3$ vatios	2,24	8,10			
	Cables de un solo núcleo 5 m cobre 4 × 240 mm²/fase	$R_c = \frac{22{,}5}{4} \times \frac{5}{240} = 0{,}12$	$X_c = 0{,}08 \times 5 = 0{,}40$	2,41	8,85	I_{cc1} = 26 kA
	Interruptor automático principal	$R_D = 0$	$X_D = 0{,}15$			
	Barras conductoras 10 m	$R_B = 0$	$X_B = 1{,}5$	2,41	10,5	I_{cc2} = 22 kA
	Cable de tres núcleos 100 m 95 mm² cobre	$R_c = 22{,}5 \times \frac{100}{95} = 23{,}68$	$X_c = 100 \times 0{,}08 = 8$	26,1	18,5	I_{cc3} = 7,4 kA
	Cable de tres núcleos 20 m 10 mm² cobre circuitos finales	$R_c = 22{,}5 \times \frac{20}{10} = 45$	$X_c = 20 \times 0{,}08 = 1{,}6$	71,1	20,1	I_{cc4} = 3,2 kA

Fig. G38: *Ejemplo de los cálculos de una corriente de cortocircuito para una instalación de baja tensión alimentada a 400 V (nominal) desde un transformador de AT/BT de 1.000 kVA.*

4.3 I_{cc} en el extremo receptor de una unidad de alimentación con relación a la I_{cc} en el extremo de envío

La red mostrada en la **Figura G39** representa un caso para la aplicación de la **Figura G40** en la siguiente página, que se obtiene con el "método de composición" (mencionado en el capítulo F, subapartado 6.2). Estas tablas proporcionan un valor rápido y suficientemente preciso de una corriente de cortocircuito en un punto de la red, conociendo:

■ El valor de la corriente de cortocircuito aguas arriba del punto en cuestión.

■ La longitud y composición del circuito entre el punto donde se conoce el nivel de corriente de cortocircuito y el punto donde hay que calcular el nivel.

A continuación basta con seleccionar un interruptor automático con unas características adecuadas inmediatamente superior al indicado en las tablas.

Si requiere valores más precisos, es posible realizar un cálculo detallado (consulte el subapartado 4.2) o utilizar un paquete de software como **ECOdial**. En dicho caso, se debe considerar la técnica de filiación, donde el uso de un interruptor automático que limita la corriente en la posición aguas arriba, permitiría que todos los interruptores automáticos aguas abajo del limitador tuvieran unas características de corriente de cortocircuito mucho inferior de lo que haría falta en el caso contrario (consulte el capítulo H, subapartado 4.5).

Método

Seleccione la sección del conductor en la columna para los conductores de cobre (en este ejemplo de sección 47,5 mm²).

Busque en la misma fila correspondiente a los 47,5 mm² la longitud del conductor igual a la del circuito en cuestión (o el valor más próximo por debajo). Descienda verticalmente por la columna en la que ha localizado la longitud y deténgase en una fila del área central (de las 3 tablas) que corresponda al valor conocido de la corriente de defecto (o el valor más próximo por encima).

En este caso 30 kA es el valor más próximo por encima de 28 kA. El valor de la corriente de cortocircuito en el extremo aguas abajo del circuito de 20 metros viene indicado en la intersección de la columna vertical que incluye la longitud y la fila horizontal correspondiente a la I_{cc} aguas arriba (o el valor más próximo por encima).

Este valor en el ejemplo es 14,7 kA.

El procedimiento para los conductores de aluminio es parecido, pero se debe ascender la columna vertical hasta la tabla central.

Por este motivo, se puede utilizar un interruptor automático con montaje sobre perfil DIN con la especificación de 36 A y una I_{cc} de 25 kA (como una unidad NG 125N) para el circuito de 55 A de la **Figura G39**.

Se puede utilizar un interruptor automático de 160 A con una capacidad I_{cc} de 25 kA (como una unidad NS160) para proteger el circuito de 160 A.

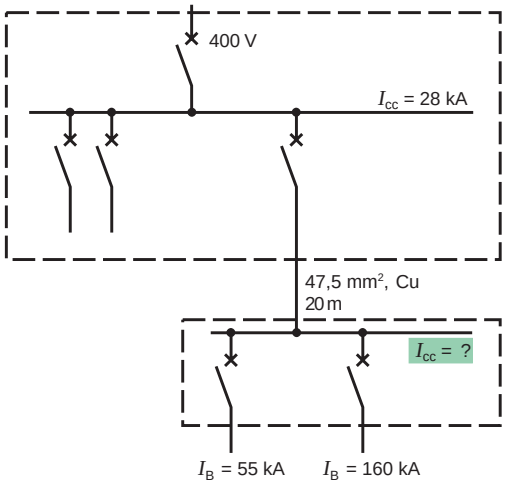


Fig. G39: *Cálculo del I_{cc} del nivel de corriente de cortocircuito aguas abajo con la **Figura G40**.*

Cobre 230 V / 400 V																						
sección de conduct. fase (mm²)	**Longitud del circuito (en metros)**																					
1,5														1,3	1,8	2,6	3,6	5,2	7,3	10,3	14,6	21
2,5												1,1	1,5	2,1	3,0	4,3	6,1	8,6	12,1	17,2	24	34
4											1,2	1,7	2,4	3,4	4,9	6,9	9,7	13,7	19,4	27	39	55
6											1,8	2,6	3,6	5,2	7,3	10,3	14,6	21	29	41	58	82
10										2,2	3,0	4,3	6,1	8,6	12,2	17,2	24	34	49	69	97	137
16								1,7	2,4	3,4	4,9	6,9	9,7	13,8	19,4	27	39	55	78	110	155	220
25						1,3	1,9	2,7	3,8	5,4	7,6	10,8	15,2	21	30	43	61	86	121	172	243	343
35						1,9	2,7	3,8	5,3	7,5	10,6	15,1	21	30	43	60	85	120	170	240	340	480
47,5					1,8	2,6	3,6	5,1	7,2	10,2	14,4	20	29	41	58	82	115	163	231	326	461	
70					2,7	3,8	5,3	7,5	10,7	15,1	21	30	43	60	85	120	170	240	340			
95				2,6	3,6	5,1	7,2	10,2	14,5	20	29	41	58	82	115	163	231	326	461			
120		1,6	2,3	3,2	4,6	6,5	9,1	12,9	18,3	26	37	52	73	103	146	206	291	412				
150	1,2	1,8	2,5	3,5	5,0	7,0	9,9	14,0	19,8	28	40	56	79	112	159	224	317	448				
185	1,5	2,1	2,9	4,2	5,9	8,3	11,7	16,6	23	33	47	66	94	133	187	265	374	529				
240	1,8	2,6	3,7	5,2	7,3	10,3	14,6	21	29	41	58	83	117	165	233	330	466	659				
300	2,2	3,1	4,4	6,2	8,8	12,4	17,6	25	35	50	70	99	140	198	280	396	561					
2 × 120	2,3	3,2	4,6	6,5	9,1	12,9	18,3	26	37	52	73	103	146	206	292	412	583					
2 × 150	2,5	3,5	5,0	7,0	9,9	14,0	20	28	40	56	79	112	159	224	317	448	634					
2 × 185	2,9	4,2	5,9	8,3	11,7	16,6	23	33	47	66	94	133	187	265	375	530	749					
553 × 120	3,4	4,9	6,9	9,7	13,7	19,4	27	39	55	77	110	155	219	309	438	619						
3 × 150	3,7	5,3	7,5	10,5	14,9	21	30	42	60	84	119	168	238	336	476	672						
3 × 185	4,4	6,2	8,8	12,5	17,6	25	35	50	70	100	141	199	281	398	562							
I_{cc} aguas arriba (en kA)	**I_{cc} aguas abajo (en kA)**																					
100	93	90	87	82	77	70	62	54	45	37	29	22	17,0	12,6	9,3	6,7	4,9	3,5	2,5	1,8	1,3	0,9
90	84	82	79	75	71	65	58	51	43	35	28	22	16,7	12,5	9,2	6,7	4,8	3,5	2,5	1,8	1,3	0,9
80	75	74	71	68	64	59	54	47	40	34	27	21	16,3	12,2	9,1	6,6	4,8	3,5	2,5	1,8	1,3	0,9
70	66	65	63	61	58	54	49	44	38	32	26	20	15,8	12,0	8,9	6,6	4,8	3,4	2,5	1,8	1,3	0,9
60	57	56	55	53	51	48	44	39	35	29	24	20	15,2	11,6	8,7	6,5	4,7	3,4	2,5	1,8	1,3	0,9
50	48	47	46	45	43	41	38	35	31	27	22	18,3	14,5	11,2	8,5	6,3	4,6	3,4	2,4	1,7	1,2	0,9
40	39	38	38	37	36	34	32	30	27	24	20	16,8	13,5	10,6	8,1	6,1	4,5	3,3	2,4	1,7	1,2	0,9
35	34	34	33	33	32	30	29	27	24	22	18,8	15,8	12,9	10,2	7,9	6,0	4,5	3,3	2,4	1,7	1,2	0,9
30	29	29	29	28	27	27	25	24	22	20	17,3	14,7	12,2	9,8	7,6	5,8	4,4	3,2	2,4	1,7	1,2	0,9
25	25	24	24	24	23	23	22	21	19,1	17,4	15,5	13,4	11,2	9,2	7,3	5,6	4,2	3,2	2,3	1,7	1,2	0,9
20	20	20	19,4	19,2	18,8	18,4	17,8	17,0	16,1	14,9	13,4	11,8	10,1	8,4	6,8	5,3	4,1	3,1	2,3	1,7	1,2	0,9
15	14,8	14,8	14,7	14,5	14,3	14,1	13,7	13,3	12,7	11,9	11,0	9,9	8,7	7,4	6,1	4,9	3,8	2,9	2,2	1,6	1,2	0,9
10	9,9	9,9	9,8	9,8	9,7	9,6	9,4	9,2	8,9	8,5	8,0	7,4	6,7	5,9	5,1	4,2	3,4	2,7	2,0	1,5	1,1	0,8
7	7,0	6,9	6,9	6,9	6,9	6,8	6,7	6,6	6,4	6,2	6,0	5,6	5,2	4,7	4,2	3,6	3,0	2,4	1,9	1,4	1,1	0,8
5	5,0	5,0	5,0	4,9	4,9	4,9	4,9	4,8	4,7	4,6	4,5	4,3	4,0	3,7	3,4	3,0	2,5	2,1	1,7	1,3	1,0	0,8
4	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	3,9	3,9	3,9	3,8	3,7	3,6	3,5	3,3	3,1	2,9	2,6	2,2	1,9	1,6	1,2	1,0	0,7
3	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	2,9	2,9	2,9	2,9	2,8	2,7	2,6	2,5	2,3	2,1	1,9	1,6	1,4	1,1	0,9	0,7
2	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9	1,8	1,8	1,7	1,6	1,4	1,3	1,1	1,0	0,8	0,6
1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5
Aluminio 230 V / 400 V																						
sección de conduct. fase (mm²)	**Longitud del circuito (en metros)**																					
2,5														1,4	1,9	2,7	3,8	5,4	7,6	10,8	15,3	22
4												1,1	1,5	2,2	3,1	4,3	6,1	8,6	12,2	17,3	24	35
6												1,6	2,3	3,2	4,6	6,5	9,2	13,0	18,3	26	37	52
10											1,9	2,7	3,8	5,4	7,7	10,8	15,3	22	31	43	61	86
16										2,2	3,1	4,3	6,1	8,7	12,2	17,3	24	35	49	69	98	138
25								1,7	2,4	3,4	4,8	6,8	9,6	13,5	19,1	27	38	54	76	108	153	216
35							1,7	2,4	3,4	4,7	6,7	9,5	13,4	18,9	27	38	54	76	107	151	214	302
47,5						1,6	2,3	3,2	4,6	6,4	9,1	12,9	18,2	26	36	51	73	103	145	205	290	410
70						2,4	3,4	4,7	6,7	9,5	13,4	19,0	27	38	54	76	107	151	214	303	428	
95					2,3	3,2	4,6	6,4	9,1	12,9	18,2	26	36	51	73	103	145	205	290	411		
120					2,9	4,1	5,8	8,1	11,5	16,3	23	32	46	65	92	130	184	259	367			
150					3,1	4,4	6,3	8,8	12,5	17,7	25	35	50	71	100	141	199	282	399			
185				2,6	3,7	5,2	7,4	10,4	14,8	21	30	42	59	83	118	167	236	333	471			
240	1,2	1,6	2,3	3,3	4,6	6,5	9,2	13,0	18,4	26	37	52	73	104	147	208	294	415				
300	1,4	2,0	2,8	3,9	5,5	7,8	11,1	15,6	22	31	44	62	88	125	177	250	353	499				
2 × 120	1,4	2,0	2,9	4,1	5,8	8,1	11,5	16,3	23	33	46	65	92	130	184	260	367	519				
2 × 150	1,6	2,2	3,1	4,4	6,3	8,8	12,5	17,7	25	35	50	71	100	141	200	282	399					
2 × 185	1,9	2,6	3,7	5,2	7,4	10,5	14,8	21	30	42	59	83	118	167	236	334	472					
2 × 240	2,3	3,3	4,6	6,5	9,2	13,0	18,4	26	37	52	74	104	147	208	294	415	587					
3 × 120	2,2	3,1	4,3	6,1	8,6	12,2	17,3	24	34	49	69	97	138	195	275	389	551					
3 × 150	2,3	3,3	4,7	6,6	9,4	13,3	18,8	27	37	53	75	106	150	212	299	423	598					
3 × 185	2,8	3,9	5,5	7,8	11,1	15,7	22	31	44	63	89	125	177	250	354	500	707					
3 × 240	3,5	4,9	6,9	9,8	13,8	19,5	28	39	55	78	110	156	220	312	441	623						

Nota: para un sistema trifásico con 230 V entre las fases, divida las longitudes anteriores entre $\sqrt{3}$.

Fig. G40: *I_{cc} en un punto aguas abajo, con relación a un valor de corriente de defecto aguas arriba conocido y la longitud de la sección de los conductores implicados, en un sistema trifásico de 230/400 V.*

4.4 Corriente de cortocircuito suministrada por un alternador o inversor: Consulte el capítulo N.

www.elsolucionario.org

5 Casos particulares de corriente de cortocircuito

5.1 Cálculo de niveles mínimos de corriente de cortocircuito

Si un dispositivo de protección en un circuito sólo debe proteger contra los defectos de cortocircuito, es imprescindible que funcione con toda seguridad con el nivel más bajo posible de corriente de cortocircuito que se pueda producir en el circuito.

En general, en circuitos de baja tensión, un único dispositivo de protección protege contra todos los niveles de corriente, desde el umbral de sobrecarga hasta la máxima capacidad de corte de cortocircuito nominal del dispositivo.

En ciertos casos sin embargo, se utilizan dispositivos protectores de sobrecarga y dispositivos protectores de cortocircuito.

Ejemplos de dichas distribuciones

Las **Figuras G41** a **G43** muestran algunas distribuciones habituales donde las protecciones de sobrecarga y cortocircuito se realizan con dispositivos independientes.

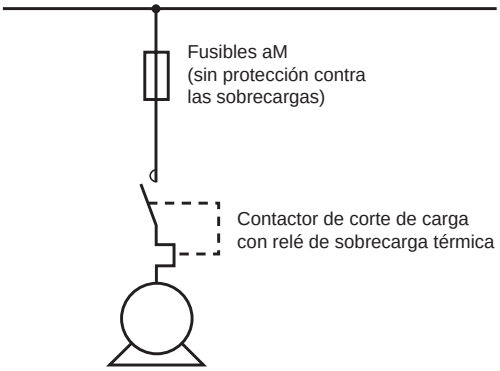


Fig. G41: *Protección del circuito mediante fusibles aM.*

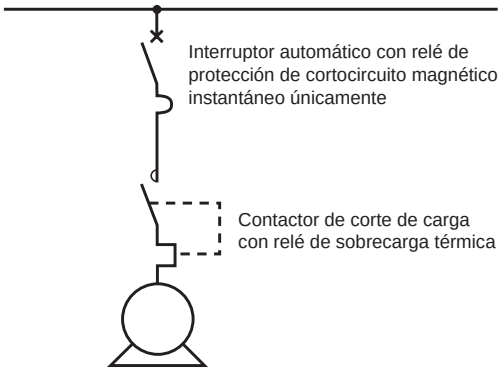


Fig. G42: *Circuito protegido por un interruptor automático sin relé de sobrecarga térmica.*

Como se muestra en las **Figuras G41** y **G42**, los circuitos más habituales que utilizan dispositivos independientes controlan y protegen motores.

Variador de velocidad

La **Figura G43b** muestra las funciones proporcionadas por el variador de velocidad, y si es necesario algunas funciones adicionales realizadas por dispositivos como el interruptor automático, relé térmico, DDR.

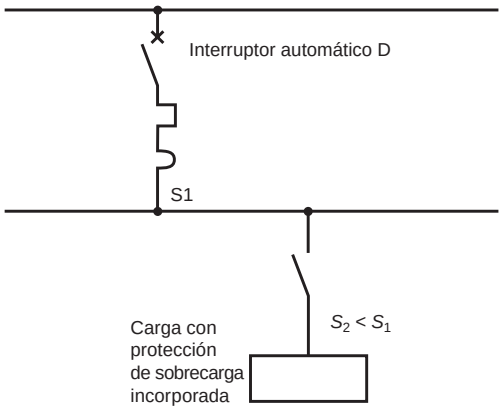


Fig. G43a: *El interruptor automático* D *proporciona protección contra defectos de cortocircuito hasta incluir el límite de la carga.*

Protección necesaria	La protección proporcionada en general por el variador de velocidad	Protección adicional
Sobrecarga del cable	Sí = (1)	No es necesario si (1)
Sobrecarga del motor	Sí = (2)	No es necesario si (2)
Cortocircuito aguas abajo	Sí	
Sobrecarga del variador de velocidad	Sí	
Sobretensión	Sí	
Falta de tensión	Sí	
Pérdida de fase	Sí	
Cortocircuito aguas arriba		Interruptor automático (disparo de cortocircuito)
Defecto interno		Interruptor automático (disparo de cortocircuito y sobrecarga)
Defecto a tierra aguas abajo (contacto indirecto)	(autoprotección)	DDR ⩾ 300 mA
Defecto de contacto directo		DDR ⩽ 30 mA

Figure G43b: *Protección necesaria para las aplicaciones del variador de velocidad.*

5 Casos particulares de corriente de cortocircuito

El dispositivo de protección debe estar configurado para el disparo instantáneo.
■ $I_m < I_{cc}$ *(mín) para la protección mediante interruptor automático o corriente de fusión.*
■ $I_a < I_{cc}$ *(mín) para la protección mediante fusibles.*

Condiciones que se deben respetar

El dispositivo de protección debe cumplir los dos siguientes requisitos:
■ P_{cu} poder de corte último del aparato > I_{cc3} máxima en el punto de la instalación
■ Eliminación de la corriente de cortocircuito mínima que permite el circuito, en un tiempo *tc* compatible con las limitaciones térmicas de los conductores del circuito, donde:

$$tc \leq \frac{K^2S^2}{I_{ccmin}^2}$$ (válido para *tc* < 5 segundos)

La comparativa de la curva del rendimiento del disparo o la fusión de los dispositivos protectores, con las curvas límite de las restricciones térmicas de un conductor, demuestra que esta condición se cumple si:
■ I_{cc} (mín) > I_m (nivel de corriente con configuración de disparo del interruptor automático instantáneo o con escaso retraso) (ver la **Figura G44**).
■ I_{cc} (mín) > I_a para la protección mediante fusibles. El valor de la corriente I_a corresponde al punto de intersección entre la curva de fusible y la curva de resistencia térmica del cable (ver las **Figura G45** y **G46**).

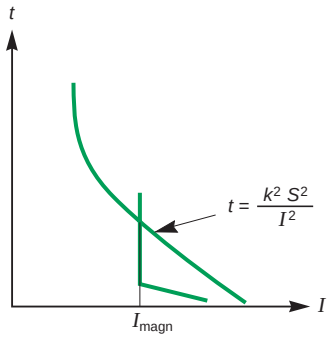


Fig. G44: *Protección mediante interruptor automático.*

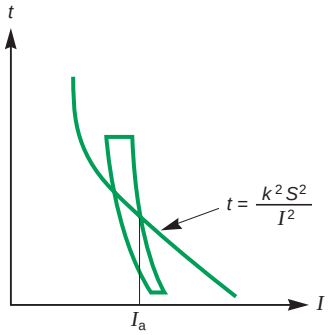


Fig. G45: *Protección mediante fusibles de tipo aM.*

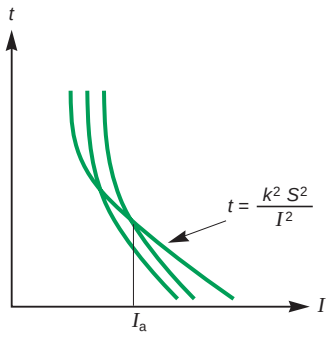


Fig. G46: *Protección mediante fusibles de tipo gl.*

5 Casos particulares de corriente de cortocircuito

En la práctica, esto implica que la longitud del circuito aguas abajo del dispositivo de protección no debe exceder la longitud máxima calculada:

$$L_{máx} = \frac{0{,}8\ U\ S_{ph}}{2\rho I_m}$$

Método práctico para calcular $L_{máx}$

Se debe comprobar el efecto de limitación de la impedancia de los conductores de circuitos largos en el valor de las corrientes de cortocircuito y se debe limitar, en consecuencia, la longitud del circuito.
El método de cálculo de la longitud máxima permitida ya se ha demostrado en los esquemas con conexión a tierra TN- e IT- para defectos de tierra simples o dobles, respectivamente (consulte el capítulo F, subapartados 6.2 y 7.2). A continuación se estudian dos casos:

1 - Cálculo de $L_{máx}$ para un cable trifásico

La corriente mínima de cortocircuito se producirá cuando los cables bifásicos presenten un cortocircuito en el extremo remoto del circuito (ver la **Figura G47**).



Fig G47: *Definición de L para un circuito trifásico de 3 cables.*

Con el "método convencional", se presupone que la tensión en el punto de protección *P* es el 80% de la tensión nominal durante un defecto de cortocircuito, por lo que $0{,}8\ U = I_{cc}\ Z_d$, donde:
Z_d = impedancia de defecto del bucle.
I_{cc} = corriente de cortocircuito (fase/fase).
U = tensión nominal fase a fase.

Para cables ⩽ 120 mm², se puede ignorar la reactancia, de manera que

$$Z_d = \rho\ \frac{2\ L}{S_{ph}}$$

donde:
ρ = resistividad de cobre(1) con la temperatura media durante un cortocircuito
S_{ph}: sección de un conductor de fase en mm².
L = longitud en metros.

Para que el cable no se dañe con el calor $I_{cc} \geqslant I_m$

$$0{,}8\ U \geqslant \rho\ \frac{2\ L\ I_m}{S_{ph}}$$

$$L_{máx} = \frac{0{,}8\ U\ S_{ph}}{2\rho I_m}$$

donde U = 400 V
ρ = 1,25 × 0,018 = 0,023 W mm²/m(2).
I_m = configuración de corriente de disparo magnético para interruptor automático.
$L_{máx}$ = longitud máxima de circuito en metros.

$$L_{máx} = \frac{k\ S_{ph}}{I_m}$$

S_{ph} (mm²)	⩽ 120	150	185	240	300
k	5.800	5.040	4.830	4.640	4.460

2 - Cálculo de $L_{máx}$ para un circuito con 4 cables trifásicos de 230 / 400 V

La I_{cc} mínima se producirá cuando el cortocircuito se encuentre entre un conductor de fase y el neutro.
Se precisa un cálculo parecido al del ejemplo 1 anterior, pero se debe utilizar la siguiente fórmula (para cable ⩽ 120 mm²(3)).

- Donde S_n para el conductor del neutro = S_{ph} para el conductor de fase

$$L_{máx} = \frac{3.333\ S_{ph}}{I_m}$$

- Si S_n para el conductor del neutro < S_{ph},

$$L_{máx} = 6.666\ \frac{S_{ph}}{I_m}\ \frac{1}{1+m} \text{ donde } m = \frac{S_{ph}}{I_m}$$

A continuación se indican los valores adecuados:
150 mm²: R + 15%.
185 mm²: R + 20%.
240 mm²: R + 25%.
300 mm²: R + 30%.

(1) O para aluminio según el material conductor.
(2) El alto valor de resistividad se debe a la elevada temperatura del conductor al fluir corriente de cortocircuito.
(3) Para secciones de mayor tamaño, la resistencia calculada para los conductores debe ser aumentada para responder ante la densidad de corriente irregular en el conductor (debido a los efectos "skin" y de "proximidad").

www.elsolucionario.org

5 Casos particulares de corriente de cortocircuito

Para secciones mayores que las enumeradas, los valores de reactancia deben combinarse con los de resistencia para obtener una impedancia. Se puede considerar la reactancia como 0,08 mΩ/m para cables (a 50 Hz). A 60 Hz la constante es 0,096 mΩ/m.

Valores de la tabla para $L_{máx}$

La **Figura G48** más abajo muestra las longitudes de circuito máximas ($L_{máx}$) en metros, para:

- Circuitos de 4 cables trifásicos de 400 V (es decir, con neutro).
- Circuitos de 2 cables monofásicos de 230 V

protegidos por interruptores automáticos de uso general.

En otros casos, aplique los factores de corrección (facilitados en la **Figura G54**) a las longitudes obtenidas.

Los cálculos están basados en los métodos anteriores, con $I_m = 5{,}2\ I_{rm}$.

I_{rm} = intensidad de regulación de disparo por cortocircuito. Se garantiza un margen máximo de disparo entre el ± 20%.

Para la sección de 50 mm², los cálculos se basan en una sección real de 47,5 mm².

Nivel de corriente Im del disparo magnético instantáneo (en A)	Sección de los conductores (en mm²)														
	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240
50	100	167	267	400											
63	79	133	212	317											
80	63	104	167	250	417										
100	50	83	133	200	333										
125	40	67	107	160	267	427									
160	31	52	83	125	208	333									
200	25	42	67	100	167	267	417								
250	20	33	53	80	133	213	333	467							
320	16	26	42	63	104	167	260	365	495						
400	13	21	33	50	83	133	208	292	396						
500	10	17	27	40	67	107	167	233	317						
560	9	15	24	36	60	95	149	208	283	417					
630	8	13	21	32	63	85	132	185	251	370					
700	7	12	19	29	48	76	119	167	226	333	452				
800	6	10	17	25	42	67	104	146	198	292	396				
875	6	10	15	23	38	61	95	133	181	267	362	457			
1.000	5	8	13	20	33	53	83	117	158	233	317	400	435		
1.120	4	7	12	18	30	48	74	104	141	208	283	357	388	459	
1.250	4	7	11	16	27	43	67	93	127	187	253	320	348	411	
1.600		5	8	13	21	33	52	73	99	146	198	250	272	321	400
2.000		4	7	10	17	27	42	58	79	117	158	200	217	257	320
2.500			5	8	13	21	33	47	63	93	127	160	174	206	256
3.200			4	6	10	17	26	36	49	73	99	125	136	161	200
4.000				5	8	13	21	29	40	58	79	100	109	128	160
5.000				4	7	11	17	23	32	47	63	80	87	103	128
6.300					5	8	13	19	25	37	50	63	69	82	102
8.000					4	7	10	15	20	29	40	50	54	64	80
10.000						5	8	12	16	23	32	40	43	51	64
12.500						4	7	9	13	19	25	32	35	41	51

Fig. G48: *Longitudes máximas del circuito en metros para conductores de cobre (para aluminio, se deben multiplicar las longitudes por 0,62).*

Las **Figuras G49** a **G51** en la página contigua indican la longitud máxima del circuito ($L_{máx}$) en metros para:

- Circuitos de 4 cables trifásicos de 400 V (es decir, con neutro).
- Circuitos de 2 cables monofásicos de 230 V

protegidos en ambos casos con interruptores automáticos de tipo doméstico o con interruptores automáticos con características de corriente/disparo parecidas.

En otros casos, aplique los factores de corrección a las longitudes indicadas. Se indican estos factores en la **Figura G52** de la página contigua.

5 Casos particulares de corriente de cortocircuito

Corriente nominal de los interruptores automáticos (en A)	Sección de los conductores (en mm²)								
	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50
6	200	333	533	800					
10	120	200	320	480	800				
16	75	125	200	300	500	800			
20	60	100	160	240	400	640			
25	48	80	128	192	320	512	800		
32	37	62	100	150	250	400	625	875	
40	30	50	80	120	200	320	500	700	
50	24	40	64	96	160	256	400	560	760
63	19	32	51	76	127	203	317	444	603
80	15	25	40	60	100	160	250	350	475
100	12	20	32	48	80	128	200	280	380
125	10	16	26	38	64	102	160	224	304

Fig. G49: Longitud máxima en metros de circuitos con conductores de cobre protegidos mediante interruptores automáticos de tipo B.

Corriente nominal de los interruptores automáticos (en A)	Sección de los conductores (en mm²)								
	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50
6	100	167	267	400	667				
10	60	100	160	240	400	640			
16	37	62	100	150	250	400	625	875	
20	30	50	80	120	200	320	500	700	
25	24	40	64	96	160	256	400	560	760
32	18,0	31	50	75	125	200	313	438	594
40	15,0	25	40	60	100	160	250	350	475
50	12,0	20	32	48	80	128	200	280	380
63	9,5	16,0	26	38	64	102	159	222	302
80	7,5	12,5	20	30	50	80	125	175	238
100	6,0	10,0	16,0	24	40	64	100	140	190
125	5,0	8,0	13,0	19,0	32	51	80	112	152

Fig. G50: Longitud máxima en metros de circuitos con conductores de cobre protegidos mediante interruptores automáticos de tipo C.

Corriente nominal de los interruptores automáticos (en A)	Sección de los conductores (en mm²)								
	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50
1	429	714							
2	214	357	571	857					
3	143	238	381	571	952				
4	107	179	286	429	714				
6	71	119	190	286	476	762			
10	43	71	114	171	286	457	714		
16	27	45	71	107	179	286	446	625	848
20	21	36	57	86	143	229	357	500	679
25	17,0	29	46	69	114	183	286	400	543
32	13,0	22	36	54	89	143	223	313	424
40	11,0	18,0	29	43	71	114	179	250	339
50	9,0	14,0	23	34	57	91	143	200	271
63	7,0	11,0	18,0	27	45	73	113	159	215
80	5,0	9,0	14,0	21	36	57	89	125	170
100	4,0	7,0	11,0	17,0	29	46	71	100	136
125	3,0	6,0	9,0	14,0	23	37	57	80	109

Fig. G51: Longitud máxima en metros de circuitos con conductores de cobre protegidos mediante interruptores automáticos de tipo D.

Detalle del circuito		
Circuito trifásico de 3 cables de 400 V o circuito monofásico de 2 cables de 400 V (no neutro)		1,73
Circuito monofásico de 2 cables (fase y neutro) de 230 V		1
Circuito trifásico de 4 cables de 230 / 400 V o circuito bifásico	S_{ph} / S neutro = 1	1
de 3 cables de 230 / 400 V (es decir, con neutro)	S_{ph} / S neutro = 2	0,67

Fig. G52: Factor de corrección para aplicar a las longitudes obtenidas en las Figuras G48 y G51.

Nota: La IEC 60898 proporciona un intervalo más alto de disparo de corriente de cortocircuito de 10-50 I_n para interruptores automáticos de tipo D. Sin embargo, las normas europeas y la **Figura G51**, se basan en el intervalo 10-20 I_n, un intervalo que cubre la inmensa mayoría de las instalaciones domésticas o similares.

5 Casos particulares de corriente de cortocircuito

Ejemplos

Ejemplo 1

Una instalación monofásica de 2 cables está protegida por un interruptor automático de 50 A tipo NS80HMA, con una regulación de disparo por cortocircuito de 500 A (precisión de ± 20%), es decir, en el peor de los casos necesitaría 500 × 1,2 = 600 A para accionar el disparo. La sección del cable = 10 mm^2 y el material conductor es cobre.

En la **Figura G48**, la fila I_m = 500 A cruza la columna sección = 10 mm^2 cuando el valor de $L_{máx}$ es de 67 m. Así pues, el interruptor automático protege el cable contra defectos de cortocircuito siempre y cuando la longitud no supere los 67 m.

Ejemplo 2

En un circuito trifásico de 3 cables de 400 V (sin neutro), la protección está asegurada por un interruptor automático de 220 A tipo NS250N, con bloque de relés instantáneo tipo MA regulada en 2.000 A (± 20%), es decir, en el peor de los casos, harían falta 2.400 A para asegurar el disparo. La sección del cable = 120 mm^2 y el material conductor es cobre.

En la **Figura G48** de la página G33, la fila I_m = 2.000, A cruza la columna sección = 120 mm^2 cuando el valor de $L_{máx}$ es de 200 m. Al tratarse de un circuito trifásico de 3 cables de 400 V (sin neutro), se debe aplicar un factor de corrección de la **Figura G52** de la página anterior. Este factor es igual a 1,73. Así pues, el interruptor automático protegerá el cable contra las corrientes de cortocircuito, siempre y cuando la longitud no supere 200 × 1,73 = 346 m.

5.2 Comprobación de la resistencia térmica de cables en condiciones de cortocircuito

En general, no es necesario realizar la comprobación de la resistencia térmica de un cable, a excepción de los casos donde los cables de una sección pequeña están instalados cerca del cuadro de distribución general o se alimentan de él.

Limitaciones térmicas

Cuando la duración de la corriente de cortocircuito es corta (desde varias décimas de segundo hasta cinco segundos como máximo) se presupone que todo el calor generado permanece en el conductor, con lo cual aumenta la temperatura. Se dice que el proceso de calentamiento es adiabático, una premisa que simplifica el cálculo y proporciona un resultado pesimista, es decir, una temperatura del conductor superior a la que se produciría realmente, dado que en la práctica, parte del calor sería disipado por el conductor y pasaría al aislamiento.

Para un período de 5 segundos o menos, la relación $I^2t = k^2S^2$ representa el tiempo en segundos durante el cual un conductor con una sección S (en mm^2) puede llevar una corriente de amperios, antes de que la temperatura alcance un nivel perjudicial para el aislamiento.

Se indica el factor k^2 en la **Figura G53**.

Aislamiento	Conductor de cobre (Cu)	Conductor de aluminio (Al)
PVC	13.225	5.776
XLPE	20.449	8.836

Fig. G53: *Valor de la constante k^2.*

El método de comprobación consiste en verificar que la energía térmica I^2t por ohmnio del material conductor, que admite el interruptor automático de protección (según los catálogos de fabricantes) es inferior a la permitida para ese conductor en particular (como se indica en la siguiente **Figura G54**).

S (mm^2)	PVC		XLPE	
	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio
k	115	76	143	94
k^2	13.225	5.776	20.449	8.836
1,5	0,0297	0,0130	0,0460	0,0199
2,5	0,0826	0,0361	0,1278	0,0552
4	0,2116	0,0924	0,3272	0,1414
6	0,4761	0,2079	0,7362	0,3181
10	1,3225	0,5776	2,0450	0,8836
16	3,3856	1,4786	5,2350	2,2620
25	8,2656	3,6100	12,7806	5,5225
35	16,2006	7,0756	25,0500	10,8241
50	29,839	13,032	46,133	19,936

Fig. G54: *Máxima energía térmica permitida para cables (expresada en amperios^2 × segundos × 10^6).*

www.elsolucionario.org

5 Casos particulares de corriente de cortocircuito

Ejemplo:

¿Proporciona la protección adecuada un interruptor automático C60N para un cable XLPE con núcleo de cobre y una sección de 4 mm^2?

La **Figura G54** muestra que el valor I^2t para el cable es de 0,3272 $\times$ 10^6, mientras que el valor máximo que admite el interruptor automático, según las indicaciones del catálogo del fabricante, es bastante inferior.
Por esta razón, el cable está correctamente protegido por el interruptor automático hasta la I_{cc} máxima.

Limitaciones electrodinámicas

Para cualquier tipo de circuito (conductores o canalización prefabricada), se deben tener en cuenta los efectos electrodinámicos.

Para soportar las solicitaciones electrodinámicas, los conductores deben estar firmemente sujetos y las conexiones deben estar fuertemente ajustadas.

Para la canalización de barras conductoras y otros tipos de canales, raíles, etc. prefabricados, también es importante comprobar que la resistencia electrodinámica al llevar corrientes de cortocircuito es satisfactoria. El valor máximo de corriente, limitado por interruptor automático o el fusible, debe ser inferior a la especificación del sistema con conductores prefabricados. Las tablas de coordinación para asegurar la protección correcta de los productos suelen ser publicadas por los fabricantes y proporcionan un mayor aprovechamiento de dichos sistemas.

6 Conductor de conexión a tierra de protección (PE)

6.1 Conexión y selección

Los conductores de conexión a tierra interconectan todos los elementos conductores expuestos y externos de una instalación para crear una aparamenta equipotencial. Estos conductores conducen corriente de defecto ya que no se aísla (entre un conductor de fase y un elemento conductor expuesto) el neutro con conexión a tierra de la fuente. Los conductores PE están conectados al terminal con conexión a tierra principal de la instalación.

El terminal de conexión a tierra principal está conectado al electrodo de puesta a tierra (consulte el capítulo E).

Los conductores PE deben estar:

- Aislados y ser de color amarillo y verde (rayas).
- Protegidos contra daños mecánicos y químicos.

En esquemas IT y TN con conexión a tierra, se recomienda encarecidamente que los conductores PE estén instalados muy cerca los unos de los otros (es decir, en los mismos conductos, en la misma bandeja de cables, etc.) al igual que los cables en tensión del circuito en cuestión. Esta distribución garantiza la menor reactancia inductiva posible en los circuitos que llevan corriente de defecto a tierra.

Se debe tener en cuenta que la canalización de la barra conductora proporciona esta distribución en su origen.

Conexión

Los conductores PE:

- No deben incorporar ningún elemento de corte (como un interruptor, enlaces extraíbles, etc.).
- Deben conectar las masas conductoras expuestas de manera individual al conductor PE principal, es decir, en paralelo, no en serie, como se muestra en la **Figura G55**.
- Deben disponer de un terminal individual en barras con conexión a tierra comunes en los cuadros de distribución.

Esquema TT

El conductor PE no tiene por qué estar instalado cerca de los conductores de fase, dado que los pequeños valores de corriente de defecto tierra son necesarios para usar el tipo de protección DDR utilizado en las instalaciones TT.

Esquemas IT y TN

El conductor PE o PEN, como se indicó anteriormente, debe estar instalado tan cerca como sea posible de los conductores de fase correspondientes del circuito y no debe existir material ferromagnético entre ellos. Un conductor PEN debe siempre estar conectado directamente al terminal de conexión a tierra de un aparato, con una conexión en bucle desde el terminal de conexión a tierra hasta el terminal neutro del aparato (ver la **Figura G56**).

- El esquema TN-C (el neutro y el conductor PE son lo mismo, aquí denominado conductor PEN).

La función protectora de un conductor PEN tiene prioridad, de manera que todas las normas que regulan los conductores PE se aplican estrictamente a los conductores PEN.

- Transición de TN-C a TN-S.

El conductor PE para la instalación se conecta al terminal PEN o a la barra (ver la **Figura G57**) normalmente al principio de la instalación. Aguas abajo del punto de separación, no se puede conectar ningún conductor PE al conductor neutro.

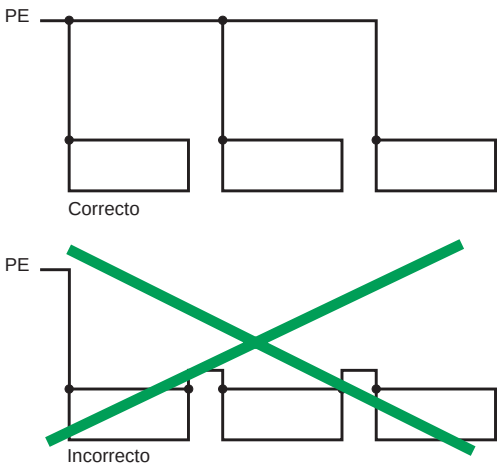


Fig. G55: Una conexión inadecuada para una distribución en serie dejará todos los aparatos aguas abajo sin protección.

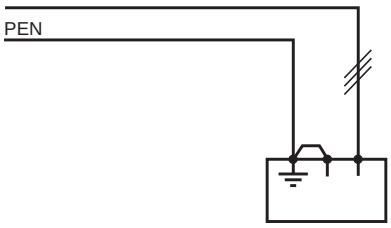


Fig. G56: Conexión directa del conductor PEN al terminal de conexión a tierra de un aparato.

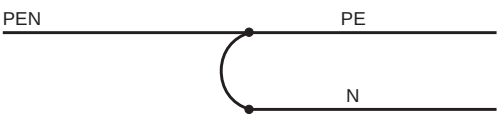


Fig. G57: El esquema TN-C-S.

6 Conductor de conexión a tierra de protección (PE)

Tipos de materiales

Se pueden utilizar los tipos de material mencionados a continuación en la **Figura G58** para los conductores PE, siempre y cuando se cumplan las condiciones descritas en la última columna.

Tipo de conductor de conexión a tierra protector (PE)		Esquema IT	Esquema TN	Esquema TT	Condiciones que se deben respetar
Conductor complementario	En el mismo cable que las fases o en el mismo recorrido del cable	Muy aconsejable	Muy aconsejable	Correcto	El conductor PE debe estar instalado al mismo nivel que las fases
	Independiente de los conductores de fase	Posible (1)	Posible (1) (2)	Correcto	■ El conductor PE debe estar desnudo o aislado(2)
Carcasa metálica de la canalización de barra conductora o de otros conductos prefabricados y precableados(5)		Posible (3)	PE posible (3) PEN (8)	Correcto	■ La continuidad eléctrica debe estar asegurada proporcionando la protección frente a riesgos
Protección externa de conductores extrudidos con aislamiento mineral (p. ej. sistemas de tipo "pyrotenax")		Posible (3)	PE posible (3) PEN desaconsejado (2)(3)	Posible	mecánicos, químicos y electromecánicos
Ciertos elementos conductores externos (6) como: ■ Estructuras de construcción de acero ■ Marcos de las máquinas ■ Tuberías de agua(7)		Posible (4)	PE posible (4) PEN prohibido	Posible	■ Su conductancia debe ser adecuada
Cableados metálicos como conductos(9), tubos, canalizaciones, bandejas, escaleras...		Posible (4)	PE posible (4) PEN desaconsejado (2)(4)	Posible	
Los elementos prohibidos para utilizar con conductores PE son: conductos de metal (9), tuberías de gas, tuberías de agua caliente, cintas para la armadura de cables(9) o alambres(9).					

(1) En esquemas TN e IT, la eliminación del defecto suele realizarse con dispositivos de sobretensión (fusibles o interruptores automáticos), de manera que la impedancia del bucle de la corriente de defecto sea lo suficientemente baja para garantizar un funcionamiento del dispositivo de protección correcto. La manera más segura de lograr una baja impedancia de bucle es utilizar un núcleo adicional en el mismo cable que los conductores del circuito (o que utilice el mismo trayecto que los conductores del circuito). Esta estrategia minimiza la reactancia inductiva y por consiguiente la impedancia del bucle.

(2) El conductor PEN es un conductor neutro que también se utiliza como conductor con conexión a tierra protector. Esto implica que la corriente podría fluir en cualquier momento (en ausencia de un defecto a tierra). Por esta razón, se recomienda el uso de un conductor aislado para el funcionamiento del conductor PEN.

(3) El fabricante proporciona los valores necesarios para los elementos *R* y *X* de las impedancias (fase/PE, fase/PEN) para utilizar en el cálculo de la impedancia de bucle con defecto a tierra.

(4) Posible, pero no recomendable, dado que no se puede saber la impedancia del bucle con defecto a tierra en la fase de diseño. Las mediciones en la instalación finalizada son la única manera práctica de garantizar la protección correcta para las personas.

(5) Debe admitir la conexión de otros conductores PE. **Nota:** estos elementos deben llevar una señal visual, por separado, de rayas verdes y amarillas, de 15 a 100 mm de largo (o las letras PE a una distancia inferior a 15 cm de cada extremo).

(6) Estos elementos sólo deben ser desmontables si se ha proporcionado otra forma de garantizar la continuidad de protección sin interrupciones.

(7) Con la aprobación de las autoridades de suministros de agua correspondientes.

(8) En la canalización prefabricada y precableada, y otros elementos parecidos, la carcasa metálica puede utilizarse como un conductor PEN, en paralelo con la barra correspondiente, u otro conductor PE en la carcasa.

(9) Prohibido en algunos países y sólo permitido en todo el mundo si se utiliza para conductores equipotenciales complementarios.

Fig. G58: *Selección de conductores protectores (PE).*

6.2 Tamaño de los conductores

La **Figura G59** de más abajo se basa en la norma nacional francesa NF C 15-100 para instalaciones de baja tensión. Esta tabla indica dos formas de determinar la sección adecuada para los conductores PE o PEN y también para el conductor al electrodo de puesta a tierra.

Sección de conductores de fase S_{ph} (mm²)			Sección del conductor PE	Sección del conductor PEN	Sección del conductor con conexión a tierra entre el electrodo de puesta a tierra de la instalación y el terminal de conexión a tierra principal
	Cu	Al			
Método simplificado	⩽ 16	⩽ 16	$S_{PE} = S_{ph}$(1)	$S_{PEN} = S_{ph}$ con tamaño mínimo 10 mm² para Cu, 16 mm² para Al	■ Cuando está protegido contra daños mecánicos: $S = \frac{I\sqrt{t}}{k}$ (2)
		25	$S_{PE} = 16$		
	25, 35	35		$S_{PEN} = \frac{S_{ph}}{2}$ a S_{ph}(3) con Mínimo 16 mm² Cu, 25 mm² Al	■ Sin protección mecánica, pero protegido contra la corrosión mediante cable impermeable. Tamaño mínimo 16 mm² para cobre o acero galvanizado.
	> 35	> 35	$S_{PE} = \frac{S_{ph}}{2}$		
Método adiabático	Cualquier tamaño		$S_{PE} = \frac{I\sqrt{t}}{k}$	(1) (2)	■ Sin ninguna de estas protecciones; tamaño mín. 25 mm² para cobre desnudo y 50 mm² para acero galvanizado desnudo.

(1) Cuando el conductor PE está separado de los conductores de fase del circuito, se deben respetar los siguientes valores mínimos:
■ 2,5 mm² si el PE está protegido mecánicamente.
■ 4 mm² si el PE no está protegido mecánicamente.
(2) Consulte la **Figura G54** para la aplicación de esta fórmula.

Fig. G59: *Mínima sección para conductores PE y conductores de conexión a tierra.*

www.elsolucionario.org

6 Conductor de conexión a tierra de protección (PE)

Los dos métodos son:

■ Adiabático (que corresponde al descrito en la IEC 60724).

Este método, aunque es económico y asegura la protección del conductor contra el calentamiento excesivo, da como resultado secciones pequeñas comparadas con las de los conductores de fase del circuito correspondiente. El resultado es a veces incompatible con la necesidad en los esquemas IT y TN de minimizar la impedancia del bucle con defecto a tierra del circuito, para garantizar el funcionamiento adecuado de los dispositivos de disparo instantáneo de sobrecorriente. Por esta razón, este método se utiliza en la práctica para las instalaciones TT y para determinar las dimensiones de un conductor con conexión a tierra(1).

■ Simplificado.

Este método se basa en los tamaños de conductor PE con relación a los de los conductores de fase del circuito correspondientes, suponiendo que se utiliza el mismo material conductor en cada caso.

Así pues, en la **Figura G59** para:

$S_{ph} \leqslant 16$ mm^2 $S_{PE} = S_{ph}$

$16 < S_{ph} \leqslant 35$ mm^2 $S_{PE} = 16$ mm^2

$S_{ph} > 35$ mm^2 $S_{PE} = \frac{S_{ph}}{2}$

Nota: si en un esquema TT el electrodo de puesta a tierra de la instalación sobrepasa la zona de influencia del electrodo fuente de puesta a tierra, la sección del conductor PE puede estar limitada a 25 mm^2 (para cobre) o 35 mm^2 (para aluminio).

No se puede utilizar el neutro como conductor PEN a menos que la sección sea igual o mayor a 10 mm^2 (cobre) o 16 mm^2 (aluminio).

Así mismo, no se permite un conductor PEN en un cable flexible. Dado que un conductor PEN actúa también como conductor neutro, su sección no puede en ningún caso ser inferior a la necesaria para el neutro, como se indica en el subapartado 7.1 de este capítulo.

La sección no puede ser inferior a la de los conductores de fase a menos que:

■ La especificación de kVA de las cargas monofásicas sea inferior al 10% de la carga total de kVA, y

■ La $I_{máx}$ que atravesará el neutro en circunstancias normales, sea inferior a la corriente permitida para el tamaño de cable seleccionado.

Además, se debe asegurar la protección del conductor neutro con dispositivos de protección para la seguridad del conductor de fase (descrito en el subapartado 7.2 de este capítulo).

Valores del factor *k* para las fórmulas

Estos valores son idénticos en varias normas nacionales, y los intervalos de aumento de temperatura, junto con los valores del factor *k* y los límites máximos de temperatura para las diferentes clases de aislamiento corresponden a los publicados en IEC 60724 (1984).

Los datos presentados en la **Figura G60** son los que se suelen aplicar para el diseño de una instalación de baja tensión.

Valores *k*		Naturaleza del aislamiento	
		Cloruro de polivinilo (PVC)	Polietileno entrecruzado (XLPE) Etileno-propileno-caucho (EPR)
Temperatura final (°C)		160	250
Temperatura inicial (°C)		30	30
Conductores aislados	Cobre	143	176
no integrados en cables	Aluminio	95	116
o conductores desnudos en contacto con el revestimiento de los cables	Acero	52	64
Conductores de un cable	Cobre	115	143
de varios núcleos	Aluminio	76	94

Fig. G60: *Valores del factor k para los conductores PE de baja tensión más utilizados en las normas nacionales, conforme a la norma IEC 60724.*

(1) Conductor electrodo a tierra

6 Conductor de conexión a tierra de protección (PE)

6.3 Conductor de protección entre el transformador de AT/BT y el cuadro general de baja tensión (GCBT)

Todos los conductores neutro y de fase aguas arriba del interruptor automático principal que controlan y protegen el cuadro general de distribución están protegidos por dispositivos en el lado de alta tensión del transformador. Deben calcularse las dimensiones de los conductores en cuestión, junto con el conductor PE acordemente. El tamaño de los conductores de fase para el circuito C1 del sistema mostrado aparece en la **Figura G67**).
La **Figura G62** indica los tamaños de conductor recomendados para conductores PE aislados y desnudos del punto neutro de transformador, mostrado en la **Figura G61**. La especificación de kVA que se debe tener en cuenta es la suma de todos los transformadores (si hay varios) conectados al cuadro de distribución.

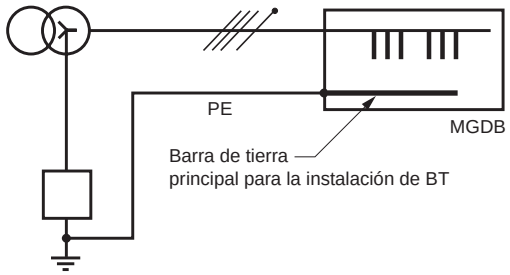


Fig. G61: *Conductor PE a la barra de tierra principal en el cuadro de distribución.*

La tabla indica la sección de los conductores en mm² según:
- La potencia nominal de los transformadores AT/BT en kVA.
- El tiempo que tardan los dispositivos de protección de AT en eliminar la corriente de defecto, en segundos.
- Los tipos de aislamiento y materiales conductores.

Si se utilizan fusibles para la protección de AT, use las columnas de 0,2 segundos.

En los esquemas IT, si se instala un dispositivo de protección contra las sobretensiones (entre el punto neutro del transformador y tierra) también se debe establecer el tamaño de los conductores para la conexión del dispositivo, como se ha descrito anteriormente para los conductores PE.

S (kVA)		**Material conductor**	**Conductores desnudos**			**Conductores aislados con PVC**			**Conductores aislados con XLPE**		
Tensiones BT		**Cobre t(s)**	**0,2**	**0,5**	**-**	**0,2**	**0,5**	**-**	**0,2**	**0,5**	**-**
127/ 220 V	**230/ 400 V**	**Aluminio t(s)**	**-**	**0,2**	**0,5**	**-**	**0,2**	**0,5**	**-**	**0,2**	**0,5**
⩽ 63	⩽ 100	sección del PE	25	25	25	25	25	25	25	25	25
100	160	conductores	25	25	35	25	25	50	25	25	35
125	200	S_{PE} (mm²)	25	35	50	25	35	50	25	25	50
160	250		25	35	70	35	50	70	25	35	50
200	315		35	50	70	35	50	95	35	50	70
250	400		50	70	95	50	70	95	35	50	95
315	500		50	70	120	70	95	120	50	70	95
400	630		70	95	150	70	95	150	70	95	120
500	800		70	120	150	95	120	185	70	95	150
630	1.000		95	120	185	95	120	185	70	120	150
800	1.250		95	150	185	120	150	240	95	120	185

Fig. G62: *Sección del conductor PE entre el transformador de AT/BT y el cuadro de distribución, en función de la especificaciones del transformador y los tiempos de eliminación de defectos utilizados en Francia.*

6 Conductor de conexión a tierra de protección (PE)

6.4 Conductor equipotencial

El conductor equipotencial principal

Este conductor debe contar en general con una sección por lo menos igual a la mitad del área del conductor PE más grande, pero no debe exceder en ningún caso los 25 mm^2 (cobre) o 35 mm^2 (aluminio), mientras que la sección mínima es de 6 mm^2 (cobre) o 10 mm^2 (aluminio).

Conductor equipotencial complementario

Este conductor permite conectar un conductor de protección local a un conductor equipotencial principal (PE) más cercano. Su sección debe ser al menos la mitad de la del conductor de protección al que está conectado.

Si conecta dos elementos conductores expuestos (M1 y M2 en la **Figura G63**) la sección debe ser al menos igual a la del más pequeño de los dos conductores PE (para M1 y M2). Los conductores equipotenciales que no están integrados en un cable, deben estar protegidos mecánicamente por conductos, tubos, etc., si es posible.

Otros usos importantes para conductores equipotenciales complementarios consisten en la reducción de la impedancia del bucle de defecto de tierra, sobre todo para esquemas de protección de contacto indirecto en instalaciones TN o IT con conexión a tierra, y en especial las ubicaciones con un riesgo eléctrico superior (consulte la norma IEC 60364-4-41).

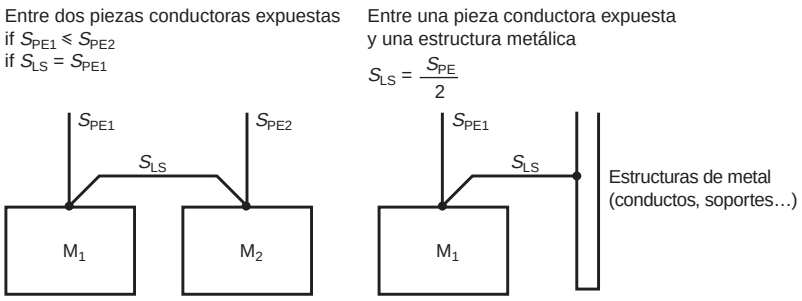


Fig. G63: *Conductores equipotenciales complementarios.*

www.elsolucionario.org

7 Conductor neutro

La sección y la protección del conductor neutro, al margen del requisito de flujo de corriente, dependen de varios factores:
- El tipo de sistema de puesta a tierra, TT, TN, etc.
- Las corrientes armónicas.
- El método de protección contra riesgos de contacto indirecto según los métodos descritos más abajo.

El color del conductor neutro es azul según lo previsto por la ley. El conductor PEN, cuando está aislado, debe estar señalado de una de las siguientes maneras:
- Verde y amarillo en toda su longitud, además de unas señales de color azul claro en los extremos.
- Azul claro en toda su longitud, además de unas señales de color verde y amarillo claro en los extremos.

7.1 Dimensiones del conductor neutro

Influencia del tipo de sistema de puesta a tierra

Esquemas TT, TN-S e IT

- Circuitos monofásicos o los que tengan una sección de ⩽ 16 mm² (cobre) 25 mm² (aluminio): la sección del conductor neutro debe ser equivalente a la de las fases.
- Circuitos trifásicos con una sección > 16 mm² (cobre) o > 25 mm² (aluminio): la sección del neutro puede ser:
  - Equivalente a la de los conductores de fase.
  - La sección del conductor neutro puede ser más pequeña, siempre y cuando:

– La corriente que fluya por el neutro en condiciones normales sea inferior al valor I_z permitido. Se debe prestar especial atención a la influencia de las corrientes armónicas de 3.er orden.
– El conductor neutro esté protegido contra cortocircuitos, conforme al subapartado 7.2 de este capítulo.
– El tamaño del conductor neutro sea como mínimo de 16 mm² en cobre o 25 mm² en aluminio.

Esquema TN-C

En la teoría, se aplican las mismas condiciones que las mencionadas anteriormente, pero en la práctica, el conductor neutro no debe estar en circuito abierto bajo ningún concepto, ya que constituye un conductor PE, además de un conductor neutro (consulte la columna “sección del conductor PEN” en la **Figura G59**).

Esquema IT

En general, se desaconseja distribuir el conductor neutro, es decir, se prefiere un esquema trifásico de tres cables. Sin embargo, cuando es necesaria una instalación trifásica de 4 cables, se aplicarán las condiciones anteriormente descritas para los esquemas TT y TN-S.

Influencia de las corrientes armónicas

Efectos de los armónicos de orden 3 y múltiplos de 3

Los armónicos se generan por las cargas no lineales de la instalación (ordenadores, iluminación de reactancia, rectificadores, limitadores electrónicos de potencia) y pueden generar corrientes altas en el neutro. En especial, los armónicos de orden 3 o múltiplos de 3 de las tres fases se suelen acumular en el neutro ya que:
- Las corrientes fundamentales están fuera de fase por 2π/3, por lo que la suma es cero.
- Por otra parte, los armónicos de orden 3 de las tres fases siempre están en fase, con relación a su propia frecuencia fundamental, y están en fase entre ellos (ver la **Figura G64a**).

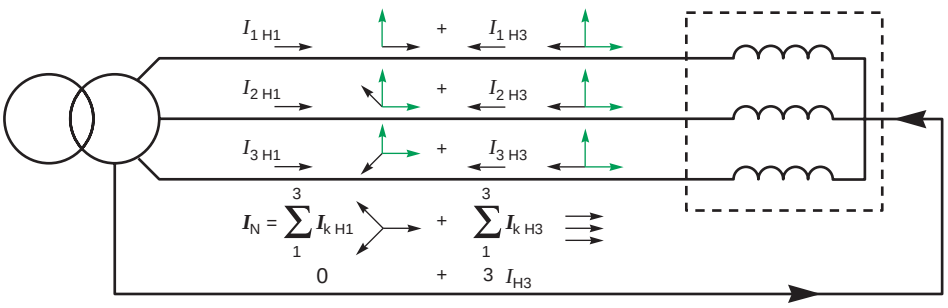


Fig. G64a: Los armónicos de orden 3 están en fase y se acumulan en el neutro.

7 Conductor neutro

La **Figura G64b** muestra la carga del conductor neutro en función del porcentaje de corriente armónica de 3.er orden.

En la práctica, esta carga máxima no puede superar $\sqrt{3}$.

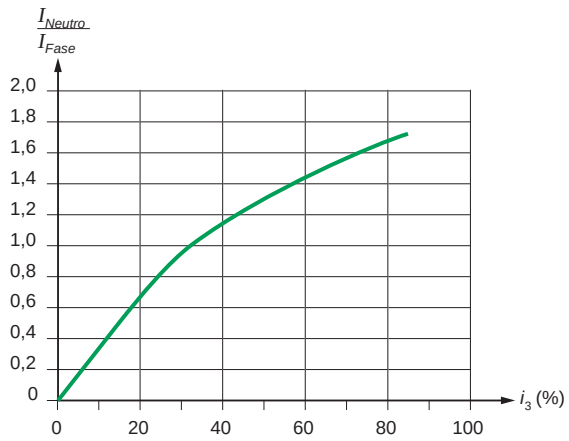


Fig. G64b: *En función del porcentaje de armónicos de rango 3, hay más corriente por el conductor neutro que por las fases.*

Los factores de reducción para las corrientes armónicas en cables de cuatro y cinco núcleos en los que cuatro núcleos transportan corriente.

El cálculo básico de un cable sólo atañe a los cables con tres conductores con carga, es decir, no hay corriente en el conductor neutro. Debido a armónicos de rango 3, hay corriente en el neutro. Como resultado, esta corriente del neutro crea un entorno de calor para los conductores trifásicos, por lo que es necesario un factor de reducción para los conductores de fase (ver la **Figura G65**).

Los factores de reducción, aplicados a la capacidad de flujo de corriente de un cable con tres conductores con carga, aportan la capacidad de flujo de corriente de un cable con cuatro conductores con carga, donde la corriente del cuarto conductor proviene de los armónicos. Los factores de reducción también tienen en cuenta el efecto de calor de la corriente armónica en los conductores de fase:

- Donde se prevea que la corriente del neutro será mayor que la corriente de fase, el tamaño del cable debe seleccionarse en función de la corriente del neutro.
- En los lugares donde se haya basado el tamaño del cable en una corriente del neutro apenas superior a la corriente de fase, es necesario reducir la corriente de la tabla con capacidad para tres conductores.
- Si la corriente del neutro es superior al 135% de la corriente de fase y el tamaño del cable se selecciona en función de la corriente del neutro, los conductores trifásicos no estarán totalmente cargados. La reducción del calor generado por los conductores de fase compensa el calor generado por el conductor neutro, de manera que ya no es necesario aplicar un factor de reducción a la corriente con capacidad para tres conductores con carga.

Porcentaje de armónicos de rango 3 en función de la corriente de fase (%)	Factor de reducción	
	Selección del tamaño basada en la corriente de fase	Selección del tamaño basada en la corriente del neutro
0 - 15	1,0	-
15 - 33	0,86	-
33 - 45	-	0,86
> 45	-	1,0

Fig. G65: *Factores de reducción para las corrientes armónicas en cables de cuatro y cinco núcleos (conforme a IEC 60364).*

7 Conductor neutro

Ejemplos:

Un circuito trifásico con una carga prevista de 37 A que se instalará utilizando un cable aislado con PVC de cuatro núcleos sujeto a una pared, método de instalación C. En la **Figura G24**, un cable de 6 mm^2 con conductores de cobre tiene una capacidad de corriente de 40 A, por lo que es adecuado si no hay armónicos en el circuito:

- Si hay una corriente armónica del 20%, se aplica un factor de reducción de 0,86 y la carga prevista es: 37/0,86 = 43 A.

  Para esta carga, se necesita un cable de 10 mm^2.

- Si hay una corriente armónica del 40%, el tamaño del cable se basa en la corriente del neutro que es: $37 \times 0,4 \times 3 = 44,4$ A y se aplica un factor de reducción de 0,86, con lo que la carga prevista es: 44,4/0,86 = 51,6 A.

  Para esta carga, se recomienda un cable de 10 mm^2.

- Si hay una corriente armónica del 50%, el tamaño del cable se vuelve a basar en la corriente del neutro que es: $37 \times 0,5 \times 3 = 55,5$ A. En este caso, el factor de clasificación es 1 y se necesita un cable de 16 mm^2.

7.2 Protección del conductor neutro

(ver la **Figura G66** en la página siguiente).

Protección contra las sobrecargas

Si se determina correctamente el tamaño del conductor neutro (incluidas las corrientes armónicas), no es necesaria una protección específica para el conductor neutro, ya que estará protegida con la protección de fase.

En la práctica, sin embargo, si la sección del conductor neutro es inferior a la de la fase, se debe instalar una protección contra sobrecargas del neutro.

Protección contra los cortocircuitos

Si la sección del conductor neutro es inferior a la sección del conductor de fase, el conductor neutro debe estar protegido contra cortocircuitos.

Si la sección del conductor neutro es igual o superior a la del conductor de fase, no se precisa protección específica para el conductor neutro, ya que estará protegido por la protección de fase.

7.3 Rotura del conductor neutro

(ver la **Figura G66** en la página siguiente).

La necesidad de romper o no romper el conductor neutro depende de la protección contra contacto indirecto.

En un esquema TN-C

El conductor neutro no debe estar en circuito abierto bajo ningún concepto, puesto que constituye un conductor PE además del conductor neutro.

En esquemas TT, TN-S e IT

En caso de defecto, el interruptor automático abrirá todos los polos, incluido el neutro. Es decir, el interruptor automático es omnipolar.

Sólo se puede lograr esta acción con los fusibles en modo indirecto, por el que el funcionamiento de uno o más fusibles produce una interrupción del servicio eléctrico mecánico de todos los polos de un interruptor asociado con rotura de carga conectado en serie.

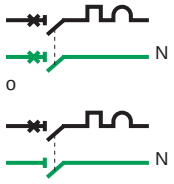
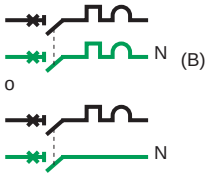
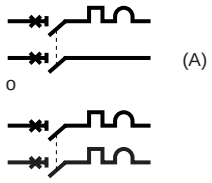
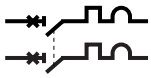
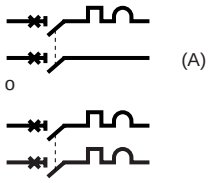
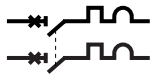
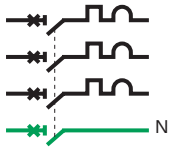
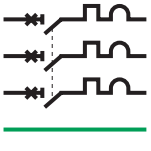
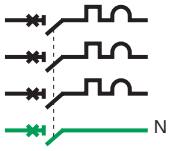
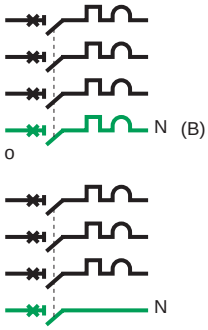
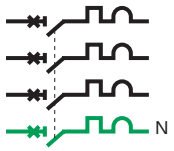
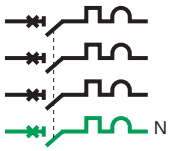
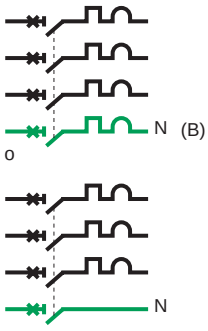
7.4 Aislamiento del conductor neutro

(ver la **Figura G66** en la página siguiente).

Es muy recomendable que todo circuito disponga de medios para su aislamiento.

www.elsolucionario.org

7 Conductor neutro

	TT	TN-C	TN-S	IT
Monofásico (Fase-Neutro)				
Monofásico (Fase-Fase)				
Trifásico cuatro cables $S_n \geq S_{ph}$				
Trifásico cuatro cables $S_n < S_{ph}$				

(A) Autorizado para esquemas TT o TN-S si se ha instalado un DDR en el origen del circuito o aguas arriba y no se ha distribuido ningún neutro artificial aguas abajo.

(B) La sobrecorriente del neutro no es necesaria:

– Si el conductor neutro es protegido contra cortocircuito por un dispositivo situado aguas arriba.

– Si el circuito es protegido por un RCD cuya sensibilidad sea ⩽ 15% de la corriente admisible del conductor neutro.

Fig. G66: *Las distintas situaciones en que puede aparecer un conductor neutro.*

8 Ejemplo probado de cálculo de cables

Ejemplo probado de cálculo de cables (véase la Figura G67)

La instalación se alimenta mediante un transformador de 1.000 kVA. El proceso requiere un alto grado de continuidad de la alimentación, que se logra instalando un generador de reserva de 500 kVA 400 V y usando un esquema IT trifásico de 3 cables en el cuadro general de baja tensión. Se aísla el resto de la instalación con un transformador de 400 kVA 400/400 V. La red aguas abajo es un esquema trifásico de 4 cables con toma a tierra TT. Según el diagrama de una línea mostrado en la Figura G67 siguiente, se observa una reproducción de los resultados de un estudio realizado por ordenador para el circuito C1, el interruptor automático Q1, el circuito C6 y el interruptor automático Q6. Estos estudios se realizaron con el software ECO*dial* 3.37 (un producto de Merlin Gerin).

Tras el estudio se realizan los mismos cálculos que los efectuados con el método descrito en esta guía.

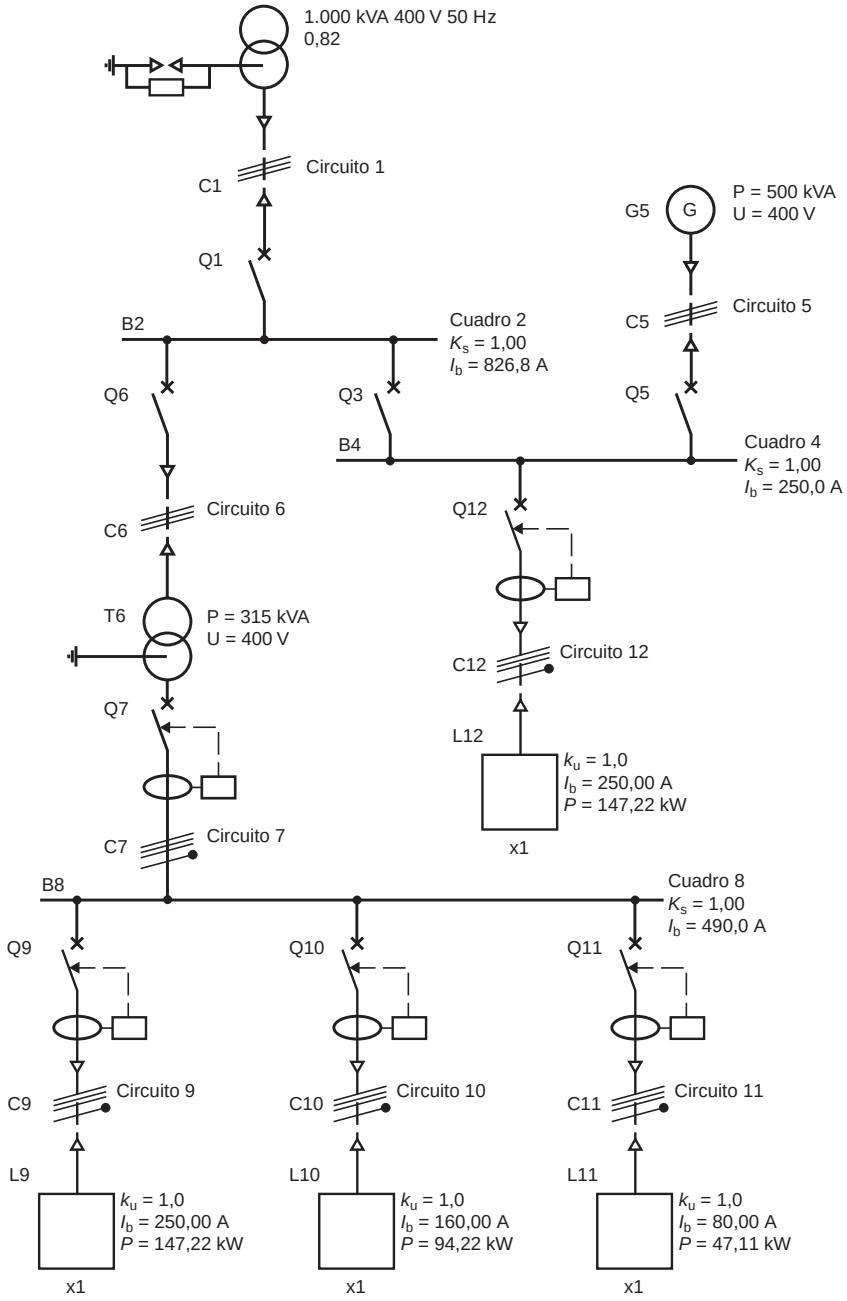


Fig. G67: *Ejemplo de un diagrama de una línea.*

8 Ejemplo probado de cálculo de cables

Cálculo con el software ECOdial 3.37

Características generales de la red	
Sistema de conexión a tierra	IT
Neutro distribuido	No
Tensión (V)	400
Frecuencia (Hz)	50
Transformador T1	
Número de transformadores	1
Nivel de fallo aguas arriba (MVA)	500
Potencia (kVA)	1.000
Tensión de impedancia de cortocircuito (%)	6
Resistencia de red de MT (mΩ)	0,0351
Reactancia de red de MT (mΩ)	0,351
Resistencia de transformador R_T (mΩ)	2,293
Resistencia de transformador X_T (mΩ)	10,333
Corriente de cortocircuito trifásica I_{k3} (kA)	23,3
Cable C1	
Corriente de carga máxima (A)	1.374
Tipo de aislamiento	PVC
Material conductor	Cobre
Temperatura ambiente (°C)	30
Cable con uno o varios núcleos	UNI
Método de instalación	13
Número de circuitos muy próximos (**Figura G21b**)	1
Otro coeficiente	1
Área de sección seleccionada (mm²)	6 × 95
Conductor de protección	1 × 120
Longitud (m)	5
Caída de tensión ΔU (%)	0,122
Caída de tensión total ΔU (%)	0,122
Corriente de cortocircuito trifásica I_{k3} (kA)	23
Corriente defectuosa monofásica con conexión a tierra I_d (kA)	17
Interruptor automático Q1	
Corriente de cortocircuito trifásica I_{k3} aguas arriba del interruptor automático (kA)	23
Corriente de carga máxima (A)	1.374
Número de polos y polos protegidos	3P3D
Interruptor automático	NT 16
Tipo	H 1 – 42 kA
Tipo de unidad de disparo	Micrologic 5A
Corriente nominal (A)	1.600

Canalizaciones B2	
Corriente de carga máxima (A)	1.374
Tipo	Estándar en el flanco
Temperatura ambiente (°C)	30
Dimensiones (m y mm)	1 m 2/5 mm × 63 mm
Material	Cobre
Corriente de cortocircuito trifásica I_{k3} (kA)	23
Valor de pico trifásico de la corriente de cortocircuito I_k (kA)	48
Resistencia de canalización R (mΩ)	2,52
Reactancia de canalización X (mΩ)	10,8
Interruptor automático Q6	
Corriente de cortocircuito trifásica aguas arriba del interruptor automático I_{k3} (kA)	23
Corriente de carga máxima (A)	560
Número de polos y polos protegidos	3P3D
Interruptor automático	NS800
Tipo	N – 50 kA
Tipo de unidad de disparo	Micrologic 2.0
Corriente nominal (A)	800
Límite de selectividad (kA)	Total
Cable C6	
Corriente de carga máxima (A)	560
Tipo de aislamiento	PVC
Material conductor	Cobre
Temperatura ambiente (°C)	30
Cable con uno o varios núcleos	Uno
Método de instalación	F
Número de circuitos muy próximos (**Figura G20**)	1
Otro coeficiente	1
Área de sección seleccionada (mm²)	1 × 300
Conductor de protección	1 × 150
Longitud (m)	15
Caída de tensión ΔU (%)	0,38
Caída de tensión ΔU total (%)	0,54
Corriente de cortocircuito trifásica I_{k3} (kA)	20
Corriente defectuosa monofásica con conexión a tierra I_d (kA)	¿?

Fig. G68: Cálculo realizado con el software ECOdial (Merlin Gerin).

El mismo cálculo utilizando el método simplificado recomendado en esta guía

Dimensionamiento en circuito C1

El transformador de MT/BT de 1.000 kVA tiene una tensión nominal en vacío de 420 V. El circuito C1 debe ser apropiado para una corriente de

$$I_B = \frac{1.000 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 420} = 1.374 \text{ A por fase}$$

Se utilizarán en paralelo seis cables de cobre aislado de PVC de un solo núcleo para cada fase. Estos cables estarán dispuestos en bandejas de cables según el método F. A continuación se indican los factores de corrección “K”:

K_1 = 1 (véase la **Figura G12**, temperatura = 30 °C).

K_4 = 0,87 (véase la **Figura G17**, cables en contacto, 1 bandeja, ⩾ 3 circuitos).

Los demás factores de corrección no son relevantes en este ejemplo.

La corriente de carga corregida es:

$$I'_B = \frac{I_B}{k_1 \cdot k_4} = \frac{1.374}{0,87} = 1.579 \text{ A}$$

Por esta razón, cada conductor tendrá 263 A. La **Figura G21a** muestra que el área de sección es de 95 mm².

www.elsolucionario.org

8 Ejemplo probado de cálculo de cables

Para una longitud de 5 metros, las resistencias y reactancias inductivas de los seis conductores en paralelo son las siguientes:

$$R = \frac{22{,}5 \times 5}{95 \times 6} = 0{,}20\ \text{m}\Omega$$ (resistencia de cable: 22,5 mΩ · mm²/m)

$X = 0{,}08 \times 5 = 0{,}40\ \text{m}\Omega$ (reactancia de cable: 0,08 mΩ/m)

Dimensionamiento en circuito C6

El circuito C6 alimenta a un transformador de aislamiento trifásico de 400 kVA, 400/400 V.

$$\text{Corriente principal} = \frac{400 \cdot 10^3}{420 \cdot \sqrt{3}} = 550\ \text{A}$$

Se recomienda utilizar un cable unifilar dispuesto en una bandeja de cables (sin ningún otro cable) con una temperatura ambiente de 30 °C. El interruptor automático se ajusta en 560 A.

El método de instalación se distingue por la letra de referencia F y los factores de corrección “K” son todos iguales a 1.

Un área de sección de 240 mm² resulta adecuada.

La resistencia y reactancia inductiva son respectivamente:

$$R = \frac{22{,}5 \times 15}{240} = 1{,}4\ \text{m}\Omega$$

$X = 0{,}08 \times 15 = 1{,}2\ \text{m}\Omega$

Cálculo de las corrientes de cortocircuito para los interruptores automáticos Q1 y Q6 (véase la **Figura G69**)

Componentes de circuitos piezas	*R* (mΩ)	*X* (mΩ)	*Z* (mΩ)	I_{kmax} (kA)
500 MVA a la red de fuente de MT	0,04	0,36		
Transformador de 1 MVA	2,2	9,8	10,0	23
Cable C1	0,20	0,4		
Subtotal de Q1	**2,44**	**10,6**	**10,9**	**23**
Canalización B2	3,6	7,2		
Cable C6	1,4	1,2		
Subtotal de Q6	**4,0**	**8,4**	**9,3**	**20**

Fig. G69: *Ejemplo de la valoración de una corriente de cortocircuito.*

Conductor de protección

Requisitos térmicos: las **Figuras G59** y **G60** muestran que al utilizar un método adiabático, el área de sección para el conductor de protección para el circuito C1 es:

$$\frac{34{,}800 \times \sqrt{0{,}2}}{143} = 108\ \text{mm}^2$$

Por esta razón, un único conductor dimensionado de 120 mm², por motivos que se exponen más adelante, resulta más que suficiente, siempre y cuando también cumpla los requisitos para la protección contra los contactos indirectos (p. ej. que la impedancia sea lo bastante baja).

Para el circuito C6, el área de sección del conductor PE debería ser:

$$\frac{29{,}300 \times \sqrt{0{,}2}}{143} = 92\ \text{mm}^2$$

En este caso, un conductor de 95 mm² puede resultar adecuado si también se cumplen las condiciones de protección contra los contactos indirectos.

8 Ejemplo probado de cálculo de cables

Protección contra el riesgo de contactos indirectos

Para el circuito C6 de la **Figura G67** se pueden utilizar las **Figuras F45** y **F60** o la fórmula facilitada en la página F27 en el caso de un circuito trifásico de 3 cables.

La longitud máxima permitida del circuito se obtiene de la siguiente manera:

$$L_{máx} = \frac{0,8 \times 240 \times 230\sqrt{3} \times 1.000}{2 \times 22,5\left(1+\frac{240}{95}\right) \times 630 \times 11} = 70 \text{ m}$$

(El valor en el denominador $630 \times 11 = I_m$, es decir, el nivel de corriente con el que funciona el disparador magnético de cortocircuito instantáneo del disyuntor de 630 A.)

Así pues, los dispositivos de sobreintensidad “instantáneos” protegen totalmente una longitud de 15 metros.

Caída de tensión

En la **Figura G28** se puede observar que:

- Para el cable C1 (6×95 mm^2 por fase)

$$\Delta U = \frac{0,42\,(\text{VA}^{-1}\ \text{km}^{-1}) \times 1.374\ (\text{A}) \times 0,008}{3} = 1,54 \text{ V}$$

$$\Delta U\% = \frac{100}{400} \times 1,54 = 0,38\%$$

- Para el circuito C6

$$\Delta U = \frac{0,21(\text{VA}^{-1}\ \text{km}^{-1}) \times 433\ (\text{A}) \times 0,015}{3} = 1,36 \text{ V}$$

$$\Delta U\% = \frac{100}{400} \times 1,36 = 0,34\%$$

En los terminales de circuito del transformador de BT/BT, la caída de tensión porcentual $\Delta U\% = 0,72\%$.

Capítulo H
La aparamenta de BT

Índice

1	**Funciones básicas de la aparamenta de BT**	**H2**
	1.1 Protección eléctrica	H2
	1.2 Aislamiento	H3
	1.3 Control de la aparamenta	H4
2	**La aparamenta**	**H5**
	2.1 Dispositivos de conmutación elementales	H5
	2.2 Elementos combinados de la aparamenta	H9
3	**Elección de la aparamenta**	**H10**
	3.1 Capacidades funcionales tabuladas	H10
	3.2 Selección de la aparamenta	H10
4	**Interruptores automáticos**	**H11**
	4.1 Normas y descripción	H11
	4.2 Características fundamentales de un interruptor automático	H13
	4.3 Otras características de un interruptor automático	H15
	4.4 Selección de un interruptor automático	H18
	4.5 Coordinación entre interruptores automáticos	H22
	4.6 Selectividad de AT/BT en un centro de transformación del cliente	H28

www.elsolucionario.org

1 Funciones básicas de la aparamenta de BT

La función de la aparamenta es proporcionar:
- *Protección eléctrica.*
- *Aislamiento seguro de las piezas que se encuentran en tensión.*
- *Conmutación local o remota.*

Las normas nacionales e internacionales definen la manera en que se deben llevar a cabo los circuitos eléctricos de las instalaciones de baja tensión y las funciones y limitaciones de los diversos dispositivos de conmutación, que se denominan colectivamente aparamenta.

Las funciones principales de la aparamenta son:
- Protección eléctrica.
- Aislamiento eléctrico de las secciones de una instalación.
- Conmutación local o remota.

Estas funciones se resumen a continuación en la **Figura H1**.

La protección eléctrica a baja tensión (aparte de los fusibles) normalmente se incorpora en los interruptores automáticos en forma de dispositivos magnetotérmicos y/o dispositivos de disparo accionados por la corriente residual (menos frecuentemente, dispositivos accionados por la tensión residual, que resultan aceptables, aunque no están recomendados por IEC).

Además de las funciones mostradas en la **Figura H1**, realizan otras funciones, a saber:
- Protección contra las sobretensiones.
- La protección contra tensión mínima la suministran dispositivos específicos (pararrayos y otros tipos de disipadores de sobretensiones, relés asociados a contactores e interruptores automáticos controlados de forma remota, y mediante interruptores automáticos/aislantes combinados, etc).

Protección eléctrica contra	Aislamiento	Control
■ Corrientes de sobrecarga ■ Corrientes de cortocircuito ■ Defecto de aislamiento	■ Aislamiento indicado claramente por un indicador mecánico seguro autorizado ■ Una separación o una barrera aislante interpuesta entre los contactos abiertos, claramente visible	■ Conmutación funcional ■ Conmutación de emergencia ■ Parada de emergencia ■ Apagado para la realización de tareas de mantenimiento mecánico

Fig. H1: *Funciones básicas de la aparamenta de baja tensión.*

La protección eléctrica asegura la:
- *Protección de los elementos de los circuitos contra las tensiones térmicas y mecánicas de las corrientes de cortocircuito.*
- *Protección de las personas en caso de producirse un defecto de aislamiento.*
- *Protección de los dispositivos y aparatos suministrados (p. ej., motores).*

1.1 Protección eléctrica

El objetivo es evitar o limitar las consecuencias destructivas o peligrosas de las corrientes excesivas (cortocircuito) o causadas por sobrecargas y defectos de aislamiento, y separar el circuito defectuoso del resto de la instalación.

Se hace una distinción entre la protección de:
- Los elementos de la instalación (cables, hilos, aparamenta, etc).
- Personas y animales.
- Equipos y dispositivos suministrados por la instalación.
- La protección de circuitos:
  - Contra sobrecargas; una situación en la que se limita una corriente excesiva de una instalación en buen estado (sin defectos).
  - Contra corrientes de cortocircuito causadas por el defecto completo del aislamiento entre los conductores de diferentes fases o (en los sistemas TN) entre una fase y un conductor neutro (o PE).

En estos casos, la protección la proporcionan fusibles o interruptores automáticos en el cuadro de distribución en el que se origina el circuito final (es decir, el circuito al que está conectada la carga). Algunas normas nacionales autorizan determinadas excepciones a esta regla, como se indica en el capítulo H, subapartado 1.4.
- La protección de personas:
  - Contra defectos de aislamiento. Según la aparamenta a tierra de la instalación (TN, TT o IT), la protección la proporcionan fusibles o interruptores automáticos, dispositivos de corriente residual y/o una supervisión permanente de la resistencia de aislamiento de la instalación a tierra.
- La protección de motores eléctricos:
  - Contra sobrecalentamiento, causado, por ejemplo, por una sobrecarga a largo plazo, un rotor parado, una sola fase, etc. Se utilizan relés térmicos, diseñados especialmente para adaptarse a las características concretas de los motores. Si es necesario, estos relés también pueden proteger el cable del circuito del motor contra sobrecargas. La protección contra cortocircuitos la proporcionan fusibles aM o un interruptor automático del que se ha retirado el elemento protector térmico (sobrecarga), o en el que se ha desactivado este elemento.

1 Funciones básicas de la aparamenta de BT

Se considera que un estado de aislamiento indicado claramente por un indicador "seguro" aprobado o la separación visible de los contactos cumplen las normas nacionales de numerosos países.

1.2 Aislamiento

El objetivo del aislamiento es separar un circuito o un aparato, o un elemento de la planta (como por ejemplo un motor), del resto de un sistema que se encuentra en tensión, con el fin de que el personal pueda realizar con total seguridad trabajos en la parte aislada.
En principio, todos los circuitos de una instalación de baja tensión deben disponer de medios de aislamiento. En la práctica, y con el fin de mantener una continuidad óptima del servicio, es preferible proporcionar un medio de aislamiento en el origen de cada circuito.

Un dispositivo de aislamiento debe cumplir los siguientes requisitos:
■ Todos los polos de un circuito, incluido el neutro (excepto cuando el polo neutro es un conductor PEN) deben estar abiertos(1).
■ Debe disponer de un medio que permita abrirlo y cerrarlo mediante una llave (p. ej., con un candado) para evitar que pueda volver a conectarse de forma no autorizada por descuido.
■ Debe cumplir una norma nacional o internacional reconocida (p. ej., IEC 60947-3) relativa a la separación entre los contactos, las líneas de fuga, la capacidad de resistencia a sobretensiones, etc., y también:
□ Debe verificarse que los contactos del dispositivo de aislamiento están, de hecho, abiertos.
La verificación puede realizarse de forma:
– Visual, si el dispositivo está diseñado adecuadamente de modo que puedan verse los contactos (algunas normas nacionales imponen esta condición para los dispositivos de aislamiento situados en el origen de una instalación de baja tensión suministrada directamente desde un transformador de alta tensión/baja tensión).
– O mecánica, por medio de un indicador soldado firmemente al árbol de mando del dispositivo. En este caso, el dispositivo debe estar construido de tal forma que, en caso de que los contactos queden soldados en la posición cerrada, resulte imposible que el indicador pueda indicar que se encuentra en la posición abierta.
□ Corrientes de fuga. Con el dispositivo de aislamiento abierto, las corrientes de fuga entre los contactos abiertos de cada fase no deben ser superiores a:
– 0,5 mA para un dispositivo nuevo.
– 6,0 mA al final de su vida útil.
□ Capacidad de resistencia a sobretensiones a través de contactos abiertos.
Cuando esté abierto, el dispositivo de aislamiento debe resistir un impulso de 1,2/50 µs, con un valor de pico de 6, 8 o 12 kV según su tensión de servicio, como se muestra en la **Figura H2**. El dispositivo debe cumplir estas condiciones a altitudes de hasta 2.000 m. En IEC 60664-1 se establecen factores de corrección para altitudes superiores a 2.000 m.
Por consiguiente, si se realizan pruebas al nivel del mar, los valores de las pruebas deberán incrementarse un 23% para tener en cuenta el efecto de la altitud. Véase la norma IEC 60947.

Tensión nominal de servicio (V)	Resistencia a impulsos, categoría de tensión de pico (para 2.000 metros) (kV)	
	IV	III
230/400	6	4
400/690	8	6
690/1.000	12	8

Fig. H2: *Valor de pico de la tensión por impulsos según la tensión de servicio normal del muestreo de prueba. Los grados III y IV son grados de contaminación definidos en IEC 60664-1.*

(1) La apertura simultánea de todos los conductores en tensión, aunque no siempre es obligatoria, sí es recomendable para aumentar el nivel de seguridad y facilitar el funcionamiento. El contacto neutro se abre a continuación de los contactos de las fases, y se cierra antes (IEC 60947-1).

1 Funciones básicas de la aparamenta de BT

Las funciones de control de aparamenta permiten que el personal encargado del funcionamiento de la aparamenta pueda modificar un sistema cargado en cualquier momento, según las necesidades, e incluyen:
- *Control funcional (conmutación rutinaria, etc.).*
- *Conmutación de emergencia.*
- *Operaciones de mantenimiento del sistema de alimentación.*

1.3 Control de la aparamenta

En términos generales, por “control” se entiende cualquier medio que permita modificar de forma segura un sistema de alimentación con carga a todos los niveles de una instalación. El funcionamiento de la aparamenta es un elemento importante del control del sistema de alimentación.

Control funcional

Este control se refiere a todas las operaciones de conmutación que se realizan en condiciones normales de servicio para poner en tensión o desconectar la tensión de una parte de un sistema o instalación, o un equipo individual, un elemento de la planta, etc.
La aparamenta utilizada con este fin deben instalarse como mínimo:
- En el origen de cualquier instalación.
- En el circuito o los circuitos de carga finales (un conmutador puede controlar varias cargas).

La señalización de los circuitos controlados debe ser clara e inequívoca.

Para aportar la máxima flexibilidad y continuidad de funcionamiento, especialmente cuando el dispositivo de conmutación también constituye la protección (p. ej., un interruptor automático o un fusible), es preferible incluir un interruptor a cada nivel de la distribución, es decir, en cada salida de todos los cuadros de distribución y de distribución secundaria.

La operación puede realizarse de forma:
- Manual (por medio de una palanca de funcionamiento situada en el conmutador).
- Eléctrica, mediante un pulsador situado en el conmutador o en una ubicación remota (desconexión y reconexión, por ejemplo).

Estos conmutadores entran en funcionamiento al instante (es decir, sin un retardo deliberado) y los que aportan protección son siempre omnipolares(1).

El interruptor automático principal de toda la instalación, así como cualquier interruptor automático utilizado para operaciones de cambio (de una fuente a otra), deben ser unidades omnipolares.

Conmutación de emergencia - parada de emergencia

La conmutación de emergencia tiene como objetivo desconectar un circuito en tensión que es o podría ser peligroso (riesgo de descarga eléctrica o incendio).

La finalidad de una parada de emergencia es detener un movimiento peligroso. En ambos casos:
- El dispositivo de control de emergencia o su medio de funcionamiento (local o en una o más ubicaciones remotas), como un gran pulsador rojo de emergencia/parada en forma de seta, debe ser reconocible y fácilmente accesible, y hallarse cerca de cualquier posición en la que pueda presentarse un peligro.
- Una única acción debe dar como resultado el apagado completo de todos los conductores con tensión(2) (3).
- Se autoriza el uso de un dispositivo de inicio de conmutación de emergencia protegido por un cristal, pero en instalaciones sin personal la realimentación del circuito sólo se puede llevar a cabo mediante una llave guardada por una persona autorizada.

Debe indicarse que en determinados casos, un sistema de emergencia de parada podrá exigir que se mantenga el suministro auxiliar de los circuitos del sistema que se desea parar hasta que la maquinaria se detenga finalmente.

Apagado para la realización de trabajos de mantenimiento mecánico

Esta operación asegura la parada de una máquina e impide que pueda volver a ponerse en marcha accidentalmente mientras se realizan trabajos de mantenimiento mecánico en la maquinaria. El apagado se lleva a cabo normalmente en el dispositivo de conmutación funcional mediante el uso de una cerradura de seguridad adecuada y un aviso de advertencia en el mecanismo de conmutación.

(1) Una desconexión de cada fase y (si procede) una desconexión del neutro.
(2) Teniendo en cuenta los motores parados.
(3) En un esquema TN, el conductor PEN nunca debe abrirse, ya que funciona como un hilo de conexión a tierra de protección, y también como el conductor neutro del sistema.

www.elsolucionario.org

2 La aparamenta

2.1 Dispositivos de conmutación elementales

Seccionador (o aislante) (véase la Figura H3)

Este conmutador es un dispositivo de dos posiciones (abierto/cerrado) enclavable y accionado manualmente que proporciona un aislamiento seguro de un circuito cuando está enclavado en la posición abierta. Sus características se definen en IEC 60947-3. Un seccionador no está diseñado para abrir o cerrar el paso de la corriente(1) y en las normas no se indica ningún valor nominal para estas funciones. Sin embargo, debe ser capaz de resistir el paso de corrientes de cortocircuito y se le asigna una capacidad de resistencia nominal de corta duración, por lo general de 1 segundo, a menos que el usuario y el fabricante acuerden otra cosa. Esta capacidad suele ser más que suficiente para periodos más largos de sobreintensidades operativas (de valor más bajo), como en el caso del arranque de motores. También debe superar pruebas estandarizadas de resistencia mecánica, de sobretensión y de corriente de fuga.

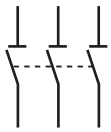


Fig. H3: Símbolo de un seccionador (o aislante).

Interruptor de carga (véase la Figura H4)

Este interruptor de control se suele accionar manualmente (aunque a veces dispone de disparo eléctrico para mayor comodidad del usuario) y es un dispositivo no automático de dos posiciones (abierto/cerrado).

Se utiliza para cerrar y abrir circuitos cargados en condiciones normales de circuitos sin defectos.

Por lo tanto, no proporciona ninguna protección a los circuitos que controla.

La norma IEC 60947-3 define:

- La frecuencia de funcionamiento del interruptor (600 ciclos de apertura/cierre por hora, como máximo).
- La resistencia mecánica y eléctrica (por lo general menor que la de un contactor).
- El régimen de conexión y desconexión de corriente para situaciones normales y poco frecuentes.

Cuando se elige un interruptor para poner en tensión un circuito siempre existe la posibilidad de que exista un cortocircuito (insospechado) en el circuito. Por este motivo se asigna a los interruptores de carga un índice de conexión de corriente de defecto, es decir, se asegura el cierre correcto frente a las fuerzas electrodinámicas de la corriente de cortocircuito. Tales interruptores se denominan habitualmente interruptores “de carga con conexión de defecto”. Los dispositivos de protección situados aguas arriba son los encargados de eliminar el defecto de cortocircuito.

La categoría AC-23 incluye una conmutación ocasional de motores individuales. La conmutación de condensadores o lámparas con filamentos de tungsteno está sujeta a acuerdo entre el fabricante y el usuario.

Las categorías de utilización mencionadas en la Figura H5 no son aplicables a los equipos utilizados normalmente para arrancar, acelerar y/o parar motores individuales.

Ejemplo

Un interruptor de carga de 100 A de la categoría AC-23 (carga inductiva) debe ser capaz de:

- Conectar una corriente de 10 I_n (= 1.000 A) con un factor de potencia de 0,35 con retraso.
- Desconectar una corriente de 8 I_n (= 800 A) con un factor de potencia de 0,45 con retraso.
- Resistir corrientes de cortocircuito de corta duración cuando esté cerrado.

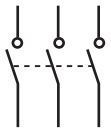


Fig. H4: Símbolo de un interruptor de carga.

Categoría de utilización		Aplicaciones típicas	*cos* φ	Conexión de corriente × I_n	Desconexión de corriente × I_n
Operaciones frecuentes	Operaciones poco frecuentes				
AC-20A	AC-20B	Conexión y desconexión en condiciones sin carga	-	-	-
AC-21A	AC-21B	Conmutación de cargas resistivas, incluidas sobrecargas moderadas	0,95	1,5	1,5
AC-22A	AC-22B	Conmutación de cargas resistivas e inductivas mixtas, incluidas sobrecargas moderadas	0,65	3	3
AC-23A	AC-23B	Conmutación de cargas de motor u otras cargas altamente inductivas	0,45 para $I \leq 100$ A 0,35 para $I > 100$ A	10	8

Fig. H5: Categorías de utilización de conmutadores AC de baja tensión según IEC 60947-3.

(1) Es decir, un seccionador de baja tensión es fundamentalmente un dispositivo de conmutación de sistemas sin tensión que funciona sin tensión a ambos lados del mismo, especialmente cuando se cierra, debido a la posibilidad de que se produzca un cortocircuito insospechado en el lado aguas abajo. Se utiliza frecuentemente el enclavamiento con un interruptor o interruptor automático situado aguas arriba.

H6

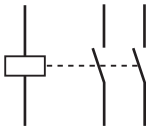


Fig. H6: Símbolo de un interruptor biestable controlado de forma remota (telerruptor).

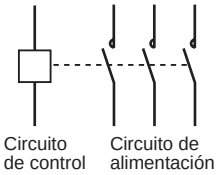


Fig. H7: Símbolo de un contactor.

Se utilizan extensamente dos clases de cartuchos de fusible para aplicaciones de baja tensión:
- *Tipo gG para instalaciones domésticas y similares.*
- *Tipos gG, gM y aM para instalaciones industriales.*

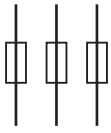


Fig. H8: Símbolo de fusibles.

(1) Este término no está definido en las publicaciones de IEC, pero se utiliza habitualmente en algunos países.

Interruptor biestable (telerruptor) (véase la Figura H6)

Este dispositivo se utiliza extensamente para el control de circuitos de iluminación, en los que al presionar un pulsador (en una posición de control remota), se abre un interruptor ya cerrado o se cierra un interruptor abierto en una secuencia biestable.

Las aplicaciones típicas son:
- Conmutación de dos vías en escaleras de edificios grandes.
- Sistemas de iluminación de escenarios.
- Iluminación de fábricas, etc.

Hay disponibles dispositivos auxiliares que proporcionan:
- Indicación remota de su estado en cualquier momento.
- Funciones de temporización.
- Funciones de mantenimiento de contacto.

Contactor (véase la Figura H7)

El contactor es un dispositivo de conmutación accionado por solenoide que por lo general se mantiene cerrado mediante una corriente (reducida) que pasa a través del solenoide de cierre (aunque existen diversos tipos con enclavamiento mecánico para aplicaciones específicas). Los contactores están diseñados para realizar numerosos ciclos de apertura/cierre y se suelen controlar de forma remota por medio de pulsadores de activación/desactivación. El elevado número de ciclos de funcionamiento repetitivos está estandarizado en la tabla VIII de IEC 60947-4-1 según:
- La duración de funcionamiento: 8 horas, ininterrumpido, intermitente o temporal de 3, 10, 30, 60 y 90 minutos.
- La categoría de utilización: por ejemplo, un contactor de la categoría AC3 se puede usar para arrancar y parar el motor de un ascensor.
- Los ciclos de arranque/parada (de 1 a 1.200 ciclos por hora).
- La resistencia mecánica (número de operaciones de descarga).
- La resistencia eléctrica (número de operaciones de carga).
- Un rendimiento nominal de conexión y desconexión de corriente de acuerdo con la categoría de utilización en cuestión.

Ejemplo:

Un contactor de 150 A de la categoría AC3 debe tener una capacidad mínima de desconexión de corriente de 8 I_n (= 1.200 A) y una especificación mínima de conexión de corriente de 10 I_n (= 1.500 A) con un factor de potencia (con retraso) de 0,35.

Discontactor(1) (contactor + relé térmico)

Un contactor equipado con un relé de tipo térmico que aporta protección contra sobrecargas se define como un “discontactor”. Los discontactores se utilizan extensamente para el control remoto de circuitos de iluminación mediante pulsadores, por ejemplo, y también se pueden considerar un elemento esencial de un controlador de motor, como se menciona en el subapartado 2.2, “Elementos combinados de la aparamenta”. El discontactor no es el equivalente a un interruptor automático, puesto que su capacidad de desconexión de corriente de cortocircuito está limitada a 8 o 10 I_n. Por lo tanto, para aportar protección contra cortocircuitos es necesario incluir fusibles o un interruptor automático en serie con los contactos del discontactor y aguas arriba de los mismos.

Fusibles (véase la Figura H8)

La primera letra indica el margen de corte:
- Conexiones de fusibles “g” (conexión de fusible con capacidad de corte completa).
- Conexiones de fusibles “a” (conexión de fusible con capacidad de corte parcial).

La segunda letra indica la categoría de utilización. Esta letra define con precisión las características tiempo-corriente, los tiempos y las corrientes convencionales y las puertas:

Por ejemplo:
- “gG” indica conexiones de fusible con capacidad de corte completa para aplicaciones generales.
- “gM” indica conexiones de fusible con capacidad de corte completa para protección de circuitos de motor.
- “aM” indica conexiones de fusible con capacidad de corte parcial para protección de circuitos de motor.

Existen fusibles con y sin indicadores mecánicos de “fusible fundido”. Los fusibles desconectan un circuito mediante la fundición controlada del elemento del fusible cuando una corriente supera un valor dado para un periodo de tiempo correspondiente; la relación corriente/tiempo se presenta en forma de una curva de rendimiento para cada tipo de fusible. Las normas definen dos clases de fusibles:
- Los destinados a instalaciones domésticas, fabricados en forma de un cartucho para corrientes nominales de hasta 100 A y designados como de tipo gG en la IEC 60269-1 y 3.
- Los destinados a uso industrial, de tipo cartucho y designados como gG (uso general) y gM y aM (para circuitos de motor) en IEC 60269-1 y 2.

2 La aparamenta

Las principales diferencias entre los fusibles de uso doméstico e industrial son los niveles de tensión y de corriente nominal (que requieren dimensiones físicas mucho mayores) y su capacidad de desconexión de corrientes de defecto. Las conexiones de fusibles de tipo gG se utilizan a menudo para la protección de circuitos de motores, lo que es posible cuando son capaces de resistir la corriente de arranque del motor sin deterioro alguno.
Un avance más reciente ha sido la adopción por parte de IEC de un tipo de fusible gM para la protección de motores, que está diseñado para proteger ante condiciones de arranque y de cortocircuito. Este tipo de fusible se usa más en unos países que en otros, pero el más utilizado actualmente es el fusible aM en combinación con un relé térmico. Una conexión de fusible gM, que tiene un doble régimen de trabajo, se caracteriza por dos valores de corriente. El primer valor I_n indica la corriente nominal tanto de la conexión de fusible como del portafusibles; el segundo valor I_{ch} indica la característica tiempo-corriente de la conexión de fusible, tal y como se define en las puertas de las tablas II, III y VI de la IEC 60269-1.
Estos dos valores están separados por una letra que define las aplicaciones.
Por ejemplo: En M, I_{ch} indica un fusible destinado a la protección de circuitos de motores y que tiene la característica G. El primer valor I_n corresponde a la corriente continua máxima de todo el fusible, y el segundo valor I_{ch} corresponde a la característica G de la conexión de fusible. Al final del subapartado 2.1 se incluyen más detalles al respecto.
Una conexión de fusible aM se caracteriza por un valor de corriente I_n y una característica tiempo-corriente, como se muestra en la **Figura H11** de la página siguiente.

Importante: Algunas normas nacionales utilizan un fusible de tipo gI (industrial), que es similar en todos sus aspectos esenciales a los fusibles de tipo gG.

Sin embargo, los fusibles de tipo gI no se deben utilizar nunca en instalaciones domésticas y similares.

Los fusibles gM requieren un relé de sobrecarga independiente, como se describe en la nota al final del subapartado 2.1.

Zonas de fusión - corrientes convencionales

Las condiciones de fusión (fundición) de un fusible se definen en las normas de acuerdo con su clase.

Fusibles de clase gG

Estos fusibles proporcionan protección contra sobrecargas y cortocircuitos.
Las corrientes convencionales infusibles y fusibles están estandarizadas, como se muestra en las **Figuras H9** y **H10**.

- La corriente infusible convencional I_{nf} es el valor de la corriente que el elemento fusible puede soportar durante un tiempo especificado sin fundirse.

Ejemplo: Un fusible de 32 A que soporte una corriente de 1,25 I_n (es decir, 40 A) no se debe fundir en menos de una hora (tabla H10).

- La corriente fusible convencional I_f (= I_2 en la **Figura H9**) es el valor de corriente que provocará la fundición del elemento fusible antes de que transcurra el tiempo especificado.

Ejemplo: Un fusible de 32 A que soporte una corriente de 1,6 I_n (es decir, 52,1 A) se debe fundir en una hora o menos.

Las pruebas estandarizadas definidas en IEC 60269-1 requieren que la característica de funcionamiento de un fusible quede entre las dos curvas límite (mostradas en la **Figura H9**) para el fusible concreto sometido a prueba. Por ello, dos fusibles que superen la prueba pueden presentar tiempos de funcionamiento muy diferentes a niveles de sobrecarga bajos.

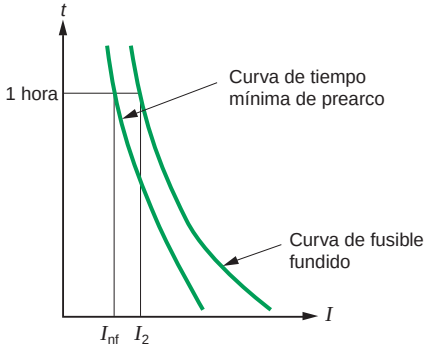


Fig. H9: *Zonas fusibles e infusibles de los fusibles de tipo gG y gM.*

Corriente nominal(1) I_n (A)	Corriente infusible convencional	Corriente fusible convencional I_f I_{nf}	Tiempo convencional (h) I_2
$I_n \leq 4$ A	1,5 I_n	2,1 I_n	1
$4 < I_n < 16$ A	1,5 I_n	1,9 I_n	1
$16 < I_n \leq 63$ A	1,25 I_n	1,6 I_n	1
$63 < I_n \leq 160$ A	1,25 I_n	1,6 I_n	2
$160 < I_n \leq 400$ A	1,25 I_n	1,6 I_n	3
$400 < I_n$	1,25 I_n	1,6 I_n	4

Fig. H10: *Zonas fusibles e infusibles de los fusibles de baja tensión de tipo gG y gM (IEC 60269-1 y 60269-2-1).*

(1) I_{ch} para fusibles gM.

www.elsolucionario.org

Los fusibles de la clase aM sólo protegen contra corrientes de cortocircuito y deben estar asociados siempre a otro dispositivo que proporcione protección contra sobrecargas.

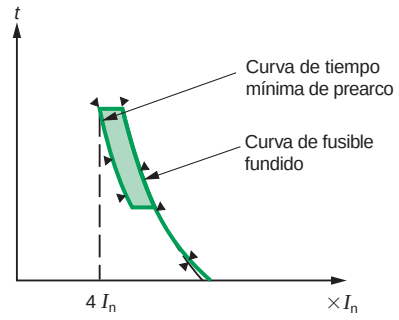
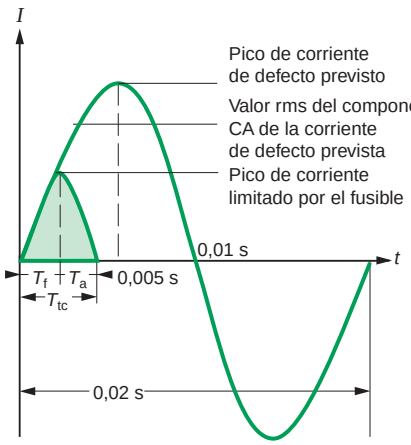


Fig. H11: *Zonas de fusión estandarizadas para los fusibles de tipo aM (todas las corrientes nominales).*



T_f: tiempo de fusión del fusible de prearco
T_a: tiempo de arco
T_{tc}: tiempo total de eliminación de defecto

Fig. H12: *Limitación de corriente por parte de un fusible.*

(1) Para corrientes superiores a un nivel determinado, en función de la corriente nominal del fusible, como se muestra en la **Figura H12**.

■ Los dos ejemplos anteriores correspondientes a un fusible de 32 A, junto con las notas precedentes sobre los requisitos de prueba estándar, explican por qué presentan estos fusibles un rendimiento deficiente en el margen de sobrecargas bajo.

■ Es por lo tanto necesario instalar un cable con un amperaje mayor que el que se necesita normalmente para un circuito, con el fin de evitar las consecuencias de una posible sobrecarga a largo plazo (60% de sobrecarga durante un máximo de una hora, en el peor de los casos).

A modo de comparación, un interruptor automático con especificaciones de corriente similares:

■ Que pase 1,05 I_n no debe desconectarse en menos de una hora, y

■ Cuando pase 1,25 I_n deberá desconectarse en una hora o menos (25% de sobrecarga durante un máximo de una hora, en el peor de los casos).

Fusibles de clase aM (motor)

Estos fusibles sólo proporcionan protección contra corrientes de cortocircuito y deben estar asociados necesariamente a otra aparamenta (como discontactores o interruptores automáticos) para asegurar una protección contra sobrecargas < 4 I_n. Por lo tanto, no son autónomos. Puesto que los fusibles aM no están diseñados para proteger contra valores de corriente de sobrecarga bajos, los niveles de las corrientes infusible y fusible convencionales no son fijos. Las curvas características de las pruebas de estos fusibles se indican para valores de corriente de defecto superiores a 4 I_n aproximadamente (véase la **Figura H11**), y los fusibles sometidos a prueba según la norma IEC 60269 deben presentar curvas de funcionamiento que queden dentro del área sombreada.

Nota: Las “puntas de flecha” pequeñas mostradas en el diagrama indican los valores de las “puertas” de corriente/tiempo de los diferentes fusibles sometidos a prueba (IEC 60269).

Corrientes de corte de cortocircuito nominales

Una de las características de los modernos fusibles de cartucho es que, debido a la rapidez con que se funden en el caso de niveles de corriente de defecto altos(1), un corte de corriente comienza antes de que ocurra el primer pico importante, por lo que la corriente de cortocircuito nunca alcanza su valor máximo previsto (véase la **Figura H12**).

Esta limitación de corriente reduce significativamente las tensiones térmicas y dinámicas que de otro modo podrían ocurrir, reduciendo por tanto el peligro y los daños en la posición del defecto. La corriente de corte de cortocircuito nominal del fusible está basada, por lo tanto, en el valor rms del componente de CA de la corriente de defecto prevista.

No se asigna a los fusibles un índice de conexión de corriente de cortocircuito.

Recordatorio

Las corrientes de cortocircuito contienen inicialmente componentes de CC cuya magnitud y duración dependen de la relación X_L/R del bucle de corriente de defecto. Cerca de la fuente (transformador de alta tensión/baja tensión), la relación I_{pico} / I_{rms} (del componente de CA) existente inmediatamente después de producirse el defecto puede ser de hasta 2,5 (estandarizado por IEC, como se muestra en la **Figura H13** de la página siguiente).

A niveles de distribución más bajos en una instalación, como se mencionó anteriormente, el valor X_L es pequeño comparado con R y, por lo tanto, para los circuitos finales I_{pico} / I_{rms} ~ 1,41.

El efecto de limitación de la corriente de pico sólo ocurre cuando el componente de CA rms previsto de la corriente de defecto alcanza un determinado nivel. Por ejemplo, en el gráfico anterior el fusible de 100 A empezará a cortar el pico a una corriente de defecto prevista (rms) de 2 kA (a). Para una condición de corriente prevista rms de 20 kA, el mismo fusible limitará la corriente de pico a 10 kA (b). Sin un fusible de limitación de corriente, la corriente de pico podría alcanzar 50 kA (c) en este caso concreto. Como ya se ha mencionado, a niveles de distribución más bajos en una instalación, el valor R predomina en gran medida sobre X_L y los niveles de defecto son por lo general bajos. Esto significa que el nivel de la corriente de defecto podrá no alcanzar valores lo suficientemente elevados como para provocar la limitación de la corriente de pico. Por otra parte, los transitorios de CC (en este caso) tienen un efecto insignificante sobre la magnitud del pico de corriente, como se mencionó anteriormente.

Nota: Acerca de las especificaciones de los fusibles gM:

Un fusible de tipo gM es fundamentalmente un fusible gG cuyo elemento fusible corresponde al valor de corriente I_{ch} (ch = característico), que puede ser, por ejemplo, de 63 A. Se trata del valor de prueba de IEC, por lo que la característica tiempo/corriente es idéntica a la de un fusible gG de 63 A.

Este valor (63 A) se selecciona para resistir las elevadas corrientes de arranque de un motor, cuya corriente de funcionamiento en estado fijo (I_n) puede estar comprendida entre 10 y 20 A.

Esto significa que se pueden utilizar un cilindro de fusible y piezas mecánicas más pequeñas, puesto que la disipación de calor necesaria en condiciones normales de servicio está relacionada con las cifras más bajas (10-20 A). Un fusible gM estándar adecuado para esta situación se designaría como 32M63 (es decir, I_n M I_{ch}).

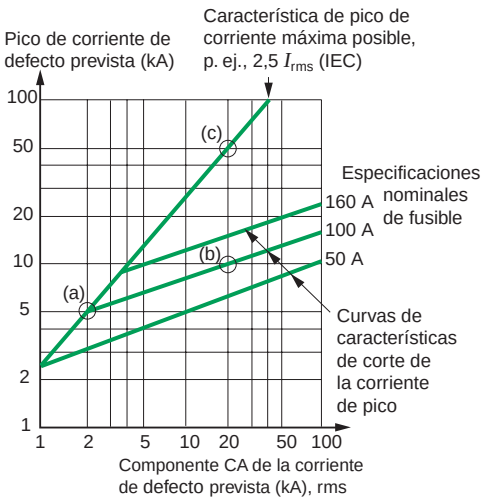


Fig. H13: Corriente de pico limitada frente a valores rms previstos del componente de CA de la corriente de defecto de los fusibles de baja tensión.

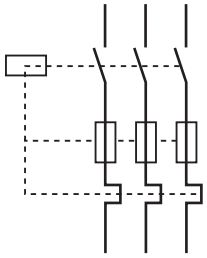


Fig. H14: Símbolo de un fusible de interruptor con disparo automático.



Fig. H16: Símbolo de un interruptor de fusible no automático.

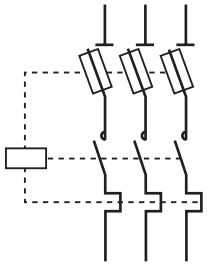


Fig. H17: Símbolo de un fusible seccionador + discontactor.

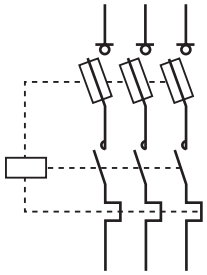


Fig. H18: Símbolo de un fusible - interruptor seccionador + discontactor.

La primera corriente nominal I_n se refiere al rendimiento térmico con carga fija de la conexión de fusible, mientras que la segunda corriente nominal (I_{ch}) se refiere a su rendimiento de corriente de arranque (de corta duración). Es evidente que, aunque resulta adecuado para la protección contra cortocircuitos, la protección contra sobrecargas del motor no la proporciona el fusible, y por ello se necesita siempre un relé térmico independiente cuando se utilizan fusibles gM. Por lo tanto, la única ventaja que ofrecen los fusibles gM en comparación con los fusibles aM son sus dimensiones físicas reducidas y su coste ligeramente más bajo.

2.2 Elementos combinados de la aparamenta

Por lo general, la aparamenta individual no cumple todos los requisitos de las tres funciones básicas, a saber, protección, control y aislamiento.

Cuando la instalación de un interruptor automático no resulta adecuada (en particular, cuando la velocidad de conmutación es elevada durante periodos prolongados), se utilizan combinaciones de unidades diseñadas específicamente para aportar este tipo de rendimiento. A continuación se describen las combinaciones utilizadas habitualmente.

Combinaciones de interruptor y fusible

Se pueden distinguir dos casos:

■ Cuando el funcionamiento de uno o más fusibles hace que se abra el interruptor. Esto se consigue mediante el uso de fusibles equipados con percutores y un sistema de resortes de disparo de interruptor y mecanismos de cambio (véase la **Figura H14**).

■ Cuando un interruptor no automático está asociado a un conjunto de fusibles integrados en un envolvente común.

En algunos países, y en la norma IEC 60947-3, los términos “fusible de interruptor” e “interruptor de fusible” tienen significados específicos, a saber:

□ Un fusible de interruptor consta de un interruptor (por lo general 2 cortes por polo) en el lado aguas arriba de tres bases de fusible fijas, en las que se insertan los portafusibles (véase la **Figura H15**).

□ Un interruptor de fusible consta de tres cuchillas, cada una de las cuales constituye un corte doble por fase.

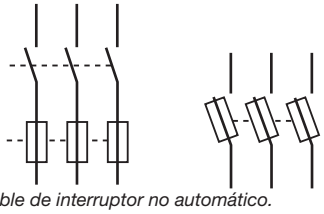


Fig. H15: Símbolo de un fusible de interruptor no automático.

Estas cuchillas no tienen una longitud continua, sino que cada una tiene un hueco en el centro que se cubre mediante el cartucho del fusible. Algunos diseños sólo cuentan con un corte por fase, como se muestra en las **Figuras H15** y **H16**.

El margen de corriente de estos dispositivos está limitado a un máximo de 100 A a 400 V trifásico, y se utilizan principalmente en instalaciones domésticas y similares. Para evitar confusiones entre el primer grupo (con disparo automático) y el segundo, el término “fusible de interruptor” debería matizarse mediante los adjetivos “automático” o “no automático”.

Fusible - seccionador + fusible discontactor - interruptor-seccionador + discontactor

Como se mencionó anteriormente, un discontactor no proporciona protección contra defectos de cortocircuito. Por ello es necesario añadir fusibles (por lo general del tipo aM) para realizar esta función. La combinación se utiliza principalmente para circuitos de control de motores, en los que el seccionador o interruptor seccionador permite realizar operaciones seguras tales como:

■ Cambiar las conexiones de fusibles (con el circuito aislado).

■ Trabajar en el circuito situado aguas abajo del discontactor (riesgo de cierre remoto del discontactor).

El fusible-seccionador debe estar enclavado con el discontactor de forma que resulte imposible abrir o cerrar el fusible-seccionador a menos que el discontactor esté abierto (**Figura H17**), ya que el fusible-seccionador carece de capacidad de conmutación de carga.

Un interruptor de fusible-seccionador no requiere (evidentemente) enclavamiento (**Figura H18**). El interruptor debe ser de clase AC22 o AC23 si el circuito suministra corriente a un motor.

Interruptor automático + interruptor automático contactor + discontactor

Estas combinaciones se utilizan en sistemas de distribución controlados de forma remota en los que la velocidad de conmutación es elevada, o para el control y protección de circuitos que suministran corriente a motores.

3 Elección de la aparamenta

3.1 Capacidades funcionales tabuladas

Después de examinar las funciones básicas de la aparamenta de baja tensión (apartado 1, **Figura H1**) y los diferentes componentes de la aparamenta (apartado 2), en la **Figura H19** se resumen las compatibilidades de los diversos componentes.

Aparamenta	Aislamiento	Control				Protección eléctrica		
		Funcional	Conmutación de emergencia	Parada de emergencia (mecánica)	Conmutación para mantenimiento mecánico	Sobrecarga	Cortocircuito	Diferencial
Aislante (o seccionador)(4)	■							
Interruptor(5)	■	■	■ (1)	■ (1) (2)	■			
Dispositivo diferencial (interruptor automático de corriente residual)(5)	■	■	■ (1)	■ (1) (2)	■			■
Interruptor seccionador	■	■	■ (1)	■ (1) (2)	■			
Contactor		■	■ (1)	■ (1) (2)	■	■ (3)		
Interruptor biestable (telerruptor)		■	■ (1)		■			
Fusible	■					■	■	
Interruptor automático(5)		■	■ (1)	■ (1) (2)	■	■	■	
Seccionador de interruptor automático(5)	■	■	■ (1)	■ (1) (2)	■	■	■	
Interruptor automático residual y de sobreintensidad (RCBO)(5)	■	■	■ (1)	■ (1) (2)	■	■	■	■
Punto de instalación (principio general)	Origen de cada circuito	Todos los puntos donde por razones operativas puede ser necesario detener el proceso	Por lo general, en el circuito de entrada a cada cuadro de distribución	En el punto de suministro de cada máquina y/o en la máquina en cuestión	En el punto de suministro de cada máquina	Origen de cada circuito	Origen de cada circuito	Origen de los circuitos donde el sistema de conexión a tierra resulta adecuado, TN-S, IT, TT

(1) Cuando se proporciona un corte de todos los conductores activos.

(2) Puede ser necesario mantener el suministro a un sistema de frenado.

(3) Si está asociado a un relé térmico (la combinación se suele denominar un “discontactor”).

(4) En algunos países es obligatorio instalar un seccionador con contactos visibles en el origen de una instalación de baja tensión suministrada directamente desde un transformador de alta tensión/baja tensión.

(5) Determinada aparamenta resulta adecuada para fines de aislamiento (p. ej., los interruptores automáticos de corriente residual según IEC 1008) sin estar marcados explícitamente como tal.

Fig. H19: *Funciones realizadas por las diferentes aparamentas.*

3.2 Selección de la aparamenta

El software se utiliza cada vez más para la selección óptima de la aparamenta. Cada circuito se considera de forma individualizada y se prepara una lista con las funciones de protección necesarias y el tipo de explotación de la instalación, incluidas las mencionadas en la **Figura H19** y las resumidas en la **Figura H1**.

Se estudia una serie de combinaciones de aparamenta y se comparan con criterios correspondientes con el fin de conseguir lo siguiente:

- Rendimiento satisfactorio.
- Compatibilidad entre los elementos individuales, desde la corriente nominal I_n a la especificación a nivel de defecto I_{cu}.
- Compatibilidad con la aparamenta situada aguas arriba, o tener en cuenta su aportación.
- Conformidad con todas las normativas y especificaciones relativas al rendimiento seguro y fiable de los circuitos.

Se trata de determinar el número de polos de una aparamenta. La aparamenta multifunción, que inicialmente resulta más cara, reduce los costes de instalación y los problemas de instalación o de explotación. A menudo, esta aparamenta ofrece la mejor solución.

www.elsolucionario.org

4 Interruptores automáticos

El interruptor automático realiza todas las funciones básicas de la aparamenta y, mediante accesorios y auxiliares, también puede realizar otras muchas.

Como se muestra en la **Figura H20**, el interruptor automático/seccionador es la única aparamenta capaz de satisfacer simultáneamente todas las funciones básicas necesarias en una instalación eléctrica.

Además, mediante unidades auxiliares, puede proporcionar otras muchas funciones, como por ejemplo señalización (abierto/cerrado, disparo por defecto), disparo por mínima tensión, etc. Debido a estas funciones, un interruptor automático/seccionador es la aparamenta básica de cualquier instalación eléctrica.

Funciones		Condiciones posibles
Aislamiento		■
Control	Funcional	■
	Conmutación de emergencia	■ (Con posibilidad de una bobina de disparo para control remoto)
	Apagado para la realización de trabajos de mantenimiento mecánico	■
Protección	Sobrecarga	■
	Cortocircuito	■
	Defecto de aislamiento	■ (Con relé de corriente diferencial)
	Mínima tensión	■ (Con bobina de disparo por mínima tensión)
Control remoto		■ Añadido o incorporado
Indicación y medición		■ (Por lo general opcional con un dispositivo de disparo electrónico)

Fig. H20: *Funciones realizadas por un interruptor automático.*

4.1 Normas y descripción

Los interruptores automáticos de uso industrial deben cumplir las normas IEC 60947-1 y 60947-2 u otras normas equivalentes.
Los interruptores automáticos de uso doméstico deben cumplir la norma IEC 60898 o una norma nacional equivalente.

Normas

Para instalaciones industriales de baja tensión, las normas IEC de aplicación son las siguientes:

- UNE-EN 60947-1/A1:2002, parte 1: reglas generales.
- UNE-EN 60947-2/A1:1999, parte 2: interruptores automáticos.
- UNE-EN 60947-3/A1:2002, parte 3: interruptores, seccionadores, interruptores-seccionadores y combinados fusibles.
- UNE-EN 60947-4-1/A1:2003, parte 4: contactores y arrancadores de motor.
- UNE-EN 60947-5-1/A1:2000, parte 5: aparatos y elementos de conmutación para circuitos de mando.
- UNE-EN 60947-6-1/A1:1997, parte 6: materiales de funciones múltiples.
- UNE-EN 60947-7-1/A1:2000, parte 7: materiales y accesorios.

Para instalaciones de baja tensión domésticas y similares, la norma adecuada es IEC 60898, o una norma nacional equivalente.

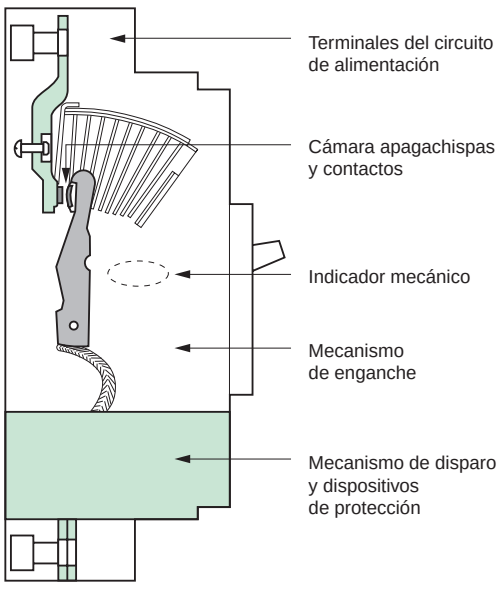


Fig. H21: *Componentes principales de un interruptor automático.*

Descripción

En la **Figura H21** se muestran de forma esquemática los componentes principales de un interruptor automático de baja tensión y sus cuatro funciones esenciales:

- Los componentes de corte, es decir, los contactos fijos y móviles y la cámara apagachispas.
- El mecanismo de enganche que el dispositivo de disparo abre al detectar condiciones de corriente anormales.

Este mecanismo también está conectado a la maneta de activación del interruptor automático.

- Un dispositivo accionador del mecanismo de disparo, que puede ser:
  - Un dispositivo magnetotérmico en el que una pletina bimetálica accionada térmicamente detecta una condición de sobrecarga, mientras un percutor electromagnético entra en funcionamiento a niveles de corriente que se alcanzan en condiciones de cortocircuito, o bien
  - Un relé electrónico accionado desde transformadores de corriente, uno de los cuales está instalado en cada fase.
- Un espacio asignado a los diversos tipos de bornes utilizados actualmente con los conductores principales del circuito de alimentación.

Los interruptores automáticos de uso doméstico (véase la **Figura H22** en la página siguiente) que cumplen la norma IEC 60898 y otras normas nacionales similares realizan las siguientes funciones básicas:

- Aislamiento.
- Protección contra sobreintensidad.

4 Interruptores automáticos



Fig. H22: *Interruptor automático magnetotérmico que proporciona funciones de protección contra sobrecorrientes y de aislamiento de circuitos.*



Fig. H23: *Interruptor automático magnetotérmico como el mostrado anteriormente (**Figura H22**) que ofrece además protección contra defectos de aislamiento mediante la incorporación de un bloque diferencial modular.*

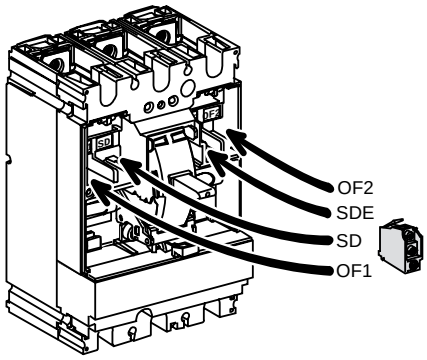


Fig. H25: *Ejemplo de un interruptor automático modular (Compact NS) de uso industrial capaz de realizar numerosas funciones auxiliares.*

Algunos modelos se pueden adaptar para proporcionar una detección sensible (30 mA) de la corriente de fuga a tierra con disparo de interruptor automático mediante la incorporación de un bloque modular, como se muestra en la **Figura H23**, mientras que otros modelos (que cumplen la norma IEC 61009) incorporan esta función de corriente residual, a saber, los RCBO y, más recientemente, los CBR (IEC 60947-2, apéndice B).

Aparte de las funciones anteriores, se pueden añadir otras funciones al interruptor automático básico mediante módulos adicionales, como se muestra en la **Figura H24**, en particular, control remoto e indicación (activado-desactivado-defecto).

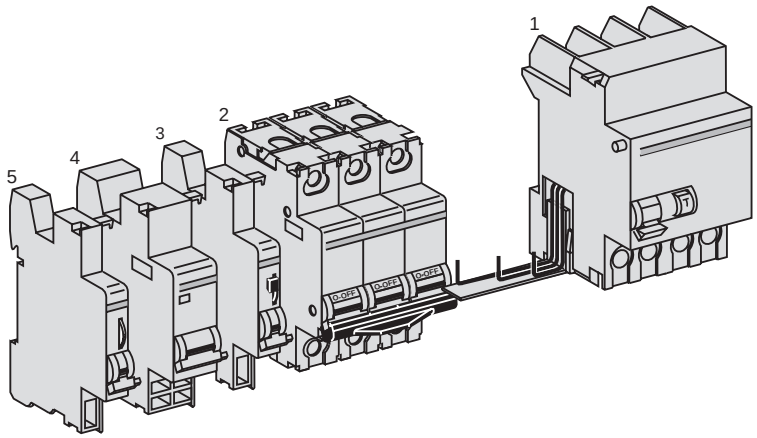


Fig. H24: *Sistema "multi 9" de componentes modulares de aparamenta de baja tensión.*

Ahora hay disponibles interruptores automáticos industriales de caja moldeada que cumplen la norma IEC 60947-2 y que, mediante bloques adaptables asociados, ofrecen una gama de funciones auxiliares similares a las descritas anteriormente (véase la **Figura H25**).

Los interruptores automáticos industriales de gran resistencia con elevadas corrientes nominales y que cumplen la norma IEC 60947-2 disponen de numerosas funciones de comunicación y electrónicas incorporadas (véase la **Figura H26**).

Además de las funciones de protección, la unidad Micrologic proporciona funciones optimizadas como medición (incluidas funciones de calidad de la alimentación), diagnóstico, comunicación, control y supervisión.



Fig. H26: *Ejemplos de interruptores automáticos industriales de gran resistencia. El "Masterpact" proporciona numerosas funciones de automatización en su módulo de disparo "Micrologic".*

4.2 Características fundamentales de un interruptor automático

Las características fundamentales de un interruptor automático son:

- Su tensión nominal Ue.
- Su corriente nominal I_n.
- Sus márgenes de ajuste del nivel de corriente de disparo para protección contra sobrecargas (I_r(1) o I_{rth}(1)) y para protección contra cortocircuitos (I_m)(1).
- Su poder de corte de la corriente de cortocircuito (I_{cu} para interruptores automáticos industriales e Icn para interruptores automáticos de uso doméstico).

Tensión nominal de funcionamiento (U_e)

Es la tensión a la que funciona el interruptor automático en condiciones normales (inalteradas).

También se asignan al interruptor automático otros valores de tensión que corresponden a condiciones perturbadas, como se indica en el subapartado 4.3.

Corriente nominal (I_n)

Es el valor de corriente máximo que un interruptor automático equipado con un relé de disparo por sobreintensidad puede transportar indefinidamente a la temperatura de referencia indicada por el fabricante, sin superar los límites de temperatura especificados de los componentes conductores de corriente.

Ejemplo

Un interruptor automático con un valor nominal I_n = 125 A para una temperatura ambiente de 40 °C estará equipado con un relé de disparo por sobreintensidad calibrado adecuadamente (ajustado a 125 A). El mismo interruptor automático se puede utilizar a valores más altos de temperatura ambiente siempre que se decale adecuadamente. Así, a una temperatura ambiente de 50 °C el interruptor automático sólo podría conducir 117 A indefinidamente, o sólo 109 A a 60 °C, y cumplir al mismo tiempo el límite de temperatura especificado. El decalaje de un interruptor automático se lleva a cabo reduciendo el ajuste de corriente de disparo de su relé de sobrecarga y marcando el interruptor automático en consecuencia. El uso de una unidad de disparo de tipo electrónico diseñada para resistir temperaturas elevadas permite que los interruptores automáticos (decalados de la manera descrita) funcionen a una temperatura ambiente de 60 °C (o incluso de 70 °C).

Nota: Para los interruptores automáticos, I_n (en la IEC 60947-2) es igual a I_u para la aparamenta en general, siendo I_u la corriente ininterrumpida nominal.

Especificación del tamaño de trama

A los interruptores automáticos que pueden estar equipados con unidades de disparo por sobreintensidad con diferentes márgenes de ajuste del nivel de la corriente se les asigna una especificación que se corresponde con la de la unidad más alta de disparo por ajuste del nivel de la corriente que se puede instalar.

Ejemplo

Un interruptor automático NS630N puede estar equipado con 4 unidades de disparo electrónicas de entre 150 A y 630 A. El tamaño del interruptor automático es de 630 A.

Ajuste de la corriente de disparo del relé de sobrecarga (I_{rth} o I_r)

A parte de los interruptores automáticos pequeños que se pueden sustituir con suma facilidad, los interruptores automáticos de uso industrial están equipados con relés de disparo por sobreintensidad extraíbles, es decir, intercambiables. Además, para adaptar un interruptor automático a los requisitos del circuito que controla y para eliminar la necesidad de instalar cables de gran tamaño, los relés de disparo son por lo general ajustables. El ajuste de la corriente de disparo I_r o I_{rth} (designaciones ambas de uso habitual) es la corriente por encima de la cual disparará el interruptor automático. También representa la corriente máxima que puede conducir el interruptor automático sin disparar. Ese valor debe ser mayor que la corriente de carga máxima I_B, pero menor que la corriente máxima permitida en el circuito I_Z (véase el capítulo G, subapartado 1.3).

Los relés de disparo térmico son por lo general ajustables entre 0,7 y 1,0 veces el valor de I_n, pero cuando se utilizan dispositivos electrónicos para realizar esta operación, el margen de ajuste es mayor, normalmente entre 0,4 y 1 veces el valor de I_n.

Ejemplo (véase la **Figura H27**)

Un interruptor automático NS630N equipado con un relé de disparo por sobreintensidad STR23SE de 400 A, ajustado a 0,9, tendrá el siguiente ajuste de corriente de disparo:

$I_r = 400 \times 0{,}9 = 360$ A

Nota: Para los interruptores automáticos equipados con relés de disparo por sobreintensidad no ajustables, $I_r = I_n$. Ejemplo: para un interruptor automático C60N de 20 A, $I_r = I_n = 20$ A.

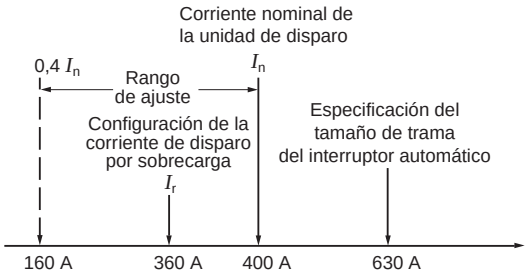


Fig. H27: Ejemplo de un interruptor automático NS630N equipado con una unidad de disparo STR23SE ajustada a 0,9, para dar un valor I_r = 360 A.

(1) Valores de ajuste del nivel de corriente que se refieren a los dispositivos de disparo magnéticos "instantáneos" y térmicos accionados por la corriente para protección contra sobrecargas y cortocircuitos.

www.elsolucionario.org

Ajuste de la corriente de disparo de los relés de protección contra cortocircuitos (I_m)

Los relés con disparo por cortocircuito (instantáneo o con un breve retardo) están diseñados para disparar el interruptor automático rápidamente cuando se detectan valores altos de corriente de defecto. Su umbral de disparo I_m:

- Es fijo según las normas para interruptores automáticos de uso doméstico, p. ej., IEC 60898, o bien
- Viene indicado por el fabricante en el caso de los interruptores automáticos de uso industrial de acuerdo con las normas correspondientes, en particular la IEC 60947-2.

Para estos últimos interruptores automáticos existe una amplia variedad de dispositivos de disparo que permiten adaptar el rendimiento de protección del interruptor automático a los requisitos concretos de una carga (véanse las **Figuras H28**, **H29** y **H30**).

	Tipo de relé protector	Protección contra sobrecargas	Protección contra cortocircuitos		
Interruptores automáticos de uso doméstico IEC 60898	Magneto-térmico	$I_r = I_n$	Tipo de ajuste bajo B $3\ I_n \leqslant I_m < 5\ I_n$	Tipo de ajuste estándar C $5\ I_n \leqslant I_m < 10\ I_n$	Tipo de circuito de ajuste alto D $10\ I_n \leqslant I_m < 20\ I_n$(1)
Interruptores automáticos industriales(2) modulares	Magneto-térmico	$I_r = I_n$ fijo	Tipo de ajuste bajo B o Z $3{,}2\ I_n <$ fijo $< 4{,}8\ I_n$	Tipo de ajuste estándar C $7\ I_n <$ fijo $< 10\ I_n$	De tipo de ajuste alto D o K $10\ I_n <$ fijo $< 14\ I_n$
Interruptores automáticos industriales(2) IEC 60947-2	Magneto-térmico	$I_r = I_n$ fijo	Fijo: $I_m = 7$ a $10\ I_n$		
		Ajustable: $0{,}7\ I_n \leqslant I_r < I_n$	Ajustable: – Ajuste bajo: de 2 a 5 I_n – Ajuste estándar: de 5 a 10 I_n		
	Electrónico	Retardo largo $0{,}4\ I_n \leqslant I_r < I_n$	Retardo corto, ajustable $1{,}5\ I_r \leqslant I_m < 10\ I_r$ Instantáneo (I) fijo I = de 12 a 15 I_n		

(1) 50 I_n en IEC 60898, un valor que la mayoría de los fabricantes europeos consideran poco realista por ser demasiado elevado (M-G = de 10 a 14 I_n).

(2) Las normas de IEC no especifican valores para uso industrial. Los valores indicados anteriormente son los utilizados habitualmente.

Fig. H28: *Márgenes de corriente de disparo de los dispositivos de protección contra sobrecargas y cortocircuitos para los interruptores automáticos de baja tensión.*

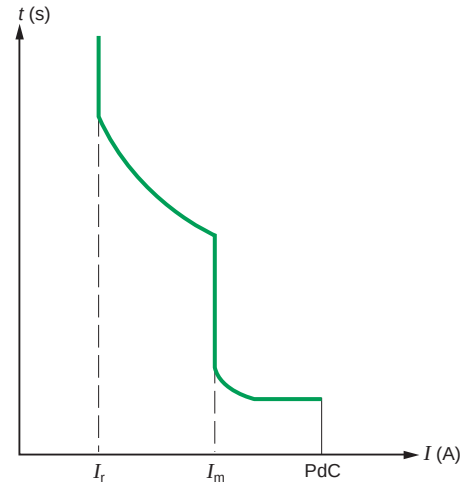
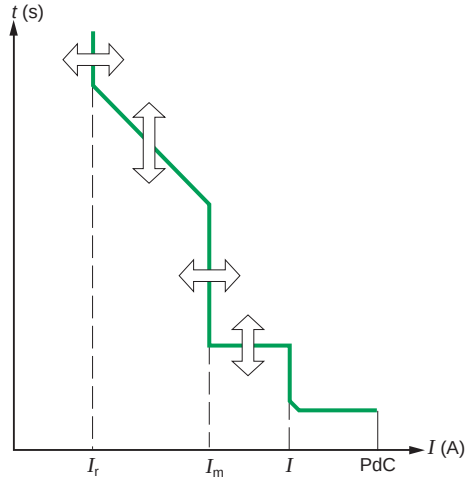


Fig. H29: *Curva de disparo de un esquema de protección magnetotérmica de un interruptor automático.*

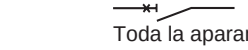


I_r: Ajuste de la corriente de disparo de un relé de protección contra sobrecargas (térmico o con retardo breve).
I_m: Ajuste de la corriente de disparo de un relé de protección contra cortocircuitos (magnético o con retardo largo).
I: Ajuste de la corriente de disparo de un relé instantáneo de protección contra cortocircuitos.
PdC: Poder de corte.

Fig. H30: *Curva de disparo de un esquema de protección electrónica de un interruptor automático.*

Función de aislamiento

Un interruptor automático resulta adecuado para aislar un circuito si cumple todas las condiciones establecidas para un seccionador (a su tensión nominal) en la norma correspondiente (véase el subapartado 1.2). En tal caso se denomina un interruptor automático-seccionador y su parte frontal está marcada con el símbolo



Toda la aparamenta Multi 9, Compact NS y Masterpact LV fabricada por Merlin Gerin está encuadrada en esta categoría.

El poder de corte de un interruptor automático de baja tensión está relacionado con el valor cos φ del bucle de corriente de defecto. En algunas normas se han establecido valores normalizados para esta relación.

Poder de corte nominal en cortocircuito (I_{cu} o I_{cn})

La especificación del poder de corte en cortocircuito de un interruptor automático es el valor de corriente más alto previsto que el interruptor automático es capaz de cortar sin sufrir daños. El valor de corriente indicado en las normas es el valor rms del componente de CA de la corriente de defecto, es decir, se supone que el componente transitorio de CC (que siempre está presente en el peor caso posible de un cortocircuito) es cero a efectos de calcular el valor estandarizado. Este valor nominal (I_{cu}) para interruptores automáticos de uso industrial e (I_{cn}) para interruptores automáticos de uso doméstico normalmente se expresa en kA rms.

I_{cu} (poder de corte nominal definido) e I_{cs} (poder de corte nominal en servicio) se definen en la IEC 60947-2 junto con una tabla que recoge los valores de I_{cs} con I_{cu} para diferentes categorías de utilización A (disparo instantáneo) y B (disparo con retardo), como se describe en el subapartado 4.3.

Las pruebas realizadas para determinar los poderes de corte en cortocircuito de los interruptores automáticos se rigen por las normas e incluyen lo siguiente:

- Secuencias de funcionamiento, que incluyen una sucesión de operaciones como abrir y cerrar en caso de cortocircuito.
- Desplazamiento de la fase de corriente y de tensión. Cuando la corriente está en fase con la tensión de alimentación (*cos* φ del circuito = 1), la interrupción de la corriente resulta más sencilla que a cualquier otro factor de potencia. El corte de la corriente con valores de retraso de *cos* φ bajos es considerablemente más difícil de conseguir, siendo un circuito con un factor de potencia cero el caso (teóricamente) más difícil.

En la práctica, todas las corrientes de defecto de cortocircuito de los sistemas de alimentación se encuentran (más o menos) en los factores de potencia con retraso, y las normas están basadas en valores considerados habitualmente como representativos de la mayoría de los sistemas de alimentación. Por lo general, cuanto mayor sea el nivel de la corriente de defecto (a una tensión dada), menor será el factor de potencia del bucle de la corriente de defecto, por ejemplo, cerca de generadores o transformadores grandes.

En la **Figura H31**, extraída de la norma IEC 60947-2, se muestra la relación entre los valores estandarizados de *cos* φ y los interruptores automáticos de uso industrial de acuerdo con su valor nominal I_{cu}.

- A continuación de una secuencia abrir - retardo - cerrar/abrir para probar la capacidad de I_{cu} de un interruptor automático, se realizan pruebas adicionales para asegurar:
  - La capacidad de resistencia dieléctrica,
  - El rendimiento de desconexión (aislamiento) y
  - Que el correcto funcionamiento de la protección contra sobrecargas no se haya visto afectado por la prueba.

I_{cu}	*cos* φ
6 kA < I_{cu} ⩽ 10 kA	0,5
10 kA < I_{cu} ⩽ 20 kA	0,3
20 kA < I_{cu} ⩽ 50 kA	0,25
50 kA < I_{cu}	0,2

Fig. H31: *Relación entre I_{cu} y el factor de potencia (cos φ) del circuito de corriente de defecto (IEC 60947-2).*

Sin embargo, a menudo será necesario estar familiarizado con las siguientes características menos importantes de los interruptores automáticos de baja tensión a la hora de tomar una decisión final.

4.3 Otras características de un interruptor automático

Tensión nominal de aislamiento (U_i)

Es el valor de tensión al que se refieren la tensión de las pruebas dieléctricas (por lo general superior a 2 U_i) y las líneas de fuga.
El valor máximo de la tensión operativa nominal nunca debe ser superior a la tensión de aislamiento, es decir, $U_e \leqslant U_i$.

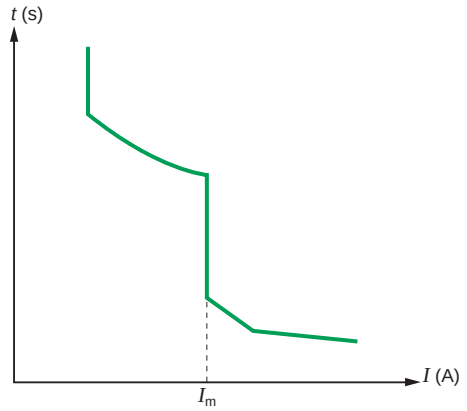


Fig. H32: Interruptor automático de la categoría A.

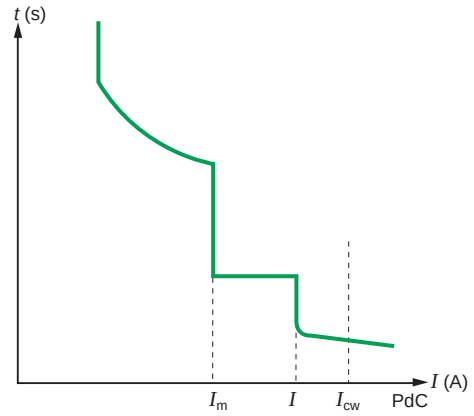


Fig. H33: Interruptor automático de la categoría B.

En una instalación diseñada correctamente nunca es necesario que un interruptor automático funcione a su corriente de corte I_{cu} máxima. Por este motivo se ha introducido una nueva característica I_{cs}.
Se expresa en la norma IEC 60947-2 como un porcentaje de I_{cu} (25, 50, 75, 100%).

Tensión nominal de resistencia a impulsos (U_{imp})

Esta característica expresa, en kV de pico (de una forma y polaridad determinadas), el valor de tensión que el equipo es capaz de resistir sin experimentar defectos en condiciones de prueba.

Por lo general, el valor de U_{imp} es de 8 kV para los interruptores automáticos de uso industrial y de 6 kV para los de uso doméstico.

Categoría (A o B) y corriente nominal de resistencia de corta duración (I_{cw})

Como ya se mencionó en el subapartado 4.2, según la norma IEC 60947-2 existen dos categorías de aparamenta de baja tensión, A y B:

- Los de la categoría A, para los que no existe un retardo deliberado en el funcionamiento del dispositivo de disparo magnético por cortocircuito "instantáneo" (véase la **Figura H32**), son por lo general interruptores automáticos de caja moldeada, y
- los de la categoría B para los que, con el fin de distinguirlos de otros interruptores automáticos en función del tiempo, es posible retrasar el disparo del interruptor automático, donde el nivel de la corriente de defecto es menor que el del valor nominal de la corriente de resistencia de corta duración (I_{cw}) del interruptor automático (véase la **Figura H33**). Esto se aplica por lo general a grandes interruptores automáticos de bastidor abierto y a determinados equipos de gran resistencia con caja moldeada. I_{cw} es la corriente máxima que puede resistir el interruptor automático de la categoría B, térmica y electrodinámicamente, sin sufrir daños durante un periodo indicado por el fabricante.

Capacidad de cierre nominal (I_{cm})

I_{cm} es el valor instantáneo de corriente más alto que el interruptor automático puede establecer a la tensión nominal en las condiciones especificadas. En los sistemas de CA, este valor máximo instantáneo está relacionado con I_{cu} (es decir, con la corriente de corte nominal) por el factor *k*, que depende del factor de potencia (*cos* φ) del bucle de corriente de cortocircuito (como se muestra en la **Figura H34**).

I_{cu}	*cos* φ	$I_{cm} = kI_{cu}$
6 kA < I_{cu} ⩽ 10 kA	0,5	1,7 × I_{cu}
10 kA < I_{cu} ⩽ 20 kA	0,3	2 × I_{cu}
20 kA < I_{cu} ⩽ 50 kA	0,25	2,1 × I_{cu}
50 kA ⩽ I_{cu}	0,2	2,2 × I_{cu}

Fig. H34: Relación entre el poder de corte nominal I_{cu} y el poder de cierre nominal I_{cm} a diferentes valores de factor de potencia de la corriente de cortocircuito, estandarizados en la norma IEC 60947-2.

Ejemplo: Un interruptor automático Masterpact NW08H2 tiene una capacidad de corte I_{cu} de 100 kA. El valor máximo de su capacidad de cierre nominal I_{cm} será 100 × 2,2 = 220 kA.

Poder nominal de corte de cortocircuito en servicio (I_{cs})

La capacidad de corte nominal (I_{cu}) o (I_{cn}) es la corriente de defecto máxima que un interruptor automático puede interrumpir satisfactoriamente sin sufrir daños. La probabilidad de que se produzca tal corriente es muy baja y en condiciones normales las corrientes de defecto son bastante menores que la capacidad de corte nominal (I_{cu}) del interruptor automático. Por otra parte, es importante que las altas corrientes (de baja probabilidad) se interrumpan en condiciones adecuadas con el fin de que el interruptor automático esté disponible de inmediato para volver a conectarse una vez reparado el circuito defectuoso. Por estos motivos se define una nueva característica (I_{cs}), que se expresa como un porcentaje de I_{cu}, a saber: 25, 50, 75, 100% para interruptores automáticos de uso industrial.
La secuencia de prueba estándar es la siguiente:

- A - CA - CA(1) (a I_{cs}).
- Las pruebas realizadas a continuación de esta secuencia tienen como objetivo verificar que el interruptor automático se encuentra en perfecto estado de funcionamiento y disponible para prestar un servicio normal.

Para los interruptores automáticos de uso doméstico, $I_{cs} = k\ I_{cn}$. Los valores del factor *k* se indican en la tabla XIV de la norma IEC 60898.
En Europa, la práctica industrial consiste en utilizar un factor *k* de 100%, por lo que $I_{cs} = I_{cu}$.

(1) "A" representa una operación de apertura.
"CA" representa una operación de cierre seguida de una operación de apertura.

www.elsolucionario.org

4 Interruptores automáticos

Muchos diseños de interruptores automáticos de baja tensión disponen de una capacidad de limitación de corriente de cortocircuito que reduce la corriente e impide que alcance lo que de otro modo sería su valor máximo (véase la Fig. H32). El rendimiento de limitación de corriente de estos interruptores automáticos se presenta en forma de gráficos como el mostrado en el diagrama (a) de la Figura H33.

Limitación de la corriente de defecto

La capacidad de limitación de la corriente de defecto de un interruptor automático se refiere a su capacidad, más o menos efectiva, para impedir el paso de la corriente de defecto prevista máxima y permitir que sólo fluya una cantidad limitada de corriente, como se muestra en la **Figura H35**. El rendimiento de limitación de corriente lo proporciona el fabricante del interruptor automático en forma de curvas (véase la **Figura H36**).

■ En el diagrama (a) se muestra el valor máximo limitado de la corriente, trazado en relación con el valor rms del componente de CA de la corriente de defecto prevista (corriente de defecto "prevista" se refiere a la corriente de defecto que fluiría si el interruptor automático no tuviese una capacidad de limitación de corriente).

■ La limitación de la corriente reduce considerablemente las tensiones térmicas (I^2t proporcional), y esto se representa por la curva del diagrama (b) de la **Figura H36**, una vez más en relación con el valor rms del componente de CA de la corriente de defecto prevista.

Los interruptores automáticos de baja tensión para instalaciones domésticas y similares están clasificados en determinadas normas (en particular en la norma europea EN 60898). Los interruptores automáticos pertenecientes a una clase (de limitadores de corriente) tienen características estandarizadas de limitación de I^2t definidas por esa clase.

En estos casos, los fabricantes normalmente no proporcionan curvas de rendimiento de las características.

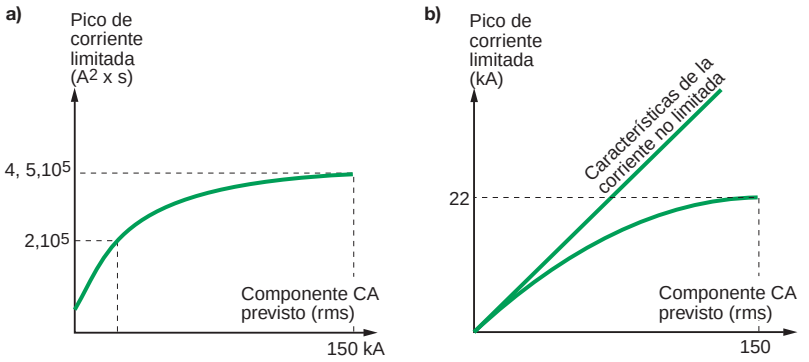


Fig. H36: *Curvas de rendimiento de un interruptor automático de baja tensión típico con limitación de corriente.*

La limitación de corriente reduce las tensiones tanto térmicas como electrodinámicas a las que se ven sometidos todos los elementos de los circuitos a través de los cuales pasa la corriente, prolongando así la vida útil de estos elementos. Además, la función de limitación permite utilizar técnicas de "cascada" (véase el subapartado 4.5) que reducen considerablemente los costes de diseño y de instalación.

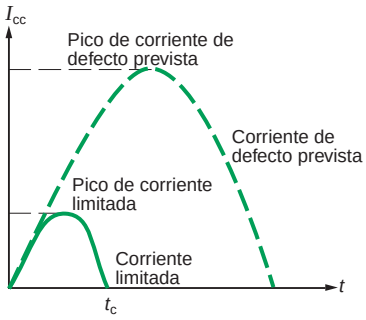


Fig. H35: *Corrientes prevista y limitada.*

Las ventajas de la limitación de corriente

El uso de interruptores automáticos con limitación de corriente ofrece numerosas ventajas:

■ Mejor conservación de las redes de las instalaciones: los interruptores automáticos con limitación de corriente atenúan considerablemente todos los efectos nocivos asociados a las corrientes de cortocircuito.

■ Reducción de los efectos térmicos: se reduce significativamente el calentamiento de los conductores (y por consiguiente del aislamiento), por lo que aumenta la vida útil de los cables.

■ Reducción de los efectos mecánicos: las fuerzas causadas por la repulsión electromagnética son menores, con menos riesgo de deformación o ruptura, sobrecalentamiento de contactos, etc.

■ Reducción de los efectos de la interferencia electromagnética:

□ Menos influencia sobre los instrumentos de medición y los circuitos asociados, sistemas de telecomunicaciones, etc.

Por tanto, estos interruptores automáticos contribuyen a mejorar el aprovechamiento de los:

■ Cables y cableado.

■ Sistemas de enlaces de cables prefabricados.

■ Aparamenta, reduciendo así el envejecimiento de la instalación.

Ejemplo

En un sistema con una corriente de cortocircuito prevista de 150 kA rms, un interruptor automático Compact L limita la corriente de pico a menos del 10% del valor máximo previsto calculado, y los efectos térmicos a menos del 1% de los calculados.

La disposición en cascada de los diversos niveles de distribución de una instalación, aguas abajo de un interruptor automático con capacidad de limitación, también aportará considerables ahorros económicos.

De hecho, la técnica de disposición en cascada, que se describe en el subapartado 4.5, permite obtener un ahorro considerable en envolventes de aparamenta (los de menor rendimiento se pueden instalar aguas abajo de los interruptores automáticos con capacidad de limitación) y estudios de diseño, de hasta el 20% (en total).

Los esquemas de protección selectiva y las técnicas de cascada son compatibles en la gama Compact NS hasta la capacidad de corte de cortocircuito completa de la aparamenta.

La elección de una gama de interruptores automáticos viene determinada por: las características eléctricas de la instalación, el entorno, las cargas y la necesidad de control remoto, junto con el tipo de sistema de telecomunicaciones previsto.

Los interruptores automáticos con unidades de disparo térmicas no compensadas disponen de un nivel de corriente de disparo que depende de la temperatura ambiente.

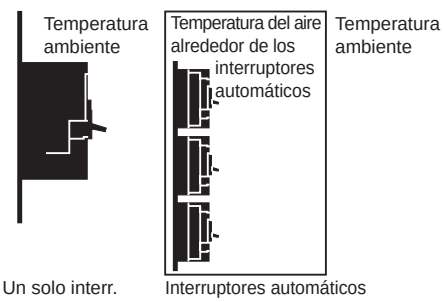


Fig. H37: *Temperatura ambiente.*

4.4 Selección de un interruptor automático

Elección de un interruptor automático

A la hora de elegir un interruptor automático deben tenerse en cuenta las siguientes consideraciones:

- Características eléctricas de la instalación en la que se utilizará el interruptor automático.
- Su entorno previsto: temperatura ambiente, en una cabina o una envolvente de cuadro de distribución, condiciones climáticas, etc.
- Requisitos de conexión y desconexión de la corriente de cortocircuito.
- Especificaciones operativas: disparo selectivo, requisitos (o no) de control remoto e indicación, contactos y bobinas de disparo auxiliares, conexiones, etc.
- Normas de instalación, en particular: protección de las personas.
- Características de carga, como motores, iluminación fluorescente, transformadores de baja tensión/baja tensión.

Las notas siguientes se refieren a la elección de interruptores automáticos de baja tensión para sistemas de distribución.

Elección de la corriente nominal en cuanto a la temperatura ambiente

La corriente nominal de un interruptor automático se define para su funcionamiento a una determinada temperatura ambiente, que por lo general es de:

- 30 °C para interruptores automáticos regidos según la norma doméstica.
- 40 °C para interruptores automáticos regidos según la norma industrial.

El rendimiento de estos interruptores automáticos a temperaturas ambiente diferentes depende principalmente de la tecnología de sus unidades de disparo (véase la **Figura H37**).

Unidades de disparo magnetotérmicas no compensadas

Los interruptores automáticos con elementos de disparo térmicos no compensados disponen de un nivel de corriente de disparo que depende de la temperatura ambiente. Si se instala el interruptor automático en una envolvente o en un lugar donde la temperatura es elevada (sala de calderas, etc.), la corriente necesaria para disparar el interruptor automático en caso de sobrecarga se reducirá sensiblemente. Cuando la temperatura del lugar donde se encuentra el interruptor automático supere su temperatura de referencia, se “reducirá”. Por este motivo, los fabricantes de interruptores automáticos proporcionan tablas que indican los factores que se deben aplicar a temperaturas diferentes de la temperatura de referencia del interruptor automático. De los ejemplos típicos mostrados en esas tablas (véase la **Figura H38**) se deduce que una temperatura más baja que el valor de referencia produce un aumento del interruptor automático. Además, los interruptores automáticos pequeños de tipo modular montados en yuxtaposición, como se muestra en la **Figura H24**, se suelen montar en una pequeña caja metálica cerrada. En esta situación, el calentamiento mutuo que se produce al pasar corrientes de carga normales requiere por lo general que se reduzcan un factor de 0,8.

C60H: curva C. C60N: curvas B y C (temperatura de referencia: 30 °C)

Especific. (A)	20 °C	25 °C	30 °C	35 °C	40 °C	45 °C	50 °C	55 °C	60 °C
1	1,05	1,02	1,00	0,98	0,95	0,93	0,90	0,88	0,85
2	2,08	2,04	2,00	1,96	1,92	1,88	1,84	1,80	1,74
3	3,18	3,09	3,00	2,91	2,82	2,70	2,61	2,49	2,37
4	4,24	4,12	4,00	3,88	3,76	3,64	3,52	3,36	3,24
6	6,24	6,12	6,00	5,88	5,76	5,64	5,52	5,40	5,30
10	10,6	10,3	10,0	9,70	9,30	9,00	8,60	8,20	7,80
16	16,8	16,5	16,0	15,5	15,2	14,7	14,2	13,8	13,5
20	21,0	20,6	20,0	19,4	19,0	18,4	17,8	17,4	16,8
25	26,2	25,7	25,0	24,2	23,7	23,0	22,2	21,5	20,7
32	33,5	32,9	32,0	31,4	30,4	29,8	28,4	28,2	27,5
40	42,0	41,2	40,0	38,8	38,0	36,8	35,6	34,4	33,2
50	52,5	51,5	50,0	48,5	47,4	45,5	44,0	42,5	40,5
63	66,2	64,9	63,0	61,1	58,0	56,7	54,2	51,7	49,2

NS250N/H/L (temperatura de referencia: 40 °C)

Especific. (A)	40 °C	45 °C	50 °C	55 °C	60 °C
TM160D	160	156	152	147	144
TM200D	200	195	190	185	180
TM250D	250	244	238	231	225

Fig. H38: *Ejemplos de tablas para la determinación de los factores de reducción/aumento que deben aplicarse a los interruptores automáticos con unidades de disparo térmicas no compensadas, de acuerdo con la temperatura.*

Ejemplo

¿Qué especificaciones (I_n) deberían seleccionarse para un C60N?

- Protección de un circuito cuya corriente de carga máxima aproximada es de 34 A.
- Instalado junto con otros interruptores automáticos en una caja de distribución cerrada.
- A una temperatura ambiente de 50 °C.

Un interruptor automático C60N con unas especificaciones de 40 A se reduciría a 35,6 A a una temperatura ambiente de 50 °C (véase la **Figura H38**). No obstante, para permitir el calentamiento mutuo en un espacio cerrado, deberá utilizarse el factor de 0,8 indicado anteriormente, por lo que 35,6 × 0,8 = 28,5 A, que no resulta adecuado para la carga de 34 A.

Por tanto, se seleccionaría un interruptor automático de 50 A, que daría unas especificaciones de corriente (reducidas) de 44 × 0,8 = 35,2 A.

Unidades de disparo magnetotérmicas compensadas

Estas unidades de disparo incluyen una pletina de compensación bimetálica que permite ajustar la corriente de disparo de sobrecarga (I_r o I_{rth}) en un margen especificado, independientemente de la temperatura ambiente.

Por ejemplo:

- En algunos países, el sistema TT es estándar en los sistemas de distribución de baja tensión, y las instalaciones domésticas (y similares) se protegen en la posición de servicio por medio de un interruptor automático facilitado por las autoridades responsables del suministro. Además de ofrecer protección contra el peligro de contactos indirectos, este interruptor automático se dispara en caso de producirse una sobrecarga, es decir, si el consumidor supera el nivel de corriente indicado en el contrato de suministro que ha formalizado con las autoridades responsables del suministro eléctrico. El interruptor automático (⩽ 60 A) está compensado para un margen de temperaturas comprendido entre –5 y +40 °C.
- Los interruptores automáticos de baja tensión con especificaciones de ⩽ 630 A suelen estar equipados con unidades de disparo compensadas para este margen (de –5 a +40 °C).

Las unidades de disparo electrónicas son muy estables a niveles de temperatura cambiantes.

Unidades de disparo electrónicas

Una ventaja importante de las unidades de disparo electrónicas es su rendimiento estable en condiciones de temperatura cambiantes. Sin embargo, la propia aparamenta a menudo impone limitaciones operativas a temperaturas elevadas, y por ello los fabricantes suelen proporcionar una tabla en la que se indican los valores máximos de los niveles de corriente de disparo permisibles a temperatura ambiente (véase la **Figura H39**).

Masterpact versión NW20			40 °C	45 °C	50 °C	55 °C	60 °C
H1/H2/H3	Extraíble con tomas horizontales	I_n (A)	2.000	2.000	2.000	1.980	1.890
		Ajuste máximo I_r	1	1	1	0,99	0,99
L1	Extraíble con tomas de canto	I_n (A)	2.000	200	1.900	1.850	1.800
		Ajuste máximo I_r	1	1	0,95	0,93	0,90

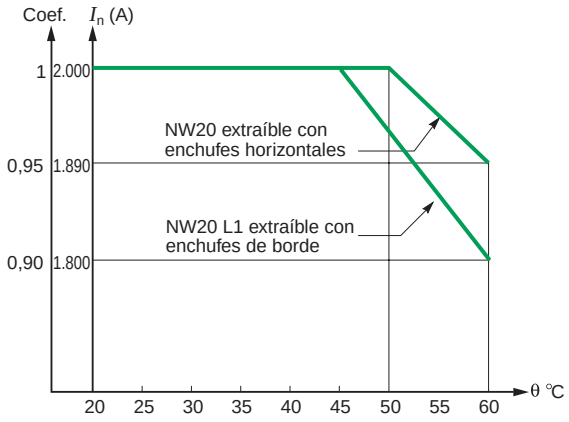


Fig. H39: *Reducción del interruptor automático Masterpact NW20, según la temperatura.*

www.elsolucionario.org

Selección de un umbral de disparo instantáneo o con temporización de corta duración

En la **Figura H40** se resumen las principales características de las unidades de disparo instantáneo o con temporización de corta duración.

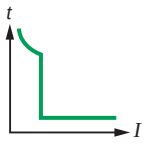
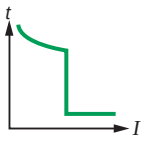
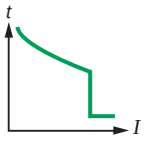
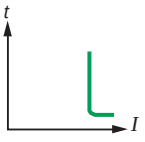
Tipo	Unidad de disparo	Aplicaciones
	Tipo B de ajuste bajo	■ Fuentes que producen niveles bajos de corriente de cortocircuito (generadores auxiliares) ■ Líneas o cables de gran longitud
	Tipo C de ajuste estándar	■ Protección de circuitos: caso general
	Tipo D o K de ajuste alto	■ Protección de circuitos con elevados niveles de corriente transitoria inicial (p. ej., motores, transformadores, cargas resistivas)
	Tipo MA de 12 I_n	■ Protección de motores conjuntamente con el contactor y su correspondiente protección contra sobrecarga

Fig. H40: *Diferentes unidades de disparo, instantáneas o con temporización de corta duración.*

Selección de un interruptor automático de acuerdo con los requisitos de capacidad de corte de cortocircuito

La instalación de un interruptor automático de baja tensión requiere que su capacidad de corte de cortocircuito (o la del interruptor automático con un dispositivo asociado) sea igual o mayor que la corriente de cortocircuito prevista calculada en su punto de instalación.

La instalación de un interruptor automático en una instalación de baja tensión debe cumplir una de las dos condiciones siguientes:

■ Tener una capacidad nominal de corte de cortocircuito I_{cu} (o I_{cn}) igual o mayor que la corriente de cortocircuito prevista calculada para su punto de instalación, o bien

■ Si no es éste el caso, estar asociado a otro dispositivo situado aguas arriba que disponga de la capacidad de corte de cortocircuito necesaria.

En el segundo caso, las características de ambos dispositivos deben coordinarse de modo que la energía que puede pasar a través del dispositivo situado aguas arriba no sea superior a la energía que pueden resistir el dispositivo situado aguas abajo y todos sus cables, hilos y otros componentes asociados sin sufrir ningún tipo de daño. Esta técnica resulta útil en:

■ Asociaciones de fusibles e interruptores automáticos.

■ Asociaciones de interruptores automáticos con limitación de corriente e interruptores automáticos estándar.

La técnica se denomina “disposición en cascada” (véase el subapartado 4.5 de este capítulo).

Selección de los interruptores automáticos principal y primario

En la salida del transformador más pequeño, el interruptor automático debe disponer de una capacidad de cortocircuito adecuada para una corriente de defecto que sea superior a la que pase a través de cualquiera de los interruptores automáticos de baja tensión del otro transformador.

Un solo transformador

Si el transformador está situado en el centro de transformación de un cliente, algunas normas nacionales exigen el uso de un interruptor automático de baja tensión en el que los contactos abiertos sean claramente visibles, como un Compact.

Ejemplo (véase la **Figura H41** en la página siguiente).

¿Qué tipo de interruptor automático resultaría adecuado como interruptor automático principal de una instalación suministrada a través de un transformador trifásico de alta tensión/baja tensión de 250 kVA (400 V) en el centro de transformación de un cliente?

Transformador I_n = 360 A.

I_{sc} (trifásico) = 8,9 kA.

Un Compact NS400N con una unidad de disparo con un margen ajustable entre 160 y 400 A y una capacidad de corte de cortocircuito (I_{cu}) de 45 kA resultaría adecuado en este caso.

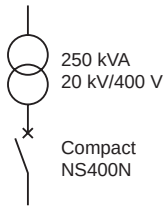


Fig. H41: Ejemplo de un transformador en el centro de transformación de un cliente.

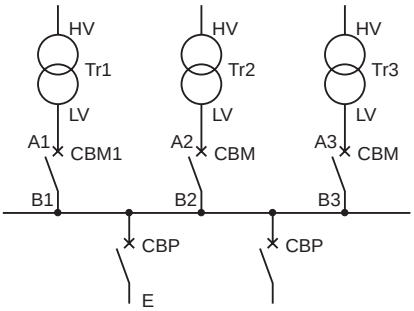


Fig. H42: Transformadores en paralelo.

Varios transformadores en paralelo (véase la **Figura H42**).

■ Cada uno de los interruptores automáticos CBP en la salida del cuadro de distribución de baja tensión debe ser capaz de cortar la corriente de defecto total de todos los transformadores conectados a las barras de bus, a saber: $I_{sc1} + I_{sc2} + I_{sc3}$.

■ Los interruptores automáticos CBM, cada uno de los cuales controla la salida de un transformador, deben ser capaces de manejar una corriente de cortocircuito máxima de (por ejemplo) $I_{sc2} + I_{sc3}$ únicamente, para un cortocircuito situado en el lado aguas arriba de CBM1.

En base a estas consideraciones se verá que en estas circunstancias el interruptor automático del transformador más pequeño estará sometido al nivel más alto de corriente de defecto, mientras que el interruptor automático del transformador más grande pasará al nivel más bajo de corriente de cortocircuito.

■ Las especificaciones de los CBM deben elegirse de acuerdo con los valores de kVA de los transformadores asociados.

Nota: Las condiciones esenciales para el correcto funcionamiento de los transformadores trifásicos en paralelo se pueden resumir de la siguiente manera:

1. La variación de fase de las tensiones, principal a secundaria, deben ser las mismas en todas las unidades que se instalen en paralelo.
2. Las relaciones de tensión de cortocircuito, principal a secundaria, deben ser las mismas en todas las unidades.
3. La tensión de impedancia de cortocircuito (Z_{sc}%) debe ser la misma en todas las unidades.

Por ejemplo, un transformador con un valor Z_{sc} = 6% compartirá la carga correctamente con un transformador de 1.000 kVA que tenga un valor Z_{sc} de 6%, es decir, los transformadores se cargarán automáticamente en proporción a sus valores de kVA. El funcionamiento en paralelo no está recomendado para transformadores con una relación de valores en kVA superior a 2.

En la **Figura H43** se indican, para la disposición más habitual (2 o 3 transformadores con los mismos valores de kVA), las corrientes de cortocircuito máximas a las que se ven sometidos los interruptores automáticos principal y primario (CBM y CBP, respectivamente, en la **Figura H42**). Está basado en las siguientes hipótesis:

■ La potencia trifásica de cortocircuito en el lado de alta tensión del transformador es de 500 MVA.

■ Los transformadores son unidades de distribución estándar de 20/0,4 kV con los valores nominales indicados.

■ Los cables entre cada transformador y su interruptor automático de baja tensión constan de 5 metros de conductores de un solo núcleo.

■ Entre el CBM de cada circuito de entrada y el CBP de cada circuito de salida existe una barra de bus de 1 m.

■ La aparamenta está instalada en un cuadro de distribución cerrado montado en el suelo, a una temperatura ambiente de 30 °C.

Además, en esta tabla se muestran determinados interruptores automáticos fabricados por Merlin Gerin y recomendados para los interruptores automáticos principal y primario en cada caso.

Ejemplo (véase la **Figura H44** en la página siguiente).

■ Selección de interruptor automático para funcionamiento como CBM:
I_n para un transformador de 800 kVA = 1.126 A I_{cu} (mínimo) = 38 kA (de la **Figura H43**); el CBM indicado en la tabla es un Compact NS1250N (I_{cu} = 50 kA).

■ Selección de interruptor automático para funcionamiento como CBP:
La capacidad de corte de cortocircuito (I_{cu}) necesaria para estos interruptores automáticos se indica en la **Figura H43** como 56 kA.
Una opción recomendada para los tres circuitos de salida 1, 2 y 3 serían los tipos de interruptores automáticos con limitación de corriente NS400 L, NS250 L y NS100 L. El valor I_{cu} en cada caso = 150 kA.

Número y valores kVA de los transformadores de 20/0,4 kV	Capacidad mínima de corte de cortocircuito de los interruptores automáticos principales (I_{cu}) en kA	Selectividad total de los interruptores automáticos principales (CBM) con los interruptores automáticos de salida (CBP)	Capacidad mínima de corte de cortocircuito de los interruptores automáticos primarios (I_{cu}) en kA	Corriente nominal In del interruptor automático primario (CPB) 250 A
2 × 400	14	NW08 N1/NS800 N	27	NS250 H
3 × 400	28	NW08 N1/NS800 N	42	NS250 H
2 × 630	22	NW10 N1/NS1000 N	42	NS250 H
3 × 630	44	NW10 N1/NS1000 N	67	NS250 H
2 × 800	19	NW12 N1/NS1250 N	38	NS250 H
3 × 800	38	NW12 N1/NS1250 N	56	NS250 H
2 × 1.000	23	NW16 N1/NS1600 N	47	NS250 H
3 × 1.000	47	NW16 N1/NS1600 N	70	NS250 H
2 × 1.250	29	NW20 N1/NS2000 N	59	NS250 H
3 × 1.250	59	NW20 N1/NS2000 N	88	NS250 L
2 × 1.600	38	NW25 N1/NS2500 N	75	NS250 L
3 × 1.600	75	NW25 N1/NS2500 N	113	NS250 L
2 × 2.000	47	NW32 N1/NS3200 N	94	NS250 L
3 × 2.000	94	NW32 N1/NS3200 N	141	NS250 L

Fig. H43: Valores máximos de la corriente de cortocircuito que deben interrumpir los interruptores automáticos principal y primario (CBM y CBP, respectivamente) para varios transformadores en paralelo.

Estos interruptores automáticos ofrecen las siguientes ventajas:
□ Selectividad total con los interruptores automáticos situados aguas arriba (CBM).
□ Aprovechamiento de la técnica de “disposición en cascada”, con el consiguiente ahorro económico que aporta a todos los componentes situados aguas abajo.

Los niveles de corriente de defecto de cortocircuito en cualquier punto de una instalación se pueden obtener de las tablas.

Elección de interruptores automáticos para circuitos de salida y circuitos finales

Uso de la tabla G40

En esta tabla, el valor de la corriente de cortocircuito trifásica se puede determinar con rapidez para cualquier punto de la instalación si se conoce:
■ El valor de la corriente de cortocircuito en un punto situado aguas arriba del lugar de instalación previsto para el interruptor automático en cuestión.
■ La longitud, sección y composición de los conductores entre ambos puntos.

Se puede seleccionar un interruptor automático cuya capacidad de corte de cortocircuito sea superior al valor indicado en la tabla.

Cálculo detallado del nivel de la corriente de cortocircuito

Para calcular con mayor precisión la corriente de cortocircuito, en particular, cuando la capacidad de corte de cortocircuito de un interruptor automático es ligeramente inferior a la obtenida de la tabla, es necesario utilizar el método indicado en el apartado 4 del capítulo G.

Interruptores automáticos de dos polos (para fase y neutro) con un polo protegido únicamente

Estos interruptores automáticos suelen contar con un dispositivo de protección contra sobreintensidad en el polo de fase únicamente y se pueden utilizar en esquemas TT, TN-S e IT. Sin embargo, en un esquema IT se deben respetar las siguientes condiciones:
■ Condición (B) de la tabla G67 para la protección del conductor neutro contra sobreintensidad en caso de defecto de aislamiento doble.
■ Especificaciones del poder de corte de cortocircuito: según la convención, un interruptor automático fase a neutro de 2 polos debe ser capaz de cortar en un polo (a la tensión de fase a fase) la corriente de un defecto de aislamiento igual al 15% de la corriente de cortocircuito trifásica en el punto de su instalación, si esa corriente es ⩽ 10 kA, o al 25% de la corriente de cortocircuito trifásica si es superior a 10 kA.
■ Protección contra los contactos indirectos: esta protección se proporciona de acuerdo con las reglas de los esquemas IT.

Especificaciones insuficientes de poder de corte de cortocircuito

En los sistemas de distribución de baja tensión ocurre a veces, especialmente en las redes de gran resistencia, que el valor I_{sc} calculado es superior a las especificaciones I_{cu} de los interruptores automáticos disponibles para la instalación, o que los cambios realizados en el sistema aguas arriba dan como resultado que se superen las especificaciones de los interruptores automáticos de nivel más bajo.
■ Solución 1: Comprobar si los interruptores automáticos adecuados situados aguas arriba de los interruptores automáticos afectados disponen de limitación de corriente y permiten el uso de técnicas de filiación (descritas en el subapartado 4.5).
■ Solución 2: Instalar una gama de interruptores automáticos con especificaciones más altas. Esta solución resulta interesante desde el punto de vista económico cuando sólo se ven afectados uno o dos interruptores automáticos.
■ Solución 3: Asociar fusibles de limitación de corriente (gG o aM) con los interruptores automáticos en cuestión, en el lado aguas arriba. Sin embargo, esta disposición debe respetar las siguientes reglas:
□ Las especificaciones de los fusibles deben ser adecuadas.
□ No se debe instalar un fusible en el conductor neutro, excepto en determinadas instalaciones IT en las que un defecto doble produzca una corriente en el conductor neutro que supere las especificaciones de corte de cortocircuito del interruptor automático. En este caso, si se funde el fusible del conductor neutro, el interruptor automático deberá dispararse en todas las fases.

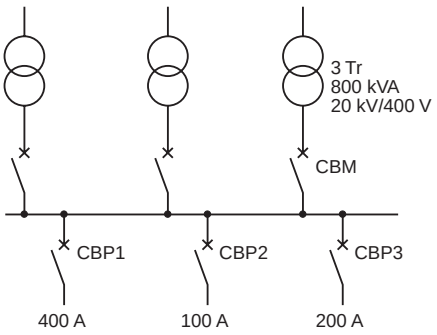


Fig. H44: *Transformadores en paralelo.*

La técnica de “filiación” utiliza las prestaciones de los interruptores automáticos con limitación de corriente para permitir la instalación aguas abajo de aparamenta, cables y otros componentes de circuitos con un rendimiento considerablemente inferior al que de otro modo sería necesario, simplificando y reduciendo así el coste de una instalación.

4.5 Coordinación entre interruptores automáticos

Disposición en filiación

Definición de la técnica de filiación

Mediante la limitación del valor máximo de corriente de cortocircuito que pasa a través del mismo, un interruptor automático con limitación de corriente permite utilizar en todos los circuitos situados aguas abajo de su ubicación aparamenta y componentes de circuitos con capacidades de corte de cortocircuito y capacidades de resistencia térmica y electromecánica con valores muy inferiores a los habituales. El tamaño físico reducido y los requisitos de rendimiento más bajos permiten conseguir un ahorro considerable y simplificar el trabajo de instalación. Aunque el efecto de un interruptor automático con limitación de corriente sobre los circuitos aguas abajo consiste (aparentemente) en incrementar la impedancia de la fuente durante condiciones de cortocircuito, ese efecto no ocurre en ningún otro momento, por ejemplo, durante el arranque de un motor grande (cuando es muy deseable una impedancia baja de la fuente). Resulta especialmente interesante en este sentido una nueva gama de interruptores automáticos Compact con limitación de corriente y un potente rendimiento de limitación (a saber, los modelos NS100, NS160, NS250 y NS400).

www.elsolucionario.org

4 Interruptores automáticos

Por lo general es necesario realizar pruebas de laboratorio para asegurar el cumplimiento de las condiciones de explotación exigidas por las normas nacionales, y el fabricante debe proporcionar combinaciones de aparamenta compatibles.

Condiciones de explotación

La mayoría de las normas nacionales permiten el uso de la técnica de filiación, siempre y cuando la cantidad de energía que deje pasar el interruptor automático limitador sea inferior a la energía que todos los interruptores automáticos y componentes situados aguas abajo son capaces de resistir sin sufrir daños.

En la práctica, y en el caso de los interruptores automáticos, esto sólo se puede verificar mediante pruebas de laboratorio. Estas pruebas las llevan a cabo los fabricantes, que proporcionan la información en forma de tablas para que los usuarios puedan diseñar con toda confianza un esquema de filiación basado en la combinación de tipos de interruptores automáticos recomendados. A modo de ejemplo, en la **Figura H45** se indican las posibilidades de la disposición en filiación de los tipos de interruptor automático C60, iDPN N, C120 y NG125 cuando se instalan aguas abajo de los interruptores automáticos con limitación de corriente NS 250 N, H o L para una instalación trifásica de 230/400 V o de 240/415 V.

	kA rms			
Poder de corte de	150			NS250 L
cortocircuito de los interruptores automáticos aguas arriba (limitadores)	50 35	NS250 N	NS250	
Poder de corte de	150			NG125 L
cortocircuito de	70		NG125 L	
los interruptores	40		C60L ⩽ 40 A	C60L ⩽ 40 A
automáticos aguas	36	NG125 N	NG125 N	
abajo (que se benefician de la técnica de filiación)	30	C60 H C60 L 50-63 A	C60 L C60 H	C60 N/H C60 L 50-63 A
	25	C60 N C120 N/H	C120 N/H	C60 N C120 N/H
	20	*i*DPN N	*i*DPN N	*i*DPN N
	15		C60 N	

Fig. H45: *Ejemplo de posibilidades de disposición en filiación en una instalación trifásica de 230/400 o 240/415 V.*

Ventajas de la filiación

La limitación de corriente beneficia a todos los circuitos aguas abajo controlados por el interruptor automático con limitación de corriente.
Este principio no es restrictivo, es decir, se pueden instalar interruptores automáticos con limitación de corriente en cualquier punto de una instalación donde las especificaciones de los circuitos aguas abajo serían de otro modo inadecuadas.

Las ventajas son las siguientes:
- Cálculos simplificados de la corriente de cortocircuito.
- Simplificación, es decir, mayor elección de aparamenta y dispositivos aguas abajo.
- Uso de aparamenta y dispositivos de menor rendimiento, con el consiguiente ahorro de costes.
- Menores requisitos de espacio físico, puesto que los equipos de menor rendimiento suelen ser por lo general más compactos.

La selectividad puede ser absoluta o parcial y estar basada en los principios de los niveles de corriente o de temporización, o en una combinación de ambos. Un avance más reciente está basado en los principios de la lógica. Un sistema patentado de Merlin Gerin aprovecha las ventajas de la limitación de corriente y de la selectividad.

Selectividad

La selectividad se consigue por medio de dispositivos de protección automáticos si ocurre una condición de defecto en cualquier punto de la instalación y es eliminada por el dispositivo de protección situado inmediatamente aguas arriba del defecto, de forma que no se vean afectados todos los demás dispositivos de protección (véase la **Figura H46**).

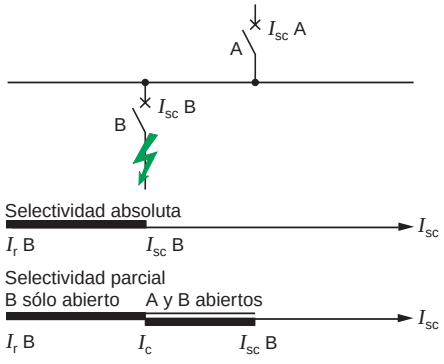


Fig. H46: *Selectividad absoluta y parcial.*

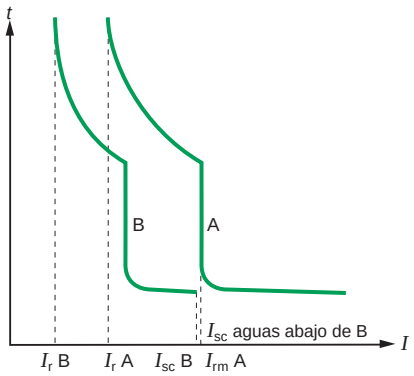


Fig. H47: Selectividad total entre los interruptores automáticos A y B.

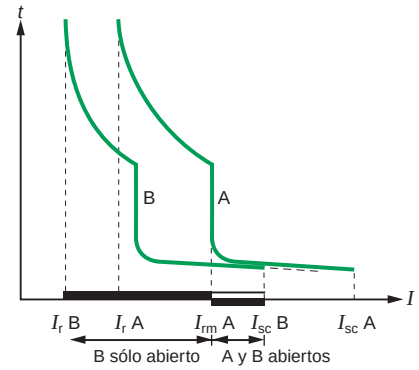


Fig. H48: Selectividad parcial entre los interruptores automáticos A y B.

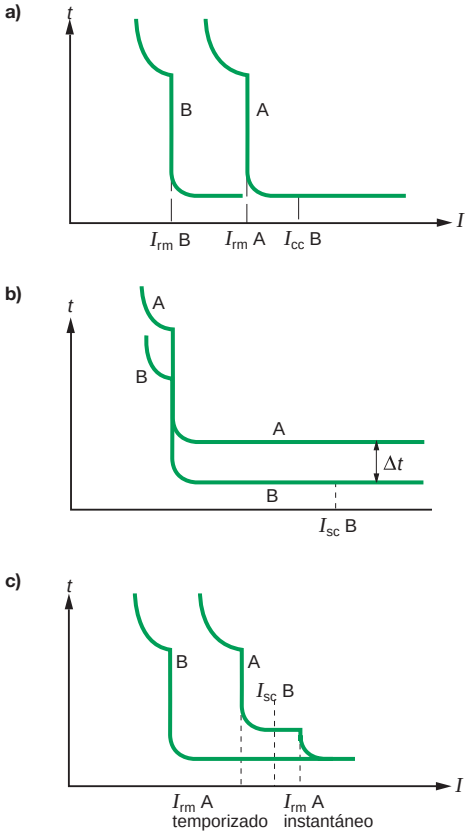


Fig. H49: Selectividad...

(1) Retardo corto.

La selectividad entre los interruptores automáticos A y B es total si el valor máximo de la corriente de cortocircuito en el circuito B no supera el ajuste de disparo por cortocircuito del interruptor automático A. En esta condición sólo disparará el interruptor automático B (véase la **Figura H47**).
La selectividad es parcial si la máxima corriente de cortocircuito posible en el circuito B es superior al ajuste de la corriente de disparo por cortocircuito del interruptor automático A. En esta condición dispararán los interruptores automáticos A y B (véase la **Figura H48**).

Selectividad basada en los niveles de corriente: protección contra sobrecarga (véase la **Figura H49a**)
Este método se aplica ajustando umbrales sucesivos de disparo de relé a niveles escalonados, desde los relés aguas abajo (ajustes más bajos) hacia la fuente (ajustes más altos). La selectividad es total o parcial, según las condiciones concretas, como se indica en los ejemplos anteriores.

Por regla general, la selectividad se consigue cuando:

- $\frac{I_r \text{ A}}{I_r \text{ B}} > 2$
- $\frac{I_{rm} \text{ A}}{I_{rm} \text{ B}} > 2$

El límite de selectividad es I_{rm} A.

Selectividad basada en temporizaciones escalonadas: protección contra corrientes de cortocircuito de bajo nivel (véase la **Figura H49b**)
Este método se implementa ajustando las unidades de disparo por temporización de modo que los relés aguas abajo tengan los tiempos de funcionamiento más cortos y los retardos sean progresivamente más largos hacia la fuente.
En la disposición de dos niveles mostrada, el interruptor automático aguas arriba A se retarda lo suficiente como para asegurar la selectividad total con el interruptor automático B (por ejemplo: Masterpact electrónico).

Selectividad basada en una combinación de los métodos 1 y 2 (véase la **Figura H49c**)
Una temporización mecánica añadida a un esquema de nivel de corriente puede mejorar el rendimiento de selectividad global.

La selectividad es total si I_{sc} B < I_{rm} A (instantáneo). El interruptor automático aguas arriba dispone de dos umbrales de disparo magnético de alta velocidad:
- I_{sc} A (temporizado) o un temporizador electrónico SD(1).
- I_{sc} A (instantáneo) estándar (Compact tipo SA).

Selectividad basada en los niveles de energía de arco: protección contra corrientes de cortocircuito de alto nivel
Esta tecnología implementada en el Compact NS (interruptor automático con limitación de corriente) resulta muy eficaz para conseguir una selectividad total.
Principio: Cuando los dos interruptores automáticos A y B detectan una corriente de cortocircuito de muy alto nivel, los contactos se abren simultáneamente. Como resultado, se limita la corriente.
- El muy alto nivel de energía de arco en B provoca el disparo del interruptor automático B.
- A continuación, el nivel de la energía de arco se limita en el nivel A y el valor de energía no es suficiente para provocar el disparo del interruptor automático A.

Debido a su menor tamaño, el interruptor automático aguas abajo limitará la corriente a un valor más bajo que el interruptor automático aguas arriba.
Por regla general, la selectividad entre los interruptores automáticos Compact NS es absoluta si la relación de calibre entre A y B es superior a 2,5.

Selectividad a nivel de corriente

La selectividad a nivel de corriente se consigue por medio de ajustes escalonados del nivel de corriente de los elementos de disparo magnético instantáneo.

La selectividad a nivel de corriente se consigue por medio de interruptores automáticos, preferiblemente limitadores, y ajustes escalonados del nivel de corriente de los elementos de disparo magnético instantáneo.
- El interruptor automático aguas abajo no es un interruptor automático con limitación de corriente.
- La selectividad puede ser total o parcial para un defecto de cortocircuito aguas abajo de B, como se indicó anteriormente en el punto 1.

En esta situación la selectividad total es prácticamente imposible porque I_{sc} A ≈ I_{sc} B, por lo que ambos interruptores automáticos dispararán por lo general al unísono. En este caso, la selectividad es parcial y está limitada al valor I_{rm} del interruptor automático aguas arriba.
- El interruptor automático aguas abajo es un interruptor automático con limitación de corriente.

Se puede mejorar el disparo selectivo utilizando un limitador de corriente en una ubicación aguas abajo, p. ej., para el interruptor automático B.
Para un cortocircuito aguas abajo de B, el nivel limitado de la corriente de pico IB accionaría la unidad de disparo magnético (ajustada adecuadamente) de B, pero sería insuficiente para provocar el disparo del interruptor automático A.

Nota: Todos los interruptores automáticos de baja tensión (considerados en este capítulo) ofrecen algún grado inherente de limitación de corriente, incluso los que no están clasificados como limitadores de corriente. Esto explica la característica curvada mostrada para el interruptor automático estándar A en la **Figura H50**. Sin embargo, es necesario realizar cuidadosamente los cálculos y las pruebas para garantizar el rendimiento satisfactorio de esta disposición.

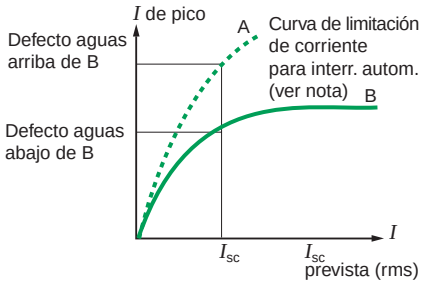


Fig. H50: *Interruptor automático con limitación aguas abajo B.*

■ El interruptor automático aguas arriba es de alta velocidad, con una función de temporización de corta duración (SD). Estos interruptores automáticos disponen de unidades de disparo que incluyen una función de temporización mecánica de corta duración no ajustable. El retardo es suficiente para garantizar la selectividad absoluta con cualquier interruptor automático de alta velocidad situado aguas abajo, a cualquier valor de corriente de cortocircuito hasta el valor de I_{rms} (véase la **Figura H51**).

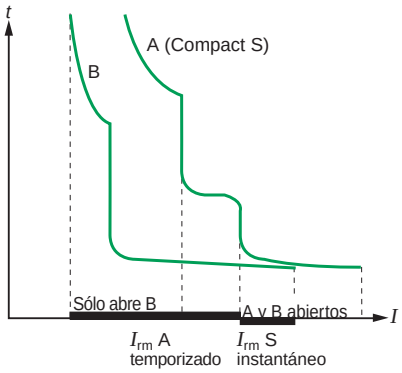


Fig. H51: *Uso de un interruptor automático "selectivo" aguas arriba.*

Ejemplo

Interruptor automático A: Compact NS250 N equipado con una unidad de disparo que incluye una función SD.
I_r = 250 A, disparo magnético ajustado a 2.000 A.

Interruptor automático B: Compact NS100N.
I_r = 100 A

En el catálogo de distribución eléctrica de Merlin Gerin se indica un límite de selectividad de 3.000 A (una mejora en comparación con el límite de 2.500 A que se obtiene al utilizar una unidad de disparo estándar).

La selectividad basada en el disparo por temporización utiliza interruptores automáticos denominados "selectivos" (en algunos países). La aplicación de estos interruptores automáticos es relativamente sencilla y consiste en demorar el momento del disparo de los diversos interruptores automáticos conectados en serie en una secuencia temporal escalonada.

Selectividad basada en el tiempo

Esta técnica necesita:

■ La introducción de "temporizadores" en los mecanismos de disparo de los interruptores automáticos.

■ Interruptores automáticos con una capacidad de resistencia térmica y mecánica adecuada a niveles de corriente elevados, con temporizaciones previstas.

Dos interruptores automáticos A y B en serie (es decir, que ven la misma corriente) son selectivos si el periodo de corte de corriente del interruptor automático aguas abajo B es inferior al tiempo de falta de disparo del interruptor automático A.

www.elsolucionario.org

Selectividad a varios niveles

Un ejemplo de un esquema práctico con interruptores automáticos (MG) Masterpact (dispositivos de protección electrónicos). Estos interruptores automáticos pueden estar equipados con temporizadores ajustables que permiten realizar 4 selecciones de pasos de tiempo, como:

- El retardo correspondiente a un determinado paso es mayor que el tiempo total de corte de corriente del siguiente paso inferior.
- El retardo correspondiente al primer paso es mayor que el tiempo total de corte de corriente de un interruptor automático de alta velocidad CB (de tipo Compact, por ejemplo) o de los fusibles (véase la **Figura H52**).

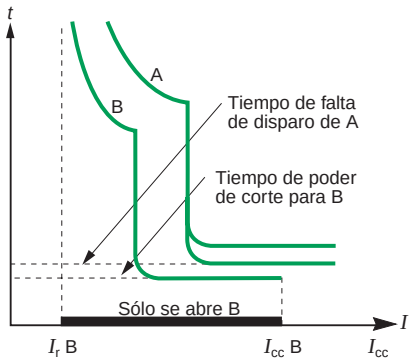


Fig. H52: *Selectividad mediante temporización.*

Los esquemas de selectividad basados en técnicas lógicas son posibles mediante interruptores automáticos equipados con unidades de disparo electrónico que se hayan diseñado con este fin (Compact y Masterpact de MG) e interconectados con cables piloto.

Lógica de selectividad o “enclavamiento secuencial de zonas - ZSI”

Este sistema de selectividad necesita interruptores automáticos equipados con unidades de disparo electrónicas que se hayan diseñado para esta aplicación, junto con cables piloto de interconexión para el intercambio de datos entre los interruptores automáticos. Con dos niveles A y B (véase la **Figura H53**), el interruptor automático A se ajusta para disparar instantáneamente, a menos que el relé del interruptor automático B envíe una señal para confirmar que el defecto se ha producido aguas abajo de B. Esta señal provoca la demora de la unidad de disparo del interruptor automático A, con lo cual se garantiza una protección de reserva en el caso de que B no elimine el defecto, etc.

Este sistema (patentado por Merlin Gerin) también permite una rápida localización del defecto.

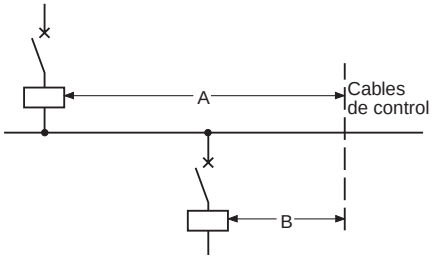


Fig. H53: *Lógica de selectividad.*

Limitación y selectividad mediante el aprovechamiento de la energía de arco

Si un interruptor automático carece de capacidad de limitación de corriente, la disposición en filiación entre 2 dispositivos se consigue utilizando el disparo del interruptor automático aguas arriba D1 para ayudar al interruptor automático aguas abajo D2 a cortar la corriente. El límite de la selectividad I_s es menor que la corriente de corte final I_{cu} D2. La tecnología de energía de arco implementada en los interruptores automáticos Compact NS permite incrementar el límite de selectividad.

- El interruptor automático Compact NS D2 situado aguas abajo detecta una corriente de cortocircuito muy elevada. El disparo es muy rápido (<1 ms) y, a continuación, se limita la corriente.

■ El Compact NS D1 situado aguas arriba detecta una corriente de cortocircuito muy limitada. Esta corriente provoca una repulsión del contacto, según la curva RC. Como consecuencia, aumenta la tensión del arco y la corriente está más limitada. La presión no es suficiente para provocar el disparo del interruptor automático. Por tanto, el Compact NS D1 ayuda al Compact NS D2 a disparar, sin disparar él mismo. El límite de selectividad puede ser mayor que el valor I_{cu} D2 actual y la selectividad es total, con un coste óptimo de los dispositivos.

Ventaja de la selectividad total con interruptores automáticos Compact NS (véanse las Figuras H54 y H55)

La principal ventaja consiste en proporcionar una selectividad absoluta natural si:
■ La relación de las especificaciones de corriente de las dos unidades de disparo es > 1,6.
■ La relación de las corrientes nominales de los dos interruptores automáticos es ⩾ 2,5.

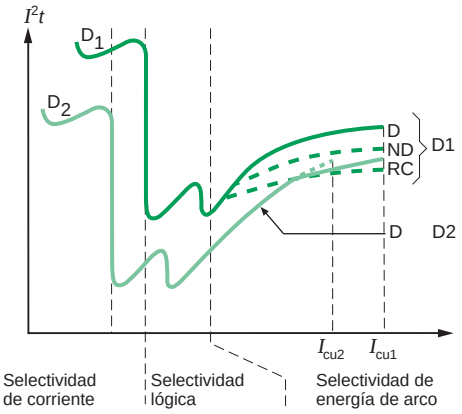


Fig. H54: Selectividad total: curvas.

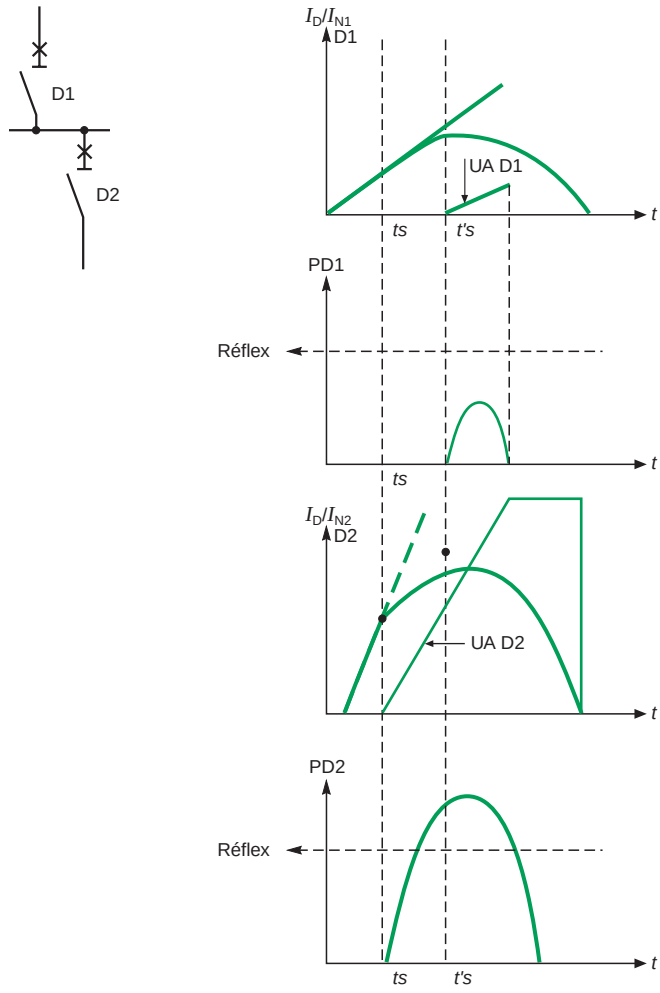


Fig. H55: Selectividad total: principio.

4.6 Selectividad de AT/BT en un centro de transformación del cliente

Por lo general, el transformador de un centro de transformación del cliente está protegido por fusibles de alta tensión, con especificaciones adaptadas al transformador, de acuerdo con los principios establecidos en las normas IEC 60787 e IEC 60420, siguiendo las recomendaciones del fabricante de los fusibles.

El requisito básico es que un fusible de alta tensión no funcionará con defectos de baja tensión que ocurran aguas abajo del interruptor automático de baja tensión del transformador, por lo que la curva de la característica de disparo de éste último debe quedar a la izquierda de la de la curva prearco del fusible de alta tensión.

Este requisito fija por lo general los ajustes máximos de la protección del interruptor automático de baja tensión:

- Ajuste del nivel máximo de corriente de cortocircuito del elemento de disparo electrónico.
- Temporización máxima permitida para el elemento de disparo por corriente de cortocircuito (véase la **Figura H56**).
- Nivel de cortocircuito en los bornes de alta tensión del transformador: 250 MVA.
- Transformador de alta tensión/baja tensión: 1.250 kVA 20/0,4 kV.
- Fusibles de alta tensión: 63 A.
- Cableado, transformador - interruptor automático de baja tensión: cables de un solo núcleo de 10 metros.
- Interruptor automático de baja tensión: Compact NS 2000 ajustado a 1.800 A (I_r)

¿Cuál es el ajuste máximo de la corriente de disparo por cortocircuito y la temporización máxima permitida?

Las curvas de la **Figura H57** muestran que la selectividad está asegurada si la unidad de disparo con temporización del interruptor automático se ajusta a:

- Un nivel ⩽ 6 I_r = 10,8 kA.
- Un ajuste de temporización del paso O o A.

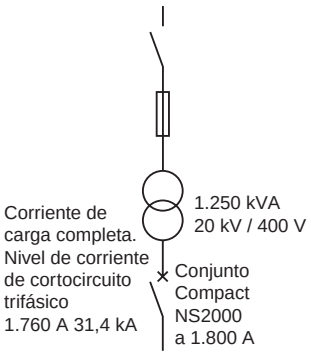


Fig. H56: Ejemplo.

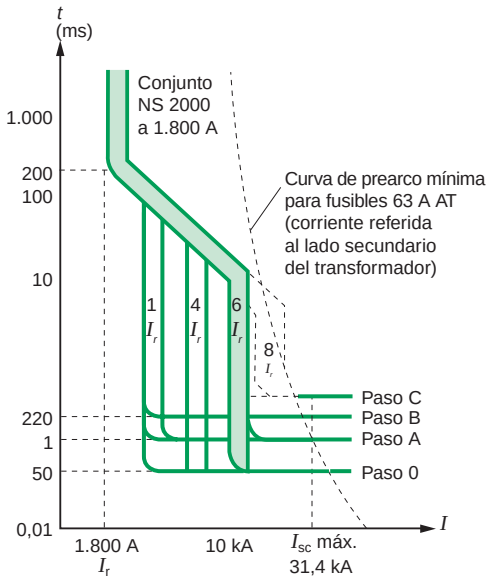


Fig. H57: Curvas de los fusibles de alta tensión y el interruptor automático de baja tensión.

www.elsolucionario.org

Capítulo J
Protección contra las sobretensiones

Índice

	Prólogo	**J2**
1	**General**	**J3**
	1.1 ¿Qué es una sobretensión?	J3
	1.2 Los cuatro tipos de sobretensiones	J3
	1.3 Principales características de las sobretensiones	J5
	1.4 Diferentes modos de propagación	J6
2	**Dispositivos de protección contra sobretensión**	**J7**
	2.1 Dispositivos de protección principales (protección de las instalaciones contra rayos)	J7
	2.2 Dispositivos de protección secundarios (protección de las instalaciones internas contra rayos)	J9
3	**Normas**	**J12**
	3.1 Descripción del limitador de sobretensiones	J12
	3.2 Normas sobre los productos	J12
	3.3 Datos de los limitadores de sobretensiones según la norma IEC 61643-11	J12
	3.4 Normas de instalación de los limitadores de sobretensiones	J14
4	**Elección de un dispositivo de protección**	**J15**
	4.1 Evaluación del riesgo de la sobretensión en la instalación a proteger	J15
	4.2 Elección de la corriente máxima de descarga del limitador de sobretensiones (red de BT)	J17
	4.3 Elección del limitador de sobretensiones en función del sistema de conexión a tierra	J17
	4.4 Elección del interruptor automático de desconexión	J18

Prólogo

Con la publicación en el BOE, el 18 de septiembre de 2002, del nuevo Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT)(*), toma especial relevancia el concepto de protección contra sobretensiones transitorias.

En el nuevo REBT se han añadido artículos e instrucciones técnicas (ITC-BT-23) que tratan sobre la problemática de las sobretensiones transitorias y sus protecciones, y que serán de obligado cumplimiento al año de la fecha de su publicación.

Por primera vez, en el REBT se definen y especifican las situaciones en las cuales se precisa la instalación de limitadores para proteger los receptores de los destructivos efectos de las sobretensiones transitorias.

Asimismo el nuevo REBT, en su artículo 16, capítulo 3, menciona:

"Los sistemas de protección para las instalaciones interiores o receptoras para baja tensión impedirán los efectos de las sobreintensidades y sobretensiones, que por distintas causas cabe prever en las mismas, y resguardarán a sus materiales y equipos de las acciones y efectos de los agentes externos."

(*) Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el REBT.

1 General

1.1 ¿Qué es una sobretensión?

Una sobretensión es una onda o impulso de tensión que se superpone a la tensión nominal de la red (ver **Figura J2**).



Fig. J1: Limitador de sobretensiones PPD clase II.

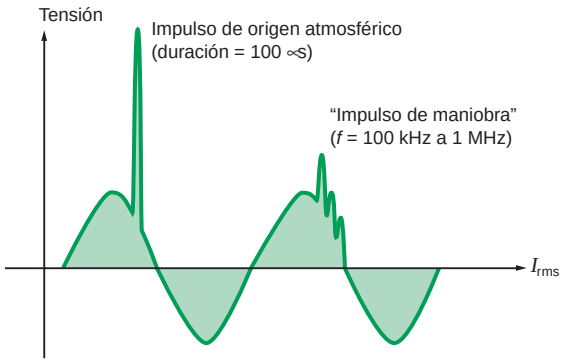


Fig. J2: Ejemplos de sobretensión.

Este tipo de sobretensión se caracteriza por lo siguiente (ver **Figura J4**):
- El tiempo de subida (t_f) se mide en ∝s.
- El gradiente *S* se mide en kA/∝s.

Estos dos parámetros afectan al equipo y producen radiaciones electromagnéticas. Además, la duración de la sobretensión (*T*) produce un aumento de energía en los circuitos eléctricos que puede destruir el equipo.



Fig. J3: Limitador de sobretensiones PRF1 clase I.

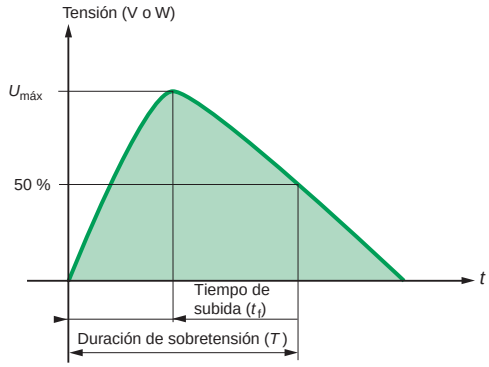


Fig. J4: Principales características de la sobretensión.

1.2 Los cuatro tipos de sobretensiones

Existen cuatro tipos de sobretensiones que pueden afectar a las cargas y a las instalaciones eléctricas:
- Sobretensiones de origen atmosférico.
- Sobretensiones de funcionamiento o maniobra.
- Sobretensiones de transitorios de frecuencia industrial.
- Sobretensiones producidas por descargas electrostáticas.

Sobretensiones de origen atmosférico

El riesgo de las caídas de rayos: algunas cifras

Alrededor de la tierra se forman constantemente entre 2.000 y 5.000 tormentas. Estas tormentas van acompañadas de rayos, lo que constituye un riesgo grave tanto para las personas como para los equipos. Las caídas de rayos se producen a una velocidad de 30 a 100 caídas por segundo. Cada año, en la tierra caen alrededor de 3.000 millones de rayos.

- Todos los años, en todo el mundo, miles de personas sufren caídas de rayos e infinidad de animales mueren por este motivo.

www.elsolucionario.org

Los rayos proceden de la descarga de cargas eléctricas acumuladas en las nubes de tipo cúmulo nimbus, formando un condensador con la tierra. Las tormentas producen daños graves. Los rayos son un fenómeno eléctrico de alta frecuencia que produce sobretensiones en todos los elementos conductivos y especialmente en los cables y en las cargas eléctricas.

■ Los rayos también producen un gran número de incendios, la mayoría de los cuales se producen en granjas, de modo que destruyen edificios y los dejan inutilizables.
■ Los rayos afectan también a los transformadores, a los dispositivos de medida, a los electrodomésticos y a todas las instalaciones eléctricas y electrónicas en el sector residencial e industrial.
■ Los edificios altos son los que sufren más a menudo caídas de rayos.
■ El coste de las reparaciones de los daños producidos por los rayos es muy alto.
■ Es difícil evaluar las consecuencias de las interrupciones producidas en las redes informáticas y de telecomunicaciones, los defectos en los ciclos de los autómatas y los defectos en los sistemas de regulación.

Además, las pérdidas que se producen por las paradas de maquinarias pueden tener consecuencias financieras que superen el coste del equipamiento destruido por la caída de rayos.

Características de las descargas producidas por rayos

La **Figura J5** muestra los valores facilitados por el comité de protección contra rayos (comité técnico 81 de IEC). Como se puede observar, la mitad de las caídas de rayos presentan una fuerza superior a 33 kA y el 5% son superiores a 85 kA. Por consiguiente, las fuerzas de energía son muy altas.

Superior a la probabilidad máx. *P*%	Pico de corriente *I* (kA)	Gradiente *s* (kA/∝s)	Total duración *T* (s)	Número de descargas *n*
95	7	9,1	0,001	1
50	33	24	0,01	2
5	85	65	1,1	6

Fig. J5: *Valores de caídas de rayos facilitados por el comité de protección contra rayos.*

Es importante definir la probabilidad de la protección adecuada a la hora de proteger un lugar.
Además, la corriente de un rayo es una corriente de impulso de alta frecuencia (HF) que alcanza aproximadamente un megahercio.

Los efectos de los rayos

La corriente de un rayo es por lo tanto una corriente eléctrica de alta frecuencia. Además de una inducción importante y efectos de sobretensión, produce los mismos efectos que cualquier otra corriente de baja frecuencia en un conductor:
■ Efectos térmicos: fusión en los puntos de impacto del rayo y efecto Joule, debido a la circulación de la corriente, lo que produce incendios.
■ Efectos electrodinámicos: cuando las corrientes de los rayos circulan en conductores paralelos, provocan fuerzas de atracción o repulsión entre los cables, lo que produce roturas o deformaciones mecánicas (cables aplastados).
■ Efectos de combustión: los rayos pueden producir que el aire se expanda y se cree una sobrepresión que se dispersa en una distancia de varias decenas de metros. Un efecto de explosión rompe ventanas o divisiones que pueden proyectarse en animales o personas a varios metros de su posición original. Esta onda de choque al mismo tiempo se convierte en una onda de sonido: el trueno.
■ Sobretensiones conducidas tras un impacto en las líneas telefónicas o en las líneas aéreas eléctricas.
■ Sobretensiones inducidas por el efecto de radiación electromagnética del canal del rayo que actúa como antena en varios kilómetros y lo cruza una corriente de impulso considerable.
■ El aumento del potencial de tierra por la circulación de la corriente del rayo por la tierra. Esto explica las caídas de rayos indirectas por tensión de paso y los defectos de los equipos.

Sobretensiones de funcionamiento o maniobra

Un cambio brusco en las condiciones de funcionamiento establecidas de una red eléctrica provoca los fenómenos transitorios. Se trata por lo general de ondas de sobretensión de oscilación amortiguadas o de alta frecuencia (ver **Figura J2** pág. J3).
Se dice que presentan un frente lento: su frecuencia varía de varias decenas a varios cientos de kilohercios.
Las sobretensiones de funcionamiento o maniobra pueden estar producidas por lo siguiente:
■ Sobretensiones de dispositivos de desconexión debido a la apertura de los dispositivos de protección (fusibles, interruptor automático), y la apertura o el cierre de los dispositivos de control (relés, contactores, etc.).
■ Las sobretensiones de los circuitos inductivos debidas a arranques o paradas de motores, o la apertura de transformadores, como los centros de transformación de MT/BT.
■ Las sobretensiones de circuitos capacitivos debidas a la conexión de baterías de condensadores a la red.

■ Todos los dispositivos que contienen una bobina, un condensador o un transformador en la entrada de alimentación: relés, contactores, televisores, impresoras, ordenadores, hornos eléctricos, filtros, etc.

Sobretensiones transitorias de frecuencia industrial (ver **Figura J6**)

Estas sobretensiones presentan las mismas frecuencias que la red (50, 60 o 400 Hz):

■ Sobretensiones producidas por defectos de aislamiento de fase/masa o fase/tierra en una red con un neutro aislado, o por el defecto del conductor neutro. Cuando ocurre esto, los dispositivos de fase única recibirán una alimentación de 400 V en lugar de 230 V, o en una tensión media: $U_s \cdot e = U_s \cdot 1{,}7$.

■ Sobretensiones debidas a un defecto en el cable. Por ejemplo, un cable de media tensión que cae en una línea de baja tensión.

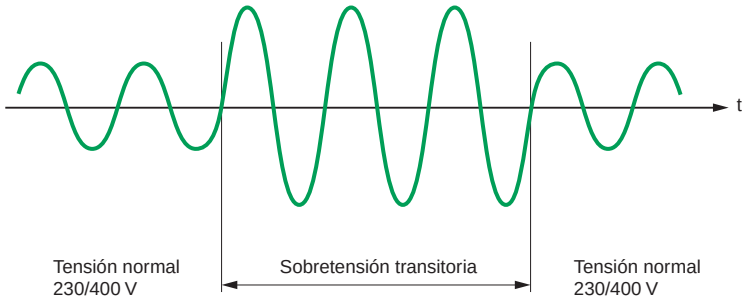


Fig. J6: *Sobretensión transitoria de frecuencia industrial.*

■ El arco de un spark-gap de protección de media o alta tensión produce un aumento del potencial de tierra durante la acción de los dispositivos de protección. Estos dispositivos de protección siguen ciclos de conmutación automática, lo que recreará un defecto si persiste.

Sobretensiones producidas por descargas electrostáticas

En un entorno seco, se acumulan cargas eléctricas y crean un campo electrostático muy fuerte. Por ejemplo, una persona que camine sobre moqueta con suelas aislantes se cargará eléctricamente con una tensión de varios kilovoltios. Si la persona camina cerca de una estructura conductora, desprenderá una descarga eléctrica de varios amperios en un periodo de tiempo de pocos nanosegundos. Si la estructura contiene elementos electrónicos sensibles, como un ordenador, se pueden destruir sus componentes o placas de circuitos.

Deben tenerse en cuenta tres aspectos:
■ *La caída directa o indirecta de un rayo puede tener consecuencias destructivas en instalaciones eléctricas a varios kilómetros del lugar en el que cae.*
■ *Las sobretensiones de funcionamiento o industriales también pueden producir daños considerables.*
■ *El hecho de que la instalación de un lugar se encuentre bajo tierra no la protege de ningún modo, aunque limita el riesgo de caída de un rayo directo.*

1.3 Principales características de las sobretensiones

La **Figura J7** que aparece a continuación resume las principales características de las sobretensiones.

Tipo de sobretensión	Coeficiente de sobretensión	Duración	Gradiente frontal o frecuencia
Frecuencia industrial (defecto de aislamiento)	⩽ 1,7	Larga 30 a 1.000 ms	Frecuencia industrial (50-60-400 Hz)
Descarga electrostática y de funcionamiento	2 a 4	Corta 1 a 100 ms	Media 1 a 200 kHz
Atmosférica	> 4	Muy corta 1 a 100 ∝s	Muy alta 1 a 1.000 kV/∝s

Fig. J7: *Principales características de las sobretensiones.*

1.4 Diferentes modos de propagación

Modo común

Las sobretensiones en modo común se producen entre las partes activas y la tierra: fase/tierra o neutro/tierra (véase la **Figura J8**).
Resultan especialmente peligrosas para los dispositivos cuyas estructuras (masa) se encuentren conectadas a tierra, debido al riesgo de defecto dieléctrico.

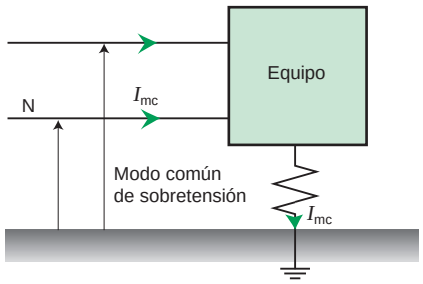


Fig. J8: *Modo común.*

Modo diferencial

Las sobretensiones en modo diferencial circulan entre los conductores activos de fase/fase o fase/neutro (véase la **Figura J9**). Resultan especialmente peligrosas para los equipos electrónicos, los equipos informáticos sensibles, etc.

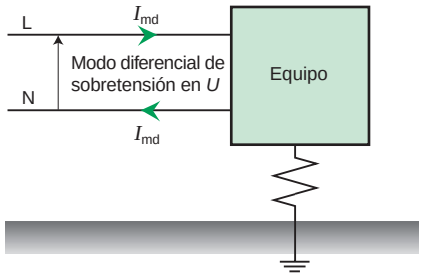


Fig. J9: *Modo diferencial.*

www.elsolucionario.org

2 Dispositivos de protección contra sobretensión

Existen dos tipos principales de dispositivos de protección que se utilizan para eliminar o limitar las sobretensiones: se denominan dispositivos de protección principales y dispositivos de protección secundarios.

2.1 Dispositivos de protección principales (protección de las instalaciones contra rayos)

La finalidad de los dispositivos de protección principales es proteger las instalaciones contra las caídas directas de rayos. Atrapan la corriente del rayo y la dirigen a la tierra. El principio se basa en un área de protección determinado por una estructura que es más alta que el resto.
Este mismo principio se aplica a cualquier efecto de pico producido por un poste, un edificio o una estructura metálica muy alta.
Existen tres tipos de protección principal:

- Pararrayos, que constituyen los dispositivos de protección contra rayos más antiguos y más conocidos.
- Cables de guarda.
- La jaula mallada o jaula Faraday.

El pararrayos

El pararrayos es una vara cónica que se coloca en la parte superior del edificio. Está conectado a tierra mediante uno o varios conductores (a menudo, pletinas de cobre) (véase la **Figura J10**).

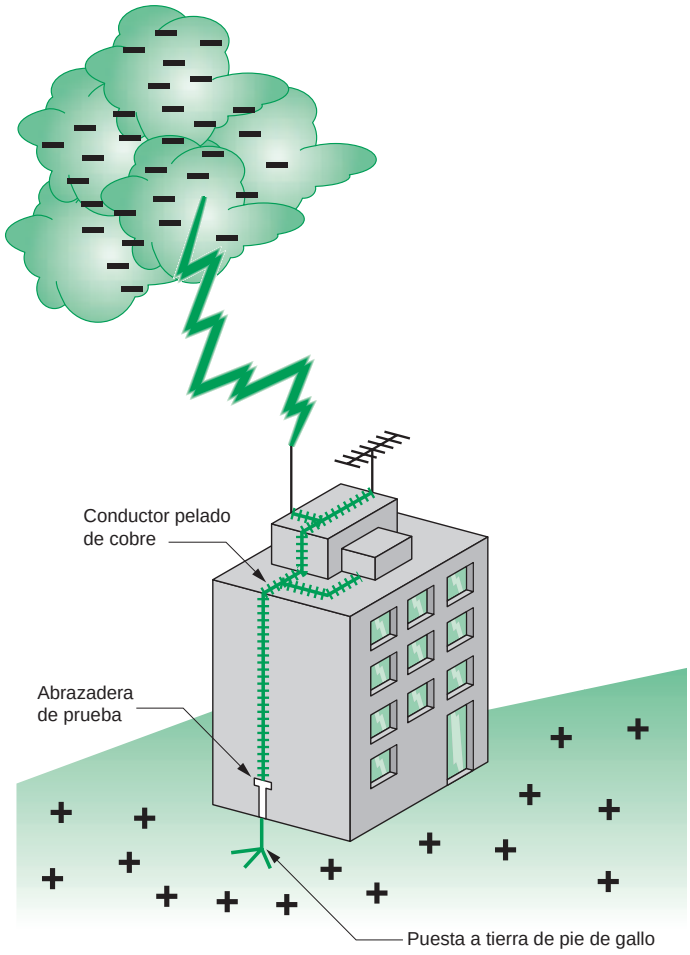


Fig. J10: *Ejemplo de protección IEPF mediante un pararrayos.*

2 Dispositivos de protección contra sobretensión

El diseño y la instalación de un pararrayos corre a cargo del especialista.

Deben tenerse en cuenta el recorrido de las tiras de cobre, las abrazaderas de prueba, la puesta a tierra de pie de gallo para evitar que las corrientes del rayo de alta frecuencia se dispersen por la tierra, y las distancias con respecto al sistema de cableado (gas, agua, etc).

Además, el flujo de la corriente de los rayos a la tierra inducirá sobretensiones, por radiación electromagnética, en los circuitos eléctricos y en los edificios que se van a proteger. Pueden alcanzar varias decenas de kilovoltios. Por lo tanto, es necesario dividir simétricamente las corrientes del conductor inferior en dos, cuatro o más, para reducir al mínimo los efectos electromagnéticos.

Cables de guarda

Estos cables se extienden sobre la estructura que va a protegerse (véase la **Figura J11**). Se utilizan para estructuras especiales: plataformas de lanzamiento de cohetes, aplicaciones militares y cables de protección contra rayos para líneas eléctricas aéreas de alta tensión (véase la **Figura J12**).

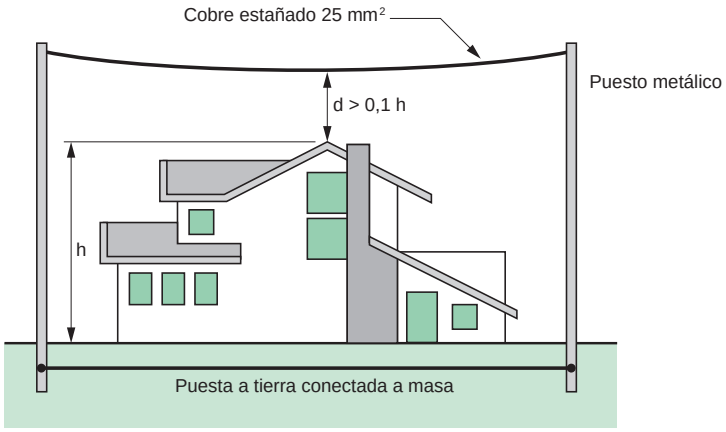


Fig. J11: *Ejemplo de protección IEPF con el método de conductor con cables de guarda.*

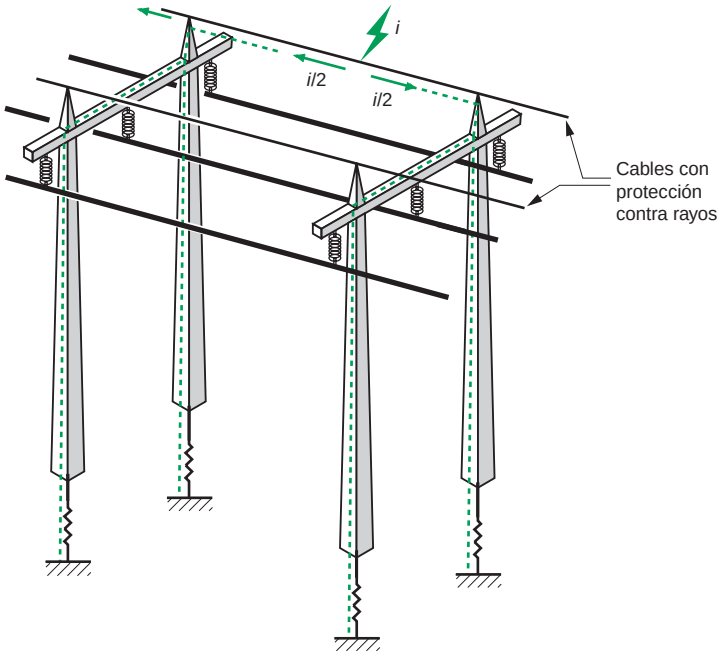


Fig. J12: *Cables de protección contra rayos.*

2 Dispositivos de protección contra sobretensión

Los dispositivos principales de protección de conductores de rayos (IEPF) como la jaula mallada o los cables de guarda se utilizan para protegerse contra caídas directas de rayos. Estos dispositivos de protección no evitan que se produzcan efectos secundarios destructivos en los equipos.
Por ejemplo, los aumentos en el potencial de tierra y en la inducción electromagnética que se deben a las corrientes que fluyen a la tierra. Para reducir los efectos secundarios, deben añadirse disipadores de sobretensiones de BT en las redes de alimentación eléctrica y telefónicas.

La jaula mallada (jaula Faraday)

Este principio se utiliza para edificios sensibles que alberguen ordenadores o equipos de producción con circuitos integrados. Consiste en la multiplicación simétrica del número de pletinas descendentes fuera del edificio. Se añaden enlaces horizontales si el edificio es alto, por ejemplo, cada dos pisos (véase la **Figura J13**). Los dos conductores se conectan a tierra mediante conexiones a tierra en cruce. El resultado es una serie de mallas de 15 × 15 m o 10 × 10 m. Esto produce una conexión equipotencial mejor del edificio y divide las corrientes de los rayos, de modo que se reducen en gran medida los campos y la inducción electromagnética.

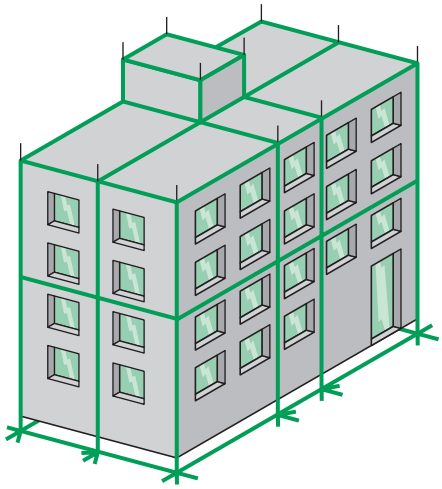


Fig. J13: *Ejemplo de protección IEPF con el principio de la jaula mallada (jaula Faraday).*

Todos estos dispositivos de protección en serie son específicos para un dispositivo o una aplicación.
El tamaño debe ser acorde a la potencia de la instalación que se va a proteger. La mayoría de ellos requiere la protección adicional de un limitador de sobretensiones.

2.2 Dispositivos de protección secundarios (protección de las instalaciones internas contra rayos)

Estos dispositivos tratan los efectos de las sobretensiones de frecuencia atmosférica, de funcionamiento o industrial. Se pueden clasificar según el modo en el que están conectados en una instalación: protección en serie o paralela.

Dispositivo de protección en serie

Se conecta en serie a los cables de alimentación eléctrica del sistema que se va a proteger (véase la **Figura J14**).

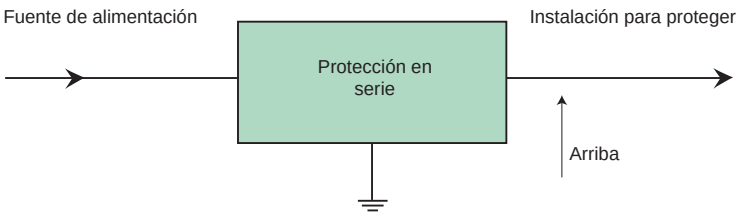


Fig. J14: *Principio de protección serie.*

Transformadores
Reducen las sobretensiones inducidas y hacen que desaparezcan ciertos armónicos por acoplamiento. Esta protección no es muy eficaz.

Filtros
Se basan en componentes como resistencias, bobinas de inductancia y condensadores y se aplican a sobretensiones producidas por perturbaciones industriales y de funcionamiento correspondientes a una banda de frecuencia claramente definida.
Este dispositivo de protección no es adecuado para las perturbaciones de origen atmosférico.

www.elsolucionario.org

2 Dispositivos de protección contra sobretensión

Dispositivos de absorción de ondas
Se trata esencialmente de dispositivos compuestos por bobinas de inductancia de aire que limitan las sobretensiones y limitadores de sobretensiones que absorben las corrientes. Están especialmente indicados para proteger equipos informáticos y electrónicos sensibles. Sólo actúan contra sobretensiones. Sin embargo, son extremadamente voluminosos y costosos. No pueden sustituir por completo a los inversores que protegen las cargas contra cortes de alimentación.

Acondicionadores de red y fuentes de alimentación ininterrumpida estáticas (SAI)
Estos dispositivos se utilizan principalmente para proteger equipos extremadamente sensibles, como equipos informáticos, que necesitan una fuente de alimentación eléctrica de alta calidad. Se pueden utilizar para regular la tensión y la frecuencia, detener las interferencias y garantizar un suministro eléctrico continuo, incluso en el caso de que se produzca un corte del suministro eléctrico (para el SAI). Por otro lado, no están protegidos contra grandes sobretensiones de tipo atmosférico, para las cuales siguen siendo necesarios los limitadores de sobretensión.

Dispositivo de protección paralela

El principio
El dispositivo de protección paralela se puede adaptar a la instalación que se va a proteger (véase la **Figura J15**).
Es el tipo de dispositivo de protección contra la sobretensión que se utiliza más a menudo.

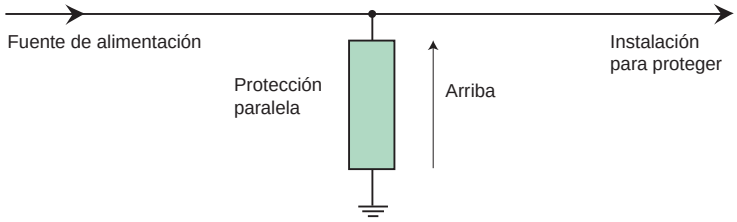


Fig. J15: *Principio de protección paralela.*

Características principales
- La tensión nominal del dispositivo de protección debe corresponder a la tensión de la red en los terminales de la instalación: 230/400 V.
- Cuando no se produce ninguna sobretensión, ninguna corriente de fuga debe introducirse en el dispositivo de protección, que está en modo de espera.
- Cuando se produce una sobretensión por encima del umbral de tensión admisible de la instalación que se va a proteger, el dispositivo de protección conduce de forma violenta la corriente de sobretensión a la tierra limitando la tensión al nivel de protección U_p deseado (véase la **Figura J16**).

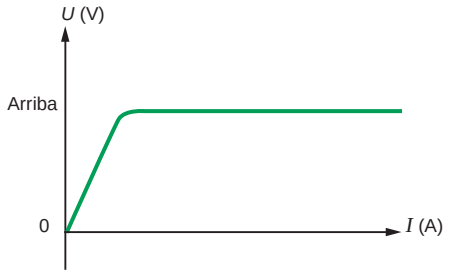


Fig. J16: *Curva U/I típica del dispositivo de protección ideal.*

Cuando desaparece la sobretensión, el dispositivo de protección deja de conducir la tensión y vuelve al modo de espera sin mantener corriente. Esta es la curva ideal característica de *U/I*:
- El tiempo de respuesta (t_r) del dispositivo de protección debe ser lo más corto posible para proteger la instalación con la mayor rapidez posible.
- El dispositivo de protección debe tener la capacidad de poder conducir la energía producida por la sobretensión predecible en el lugar que se va a proteger.
- El dispositivo de protección contra las sobretensiones debe poder resistir a la corriente nominal I_n.

2 Dispositivos de protección contra sobretensión

Existe un gran número de tipos de dispositivos de protección secundarios que se utilizan contra las sobretensiones. Se dividen en dos categorías: protección en serie y protección paralela.
Los dispositivos de protección en serie se diseñan para una necesidad muy específica. Sea cual sea la necesidad, la mayoría de las veces se trata de dispositivos de protección paralela o adicional.
Los dispositivos de protección paralela son los que se utilizan con más frecuencia, independientemente de la instalación que se protege: red de alimentación, red telefónica, red de comunicación (bus).

Los productos utilizados

■ Limitadores de tensión.

Se utilizan en centros de transformación de MT/BT en la toma del transformador. Como se utilizan únicamente en distribuciones con neutro aislado, pueden dirigir sobretensiones a la tierra, especialmente sobretensiones de frecuencia industrial (véase la **Figura J17**).

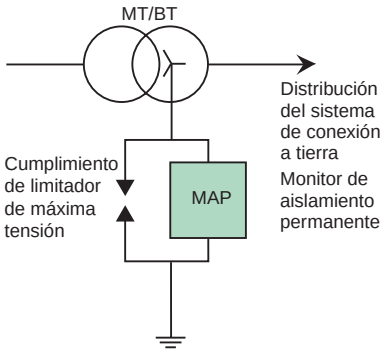


Fig. J17: *Limitador de tensión.*

■ Limitadores de sobretensiones de BT.

Este término designa dispositivos muy diferentes en lo que respecta a tecnología y a utilización. Los limitadores de sobretensiones de BT se presentan en forma de módulos que se instalan dentro del cuadro de BT. También existen tipos de conexión y los que protegen puntos de corriente. Garantizan la protección secundaria de elementos cercanos, pero disponen de poca capacidad de flujo. Algunos incluso se integran en cargas, aunque no pueden proteger contra sobretensiones fuertes.

■ Limitadores de sobretensiones.

Protegen las redes telefónicas o de comunicación contra sobretensiones del exterior (rayos), así como del interior (equipo contaminante, de conmutación, etc.).

Los limitadores de sobretensiones de BT también se instalan en cajas de distribución o se integran en las cargas.

3 Normas

3.1 Descripción del limitador de sobretensiones

Un limitador de sobretensiones es un dispositivo que limita las sobretensiones transitorias y dispersa las ondas de corriente a la tierra para reducir la fuerza de la sobretensión y hacerla segura para las instalaciones y los equipos eléctricos.

El limitador de sobretensiones dispone de varios componentes no lineales, por ejemplo, varistores.

El limitador elimina las sobretensiones:

- En modo común: entre fase/tierra o entre neutro/tierra.
- En modo diferencial: entre fase/neutro.

Cuando se produce una sobretensión que supera el umbral de U_c, el limitador de sobretensiones conduce la energía a tierra en modo diferencial.

El limitador de sobretensiones dispone de un dispositivo de protección térmico interno que evita que se queme al final de su vida útil. Gradualmente, con el uso normal y tras soportar varias sobretensiones, el limitador de sobretensiones envejece y se convierte en un dispositivo conductor. Un indicador visual informa al usuario de la proximidad del fin de su vida útil.

Algunos limitadores de sobretensiones incluyen una señalización a distancia.

La protección contra cortocircuitos se garantiza cuando el limitador de sobretensiones es desconectado por el automático externo.

3.2 Normas sobre los productos

Norma internacional IEC 61643-11

Dispositivo de protección contra sobretensiones conectado a las redes de distribución.

Esta norma reciente (marzo de 1998) se basa en 3 normas de productos VDE 0675, NF C 61740/95, y UL1449, y se definen tres clases de ensayos tipo:

- Ensayos de clase I: se realizan utilizando corriente de descarga nominal (I_n), tensión de choque a los impulsos 1,2/50 y corriente máxima Iimp.
- Ensayos de clase II: se realizan utilizando corriente de descarga nominal (I_n), tensión de choque a los impulsos 1,2/50 y corriente de descarga máxima Imáx.
- Ensayos de clase III: se realizan utilizando la forma de onda combinada (1,2/50; 8/20).

Estas 3 clases de pruebas no se pueden comparar, porque cada una tiene su origen en un país y cada una presenta sus propias características. Además, cada fabricante se puede referir a una de las 3 clases de ensayos tipo.

3.3 Datos de los limitadores de sobretensiones según la norma IEC 61643-11

- **Clases de ensayo**: Clasificación de los ensayos de los limitadores de sobretensiones.
- $\boldsymbol{I_n}$: Corriente nominal de descarga; valor de cresta de una corriente de forma de onda 8/20 µs que circula por el interior del limitador. Se utiliza para la clasificación de los limitadores para ensayo de clase II, y para el precondicinamiento de limitadores en el ensayo de clases I y II.
- $\boldsymbol{I_{máx}}$: Corriente máxima de descarga para el ensayo de clase II; valor de cresta de la corriente de forma de onda 8/20 µs que circula por el interior del limitador, y de amplitud conforme a la secuencia de ensayo de funcionamiento para la clase II. Imáx es superior a I_n.
- $\boldsymbol{I_c}$: Corriente de funcionamiento permanente o corriente de fuga; circula por el limitador que está alimentado a una tensión máxima de servicio permanente $\boldsymbol{U_c}$ para cada modo.
- $\boldsymbol{I_{imp}}$: Corriente de choque para el ensayo de clase I; valor de cresta de la corriente de forma de onda10/350; se define por sus parámetros de corriente de cresta I_{peak} y de carga Q.
- $\boldsymbol{U_n}$: Tensión de red nominal; es el valor de tensión de referencia que designa la red, por ejemplo: 230/400 V para una red trifásica.

Es común utilizar la tensión fase/neutro denominada $\boldsymbol{U_o}$**;** este valor $\boldsymbol{U_o}$ es necesario para elegir la $\boldsymbol{U_c}$.

- $\boldsymbol{U_c}$: Tensión máxima de servicio permanente; valor máximo de la tensión eficaz o continua que se puede aplicar de manera continua para el modo de protección de un limitador. Es igual a la tensión asignada.

www.elsolucionario.org

3 Normas

■ **U_p**: Nivel de protección en tensión: parámetro que caracteriza el funcionamiento del limitador para la limitación de la tensión entre sus bornes y que se escoge de entre la lista de valores predefinidos. Este valor es superior al más elevado obtenido por la medida de la tensión de limitación. Los valores más comunes para una red de 230/400 V son: 1 kV - 1,2 kV - 1,5 kV - 1,8 kV - 2 kV - 2,5 kV.

■ **U_r**: Tensión residual; se trata del valor máximo de cresta de la tensión que aparece en los bornes de un limitador debido al paso de una corriente de descarga.

■ El limitador de sobretensiones se caracteriza por U_c, U_p, I_n y $I_{máx}$ (véase la **Figura J18**).

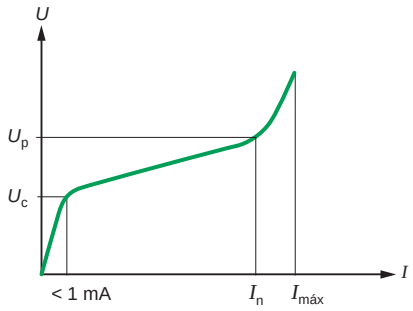


Fig. J18: *Tensión residual U_c.*

■ Para probar el limitador de sobretensiones, se han definido organizaciones de estandarización específicas para cada país:

□ Onda de tensión

por ejemplo, 1,2/50 µs (véase la **Figura J19**).

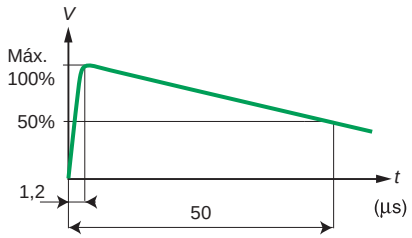


Fig. J19: *Onda 1,2/50 µs.*

□ Onda de corriente

Ejemplo 8/20 µs (véase **Figura J20**).

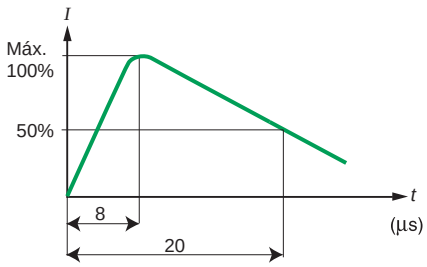


Fig. J20: *Onda 8/20 µs.*

□ Otros valores de onda
4/10 µs, 10/1000 µs, 30/60 µs, 10/350 µs...
Es importante que las pruebas de los limitadores de sobretensiones se realicen utilizando el mismo valor de onda, de modo que puedan compararse.

3.4 Normas de instalación de los limitadores de sobretensiones

■ **Internacional:** La guía de la IEC 61643-12 se encuentra en preparación.

■ **Internacional:** IEC 60364 instalación eléctrica en edificios.

□ IEC 60364-4-443: Protección para garantizar la seguridad.

Cuando una instalación incluye una línea aérea, o bien está alimentada por una de estas líneas, debe utilizarse un dispositivo de protección contra sobretensiones atmosféricas si el nivel ceráunico del lugar corresponde a la condición de influencias externas AQ 1 (>Nk = 25 días al año, es decir Ng = Nk/20 = 1,25).

□ IEC 60364-4-443-4: Elección del equipo para la instalación.

Esta sección sirve de ayuda en la elección del nivel de protección Up del limitador de sobretensiones en función de las cargas que se van a proteger.

La tensión residual nominal de los dispositivos de protección no debe ser superior al valor en la categoría II de tensión máxima soportada a impulsos (véase la **Figura J21**):

Tensión nominal		**Nivel presunto de sobretensiones transitorias (kV)**			
Redes trifásicas	Redes monofásicas	Materiales en el origen de la instalación (categoría IV)	Materiales en distribución y circuitos terminales (categoría III)	Aparatos de utilización (categoría II)	Materiales específicamente protegidos (categoría I)
230/440	230	6	4	2,5	1,5
400/690	–	8	6	4	2,5
1.000	–	8	6	4	2,5

Fig. J21: *Niveles de sobretensiones para diferentes materiales según IEC 60364.*

□ IEC 60364-5-534: Elección e implementación de equipos eléctricos.

Esta sección describe las condiciones de instalación de los limitadores de sobretensión:

– **Según los sistemas de conexión a tierra:** La tensión máxima en régimen permanente U_c de un limitador de sobretensiones no debe ser inferior a la tensión de funcionamiento nominal de sus terminales.

Esquemas de regímenes de neutro	**TT**	**TN-S**	**TN-C**	**IT**
Valor de U_c en modo común	≥1,5 U_o	≥1,1 U_o	≥1,1 U_o	≥1,732 U_o
Valor de U_c en modo diferencial	≥1,1 U_o	≥1,1 U_o		≥1,1 U_o

U_o: Tensión simple de la red entre fase y neutro (230/240 V).
U_c: Tensión máxima de régimen permanente.

Fig. J22: *Valores de* U_c.

– **En la cabecera de la instalación:** Si el limitador de sobretensión se instala en el origen de una instalación eléctrica que recibe la alimentación de la red de distribución, la corriente de descarga nominal debe ser inferior a 5 kA.

Si se instala un limitador de sobretensión aguas abajo desde un dispositivo de protección de fugas a tierra, debe utilizarse un interruptor diferencial de tipo s, con inmunidad a corrientes de impulso de menos de 3 kA (8/20 ms).

– **En presencia de pararrayos:** Si se instala un limitador de sobretensiones, deben aplicarse las especificaciones adicionales para limitadores de sobretensión (véase IEC 61024-1 e IEC 61312-1).

4 Elección de un dispositivo de protección

4.1 Evaluación del riesgo de la sobretensión en la instalación a proteger

Para determinar el tipo de protección contra sobretensiones necesaria en una instalación eléctrica, sugerimos el siguiente método de evaluación de riesgos. Por un lado, tener en cuenta los criterios específicos del lugar, y por otro, las características de las cargas o receptores en la instalación a proteger.

Principio general

Al evaluar los riesgos, deben tenerse en cuenta los siguientes elementos:

- El riesgo de caídas de rayos en el área.
- El tipo de la red de distribución eléctrica o de la red telefónica.
- La topografía del área.
- Si existe un pararrayos.
- El equipo a proteger.
- Las sobretensiones de maniobra.

Con estos elementos, se pueden establecer dos diagnósticos: un diagnóstico de las cargas que tienen que protegerse y un diagnóstico del lugar que va a protegerse.

Diagnóstico del material que se desea proteger

Se obtiene con la siguiente fórmula:

R* = *S* + *C* + *I (ver **Figura J23**)

Donde
R: riesgo de la carga.
S: sensibilidad del equipo.
C: coste del equipo.
I: consecuencias de la indisponibilidad del equipo.

Sensibilidad del equipo

Se debe a la tensión máxima soportada a los impulsos del equipo que va a protegerse (U_{choc}):

***S* = 1**	***S* = 2**	***S* = 3**
U > 2,5 kV categoría III y IV Resistencia al choque elevada o normal	1,5 kV < *U* < 2,5 kV Resistencia al choque media	*U* < 1,5 kV categoría I y II Resistencia al choque reducida
Armarios de distribución, aparamenta fija (interruptores automáticos, tomas de corriente...), material de uso industrial (motores, transformadores...), aparatos instalados aguas arriba del cuadro de distribución (contadores, protección de sobre-intensidades, telemedia...)	Los aparatos electrodomésticos (lavavajillas, nevera, horno microondas...)	Todos los aparatos sensibles: informática, telefonía, contestador, alarma, fax, cadena hi-fi, televisiones, reguladores, aparatos con circuitos integrados...

Coste del equipo

***C* = 1**	***C* = 2**	***C* = 3**
Coste bajo	Coste medio	Coste elevado
< 1.500 €	de 1.500 a 15.000 €	> 15.000 €

Consecuencias de la indisponibilidad del equipo

Acepta lo siguiente:

***I* = 1**	***I* = 2**	***I* = 3**
Ninguna incidencia para la actividad	Interrupción parcial de la actividad	Interrupción total o muy importante de la actividad (consecuencias económicas inaceptables)

Fig. J23: *Cálculo del riesgo de la carga, R = S + C + I.*

www.elsolucionario.org

4 Elección de un dispositivo de protección

Diagnóstico del lugar a proteger

Se obtiene con la siguiente fórmula:

$E = N_g (1 + L_{BT} + L_{MT} + d)$ (ver **Figura J24**)

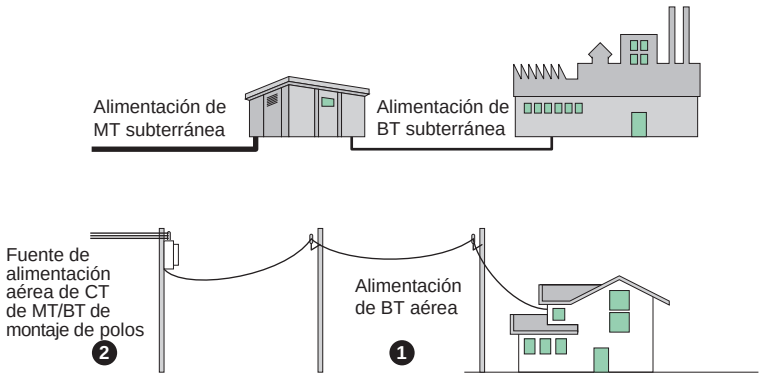
Donde

N_g: Densidad de las caídas de rayos (número de impactos/km²/año). Esto se puede obtener consultando un mapa que muestre la red del servicio meteorológico especializado. Si sólo encuentra la cifra del nivel ceráunico (N_k) (número de días al año en los que son audibles los truenos), puede obtener el índice de densidad de caída de rayos $N_g = N_k/20$.

L_{BT}: La longitud en kilómetros de las líneas de alimentación de baja tensión aéreas trenzadas o desnudas que aportan el suministro eléctrico a la instalación.

L_{MT}: Parámetro que depende de la red de MT que aporta el suministro eléctrico al centro de transformación de MT/BT.

***d*:** Coeficiente que tiene en cuenta la ubicación de la línea aérea y la instalación.



L_{BT}: La longitud en kilómetros de las líneas de alimentación aéreas de baja tensión trenzadas o desnudas que aportan el suministro eléctrico a la instalación.

$L_{BT} = 0$	$L_{BT} = 0,2$	$L_{BT} = 0,4$	$L_{BT} = 0,6$	$L_{BT} = 0,8$	$L_{BT} = 1$
Cables subterrán. o trenzados	L = 100 a 199 m	L = 200 a 299 m	L = 300 a 399 m	L = 400 a 499 m	L > 500 m
	Longitud de la línea aérea de baja tensión (1)				

L_{MT}: Parámetro que depende de la red de MT para el suministro eléctrico al centro de transformación de MT/BT.

$L_{MT} = 0$	$L_{MT} = 1$
Alimentación de centro de transformación de MT/BT subterránea	Alimentación de centro de transformación de MT/BT aérea o principalmente aérea (2)

***d*: Coeficiente que tiene en cuenta la ubicación de la línea aérea y la instalación.**

d	*d* = 0	*d* = 0,5	*d* = 0,75	*d* = 1
Edificio, MT, BT o ubicación de la línea telefónica	Completamente rodeada por estructuras	Varias estructuras cercanas	Territorio abierto o llano	En una cumbre, cerca de agua en un área montañosa, junto a un pararrayos

Fig. J24: *Estructura de la red de suministro de BT, E = Ng (1 + L_{BT} + L_{MT} + d).*

Sobretensiones de funcionamiento o maniobra

La instalación del limitador de sobretensiones diseñada para proteger contra sobretensiones atmosféricas también protege contra sobretensiones de funcionamiento.

Pararrayos

El riesgo de sobretensiones del lugar aumenta si existe un pararrayos hasta 50 metros de altura en un edificio o en el área circundante.

Nota: Una estructura de 20 metros de altura, como la chimenea de una fábrica, un árbol, un poste, tiene el mismo efecto que un pararrayos; la norma EN 61024-1 requiere la instalación de un limitador de sobretensiones en el sistema de energía principal si el lugar que va a protegerse incluye un pararrayos.

4 Elección de un dispositivo de protección

4.2 Elección de la corriente máxima de descarga del limitador de sobretensiones (red de BT)

Tras haber realizado estudios de riesgos de la carga (*R*) y del lugar (*E*), se determina la corriente máxima de descarga $I_{máx}$ (onda 8/20) para limitadores de sobretensiones de BT:

- **Protección de entrada** (ver **Figura J25**)
- **Protección secundaria**

En los dos casos siguientes, se necesita un limitador de sobretensiones de protección secundaria:

- Si el nivel de protección (U_p) es demasiado alto en relación a la tensión de resistencia a los impulsos (U_{choc}) del equipo de la instalación.
- Si el equipo sensible se encuentra demasiado alejado del limitador de sobretensiones entrante *d* = 30 m.

Un limitador de sobretensiones de 8 kA debe instalarse en otro cofre de subdistribución y junto a cargas sensibles.

	***I* =1**	***I* =2**	***I* = 3**
***R* = 8 o 9**	40 kA	65 kA	65 kA
***R* = 6 o 7**	20 kA(1)	40 kA	65 kA
***R* ≤ 5**	20 kA(1)	20 kA(1)	40 kA

Fig. J25: *Elección de la capacidad de flujo de un limitador de sobretensiones.*

4.3 Elección del limitador de sobretensiones en función del sistema de conexión a tierra (ver **Figura J26**)

Aparamenta a tierra	**TT**	**TN-S**	**TN-C**	**IT**
Valor de U_c en el modo común (protec. fase a tierra, protec. neutro a tierra)	⩾ 1,5 U_o	⩾ 1,1 U_o	⩾ 1,1 U_o	⩾ 1,732 U_o
Valor de U_c en el modo diferencial (protección fase a neutro)	⩾ 1,1 U_o 15 kA(1)	⩾ 1,1 U_o 30-40 kA		⩾ 1,1 U_o

U_o: tensión de red simple entre fase y neutro (230/240 V).
U_c: tensión de resistencia completa de funcionamiento permanente.

Elección de limitadores de sobretensiones en función de la aparamenta a tierra.
Oferta: PRD-PF.

Aparamenta a tierra		**TT**	**TN-S**	**TN-C**	**Neutro distribuido IT**	**Neutro no distribuido IT**
U_c (red) Tensión completa		345/360 V	345/264 V	253/264 V	398/415 V	398/415 V
Limitadores de clase II						
PRD	MC U_c = 340 V			1P		
	MC U_c = 460 V			3P		3P
	MC/MD U_c = 460/340 V	1P + N 3P + N	1P + N 3P + N		1P + N 3P + N	

Complete su elección con los siguientes elementos:
- Transferencia remota del estado del limitador de sobretensiones, si fuera necesario.
- Interruptor automático de desconexión.

Fig. J26: *Valor de U_c según la norma internacional IEC 60364-5-534.*

(1) El riesgo es bajo, sin embargo, si se desea instalar un limitador de sobretensiones, se recomienda el modelo con una Imáx de 20 kA.

4 Elección de un dispositivo de protección

4.4 Elección del interruptor automático de desconexión

(ver **Figura J27**)

Tras haber elegido el limitador o limitadores contra sobretensiones necesarios para proteger la instalación, debe elegirse el interruptor automático de desconexión adecuado en la siguiente tabla:

- Su poder de corte debe seleccionarse en función de la intensidad de cortocircuito del punto de la instalación.
- Deben protegerse todos los polos, por ejemplo: un limitador 1P+N debe asociarse con un automático de desconexión de 2 polos (2 polos protegidos).

Corriente máxima de descarga Imáx	Automático de desconexión	
	Especificac.	Curva
8 kA	20 A	C
20 kA	25 A	C
40 kA	40 A	C
65 kA	50 A	C

Fig. J27: *Elección de un automático de desconexión.*

www.elsolucionario.org

Capítulo K
Eficiencia energética en la distribución eléctrica

Índice

1	**Introducción**	**K2**
2	**Eficiencia energética y electricidad**	**K3**
	2.1 El mundo ya está preparado para acciones y programas de ahorro energético	K3
	2.2 Un nuevo desafío: datos eléctricos	K4
3	**Un proceso, varios participantes**	**K5**
	3.1 La eficiencia energética requiere un enfoque empresarial	K5
	3.2 Estudio de competitividad económica	K6
	3.3 Los diversos perfiles y funciones de los participantes en la empresa	K8
4	**De la medición eléctrica a la información eléctrica**	**K10**
	4.1 Adquisición de valores físicos	K10
	4.2 Datos eléctricos para objetivos reales	K11
	4.3 La medición comienza con la solución de “producto independiente”	K13
5	**Sistema de información y comunicación**	**K16**
	5.1 Red de comunicación a nivel de los productos, los equipos y las instalaciones	K16
	5.2 Del sistema de supervisión y control de la red al equipo eléctrico inteligente	K19
	5.3 La asistencia electrónica se vuelve accesible	K21

1 Introducción

Algunos datos de este capítulo se han tomado de guías publicadas por Carbon Trust (www.carbontrust.co.uk) GPG119 y GPG231.

El sistema de supervisión y control de la potencia puede resultar de gran ayuda para el propietario de una red eléctrica como un componente estratégico en el enfoque global de la “eficiencia energética”.

El cálculo del coste total de propiedad de una red eléctrica no sólo incluye la inversión inicial en equipos sino también los gastos de funcionamiento. El personal de seguridad, el administrador de las facturas de electricidad, el electricista jefe o el responsable de las instalaciones se muestran cada vez más interesados. Sus perfiles varían, pero la función de cada una de estas personas incluye una cuidadosa gestión de la electricidad, de su abastecimiento y de la red que la distribuye.

Una reducción de los costosos cortes de alimentación en la empresa, un menor derroche en el consumo, la eliminación de las operaciones de mantenimiento innecesarias…, éstos son los objetivos que un sistema de ayuda para la toma de decisiones centrado en la eficiencia energética debe cumplir y ofrecer a cada persona, independientemente de su perfil.

Hoy en día, contar con el enfoque de “eficiencia energética” no supone la instalación de un complejo y costoso sistema. Algunas de las características más simples son realmente asequibles con una buena recuperación de la inversión ya que se puede integrar directamente en los equipos de alimentación.

Una vez que la instalación eléctrica esté equipada con las funciones de medición, podrá compartir la comunicación a través de la Intranet del usuario. Además, la operación no requerirá una preparación o unas aptitudes específicas. Sólo precisará la utilización de software sin licencia como los navegadores de Internet.

La capacidad de actualización o los servicios electrónicos a través de Internet son ya una realidad, gracias a las nuevas tecnologías procedentes del mundo de la comunicación y la oficina. Así pues, el hecho de aprovecharse de estas nuevas posibilidades constituirá cada vez más un comportamiento diferenciador.



2 Eficiencia energética y electricidad



2.1 El mundo ya está preparado para acciones y programas de eficiencia energética

La primera acción importante fue iniciada por el protocolo de Kyoto en 1997, actualizado en 2006.

Este conocido acuerdo mundial requiere que los países participantes reduzcan conjuntamente las emisiones de gases de efecto invernadero en una media anual de alrededor del 5% con respecto al nivel de 1990 durante el periodo de 2008 a 2012.

El protocolo se basa en tres mecanismos de mercado principales:

- El mecanismo de desarrollo limpio (CDM – Clean Development Mechanism), disposición para que las reducciones sean “patrocinadas” en países no limitados por los objetivos de las emisiones.
- La implantación conjunta, programa que permite a los países industrializados cumplir parte de la reducción requerida de emisiones de gases de efecto invernadero mediante la implantación de proyectos que reduzcan las emisiones en otros países.
- Comercio de emisiones, mecanismo mediante el cual las partes con compromisos de reducir las emisiones pueden intercambiar unidades de sus “permisos” con otras partes que hayan cumplido con creces su objetivo. Este mecanismo recibe el nombre de “mercado del carbón”.

Todas las áreas geográficas de un país, a nivel regional y nacional, han lanzado programas, acciones y normativas:

- Normativas y estándares impuestos en Europa (**Figura K1**).
- Visión e iniciativas importantes en Asia.
- Programas importantes en EE.UU.



Fig. K1: *Directiva del Consejo y del Parlamento Europeo 2006/32/CE con fecha del 5 de abril de 2006 referente al ahorro energético para usuarios finales y servicios de energía.*

ISO 14001 que define los principios y los procesos para reducir permanentemente el consumo energético y las emisiones nocivas en cualquier organización.

La Unión Europea aprobó la Directiva 93/76/CEE y posteriormente la 2002/91/CE en la que obliga a los Estados miembros a fijar unos requisitos mínimos de eficiencia energética para los edificios nuevos y para grandes edificios existentes que se reformen.

En España, el Código Técnico de la Edificación (CTE) pretende dar cumplimiento en parte a la Directiva, cuyo objetivo está basado en ahorrar un 25% de la energía destinada a la calefacción.

Con la publicación del nuevo reglamento sobre instalaciones térmicas y de calefacción, RITE, de fecha 20 de Julio de 2007 mediante el real decreto 1027/2007 se está precisando y concretando todas las medidas enfocadas en el contexto del CTE y en definitiva de la política mundial sobre el ahorro y eficiencia energética.

La eficiencia en la iluminación se basa en general en aplicar un sistema de control que optimice el aprovechamiento de la iluminación natural.

Igualmente en el CTE se establece que para el calentamiento del agua caliente sanitaria habrá que instalar paneles solares de baja temperatura que cubran una parte de las necesidades energéticas y en los edificios de gran consumo de energía eléctrica se incorporen paneles fotovoltaicos que puedan producir electricidad para uso propio o suministro a la red.

www.elsolucionario.org

2.2 Un nuevo desafío: datos eléctricos

Todas las características de los avances actuales conducen a la aparición de un "nuevo mundo eléctrico" en el que las principales consideraciones serán:
- Controlar los riesgos relacionados con los cortes de alimentación.
- Rendimiento o eficiencia energética y control de costes: El precio del MWh aumentó entre 2003 y 2006 de 30 a 60 € en los mercados liberalizados de Europa.
- Energía renovable.
- El medio ambiente y el desarrollo sostenible.

El consumo eléctrico será cada vez más inteligente y racional, lo que contribuirá a la competitividad de las empresas, a su independencia energética y a la protección del medio ambiente. Estas nuevas directrices implican que los responsables de la toma de decisiones de las empresas tendrán que implantar nuevos recursos y, concretamente, nuevos productos y servicios que acompañen a los consumidores en este enfoque.

Especialmente, el establecimiento de un sistema de información global en la empresa permitirá un completo flujo de datos sobre rendimiento eléctrico, en tiempo real y de forma remota para (**Figura K2**):
- Predecir la falta de disponibilidad de la red eléctrica.
- Registrar la calidad eléctrica.
- Optimizar el consumo por edificio, sector, unidad, taller e instalación, el consumo excesivo o las variaciones anormales. Así pues, dispondremos de todos los datos necesarios para lograr un ahorro directo en la factura de electricidad. Por tanto, los usuarios finales podrán aprovechar la supervisión de la red eléctrica para evitar cualquier derroche y suministrar energía donde realmente se necesite.
- Organizar el mantenimiento de los equipos eléctricos.
- Mejorar la adquisición de energía eléctrica y, en algunos casos, mejorar la reventa.

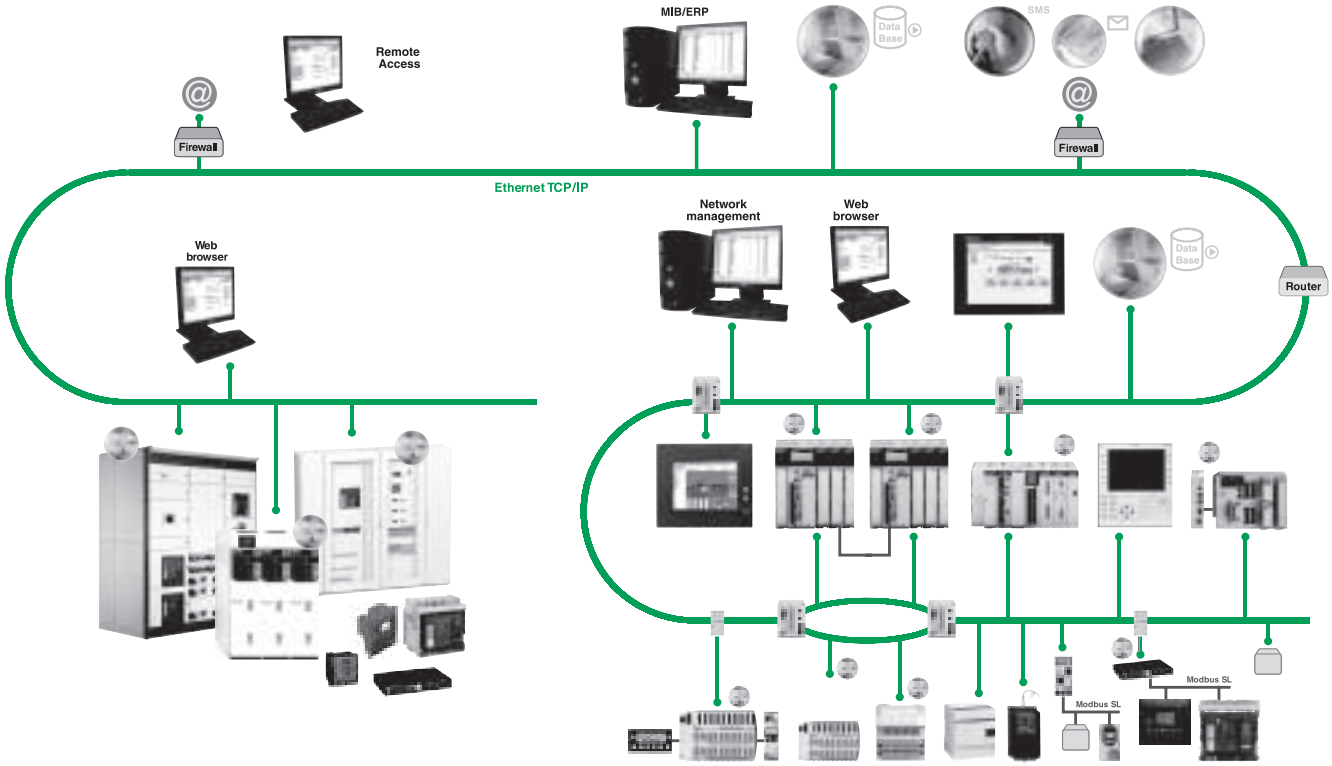


Fig. K2: Soluciones Schneider Electric para alimentación y control.

3 Un proceso, varios participantes



Fig. K3: Enfoque detallado para la organización de la gestión energética.

3.1 La eficiencia energética requiere un enfoque empresarial

Un sistema de información debe estar integrado en el enfoque global de una empresa.

El siguiente enfoque detallado para la organización de la gestión energética (según se muestra en la **Figura K3**) constituye un método estructurado para gestionar proyectos y obtener resultados. Puede aplicarse a tareas tanto sencillas como complejas y se considera un método sólido y práctico.
Consultar la filosofía 6 Sigma (definir, medir, analizar, mejorar, controlar), no se puede ajustar lo que no se mide.

Compromiso

Para conseguir una eficiencia energética duradera, resulta esencial lograr el compromiso de los miembros superiores del equipo de gestión como individuos y parte del órgano empresarial.

El **conocimiento** comienza por:

- Conocer los costes y niveles de consumo de energía actuales.
- Asignar las formas en las que se utiliza la energía.
- Determinar los estándares para el consumo eficiente en la organización.
- Analizar las posibilidades de ahorrar costes mediante la reducción del consumo energético de tal forma que puedan establecerse objetivos realistas.
- Reconocer los efectos ambientales del consumo energético.

Planificación y organización

El primer paso debería consistir en crear una política energética adecuada para la organización. Al desarrollar y publicar dicha política, los directivos promueven su compromiso de lograr una excelente gestión de la energía. Deberían hacerlo de tal forma que se aprovechara lo mejor posible la cultura de la organización.

Implantación

Todos deben implicarse de algún modo en la implantación de la política energética. No obstante, para facilitar un enfoque estructurado, empiece a asignar responsabilidades especiales a algunas personas y grupos.

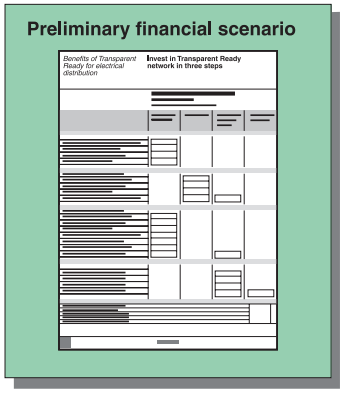
Control y supervisión

Cada proyecto debería tener un propietario: una persona o un equipo con responsabilidad global para supervisar los esfuerzos y alcanzar el éxito. Una vez más, un sistema de información vinculado al consumo eléctrico y su impacto en la actividad básica de la empresa respaldará las acciones del propietario.

Los directivos deberían destacar la importancia de los proyectos solicitando informes de progreso periódicos y divulgando y promocionando el éxito, lo que también contribuye a la motivación y el compromiso individual.

Matriz de gestión de energía:

Nivel	Política energética	Organización	Motivación	Sistemas de información	Marketing	Inversión
4	Política energética, plan de acción y revisión periódica: compromisos de los directivos como parte de una estrategia medioambiental	Gestión energética completamente integrada en la estructura de gestión. Clara delegación de responsabilidades para el consumo energético	Canales de comunicación formales e informales normalmente utilizados por el responsable de la gestión energética y empleados en todos los niveles	El sistema completo establece objetivos, supervisa el consumo, identifica los fallos, cuantifica el ahorro y ofrece un seguimiento del presupuesto	Promoción del valor del ahorro energético y del rendimiento de la gestión energética dentro y fuera de la organización	Discriminación positiva a favor de esquemas "ecológicos" con evaluación detallada de la inversión en oportunidades renovadas o de nueva construcción
2	Política energética no adoptada establecida por el responsable de la gestión energética o el responsable departamental	El responsable de la gestión energética informa al comité correspondiente, pero la autoridad y la gestión de líneas no están claras	Contacto con los principales usuarios a través del comité correspondiente presidido por el responsable departamental	Supervisión y asignación de informes en función de los datos de los medidores de suministro. La unidad de energía interviene en el ajuste del presupuesto	Concienciación de los empleados correspondientes	Inversión utilizando únicamente criterios de pago a corto plazo
0	Ninguna política explícita	Ninguna gestión energética o ninguna delegación de responsabilidad para el consumo de energía	Ningún contacto con los usuarios	Ningún sistema de información. Ninguna contabilidad del consumo energético	Ninguna promoción de la eficiencia energética	Ninguna inversión en una mayor eficiencia energética en las instalaciones



3.2 Estudio de competitividad económica

También se deberá establecer un sistema de información sobre la eficiencia energética relacionada con el consumo eléctrico a nivel de un estudio económico para garantizar el aumento de la competitividad.

Este estudio depende básicamente de la asignación de un valor económico al consumo de electricidad, a las pérdidas operativas relacionadas con la falta de disponibilidad de energía y a los costes de mantenimiento con el fin de gestionar mejor la instalación eléctrica.

Fase preliminar: revisión de la situación actual y elaboración de un estudio económico (figura K4).

La necesidad de una instalación de medición está justificada por los beneficios que ésta genera. Una solución que cubra toda la instalación supone una importante mejora de la competitividad empresarial, pero requiere que el equipo en cuestión utilice realmente esta capacidad.

Ejemplo: en la siguiente figura se muestra un ejemplo para calcular la rentabilidad de la inversión (disponible en formato Excel en www.transparentready.com).

Datos de la empresa / 00000 Cálculos automáticos	Factores que intervienen	Ahorro por elemento	Ahorro/inversión por categoría	Inversión o ahorro total
Historial: características de su organización				
Ingresos anuales	100.000.000 €			
Beneficio neto (%)	10%			
Horas de trabajo anuales (horas/día × días/semana × semanas/año)	1.950 h			
Salario por hora medio (tasa en carga)	75 €			
Costes de energía eléctrica anuales	1.000.000 €			
Tipo de interés	15%			
Tipo impositivo corporativo	30%			
Potencial de ahorro de costes de energía anual				
Reducción del consumo energético (% estimado)	10%			
Reducción del consumo energético		100.000 €		
Reducción de la demanda		20.000 €		
Sanciones de factor de potencia evitadas		20.000 €		
Errores de facturación de energía evitados		5.000 €		
Costes de energía asignados a arrendatarios		0 €		
Ahorro de costes de energía anual		145.000 €		
Potencial de eliminación de costes por inactividad				
Número de eventos de inactividad al año	2			
Horas de inactividad por evento	1,5 h			
Horas para recuperar por evento de inactividad	2 h			
Empleados inactivos por evento de inactividad	250			
Empleados de fabricación necesarios para el arranque de la línea	10			
Empleados de IS necesarios para la recuperación de los sistemas informáticos	2			
Reducción de la sustitución de equipos (p. ej., transformadores)		25.000 €		
Reducción de los productos o piezas inservibles		50.000 €		
Aumento de los beneficios corporativos		15.385 €		
Aumento de las horas de trabajo productivas		56.250 €		
Reducción de las horas de recuperación de sistemas informáticos		600 €		
Reducción de los costes de arranque de la línea de fabricación		3.000 €		
Eliminación de costes por inactividad			150.235 €	
Potencial de ahorro en operaciones y mantenimiento				
Empleados asignados a medidores de lectura manual	3			
Empleados asignados al mantenimiento	2			
Empleados asignados al análisis de datos sobre energía	2			
Ahorro de costes basado en la actividad (p. ej., eliminación de equipos o procesos)		50.000 €		
Ahorro en el mantenimiento de equipos		10.000 €		
Lectura de medidores automática		7.875 €		
Reducción de las inspecciones de mantenimiento		2.250 €		
Reducción de las horas empleadas para el análisis de datos		10.500 €		
Ahorro en operaciones y mantenimiento			80.625 €	
Potencial de ahorro bruto anual total				375.860 €
Inversión en sistemas Transparent Ready				
Número de edificios en los que la energía se va a gestionar	2			
Dispositivos de medición, unidades de alimentación principales/críticas, por edificio	10			
Dispositivos de medición, unidades de alimentación no críticas, por edificio	15			
Dispositivos de medición, uso de energía simple, por edificio	15			
Costes de dispositivos			125.000 €	
Costes de software			15.000 €	
Costes de equipos informáticos			8.000 €	
Instalación			160.000 €	
Configuración			8.000 €	
Formación			3.500 €	
Contrato de asistencia			14.338 €	
Inversión total en el sistema				333.838 €
Resumen de la rentabilidad de la inversión				
Capital invertido				–333.838 €
Ahorro anual bruto				375.860 €
Depreciación anual				–66.768 €
Impuesto corporativo				–112.758 €
Ahorro neto anual (después de impuestos y depreciación)				196.334 €
Periodo de recuperación (antes de impuestos y depreciación) (en meses)				11
Periodo de recuperación (después de impuestos y depreciación) (en meses)				20
Valor actual neto				324.304 €
Rentabilidad de la inversión descontada (valor actual neto/capital invertido)				97 %

Fig. K4: *Ejemplo para calcular la rentabilidad de la inversión.*

www.elsolucionario.org

3 Un proceso, varios participantes

Inversión en tres pasos:
1 - Formular prioridades.
2 - Definir valores eléctricos clave.
3 - Seleccionar componentes.

Paso 1: formular prioridades

Cada planta industrial o terciaria tiene sus propias necesidades y cuenta con una arquitectura de distribución eléctrica específica. De acuerdo con las necesidades de las instalaciones, determine las aplicaciones de ahorro energético adecuadas (**Figura K5**):

Objetivo	Aplicación
Optimización del consumo	Asignación de costes
	Análisis del consumo energético
	Bombas y ventiladores para la industria y la infraestructura Bombas y ventiladores para edificios
	Control de iluminación
Optimización de la adquisición de energía	Reducción de la demanda máxima
	Optimización del suministro de electricidad
	Subfacturación
Mejora de la eficacia de los equipos encargados del funcionamiento de la instalación eléctrica	Registro de eventos y alarmas de distribución eléctrica
Aumento de la disponibilidad y de la calidad de la energía	Control remoto de la red de distribución eléctrica Automatización de la red de distribución eléctrica
Optimización de activos	Análisis estadístico del uso de equipos; corrección del factor de potencia

Fig. K5: *Objetivo y aplicación.*

Paso 2: definir los valores eléctricos clave

■ Una vez formuladas las prioridades, podemos definir los valores eléctricos clave que se incluirán en el sistema de medición.

■ Los parámetros a tener en cuenta deberán permitirnos detectar una perturbación en cuanto ésta aparezca, es decir, antes de que ejerza un efecto negativo en la instalación eléctrica y en los consumidores de corriente.

■ El método incluye la instalación de un dispositivo adecuado en cada unidad de alimentación en cuestión para poder responder lo mejor posible a las necesidades, y de otro dispositivo en la parte delantera de la instalación para tener una visión general. No obstante, también necesitamos identificar las unidades de alimentación vitales para la actividad de la empresa y las unidades de alimentación de los procesos costosos, para tener en cuenta esta información en la solución.

Ejemplo: si la aplicación consume una gran cantidad de electricidad y no es sensible a la calidad, el sistema de medición incluye los productos de medición apropiados. Del mismo modo, una aplicación de gran sensibilidad en cuanto a la calidad de la energía requiere un tipo diferente de producto de medición.

Paso 3: seleccionar componentes

Para instalaciones existentes: algunos de sus equipos eléctricos ya incluyen productos de medición.

Ejemplo: los relés de protección incluyen a menudo funciones de medición. Tan sólo tendrá que comunicarlos a través de un enlace serie Modbus con el sitio de la Intranet.

3.3 Los diversos perfiles y funciones de los participantes en la empresa

El establecimiento de un sistema de información permite el acceso a datos importantes desde los equipos eléctricos y deberá implicar a empleados con conocimientos en informática y electricidad que, por definición, serán muy variados en la empresa (**Figuras K6** y **K7**).

Ejemplo: en la siguiente tabla se muestran unos ejemplos de los perfiles de un hipermercado. Existen otros, como los empleados encargados de la gestión de las instalaciones, los responsables de producción del taller o los responsables de producción de la fábrica.

Perfil	Organización	Conocimientos	Función	Visualización de datos	¿Cuándo?	Formato de los datos
Personal de seguridad	Instalaciones	Sin conocimientos eléctricos técnicos específicos	Seguridad de las personas y los equipos	A través de una pantalla de alarma en la estación de seguridad central. Por DECT*, GSM o circulación general	Rara vez, tras producirse un evento	Solicitud de aplicación de procedimientos planificados según el tipo de evento eléctrico y advertencia para los responsables de las instalaciones según una lista predefinida
Responsable de mantenimiento	Instalaciones	Gestión de personal, conocimientos generales sobre la red eléctrica, lleva en este puesto de 3 a 8 años, nivel técnico con gran independencia de la toma de decisiones. Delega los problemas electrotécnicos en organizaciones externas (p. ej.: ajustes de protección de cálculos)	Con su equipo, garantiza el correcto funcionamiento técnico de todas las áreas (refrigeración, aire acondicionado, electricidad, protección, seguridad pública, etc.). Otorga prioridad a la disponibilidad, se enfrenta al desafío de los gastos generales y, por tanto, del consumo eléctrico, decide sobre la implicación de empresas externas y participa en los informes de inversión	MMS/SMS, PC en Intranet, correo electrónico	Rara vez, tras producirse un evento, consulta periódica de informes, consulta frecuente de información previa solicitud	Comparte los datos con su equipo: – Pantallas de medición con asistencia para facilitar la interpretación (límites, etc.) – Pantallas de consumo (kWh y euros) – Eventos con indicación de hora – Registro de direcciones para participantes externos – Diagrama eléctrico de una sola línea de las instalaciones, dibujos de armarios eléctricos y un vínculo a notificaciones de fabricación – Informes económicos, datos utilizados para el dossier de inversión – Indicadores del rendimiento de la red eléctrica
Responsable de las instalaciones	Instalaciones	Competencia en la gestión corporativa y en la gestión ejecutiva	Responsable de un centro de beneficios. Garantiza el cumplimiento de los procedimientos por parte del personal mediante un gráfico de gestión con indicadores de rendimiento. Se enfrenta al desafío del margen de beneficios y del volumen de ventas y, por tanto, de los gastos generales	Informe económico	Mensual	Aspectos económicos, incluido el consumo eléctrico, la relación entre la actividad que genera ingresos y la electricidad, el coste del mantenimiento de la red eléctrica
Responsable EE de una empresa multinacional	Instalaciones/ oficina central	Comprador/negociador del contrato de adquisición de energía global	Responsable de la factura de energía global de la empresa a través de filiales repartidas por el mundo; reta a las entidades entre sí	Informe económico	Mensual	Datos económicos, incluidos el consumo eléctrico de cada entidad multinacional

Fig. K6: *Los diversos perfiles y funciones de los participantes en la empresa.*

3 Un proceso, varios participantes

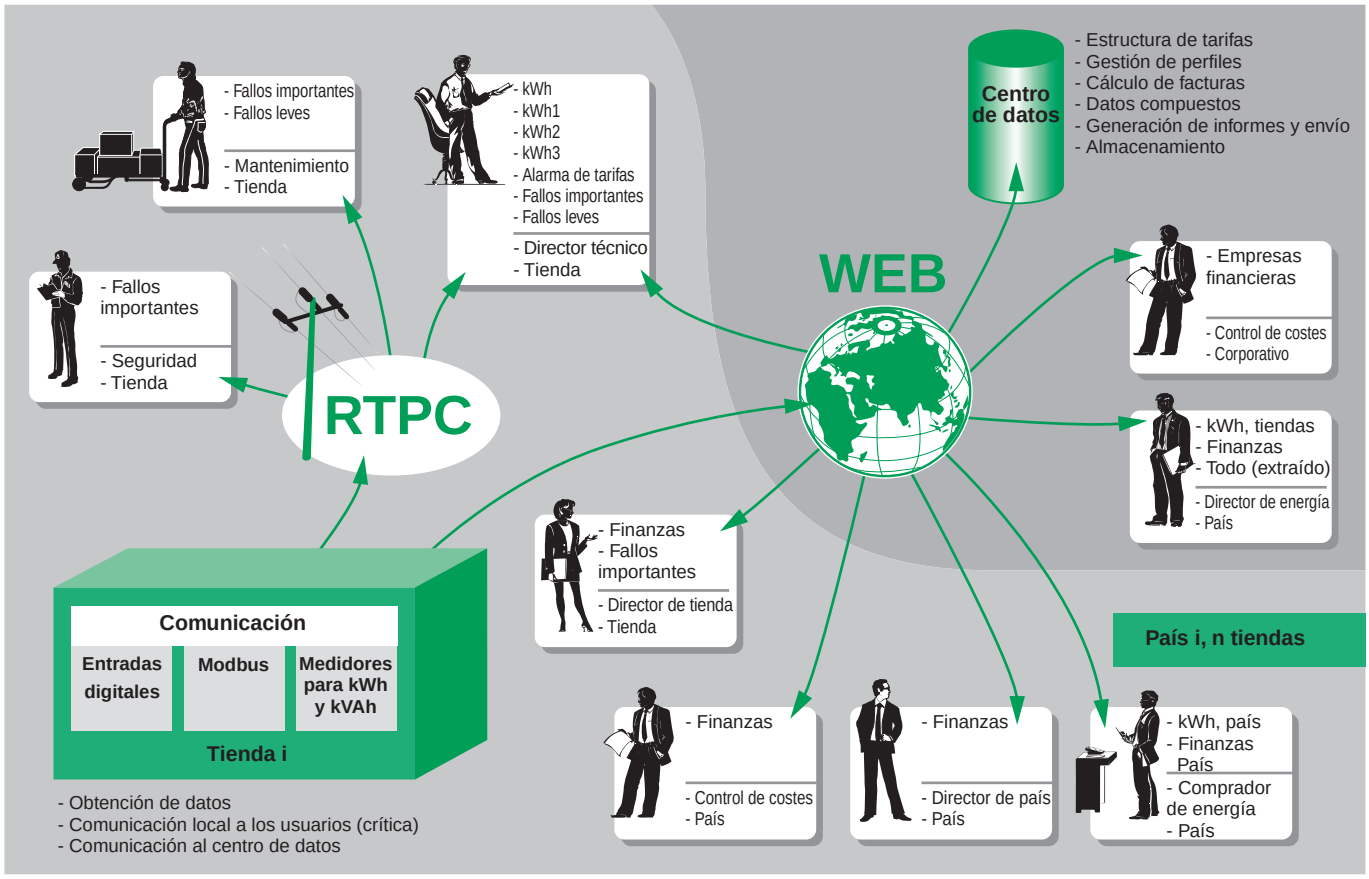


Fig. K7: Ejemplo: configuración de un centro comercial con diversos participantes.

K9

www.elsolucionario.org

4 De la medición eléctrica a la información eléctrica

La eficiencia energética en cuanto a electricidad sólo puede expresarse en términos de mediciones físicas fundamentales: tensión, corriente, armónicos, etc. Estas mediciones físicas vuelven a procesarse para convertirse en datos digitales y, posteriormente, en información.

Los datos sin formato no son muy útiles. Desafortunadamente, algunos responsables de la gestión energética se sumergen de lleno en los datos y convierten su recopilación y comparación en su principal tarea. Para poder aprovechar los datos, éstos deben transformarse en información (utilizada para respaldar el desarrollo de los conocimientos de todos aquellos encargados de la gestión energética) y en entendimiento (utilizado para lograr el ahorro energético). El ciclo operativo se basa en cuatro procesos: recopilación de datos, análisis de datos, comunicación y acción (**Figura K8**). Estos elementos se aplican a cualquier sistema de información. El ciclo funciona siempre y cuando se haya establecido una red de comunicación adecuada.

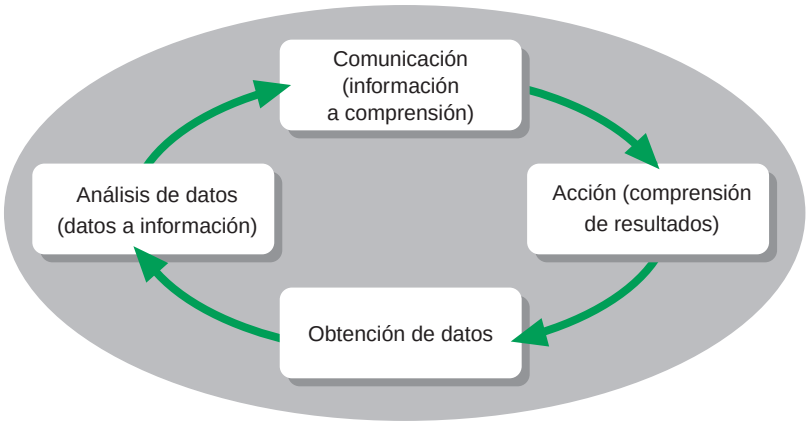


Fig. K8: *El ciclo operativo.*

El nivel de procesamiento de datos da lugar a una información que puede ser comprendida por el perfil del destinatario: la capacidad para interpretar los datos por el usuario representa un reto importante en cuanto a la toma de decisiones.
Los datos se asocian directamente a las cargas que consumen electricidad (procesos industriales, iluminación, aire acondicionado, etc.) y al servicio que dichas cargas ofrecen a la compañía (cantidad de productos fabricados, comodidad de los clientes de un supermercado, temperatura ambiente de una sala refrigerada, etc.).
El sistema de información queda preparado para ser utilizado diariamente por los usuarios con el fin de alcanzar los objetivos de ahorro energético establecidos por los directivos de la compañía.

4.1 Adquisición de valores físicos

La calidad de los datos comienza con la propia medición: en el lugar adecuado, en el momento oportuno y sólo la cantidad apropiada.

Básicamente, la medición eléctrica se basa en la tensión y la corriente que circula por los conductores. Estos valores conducen a todos los demás: potencia, energía, factor de potencia, etc.

En primer lugar, garantizaremos la coherencia de la clase de precisión de los transformadores de corriente, los transformadores de tensión, así como la precisión de los propios dispositivos de medición. La clase de precisión será menor cuanto mayores sean las tensiones: por ejemplo, un error en la medición de una tensión elevada representa una gran cantidad de energía.

El error total representa la suma cuadrática de cada error.

$$\sum \text{de error} = \sqrt{\text{error}^2 + \text{error}^2 + \ldots + \text{error}^2}$$

Ejemplo:
un dispositivo con un error del 2% conectado a un TI con un error del 2%:

$$\sum \text{de error} = \sqrt{(2)^2 + (2)^2} = 2{,}828\%$$

podría implicar una pérdida de 2.828 kWh para 100.000 kWh de consumo.

4 De la medición eléctrica a la información eléctrica

Un TI se identifica por:
■ Su relación de transformación. Por ejemplo: 50/5 A.
■ Clase de precisión CI. Ejemplo: CI = 0,5 normalmente.
■ Potencia de precisión en VA para suministrar energía a los dispositivos de medición secundarios. Ejemplo: 1,25 VA.
■ Factor de precisión límite indicado como un factor aplicado a In antes de la saturación. Ejemplo: FLP (o Fs) =10 para dispositivos de medición con una potencia de precisión adecuada.



Unidad de medición PM700

Medición de tensión

Con una tensión reducida, el dispositivo de medición mide directamente la tensión. Cuando el nivel de tensión se vuelve incompatible con la capacidad del dispositivo, por ejemplo, con una tensión media, deben utilizarse transformadores de tensión.

Un TT (transformador de tensión) se identifica por:
- Su tensión principal y su tensión secundaria.
- Su potencia aparente.
- Su clase de precisión.

Medición de corriente

La medición de corriente se lleva a cabo mediante TI divididos o de núcleo cerrado situados alrededor de los conductores de fase o neutros según convenga.
En función de la precisión requerida para la medición, el TI utilizado para el relé de protección también permite la medición de corriente en condiciones normales.

Concretamente, para la medición de energía, se tienen en cuenta dos objetivos:
- Un objetivo de facturación contractual, p. ej. entre una empresa de electricidad y su cliente o incluso entre el director de un aeropuerto (subfacturación) y los establecimientos que alquilan áreas de superficie del aeropuerto. En este caso, para medir la energía activa se aplican las normas IEC 62053-21 para las clases 1 y 2 y IEC 62053-22 para las clases 0,5S y 0,2S.
La cadena de medición completa (TI, TT y unidad de medición) puede alcanzar una clase de precisión CI de 1 en baja tensión, CI 0,5 en media tensión y 0,2 en alta tensión, o incluso 0,1 en el futuro.
- Un objetivo de asignación de costes internos para la compañía, p. ej. para desglosar el coste de electricidad de cada producto fabricado en un determinado taller. En este caso, resulta suficiente una clase de precisión de entre 1 y 2 para toda la cadena (TI, TT y estación de medición).

Es recomendable que la precisión de toda la cadena de medición coincida con las necesidades de medición reales: no existe una única solución universal, pero sí un buen acuerdo técnico y económico según las necesidades que deben cubrirse. Tenga en cuenta que la precisión de medición siempre tiene un coste, que se comparará con la rentabilidad de la inversión prevista.

Normalmente, puede lograrse un ahorro energético aún mayor cuando la red eléctrica no se ha equipado de esta forma hasta este punto. Además, las modificaciones permanentes de la red eléctrica, según la actividad de la compañía, nos obligan a buscar rápidamente optimizaciones inmediatas y significativas.

Ejemplo:
Un amperímetro analógico de clase 1, de 100 A, mostrará una medición de +/– 1 A a 100 A. No obstante, si muestra 2 A, la medición será correcta dentro de 1 A y, por tanto, existirá una incertidumbre del 50%.
Una estación de medición de energía de clase 1, como PM710 Merlin Gerin, al igual que otras unidades de medición Power Meter y Circuit Monitor de Merlin Gerin, ofrece una precisión del 1% en todo el intervalo de medición, según se describe en los estándares IEC 62053.

Otras mediciones físicas mejoran considerablemente los datos:
- Activación/desactivación, posición de funcionamiento abierto/cerrado de dispositivos, etc.
- Impulso de medición de energía.
- Transformador, temperatura del motor.
- Horas de funcionamiento, cantidad de operaciones de conmutación.
- Carga del motor.
- Carga de la batería de la unidad SAI.
- Fallos de equipos registrados como eventos.
- Etc.

4.2 Datos eléctricos para objetivos reales

Los datos eléctricos se transforman en información destinada normalmente a cumplir diversos objetivos:
- Puede modificar el comportamiento de los usuarios para gestionar la energía de forma oportuna y reducir finalmente el coste energético global.
- Puede contribuir a aumentar la eficacia de los empleados.
- Puede contribuir a reducir el coste de energía.
- Puede contribuir a ahorrar energía al comprender el modo en que ésta se utiliza y cómo pueden optimizarse los activos y procesos para producir un menor consumo.

4 De la medición eléctrica a la información eléctrica



Fig. K9: Los costes de los servicios en las instalaciones se asemejan a la visualización de un iceberg. La gran mayoría están ocultos.

■ Puede ayudar a optimizar y prolongar la vida útil de los activos asociados a la red eléctrica.
■ Finalmente, puede ser imprescindible para incrementar la productividad del proceso asociado (proceso industrial o incluso gestión de oficinas y edificios), mediante la prevención o la reducción del tiempo de inactividad, o la garantía de una mayor calidad de energía en las cargas.

Los costes de los servicios en las instalaciones se asemejan a la visualización de un iceberg (**Figura K9**). Cuando un iceberg parece enorme sobre la superficie, su tamaño por debajo de la superficie es muchísimo mayor. Del mismo modo, las facturas eléctricas salen a la superficie cada mes, cuando su proveedor de electricidad le cobra. El ahorro en este campo resulta importante y puede llegar a ser lo suficientemente considerable para ser una justificación suficiente para disponer de un sistema de supervisión de alimentación. No obstante, si dispone de las herramientas adecuadas, puede aprovechar otras oportunidades de ahorro menos obvias y más significativas que se encuentran por debajo de la superficie.

Modificación del comportamiento de los consumidores de energía

Mediante el uso de informes de asignación de costes, se puede verificar la precisión de la facturación de las instalaciones, distribuir facturas internamente por departamento, tomar decisiones efectivas sobre energía basadas en hechos y llevar una contabilidad en todos los niveles de su organización. Al asignar la propiedad de los costes de electricidad al nivel adecuado de una organización, se modifica el comportamiento de los usuarios para gestionar la energía de un modo conveniente y, finalmente, se reduce el coste energético global.

Aumento de la eficacia del personal de mantenimiento

Uno de los retos del personal de mantenimiento de la red eléctrica consiste en tomar la decisión correcta y actuar en el mínimo tiempo.
La primera necesidad de esas personas se basa en conocer mejor lo que ocurre en la red y, posiblemente, ser informados en cualquier lugar de la instalación en cuestión.
Esta transparencia en lo que respecta al lugar constituye una característica clave que permite al personal de mantenimiento:
■ Conocer los flujos de la energía eléctrica: comprobar que la red está correctamente configurada y equilibrada, cuáles son los consumidores principales, en qué periodo del día o de la semana, etc.
■ Conocer el comportamiento de la red: el disparo de una unidad de alimentación es más fácil de comprender si se tiene acceso a la información desde las cargas aguas abajo.
■ Estar informado de forma espontánea sobre los eventos, incluso fuera del lugar en cuestión mediante la comunicación móvil actual.
■ Dirigirse directamente al lugar correcto de las instalaciones con el repuesto adecuado y con una visión completa de la situación.
■ Iniciar una acción de mantenimiento teniendo en cuenta la utilización real de un equipo, ni demasiado pronto, ni demasiado tarde.
■ Así pues, el hecho de proporcionar al electricista un modo de supervisar la red eléctrica puede considerarse como un medio importante para optimizar y, en determinados casos, reducir considerablemente los costes de energía.

A continuación se ofrecen algunos ejemplos de la utilización principal de los sistemas de supervisión más sencillos:
■ Establecer comparativas entre zonas para detectar un consumo anormal.
■ Realizar un seguimiento de un consumo inesperado.
■ Asegurar que el consumo eléctrico no sea superior al de los competidores.
■ Seleccionar el contrato de suministro eléctrico adecuado con la compañía eléctrica.
■ Configurar un deslastrado simple centrándose únicamente en la optimización de cargas gestionables, como las luces.
■ Estar en disposición de solicitar una compensación por daños y perjuicios debida a la falta de calidad en el suministro de la compañía eléctrica (el proceso se ha detenido debido a una curva en la red).

Implantación de proyectos de ahorro energético

El sistema de supervisión de alimentación proporcionará una información que respaldará una completa auditoría sobre energía en las instalaciones. Dicha auditoría podría cubrir no sólo la gestión de la electricidad, sino también del agua, del aire, del gas y del vapor. Las mediciones, las comparativas y la información normalizada sobre el consumo de energía indicarán el grado de ahorro energético de los procesos e instalaciones industriales. Se implantarán los planes de acción oportunos. Su alcance podrá abarcar la implantación de una iluminación de control, sistemas de automatización de edificios, variadores de velocidad, procesos automatizados, etc.

www.elsolucionario.org

4 De la medición eléctrica a la información eléctrica

Optimización de los activos

Un hecho cada vez más frecuente es que la red eléctrica está en constante evolución y surge una cuestión recurrente: ¿va a soportar mi red esta nueva evolución?
Es aquí donde normalmente un sistema de supervisión puede ayudar a que el propietario de la red tome la decisión correcta.
Mediante su actividad de registro, puede archivar la utilización real de los activos y evaluar posteriormente con bastante precisión la capacidad no utilizada de una red, un cuadro de distribución, un transformador, etc.
Un mejor uso de un activo puede incrementar su vida útil.
Los sistemas de supervisión pueden proporcionar información precisa sobre el uso exacto de un activo y, posteriormente, el equipo de mantenimiento puede decidir la operación de mantenimiento apropiada, ni demasiado tarde ni demasiado pronto.
Asimismo, en algunos casos, la supervisión de los armónicos puede constituir un factor positivo para la vida útil de algunos activos (como motores o transformadores).

Incremento de la productividad mediante la reducción del tiempo de inactividad

El tiempo de inactividad representa una pesadilla para cualquier persona que esté al cargo de una red eléctrica. Puede suponer una pérdida importante a la compañía y la presión para restablecer el suministro en un tiempo mínimo y el consiguiente estrés para el operador son muy altos.
Un sistema de control y supervisión puede ayudar a reducir el tiempo de inactividad de un modo muy eficaz.
Sin hablar de un sistema de control remoto que son los sistemas más sofisticados y que pueden ser necesarios para las aplicaciones más exigentes, un simple sistema de supervisión ya puede proporcionarle información importante que puede contribuir en gran medida a reducir el tiempo de inactividad:

- Proporcionando al operador información espontánea, incluso remota, fuera del lugar en cuestión (mediante una comunicación móvil como la red DECT o GSM/SMS).
- Proporcionando una visión global del estado general de la red.
- Ayudando a la identificación de la zona que falla.
- Obteniendo de forma remota información detallada asociada a cada evento detectado por los dispositivos de campo (causa de disparo, por ejemplo).

El control remoto de un dispositivo debe realizarse, aunque no es obligatorio. En la mayoría de los casos, resulta necesaria la inspección de la zona averiada donde se pueden llevar a cabo acciones locales.

Incremento de la productividad mediante la mejora de la calidad de la energía.
Algunas cargas pueden ser muy sensibles a la calidad de la electricidad y los operadores pueden enfrentarse a situaciones inesperadas si la calidad de la energía no está controlada.
Así pues, la supervisión de la calidad de la energía constituye un medio apropiado para prevenir tales eventos o reparar incidencias específicas.



Unidad de disparo Micrologic para Masterpact



Controlador de motor TeSys U

4.3 La medición comienza con la solución de “producto independiente”

La elección de productos de medición en equipos eléctricos se realiza en función de sus prioridades de eficiencia energética y de los avances tecnológicos actuales:

- Las funciones de medición y protección de la red eléctrica BT o MT se integran en el mismo dispositivo.

Ejemplo: relés de medición y protección Sepam, unidad de disparo Micrologic para Masterpact, controlador de motor TeSys U, controlador de batería de condensadores NRC12, unidades SAI Galaxy, etc.

- Las funciones de medición se integran en el dispositivo, separadas de la función de protección, p. ej. integradas en el interruptor automático BT.

Ejemplo: unidad de medición de alto rendimiento PowerLogic Circuit Monitor.

El progreso obtenido en tiempo real por la informática y la electrónica industrial se utiliza en un único dispositivo:

- Para satisfacer las necesidades de simplificación de los cuadros de distribución.
- Para reducir los costes de adquisición y el número de dispositivos.
- Para facilitar el desarrollo de los productos mediante procedimientos de actualización de software.

4 De la medición eléctrica a la información eléctrica

A continuación se ofrecen ejemplos de mediciones disponibles a través de Modbus, RS485 o Ethernet (**Figura K10**):

	Unidades de medición	**Relés de medición y protección MT**	**Relés de medición y protección BT**	**Reguladores de baterías de condensadores**	**Monitores de aislamiento**
Ejemplos	Power Meter, Circuit Monitor, ION	SEPAM	Unidades de disparo Masterpact y Compact Micrologic	Varlogic	Sistema Vigilohm
Control del consumo de energía					
Potencia, inst., máx., mín.	■	■	■	■	–
Energía, capacidad de restablecimiento	■	■	■	–	–
Factor de potencia, inst.	■	■	■	–	–
Cos φ inst.	■	–	–	■	–
Mejora de la disponibilidad de alimentación					
Corriente, inst., máx., mín., desequilibrio	■	■	■	■	–
Corriente, captura de forma de onda	■	■	■	–	–
Tensión, inst., máx., mín., desequilibrio	■	■	■	■	–
Tensión, captura de forma de onda	■	■	■	–	–
Estado de dispositivo	■	■	■	■	–
Historial de fallos	■	■	■	–	–
Frecuencia, inst., máx., mín.	■	■	■	–	–
THDu, THDi	■	■	■	■	–
Mejora de la gestión de la instalación eléctrica					
Temperatura de cargas, estado térmico de cargas y dispositivos	■	■	–	■	–
Resistencia de aislamiento	–	–	–	–	■

	Controladores de motor	**Variadores de velocidad BT**	**Arrancadores suaves BT**	**Arrancadores suaves MT**	**Unidades SAI**
Ejemplos	TeSys U	ATV.1	ATS.8	Motorpact RVSS	Galaxy
Control del consumo de energía					
Potencia, inst., máx., mín.	–	■	–	■	■
Energía, capacidad de restablecimiento	–	■	■	■	–
Factor de potencia, inst.	–	–	■	■	■
Mejora de la disponibilidad de alimentación					
Corriente, inst., máx., mín., desequilibrio	■	■	■	■	■
Corriente, captura de forma de onda	–	–	–	■	■
Estado de dispositivo	■	■	■	■	■
Historial de fallos	■	■	■	■	–
THDu, THDi	–	■	–	–	–
Mejora de la gestión de la instalación eléctrica					
Temperatura de cargas, estado térmico de cargas y dispositivos	■	■	■	■	■
Horas de funcionamiento del motor	–	■	■	■	–
Seguimiento de la batería	–	–	–	–	■

Fig. K10: *Ejemplos de mediciones disponibles a través de Modbus, RS485 o Ethernet.*

4 De la medición eléctrica a la información eléctrica

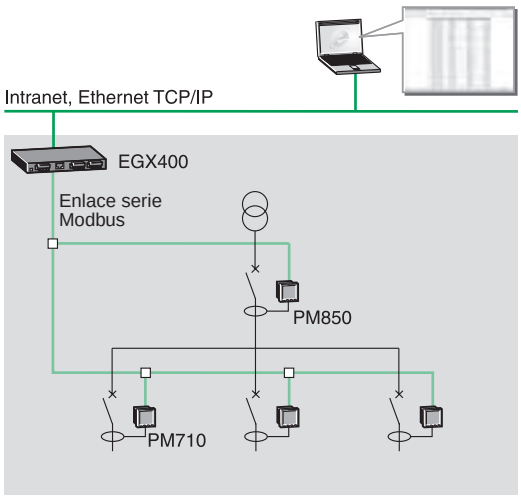


Fig. K11: Ejemplo de red eléctrica protegida y supervisada a través del sitio de Intranet.

Ejemplo de soluciones para instalaciones de tamaño medio

Analysesample Ltd. es una empresa especializada en el análisis de muestras industriales de fábricas regionales (metales, plásticos, etc.) para certificar sus características químicas. La empresa desea llevar un mejor control del consumo de sus calderas eléctricas y de su sistema de aire acondicionado, así como garantizar la calidad del suministro eléctrico para los dispositivos electrónicos de alta precisión utilizados para analizar las muestras.

Red eléctrica protegida y supervisada a través del sitio de Intranet

La solución implantada implica la recuperación de los datos de energía a través de unidades de medición que también permiten medir parámetros eléctricos básicos, así como la verificación de la calidad de la energía eléctrica. Un navegador de Internet, conectado a un servidor Web, permite utilizar dichos datos con gran facilidad y exportarlos a una hoja de cálculo de tipo Microsoft Excel™. Las curvas de potencia pueden trazarse en la hoja de cálculo en tiempo real (**Figura K11**).

De esta forma, no se requiere ninguna inversión en informática, ya sea en software o hardware, para utilizar los datos.

Por ejemplo, para reducir la factura de electricidad y limitar el consumo durante la noche y los fines de semana, debemos estudiar las curvas de tendencias proporcionadas por las unidades de medición (**Figura K12**).

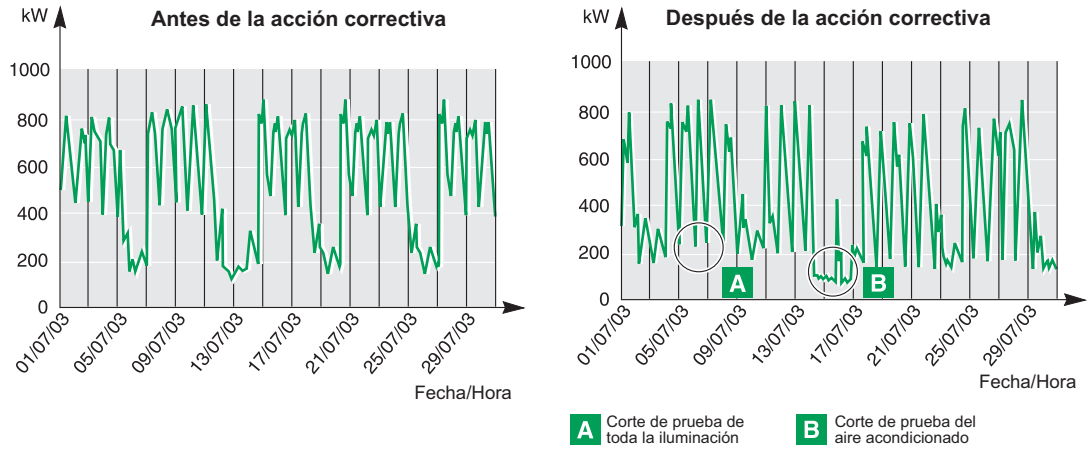


Fig. K12: A *Prueba para apagar toda la iluminación* B *Prueba para apagar el aire acondicionado.*
Aquí, el consumo durante las horas de inactividad parece excesivo; en consecuencia, se tomaron dos decisiones:
- *Reducir la iluminación durante la noche.*
- *Apagar el aire acondicionado durante los fines de semana.*

La nueva curva obtenida muestra una reducción significativa del consumo.

www.elsolucionario.org

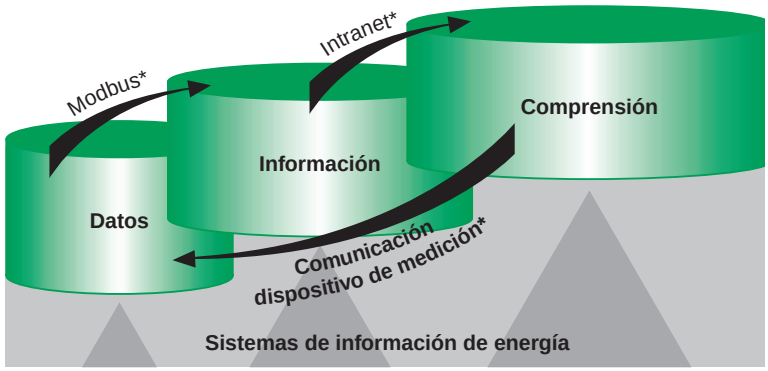
5 Sistema de información y comunicación

La mayoría de las organizaciones ya dispondrán de algún tipo de sistema de información sobre energía, incluso si éste no se identifica o se gestiona como tal. Deberá tenerse en cuenta que en un mundo empresarial en constante evolución, cualquier sistema de información necesitará desarrollarse para alcanzar su objetivo principal: respaldar la toma de decisiones sobre gestión; un punto clave consiste en facilitar la información sobre energía a todos los niveles de la organización a través de la infraestructura de comunicación.

Los datos sobre energía son datos importantes, constituyen uno de los activos de la empresa. La empresa cuenta con responsables de TI ya encargados de gestionar sus otros sistemas informáticos. Intervienen de forma activa en el sistema de supervisión de la alimentación y, sobre todo, en el sistema de intercambio de datos dentro de la organización empresarial.

5.1 Red de comunicación a nivel de los productos, los equipos y las instalaciones

El funcionamiento diario del sistema de información sobre energía puede mostrarse en un diagrama de bucle cerrado (**Figura K13**).



* Red de comunicación

Fig. K13: *Jerarquía de sistemas.*

Se utilizan diversos recursos para enviar datos desde los dispositivos de medición y protección instalados en los armarios eléctricos del usuario, p. ej. a través de Schneider ElectricTransparent Ready™.

El protocolo de comunicación Modbus

Modbus es un protocolo de mensajería industrial entre equipos que se interconecta a través de un enlace de transmisión físico, p. ej. RS485 o Ethernet (mediante TCP/IP) o un módem (GSM, radio, etc.). Este protocolo se implanta con frecuencia en productos de medición y protección para redes eléctricas.

Creado inicialmente por Schneider Electric, Modbus constituye ahora un recurso público gestionado por una organización independiente Modbus-IDA, que permite una apertura total de sus especificaciones. Modbus, estándar industrial desde 1979, permite la comunicación entre millones de productos.
La IETF, autoridad internacional que gestiona Internet, ha aprobado la creación de un puerto (502) para los productos conectados a Internet/Intranet que utilicen el protocolo de comunicación Ethernet Modbus TCP/IP.

Modbus representa un proceso de consulta/respuesta entre dos equipos basado en servicios de lectura y escritura de datos (códigos de función).
La consulta es emitida por un único “maestro” y la respuesta es enviada únicamente por el equipo “esclavo” identificado en la consulta (**Figura K14**).
El usuario establece para cada producto “esclavo” conectado a la red Modbus un número identificativo del 1 al 247 denominado dirección Modbus.
El “maestro”, por ejemplo, un servidor Web integrado en un armario eléctrico, consulta simultáneamente todos los productos con un mensaje en el que se incluye la dirección de destino, el código de función, la ubicación de la memoria en el producto y la cantidad de información (253 bytes máximo).
Sólo un producto con la dirección correspondiente responde a la solicitud de datos.
El intercambio sólo se lleva a cabo con la iniciativa del maestro (en este caso, el servidor Web): se trata del procedimiento operativo Modbus maestro-esclavo.

5 Sistema de información y comunicación

Este procedimiento de consulta seguido de una respuesta implica que el maestro tendrá disponibles todos los datos en un producto cuando éstos sean solicitados. El “maestro” gestiona todas las consultas de transacción sucesivamente si éstas van destinadas al mismo producto. Esta disposición conduce al cálculo de un número máximo de productos conectados al maestro para optimizar un tiempo de respuesta aceptable para el iniciador de consultas, especialmente, cuando se trata de un enlace RS485 de baja velocidad.

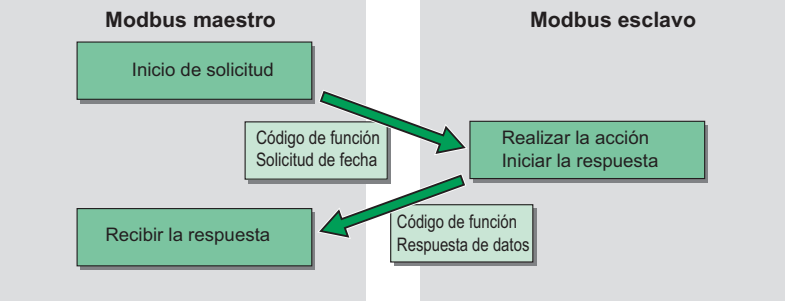


Fig. K14: *Los códigos de función permiten la escritura o lectura de los datos. Un mecanismo de detección de errores de transmisión denominado CRC16 permite que un mensaje con un error se repita y sólo responda el producto en cuestión.*

Su red de Intranet

El intercambio de datos industriales emplea básicamente las tecnologías Web implantadas permanentemente en la red de comunicación corporativa y, especialmente, en su Intranet.

La infraestructura informática gestiona la convivencia de las aplicaciones de software: la empresa la emplea para utilizar aplicaciones de oficina, impresión, copia de seguridad, para el sistema informático corporativo, contabilidad, compras, ERP, control de las instalaciones de producción, API, MES, etc. La convivencia de los datos en la misma red de comunicación no supone ningún problema tecnológico especial.

Cuando hay varios PCs, impresoras y servidores conectados a otros edificios de la empresa, probablemente a través de la red local Ethernet y servicios Web: esta empresa pasa a estar inmediatamente capacitada para que sus armarios eléctricos proporcionen datos sobre el ahorro energético. Sin ningún desarrollo de software, lo único que se requiere es un navegador de Internet de tipo Microsoft Internet Explorer.

Los datos de estas aplicaciones pasan por la red Ethernet de banda ancha local a una velocidad de hasta 1 Gb/s. Los medios de comunicación normalmente utilizados en este ámbito son el cobre o la fibra óptica, que permiten una conexión en cualquier lugar, tanto en edificios comerciales o industriales como en instalaciones eléctricas.

Si la empresa también dispone de una red de comunicación de Intranet interna para enviar correo electrónico y compartir datos de servidores Web, utiliza un protocolo de comunicación estandarizado sumamente conocido: TCP/IP.

Aplicaciones	SNMP	NTP	RTPS	DHCP	TFTP	FTP	HTTP	SMTP	Modbus
Transporte	UDP					TCP			
Conexión	IP								
Físico	Ethernet 802.3 y Ethernet II								

5 Sistema de información y comunicación

El protocolo de comunicación TCP/IP está destinado para servicios Web ampliamente utilizados tales como HTTP para el acceso a páginas Web o SMTP para la mensajería electrónica entre otros servicios.
Los datos eléctricos registrados en los servidores Web industriales instalados en armarios eléctricos se envían a través del mismo protocolo TCP/IP estandarizado con el fin de limitar los costes de mantenimiento de TI recurrentes intrínsecos a una red informática. Éste es el principio operativo de Schneider Electric Transparent Ready™ para la comunicación de datos sobre eficiencia energética. El armario eléctrico es autónomo, por lo que no se requiere ningún sistema informático adicional en un PC; todos los datos relacionados con la eficiencia energética se registran y pueden transferirse del modo habitual a través de la Intranet, la comunicación GSM, una conexión telefónica fija, etc.

Seguridad

Empleados bien informados, más eficientes y que trabajan con una total seguridad eléctrica: ya no necesitan acceder a salas eléctricas ni realizar comprobaciones estándar en dispositivos eléctricos, tan sólo tienen que consultar datos. En estas condiciones, los sistemas de comunicación ofrecen a los empleados de la empresa unas ventajas inmediatas y significativas, y les evitan la preocupación de cometer posibles errores.
De esta forma, los electricistas, los técnicos de mantenimiento o producción y los responsables de las instalaciones pueden trabajar juntos con total seguridad.
Según la confidencialidad de los datos, el responsable de TI simplemente otorgará a los usuarios los derechos de acceso oportunos.

Impacto marginal en el mantenimiento de las redes locales

El responsable de TI de la empresa cuenta con recursos técnicos para supervisar y añadir equipos a la red de la empresa local.
Basándose en servicios Web estándar, incluido el protocolo Modbus en TCP/IP, y debido a la poca necesidad de ancho de banda característica de los sistemas de supervisión de redes eléctricas, así como el uso de tecnologías que no resultan afectadas por virus y estándares de TI mundiales, el responsable de TI no necesita realizar ninguna inversión específica para preservar el nivel de rendimiento de la red local o protegerla frente a cualquier problema de seguridad adicional (virus, manipulación, etc.).

Capacitación de colaboradores externos

De acuerdo con la política de seguridad de la empresa, pueden utilizarse los servicios de asistencia de los colaboradores habituales en el sector eléctrico: contratistas, responsables de instalaciones, fabricantes de paneles e integradores de sistemas, o bien los Servicios de Schneider Electric pueden proporcionar asistencia remota y análisis de datos eléctricos a la compañía consumidora de electricidad.
El servicio Web de mensajería puede enviar datos regularmente por correo electrónico o se pueden consultar las páginas Web de forma remota mediante el uso de las técnicas adecuadas.

www.elsolucionario.org

5.2 Del sistema de supervisión y control de la red al equipo eléctrico inteligente

Tradicionalmente y durante años, los sistemas de supervisión y control se han centralizado y basado en los sistemas de automatización SCADA (supervisión, control y adquisición de datos).
La decisión de invertir en tales sistemas, indicado **(3)** en la **Figura K15**, se reservó para las instalaciones con una fuerte demanda, debido a que o bien se trataban de importantes consumidores de potencia o sus procesos eran muy sensibles a la falta de calidad en la alimentación.
Estos sistemas, basados en tecnologías de automatización, estaban diseñados y personalizados por un integrador de sistemas y, posteriormente, se instalaban in situ. Sin contar con el coste inicial, los conocimientos necesarios para utilizar correctamente tales sistemas unido al coste de las actualizaciones necesarias para seguir la evolución de la red pueden haber evitado la inversión por parte de usuarios potenciales.
De esta manera, el enfoque indicado **(2)**, basado en una solución dedicada destinada al electricista, resulta mucho más apropiado para las necesidades específicas de la red eléctrica y supone una verdadera recuperación de la inversión realizada. Sin embargo, debido a su arquitectura centralizada, es posible que el coste de estas soluciones resulte aún elevado.

En algunas instalaciones, los tipos **(2)** y **(3)** pueden convivir, proporcionando la información más precisa al electricista cuando sea necesario.
Hoy en día, ha llegado un nuevo concepto de equipo eléctrico inteligente, indicado **(1)**, considerado como un paso introductorio para pasar a los niveles 2 y 3, debido a la capacidad que tienen estas soluciones para coexistir en una instalación.

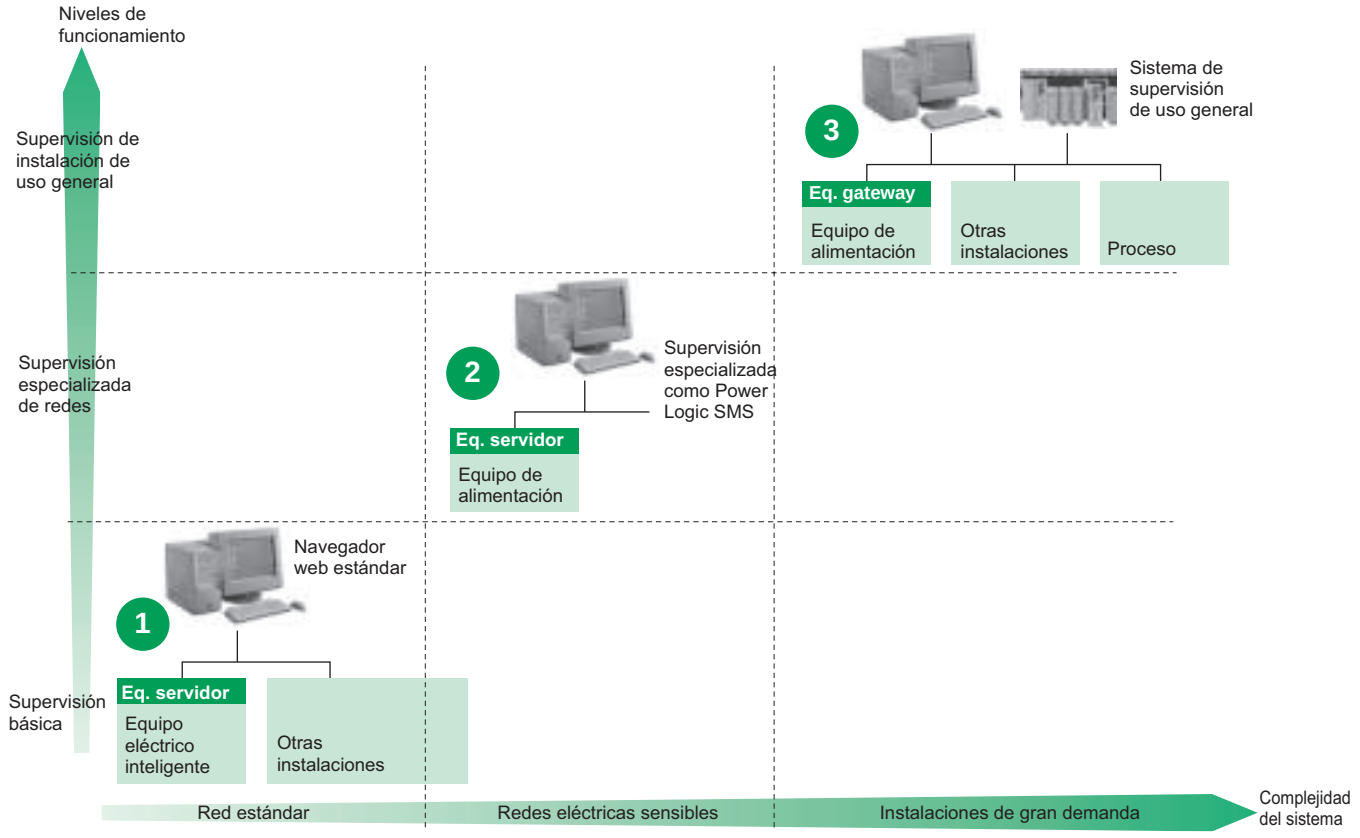


Fig. K15: Colocación de los sistemas de supervisión.

5 Sistema de información y comunicación

Arquitectura basada en equipos inteligentes (ver la Figura K16)

Esta nueva arquitectura ha aparecido recientemente gracias a las posibilidades de la tecnología Web y puede situarse realmente como un punto de partida para los sistemas de supervisión.
Basada en tecnologías Web, aprovecha al máximo los servicios y protocolos de comunicación estándar, así como el software sin licencia.
El acceso a la información sobre electricidad se puede realizar desde cualquier lugar de las instalaciones y el personal de mantenimiento eléctrico puede aumentar considerablemente su eficacia.
También se ofrece una apertura a Internet para servicios prestados fuera de las instalaciones.

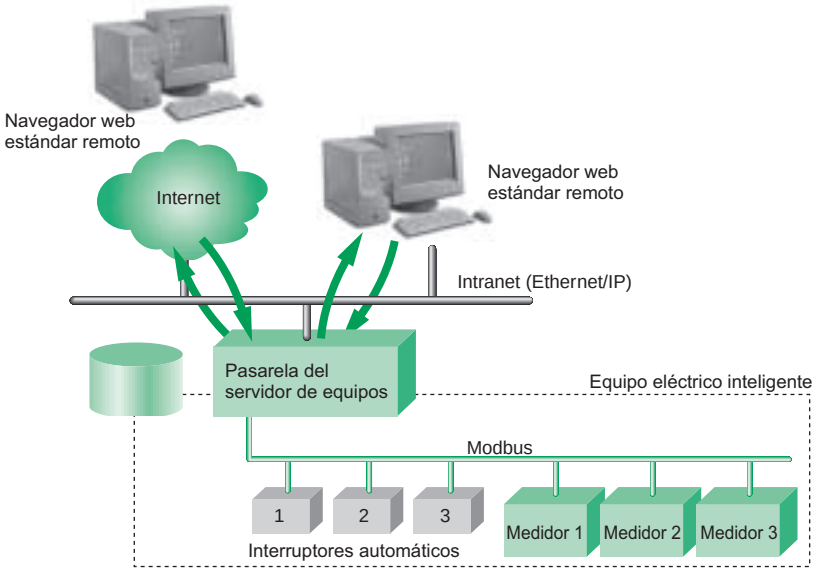


Fig. K16: Arquitectura de equipos inteligentes.

Arquitectura centralizada especializada en electricistas

(ver la Figura K17)

Dedicada al electricista, el hecho de que esta arquitectura esté basada en una supervisión específica centralizada significa que satisface completamente las necesidades en cuanto a la supervisión de una red eléctrica.
Así pues, ofrece de forma natural un nivel de especialización inferior para configurar y mantener; todos los dispositivos de distribución eléctrica ya están presentes en una librería dedicada. Finalmente, los costes de adquisición se reducen al mínimo, debido al bajo nivel de esfuerzo integrador del sistema.

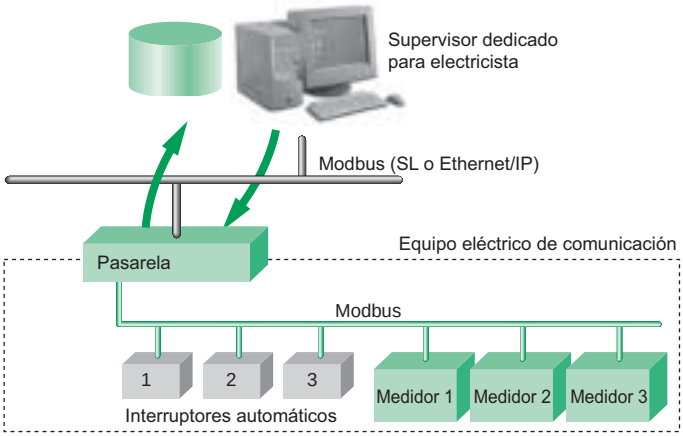


Fig. K17: Sistema de supervisión especializado en Distribución Eléctrica.

5 Sistema de información y comunicación

Arquitectura centralizada de uso general (ver la **Figura K18**)

Aquí se muestra una arquitectura típica basada en piezas de automatización estándar tales como los sistemas SCADA y pasarelas.
A pesar de su eficacia real, esta arquitectura tiene algunas desventajas como:

- El nivel de conocimientos necesario para su uso.
- Su dificultad de actualización.
- Y, finalmente, el riesgo en cuanto a la rentabilidad de estas soluciones.

Sin embargo, no cuentan con ningún equivalente para lugares con una fuerte demanda y son muy adecuados para centros de operaciones centrales.

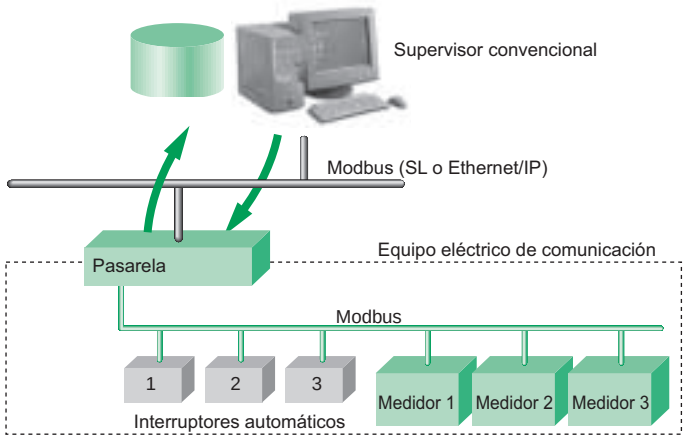


Fig. K18: *Sistema de control y supervisión convencional en tiempo real.*

K21

5.3 La asistencia electrónica se vuelve accesible

La implantación de un sistema de información que respalde rápidamente un enfoque de eficiencia energética global conduce a un beneficio económico, normalmente con una rentabilidad de la inversión inferior a 2 años para la electricidad.

Otro beneficio adicional, todavía subestimado hoy en día, es el uso de las tecnologías de la información en el sector eléctrico. La red eléctrica puede ser analizada de vez en cuando por una tercera parte, especialmente, mediante el uso de competencias externas a través de Internet para asuntos muy específicos:

- Contratos de suministro eléctrico. El cambio de proveedor en un momento determinado, p. ej. con un análisis económico permanente de los costes relacionados con el consumo, se hace posible sin necesidad de esperar una revisión anual.
- Gestión total de los datos eléctricos, a través de Internet, para transformarlos en información relevante que se transfiera a través de un portal Web personalizado. La información de uso del consumidor constituye actualmente un servicio de valor añadido, disponible para una gran variedad de usuarios. Resulta sencillo exponer los datos de uso de los clientes en Internet, pero lograr que dicha información resulte útil para los usuarios ya es otra cuestión.
- Diagnóstico de fallos eléctricos complejos para llamar a un experto electrotécnico, un recurso poco frecuente al que puede accederse fácilmente a través de la Web.
- Supervisión del consumo y generación de alertas en caso de producirse picos de consumo anormales.
- Un servicio de mantenimiento gracias al cual, ya no es necesario enfrentarse a la presión de los gastos generales a través de unos servicios de gestión en las instalaciones.

El ahorro energético deja de ser un problema al que ha de enfrentarse la empresa por sí sola, muchos colaboradores electrónicos pueden respaldar este enfoque según se requiera, especialmente, cuando se llega a la fase de asistencia para la medición y la toma de decisiones, con la condición de que la red se mida y sea comunicativa a través de Internet.

La implantación puede ser gradual, haciendo comunicativos en un principio a unos cuantos componentes de los equipos y ampliando gradualmente el sistema para que sea más preciso u ofrezca una mayor cobertura de la instalación.

www.elsolucionario.org

5 Sistema de información y comunicación

La empresa puede elegir su política: puede pedir a uno o varios colaboradores que analicen los datos, hacerlo ella misma o combinar ambas opciones.
La empresa puede optar por gestionar su energía eléctrica por sí sola o pedir a un colaborador que supervise la calidad para garantizar una supervisión activa de los resultados en cuanto a la antigüedad.

Ejemplo:
Schneider Electric propone unos servicios electrónicos que ofrecen una aplicación de visualización y análisis de datos de carga en modo ASP. Simplifica los procesos para los arrendatarios con ubicaciones situadas en diferentes lugares al proporcionarles una información integrada adecuada sobre el uso y la facturación correspondientes a todas las ubicaciones combinadas.
El sistema convierte los datos de uso del cliente en información útil, fácilmente accesible para todos los usuarios internos. Ayuda a controlar los costes al mostrar a los clientes el modo en que su organización utiliza la energía.

Una gran variedad de funciones satisface las necesidades del personal desde la misma plataforma: acceso y análisis de datos, historial y estimación de facturas, comparación de tarifas, análisis hipotéticos (evaluación del impacto de los cambios operativos, tales como el cambio de energía entre periodos de tiempo o la reducción del uso en cantidades o porcentajes fijos), alarmas automáticas, informes memorizados, comparativas (comparativas con los datos de uso de varias instalaciones mediante la aplicación de factores de normalización como metros cuadrados, horas de funcionamiento y unidades de producción). Múltiples servicios (acceso a los datos de uso de gas, agua, electricidad, etc.).

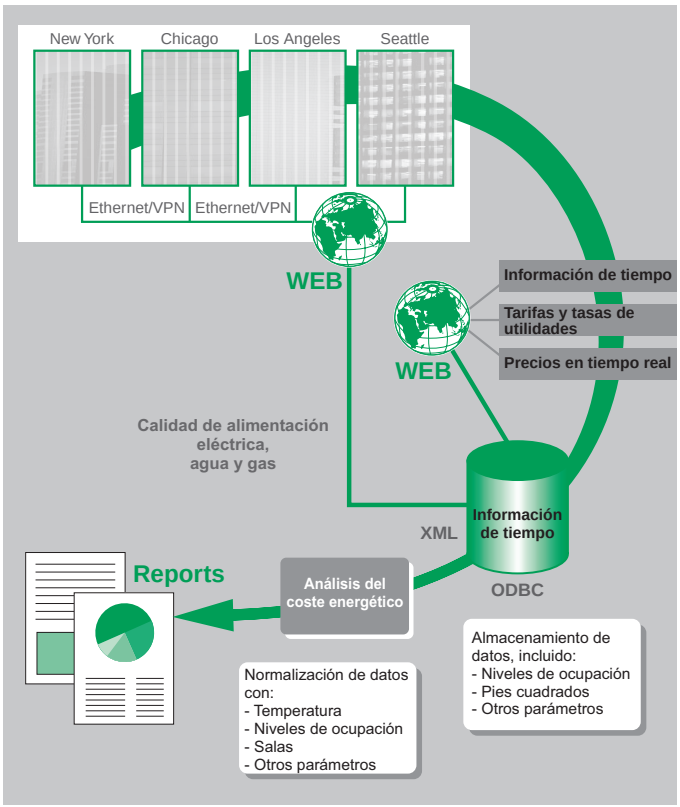


Fig. K19: *Ejemplo de solución típica.*

Capítulo L
Mejora del factor de potencia y filtrado de armónicos

Índice

1	**Energía reactiva y factor de potencia**	**L2**
	1.1 Naturaleza de la energía reactiva	L2
	1.2 Equipos que requieren energía reactiva	L2
	1.3 Factor de potencia	L3
	1.4 Valores prácticos del factor de potencia	L4
2	**Por qué se debe mejorar el factor de potencia**	**L5**
	2.1 Reducción en el coste de la electricidad	L5
	2.2 Optimización técnica y económica	L5
3	**Cómo se mejora el factor de potencia**	**L7**
	3.1 Principios teóricos	L7
	3.2 Qué equipos se utilizan	L7
	3.3 Elección entre compensación fija o automática	L9
4	**Dónde se deben instalar los equipos de compensación**	**L10**
	4.1 Compensación global	L10
	4.2 Compensación por grupos	L10
	4.3 Compensación individual	L11
5	**Cómo se decide el nivel óptimo de compensación**	**L12**
	5.1 Método general	L12
	5.2 Método simplificado	L12
	5.3 Método basado en la reducción de las penalizaciones en las facturas eléctricas	L14
6	**Compensación en bornes de un transformador**	**L15**
	6.1 Compensación para aumentar la potencia activa disponible	L15
	6.2 Compensación de la energía reactiva absorbida por el transformador	L16
7	**Mejora del factor de potencia en motores asíncronos**	**L18**
	7.1 Compensación fija de motores y ajustes en la protección	L18
	7.2 Cómo evitar la autoexcitación de un motor de inducción	L19
8	**Ejemplo de una instalación antes y después de la compensación de la energía reactiva**	**L20**
9	**Efectos de los armónicos**	**L21**
	9.1 Problemas ocasionados por los armónicos	L21
	9.2 Posibles soluciones	L21
	9.3 Elección de la solución óptima	L23
10	**Instalación de baterías de condensadores**	**L24**
	10.1 Elementos del condensador	L24
	10.2 Elección de dispositivos de protección, mando y cables de conexión	L25

1 Energía reactiva y factor de potencia

Los sistemas de corriente alterna suministran dos formas de energía:
■ *Energía "activa" medida en kilovatios hora (kWh) que se convierte en trabajo mecánico, calor, luz, etc.*
■ *Energía "reactiva" que toma de nuevo dos formas:*
□ *Energía "reactiva" necesaria para circuitos inductivos (transformadores, motores, etc.),*
□ *Energía "reactiva" necesaria para circuitos capacitivos (capacidad de cables, condensadores de potencia, etc.).*

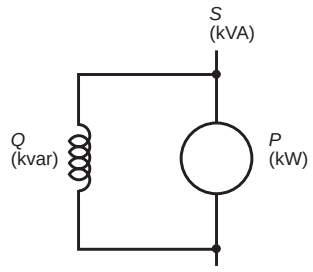


Fig. L1: *Un motor eléctrico requiere potencia activa P y potencia reactiva Q de la red.*

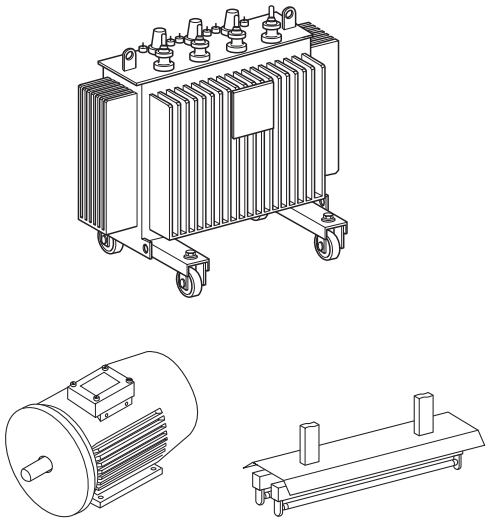


Fig. L2: *Elementos que consumen energía que requieren igualmente energía reactiva.*

1.1 Naturaleza de la energía reactiva

Todas las máquinas eléctricas (motores, transformadores...) se alimentan, en corriente alterna, para dos formas de consumo: el que transforman en potencia activa, con las correspondientes pérdidas por efecto Joule (calentamiento), y el correspondiente a la creación de los campos magnéticos, que denominamos reactiva.

La energía activa corresponde a la potencia activa dimensionada en W, y se transforma íntegramente en energía mecánica (trabajo) y en calor (pérdidas térmicas).

Los receptores que absorben únicamente este tipo de energía se denominan resistivos.

La energía reactiva corresponde a la energía necesaria para crear los campos magnéticos que necesitan ciertos receptores para su funcionamiento (motores, transformadores).

Esta energía es suministrada por la red de alimentación o por los condensadores instalados para dicha función.

En la práctica, los elementos reactivos de las corrientes de carga son inductivos, mientras que las impedancias de las líneas de transporte y distribución son capacitivos.

La combinación de una corriente inductiva que pasa a través de una reactancia inductiva produce las peores condiciones posibles de caídas de tensión (es decir, en oposición de fase directa con la tensión del sistema).

Debido a:
■ Pérdidas eléctricas en los cables.
■ Caídas de tensión.

Las compañías eléctricas intentan reducir, en sus redes de transporte, en la medida de lo posible, la corriente reactiva.

Las corrientes capacitivas tienen el efecto inverso en los niveles de tensión y producen aumentos de tensión.

La potencia (kVAr) asociada con la energía activa se representa normalmente mediante la letra *P*.

La potencia reactiva (kvar) se representa mediante *Q*.

La potencia inductivamente reactiva suele ser positiva de manera convencional (+ *Q*) mientras que la potencia capacitivamente reactiva aparece como una cantidad negativa (– *Q*).

El subapartado 1.3 muestra la relación entre *P*, *Q* y *S*.

S representa los kVAr de potencia aparente. La energía aparente es la resultante de dos energías vectoriales, la activa y la reactiva.

La **Figura L1** muestra que los kVA de potencia aparente son la suma vectorial de los kW de potencia activa más los kVAr de potencia reactiva.

1.2 Equipos que requieren energía reactiva

Todas las instalaciones y equipos de corriente alterna que tengan dispositivos electromagnéticos, o devanados acoplados magnéticamente, necesitan corriente reactiva para crear flujos magnéticos.

Los elementos más comunes de esta clase son los transformadores inductancias, motores y lámparas de descarga (sus balastros) (consulte la **Figura L2**).

La proporción de potencia reactiva (kVAr) con respecto a la potencia activa (kW), variará en función del tipo de receptor; a modo de aproximación se puede decir que:
■ Un 65-75% para motores asíncronos.
■ Un 5-10% para transformadores.

www.elsolucionario.org

1 Energía reactiva y factor de potencia

El factor de potencia es la relación entre kW y kVA. Cuanto más se acerca el factor de potencia al máximo valor posible de 1, mayor es el beneficio para el consumidor y el proveedor.
P_{fdp} = P (kW) / S (kVA).
P = Potencia activa.
S = Potencia aparente.

1.3 Factor de potencia

Definición del factor de potencia

El factor de potencia de una carga, que puede ser un elemento único que consume energía o varios elementos (por ejemplo, toda una instalación), lo da la relación de P/S, es decir, kW divididos por kVA en un momento determinado.

El valor de un factor de potencia está comprendido entre 0 y 1.

Si las corrientes y tensiones son señales perfectamente sinusoidales, el factor de potencia es igual a *cos* φ.

Un factor de potencia cercano a la unidad significa que la energía reactiva es pequeña comparada con la energía activa, mientras que un valor de factor de potencia bajo indica la condición opuesta.

Diagrama vectorial de potencia

- Potencia activa *P* (en kW):
  - Monofásico (1 fase y neutro): $P = V \times I \times cos\ \varphi$.
  - Monofásico (fase a fase): $P = U \times I \times cos\ \varphi$.
  - Trifásico (3 hilos o 3 hilos + neutro): $P = \sqrt{3} \times U \times I \times cos\ \varphi$.
- Potencia reactiva *Q* (en kVAr):
  - Monofásico (1 fase y neutro): $P = V \times I \times sen\ \varphi$.
  - Monofásico (fase a fase): $Q = UI\ sen\ \varphi$.
  - Trifásico (3 hilos o 3 hilos + neutro): $P = \sqrt{3} \times U \times I \times sen\ \varphi$.
- Potencia aparente *S* (en kVA):
  - Monofásico (1 fase y neutro): $S = VI$.
  - Monofásico (fase a fase): $S = UI$.
  - Trifásico (3 hilos o 3 hilos + neutro): $P = \sqrt{3} \times U \times I$.

donde:
V = Tensión entre fase y neutro.
U = Tensión entre fases.
- Para cargas equilibradas y casi equilibradas en sistemas de 4 hilos.

Vectores de corriente y de tensión, y derivación del diagrama de potencia

El diagrama "vectorial" de potencia es un truco útil, que se deriva directamente del auténtico diagrama vectorial giratorio de corriente y de tensión, del modo siguiente:

Las tensiones del sistema de alimentación se toman como cantidades de referencia y sólo se tiene en cuenta una única fase basándose en la suposición de una carga trifásica equilibrada.

La tensión de fase de referencia (V) coincide con el eje horizontal y la corriente (I) de esa fase, prácticamente para todas las cargas del sistema de alimentación retrasa la tensión en un ángulo φ.

El componente de I que está en fase con *V* es el componente activo de I y es igual a $I\ cos\ \varphi$, mientras que $VI\ cos\ \varphi$ es igual a la potencia activa (en kW) del circuito, si *V* está expresado en kV.

El componente de I desfasado 90 grados respecto a la *V* es el componente reactivo de I y es igual a $I\ sen\ \varphi$, mientras que $VI\ sen\ \varphi$ es igual a la potencia reactiva (en kVAr) del circuito, si *V* está expresado kV.

Si se multiplica el vector I por *V*, expresado en kV, entonces VI es igual a la potencia aparente (en kVA) para el circuito.

Los valores kW, kVAr y kVA por fase, cuando se multiplican por 3, pueden representar convenientemente las relaciones de kVA, kW, kVAr y el factor de potencia para una carga trifásica total, tal como se muestra en la **Figura L3**.

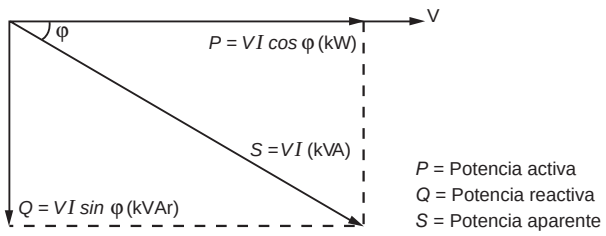


Fig. L3: *Diagrama de potencia.*

1 Energía reactiva y factor de potencia

Ejemplo de cálculos de potencia (consulte la **Figura L4**)

Tipo de circuito		Potencia aparente *S* (kVA)	Potencia activa *P* (kW)	Potencia reactiva *Q* (kvar)
Monofásico (fase y neutro)		$S = VI$	$P = VI \cos \varphi$	$Q = VI \sin \varphi$
Monofásico (fase a fase)		$S = UI$	$P = UI \cos \varphi$	$Q = UI \sin \varphi$
Ejemplo	5 kW de carga $\cos \varphi = 0,5$	10 kVA	5 kW	8,7 kVAr
Trifásico 3 hilos o 3 hilos + neutro		$S = \sqrt{3}\ UI$	$P = \sqrt{3}\ UI \cos \varphi$	$Q = \sqrt{3}\ UI \sin \varphi$
Ejemplo	Motor P_n = 51 kW $\cos \varphi = 0,86$ $\rho = 0,91$ (eficiencia del motor)	65 kVA	56 kW	33 kVAr

Fig. L4: *Ejemplo en el cálculo de potencia activa y reactiva.*

1.4 Valores prácticos del factor de potencia

Los cálculos para el ejemplo trifásico anterior son los siguientes:
P_n = potencia en eje suministrada = 51 kW.
P = potencia activa consumida =

$$\frac{P_n}{\rho} = \frac{51}{0,91} = 56 \text{ kW}$$

S = potencia aparente =

$$\frac{P}{\cos \varphi} = \frac{56}{0,86} = 65 \text{ kVA}$$

Por lo tanto, si se refiere a la **Figura L5**, el valor de *tan* φ correspondiente a un *cos* φ de 0,86 resulta ser 0,59

$Q = P \tan \varphi = 56 \times 0,59 = 33$ kVAr (consulte la **Figura L15**).

o bien

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} = \sqrt{65^2 + 56^2} = 33 \text{ kVAr}$$

Valores del factor de potencia medios para las cargas más comunes (consulte la **Figura L6**)

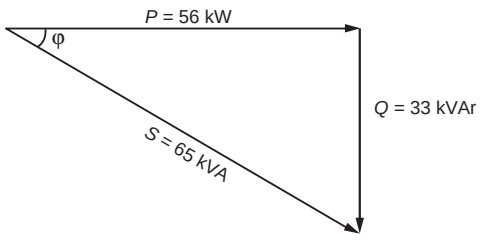


Fig. L5: *Diagrama de potencia de cálculo.*

Tipo de carga		*cos* φ	*tan* φ
■ Motor de inducción común cargado al	0%	0,17	5,80
	25%	0,55	1,52
	50%	0,73	0,94
	75%	0,80	0,75
	100%	0,85	0,62
■ Lámparas incandescentes		1,0	0
■ Lámparas fluorescentes (no compensadas)		0,5	1,73
■ Lámparas fluorescentes (compensadas)		0,93	0,39
■ Lámparas de descarga		de 0,4 a 0,6	de 2,29 a 1,33
■ Hornos que utilizan elementos de resistencia		1,0	0
■ Hornos de calentamiento por inducción (compensados)		0,85	0,62
■ Hornos de calentamiento de tipo dieléctrico		0,85	0,62
■ Máquinas de soldar de tipo resistencia		de 0,8 a 0,9	de 0,75 a 0,48
■ Conjunto monofásico fijo de soldadura por arco		0,5	1,73
■ Conjunto generado por motor de soldadura por arco		de 0,7 a 0,9	de 1,02 a 0,48
■ Conjunto rectificador transformador de soldadura por arco		de 0,7 a 0,8	de 1,02 a 0,75
■ Horno de arco		0,8	0,75

Fig. L6: *Valores de cos φ y tan φ para las cargas más comunes.*

2 Por qué se debe mejorar el factor de potencia

La mejora del factor de potencia de una instalación presenta varias ventajas técnicas y económicas, sobre todo en la reducción de las facturas eléctricas.

2.1 Reducción en el coste de la electricidad

Una buena gestión del consumo de energía reactiva proporciona ventajas económicas.

La instalación de condensadores de potencia permite al consumidor reducir la factura eléctrica al mantener el nivel de consumo de potencia reactiva por debajo del valor penalizable, según el sistema tarifario en vigor.

Generalmente, la energía reactiva se factura en función del criterio *tan* φ o *cos* φ, tal como se ha observado con anterioridad.

En España, a fecha de salida de este documento, nos encontramos ante un mercado regulado (a tarifa) y un mercado liberalizado.

En el mercado liberalizado se establecen unas tarifas de acceso que son el precio por el uso de las redes eléctricas. Estas tarifas de acceso se aplican entre otros a los consumidores cualificados. La última modificación referente a las tarifas de acceso es el Real Decreto 1164/2001, con fecha 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. En el artículo 9.3 se hace referencia al término de facturación de energía reactiva, y dice: "*El término de facturación por energía reactiva será de aplicación a cualquier tarifa... excepto en el caso de la tarifa simple de baja tensión (2.0A)*.

Este término se aplicará sobre todos los períodos tarifarios, excepto en el período 3, para las tarifas 3.0 A y 3.1 A, y en el período 6, para las tarifas 6.-, siempre que el consumo de energía reactiva exceda del 33% del consumo de activa durante el periodo de facturación considerado (cos φ 0,95) y únicamente afectará a dichos excesos.
El precio de kVArh de exceso se establecerá en céntimos de euro/kVArh...".

Para el mercado regulado (a tarifa), la penalización, por consumo de energía reactiva, es a través de un coeficiente de recargo que se aplica sobre el importe en pesetas del término de potencia (potencia contratada) y sobre el término de energía (energía consumida). Este recargo se aplica para todas las tarifas superiores a la 3.0 (trifásicas de potencia contratada superior a 15 kW).

El coeficiente de recargo (K_r) se obtiene a partir del *cos* φ medio de la instalación según la siguiente fórmula:

$$K_r\ (\%) = (17 / \cos^2 \varphi) - 21$$

- El recargo máximo (K_r = 47%) correspondería a un *cos* φ = 0,5 o inferior.
- No existe recargo (K_r = 0%) para un *cos* φ = 0,9.

El recargo se convierte en bonificación para *cos* φ superiores a 0,9.

- La máxima bonificación (–4%) correspondería a un *cos* φ = 1.

Frente a las ventajas económicas de una facturación reducida, el consumidor debe tener en cuenta el coste de la compra, la instalación y el mantenimiento del equipo de compensación.

La mejora del factor de potencia permite el uso de transformadores, aparatos y cables, etc. optimizados, así como la reducción de las pérdidas de energía y de las caídas de tensión en una instalación.

2.2 Optimización técnica y económica

Un factor de potencia alto permite la optimización de los diferentes componentes de una instalación. Se evita el sobredimensionamiento de algunos equipos; pero sin embargo para lograr los mejores resultados, a nivel técnico, la corrección debe llevarse a cabo lo más cerca posible de los receptores demandantes de reactiva.

Reducción de la sección de los cables

La **Figura L7** muestra el aumento de la sección de los cables cuando se reduce el factor de potencia de la unidad a 0,4.

Factor de multiplicación para el área de la sección transversal de los cables	1	1,25	1,67	2,5
cos φ	1	0,8	0,6	0,4

Fig. L7: *Factor de multiplicación para el tamaño de los cables en función de cos φ.*

www.elsolucionario.org

2 Por qué se debe mejorar el factor de potencia

Reducción de las pérdidas (*P*, kW) en cables

Las pérdidas en los cables son proporcionales a la corriente al cuadrado y se cuantifican en kWh. La reducción de la corriente total en un conductor en un 10%, por ejemplo, reducirá las pérdidas en casi un 20%.

Reducción de las caídas de tensión

Los condensadores de potencia reducen o incluso eliminan por completo la corriente reactiva en los conductores aguas arriba del equipo de compensación, por lo que se reducen o eliminan las caídas de tensión.

Nota: la sobrecompensación producirá una aumento de la tensión en los condensadores.

Aumento de la potencia disponible

Al mejorar el factor de potencia de la instalación, se reduce la corriente que pasa a través del transformador, lo que permite optimizar el transformador y añadir más receptores.

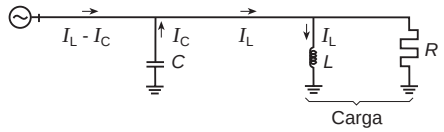
En la práctica, puede resultar menos costoso mejorar el factor de potencia, instalando equipos de compensación, que sustituir el transformador.

En el apartado 6 se trata esta cuestión más detalladamente.

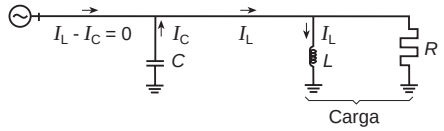
3 Cómo se mejora el factor de potencia

Mejorar el factor de potencia de una instalación requiere una batería de condensadores que actúa como fuente de energía reactiva. Se dice que esta disposición proporciona una compensación de energía reactiva.

a) Patrón de flujo de los componentes de corriente reactiva



b) Cuando $I_C = I_L$, la batería de condensadores suministra toda la potencia reactiva



c) Con la corriente de carga añadida al caso (**b**)

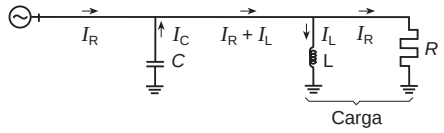


Fig. L8: *Muestra las características esenciales de la corrección del factor de potencia.*

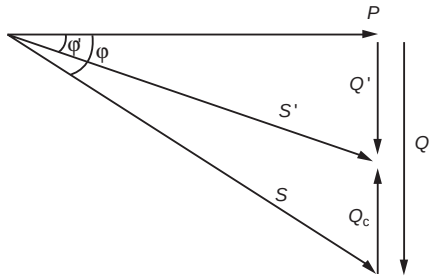


Fig. L9: *Diagrama que muestra el principio de compensación: $Q_c = P (\tan \varphi - \tan \varphi')$.*

3.1 Principios teóricos

Una carga inductiva con un bajo factor de potencia hace que los generadores y los sistemas de transmisión/distribución entreguen la corriente reactiva (retrasando la tensión del sistema en 90 grados) con pérdidas de energía asociadas y caídas de tensión.

Si se añade a la carga una batería de condensadores, su corriente reactiva (capacitiva) recorrerá la misma trayectoria a través del sistema de alimentación que la de la corriente reactiva de carga. Como esta corriente capacitiva I_C (que desfasa la tensión 90 grados) está en oposición de fase directa a la corriente reactiva de carga (I_L), los dos componentes que fluyen a través de la misma trayectoria se anularán mutuamente, de tal forma que si la batería de condensadores es suficientemente grande e $I_C = I_L$, no habrá flujo de corriente reactiva en el sistema aguas arriba de los condensadores.

Es decir, si añadimos a la instalación una batería de condensadores con una potencia reactiva igual o mayor que la demandada por la instalación, aguas arriba de la batería de condensadores no habrá demanda de energía reactiva.

Esto se ve gráficamente en la **Figura L8** (**a**) y (**b**)

Donde:
R representa los elementos de potencia activa de la carga.
L representa los elementos de potencia reactiva (inductiva) de la carga.
C representa los elementos de potencia reactiva (capacitiva) del equipo de corrección del factor de potencia.

Se observa en el diagrama (**b**) de la **Figura L9** que la batería de condensadores C aparece como suministradora de toda la corriente reactiva de la carga.

En el diagrama (**c**) de la **Figura L9**, se ha añadido el componente de corriente de potencia activa y se indica que la carga (totalmente compensada) tiene en el sistema de alimentación un factor de potencia de 1.

La **Figura L9** utiliza el diagrama de potencia tratado en el subapartado 1.3 (ver la **Figura L3**) para ilustrar el principio de compensación al reducir una potencia reactiva *Q* a un valor más pequeño *Q*' mediante una batería de condensadores que tiene una potencia reactiva Q_c. Con esto, se observa que la magnitud de la potencia aparente *S* se reduce a *S*'.

Ejemplo

Un motor consume 100 kW con un factor de potencia de 0,75 (es decir, *tan* φ = 0,88). Para mejorar el factor de potencia a 0,98 (por ejemplo, *tan* φ = 0,2), la potencia reactiva de la batería de condensadores debe ser: Q_c = 100 (0,88 - 0,2) = 68 kVAr.

3.2 Qué equipos se utilizan

Compensación en baja tensión

En baja tensión, la compensación de la energía reactiva se puede realizar con:
- Condensadores fijos.
- Baterías automáticas de condensadores.

3 Cómo se mejora el factor de potencia

La compensación se efectúa muy a menudo mediante una batería de condensadores.

Condensadores fijos (consulte la **Figura L10**)

En esta configuración se utilizan uno o varios condensadores para obtener la potencia reactiva necesaria.

La conexión se puede realizar:
- Por interruptor de corte en carga o interruptor automático.
- Por contactor.
- Directamente a bornes del receptor a compensar y maniobrado conjuntamente.

La utilización de esta configuración se suele aplicar en:
- En bornes de los dispositivos inductivos (motores y transformadores).
- En los casos en los que el nivel de carga es razonablemente constante, y no hay riesgo de sobrecompensación.

En el REBT en la ITC-BT 43 - Apartado 2.7, Compensación del factor de potencia, se deduce que:
- Se podrá realizar la compensación de la energía reactiva pero en ningún momento la energía absorbida por la red podrá ser capacitiva.
- Se podrá realizar la compensación fija para uno o varios receptores siempre que funcionen por medio de un único interruptor, es decir simultáneamente.
- Para compensar la totalidad de la instalación se deberá instalar un equipo automático.

En la práctica se realiza la compensación fija de algunos motores y de transformadores y una compensación automática para la compensación global en cabecera de la instalación.

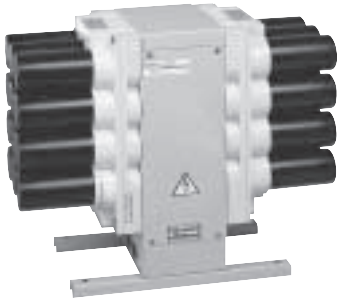


Fig. L10: *Ejemplo de condensadores de compensación de valor fijo.*

Baterías de condensadores automáticos (consulte la **Figura L11**)

Este tipo de equipos proporciona a la instalación la reactiva necesaria dentro de unos límites cercanos a un nivel seleccionado del factor de potencia.

Generalmente se instalan en los puntos de una instalación en los que las variaciones de potencia activa o reactiva son importantes, por ejemplo:
- En la cabecera de la instalación en el embarrado del CGBT.
- En la salida de un cuadro secundario muy cargado.



Fig. L11: *Ejemplo de equipos de regulación de compensación automática.*

www.elsolucionario.org

3 Cómo se mejora el factor de potencia

Las baterías de condensadores reguladas automáticamente permiten una adaptación inmediata de la compensación para que coincida con el nivel de la carga.

Principios y motivos del uso de la compensación automática

Un equipo de compensación automática debe ser capaz de adecuarse a las variaciones de potencia reactiva de la instalación para conseguir mantener el *cos* φ objetivo de la instalación.
Un equipo de compensación automática está constituido por 3 elementos principales:
El regulador: cuya función es medir el *cos* φ de la instalación y dar las órdenes a los contactores para intentar aproximarse lo más posible al *cos* φ objetivo, conectando los distintos escalones de potencia reactiva.
Los contactores: son los elementos encargados de conectar los distintos condensadores que configuran la batería. El número de escalones que es posible disponer en un equipo de compensación automática depende de las salidas que tenga el regulador.
Los condensadores: son los elementos que aportan la energía reactiva a la instalación.

Además para el correcto funcionamiento de un equipo de compensación automática es necesaria la toma de datos de la instalación; son los elementos externos que le permiten actuar correctamente al equipo:
- La lectura de intensidad: se debe conectar un transformador de intensidad que lea el consumo de la totalidad de la instalación (ver **Figura L12**).
- La lectura de tensión: normalmente se incorpora en la propia batería de manera que al efectuar la conexión de potencia de la misma ya se obtiene este valor.

Esta información de la instalación (tensión e intensidad) le permite al regulador efectuar el cálculo del *cos* φ existente en la instalación en todo momento y le capacita para tomar la decisión de introducir o sacar escalones de potencia reactiva.
La batería de condensadores Thyrimat mostrada en la **Figura L12** es un equipo de corrección del factor de potencia automática que incluye contactores estáticos (tiristores) en vez de contactores electromecánicos.
La corrección estática es particularmente adecuada para algunas instalaciones que utilizan equipos con ciclos rápidos o sensibles a las sobretensiones de transitorios.

Las ventajas de los contactores estáticos son:
- Respuesta inmediata a todas las fluctuaciones del factor de potencia (tiempo de respuesta de 2 s o 40 ms según la opción del regulador).
- Número ilimitado de maniobras.
- Eliminación del fenómeno de transitorios en la red durante la conexión del condensador.
- Funcionamiento totalmente silencioso.

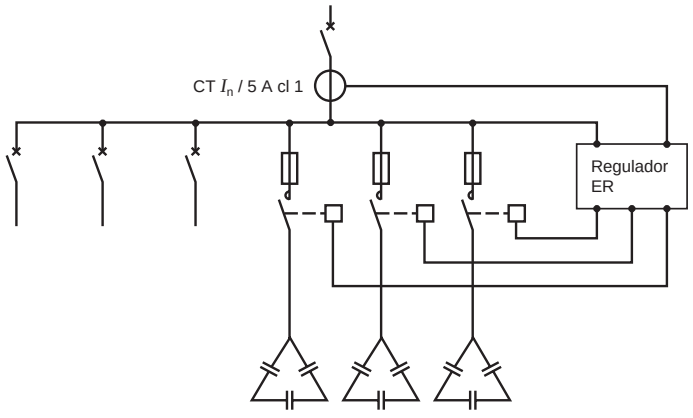


Fig. L12: *Principio de control de compensación automática.*

3.3 Elección entre compensación fija o automática

Normas aplicadas habitualmente

Cuando la demanda de kVAr es inferior o igual al 15% de la potencia nominal del transformador de potencia, es posible la utilización de condensadores fijos. Para valores superiores al 15%, es recomendable instalar una batería de condensadores automática.

La ubicación de los equipos de compensación dentro de una instalación puede ser:
- Global (un equipo para toda la instalación).
- Parcial (grupo a grupo de receptores).
- Individual (en cada receptor).

En principio, la compensación ideal, a nivel técnico, es aquella que se aplica en el mismo punto de demanda.
En la práctica, los factores técnicos y económicos determinarán la elección del equipo.

4 Dónde se deben instalar los equipos de compensación

Con la compensación global, obtenemos la mejor solución prestaciones-precio.

4.1 Compensación global (consulte la **Figura L13**)

Principio

La batería de condensadores está conectada al embarrado del cuadro de distribución principal de baja tensión y permanece en servicio durante el periodo de carga normal.

Ventajas

- Suprime las penalizaciones por un consumo excesivo de energía reactiva.
- Ajusta la potencia aparente (*S* en kVA) a la necesidad real de la instalación.
- Descarga el centro de transformación (potencia disponible en kW).

Observaciones

- La corriente reactiva (I_r) está presente en la instalación desde el nivel 1 hasta los receptores.
- Las pérdidas por efecto Joule en los cables no quedan disminuidas.

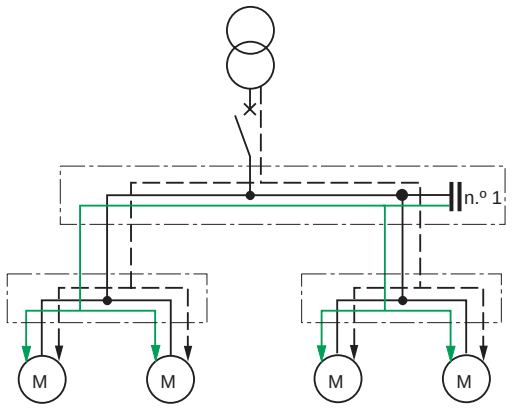


Fig. L13: *Compensación global.*

Se recomienda la compensación por grupos cuando la instalación es amplia y cuando los patrones de carga/tiempo difieren entre una parte de la instalación y otra.

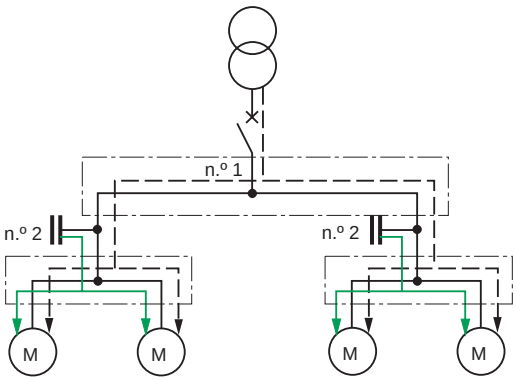


Fig. L14: *Compensación por grupos.*

4.2 Compensación por grupos (consultar la **Figura L14**)

Principio

Las equipos de compensación están conectados en el embarrado de cada cuadro de distribución local, tal como se muestra en la **Figura L14**.

Una parte significativa de la instalación se ve beneficiada por este tipo de compensación, sobre todo los cables de alimentación del CGBT y cada uno de los cuadros de distribución secundarios en los que se aplican las medidas de compensación.

Ventajas

- Suprime las penalizaciones por un consumo excesivo de energía reactiva.
- Optimiza una parte de la instalación, la corriente reactiva no se transporta entre los niveles 1 y 2.
- Descarga el centro de transformación (potencia disponible en kW).
- Reducción de la sección de cables aguas arriba.

Observaciones

- La corriente reactiva (I_r) está presente en la instalación desde el nivel 2 hasta los receptores.
- Las pérdidas por efecto Joule en los cables disminuyen.
- Riesgo de sobrecompensación, si hay grandes variaciones de carga.

4 Dónde se deben instalar los equipos de compensación

Se debe considerar la compensación individual cuando la potencia del motor es significativa con respecto a la potencia de la instalación.

4.3 Compensación individual

Principio

Los condensadores se conectan directamente en bornes de los receptores (especialmente motores, consulte información adicional en el apartado 7).

Es recomendable utilizar la compensación individual cuando la potencia del motor es significativa con respecto al conjunto de la potencia total demandada por la instalación. Generalmente la potencia reactiva a compensar está sobre un 25% de la potencia del motor, en kW.

Igualmente se recomienda utilizar la compensación fija para compensar el transformador de potencia; tanto para vacío o como para plena carga.

Ventajas

- Suprime las penalizaciones por un consumo excesivo de energía reactiva.
- Optimiza toda la instalación eléctrica. La corriente reactiva I_r se abastece en el mismo lugar de su consumo.
- Descarga el centro de transformación (potencia disponible en kW).

Observaciones

- La corriente reactiva no está presente en los cables de la instalación.
- Las pérdidas por efecto Joule en los cables se suprimen totalmente.

www.elsolucionario.org

5 Cómo se decide el nivel óptimo de compensación

5.1 Método general

Relación de demandas de potencia reactiva en la fase de diseño

Esta relación se puede hacer del mismo modo (y al mismo tiempo) que para las cargas de potencia descrita en el capítulo A. Se pueden determinar los niveles de la carga de potencia activa y reactiva en cada nivel de la instalación (en general, en puntos de distribución y subdistribución de circuitos).

Optimización técnica y económica de una instalación existente

Se puede determinar la especificación óptima de los condensadores de compensación para una instalación existente a partir de las siguientes consideraciones principales:

- Facturas de electricidad anteriores a la instalación de los condensadores.
- Estimación de las próximas facturas eléctricas.
- Costes de:
  - Adquisición de condensadores y equipos de control (contactores, reguladores, armarios, etc.).
  - Costes de instalación y mantenimiento.
  - Coste de las pérdidas de calor dieléctricas en los condensadores frente a las pérdidas reducidas en los cables, transformador, etc., tras la instalación de los condensadores.

5.2 Método simplificado

Principio general

Un cálculo aproximado suele ser suficiente para la mayoría de los casos prácticos y puede basarse en la suposición de un factor de potencia de 0,8 (inductivo) antes de la compensación.

Para mejorar el factor de potencia con un valor suficiente a fin de evitar penalizaciones en la factura eléctrica (esto dependerá de las estructuras tarifarias en vigor) y reducir las pérdidas, caídas de tensión, etc. en la instalación, se puede hacer referencia a la **Figura L15** en la página siguiente.

En la tabla, se puede ver que, para aumentar el factor de potencia de la instalación de 0,8 a 1, se van a necesitar 0,750 kVAr por kW de carga. La potencia de la batería de condensadores a instalar en el embarrado del cuadro de distribución principal de la instalación sería Q (kVAr) = 0,750 × P (kW).

Este planteamiento permite una rápida elección de los condensadores de potencia para la compensación requerida, ya sea en modo general, parcial o individual.

Ejemplo

Es necesario mejorar el factor de potencia de una instalación de 666 kVA de 0,75 inductivo a 1. La demanda de potencia activa es 666 × 0,75 = 500 kW.
En la **Figura L16** de la página L15, la intersección de la fila *cos* φ = 0,75 (antes de la corrección) con la columna *cos* φ = 1 (después de la corrección) indica un valor de 0,882 kVAr de compensación por kW de carga.
Para una carga de 500 kW, por lo tanto, se requiere 500 × 0,882 = 441 kVAr de potencia reactiva.

Nota: este método es válido para cualquier nivel de tensión.

5 Cómo se decide el nivel óptimo de compensación

Antes de la compensación		Especificación de kVAr de una batería de condensadores que se van a instalar por kW de carga para mejorar *cos* φ (el factor de potencia) o *tan* φ con un valor determinado													
		***tan* φ**	**0,75**	**0,59**	**0,48**	**0,46**	**0,43**	**0,40**	**0,36**	**0,33**	**0,29**	**0,25**	**0,20**	**0,14**	**0,0**
***tan* φ**	***cos* φ**	***cos* φ**	**0,80**	**0,86**	**0,90**	**0,91**	**0,92**	**0,93**	**0,94**	**0,95**	**0,96**	**0,97**	**0,98**	**0,99**	**1**
2,29	0,40		1,557	1,691	1,805	1,832	1,861	1,895	1,924	1,959	1,998	2,037	2,085	2,146	2,288
2,22	0,41		1,474	1,625	1,742	1,769	1,798	1,831	1,840	1,896	1,935	1,973	2,021	2,082	2,225
2,16	0,42		1,413	1,561	1,681	1,709	1,738	1,771	1,800	1,836	1,874	1,913	1,961	2,022	2,164
2,10	0,43		1,356	1,499	1,624	1,651	1,680	1,713	1,742	1,778	1,816	1,855	1,903	1,964	2,107
2,04	0,44		1,290	1,441	1,558	1,585	1,614	1,647	1,677	1,712	1,751	1,790	1,837	1,899	2,041
1,98	0,45		1,230	1,384	1,501	1,532	1,561	1,592	1,628	1,659	1,695	1,737	1,784	1,846	1,988
1,93	0,46		1,179	1,330	1,446	1,473	1,502	1,533	1,567	1,600	1,636	1,677	1,725	1,786	1,929
1,88	0,47		1,130	1,278	1,397	1,425	1,454	1,485	1,519	1,532	1,588	1,629	1,677	1,758	1,881
1,83	0,48		1,076	1,228	1,343	1,370	1,400	1,430	1,464	1,497	1,534	1,575	1,623	1,684	1,826
1,78	0,49		1,030	1,179	1,297	1,326	1,355	1,386	1,420	1,453	1,489	1,530	1,578	1,639	1,782
1,73	0,50		0,982	1,232	1,248	1,276	1,303	1,337	1,369	1,403	1,441	1,481	1,529	1,590	1,732
1,69	0,51		0,936	1,087	1,202	1,230	1,257	1,291	1,323	1,357	1,395	1,435	1,483	1,544	1,686
1,64	0,52		0,894	1,043	1,160	1,188	1,215	1,249	1,281	1,315	1,353	1,393	1,441	1,502	1,644
1,60	0,53		0,850	1,000	1,116	1,144	1,171	1,205	1,237	1,271	1,309	1,349	1,397	1,458	1,600
1,56	0,54		0,809	0,959	1,075	1,103	1,130	1,164	1,196	1,230	1,268	1,308	1,356	1,417	1,559
1,52	0,55		0,769	0,918	1,035	1,063	1,090	1,124	1,156	1,190	1,228	1,268	1,316	1,377	1,519
1,48	0,56		0,730	0,879	0,996	1,024	1,051	1,085	1,117	1,151	1,189	1,229	1,277	1,338	1,480
1,44	0,57		0,692	0,841	0,958	0,986	1,013	1,047	1,079	1,113	1,151	1,191	1,239	1,300	1,442
1,40	0,58		0,665	0,805	0,921	0,949	0,976	1,010	1,042	1,076	1,114	1,154	1,202	1,263	1,405
1,37	0,59		0,618	0,768	0,884	0,912	0,939	0,973	1,005	1,039	1,077	1,117	1,165	1,226	1,368
1,33	0,60		0,584	0,733	0,849	0,878	0,905	0,939	0,971	1,005	1,043	1,083	1,131	1,192	1,334
1,30	0,61		0,549	0,699	0,815	0,843	0,870	0,904	0,936	0,970	1,008	1,048	1,096	1,157	1,299
1,27	0,62		0,515	0,665	0,781	0,809	0,836	0,870	0,902	0,936	0,974	1,014	1,062	1,123	1,265
1,23	0,63		0,483	0,633	0,749	0,777	0,804	0,838	0,870	0,904	0,942	0,982	1,030	1,091	1,233
1,20	0,64		0,450	0,601	0,716	0,744	0,771	0,805	0,837	0,871	0,909	0,949	0,997	1,058	1,200
1,17	0,65		0,419	0,569	0,685	0,713	0,740	0,774	0,806	0,840	0,878	0,918	0,966	1,007	1,169
1,14	0,66		0,388	0,538	0,654	0,682	0,709	0,743	0,775	0,809	0,847	0,887	0,935	0,996	1,138
1,11	0,67		0,358	0,508	0,624	0,652	0,679	0,713	0,745	0,779	0,817	0,857	0,905	0,966	1,108
1,08	0,68		0,329	0,478	0,595	0,623	0,650	0,684	0,716	0,750	0,788	0,828	0,876	0,937	1,079
1,05	0,69		0,299	0,449	0,565	0,593	0,620	0,654	0,686	0,720	0,758	0,798	0,840	0,907	1,049
1,02	0,70		0,270	0,420	0,536	0,564	0,591	0,625	0,657	0,691	0,729	0,769	0,811	0,878	1,020
0,99	0,71		0,242	0,392	0,508	0,536	0,563	0,597	0,629	0,663	0,701	0,741	0,783	0,850	0,992
0,96	0,72		0,213	0,364	0,479	0,507	0,534	0,568	0,600	0,634	0,672	0,712	0,754	0,821	0,963
0,94	0,73		0,186	0,336	0,452	0,480	0,507	0,541	0,573	0,607	0,645	0,685	0,727	0,794	0,936
0,91	0,74		0,159	0,309	0,425	0,453	0,480	0,514	0,546	0,580	0,618	0,658	0,700	0,767	0,909
0,88	0,75		0,132	0,82	0,398	0,426	0,453	0,487	0,519	0,553	0,591	0,631	0,673	0,740	0,882
0,86	0,76		0,105	0,255	0,371	0,399	0,426	0,460	0,492	0,526	0,564	0,604	0,652	0,713	0,855
0,83	0,77		0,079	0,229	0,345	0,373	0,400	0,434	0,466	0,500	0,538	0,578	0,620	0,687	0,829
0,80	0,78		0,053	0,202	0,319	0,347	0,374	0,408	0,440	0,474	0,512	0,552	0,594	0,661	0,803
0,78	0,79		0,026	0,176	0,292	0,320	0,347	0,381	0,413	0,447	0,485	0,525	0,567	0,634	0,776
0,75	0,80			0,150	0,266	0,294	0,321	0,355	0,387	0,421	0,459	0,499	0,541	0,608	0,750
0,72	0,81			0,124	0,240	0,268	0,295	0,329	0,361	0,395	0,433	0,473	0,515	0,582	0,724
0,70	0,82			0,098	0,214	0,242	0,269	0,303	0,335	0,369	0,407	0,447	0,489	0,556	0,698
0,67	0,83			0,072	0,188	0,216	0,243	0,277	0,309	0,343	0,381	0,421	0,463	0,530	0,672
0,65	0,84			0,046	0,162	0,190	0,217	0,251	0,283	0,317	0,355	0,395	0,437	0,504	0,645
0,62	0,85			0,020	0,136	0,164	0,191	0,225	0,257	0,291	0,329	0,369	0,417	0,478	0,620
0,59	0,86				0,109	0,140	0,167	0,198	0,230	0,264	0,301	0,343	0,390	0,450	0,593
0,57	0,87				0,083	0,114	0,141	0,172	0,204	0,238	0,275	0,317	0,364	0,424	0,567
0,54	0,88				0,054	0,085	0,112	0,143	0,175	0,209	0,246	0,288	0,335	0,395	0,538
0,51	0,89				0,028	0,059	0,086	0,117	0,149	0,183	0,230	0,262	0,309	0,369	0,512
0,48	0,90					0,031	0,058	0,089	0,121	0,155	0,192	0,234	0,281	0,341	0,484

Fig. L15: kVAr que se deben instalar por kW de carga para mejorar el factor de potencia de una instalación.

5 Cómo se decide el nivel óptimo de compensación

En el caso del cálculo a partir de facturas eléctricas, un examen de varios recibos que cubren el periodo de mayor carga del año permite determinar el nivel de kVAr de potencia reactiva necesario para evitar el consumo de energía reactiva de las cargas en kVArh. El periodo de amortización de una batería de condensadores para la mejora del factor de potencia y equipos asociados es, en general, de entre 6 y 12 meses.

5.3 Método basado en la reducción de las penalizaciones en las facturas eléctricas

El siguiente método permite un cálculo de la especificación de una batería de condensadores, basándose en los detalles de facturación a partir de la tarifa eléctrica.

Este sistema determina la potencia reactiva mínima de la batería de condensadores requerida por las cargas que consumen kVArh.

El procedimiento es el siguiente:

■ Consultar las facturas disponibles de varios periodos, con especial atención a los recibos de mayor gasto energético.

Nota: en climas cálidos, los meses de verano pueden constituir el periodo de carga más elevado (debido a los equipos de aire acondicionado).

■ Identificar los apartados en las facturas que hacen referencia a la “energía reactiva consumida/exceso de energía reactiva” y “kVArh”.

■ Elegir la factura con el consumo más elevado de kVArh (tras comprobar que no se debe a una situación excepcional). Por ejemplo: 15.966 kVArh en enero.

■ Evaluar el periodo total de horas en funcionamiento de la instalación para ese mes, por ejemplo: 220 horas (22 días × 10 horas), teniendo en cuenta los periodos horarios donde se factura por energía reactiva, sin contar los periodos de tarificación donde no se penaliza el consumo de reactiva, dependiendo del contrato establecido.

■ El valor de compensación necesario en kVAr = kVArh facturados/número de horas de funcionamiento(1) = Q_c.

La potencia de la batería de condensadores instalada se elige en general para que sea ligeramente más grande que la calculada.

Algunos fabricantes proporcionan “reglas de cálculo” o programas informáticos, especialmente diseñados para facilitar este tipo de cálculo. Ofreciendo además diferentes opciones en la elección del equipo y la posibilidad de tener en cuenta los armónicos presentes en la instalación.

(1) En el periodo de facturación, durante las horas en las que se carga la energía reactiva para el caso anterior considerado:

$$Q_c = \frac{15{,}996 \text{ kVArh}}{220 \text{ h}} = 73 \text{ kVAr}$$

www.elsolucionario.org

6 Compensación en bornes de un transformador

La instalación de una batería de condensadores puede evitar la necesidad de cambiar un transformador en el caso de un aumento de carga.

6.1 Compensación para aumentar la potencia activa disponible

Como se ha visto anteriormente, la compensación de una instalación puede permitir el disponer de una potencia suplementaria en bornes del transformador.
Los cálculos de necesidades de reactiva han sido realizados hasta ahora teniendo en cuenta únicamente el consumo total de los receptores de una instalación.
Pero en el caso de que se deseen compensar también las pérdidas inductivas del transformador en BT, por ejemplo si se tiene una contratación de potencia en MT, la manera de realizarlo es incorporando un equipo de compensación fija en los bornes de baja del transformador, de tal manera que la instalación quede "sobrecompensada" en la parte de BT y dicha sobrecompensación sirva para compensar el trafo.
Existe la posibilidad de evitar la sustitución de un transformador por otro de mayor potencia, proporcionando la potencia activa debida a un aumento de cargas, mediante la instalación de una batería de condensadores.
La **Figura L16** muestra la potencia entregada en kW de los transformadores a plena carga con diferentes factores de potencia inductivos. A medida que mejora el coseno de la instalación, aumenta la potencia activa disponible del transformador:

tan φ	*cos* φ	Potencia aparente del transformador (en kVA)											
		100	**160**	**250**	**315**	**400**	**500**	**630**	**800**	**1.000**	**1.250**	**1.600**	**2.000**
0,00	1	100	160	250	315	400	500	630	800	1.000	1.250	1.600	2.000
0,20	0,98	98	157	245	309	392	490	617	784	980	1.225	1.568	1.960
0,29	0,96	96	154	240	302	384	480	605	768	960	1.200	1.536	1.920
0,36	0,94	94	150	235	296	376	470	592	752	940	1.175	1.504	1.880
0,43	0,92	92	147	230	290	368	460	580	736	920	1.150	1.472	1.840
0,48	0,90	90	144	225	284	360	450	567	720	900	1.125	1.440	1.800
0,54	0,88	88	141	220	277	352	440	554	704	880	1.100	1.408	1.760
0,59	0,86	86	138	215	271	344	430	541	688	860	1.075	1.376	1.720
0,65	0,84	84	134	210	265	336	420	529	672	840	1.050	1.344	1.680
0,70	0,82	82	131	205	258	328	410	517	656	820	1.025	1.312	1.640
0,75	0,80	80	128	200	252	320	400	504	640	800	1.000	1.280	1.600
0,80	0,78	78	125	195	246	312	390	491	624	780	975	1.248	1.560
0,86	0,76	76	122	190	239	304	380	479	608	760	950	1.216	1.520
0,91	0,74	74	118	185	233	296	370	466	592	740	925	1.184	1.480
0,96	0,72	72	115	180	227	288	360	454	576	720	900	1.152	1.440
1,02	0,70	70	112	175	220	280	350	441	560	700	875	1.120	1.400

Fig. L16: *Potencias activas de transformadores a plena carga para distintos factores de potencia.*

Nota: en una instalación cuyo factor de potencia es 1, el transformador entrega toda su potencia aparente (kVA) en potencia activa (kW).

Ejemplo (consulte la **Figura L17**)

Una instalación se alimenta desde un transformador de 630 kVA cargado con 450 kW (P_1) con un factor de potencia medio de retraso de 0,8. La potencia aparente:

$$S_1 = \frac{450}{0,8} = 562 \text{ kVA}$$

La potencia reactiva correspondiente:

$$Q_1 = \sqrt{S_1^2 - P_1^2} = 337 \text{ kVAr}$$

El aumento de carga previsto $P_2 = 100$ kW con un factor de potencia de retraso de 0,7.

La potencia aparente: $S_2 = \frac{100}{0,7} = 143$ kVA

La potencia reactiva correspondiente:

$$Q_2 = \sqrt{S_2^2 - P_2^2} = 102 \text{ kVAr.}$$

¿Cuál es el valor mínimo de kVAr capacitivos que se debe instalar para evitar un cambio de transformador?

Potencia total que se debe proporcionar ahora:

$P = P_1 + P_2 = 550$ kW.

La capacidad de potencia reactiva máxima del transformador de 630 kVA cuando proporciona 550 kW es:

$$Q_m = \sqrt{S^2 - P^2} \qquad Q_m = \sqrt{630^2 - 550^2} = 307 \text{ kVAr.}$$

La potencia reactiva total requerida por la instalación antes de la compensación:

$Q_1 + Q_2 = 337 + 102 = 439$ kVAr.

Por ello, el tamaño mínimo para la batería de condensadores que se debe instalar:

QkVAr = 439 - 307 = 132 kVAr.

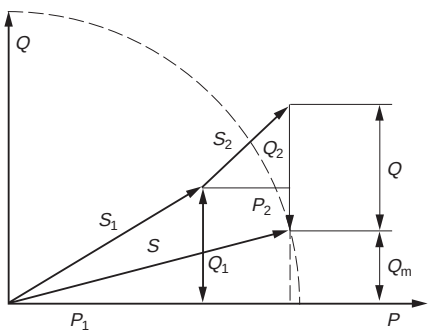


Fig. L17: *La compensación Q permite añadir la extensión de carga de instalación S2, sin necesidad de sustituir el transformador existente, cuya salida está limitada a S.*

6 Compensación en bornes de un transformador

Al realizar una medición en el lado de AT de un transformador, puede resultar necesario compensar las pérdidas de energía reactiva en dicho transformador (dependiendo de las tarifas vigentes).

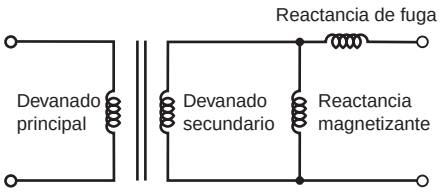


Fig. L18: *Esquema equivalente de un transformador de potencia.*

La potencia reactiva absorbida por un transformador no debe ser despreciada, ya que puede ascender hasta un 5% de la potencia del transformador cuando éste trabaja a plena carga. En los transformadores, la potencia reactiva es absorbida por reactancias en paralelo (magnetizantes) y en serie (flujo de fuga). Una batería de condensadores de BT puede proporcionar una compensación completa.

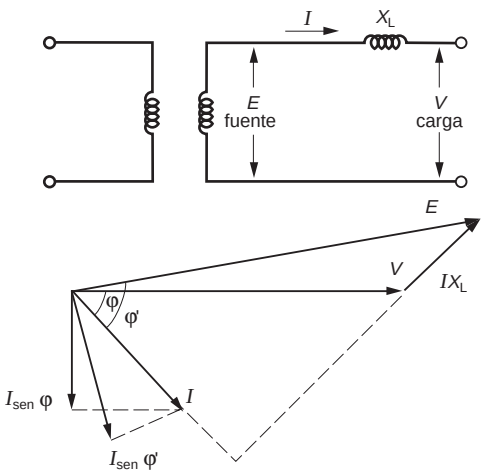


Fig. L19: *Absorción de potencia reactiva por inductancia en serie.*

Se debe observar que en este cálculo no se han tenido en cuenta las cargas de picos ni su duración.

La mejora más sobresaliente posible, es decir, una corrección que alcanza un factor de potencia de 1, permitiría una reserva de potencia para el transformador de 630 - 550 = 80 kW. La batería de condensadores se debería determinar entonces en 439 kVAr.

6.2 Compensación de la energía reactiva absorbida por el transformador

Naturaleza de las reactancias inductivas del transformador

Hasta ahora sólo se había tenido en cuenta la reactancia inductiva de las cargas en paralelo; sin embargo, las reactancias conectadas en serie, como las de las líneas de potencia y los arrollamientos del primario de los transformadores, también absorben energía reactiva.

Para determinar dichas pérdidas de energía reactiva se puede representar el esquema equivalente de un transformador ideal como el de la **Figura L18**, la corriente magnetizante tiene un valor prácticamente constante (entorno al 1,8% de la intensidad a plena carga) desde que el transformador trabaja en vacío hasta que está a plena carga.

Por esta razón, y ya que va a existir un consumo prácticamente constante de kVAr independientemente de las condiciones de carga, se suele realizar la compensación en vacío de los transformadores mediante un condensador fijo en bornes de BT (o AT dependiendo de la instalación).

Sin embargo, también hay un consumo de reactiva variable con las condiciones de carga del transformador; por lo que está representada en la **Figura L18** una reactancia en serie que daría las pérdidas por el flujo de fuga.

Absorción de potencia reactiva X_L en reactancia (flujo de fuga) conectada en serie

Una simple ilustración de este fenómeno la proporciona el diagrama vectorial de la **Figura L19**.

El componente de corriente reactiva a través de la carga = I *sen* φ para que $kVAr_L = VI$ *sen* φ.

El componente de corriente reactiva de la fuente = I *sen* φ' para que

$kVAr_s = EI$ *sen* φ',

donde V y E se expresan en kV.

Se puede ver que $E > V$ y *sen* φ' > *sen* φ.

La diferencia entre EI *sen* φ' y VI *sen* φ da los kVAr por fase absorbidos por X_L.

Se puede observar que este valor de kVAr es igual a I^2X_L (que es análogo a las pérdidas de potencia activa de I^2R (kW) debidas a la resistencia en serie de las líneas eléctricas, etc.).

A partir de la fórmula I^2X_L es muy simple deducir los kVAr absorbidos con cualquier valor de carga para un transformador determinado, del modo siguiente:

Si se utilizan valores por unidad (en lugar de valores porcentuales), se puede realizar la multiplicación directa de I y X_L.

Ejemplo

Un transformador de 630 kVA con una tensión de reactancia de cortocircuito del 4% está plenamente cargado.

¿Cuál es la pérdida (kVAr) de potencia reactiva?

4% = 0,04 pu $I_{pu} = 1$

pérdida = $I^2X_L = 1^2 \times 0,04 = 0,04$ pu kVAr,

donde 1 pu = 630 kVA.

Las pérdidas de kVAr trifásicos son $630 \times 0,04 = 25,2$ kVAr (o, más simplemente, un 4% de 630 kVA).

A media carga, es decir, $I = 0,5$ pu las pérdidas serán
$0,52 \times 0,04 = 0,01$ pu = $630 \times 0,01 = 6,3$ kVAr, etc.

Este ejemplo y el diagrama vectorial de la **Figura L21** de la página siguiente muestran que:

- El factor de potencia en el lado primario de un transformador cargado es diferente (normalmente más bajo) que en el lado secundario (debido a la absorción de vars).
- Las pérdidas de kVAr de plena carga debidas a la reactancia de fuga son iguales a las de reactancia porcentual del transformador (una reactancia del 4% significa una pérdida de kVAr igual al 4% de la especificación de kVA del transformador).
- Las pérdidas de kVAr debidas a la reactancia de fuga varían en función de la corriente (o carga de kVA) al cuadrado.

6 Compensación en bornes de un transformador

Para determinar las pérdidas totales de un transformador (en kVAr), se deben añadir las pérdidas del circuito de corriente magnetizante constante (aproximadamente un 1,8% de la potencia nominal del transformador) a todas las pérdidas anteriormente calculadas. La **Figura L20** muestra las pérdidas en kVAr sin carga y a plena carga para transformadores de distribución típicos.

En principio, estas pérdidas se pueden compensar mediante condensadores fijos (como suele suceder para las líneas de transmisión de AT de gran longitud).

Potencia nominal (kVA)	Potencia reactiva (kVAr) que se debe compensar	
	Sin carga	Plena carga
100	2,5	6,1
160	3,7	9,6
250	5,3	14,7
315	6,3	18,4
400	7,6	22,9
500	9,5	28,7
630	11,3	35,7
800	20	54,5
1.000	23,9	72,4
1.250	27,4	94,5
1.600	31,9	126
2.000	37,8	176

Fig. L20: *Consumo de potencia reactiva de los transformadores de distribución con devanados primarios de 20 kV.*

Cabe destacar que las pérdidas de kVAr en un transformador pueden compensarse por completo ajustando la batería de condensadores para dar a la carga un (ligero) factor de potencia capacitivo. En estos casos, todos los kVAr del transformador se proporcionan desde la batería de condensadores, mientras que la entrada al lado de AT del transformador está en el factor de potencia de la unidad, tal como se muestra en la **Figura L21**.

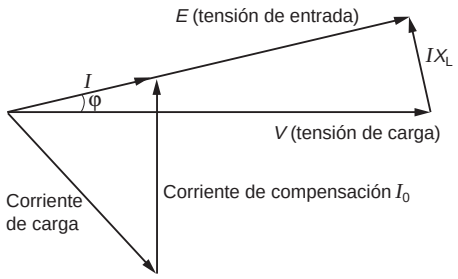


Fig. L21: *Sobrecompensación de la carga para compensar las pérdidas del transformador.*

En términos prácticos, la compensación de la potencia reactiva absorbida por el transformador está incluida en los condensadores previstos principalmente para la corrección del factor de potencia de la carga, ya sea en modo global, parcial o individual.

A diferencia de la mayoría de los elementos que absorben reactiva, la absorción del transformador (es decir, la parte debida a la reactancia de fuga) cambia significativamente con las variaciones de nivel de carga, de modo que si se aplica la compensación individual al transformador, se debe suponer entonces un nivel medio de carga.

Afortunadamente, este consumo de kVAr sólo constituye en general una parte relativamente pequeña de la potencia reactiva total de una instalación, por lo que una desigualdad de compensación durante el cambio de carga no resulta ser un problema.

www.elsolucionario.org

7 Mejora del factor de potencia en motores asíncronos

Se recomienda compensar un motor de forma individual, cuando su potencia nominal respecto a la potencia declarada de la instalación es relativamente grande en comparación con el resto de cargas.

7.1 Compensación fija de motores y ajustes en la protección

Precauciones generales

Debido al reducido consumo de kW, el factor de potencia de un motor es muy bajo en regímenes de vacío (sin carga) o con una carga débil. La corriente reactiva que absorbe un motor asíncrono es prácticamente constante y tiene un valor aproximado del 90% de la intensidad de vacío.

Como regla general, se recomienda desconectar todo motor que trabaje en vacío y no sobredimensionarlos. Asimismo, las características constructivas del mismo, tales como potencia, número de polos, velocidad, frecuencia y tensión, influyen en el consumo de kVAr.

Se puede realizar la compensación fija en bornes de un motor siempre que se tomen las precauciones siguientes:

- Nueva regulación de las protecciones.
- Evitar la autoexcitación.
- No compensar motores especiales.

Conexión

Si se realiza un compensación fija del motor, el condensador fijo debe estar directamente conectado a los terminales de dicho motor.

Compensación de motores accionados mediante arrancador

Si el motor arranca con ayuda de algún dispositivo especial, tal como resistencias, inductancias, estrella triángulo o autotransformadores, es recomendable que los condensadores sean conectados después del arranque del motor. Por esta razón no se deberá realizar una compensación fija y se utilizarán condensadores accionados por contactores.

Motores especiales

Se recomienda no compensar de forma individual los equipos especiales como por ejemplo: arrancadores escalonados, motores reversibles (2 sentidos de marcha) o similares.

Efecto en los ajuste de protección

Después de realizar la compensación fija de un motor, la intensidad eficaz consumida por el conjunto motor-condensador es inferior a la intensidad inicial antes de la compensación. Esto es así porque una parte significativa de la componente reactiva de la corriente del motor se proporciona desde el condensador, tal como se muestra en la **Figura L22**.

En consecuencia, debido a que los dispositivos de protección de máxima intensidad se encuentran aguas arriba de la conexión del condensador y del motor, los ajustes de los relés de máxima intensidad se deben reducir en la relación:

Factor de reducción = *cos* φ antes de la compensación / *cos* φ después de la compensación.

Para los motores a los que se ha aplicado una compensación individual según las potencias reactivas indicadas en la **Figura L23** (potencia reactiva máxima recomendada para evitar la autoexcitación de motores, ver subapartado 7.2, el factor de reducción tendrá un valor similar al indicado para la velocidad del motor correspondiente en la **Figura L24** de la página siguiente.

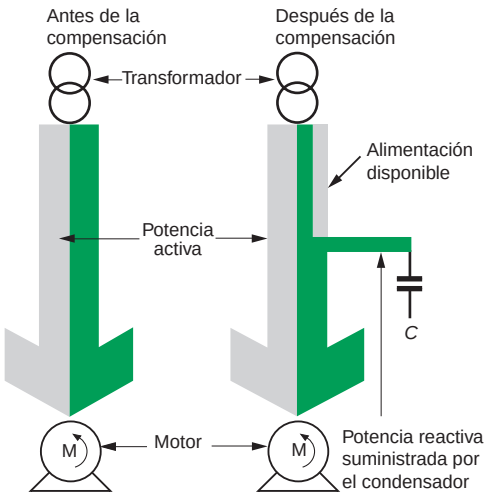


Fig. L22: *Antes de la compensación, el transformador proporciona toda la potencia reactiva; después de ella, el condensador proporciona una gran parte de la potencia reactiva.*

Motores trifásicos de 230/400 V					
Potencia nominal		kVAr que se deben instalar			
		Velocidad de rotación (rpm)			
kW	CV	3.000	1.500	1.000	750
22	30	6	8	9	10
30	40	7,5	10	11	12,5
37	50	9	11	12,5	16
45	60	11	13	14	17
55	75	13	17	18	21
75	100	17	22	25	28
90	125	20	25	27	30
110	150	24	29	33	37
132	180	31	36	38	43
160	218	35	41	44	52
200	274	43	47	53	61
250	340	52	57	63	71
280	380	57	63	70	79
355	482	67	76	86	98
400	544	78	82	97	106
450	610	87	93	107	117

Fig. L23: *Potencia reactiva máxima recomendada para compensación fija de motor sin riesgo de autoexcitación.*

7 Mejora del factor de potencia en motores asíncronos

Velocidad en min^{-1}	Factor de reducción
750	0,88
1.000	0,90
1.500	0,91
3.000	0,93

Fig. L24: Factor de reducción para protección de máxima intensidad después de compensación.

Cuando se compensa individualmente un motor mediante un condensador fijo, es importante comprobar que la potencia reactiva del mismo sea inferior a aquella en la que puede producirse la autoexcitación.

7.2 Cómo evitar la autoexcitación de un motor de inducción

Cuando un motor impulsa una carga de gran inercia, el motor seguirá girando (a menos que se frene deliberadamente) después de que se haya apagado la fuente de alimentación del motor. La “inercia magnética” del circuito del rotor significa que se generará una fuerza electromotriz en los devanados del estator durante un corto periodo de tiempo después del apagado y que se debería reducir normalmente a cero después de 1 o 2 ciclos, en el caso de un motor sin compensación.
Los condensadores de potencia para la corrección del factor de potencia constituyen una carga reactiva trifásica para esta fuerza electromotriz decreciente, que provoca corrientes capacitivas circulantes a través de los devanados del estator. Estas corrientes del estator van a producir un campo magnético giratorio en el rotor que actúa exactamente a lo largo del mismo eje y en la misma dirección que el campo magnético decreciente.
En consecuencia, el flujo del rotor se eleva, las corrientes del estator aumentan y la tensión en los terminales del motor se incrementa, a veces hasta niveles peligrosos, pasando por lo tanto a funcionar como generador asíncrono.
Este fenómeno se conoce como autoexcitación del motor en vacío y es uno de los motivos por los cuales los generadores de corriente alterna no suelen operar con equipos de compensación fijos, ya que existe una tendencia a la autoexcitación espontánea.

Notas

1. El comportamiento de un motor arrastrado por la inercia de la carga no es idéntico al comportamiento del motor en vacío. Esta suposición, no obstante, es lo suficientemente precisa para fines prácticos.
2. Con el motor trabajando como generador, las corrientes en circulación poseen una componente reactiva elevada, por lo que el efecto de frenado en el motor se debe únicamente a la carga debida al sistema de refrigeración del motor.

Para evitar la autoexcitación tal como se ha descrito anteriormente, la potencia reactiva de la batería de condensadores (en kVAr) debe limitarse al máximo valor obtenido de:
$Q_c \leqslant 0{,}9 \times I_o \times U_n \times \sqrt{3}$ donde I_o = corriente en vacío del motor y U_n = tensión nominal fase-fase del motor en *V*.
La **Figura L26** de la página siguiente proporciona valores adecuados de Q_c correspondientes a este criterio.

Ejemplo

Un motor trifásico de 75 kW, 3.000 rpm, 400 V, puede compensarse de forma fija (en bornes) con un condensador de potencia no superior a 17 kVAr según la **Figura L24**. Los valores de la tabla son, en general, demasiado pequeños para compensar al motor hasta un nivel del *cos* φ aceptable que se requiere normalmente (dependiendo de las tarifas vigentes). Se puede aplicar al sistema, no obstante, una compensación adicional, por ejemplo una batería de condensadores automática (con varios escalones) instalada en el embarrado principal para una compensación global de la instalación eléctrica.

Motores y cargas de gran inercia

En cualquier instalación donde existan cargas impulsadas por motores de gran inercia, los interruptores automáticos o contactores que controlan estos motores deben, en el caso de pérdida total de la alimentación, dispararse con rapidez.
Si no se toman estas precauciones, es probable que se produzca una autoexcitación en tensiones muy altas, ya que todos los condensadores de la instalación estarán, de hecho, en paralelo con aquellos de los motores de gran inercia.
El esquema de protección para estos motores debería incluir un relé de disparo de sobretensión, junto con los contactos que comprueban la alimentación inversa (el motor transmitirá la alimentación al resto de la instalación hasta que se disipe la energía de inercia almacenada).
Si la potencia reactiva del condensador asociado al motor de gran inercia es más grande que la recomendada en la **Figura L26**, entonces es necesario controlar por separado dicho condensador mediante un interruptor automático o contactor, que se dispara de forma conjunta con el interruptor automático o contactor que controla el motor principal, tal como se muestra en la **Figura L25**.
El contactor principal está normalmente asociado al contactor del condensador.

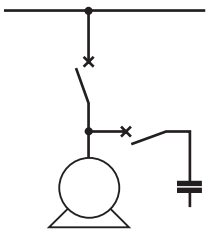


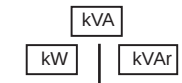
Fig. L25: Conexión de la batería de condensadores al motor.

8 Ejemplo de una instalación antes y después de la compensación de la energía reactiva

Instalación sin compensar

$\overrightarrow{kVA}=\overrightarrow{kW}+\overrightarrow{kVAr}$ (1)

- Consumo de kVArh elevado.
- Potencia aparente kVA significativamente superior a la demanda de kW.
- El consumo en kWh es mayor por las pérdidas.
- La instalación está sobredimensionada (cables, aparamenta, transformador...).

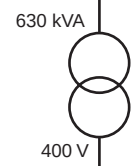


Características de la instalación de 500 kW *cos* φ = 0,75

- Transformador sobrecargado.
- La demanda de alimentación es

$S = \frac{P}{cos\ \varphi} = \frac{500}{0,75} =$ 665 kVA

S = potencia aparente.



- La corriente que circula en la instalación aguas abajo del interruptor automático es

$I = \frac{P}{\sqrt{3}\ U\ cos\ \varphi} =$ 960 A.

- Las pérdidas de los cables se calculan en función de la corriente cuadrada: 960^2

$P = I^2R$.

cos φ = 0,75

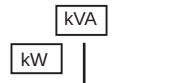
- La energía reactiva atraviesa la totalidad de la instalación desde la fuente hasta el receptor.
- El interruptor general de protección y los conductores deberán estar dimensionados para poder soportar el total de la intensidad para los valores definidos de de *P* y *cos* φ:

cos φ = 0,75
taller

Instalación compensada

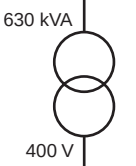
$\overrightarrow{kVA}=\overrightarrow{kW}+\overrightarrow{kVAr}$

- El consumo de kVArh se reduce considerablemente o incluso se elimina.
- La potencia en kVA se ajusta a la demanda de kW.



Características de la instalación de 500 kW con *cos* φ = 0,98

- El transformador ya no está sobrecargado.
- La demanda de potencia aparente es de 510 kVA.
- Disponibilidad de un 20% adicional de la capacidad del transformador.



- La corriente que circula por la instalación a través del interruptor automático es de 737 A.

- Las pérdidas de los cables se reducen a $\frac{737^2}{960^2} = 58\%$ del valor anterior, con lo que se ahorra en el consumo kWh.

cos φ = 0,98

- La energía reactiva fluye entre el condensador y la carga, descargando al resto de instalación aguas arriba del punto de conexión de la batería.

330 kVAr

La batería de condensadores escogida es de 330 kVAr, en 10 pasos eléctricos de 30 kVAr, y composición física de 30 + 5 × 50.

cos φ = 0,98
taller

Nota: en realidad, el *cos* φ del taller, se mantiene en 0,75, pero el *cos* φ aguas arriba de la batería de condensadores es 0,98. Tal como se menciona en el subapartado 6.2, el *cos* φ en el lado de MT del transformador, punto de lectura de la compañía, es ligeramente inferior, debido a las pérdidas de potencia reactiva en el transformador.

Fig. L26: *Comparación técnico-económica de una instalación antes y después de la corrección del factor de potencia.*

(1) Las flechas indican cantidades vectoriales.
(2) Moreso en el caso previamente corregido.

www.elsolucionario.org

9 Efectos de los armónicos

9.1 Problemas ocasionados por los armónicos

Los equipos que utilizan componentes electrónicos de alimentación (controladores de motores de velocidad variable, rectificadores controlados por tiristores) han aumentado considerablemente los problemas provocados por los armónicos en las instalaciones eléctricas.
Los armónicos siempre han existido y los provocaban (y siguen provocándolos) las impedancias magnetizantes no lineales de transformadores, reactores, resistencias de lámparas fluorescentes, etc.
Los armónicos en sistemas de alimentación trifásicos simétricos suelen ser en general impares: tercero, quinto, séptimo, noveno... y la magnitud disminuye al ir aumentando el orden del armónico.
Conociendo las características y singularidades de los diferentes generadores de armónicos se pueden reducir los armónicos a valores insignificantes: la eliminación total casi es imposible.
En este apartado, se recomiendan medios prácticos para reducir la influencia de los armónicos, con una referencia particular a las baterías de condensadores.
Los condensadores son especialmente sensibles a los componentes armónicos de la tensión suministrada debido al hecho de que la reactancia capacitiva se reduce según va aumentando la frecuencia. En la práctica, esto significa que un porcentaje relativamente pequeño de tensión armónica puede provocar que circule una corriente elevada por el condensador.
La presencia de componentes armónicos provoca que se distorsione la forma de onda (normalmente sinusoidal) de tensión o corriente; cuanto mayor sea el contenido de armónicos, mayor será el grado de distorsión.
Si la frecuencia de resonancia del conjunto batería de condensadores/inductancia de la red es cercana a un armónico en particular, se producirá una resonancia parcial, con valores amplificados de tensión y corriente en la frecuencia del armónico en cuestión. En este caso, el aumento de corriente provocará el sobrecalentamiento del condensador, con la degradación del dieléctrico, lo que puede provocar la destrucción del condensador.
Existen varias soluciones:
- Filtros pasivos.
- Filtros activos.
- Filtros híbridos.

9.2 Posibles soluciones

Filtro pasivo (véase la Figura L27)

Contrarrestar los efectos de los armónicos

La presencia de armónicos de tensión produce niveles de corriente anormalmente altos a través de los condensadores. Por normativa, los condensadores deben de soportar 1,3 I_n en permanencia; por lo que todos los componentes que estén asociados a los condensadores, como fusibles, contactores, cables, aparamenta están sobredimensionados de forma similar, entre 1,3 y 1,5 la I_n del condensador.
La distorsión armónica de la onda de tensión produce con frecuencia una forma de onda de “pico”, en la que aumenta el valor del pico de la onda sinusoidal a la frecuencia fundamental.
Esta posibilidad se tiene en cuenta, junto con otras condiciones de sobretensión que se producen cuando se contrarrestan los efectos de resonancia, aumentando el nivel de tensión de los condensadores.
En algunos casos, con estas dos contramedidas, sobredimensionamiento en corriente y tensión, es suficiente para lograr un funcionamiento satisfactorio.

Contrarrestar los efectos de la resonancia

Los condensadores son dispositivos reactivos lineales y, por consiguiente, no generan armónicos. La instalación de condensadores en una instalación (en el que las impedancias son predominantemente inductivas) puede, no obstante, producir resonancia total o parcial en una de las frecuencias armónicas.
El rango armónico ho de la frecuencia de resonancia natural entre la inductancia del sistema y la batería de condensadores lo proporciona

$$h_o = \sqrt{\frac{S_{sc}}{Q}}$$

S_{sc} = Potencia de cortocircuito, kVA, del sistema en el punto de conexión de la batería de condensadores.
Q = Potencia de la batería de condensadores en kVAr.
h_o = rango armónico.

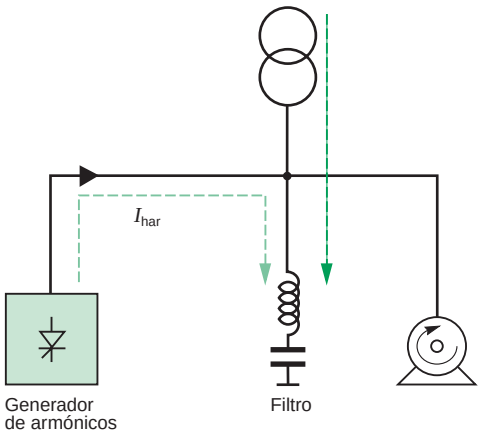


Fig. L27: Principio de funcionamiento del filtro pasivo.

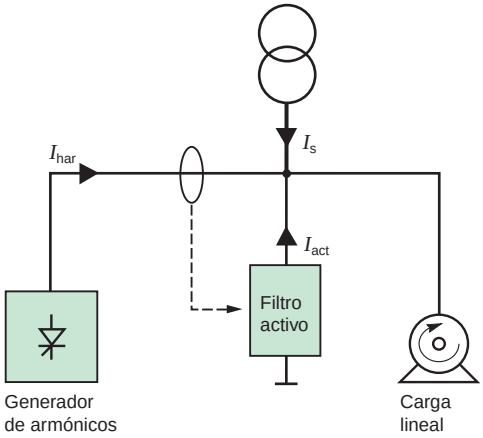


Fig. L28: Principio de funcionamiento del filtro activo.

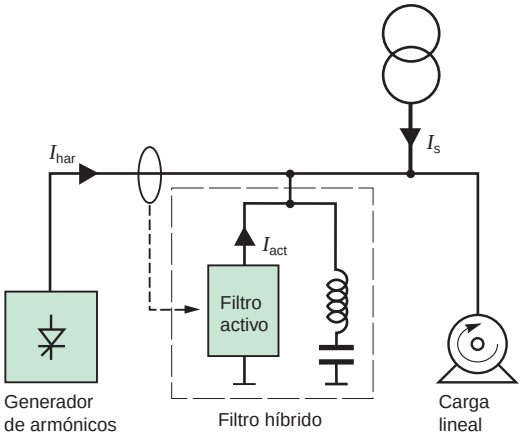


Fig. L29: Principio de funcionamiento del filtro híbrido.

Por ejemplo: $h_o = \sqrt{\frac{S_{sc}}{Q}}$ con un valor de 2,93, indica que la frecuencia de resonancia del conjunto condensador - inductancia de la red está próxima a la frecuencia del tercer armónico.

Cuando más se acerca la frecuencia de resonancia a uno de los armónicos presentes en el sistema, más probabilidades de sufrir las consecuencias negativas de los armónicos. En el ejemplo anterior, se van a producir con seguridad fuertes condiciones de resonancia con la componente del tercer armónico.

En estos casos, se debe cambiar la frecuencia de resonancia por un valor que no presente resonancia con ninguno de los armónicos que se sabe que estarán presentes.

Esto se consigue añadiendo una inductancia antiarmónicos en serie con los condensadores.

En redes de 50 Hz, el conjunto condensador inductancia se sintoniza a una frecuencia de resonancia entre 189-215 Hz.

La frecuencia de sintonía del conjunto L_C aumenta el nivel de tensión en bornes del condensador, en torno a un 7-8%; por lo que la tensión asignada de los condensadores debe ser como mínimo de 440 v, para redes de 400 V.

Filtro activo (véase la Figura L28)

Los filtros activos están basados en la tecnología electrónica de potencia. Normalmente se instalan en paralelo a las cargas no lineales.
Los filtros activos analizan los armónicos generados por las cargas no lineales e inyectan a la red la misma corriente armónica desfasada 180°. En consecuencia, las corrientes armónicas se neutralizan por completo; es decir que ya no circulan aguas arriba del filtro activo.
Una de las ventajas de los compensadores activos es que siguen garantizando una compensación de armónicos eficaz incluso cuando se realizan modificaciones en la instalación.
Generalmente, son también fáciles de utilizar ya que presentan:
- Autoconfiguración para cargas de armónicos independientemente del orden de magnitud.
- Eliminación de riesgos de sobrecarga.
- Compatibilidad con generadores eléctricos.
- Conexión en cualquier punto de la red eléctrica.
- Se pueden utilizar varios compensadores activos en la misma instalación para aumentar el rango de corrientes armónicas a eliminar.

Los filtros activos proporcionan también la corrección del factor de potencia, si se utilizan los amperios “sobrantes” para ese cometido, no siendo recomendable este uso por el elevado coste del amperio reactivo.

Filtro híbrido (véase la Figura L29)

Este tipo de filtro combina ventajas de filtros activos y pasivos. Se puede filtrar una frecuencia mediante un filtro pasivo, y un filtro activo filtra todas las demás frecuencias.

9 Efectos de los armónicos

9.3 Elección de la solución óptima

En la **Figura L30** se muestran los criterios a tener en cuenta para seleccionar la tecnología más adecuada en función de la aplicación.

	Filtro pasivo	Filtro activo	Filtro híbrido
Aplicaciones	Industrial	Sector terciario	Industrial
...con potencia total de cargas no lineales (variador de velocidad variable, SAI, rectificador...)	Superior a 200 kVA	Inferior a 200 kVA	Superior a 200 kVA
Corrección del factor de potencia		No	
Necesidad de reducir la distorsión armónica en la tensión para cargas sensibles			
Necesidad de reducir la distorsión armónica en la corriente para evitar sobrecarga del cable			
Necesidad de cumplir los límites estrictos de armónicos rechazados	No	No	

Fig. L30: *Selección de la tecnología más adecuada en función de la aplicación.*

Para la elección del filtro pasivo, se realiza una elección a partir de los siguientes parámetros:

- G_h = la suma de potencia en kVA de todos los generadores de armónicos (convertidores estáticos, inversores, controladores de velocidad, etc.) conectados al mismo embarrado que alimenta a la batería de condensadores. Si la potencia de estos dispositivos está en kW, suponer un factor de 0,7 para obtener los valores en kVA.
- S_{sc} = Potencia de cortocircuito, kVA, del sistema en el punto de conexión de la batería de condensadores.
- S_n = la suma de las potencias en kVA de todos los transformadores del sistema a analizar.

Si hay transformadores en paralelo, la eliminación de uno o varios de ellos cambiará significativamente los valores de S_{sc} y S_n.

L23

- Regla general válida para cualquier tamaño de transformador

$G_h \leq \frac{S_{sc}}{120}$	$\frac{S_{sc}}{120} \leq G_h \leq \frac{S_{sc}}{70}$	$G_h > \frac{S_{sc}}{70}$
Condensadores estándar	Especificación de tensión de condensadores aumentada en un 10% (excepto unid. 230 V)	Especificación de tensión de condensadores aumentada en un 10% + reactor de eliminación de armónicos

- Regla simplificada en caso de especificación de transformadores $S_n \leq 2$ MVA

$G_h \leq 0{,}15\ S_n$	$0{,}15\ S_n < G_h \leq 0{,}25\ S_n$	$0{,}25\ S_n < G_h \leq 0{,}60\ S_n$	$G_h > 0{,}60\ S_n$
Condensadores estándar	Especificación de tensión de condensadores aumentada en un 10% (excepto unid. 230 V)	Especificación de tensión de condensadores aumentada en un 10% + reactor de eliminación de armónicos	Filtros

Fig. L31: *Elección de soluciones para limitar los armónicos asociados con una batería de condensadores de BT alimentados a través de los transformadores.*

Con la **Figura L31**, se puede realizar una elección rápida del equipo más adecuado en función de la relación existente entre la potencia de los generadores de armónicos y la potencia de cortocircuito de la instalación.

www.elsolucionario.org

10 Instalación de baterías de condensadores

10.1 Elementos del condensador

Tecnología

La utilización de un film de polipropileno metalizado evita la necesidad de cualquier impregnante, proporcionando la ventaja de la autocicatrización.

■ El sistema de protección HQ, que integra cada elemento monofásico, avala la seguridad en su utilización al proteger frente a los dos tipos de defectos que se pueden dar en el fin de vida de los condensadores:

□ La protección contra los defectos de elevada intensidad se realiza por un fusible interno de alto poder de corte.

□ La protección contra los defectos de baja intensidad se realiza por la combinación de una membrana de sobrepresión asociada al fusible interno APR.

■ Para ambos defectos es un fusible APR normalizado el que asegura el corte del circuito eléctrico.

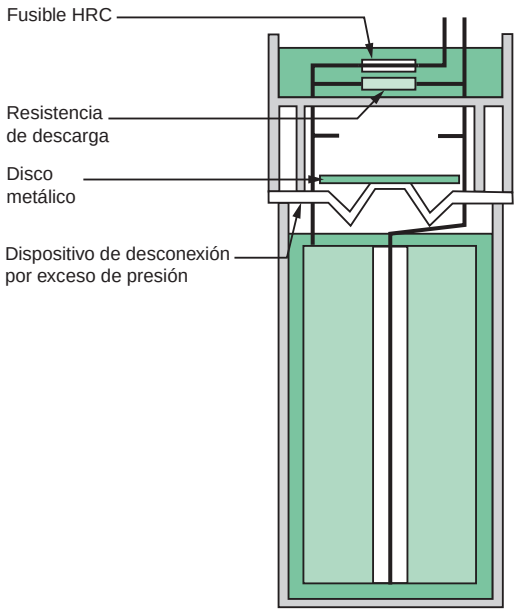
■ La envolvente plástica de los condensadores Varplus posee doble aislamiento eléctrico y ofrece unas excelentes propiedades mecánicas y una máxima autoextinguibilidad (certificación UL 94 5 VA) (consulte la **Figura L32**).

El film plástico aislante, polipropileno, está recubierto con una capa metálica, zinc, que constituye un electrodo. Esta capa metálica confiere al film la propiedad de autocicatrización.

En caso de perforación del aislante, causada por un defecto en el film, la energía desprendida en el punto de defecto hace evaporarse el depósito metálico alrededor del defecto, lo que reconstituye el aislamiento.

Sin embargo, la propiedad autocicatrizante tiene límites, en particular si el defecto en el film es demasiado importante: el film alrededor del defecto está deteriorado y pierde sus propiedades aislantes, esto puede implicar un aumento de temperatura y presión en el interior del bote. En este momento el sistema HQ comienza a actuar.

a)



b)

Características eléctricas			
Estándares		Normas IEC 60439-1, NFC 54-104, VDE 0560 CSA, pruebas UL	
Margen de funcionamiento	Tensión nominal	400 V	
	Frecuencia nominal	50 Hz	
Tolerancia de capacidad		de – 5% a + 10%	
Margen de temperaturas (hasta 65 kVAr)	Temperatura máxima	55 °C	
	Temperatura media durante 24 h	45 °C	
	Temperatura anual media	35 °C	
	Temperatura mínima	– 25 °C	
Nivel de aislamiento		Tensión de resistencia de 1 min de 50 Hz: 6 kV Tensión de resist. impulsos de 1,2/50 ms: 25 kV	
Sobrecarga de corriente permisible		Margen estándar	Margen H
		30%	50%
Sobrecarga de tensión permisible		10%	20%

Fig. L32: Elemento de condensador, (a) sección transversal, (b) características eléctricas.

10 Instalación de baterías de condensadores

10.2 Elección de dispositivos de protección, mando y cables de conexión

La elección de los cables de acometida y de los dispositivos de protección y control depende de la carga prevista.
Para los condensadores, la corriente está en función de la tensión aplicada, las componentes armónicas y de la capacidad del condensador.
La corriente nominal I_n (A) de un condensador de potencia reactiva (VAr) de un sistema trifásico con una tensión fase/fase de U_n (V) viene dada por la ecuación:

$$I_n > \frac{Q}{U_n \sqrt{3}}$$

El margen permitido de tensión aplicada a la frecuencia fundamental, además de los componentes armónicos, y las tolerancias de fabricación de la capacidad real pueden provocar un aumento de un 50% por encima del valor de corriente calculado. Aproximadamente el 30% de este aumento se debe a los aumentos de tensión, mientras que otro 15% es debido al margen de tolerancias de fabricación, de modo que $1{,}3 \times 1{,}15 = 1{,}5\ I_n$.

Los cables de potencia se deberán sobredimensionar para una corriente de $1{,}5\ I_n$ mínimo.

Todos los componentes que transmiten la corriente del condensador deben ser adecuados para cubrir la condición de “en el peor de los casos”, en una temperatura ambiente de 50 °C máximo. En el caso de que se produzcan temperaturas más altas (superiores a 50 °C) en locales, etc., será necesaria la disminución de potencia de los componentes.

Protección

Los calibres de los interruptores automáticos de protección deben ser elegidos de forma que permitan un reglaje de la protección térmica de la batería de condensadores a:

- $1{,}36 \times I_n$ para el tipo estándar.
- $1{,}50 \times I_n$ para la clase H.
- $1{,}12 \times I_n$ para la clase SAH, sintonización 135 Hz (filtrado a partir del armónico rango 3).
- $1{,}31 \times I_n$ para la clase SAH, sintonización 215 Hz (filtrado a partir del armónico rango 5).

El reglaje de las protecciones de cortocircuito (magnéticas / corto retardo) deberá permitir el paso de los transitorios de conexión. El ajuste será $10 \times I_n$ para los tipos estándar, H y SAH.

Ejemplo 1

Batería de condensadores estándar Merlin Gerin de:

50 kVAr – 400 V – 50 Hz – tipo estándar: I_n = 72 A.

Ajuste de temporización de largo retardo: $1{,}36 \times I_n = 1{,}36 \times 72 = 98$ A.

Ajuste de temporización de corto retardo: $10 \times I_n = 10 \times 72 = 720$ A.

Ejemplo 2

Batería de condensadores clase SAH Merlin Gerin de:

50 kVAr – 400 V – 50 Hz – tipo SAH (sintonización 215 Hz): I_n = 72 A.

Ajuste de temporización de largo retardo: $1{,}31 \times I_n = 1{,}31 \times 72 = 94$ A.

Ajuste de temporización de corto retardo: $10 \times I_n = 10 \times 72 = 720$ A.

¿Qué dice el Reglamento BT?

ITC BT48

Los aparatos de corte y protección de los condensadores deberán soportar en régimen permanente de 1,5 a 1,8 veces la I_n asignada a cada condensador.

Fusibles de protección

Los fusibles APR de protección de los condensadores y escalones de condensadores deben ser de tipo Gg y calibrados a $1{,}5\ I_n$.

Los fusibles de la acometida general de la batería de condensadores deben ser de tipo Gg y calibrados a $1{,}8\ I_n$.

En la **Figura L33** de la página siguiente se proporciona la sección transversal mínima del cable aguas arriba para condensadores.

10 Instalación de baterías de condensadores

Potencia de la batería (kVAr)		Sec. transversal del cobre (mm^2)	Sec. transversal del aluminio (mm^2)
230 V	400 V		
5	10	2,5	16
10	20	4	16
15	30	6	16
20	40	10	16
25	50	16	25
30	60	25	35
40	80	35	50
50	100	50	70
60	120	70	95
70	140	95	120
90-100	180	120	185
	200	150	240
120	240	185	2 × 95
150	250	240	2 × 120
	300	2 × 95	2 × 150
180-210	360	2 × 120	2 × 185
245	420	2 × 150	2 × 240
280	480	2 × 185	2 × 300
315	540	2 × 240	3 × 185
350	600	2 × 300	3 × 240
385	660	3 × 150	3 × 240
420	720	3 × 185	3 × 300

Fig L33: Sección del cable de conexión para condensadores y baterías de condensadores, a verificar según las condiciones de la instalación y de acuerdo al RBT.

Cables para el circuito de mando

El área de sección transversal mínima de estos cables es de 1,5 mm^2 para 230 V.

Para el lado del secundario del transformador, la sección recomendada es de ≥ 2,5 mm^2.

Transitorios de tensión

Cuando entra en servicio un condensador descargado, se produce un transitorio de tensión.

El pico que se crea nunca debe ser superior a dos veces la tensión nominal, si el sistema se encuentra libre de armónicos.

En el caso que un condensador ya estuviera cargado, en el momento del cierre de la conexión, el transitorio de tensión puede alcanzar un valor máximo próximo a tres veces el valor del pico nominal normal de la tensión.

Esta condición máxima se produce sólo si:

- La tensión existente en el condensador es igual al valor máximo de la tensión nominal.
- Los contactos de la conexión se cierran en el momento de valor de tensión máximo.
- La polaridad de la tensión del sistema de alimentación es opuesta a la del condensador cargado.

En esta situación, el transitorio de corriente llegará a su máximo valor posible.

Para cualquier otro valor de tensión y polaridad en el condensador precargado, los picos de transitorios de tensión y corriente serán inferiores a los mencionados anteriormente.

Si se tiene en cuenta la conexión automática de escalones de condensadores, hay que asegurarse de que el condensador que vaya a entrar esté totalmente descargado.

Generalmente las baterías automáticas están controladas por un regulador de energía reactiva que asegura que, a la conexión de un escalón, el condensador está descargado.

Los cálculos se han realizado para cables unipolares al aire libre a 30 °C.

www.elsolucionario.org

Capítulo M
Detección y filtrado de armónicos

Índice

1	**El problema: ¿Por qué es necesario detectar y eliminar los armónicos?**	**M2**
2	**Normas**	**M3**
3	**General**	**M4**
4	**Principales efectos de los armónicos en las instalaciones**	**M6**
	4.1 Resonancia	M6
	4.2 Aumento de las pérdidas	M6
	4.3 Sobrecargas en equipos	M7
	4.4 Perturbaciones que afectan a cargas sensibles	M9
	4.5 Impacto económico	M10
5	**Indicadores característicos y umbrales críticos de distorsión armónica**	**M11**
	5.1 Factor de potencia	M11
	5.2 Factor de cresta	M11
	5.3 Valores de alimentación y armónicos	M11
	5.4 Espectro de armónicos y distorsión armónica	M12
	5.5 Tasa de distorsión total armónica (THD)	M12
	5.6 Umbrales críticos de los diferentes indicadores	M13
6	**Medida de los indicadores característicos**	**M14**
	6.1 Dispositivos utilizados para medir los indicadores	M14
	6.2 Procedimientos de análisis de armónicos en las redes de distribución	M14
	6.3 Análisis de los armónicos	M15
7	**Equipos de medida**	**M16**
8	**Soluciones para atenuar los armónicos**	**M17**
	8.1 Soluciones básicas	M17
	8.2 Filtro de armónicos	M18
	8.3 El método	M20
	8.4 Productos específicos	M20

1 El problema: ¿Por qué es necesario detectar y eliminar los armónicos?

Perturbaciones producidas por los armónicos

Los armónicos que circulan por las redes de distribución reducen la calidad de la alimentación eléctrica. Esto puede producir una serie de efectos negativos:

- Sobrecargas en las redes de distribución debido al aumento en la corriente en rms.
- Sobrecargas en los conductores neutros debido al aumento acumulativo en los armónicos de tercer orden creados por cargas monofásicas.
- Sobrecargas, vibración y envejecimiento prematuro de generadores, transformadores y motores, así como aumento del ruido del transformador.
- Sobrecargas y envejecimiento prematuro de los condensadores utilizados en la corrección del factor de potencia.
- Distorsión de la tensión de alimentación que puede perturbar las cargas sensibles.
- Perturbaciones en las redes de comunicación y en las líneas telefónicas.

Impacto económico de las perturbaciones

Los armónicos tienen importantes consecuencias económicas:

- El envejecimiento prematuro del equipo hace que se tenga que sustituir con más frecuencia, a menos que se sobredimensione desde el principio.
- Las sobrecargas en la red de distribución pueden necesitar niveles de contratación de potencia superiores y aumentar las pérdidas.
- La distorsión de las ondas de corriente produce disparos intempestivos que pueden detener la producción.

Consecuencias cada vez más graves

Sólo hace diez años, los armónicos no se consideraban un problema porque sus efectos en las redes de distribución eran por lo general poco importantes. Sin embargo, la introducción masiva de la electrónica de potencia en los equipos ha hecho que este fenómeno sea más grave en todos los sectores de la actividad económica.

Además, el equipo que produce los armónicos a menudo es vital para la empresa o industria.

¿Qué armónicos deben medirse y eliminarse?

Los armónicos más frecuentes en las redes de distribución trifásicas son los impares. Las amplitudes de los armónicos normalmente disminuyen a medida que aumenta la frecuencia. Por encima del armónico de rango 50º, los armónicos son insignificantes y las mediciones ya no son significativas. Se obtienen mediciones suficientemente precisas midiendo los armónicos hasta el rango 30º.

Las instalaciones supervisan los armónicos de rangos 3º, 5º, 7º, 11º y 13º. Por lo general, es suficiente mejorar los niveles armónicos de los rangos más inferiores (hasta 13º). Una optimización más completa tendría en cuenta los armónicos hasta el rango 25º.

2 Normas

La presencia de armónicos en las instalaciones está sujeta a diferentes normativas y reglamentos:

- Normas de compatibilidad para redes de distribución.
- Normas de emisiones que se aplican a los equipos que producen armónicos.
- Recomendaciones de las empresas de servicios públicos y aplicables a las instalaciones.

Con el fin de atenuar rápidamente los efectos de los armónicos, actualmente se aplica un sistema de normas y reglamentos basado en los documentos que se indican a continuación.

Compatibilidad vigente de normas entre las redes de distribución y los productos

Estas normas determinan la compatibilidad necesaria entre las redes de distribución y los productos:

- Los armónicos producidos por un dispositivo no deben producir perturbaciones que superen ciertos límites en la red de distribución.
- Cada dispositivo debe tener capacidad de funcionar normalmente en presencia de perturbaciones de hasta ciertos niveles.
- La norma IEC 61000-2-2 para sistemas de suministro de alimentación de baja tensión para instalaciones.
- La norma IEC 61000-2-4 para instalaciones industriales de BT y MT.

Normas que rigen la calidad de las redes de distribución

- La norma EN 50160 estipula las características de la tensión suministradas por las redes de distribución de alimentación de BT y MT.
- La norma IEEE 519 presenta un enfoque conjunto entre las empresas de servicios públicos y los clientes para limitar el impacto de las cargas no lineales. Las empresas de servicios públicos fomentan la acción preventiva para reducir el deterioro de la calidad del suministro eléctrico, el aumento de temperatura y los efectos en los factores de potencia. Cada vez más, seguirán la tendencia de cobrar a los clientes por las principales fuentes de armónicos.

Normas que rigen los equipos

- Norma IEC 61000-3-2 o EN 61000-3-2 para equipos de baja tensión con corriente nominal inferior a 16 A.
- Norma IEC 61000-3-4 o EN 61000-3-4 para equipos de baja tensión con corriente nominal superior a 16 A.

Niveles de armónicos máximos permisibles

Una serie de estudios internacionales han recopilado datos que han dado como resultado una estimación del contenido de armónicos típico que se encuentra con frecuencia en las redes de distribución eléctrica. La **Figura M1** presenta el nivel que, en opinión de muchas empresas de servicio público, no debe superarse.

Armónicos impares que no son múltiplos de 3				Armónicos impares múltiplos de 3				Armónicos pares			
Orden *h*	BT	MT	EHV	Orden *h*	BT	MT	EHV	Orden *h*	BT	MT	EHV
5	6	6	2	3	5	2,5	1,5	2	2	1,5	1,5
7	5	5	2	9	1,5	1,5	1	4	1	1	1
11	3,5	3,5	1,5	15	0,3	0,3	0,3	6	0,5	0,5	0,5
13	3	3	1,5	21	0,2	0,2	0,2	8	0,5	0,2	0,2
17	2	2	1	> 21	0,2	0,2	0,2	10	0,5	0,2	0,2
19	1,5	1,5	1					12	0,2	0,2	0,2
23	1,5	1	0,7					> 12	0,2	0,2	0,2
25	1,5	1	0,7								
> 25	0,2 + 25/*h*	0,2 + 25/*h*	0,1 + 25/*h*								

Fig. M1: *Niveles de armónicos máximos permisibles.*

www.elsolucionario.org

3 General

La presencia de armónicos indica una onda de tensión o una intensidad distorsionada. La distorsión de la corriente o de la onda de tensión significa que la distribución de la energía eléctrica sufre perturbaciones y que la calidad de la alimentación no es óptima.

Las corrientes de armónicos se producen por cargas no lineales conectadas a la red de distribución. El flujo de intensidades armónicas produce tensiones de armónicos a través de las impedancias de la red de distribución y por consiguiente, la distorsión de la tensión de alimentación.

Origen de los armónicos

Los dispositivos y los sistemas que producen armónicos se encuentran presentes en todos los sectores, es decir, el industrial, el comercial y el residencial. Los armónicos se producen por cargas no lineales (es decir, cargas que al ser alimentadas por una tensión senoidal, dan como respuesta una onda de intensidad deformada, no lineal).

A continuación se indican ejemplos de cargas no lineales:

- Equipo industrial (soldadoras, hornos de arco, hornos de inducción, rectificadores).
- Variadores de velocidad para motores CC o asíncronos.
- SAI.
- Equipos de oficina (ordenadores, fotocopiadoras, faxes, etc.).
- Electrodomésticos (televisores, hornos microondas, iluminación fluorescente).
- Algunos dispositivos con saturación magnética (transformadores).

Perturbaciones producidas por cargas no lineales: tensión e intensidad armónica

Las cargas no lineales generan las corrientes armónicas que circulan por la red de distribución. Las tensiones armónicas se producen por el flujo de corrientes armónicas a través de las impedancias de los circuitos de alimentación (transformador y red de distribución similares a los mostrados en la **Figura M2**).

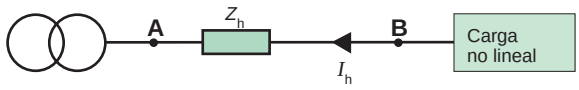


Fig. M2: *Diagrama de una sola línea que muestra la impedancia del circuito de alimentación de un armónico de rango h.*

La reactancia de un conductor aumenta en función de la frecuencia de la corriente que circula a través del conductor. Para cada intensidad armónica (rango h), existe una impedancia Z_h en el circuito de alimentación.

Cuando la intensidad armónica de rango h circula a través de la impedancia Z_h, crea una tensión armónica U_h, donde $U_h = Z_h \times I_h$ (ley de Ohm). Por lo tanto, la tensión en el punto *B* se distorsiona. Todos los dispositivos que reciben la alimentación a través del punto *B* reciben una tensión distorsionada.

Para una intensidad armónica determinada, la distorsión es proporcional a la impedancia en la red de distribución.

Flujo de intensidades armónicas en las redes de distribución

Puede considerarse que las cargas no lineales vuelven a inyectar las intensidades armónicas aguas arriba en la red de distribución, hacia la fuente.

Las **Figuras M3** y **M4** de la página siguiente muestran una instalación perturbada por los armónicos. La **Figura M3** muestra la circulación de la corriente a 50 Hz en la instalación y la **Figura M4** muestra la intensidad armónica (rango *h*).

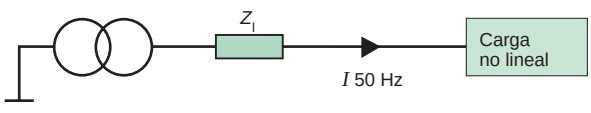


Fig. M3: *Instalación que suministra una carga no lineal, en la que se muestra únicamente el fenómeno relativo a la frecuencia de 50 Hz (frecuencia fundamental).*

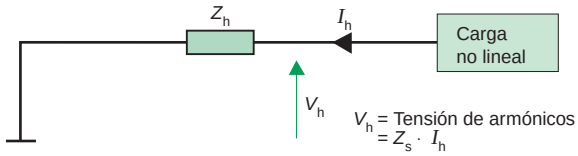
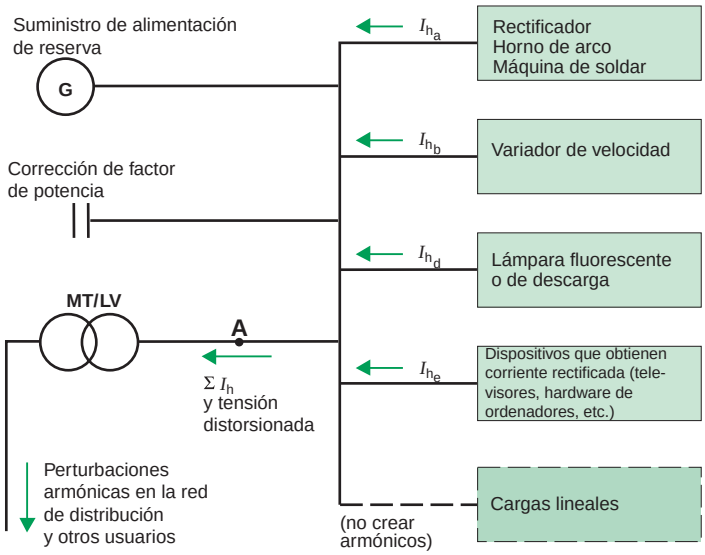


Fig. M4: La misma instalación, en la que se muestra únicamente el fenómeno relativo a la frecuencia de armónico de rango h.

El suministro de la carga no lineal crea la circulación de una corriente I_{50Hz} (tal y como se muestra en la **Figura M3**), a la que se añade cada una de las intensidades armónicas I_h (tal y como se muestra en la **Figura M4**), correspondiente a cada armónico de rango *h*.

Si se sigue teniendo en cuenta que las cargas vuelven a inyectar intensidad armónica aguas arriba en la red de distribución, es posible crear un diagrama que muestre las intensidades de armónicos en la red (ver **Figura M5**).



Nota: En el diagrama, aunque ciertas cargas creen intensidades armónicas en la red de distribución, otras cargas pueden absorberlas.

Fig. M5: Circulación de intensidades armónicas en una red de distribución.

M5

4 Principales efectos de los armónicos en las instalaciones

Los armónicos tienen importantes consecuencias económicas en las instalaciones:
- Aumento de los costes de energía.
- Envejecimiento prematuro de los equipos.
- Pérdidas de producción.

4.1 Resonancia

El uso simultáneo de dispositivos capacitivos e inductivos en las redes de distribución produce resonancia paralela o en serie, lo que se traduce en valores de impedancia muy altos o muy bajos, respectivamente. Las variaciones en la impedancia modifican la corriente y la tensión en la red de distribución. Aquí sólo se tratarán los fenómenos de resonancia paralela, que son los más comunes.

Observemos el siguiente diagrama simplificado (ver **Figura M6**) que representa una instalación compuesta por:
- Un transformador de alimentación.
- Cargas lineales.
- Cargas no lineales que generan corrientes armónicas.
- Condensadores de potencia para la corrección del factor de potencia.

En lo que respecta al análisis de armónicos, a continuación se muestra el diagrama equivalente (ver **Figura M7**).
La impedancia Z se calcula por:

$$Z = \frac{\varphi L_s \omega}{1 - L_s C \omega^2}$$

Despreciar R y donde:
L_s = Inductancia de alimentación (red aguas arriba + transformador + línea).
C = Capacidad de los condensadores para la corrección del factor de potencia.
R = Resistencia de la cargas lineales.
I_r = Intensidad armónica.
La resonancia se produce cuando $1 = L_s C \omega^2$, es decir, el denominador tiende a cero. La frecuencia correspondiente se denomina frecuencia de resonancia del circuito. A esa frecuencia, la impedancia se encuentra al máximo y aparecen altos niveles de tensiones armónicas con la consecuente distorsión de la tensión. En el circuito L_s + C, la distorsión de tensión viene acompañada por la circulación de corrientes armónicas superiores a las que generan las cargas.

La red de distribución y los condensadores se someten a altas intensidades armónicas, con el consiguiente riesgo de sobrecargas. Para evitar la resonancia, se pueden instalar inductancias antiarmónicas en serie con los condensadores.

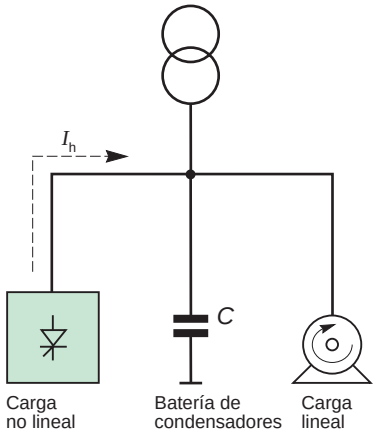


Fig. M6: Diagrama de una instalación.

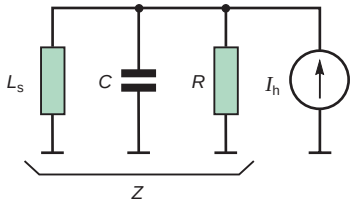


Fig. M7: Diagrama equivalente a la instalación que se muestra en la Figura M6.

4.2 Aumento de las pérdidas

Pérdidas en conductores

La potencia activa transmitida a una carga es función de la componente fundamental I_1 de la corriente.

Cuando la corriente generada por la carga contiene armónicos, el valor I_{rms} de la corriente es superior a la fundamental I_1.

La definición de THD es la siguiente:

$$THD = \sqrt{\left(\frac{I_{rms}}{I_1}\right)} - 1$$

La **Figura M8** (página siguiente) muestra, en función de la distorsión de armónicos:
- El aumento en la corriente en verdadero valor eficaz (I_{rms}) de una carga que genera una corriente fundamental determinada.
- El aumento en pérdidas de Joule, sin tener en cuenta el efecto pelicular.

El punto 1 de referencia del gráfico (I_{rms}/Pérdidas de Joule) muestra el caso de no existir armónicos.
Las corrientes armónicas producen un aumento en las pérdidas Joule en todos los conductores en los que circulan, y un aumento de temperatura adicional en transformadores, dispositivos, cables, etc.

www.elsolucionario.org

4 Principales efectos de los armónicos en las instalaciones

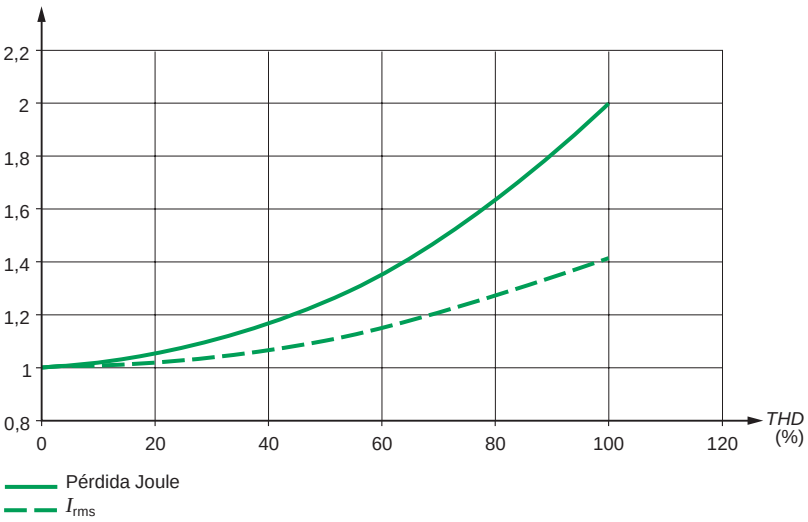


Fig. M8: Aumento en la corriente rms y en las pérdidas Joule como una función de THD4.

Pérdidas en máquinas asíncronas

Las tensiones de armónicos (de rango *h*) aplicadas a las máquinas asíncronas producen en el rotor corrientes con frecuencias superiores a 50 Hz que son la causa de pérdidas adicionales.

Órdenes de magnitud

- Una tensión de alimentación no senoidal produce un **20% de aumento** en las pérdidas.
- Una tensión de alimentación con armónicos u_5 = 8% (de U_1 tensión fundamental), u_7 = 5%, u_{11} = 3%, u_{13} = 1%, es decir, una distorsión de armónicos total THD_u igual al 10%, produce pérdidas adicionales del 6%.

Pérdidas en los transformadores

Las corrientes armónicas que circulan en los transformadores producen un aumento de pérdidas en el cobre debido al efecto Joule y a las corrientes de Foucault. Las tensiones armónicas son responsables de las pérdidas en el hierro debidas a la histéresis.

Por lo general, se considera que las pérdidas en los devanados aumentan a medida que el cuadrado de THD_i, y las pérdidas de núcleo aumentan linealmente con la THD_u.

En los transformadores de distribución, en los que los niveles de distorsión están limitados, las pérdidas aumentan entre el 10 y el 15%.

Pérdidas en los condensadores

Las tensiones armónicas aplicadas a los condensadores producen la circulación de intensidades proporcional a la frecuencia de los armónicos. Estas intensidades producen pérdidas adicionales.

Ejemplo: Una tensión de alimentación presenta los siguientes armónicos: Tensión fundamental U_1, tensiones armónicas u_5 = 8% (de U_1), u_7 = 5%, u_{11} = 3%, u_{13} = 1%, es decir, una distorsión armónica total THD_u igual al 10%. El amperaje de la corriente se multiplica por 1,19. Las pérdidas por efecto Joule se multiplican por 1,192, es decir, 1,4.

4.3 Sobrecargas en equipos

Generadores

Los generadores que suministran a cargas no lineales deben decalarse debido a las pérdidas adicionales producidas por las corrientes armónicas.

El nivel de decalaje es de aproximadamente un 10% para un generador en el que la carga general está compuesta de un 30% de cargas no lineales. Por consiguiente, es necesario sobredimensionar el generador.

4 Principales efectos de los armónicos en las instalaciones

Sistemas de alimentación sin interrupción (SAI)

La corriente que generan los sistemas informáticos presenta un factor de cresta muy elevado. Un SAI dimensionado teniendo en cuenta exclusivamente la corriente rms puede que no sea capaz de suministrar la corriente de pico necesaria y puede sobrecargarse.

Transformadores

■ La curva que se presenta a continuación (ver **Figura M9**) muestra el decalaje típico necesario para un transformador que alimente a cargas electrónicas.

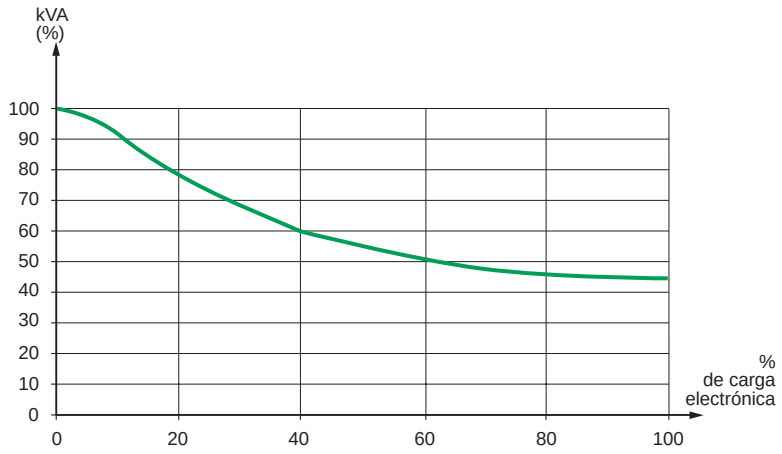


Fig. M9: *Decalaje necesario para un transformador que alimente a cargas electrónicas.*

Ejemplo: Si el transformador alimenta a una carga general que incluya un 40% de cargas electrónicas, debe decalarse un 40%.

■ La norma UTE C15-112 ofrece un factor de decalaje de los transformadores en función de las corrientes armónicas.

$$k = \frac{1}{\sqrt{1+0{,}1\left(\sum_{h=2}^{40} h^{1,6}\, T_h^2\right)}}$$

$$T_h = \frac{I_h}{I_1}$$

Valores típicos:

■ Corriente con una forma de onda no senoidal (espectro de $1/h$[(1)]): k = 0,86.

■ Corriente de frecuencia-convertidor ($THD \approx$ 50%): k = 0,80.

Máquinas asíncronas

La norma IEC 60892 define un factor de armónicos medido (factor de tensión armónica) cuya ecuación y valor máximo se ofrecen a continuación.

$$HVF = \sqrt{\sum_{h=2}^{13} \frac{U_h \Delta}{h^2}} \leqslant 0{,}02$$

Ejemplo: Una tensión de alimentación presenta una tensión fundamental U_1 y tensiones armónicas u_3 = 2% de U_1, u_5 = 3%, u_7 = 1%. El valor de THD_u es 3,7% y el valor de HVF es 0,018.
El valor HVF se encuentra muy próximo al valor máximo por encima del cual la máquina debe decalarse. En la práctica, en el suministro de la máquina no debe superarse un valor de THD_u del 10%.

Condensadores

Según la norma, la corriente rms que circula por los condensadores no debe superar 1,3 veces la corriente nominal.
Utilizando el ejemplo anteriormente mencionado, la tensión fundamental U_1, las tensiones armónicas u_5 = 8% (de U_1), u_7 = 5%, u_{11} = 3%, u_{13} = 1%, es decir, la distorsión armónica total THD_u es igual al 10%, donde $\frac{I_{rms}}{I_1} = 1{,}19$, en la tensión nominal. En una tensión igual a 1,1 veces la tensión nominal, se llega al límite de corriente $\frac{I_{rms}}{I_1} = 1{,}3$ y es necesario volver a dimensionar los condensadores.

(1) De hecho, la forma de onda de la corriente es similar a una forma de onda rectangular. Este es el caso de todos los rectificadores de corriente (rectificadores trifásicos, hornos de inducción).

4 Principales efectos de los armónicos en las instalaciones

Conductores neutros

Imaginemos un sistema compuesto por una fuente trifásica equilibrada y tres cargas monofásicas idénticas conectadas entre las fases y el neutro (ver **Figura M10**). La **Figura M11** muestra un ejemplo de las corrientes que circulan en las tres fases y la corriente resultante en el conductor neutro.

En este ejemplo, la corriente en el conductor neutro presenta un valor rms superior al valor rms de la corriente en una fase mediante un factor igual a la raíz cuadrada de 3. Por lo tanto, el conductor neutro se debe sobredimensionar.

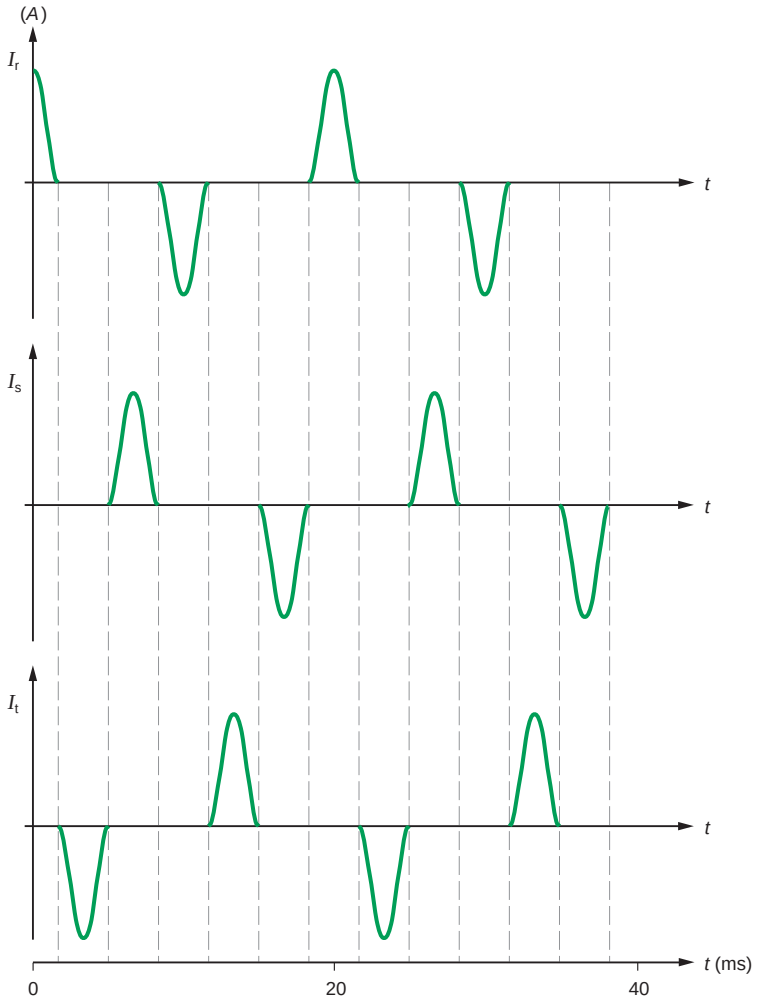


Fig. M11: Ejemplo de las corrientes que circulan en los diferentes conductores conectados a una carga trifásica ($\mathbf{I}_n = \mathbf{I}_r + \mathbf{I}_s + \mathbf{I}_t$).

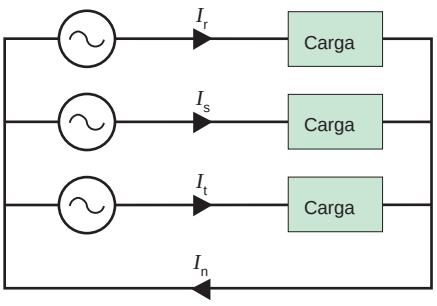


Fig. M10: Flujo de corrientes en los diferentes conductores conectados a una fuente trifásica.

4.4 Perturbaciones que afectan a cargas sensibles

Efectos de la distorsión en la tensión de alimentación

La distorsión de la tensión de alimentación puede afectar al funcionamiento de dispositivos sensibles:

- Dispositivos de regulación (temperatura).
- Hardware informático.
- Dispositivos de control y de supervisión (relés de protección).

Distorsión de las señales telefónicas

Los armónicos producen perturbaciones en los circuitos de control (esquemas de corriente baja). El nivel de distorsión depende de la distancia que recorren en paralelo los cables de potencia y de control, la distancia entre los cables y la frecuencia de los armónicos.

www.elsolucionario.org

4 Principales efectos de los armónicos en las instalaciones

4.5 Impacto económico

Pérdidas energéticas

Los armónicos producen pérdidas adicionales (efecto Joule) en los conductores y en los equipos.

Mayores costes de contratación

La presencia de intensidades armónicas puede requerir un nivel superior de potencia contratada, y por consiguiente, los costes aumentan.

Y lo que es más, las empresas de servicios cada vez seguirán más la tendencia de cobrar a los clientes por las principales fuentes de armónicos.

Sobredimensionamiento de los equipos

- La disminución de fuentes de energía (generadores, transformadores y SAI) implica que se deben sobredimensionar.
- Los conductores deben dimensionarse teniendo en cuenta la circulación de intensidades armónicas. Además, debido al efecto pelicular, la resistencia de estos conductores aumenta con la frecuencia. Para evitar pérdidas excesivas debido al efecto Joule, es necesario sobredimensionar los conductores.
- La circulación de armónicos en el conductor neutro significa que también se debe sobredimensionar.

Reducción de la vida útil de los equipos

Cuando el nivel de distorsión en la tensión de alimentación se aproxima al 10%, la duración de la vida útil del equipo se reduce considerablemente. La reducción se ha estimado en:

- 32,5% para máquinas monofásicas.
- 18% para máquinas trifásicas.
- 5% para transformadores.

Para mantener la vida útil correspondiente a la carga nominal, el equipo se debería sobredimensionar.

Disparos intempestivos y parada de la instalación

Los interruptores automáticos en la instalación se someten a picos de intensidad producidos por los armónicos.

Estos picos producen disparos intempestivos con las consecuentes pérdidas en la producción, así como los costes correspondientes al tiempo necesario para volver a poner en funcionamiento la instalación.

Ejemplos

Debido al impacto económico, en las instalaciones que se citan a continuación, ha sido necesaria la instalación de filtros de armónicos.

Centro informático de una empresa aseguradora

En este centro, se calculó que los disparos intempestivos de un interruptor automático tenían un coste de 100 k€ por hora de tiempo de inactividad.

Laboratorio farmacéutico

Los armónicos producían el defecto de un conjunto de generadores y la interrupción de una prueba de larga duración de un nuevo medicamento. Las consecuencias se estimaron en pérdidas económicas de 17 millones €.

Fábrica de metalurgia

Un conjunto de hornos de inducción produjo la sobrecarga y la destrucción de tres transformadores de entre 1.500 y 2.500 kVA en un solo año. El coste de las interrupciones en la producción se estimaron en 20.000 € por hora.

Fábrica de muebles de jardín

El defecto de algunos variadores de velocidad produjo paradas en la producción con un coste estimado en 10.000 € por hora.

5 Indicadores característicos y umbrales críticos de distorsión armónica

Se utilizan una serie de indicadores para cuantificar y evaluar la distorsión armónica en la forma de onda de tensión y de intensidad. Principalmente son:

- Factor de potencia.
- Factor de cresta.
- Potencia de distorsión.
- Espectro de armónicos.
- Valores de distorsión de armónicos.

Estos indicadores son indispensables en la determinación de cualquier acción correctiva necesaria.

5.1 Factor de potencia

Definición

El factor de potencia *PF* es la relación entre la potencia activa *P* y la potencia aparente *S*.

$$PF = \frac{P}{S}$$

Generalmente, a menudo existe una confusión con lo siguiente:

$$cos\,\varphi = \frac{P_1}{S_1}$$

Donde:
P_1 = potencia activa del fundamental.
S_1 = potencia aparente del fundamental.

El *cos* φ se refiere exclusivamente a la frecuencia fundamental y por lo tanto difiere del factor de potencia *PF* cuando existen armónicos en la instalación.

Interpretación del factor de potencia

Una indicación inicial de que existen cantidades significativas de armónicos es un factor de potencia medido *PF* diferente (inferior) al *cos* φ medido.

5.2 Factor de cresta

Definición

El factor de cresta es la relación entre el valor de la tensión o corriente de pico (I_m o U_m) y su valor rms.

- Para una señal senoidal, el factor de cresta es por lo tanto igual a $\sqrt{2}$.
- Para una señal no senoidal, el factor de cresta puede ser superior o inferior a $\sqrt{2}$.

En este último caso, el factor de cresta señala valores de pico divergentes con respecto al valor rms.

Interpretación del factor de cresta

El factor de cresta típico de la intensidad generada por cargas no lineales es mucho más elevado que $\sqrt{2}$. Por lo general, se encuentra entre 1,5 y 2 y puede incluso alcanzar 5 en casos críticos. Un factor de cresta alto indica sobreintensidades transitorias altas que, cuando las detectan los dispositivos de protección, pueden producir disparos intempestivos.

5.3 Valores de alimentación y armónicos

Potencia activa

La potencia activa *P* de una señal que incluye armónicos es la suma de las potencias activas resultantes de las corrientes y tensiones del mismo orden.

Potencia reactiva

La potencia reactiva se define exclusivamente en términos de la fundamental, es decir $Q = U_1 \times I_1 \times sin\,\varphi 1$.

Potencia de distorsión

Cuando los armónicos están presentes, la potencia de distorsión *D* se define como $D = (S^2 - P^2 - Q^2)^{1/2}$, donde *S* es la potencia aparente.

5 Indicadores característicos y umbrales críticos de distorsión armónica

5.4 Espectro de armónicos y distorsión armónica

Principio

Cada tipo de dispositivos que produce armónicos genera una forma particular de intensidad armónica (amplitud y desplazamiento de fase).
Estos valores, especialmente la amplitud de cada rango armónico, son esenciales para el análisis.

Distorsión armónica individual (o distorsión armónica de rango *h*)

La distorsión armónica individual se define como el porcentaje de armónicos de rango *h* con respecto al fundamental.

$$U_h(\%) = 100\,\frac{U_h}{U_1}$$

o

$$i_h(\%) = 100\,\frac{I_h}{I_1}$$

Espectro de armónicos

Al representar la amplitud de cada rango armónico con respecto a su frecuencia, es posible obtener un gráfico denominado espectro de armónicos.

La **Figura M12** muestra un ejemplo del espectro de armónicos de una señal rectangular.

Valor rms

El valor rms de la tensión y la intensidad se puede calcular como una función del valor de rms de los diferentes rangos de armónicos.

$$I_{rms} = \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} I_h^2}$$

y

$$U_{rms} = \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} U_h^2}$$

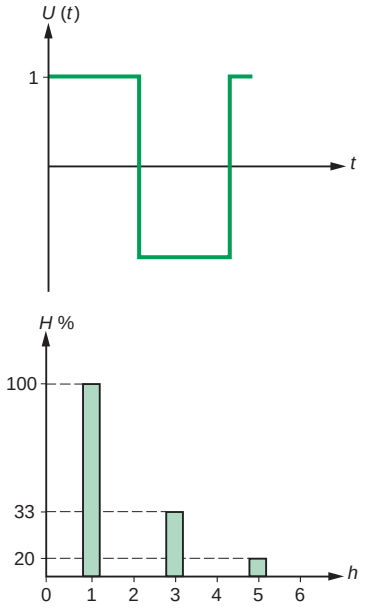


Fig. M12: *Espectro armónico de una señal rectangular, para una tensión U (t).*

5.5 Tasa de distorsión total armónica (*THD*)

Las siglas *THD* equivalen a Total Harmonic Distortion, tasa de distorsión total armónica, y es un indicador ampliamente utilizado en la definición del nivel de contenido armónico en señales senoidales.

Definición de *THD*

Para una señal “y”, la *THD* se define como:

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} y_h^2}}{y_1}$$

Esto corresponde a la definición incluida en la norma IEC 61000-2-2.

Es necesario tener en cuenta que el valor puede superar 1.

Según la norma, la variable *h* se puede limitar a 50. La *THD* es el modo de expresar como un solo número la distorsión que afecta a una intensidad o tensión que circula en un punto determinado de la instalación.

La *THD* por lo general se expresa como un porcentaje.

www.elsolucionario.org

5 Indicadores característicos y umbrales críticos de distorsión armónica

El valor esencial es la THD que representa el grado de distorsión de la intensidad o la onda de tensión con un valor único. El espectro muestra los rangos individuales que afectan a la señal distorsionada.

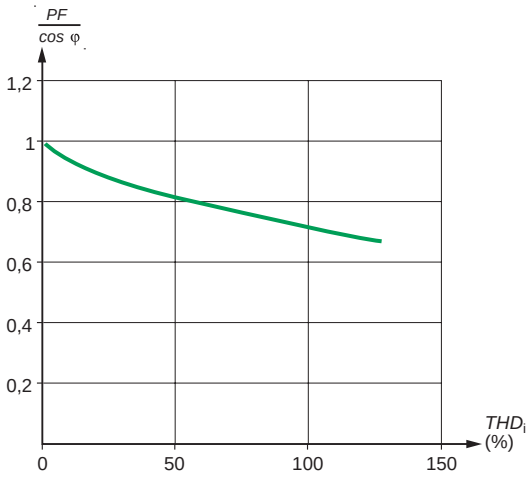


Fig. M13: *Variación en* $\frac{PF}{\cos\varphi}$ *como una función de la* THD_i, *donde* $THD_u = 0$.

THD en tensión o en intensidad

Para los armónicos de intensidad, la ecuación es:

$$THD_i = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1}$$

La ecuación que aparece a continuación es equivalente a la anterior, pero más sencilla y más directa cuando se dispone del valor rms total:

$$THD_i = \sqrt{\left(\frac{I_{rms}}{I_1}\right)^2 - 1}$$

Para los armónicos de tensión, la ecuación es:

$$THD_u = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} U_h^2}}{U_1}$$

Relación entre el factor de potencia y *THD* (ver **Figura M13**)

Cuando el voltaje sea sinusoidal o virtualmente sinusoidal, significa que $P \nearrow P_1 = U_1 I_1 \cos\varphi_1$.

Consecuentemente: $PF = \frac{P}{S} \approx \frac{U_1 I_1 \cos\varphi_1}{U_1 I_{rms}}$ o $\frac{I_1}{I_{rms}} = \frac{1}{\sqrt{1+THD_1^2}}$

de ahí: $PF \approx \frac{\cos\varphi_1}{\sqrt{1+THD_1^2}}$

5.6 Umbrales críticos de los diferentes indicadores

La THD_u caracteriza la distorsión de la onda de tensión.

A continuación se muestra una serie de valores THD_u y los fenómenos correspondientes en la instalación:

- THD_u por debajo del 5%: situación normal, sin riesgos de funcionamiento incorrecto.
- Del 5 al 8%: contaminación armónica importante, puede que se produzca algún funcionamiento incorrecto.
- Superior al 8%: contaminación armónica importante, es probable que se produzca algún funcionamiento incorrecto. Es necesario un análisis profundo y la instalación de dispositivos de atenuación.

La THD_i caracteriza la distorsión de la onda de corriente.

El dispositivo de la perturbación se ubica midiendo la THD_i en la entrada y en cada salida de los diferentes circuitos y siguiendo el rastro armónico.

A continuación se muestra una serie de valores THD_i y los fenómenos correspondientes en la instalación:

- THD_i por debajo del 10%: situación normal, sin riesgos de funcionamiento incorrecto.
- Del 10 al 50%: contaminación armónica importante con riesgo de aumento de temperatura y la necesidad consiguiente de sobredimensionar cables y fuentes.
- Superior al 50%: contaminación armónica importante, es probable que se produzca algún funcionamiento incorrecto. Es necesario un análisis profundo y la instalación de dispositivos de atenuación.

Factor de potencia *PF*

Se utiliza para evaluar el sobredimensionamiento necesario de la fuente de potencia de la instalación.

Factor de cresta

Se utiliza para caracterizar la aptitud de un generador (o SAI) para suministrar altas corrientes instantáneas. Por ejemplo, los equipos informáticos generan una intensidad altamente deformada cuyo factor de cresta puede alcanzar valores de 3 a 5.

Espectro (descomposición de la señal en frecuencias)

Ofrece una representación diferente de las señales eléctricas y se puede utilizar para evaluar su distorsión.

6 Medida de los indicadores característicos

6.1 Dispositivos utilizados para medir los indicadores

Tipos de dispositivos

Entre los métodos tradicionales de medida y visualización se incluyen:

■ Visualizaciones utilizando un osciloscopio.

Se puede obtener una indicación inicial de la distorsión que afecta a una señal visualizando la intensidad o la tensión en un osciloscopio.

La forma de onda, cuando se separa de una senoidal, indica claramente la presencia de armónicos. Se pueden observar picos de tensión y de intensidad.

No obstante, es necesario tener en cuenta que este método no ofrece una cuantificación precisa de los componentes armónicos.

■ Analizadores espectrales analógicos.

Se componen de filtros pasabanda acoplados a un voltímetro rms. Ofrecen un rendimiento mediocre y no ofrecen información sobre el desplazamiento de fase.

Únicamente los analizadores digitales más recientes pueden determinar con suficiente precisión los valores de todos los indicadores mencionados.

Los microprocesadores en los analizadores digitales:

■ Calculan los valores de los indicadores armónicos (factor de potencia, factor de cresta, potencia de distorsión, *THD*).

■ Realizan diferentes funciones complementarias (correcciones, detección estadística, gestión de medida, visualización, comunicación, etc.).

■ En los analizadores multicanal, ofrecen prácticamente en tiempo real la descomposición espectral simultánea de las intensidades y tensiones.

Funcionamiento de los analizadores y procesado de datos

Las señales analógicas se convierten en series de valores numéricos.

Utilizando estos datos, un algoritmo que implementa la Transformada de Fourier o FFT (Fast Fourier Transform) calcula las amplitudes y las fases de los armónicos en un gran número de ventanas de tiempo.

La mayoría de analizadores digitales miden los armónicos hasta el orden 20 o 25 al calcular la *THD*.

El procesado de los valores sucesivos calculados utilizando la FFT se puede realizar mediante el dispositivo de medida o mediante software externo.

6.2 Procedimientos de análisis de armónicos en las redes de distribución

Las mediciones se realizan en el centro industrial o comercial:

■ De forma preventiva, para obtener una idea general del estado de la red y de la distribución (mapa de red).

■ Para realizar una acción correctiva:

□ Diagnosticar una perturbación y determinar las soluciones necesarias para eliminarla.

□ Comprobar la validez de una solución (seguida de modificaciones en la red de distribución para comprobar la reducción de los armónicos).

Modo de funcionamiento

Se estudia la intensidad y la tensión:

■ En la fuente de alimentación.

■ En las barras del cuadro de distribución principal (o en las barras de MT).

■ En cada circuito aguas abajo del cuadro de distribución principal (en las barras de MT).

Para las mediciones, es necesario conocer las condiciones de funcionamiento precisas de la instalación y en particular el estado de las baterías de los condensadores (funcionamiento, sin funcionamiento, el número de escalones desconectados).

Resultado de los análisis

■ Determinar cualquier decalaje necesario del equipo en la instalación, o

■ Cuantificar cualquier protección armónica y sistemas de filtro necesarios que deban instalarse en la red de distribución.

■ Establecer una comparación entre los valores medidos y los valores de referencia de la utilidad (valores armónicos máximos, valores aceptables, valores de referencia).

6 Medida de los indicadores característicos

Uso de los dispositivos de medida

Los dispositivos de medida sirven para mostrar tanto los efectos instantáneos como a largo plazo de los armónicos. Los análisis requieren valores cuyas duraciones oscilen desde pocos segundos a varios minutos en periodos de observación de una serie de días.

Entre los valores necesarios se incluyen:
- Las amplitudes de las intensidades armónicas y las tensiones.
- El contenido armónico individual de cada rango de armónico de la intensidad y la tensión.
- La *THD* de la intensidad y la tensión.
- Cuando sea aplicable, el desplazamiento de fase entre la tensión armónica y la intensidad del mismo rango armónico y la fase de los armónicos con respecto a la referencia común (por ejemplo, la tensión fundamental).

6.3 Análisis de los armónicos

Los indicadores de armónicos se pueden medir:
- Mediante los dispositivos instalados permanentemente en la red de distribución.
- O mediante un experto presente al menos medio día en el lugar (percepción limitada).

Por varios motivos, es preferible la instalación de dispositivos de medida permanentes en las redes de distribución:
- La presencia de un experto está limitada por el tiempo. Únicamente una serie de mediciones en diferentes puntos de la instalación y durante un periodo suficientemente largo (de una semana a un mes) ofrecen una visión general del funcionamiento y tienen en cuenta todas las situaciones que pueden ocurrir siguiendo los siguientes aspectos:
  - Las fluctuaciones en la fuente de alimentación.
  - Variaciones en el funcionamiento de la instalación.
  - La agregación de nuevos equipos en la instalación.
- Los dispositivos de medida instalados en la red de distribución preparan y facilitan el diagnóstico de los expertos, reduciendo de este modo el número y la duración de sus visitas.
- Los dispositivos permanentes de medida detectan cualquier perturbación nueva que surja tras la instalación de un nuevo equipo, la implementación de nuevos modos de funcionamientos o fluctuaciones en la red de alimentación.

Para la evaluación general del estado de la red (**análisis preventivo**), debe evitarse lo siguiente:
- Alquilar el equipo de medida.
- Llamar a expertos.
- Tener que conectar y desconectar el equipo de medida.

Para la evaluación general del estado de la red, el análisis de los cuadros de distribución principales de baja tensión lo puede realizar el dispositivo de entrada y/o los dispositivos de medida que equipan cada circuito saliente.

Para adoptar **acciones correctivas**, existen medios para:
- Determinar las condiciones de funcionamiento en el momento del incidente.
- Dibujar un mapa de la red de distribución y evaluar la solución implementada.

El diagnóstico mejora con el uso de equipos aplicados al problema estudiado.

www.elsolucionario.org

7 Equipos de medida

El sistema PowerLogic con Power Meter, Circuit Monitor y Micrologic ofrece una gama completa de dispositivos para la detección de la distorsión armónica.



Fig. M14: *Power Meter.*



Fig. M15: *Circuit Monitor.*



Fig. M16: *Unidad de control Micrologic H con medida de armónicos para disyuntores Masterpact NT y NW.*

Un diagnóstico adecuado resulta indispensable: las medidas son el primer paso para conocer la contaminación armónica existente en la instalación.

Power Meter y Circuit Monitor

Estos equipos ofrecen funciones de medida de alto rendimiento para redes de distribución de baja y media tensión.

Los equipos de medida PowerLogic son válidos para todo tipo de instalación y responden a todas las necesidades, desde la simple medida de intensidades y tensiones hasta el análisis de armónicos y detección de cualquier otro fenómeno de no calidad de la energía eléctrica (huecos, picos...).

El sistema Powerlogic presenta una oferta muy completa que responde a diferentes necesidades, desde las más sencillas (Power Meter) hasta los requisitos más complejos (Circuit Monitor).

Para la detección de los armónicos que pueden aparecer en una instalación, la gama de centrales de medida Power Meter (ver **Figura M14**) de Schneider Electric, puede ofrecer desde una simple lectura de la tasa de distorsión armónica en tensión y en intensidad, hasta su señalización por una alarma y posterior registro en una base de datos local y/o remota.

Los analizadores de redes Circuit Monitor (ver **Figura M15**) se diferencian de las centrales de medida Power Meter en que:

- Proporcionan los principales parámetros eléctricos de la instalación eléctrica con la mayor precisión del mercado.
- Son capaces de analizar exhaustivamente la calidad de la energía, descomponiendo el espectro de armónicos y detectando perturbaciones (huecos y puntas de tensión y/o intensidad) de duración inferior a 1 segundo.
- Disponen de memoria con la que registrar tanto los datos históricos de parámetros, como cualquier alarma o perturbación que se produzca en la instalación.
- Captura de la forma de onda.

Micrologic: Unidad de control integrada en el interruptor automático

La unidad de control Micrologic H (ver **Figura M16**), integrada en los interruptores automáticos Masterpact, resulta de especial utilidad para las mediciones en cabecera y en otros circuitos secundarios de una instalación.

Las unidades de control Micrologic pueden realizar las siguientes funciones:

- Medir intensidades, tensiones y potencias activa y reactiva.
- Medir THD en tensión e intensidad.
- Mostrar la amplitud y fase de los armónicos en intensidad y tensión.

Supervisión remota

Todos estos equipos de medida se pueden conectar entre sí y crear una red de comunicación, de modo que sea posible centralizar la información y obtener una visión general de las perturbaciones en la red.

Dependiendo de la aplicación, el usuario podrá realizar mediciones en tiempo real, calcular los valores de demanda, realizar capturas de forma de onda, etc.

Los equipos de medida transmiten todos los datos disponibles a través de un red Modbus, Digipact o Ethernet.

El objetivo fundamental de este sistema es ayudar en la identificación y planificación del trabajo de mantenimiento.

Software de supervisión System Manager Software (SMS)

La familia System Manager Software (SMS) de PowerLogic ofrece una gran variedad de funciones para gestionar y supervisar el sistema eléctrico fácilmente, tanto si el sistema requiere un único supervisor como si se desean varios conectados en red.
El SMS es capaz de proporcionar:

- Gran variedad de datos en tiempo real de toda la instalación (mediante tablas, gráficos de barras y medidores analógicos).
- Datos y tendencias históricas.
- Configuración de condiciones de alarmas.
- Capturas de forma de onda que facilitan el análisis de los defectos eléctricos que se puedan producir.
- Tareas automáticas al detectarse una alarma, como la ejecución de programas o el envío de correo electrónico.
- Creación automática o manual de informes sobre cualquier información.

8 Soluciones para atenuar los armónicos

Existen tres tipos diferentes de soluciones para atenuar los armónicos:
- Modificaciones en la instalación.
- Dispositivos especiales en el sistema de alimentación.
- Filtros.

8.1 Soluciones básicas

Para limitar la propagación de los armónicos en la red de distribución, existen diferentes soluciones y deben tenerse en cuenta, especialmente al diseñar una nueva instalación.

Instalación de las cargas no lineales aguas arriba en el sistema

Las perturbaciones armónicas generales aumentan a medida que disminuye la potencia de cortocircuito.
Dejando a un lado todas las consideraciones económicas, es preferible conectar cargas no lineales lo más aguas arriba posible (ver **Figura M17**).

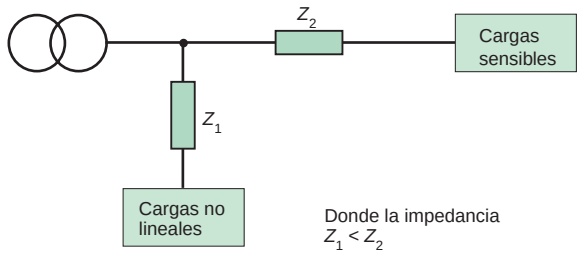


Fig. M17: *Cargas no lineales colocadas lo más aguas arriba posible (disposición recomendada).*

Agrupación de las cargas no lineales

Al preparar el diagrama de una sola línea, los dispositivos no lineales deben separarse del resto (ver **Figura M18**).

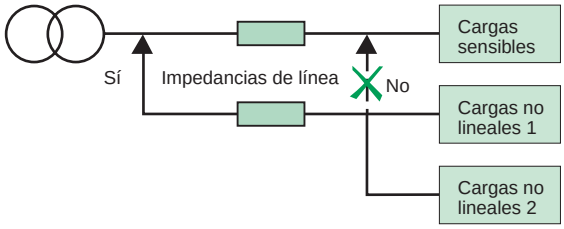


Fig. M18: *Agrupación de cargas no lineales y conexión lo más aguas arriba posible (disposición recomendada).*

Creación de fuentes separadas

En el intento de limitar los armónicos, se puede obtener una mejora adicional alimentando las cargas no lineales desde una fuente independiente del resto de cargas de la instalación (ver **Figura M19** en la página siguiente).

La desventaja es un aumento del coste de la instalación.

8 Soluciones para atenuar los armónicos

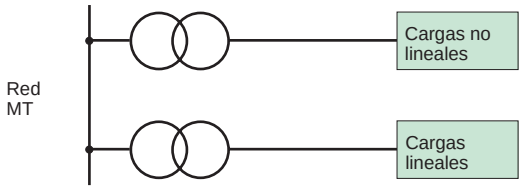


Fig. M19: Alimentación independiente de cargas no lineales.

Transformadores con conexiones especiales

Determinadas conexiones de transformador pueden eliminar algunos rangos de armónicos, tal y como se indica en los ejemplos siguientes:

- Una conexión Dyd elimina los armónicos de rangos 5.º y 7.º (véase la **Figura M20**).
- Una conexión Dy elimina el 3.er armónico.
- Una conexión DZ 5 elimina el 5.º armónico.

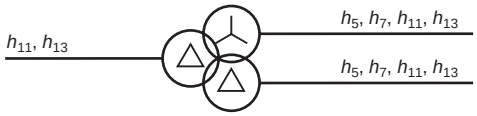


Fig. M20: Un transformador Dyd bloquea la propagación de los armónicos de 5.° y 7.° en la red aguas arriba.

Instalación de inductancias

Cuando se alimentan variadores de velocidad, es posible atenuar la corriente instalando inductancias. Al aumentar la impedancia del circuito de alimentación, la circulación de armónicos se limita.

La instalación de inductancias antiarmónicas en las baterías de condensadores aumenta la impedancia de la combinación reactor/condensador para los armónicos de gran orden.

De esta forma se evita la resonancia y se protege a los condensadores.

8.2 Filtro de armónicos

En los casos en los que la acción preventiva indicada anteriormente sea insuficiente, es necesario equipar la instalación con sistemas de filtrado.
Existen tres tipos de filtros:

- Pasivos.
- Activos.
- Híbridos.

Filtros pasivos

Aplicaciones típicas

- Instalaciones industriales con una serie de cargas no lineales que representan más de 200 kVA (variadores de velocidad, SAI, rectificadores, etc.).
- Instalaciones que requieren corrección del factor de potencia.
- Instalaciones en las que la distorsión de tensión debe reducirse para evitar perturbar las cargas sensibles.
- Instalaciones en las que la distorsión de corriente debe reducirse para evitar sobrecargas.

www.elsolucionario.org

8 Soluciones para atenuar los armónicos

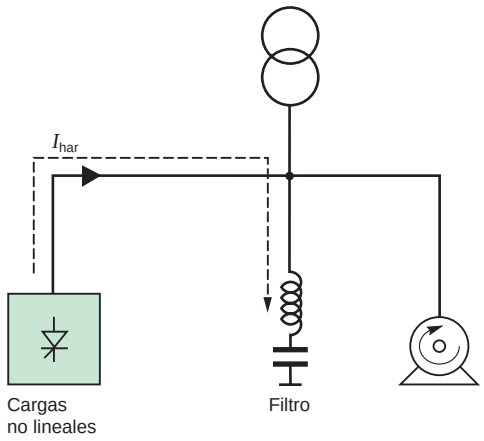


Fig. M21: Principio de funcionamiento de un filtro pasivo.

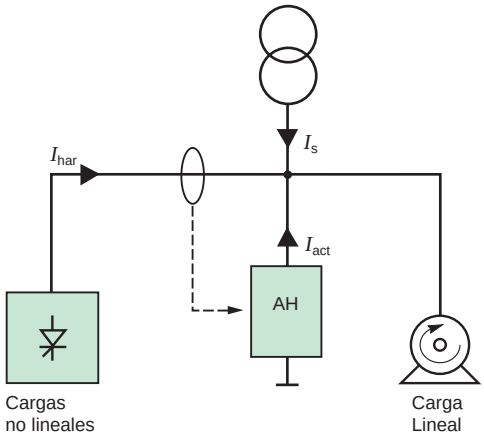


Fig. M22: Principio de funcionamiento de un filtro activo.

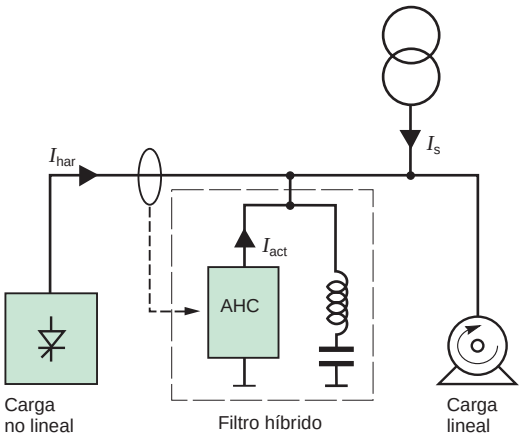


Fig. M23: Principio de funcionamiento de un filtro híbrido.

Principio de funcionamiento

Un circuito LC, sintonizado a cada rango armónico que se va a filtrar, se instala en paralelo con la carga no lineal (ver **Figura M21**). Este circuito de derivación absorbe los armónicos, evitando así que circulen por la red de distribución.
De manera general, el filtro pasivo se ajusta a un rango de armónicos próximo al que se desea eliminar. Se pueden utilizar varias ramificaciones de filtros conectadas en paralelo si se necesita una reducción significativa de la distorsión global.

Filtros activos (compensador activo de armónicos)

Aplicaciones típicas

- Instalaciones comerciales con una serie de cargas no lineales que representan menos de 200 kVA (variadores de velocidad, SAI, equipos de oficina, etc.).
- Instalaciones en las que la distorsión de corriente debe reducirse para evitar sobrecargas.

Principio de funcionamiento

Estos sistemas, que incluyen electrónica de potencia y que están instalados en serie o en paralelo con la carga no lineal, compensan la intensidad de armónicos o la tensión de la carga.

La **Figura M22** muestra un compensador activo de armónicos conectado en paralelo que compensa la corriente armónica ($I_{har} = -I_{act}$).

El AHC inyecta en la fase opuesta los armónicos de la carga no lineal, de forma que la corriente de línea I_s permanece senoidal.

Filtros híbridos

Aplicaciones típicas

- Instalaciones industriales con una serie de cargas no lineales que representan más de 200 kVA (variadores de velocidad, SAI, rectificadores, etc.).
- Instalaciones que requieren corrección del factor de potencia.
- Instalaciones en las que la distorsión de tensión debe reducirse para evitar perturbar las cargas sensibles.
- Instalaciones en las que la distorsión de corriente debe reducirse para evitar sobrecargas.
- Instalaciones en las que deben cumplirse límites estrictos de emisiones de armónicas.

Principio de funcionamiento

Los filtros pasivos y activos se combinan en un único sistema para constituir un filtro híbrido (ver **Figura M23**). Esta nueva solución de filtrado ofrece las ventajas de los dos tipos de filtros y abarca una amplia gama de niveles de potencia y rendimiento.

Criterios de selección

Filtro pasivo

Ofrece tanto corrección del factor de potencia como capacidad para el filtrado de corrientes.
Los filtros pasivos también reducen las tensiones armónicas en las instalaciones en las que la tensión de alimentación tiene perturbaciones. Si el nivel de la potencia reactiva suministrada es elevado, se recomienda desactivar el filtro pasivo cuando el porcentaje de la carga sea bajo.
Los estudios preliminares para un filtro deben tener en cuenta la posible presencia de una batería de condensadores que puede resultar necesario eliminar.

Acondicionadores de armónicos activos

Filtran los armónicos en un amplio rango de frecuencias y se pueden adaptar a cualquier tipo de carga.
Por otro lado, las especificaciones de potencia son bajas.

Filtros híbridos

Combinan el rendimiento de los filtros activos y pasivos.

8 Soluciones para atenuar los armónicos

Se puede ofrecer una completa serie de servicios para eliminar los armónicos:
- *Análisis de la instalación.*
- *Sistemas de supervisión y medición.*
- *Soluciones de filtrado.*

8.3 Método

La mejor solución, tanto desde el punto de vista técnico como económico, se basa en los resultados de un estudio detallado.

Análisis de armónicos en redes de MT y BT

Utilizando los servicios de un especialista se asegura que la solución propuesta tenga los resultados esperados (p. ej., un THD_u máximo garantizado).
Un análisis de armónicos se lleva a cabo por un ingeniero especializado en las perturbaciones que afectan a las redes de distribución eléctrica y que están equipadas con potentes equipos y software de análisis y simulación.
Los pasos para un análisis son los siguientes:
- Medición de las perturbaciones que afectan a la corriente y a las tensiones compuestas y simples en la fuente de alimentación, los circuitos de salida perturbados y las cargas no lineales.
- Simulación por ordenador del fenómeno para obtener una explicación precisa de las causas y determinar la mejor solución.
- Un informe completo del análisis presenta:
  - Los niveles de corriente de las perturbaciones.
  - Los niveles máximos permitidos de las perturbaciones (IEC 61000, IEC 60034, etc.).
- Una propuesta que incluye soluciones con niveles de rendimiento garantizados.
- Finalmente, la aplicación de la solución seleccionada utilizando los medios y los recursos necesarios.

Todo el proceso de la auditoría está certificado con la ISO 9002.

8.4 Productos específicos

Filtros pasivos

Los filtros pasivos se componen de inductancias y condensadores instalados en circuitos resonantes ajustados al rango concreto de armónicos que debe eliminarse.
Un sistema puede incluir varios filtros para eliminar distintos rangos de armónicos.
Adecuado para las tensiones trifásicas de 400 V; las especificaciones de potencia pueden alcanzar:
- 265 kVAR / 470 A para el rango del armónico 5.
- 145 kVAR / 225 A para el rango del armónico 7.
- 105 kVAR / 145 A para el rango del armónico 11.

Se pueden crear filtros pasivos para todos los niveles de intensidad y tensión.

Filtros activos

- Compensador de armónicos activos SineWave.
  - Adecuados para las tensiones trifásicas de 400 V, pueden compensar entre 20 y 120 A por fase.
  - SineWave compensa todos los rangos armónicos del 2 al 25. La compensación puede ser total o estar dirigida a rangos de armónicos específicos.
  - Atenuación: Carga THD_i / THD_i aguas arriba superior a 10 a la capacidad nominal.
  - Las funciones incluyen corrección del factor de potencia, compensación de armónicos de secuencia cero, sistemas de diagnóstico y mantenimiento, conexiones en paralelo, control remoto, interface de comunicación Ibus/RS485.
- Filtros activos Accusine.
  - Adecuados para las tensiones trifásicas de 400 y 480 V, pueden filtrar entre 50 y 300 A por fase.
  - Se filtran todos los rangos de armónicos hasta 50.
  - Las funciones incluyen corrección del factor de potencia, conexiones en paralelo, respuesta instantánea a las variaciones de carga.

Filtros híbridos

Estos filtros combinan las ventajas de los filtros pasivos y el compensador activo de armónicos SineWave en un solo sistema.

Filtro pasivo

- Rango de armónicos 5.
- Compensador activo de armónicos de 20 a 120 A.
- Tensión trifásica de 400 V.
- Corrección del factor de potencia hasta 265 kVAr.
- Filtrado de órdenes de armónicos 2 a 25.
- Acondicionamiento de corrientes de armónicos hasta 440 A.

Capítulo N
Generadores y cargas específicas

Índice

1	**Grupos electrógenos: protección e instalaciones BT**	**N2**
	1.1 Protección del grupo	N2
	1.2 Protección de la red de BT aguas abajo	N5
	1.3 Funciones de control	N5
	1.4 Conexión en paralelo del grupo	N10
2	**Sistemas de alimentación ininterrumpida (SAI)**	**N11**
	2.1 Disponibilidad y calidad de la alimentación eléctrica	N11
	2.2 Tipos de SAI estáticos	N12
	2.3 Baterías	N15
	2.4 Montajes de tomas de tierra para instalaciones con SAI	N16
	2.5 Elección de esquemas de protección	N18
	2.6 Instalación, conexión y adaptación de cables	N20
	2.7 Los SAI y su entorno	N22
	2.8 Equipo complementario	N22
3	**Protección de transformadores de BT/BT**	**N24**
	3.1 Transformador - Corriente de conexión	N24
	3.2 Protección para el circuito de alimentación de un transformador BT/BT	N24
	3.3 Características eléctricas típicas de transformadores BT/BT de 50 Hz	N25
	3.4 Protección de transformadores BT/BT que utilizan interruptores automáticos Merlin Gerin	N25
4	**Circuitos de iluminación**	**N27**
	4.1 Las diferentes tecnologías de lámparas	N27
	4.2 Características eléctricas de las lámparas	N29
	4.3 Problemas de los dispositivos de iluminación y recomendaciones	N34
	4.4 Iluminación de zonas públicas	N40
5	**Motores asíncronos**	**N42**
	5.1 Funciones para el circuito del motor	N42
	5.2 Normas	N44
	5.3 Aplicaciones	N45
	5.4 Valores máximos admisibles de motores instalados en BT	N49
	5.5 Compensación de energía reactiva (corrección del factor de potencia)	N49

www.elsolucionario.org

1 Grupos electrógenos: protección e instalaciones BT

La mayoría de las instalaciones eléctricas terciarias de gran tamaño e industriales cuentan con determinadas cargas importantes para las que deben mantenerse en tensión, en caso de que la alimentación eléctrica de la instalación falle:

- Bien sea por la presencia de sistemas de seguridad (alumbrado de emergencia, equipos automáticos de protección contra incendios, ventiladores de dispersión de humos, alarmas y señales, etc.) o bien
- Por tratarse de circuitos prioritarios, como los de algunos equipos, cuya parada supondría una pérdida de productividad o daños en máquinas-herramientas, etc.

Uno de los medios actuales para mantener la alimentación en las llamadas cargas de “prioridad”, en el caso de que otras fuentes fallen, es instalar un grupo generador conectado, a través de un inversor de redes, a un cuadro auxiliar de alimentación de emergencia, desde el que se alimentan los servicios prioritarios (ver **Figura N1**).

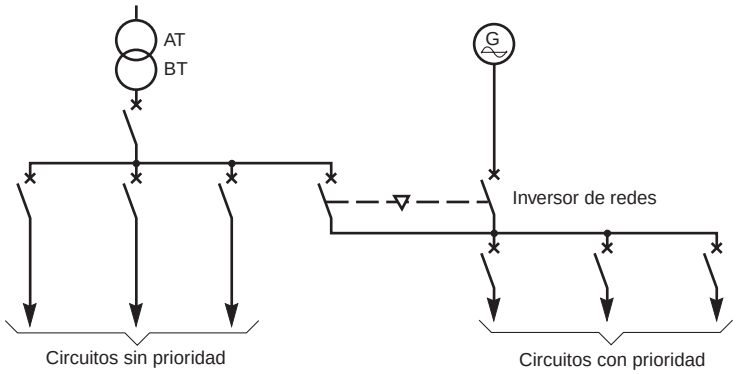


Fig. N1: *Ejemplo de circuitos alimentados desde un transformador o un generador.*

1.1 Protección del grupo

La **Figura N2** muestra los parámetros de adaptación eléctrica de un grupo.
P_n, U_n e I_n son, respectivamente, la potencia del motor térmico, la tensión nominal y la corriente nominal del grupo.

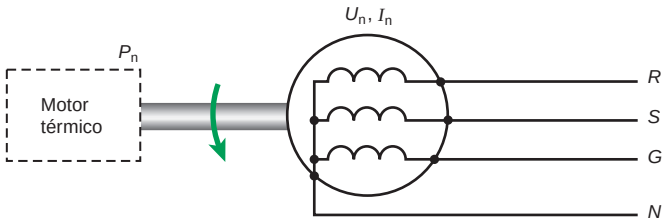


Fig. N2: *Diagrama de bloque de un grupo.*

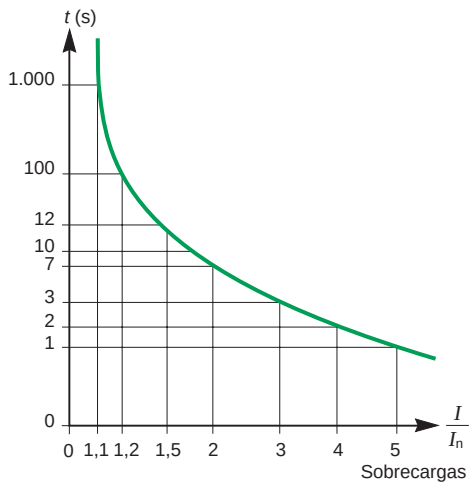


Fig. N3: *Ejemplo de una curva de sobrecarga $t = f(I/I_n)$.*

Protección contra las sobrecargas

Debe analizarse la curva de protección del grupo (ver **Figura N3**).
Las normas y los requisitos de las aplicaciones también pueden ocasionar condiciones de sobrecarga específicas. Por ejemplo:

I/I_n	t
1,1	> 1 h
1,5	30 s

Las posibilidades de ajuste de los dispositivos de protección contra las sobrecargas (o temporización de larga duración) seguirán de cerca estos requisitos.

Nota acerca de las sobrecargas:

- Por razones económicas, el motor térmico de un grupo electrógeno debe estar estrictamente adaptado a su potencia nominal. Si hay una sobrecarga de potencia activa, el motor generador se calará. El equilibrio de potencia activa de las cargas de prioridad debe tenerse en cuenta.
- Un conjunto de producción debe ser capaz de resistir sobrecargas de funcionamiento:
  - Sobrecarga de una hora.
  - 10% de sobrecarga de una hora cada 12 horas (potencia principal).

1 Grupos electrógenos: protección e instalaciones BT

Protección contra las corrientes de cortocircuito

Corriente de cortocircuito

La corriente de cortocircuito es la suma de:

- Una corriente aperiódica.
- Una corriente sinusoidal amortiguada.

La ecuación de corriente de cortocircuito muestra que se hace en tres fases (ver **Figura N4**):

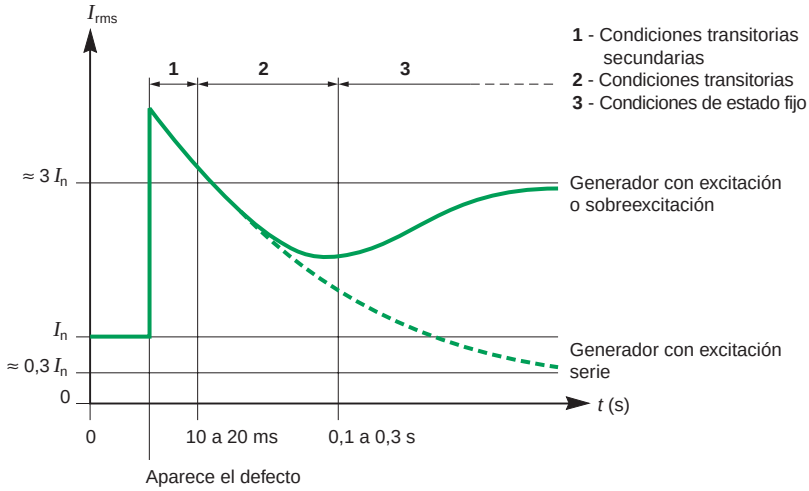


Fig. N4: *Nivel de corriente de cortocircuito durante las 3 fases.*

- Fase subtransitoria:

Cuando aparece un cortocircuito en los terminales de un grupo, la corriente se genera al principio en un valor relativamente alto comprendido entre 6 y 12 I_n durante el primer ciclo (de 0 a 20 ms).

Tres parámetros definen la amplitud de la corriente de salida del cortocircuito:

- La reactancia subtransitoria del grupo.
- El nivel de excitación anterior al tiempo del defecto.
- La impedancia del circuito defectuoso.

La impedancia del cortocircuito del grupo que se tendrá en cuenta es la reactancia subtransitoria que el fabricante X''_d expresa como porcentaje de U_o (tensión fase a neutro). El valor típico es del 10 al 15%.

Determinación de la impedancia subtransitoria del cortocircuito del grupo:

$$X''_d \text{ (ohmios)} = \frac{U^2 \times "d}{100S} \text{ ; donde } S = \sqrt{3}\, U_n\, I_n$$

- Fase transitoria.

La fase transitoria se sitúa entre 100 y 500 ms después del momento del defecto. Partiendo del valor de la corriente de defecto del período subtransitorio, la corriente cae de 1,5 a 2 veces la corriente I_n.

La impedancia del cortocircuito que debe tenerse en cuenta para este período es la reactancia transitoria que el fabricante X'_d expresa como un porcentaje de U_o. El habitual es del 20 al 30%.

- Fase fija.

La fase fija tiene lugar por encima de 500 ms.

Cuando persiste el defecto, la tensión de salida establecida cae y la regulación del excitador intenta alcanzar la tensión de salida. El resultado es una corriente de cortocircuito mantenida y estabilizada:

- Si la excitación del grupo no aumenta durante un cortocircuito (no hay sobreexcitación de campo), pero se mantiene en el nivel previo al defecto, la corriente se estabiliza en un valor proporcionado por la reactancia síncrona X_d del grupo. El valor típico de X_d es mayor del 200%. Por lo tanto, la corriente final será menor que la corriente de máxima carga del grupo, generalmente alrededor de 0,5 I_n.
- Si el grupo está equipado con excitación de campo máxima (cancelación de campo) o con excitación de componente, la “sobretensión” de excitación provocará que la corriente de defecto se incremente 10 segundos, generalmente hasta 2 a 3 veces la corriente de máxima carga del grupo.

1 Grupos electrógenos: protección e instalaciones BT

Cálculo de la corriente de cortocircuito

Los fabricantes, por regla general, especifican los valores de impedancia y las constantes de tiempo necesarias para el análisis de operaciones en condiciones fijas o transitorias (ver la **Figura N5**).

(kVA)	75	200	400	800	1.600	2.500
X''_d (%)	10,5	10,4	12,9	10,5	18,8	19,1
X'_d (%)	21	15,6	19,4	18	33,8	30,2
X_d (%)	280	291	358	280	404	292

Fig. N5: Ejemplo de tabla de impedancia.

Las resistencias siempre son inapreciables en comparación con las reactancias. Los parámetros para el estudio de la corriente de cortocircuito son:

- Valor de la corriente de cortocircuito en los terminales del grupo.

La resistencia de la corriente de cortocircuito en condiciones transitorias es:

$$I_{sc3} = \frac{U_n}{X'_d}\frac{1}{\sqrt{3}} \quad (X'_d \text{ en ohmios})$$

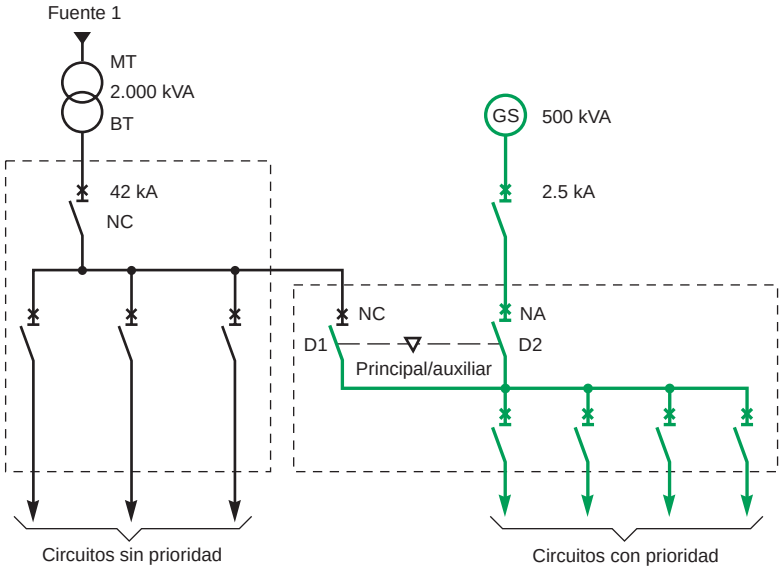
o

$$I_{sc3} = \frac{I_n}{x'_d}100 \quad (X'_d \text{ en \%})$$

U_n es la tensión compuesta de salida del grupo (fuente principal).

Nota: Este valor puede compararse con la corriente de cortocircuito en los terminales de un transformador. Por tanto, a igual potencia, las corrientes de un cortocircuito próximas al grupo serán entre 5 y 6 veces más débiles que las que puedan producirse con un transformador (fuente principal).

Esta diferencia se acentúa todavía más por el hecho de que la potencia establecida del grupo es habitualmente menor que la del transformador (ver la **Figura N6**).



NC: normalmente cerrado
NA: normalmente abierto

Fig. N6: Ejemplo de un cuadro de servicios prioritarios suministrados (en caso de emergencia) desde un grupo auxiliar.

Cuando la fuente principal suministra a la red BT 1 de 2.000 kA, la corriente de cortocircuito es de 42 kA en la canalización del cuadro BT principal. Cuando el grupo suministra a la red BT 2 de 500 kVA con reactancia transitoria del 30%, la corriente de cortocircuito se produce a aproximadamente 2,5 kA; por ejemplo, a un valor 16 veces más débil que con la fuente principal.

www.elsolucionario.org

1 Grupos electrógenos: protección e instalaciones BT

1.2 Protección de la red de BT aguas abajo

Protección del circuito prioritario

Elección de la capacidad de corte

Debe comprobarse sistemáticamente con las características de la fuente principal (transformador de alta/baja tensión).

Elección y ajuste de las bobinas de temporización de corta duración

■ Cuadros de distribución secundaria.
El calibre de los dispositivos de protección para los circuitos de distribución secundaria y final siempre son menores que la corriente nominal del grupo.
Por lo tanto, excepto en casos especiales, las condiciones de suministro del transformador son similares.
■ Cuadro de distribución principal de BT:
□ La adaptación de los dispositivos de protección de las unidades de alimentación principales suele ser parecida a la del grupo. El ajuste de la temporización de corta duración (ISD) debe adaptarse a las características de cortocircuito del grupo (ver el apartado anterior “Protección contra las corrientes de cortocircuito”).
□ La selectividad de los dispositivos de protección de las unidades de alimentación prioritarias debe proporcionarse en la operación del grupo (incluso puede ser obligatoria para las unidades de alimentación de seguridad). Es necesario verificar la alternancia correcta del ajuste ISD de los dispositivos de protección de las unidades de alimentación principales con la de los dispositivos de protección de distribución secundaria aguas abajo (generalmente se establece en 10 I_n para los circuitos de distribución).

Nota: Al operar en el grupo, la utilización de un dispositivo de corriente residual de baja sensibilidad permite gestionar el defecto de aislamiento y garantiza una selectividad muy sencilla.

Seguridad de las personas

En los sistemas informáticos (2.º defecto) y de conexión a tierra TN, la protección de las personas contra los contactos indirectos se proporciona mediante la protección ISD de los interruptores automáticos. Ante un defecto debe garantizarse su funcionamiento, ya sean la fuente principal (transformador) o la fuente de sustitución (grupo) las que proporcionen la instalación.

Cálculo de la corriente de defecto de aislamiento

Reactancia de secuencia cero que el fabricante X'_0 formula como un porcentaje de U_o. El valor típico es el 8%.
La corriente de cortocircuito monofásica de fase a neutro viene dada por:

$$I_f = \frac{U_n\sqrt{3}}{2X'_d + X'_0}$$

La corriente de defecto de aislamiento en el esquema TN es ligeramente mayor que la corriente de defecto trifásica. Por ejemplo, en el caso de un defecto de aislamiento del sistema del ejemplo anterior, la corriente de defecto de aislamiento equivale a 3 kA.

1.3 Funciones de control

Debido a las características específicas del grupo y a su regulación, debe controlarse el correcto mantenimiento de sus parámetros de funcionamiento cuando se apliquen cargas especiales.
El comportamiento del grupo difiere con respecto al del transformador:
■ La potencia activa que suministra está optimizada para un factor de potencia = 0,8.
■ Cuando el factor de potencia es menor de 0,8, el grupo puede, por un incremento de la excitación, suministrar parte de la potencia reactiva.

Batería de condensadores

La entrada en funcionamiento de un grupo estando en tensión la batería de condensadores, puede generar un aporte de reactiva desmesurado que aumentaría considerablemente la tensión en bornas del grupo.
Por lo que, al entrar el grupo, las baterías de condensadores deben estar desconectadas; esto se consigue actuando sobre el circuito de alimentación del regulador o sobre el interruptor de entrada a la batería de condensadores.

Rearranque y reaceleración del motor

Un grupo puede suministrar como máximo en período transitorio una corriente de entre 3 y 5 veces su corriente nominal.
Un motor absorbe aproximadamente 6 In en un tiempo que varía entre 2 y 20 s durante el arranque.

1 Grupos electrógenos: protección e instalaciones BT

Si el valor de $\Sigma P_{motores}$ es alto, el arranque simultáneo de las cargas genera una corriente de rearme elevada que puede resultar perjudicial: caída de tensión elevada debido al elevado valor de las reactancias transitorias y subtransitorias del propio grupo (del 20 al 30%), con riesgo de:

- Defecto de arranque de los motores.
- Aumento de la temperatura asociado al tiempo de arranque prolongado debido a la caída de tensión.
- Disparo de los dispositivos de protección térmica.

Por otra parte, la red y los accionadores se ven alterados por la caída de tensión.

Aplicación (ver la **Figura N7**).

Un grupo suministra a un conjunto de motores.
Características de cortocircuito del grupo:
P_n = 130 kVA a un factor de potencia de 0,8,
I_n = 150 A.
X'_d = 20% (por ejemplo) por consiguiente I_{cc} = 750 A.

- El valor de $\Sigma P_{motores}$ es 45 kW (45% de la potencia del grupo).

Cálculo de la caída de tensión al arrancar:
$S_{motores}$ = 45 kW, I_m = 81 A, de ahí un I_d de corriente de arranque = 480 A durante 2 a 20 s.
Caída de tensión en la barra de bus para arranque simultáneo del motor:
ΔU = 55%
que no es tolerable para motores (defecto al arrancar).

- El valor de $\Sigma P_{motores}$ es 20 kW (20% de la potencia del grupo).

Cálculo de la caída de tensión al arrancar:
Σ Motores = 20 kW, I_m = 35 A, de ahí un I_d de corriente de arranque = 210 A durante 2 a 20 s.
Caída de tensión en el embarrado:
ΔU = 10%
que es aceptable (según el tipo de cargas) pero alta.

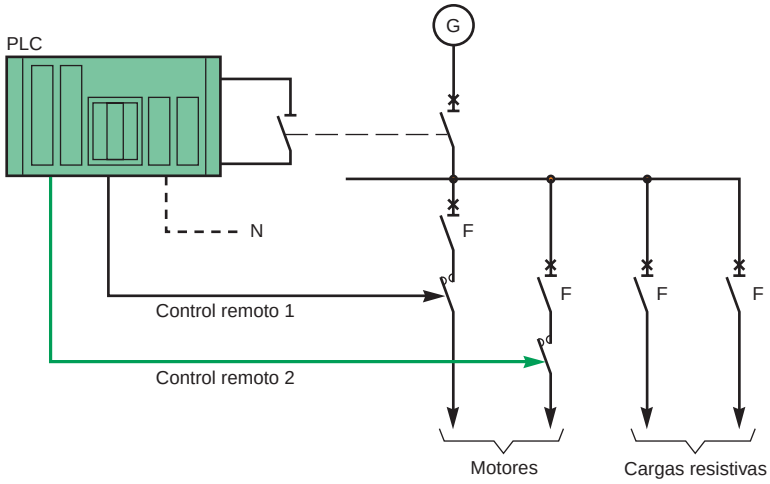


Fig. N7: Rearranque de los motores prioritarios ($\Sigma P > 1/3\ P_n$).

Sugerencias para el rearranque

- Si la $P_{máx.}$ del motor más elevada > $\frac{1}{3}P_n$, se debe instalar un arrancador progresivo en este motor.
- Si el valor de $\Sigma P_{motores} > \frac{1}{3}P_n$, el rearranque en cascada del motor debe ser gestionado por un PLC.
- Si el valor de $\Sigma P_{motores} < \frac{1}{3}P_n$, no hay problemas de rearranque.

1 Grupos electrógenos: protección e instalaciones BT

Cargas no lineales: ejemplo de un SAI

Cargas no lineales

Son principalmente:

- Circuitos magnéticos saturados.
- Lámparas de descarga, luces fluorescentes.
- Convertidores electrónicos.
- Sistemas de proceso informático: PC, ordenadores, etc.

Estas cargas generan corrientes armónicas: suministrado por un grupo, esto puede crear distorsión de tensión alta debido a la poca potencia de cortocircuito del grupo.

Fuente de alimentación sin interrupción (SAI) (ver la **Figura N8**)

La combinación de un SAI y un grupo es la mejor solución para garantizar un suministro de calidad con gran autonomía para la alimentación de cargas prioritarias.
Al mismo tiempo una carga no lineal debido al rectificador de entrada. En el cambio de fuente, la autonomía del SAI debe permitir el arranque y la conexión del grupo.

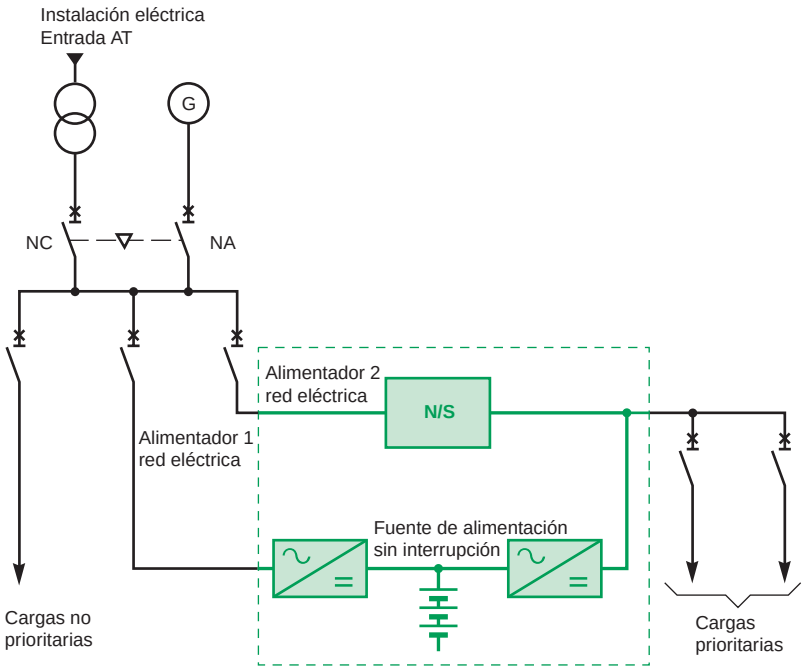


Fig. N8: Grupo - Combinación SAI para energía de calidad.

Alimentación SAI

La alimentación de entrada del SAI debe permitir:

- La potencia nominal de las cargas aguas abajo. Es la suma de las potencias aparentes P_a absorbidas por cada aplicación. Además, para no sobredimensionar la instalación, se deben considerar las capacidades de sobrecarga a nivel SAI (por ejemplo: 1,5 I_n durante 1 minuto y 1,25 I_n durante 10 minutos).
- La potencia necesaria para recargar la batería: esta corriente es proporcional a la autonomía necesaria para una alimentación determinada. La dimensión S_r de un SAI viene dada por la fórmula:

$S_r = 1{,}17 \times P_n$

En la **Figura N9** de la página siguiente se definen las corrientes de rearme y los dispositivos de protección para el suministro del rectificador (Red eléctrica 1) y de la red auxiliar (Red eléctrica 2).

www.elsolucionario.org

1 Grupos electrógenos: protección e instalaciones BT

Potencia nominal P_n (kVA)	Valor de corriente (A)	
	Red 1 con batería 3 P_h 400 V - I_1	Red aplicación 2 o 3 P_h 400 V - I_u
40	86	60,5
60	123	91
80	158	121
100	198	151
120	240	182
160	317	243
200	395	304
250	493	360
300	590	456
400	793	608
500	990	760
600	1.180	912
800	1.648	1.215

Fig. N9: *Corriente de rearme y dispositivo de protección de suministro al rectificador y red auxiliar.*

Grupo/SAI

■ Rearranque del rectificador de un grupo.

El SAI puede estar equipado con un sistema de arranque progresivo con objeto de evitar corrientes de rearme nocivas cuando en la instalación existan interruptores para el grupo (ver la **Figura N10**).

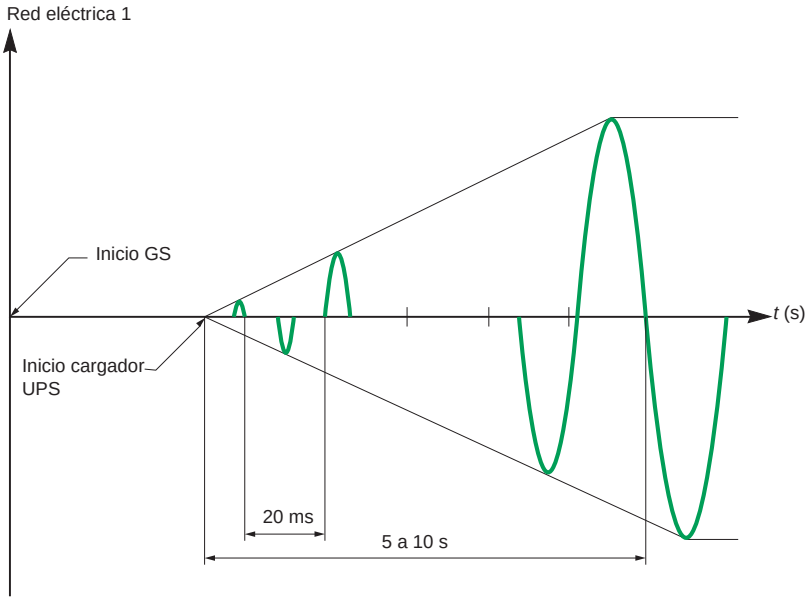


Fig. N10: *Arranque progresivo de un rectificador de tipo 2 SAI.*

■ Distorsión de armónicos y tensión.

La distorsión de la tensión total *t* viene definida por:

$$\tau(\%) = \frac{\sqrt{U_{hn}^2}}{U_f}$$

donde U_{hn} es el armónico de tensión de orden *n*.

Este valor depende de:

□ Las corrientes de armónicas que genera el rectificador (proporcionales a la potencia S_r del rectificador).

□ La reactancia X''_d subtransitoria longitudinal del grupo.

□ La potencia S_g del grupo.

Definimos $U'_{Rcc}(\%) = X''_d \frac{S_r}{S_g}$ la tensión de cortocircuito relativa del grupo, distribuida en la potencia del rectificador; por ejemplo, $t = f(U'_{Rcc})$.

1 Grupos electrógenos: protección e instalaciones BT

Nota 1: Cuando la reactancia subtransitoria es grande, la distorsión armónica es, generalmente, demasiado elevada en comparación con el valor tolerado (7 a 8%) para una amortización económica razonable del grupo: una solución rentable y apropiada sería la utilización de un filtro.
Nota 2: La distorsión armónica no es nociva para el rectificador pero puede ser nociva para el resto de cargas suministradas en paralelo con el rectificador.

Aplicación

Gráfico para encontrar la distorsión τ en función de U'_{Rcc} (ver la **Figura N11**).

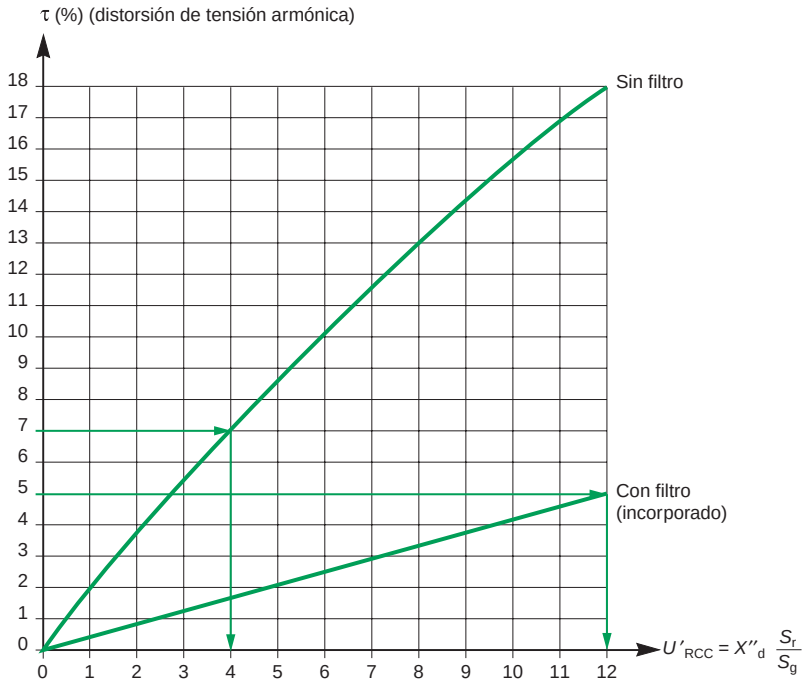


Fig. N11: Gráfico para calcular distorsión de armónica de tipo 3.

El gráfico da:
- Ya sea τ como una función de U'_{Rcc}.
- O U'_{Rcc} como una función de τ.

A partir de ahí se determina la adaptación del grupo, S_g.

Ejemplo: Adaptación del grupo

- 300 kVA SAI sin filtro, reactancia subtransitoria del 15%.

La potencia S_r del rectificador es $S_r = 1{,}17 \times 300$ kVA = 351 kVA.
Para un $\tau < 7\%$, el gráfico da una $U'_{Rcc} = 4\%$, la potencia S_g es:

$$S_g = 351 \times \frac{15}{4} \approx 1.400\,\text{kVA}.$$

- 300 kVA SAI con filtro, reactancia subtransitoria del 15%.

Para un $\tau = 5\%$, el cálculo da una $U'_{Rcc} = 12\%$, la potencia S_g es:

$$S_g = 351 \times \frac{15}{12} \approx 500\,\text{kVA}.$$

Nota: Con un transformador aguas arriba de 630 kVA del SAI de 300 kVA sin filtro, se obtendría una relación de 5%.
El resultado es que esta operación estará continuamente controlada en el grupo en relación con las corrientes de armónicos.
Si la distorsión armónica de tensión es elevada, el uso de un filtro en la red es la solución más efectiva para devolver los valores tolerados por cargas prioritarias.

1 Grupos electrógenos: protección e instalaciones BT

1.4 Conexión en paralelo del grupo

Conexión en paralelo del grupo independientemente del tipo de aplicación –fuente de seguridad, fuente de sustitución o fuente de producción– requiere una gestión más precisa de la conexión; por ejemplo, funciones de control adicionales.

Funcionamiento en paralelo

Mientras los grupos producen energía en paralelo con la misma carga, deben estar bien sincronizados (tensión, frecuencia) y la distribución de carga debe estar correctamente equilibrada. Esta función la lleva a cabo el regulador de cada grupo (regulación térmica y de excitación). Los parámetros (frecuencia, tensión) se controlan antes de la conexión: si los valores de estos parámetros son correctos, puede establecerse la conexión.

Defectos de aislamiento (ver la **Figura N12**)

Un defecto de aislamiento en el interior de la carcasa metálica de un conjunto de grupos puede deteriorar gravemente el grupo de este juego si éste se parece a un cortocircuito de monofásico a neutro. El defecto puede detectarse y eliminarse rápidamente, de lo contrario los otros grupos generarán energía en el defecto y se dispararán durante una sobrecarga: no se podrá garantizar la continuidad del suministro a la instalación.

La protección de defectos a tierra (GFP) integrada en el circuito del grupo se utiliza para:

- Desconectar rápidamente el grupo defectuoso y mantener la continuidad del suministro.
- Actuar en los circuitos de control del grupo defectuoso para detenerlo y reducir el riesgo de daños.

Si este GFP es del tipo “Sensibilidad residual” y debe instalarse lo más cerca posible del dispositivo de protección según un esquema TN-C/TN-S(1) en cada grupo con conexión a tierra de marcos mediante un PE separado, este tipo de protección se denomina normalmente “Defecto a tierra limitado”.

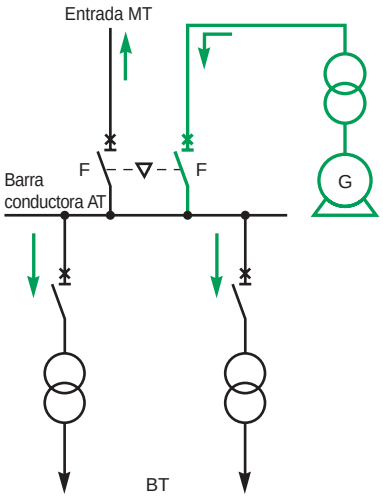


Fig. N13: Dirección de transferencia de energía - Grupo como grupo.

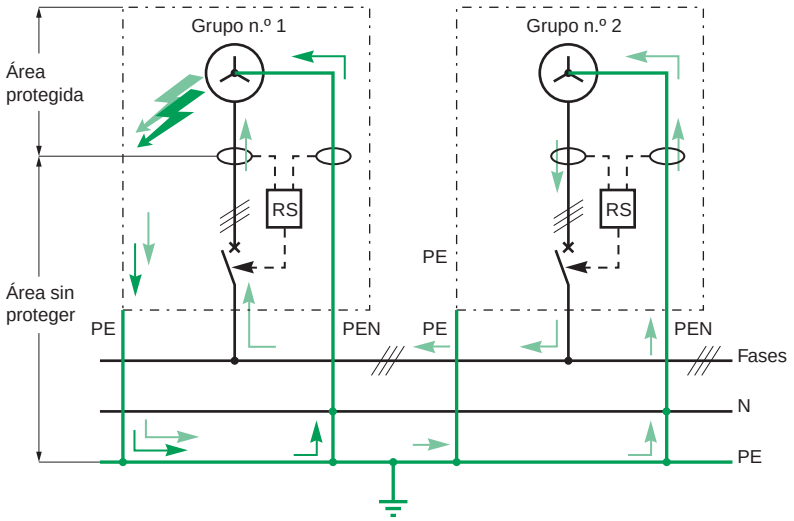


Fig. N12: Defecto de aislamiento dentro de un grupo.

Defectos del grupo como una carga (ver las **Figuras N13** y **N14**)

Uno de los grupos conectados en paralelo puede dejar de funcionar como un grupo y hacerlo como un motor (por la pérdida de excitación por ejemplo). Esto puede generar sobrecarga en el otro grupo (o grupos) y, por consiguiente, dejar la instalación eléctrica sin funcionamiento.

Para comprobar que el grupo está suministrando realmente potencia a la instalación (funcionamiento como grupo), es necesario verificar la correcta dirección de flujo de la energía en la canalización de acoplamiento mediante una verificación de “alimentación inversa” específica. Si se produjera un defecto; por ejemplo, el grupo funciona como un motor, esta función eliminará el grupo defectuoso.

Conexión a tierra de los grupos conectados en paralelo

La conexión a tierra de los grupos conectados puede conllevar la circulación de corrientes defectuosas de tierra (armónicos de 3.er orden y múltiplos de 3) por la conexión de neutros en la conexión a tierra común (la aparamenta a tierra de tipo TN o TT). Por lo tanto, para evitar que estas corrientes fluyan entre los grupos, es recomendable instalar una resistencia de desacoplamiento en el circuito de conexión a tierra.

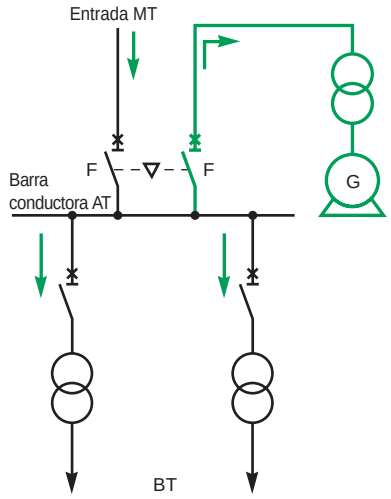


Fig: N14: Dirección de transferencia de energía - Grupo como una carga.

(1) El esquema está en TN-C para los grupos que se ven como el “grupo” y en TN-S para los que se ven como “cargas”.

www.elsolucionario.org

2 Sistemas de alimentación ininterrumpida (SAI)

2.1 Disponibilidad y calidad de la alimentación eléctrica

Las perturbaciones descritas anteriormente pueden afectar a:

- La seguridad de la vida humana.
- La seguridad de los bienes.
- La viabilidad económica de una compañía o de un proceso de producción.

Por lo tanto, las perturbaciones deben eliminarse.

Determinadas soluciones técnicas contribuyen a este objetivo con distintos grados de efectividad. Pueden compararse estas soluciones según dos criterios:

- Disponibilidad de la energía suministrada.
- Calidad de la energía suministrada.

Puede pensarse en la disponibilidad de energía eléctrica como el tiempo por año que esta está presente alimentando la carga. La disponibilidad se ve principalmente afectada por interrupciones de energía debidas a cortes en la instalación o defectos eléctricos.

Para limitar el riesgo, existen varias soluciones:

- División de la instalación de manera que se utilicen varias fuentes diferentes en vez de una sola.
- Subdivisión de la instalación en circuitos prioritarios y no prioritarios, donde, si fuera necesario, otra fuente disponible puede obtener energía de la suministrada a los circuitos prioritarios.
- Deslastrado, según convenga, de modo que pueda utilizarse una energía nominal reducida disponible para suministrar potencia auxiliar.
- Selección de un montaje de toma de tierra adecuado en pro de la continuidad del servicio; por ejemplo, sistemas informáticos.
- Selectividad de dispositivos de protección (disparo selectivo) para limitar las consecuencias de un defecto en una parte de la instalación.

Debe observarse que el único modo de garantizar la disponibilidad de la alimentación respecto a los cortes en la instalación es proporcionar, además de las medidas indicadas anteriormente, una fuente alterna autónoma, al menos para las cargas prioritarias (ver la **Figura N15**).

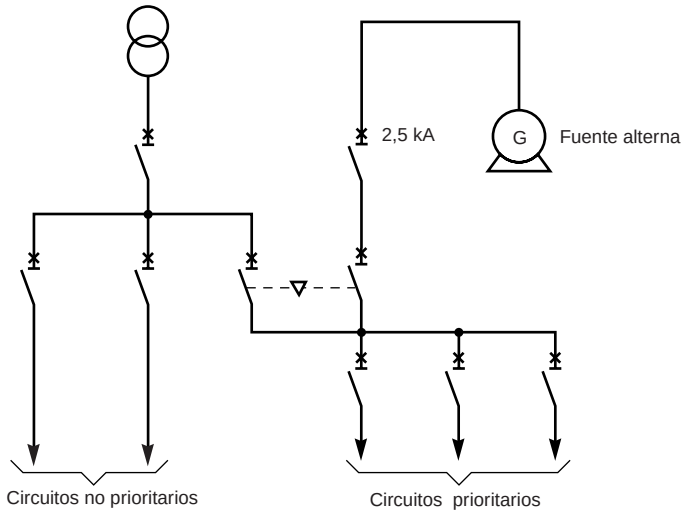


Fig. N15: *Disponibilidad de energía eléctrica.*

Esta fuente sustituye a la principal en caso de problema, pero deben tenerse en cuenta dos factores:

- El tiempo de transferencia (tiempo requerido para el cambio) que debe ser aceptable para la carga.
- El tiempo de funcionamiento durante el que puede suministrar a la carga.

La calidad de la energía eléctrica está determinada por la eliminación de las perturbaciones que se muestran en la tabla de la página anterior en bornes de carga.

Una fuente alterna es un medio de garantizar la disponibilidad de energía en bornes de carga, sin embargo, no garantiza, en muchos casos, la calidad respecto de las perturbaciones anteriormente citadas.

2 Sistemas de alimentación ininterrumpida (SAI)

Hoy en día, muchas aplicaciones electrónicas sensibles requieren un suministro de energía eléctrica que no contenga estas perturbaciones, es decir sin cortes, con tolerancias más estrictas que las de la instalación.
En este caso, por ejemplo, para centros informáticos, intercambios telefónicos y muchos controles de procesos industriales y sistemas de control.
Estas aplicaciones requieren soluciones que garanticen tanto la disponibilidad como la calidad de la energía eléctrica.

La solución SAI

La solución para aplicaciones sensibles es proporcionar una interfaz de potencia entre la instalación y las cargas sensibles, suministrando tensión que esté:
■ Libre de todas las perturbaciones presentes en la instalación y sea compatible con las estrictas tolerancias que requieren las cargas.
■ Disponible en caso de corte en la instalación, dentro de las tolerancias especificadas.
Los SAI (sistemas de alimentación ininterrumpida) satisfacen estos requisitos en términos de disponibilidad y calidad de energía mediante:
■ Suministro de tensión adaptada a las estrictas tolerancias a través del uso de un inversor.
■ Suministro de una fuente alterna autónoma a través del uso de una batería.
■ Reemplazamiento de la energía, de la instalación, sin interrupción, mediante el uso del contactor estático.
Estas características convierten a SAI en la fuente ideal para todas las aplicaciones sensibles, porque garantizan disponibilidad y calidad de energía sea cual sea el estado de la instalación.
Un SAI está formado por:
■ Rectificador/cargador, genera la CC para cargar una batería y dar suministro a un inversor.
■ Inversor, que produce energía eléctrica de calidad, por ejemplo:
□ Sin ninguna perturbación de la instalación, especialmente microcortes.
□ Dentro de tolerancias compatibles con los requisitos de dispositivos electrónicos sensibles (por ejemplo, para el SAI Galaxy, tolerancias en amplitudes de ± 1% y frecuencia de ± 0,5%, comparadas a ± 10% y ± 5% en las fuentes estándar de las instalaciones, lo que corresponde a factores de mejora de 10).
■ Batería, proporciona tiempo de seguridad suficiente (de 8 minutos a 1 hora o más) para garantizar la seguridad de vidas y bienes durante el tiempo establecido.
■ Interruptor estático, dispositivo basado en un semiconductor que transfiere la carga desde el inversor a la instalación y viceversa, sin interrupción en el suministro de energía.

2.2 Tipos de SAI estáticos

Los tipos de SAI estáticos están definidos en la norma IEC 62040.
La norma distingue tres modos de funcionamiento:
■ SAI pasivo (antes off-line).
■ SAI interactivo.
■ SAI doble conversión (antes on-line).
Estas definiciones se refieren al funcionamiento de los SAI respecto de la fuente de energía, incluyendo el sistema de distribución aguas arriba del SAI.
La norma IEC 62040 define los términos siguientes:
■ Energía primaria: energía disponible, generalmente de forma continua, que suele suministrar una compañía eléctrica, pero que a veces procede de la generación propia del usuario.
■ Energía auxiliar: energía que sirve para sustituir a la primaria en caso de que ésta falle.
■ Energía derivada: energía suministrada a través de la red de apoyo.
Hablando de forma práctica, un SAI está equipado con dos entradas de CA, que en esta guía se denominan entrada CA normal y entrada CA de apoyo.
■ La entrada CA normal, entrada de red 1, recibe suministro de la potencia primaria; por ejemplo, mediante un cable conectado a una unidad de alimentación de la instalación aguas arriba o del sistema de distribución privado.
■ La entrada CA de apoyo, entrada de red 2, generalmente recibe suministro de la energía auxiliar; por ejemplo, mediante un cable conectado a una unidad de alimentación aguas arriba distinta de la que da suministro a la entrada CA normal, y proviene de una fuente alterna (por ejemplo, un grupo electrógeno, otro SAI, etc.).
Cuando no hay disponibilidad de energía auxiliar, la entrada CA de puenteo recibe suministro de la energía primaria (segundo cable paralelo al conectado a la entrada CA normal).
La entrada CA de puenteo se utiliza para dar suministro a la(s) línea(s) de apoyo del SAI si existiera(n). Por consiguiente, la(s) línea(s) de apoyo recibe(n) suministro de la energía primaria o auxiliar, en función de la disponibilidad de una fuente de energía auxiliar.

2 Sistemas de alimentación ininterrumpida (SAI)

Funcionamiento del SAI en modo pasivo (off-line)

Principio de funcionamiento

El inversor está conectado en paralelo a la entrada CA en espera (ver la **Figura N16**).

■ Modo normal.

La carga recibe suministro de potencia de la instalación a través de un filtro que elimina determinadas perturbaciones según la norma configuración UFD, tensión y frecuencias dependientes de la entrada. El inversor funciona en modo pasivo.

■ Modo de batería de reserva.

Cuando la tensión de entrada CA no cumple las tolerancias especificadas para el SAI o bien la instalación falla, el inversor y la batería se ponen en funcionamiento para garantizar un suministro continuo de energía a la carga después de un tiempo de transferencia muy corto (<10 ms).

El SAI sigue funcionando con la potencia de la batería hasta que se acabe el tiempo de seguridad o se restablezcan las condiciones normales de red, lo que provoca un retorno de la transferencia de la carga a la entrada CA (modo normal).

Utilización

Esta configuración es un compromiso entre un nivel de protección aceptable frente a perturbaciones y el coste. Sólo puede utilizarse con potencias nominales reducidas (< 2 kVA). Funciona sin un interruptor estático real, por lo que se necesita determinado tiempo para transferir la carga al inversor. Este tiempo es aceptable para determinadas aplicaciones individuales, pero es incompatible con el rendimiento que necesitan sistemas más sofisticados y sensibles (grandes centros informáticos, intercambios telefónicos, etc.). Más aún, la frecuencia no está regulada y no existe fuente de apoyo.

Nota: en modo normal, la energía suministrada a la carga no es a través del inversor (fuera de línea). No obstante, este término es engañoso porque también sugiere “sin suministro de potencia de la instalación” cuando, en realidad, la carga recibe suministro de la instalación a través de la entrada CA durante el funcionamiento normal. Por eso, la norma IEC 62040 recomienda el término “SAI pasivo”.

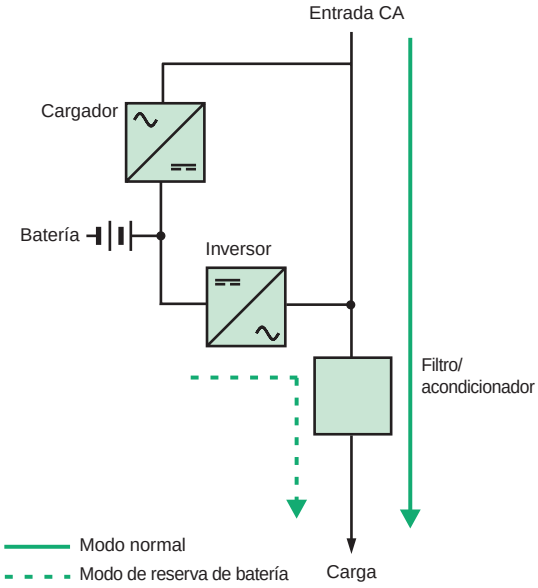


Fig. N16: Funcionamiento del SAI en modo auxiliar pasivo.

Funcionamiento del SAI interactivo

Principio de funcionamiento

El inversor está conectado en paralelo a la entrada CA en configuración auxiliar, pero al mismo tiempo carga también la batería. Por lo tanto, interactúa (funcionamiento reversible) con la fuente de entrada de CA (ver la **Figura N17**).

■ Modo normal.

La carga recibe suministro de energía estabilizada a través de una conexión paralela de la entrada CA y del inversor. El inversor funciona para estabilizar la tensión de salida y/o cargar la batería. La frecuencia de salida depende de la frecuencia de entrada CA.

■ Modo de batería de reserva.

Cuando la tensión de entrada CA no cumple las tolerancias especificadas para el SAI o bien la instalación falla, el inversor y la batería se ponen en funcionamiento para garantizar un suministro continuo de potencia a la carga después de una transferencia sin interrupción mediante un interruptor estático que también desconecta la entrada CA para evitar que la potencia del inversor fluya aguas arriba.

El SAI sigue funcionando con la potencia de la batería hasta que se acabe el tiempo de seguridad o se restablezcan las condiciones normales de red, lo que provoca un retorno de la transferencia de la carga a la entrada CA (modo normal).

■ Modo de apoyo.

Este tipo de SAI puede ir equipado con un sistema de apoyo. Si una de las funciones SAI falla, la carga puede transferirse a la entrada CA de apoyo (que recibe suministro de la instalación o potencia auxiliar, en función del tipo de instalación).

Utilización

Esta configuración no es muy adecuada para la regulación de cargas sensibles en el rango de potencias medias a altas, porque no es posible la regulación de frecuencia. Por ello, no suele usarse nada más que para potencias nominales bajas.

Funcionamiento del SAI en modo de doble conversión (on-line)

Principio de funcionamiento

El inversor está conectado en serie entre la entrada CA y la aplicación.

■ Modo normal.

Durante el funcionamiento normal, la energía suministrada a la carga pasa a través del rectificador/cargador y del inversor, que llevan a cabo conjuntamente una doble conversión (CA-CC-CA), de ahí su nombre.

■ Modo de batería de reserva.

Cuando la tensión de entrada CA no cumple las tolerancias especificadas para el SAI o bien la energía de la instalación falla, la batería se pone en descarga para garantizar un suministro continuo de energía a la carga. El SAI sigue funcionando con la energía de la batería hasta que se acabe el tiempo de seguridad o se restablezcan las condiciones normales en la instalación.

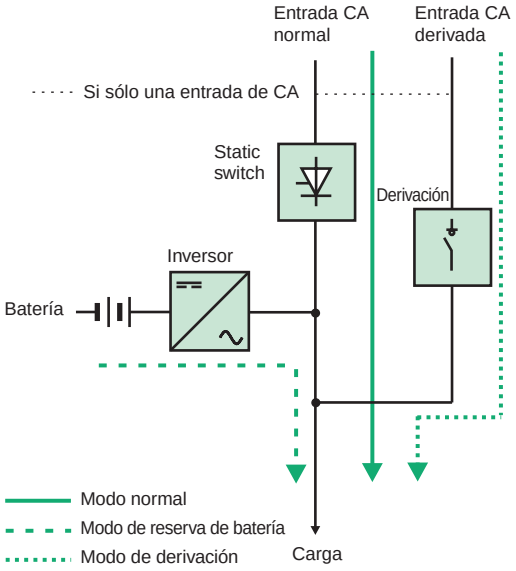


Fig. N17: Funcionamiento del SAI en modo de línea interactiva.

www.elsolucionario.org

2 Sistemas de alimentación ininterrumpida (SAI)

■ Modo de apoyo.

Este tipo de SAI está generalmente equipado con un sistema de apoyo, al que se denomina interruptor estático (ver la **Figura N18**).

La carga puede transferirse sin interrupción a la entrada CA de apoyo (que recibe suministro de la instalación o fuente auxiliar, en función del tipo de instalación), en caso de que ocurra lo siguiente:

- Fallo del SAI.
- Transitorios de corriente de carga (corrientes de entrada o de defecto).
- Carga máxima.

No obstante, la presencia de un sistema de apoyo considera que las frecuencias de entrada y de salida son idénticas, y si los niveles de tensión no son los mismos, se necesitará un transformador.

Para determinadas cargas, el SAI debe estar sincronizado con la potencia derivada para garantizar continuidad en el suministro de carga. Más aún, cuando el SAI se encuentra en modo de apoyo, una perturbación de la fuente de entrada CA puede transmitirse directamente a la carga porque el inversor ya no entra en funcionamiento.

Nota: Otra línea de apoyo, a la que suele denominarse apoyo de mantenimiento, está disponible con este fin. Su cierre se efectúa mediante un interruptor manual.

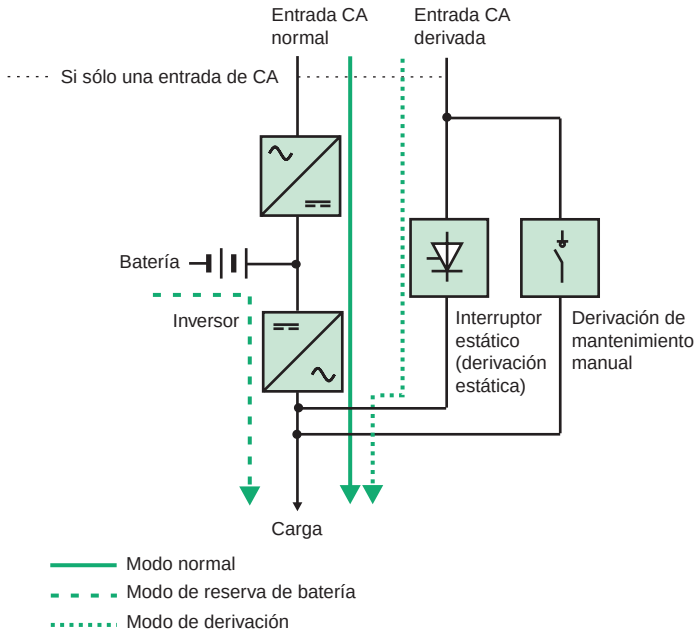


Fig. N18: Funcionamiento del SAI en modo de doble conversión (on-line).

Utilización

En esta configuración, el tiempo necesario para transferir la carga al inversor es inapreciable debido al interruptor estático.

Por otra parte, la tensión y frecuencia de salida no dependen de las condiciones de la tensión y frecuencia de entrada. Esto quiere decir que, cuando se diseña con este propósito, el SAI puede funcionar como un conversor de frecuencia.

Hablando de forma práctica, ésta es la configuración principal que se utiliza para rangos de potencia entre media y alta (de 10 kVA en adelante). En el resto de este capítulo se considerará solamente esta configuración.

Nota: A este tipo de SAI también se le suele denominar “on-line”, lo que significa que el inversor da suministro constante a la carga, independientemente de las condiciones de la fuente de entrada CA. No obstante, este término es engañoso porque también sugiere “con suministro de potencia de la instalación” cuando, en realidad, la carga recibe suministro de la potencia restituida por el sistema de conversión doble. Por eso, la norma IEC 62040 recomienda el término “doble conversión”.

2 Sistemas de alimentación ininterrumpida (SAI)

2.3 Baterías

Selección de un tipo de batería

Una batería está compuesta de celdas interconectadas, que pueden ser abiertas, cerradas o herméticas.

Existen dos familias de baterías principales:

- Baterías de níquel-cadmio.
- Baterías de plomo, de las que distinguimos dos tipos:
  - Baterías de plomo abiertas, equipadas con una válvula para liberar a la atmósfera el oxígeno e hidrógeno producidos durante las diferentes reacciones químicas, y para rellenar el electrolito añadiendo agua destilada o desmineralizada.
  - Baterías de plomo herméticas, en las que la tasa de recombinación de los gases internos generados en los procesos de carga y descarga es >95%, por lo que no requieren que se les añada agua durante su vida útil..

Los principales tipos de baterías que se utilizan con los SAI son:

- Baterías de plomo herméticas, utilizadas en el 95% de los casos, ya que son fáciles de mantener y no necesitan mucho espacio.
- Baterías de plomo abiertas.
- Baterías de níquel-cadmio abiertas.

Según los factores económicos y los requisitos de funcionamiento de la instalación, pueden proponerse los tres tipos de baterías que acaban de mencionarse con todas las duraciones de vida útil disponibles.

Los niveles de capacidad y los tiempos de respaldo pueden adaptarse a las necesidades del usuario. Las baterías propuestas también se adaptan perfectamente a las aplicaciones SAI porque son el resultado de la colaboración con los fabricantes líderes del mercado.

Selección del tiempo de apoyo (autonomía)

La selección depende de:

- La duración media de los fallos del sistema de potencia.
- Cualquier potencia auxiliar de larga duración (generador de motores, etc.).
- El tipo de aplicación.

El rango típico que se suele proponer es:

- Tiempos de apoyo (autonomía) 10, 15 o 30 minutos.
- Tiempos de apoyo (autonomía) personalizados.

Se aplican las siguientes reglas generales:

- Aplicaciones informáticas.

La autonomía de la batería debe ser suficiente para que se puedan guardar los archivos y llevar a cabo los procedimientos de apagado del sistema necesarios para garantizar una desconexión controlada del sistema informático.

Por regla general, el departamento de informática determina el tiempo de apoyo necesario en función de sus necesidades específicas.

- Procesos industriales.

El cálculo de la autonomía debería tener en cuenta el coste económico que supone una interrupción del proceso y el tiempo necesario para volver a iniciarlo.

Tabla de selección

En la **Figura N19** de la página siguiente se resumen las principales características de los diferentes tipos de baterías.

Cada vez más, las baterías herméticas parecen ser la elección del mercado por las siguientes razones:

- No necesitan mantenimiento.
- Fácil instalación.
- Instalación en cualquier tipo de espacio (salas informáticas, espacio técnico no específicamente pensado para baterías, etc.).

En algunos casos, sin embargo, son preferibles las baterías abiertas, especialmente por:

- Larga vida útil.
- Amplios tiempos de autonomía.
- Potencias nominales altas.

Las baterías abiertas deben instalarse en habitaciones especiales que cumplan requisitos precisos, y requieren de un mantenimiento apropiado.

2 Sistemas de alimentación ininterrumpida (SAI)

	Vida útil	Compacto	Tolerancias de temperatura de funcionamiento	Frecuencia de mantenimiento	Habitación especial	Coste
Hermética de plomo	5 o 10 años	+	+	Baja	No	Bajo
Abierta de plomo	8 o 12 años	++	++	Media	Sí	Medio
Níquel-cadmio	15 años	++	+++	Alta	No	Alto

Fig. N19: Principales características de los diferentes tipos de baterías.

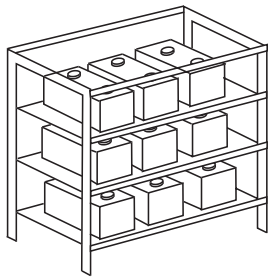


Fig. N20: Montaje en estantería.

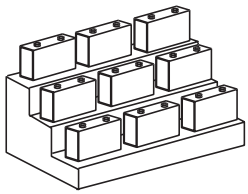


Fig. N21: Montaje en grada.

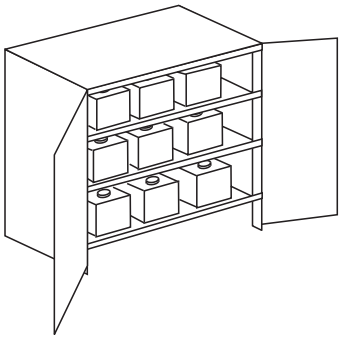


Fig. N22: Montaje en armario.

Métodos de instalación

En función de la gama de SAI, de la capacidad de la batería y del tiempo de autonomía, la batería es:

- De tipo hermético y alojada en el armario de SAI.
- De tipo hermético y alojada en armarios (de uno a tres).
- De tipo abierta o hermética y montada en un rack. En este caso, el método de instalación puede ser:
  - En estanterías (ver la **Figura N20**).

Este método de instalación es posible para baterías herméticas sin mantenimiento que no necesiten rellenar el electrolito.

- Montaje en grada (ver la **Figura N21**).

Este método de instalación es adecuado para todos los tipos de baterías y especialmente para las abiertas, dado que la verificación de niveles y el rellenado son sencillos.

- En armarios (ver la **Figura N22**).

Este método de instalación es adecuado para baterías herméticas. Es fácil de montar y ofrece máxima seguridad.

2.4 Montajes de tomas de tierra para instalaciones con SAI

La aplicación de sistemas de protección, que se estipulan en las normas, para instalaciones con SAI requiere tomar determinadas precauciones por las siguientes razones:

- El SAI desempeña dos papeles:
  - Uno de carga para el sistema aguas arriba.
  - Otro de fuente de energía segura para el sistema aguas abajo.
- Cuando la batería no esta instalada en un armario, un defecto de aislamiento en el sistema de CC puede provocar el flujo de un componente CC residual. Éste puede perturbar el funcionamiento de determinados dispositivos de protección, especialmente RCD utilizados para la protección de personas.

Protección contra los contactos directos (ver la **Figura N23**)

Todas las instalaciones satisfacen los requisitos aplicables porque el equipo está alojado en armarios que proporcionan un grado de protección IP20. Incluso para una batería alojada en un armario.

Cuando las baterías no están instaladas en un armario, sino, por ejemplo, en una habitación especial, deberían aplicarse las medidas que se muestran al final de este capítulo.

Nota: El sistema TN (versión TN-S o TN-C) es el que se recomienda con mayor frecuencia para el suministro de sistemas informáticos.

Tipo de montaje	Sistema IT	Sistema TT	Sistema TN
Funcionamiento	■ Señaliz. del primer defecto de aislamiento ■ Localizac. y eliminación del primer defecto ■ Desconex. en el segundo defecto de aislam.	■ Desconexión en el primer defecto de aislamiento	■ Desconexión en el primer defecto de aislamiento
Técnicas para la protección de personas	■ Interconexión y conexión a tierra de piezas conductoras ■ Supervisión del primer defecto mediante un dispositivo de control de aislamiento (IMD) ■ El segundo defecto provoca la interrupción del circuito (interruptor automático o fusible)	■ Conexión a tierra de piezas conduc. combinada con el uso de RCD ■ El primer defecto de aislamiento provoca la interrupción al detectar corrientes de fugas	■ Interconexión y conexión a tierra de piezas conductoras e imperativo neutro ■ El primer defecto de aislamiento provoca la interrupción al detectar sobreintensidades (interruptor automático o fusible)
Ventajas e inconvenientes	■ Soluciones que ofrecen la mejor continuidad del servicio (se indica el primer defecto) ■ Requiere personal de supervisión competente (localización del primer defecto)	■ Es la solución más sencilla en términos de diseño e instalación ■ No se requiere dispositivo de control de aislamiento (IMD) ■ No obstante, cada defecto provoca la interrupción del circuito afectado	■ Solución econom. en términos de instalación ■ Diseño complejo (cálculo de las impedancias de bucle) ■ Se requiere personal cualificado para su funcionamiento ■ Flujo de corrientes de defecto elevadas

Fig. N23: Principales características de los montajes de tomas de tierra del sistema.

www.elsolucionario.org

2 Sistemas de alimentación ininterrumpida (SAI)

Puntos esenciales que deben verificarse en los SAI

La **Figura N24** muestra todos los puntos esenciales que deben estar interconectados así como los dispositivos que tienen que instalarse (transformadores, RCD, etc.) para garantizar que la instalación cumple con las normas de seguridad.

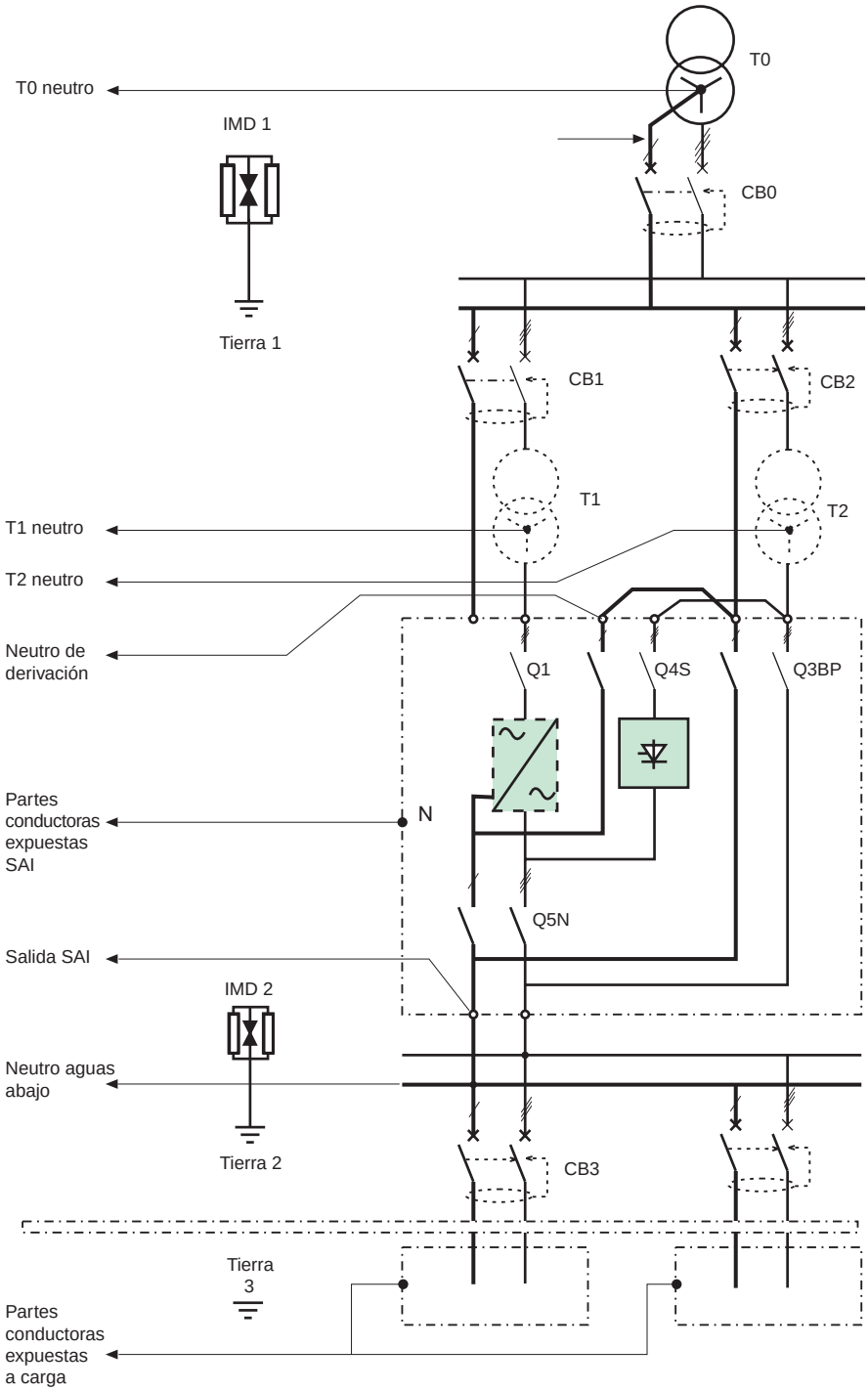


Fig. N24: *Puntos esenciales que deben estar conectados en los montajes de toma de tierra del sistema.*

2 Sistemas de alimentación ininterrumpida (SAI)

2.5 Elección de esquemas de protección

Los interruptores automáticos desempeñan un papel relevante en una instalación, pero su importancia aparece a menudo en el momento de sucesos accidentales, que no son frecuentes. La mejor adaptación de SAI y la mejor elección de configuración pueden verse comprometidas si se escoge mal un solo interruptor automático.

Selección de interruptor automático

La **Figura N25** muestra cómo seleccionar los interruptores automáticos.

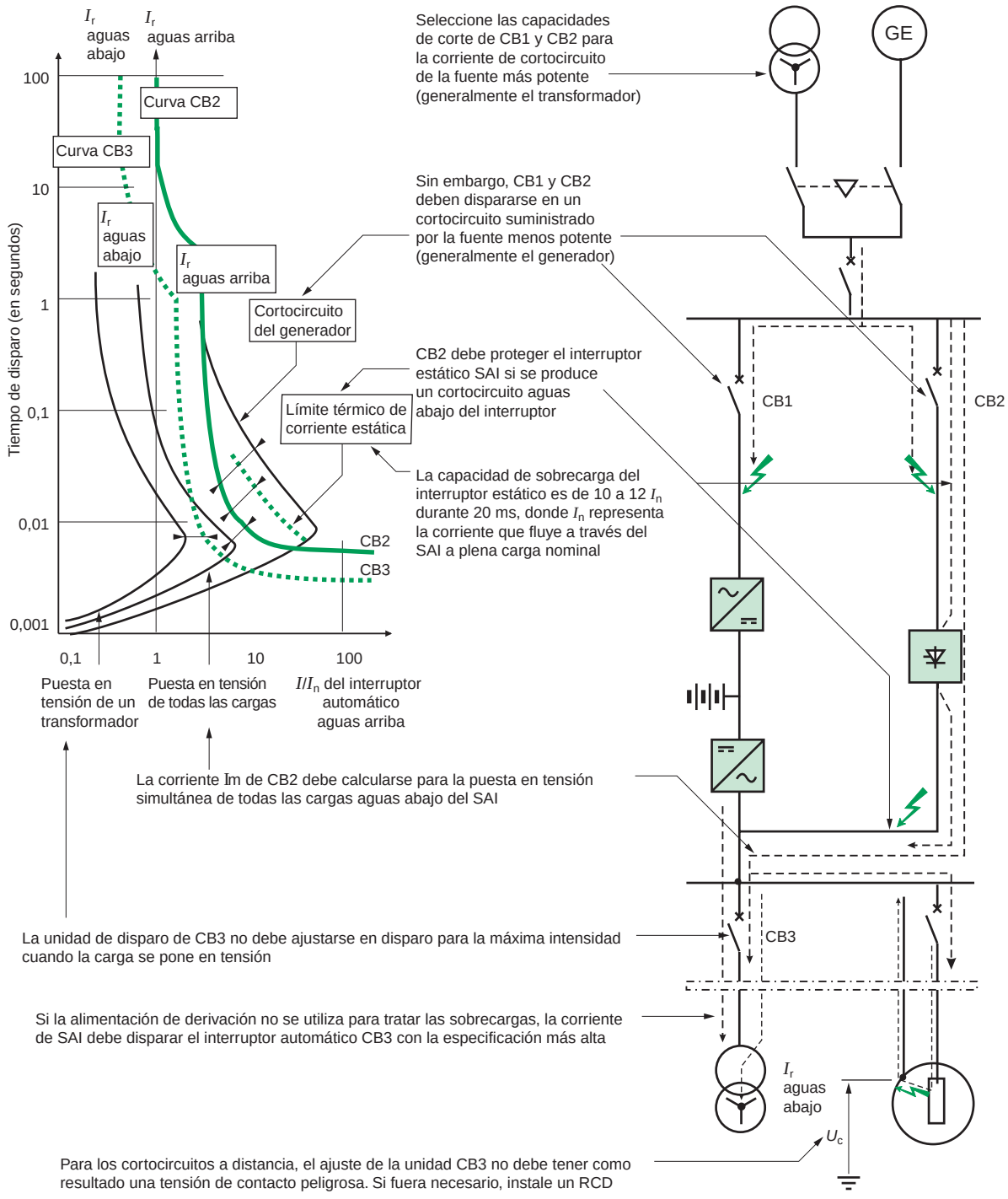


Fig. N25: *Los interruptores automáticos están sometidos a un amplio abanico de situaciones.*

2 Sistemas de alimentación ininterrumpida (SAI)

Especificaciones

La especificación seleccionada (corriente nominal) para los interruptores automáticos debe ser la que está situada justo por encima de la corriente nominal del cable aguas abajo protegido.

Capacidad de corte

La capacidad de corte debe seleccionarse justo por encima de la corriente de cortocircuito que puede producirse en el momento de la instalación.

Umbrales I_r e I_m

La tabla siguiente indica cómo determinar los umbrales de I_r (sobrecarga; térmica o larga duración) e I_m (cortocircuito; corta duración o magnética) para garantizar la selectividad en función de las unidades de disparo aguas arriba y aguas abajo).

Observación (ver la **Figura N26**)

- La selectividad de tiempo debe instalarla personal cualificado porque las temporizaciones previas a los disparos aumentan la tensión térmica (I^2t) aguas abajo (cables, semiconductores, etc.). Hay que tener precaución si el disparo de CB2 se temporiza mediante el umbral I_m.
- La selectividad de energía no depende de la unidad de disparo, sino únicamente del interruptor automático.

Tipo de circuito aguas abajo	Aguas arriba I_r / relación aguas abajo I_r	Aguas arriba I_m / relación aguas abajo I_m	Aguas arriba I_m / relación aguas abajo I_m
Unidad de disparo aguas abajo	Todos los tipos	Magnética	Electrónica
Distribución	> 1,6	>2	>1,5
Motor asíncrono	>3	>2	>1,5

Fig. N26: Umbrales I_r e I_m en función de las unidades de disparo aguas arriba y aguas abajo.

Caso particular de cortocircuitos del generador

La **Figura N27** muestra la reacción de un generador ante un cortocircuito. Para evitar cualquier incertidumbre en relación con el tipo de excitación, dispararemos en el primer pico (de 3 a 5 I_n según X''_d) utilizando el ajuste de protección I_m sin temporización.

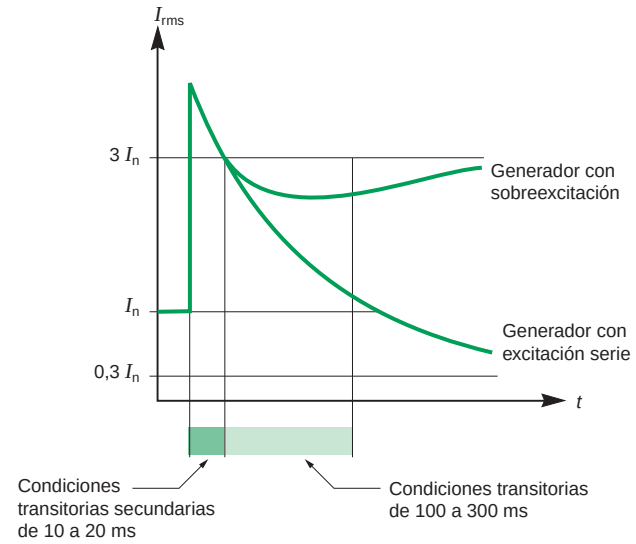


Fig. N27: Generador durante cortocircuito.

www.elsolucionario.org

2 Sistemas de alimentación ininterrumpida (SAI)

2.6 Instalación, conexión y adaptación de cables

Unidades SAI listos para usar

Los SAI de baja potencia, para sistemas de ordenadores personales, por ejemplo, son equipos compactos listos para usar. El cableado interno se realiza en la fábrica y está adaptado a las características de los dispositivos.

Unidades SAI no listos para usar

Para el resto de SAI no se incluyen las conexiones por cable al sistema de suministro de potencia, a la batería y a la carga.
Las conexiones por cable dependen del nivel de corriente, como se indica más abajo en la **Figura N28**.

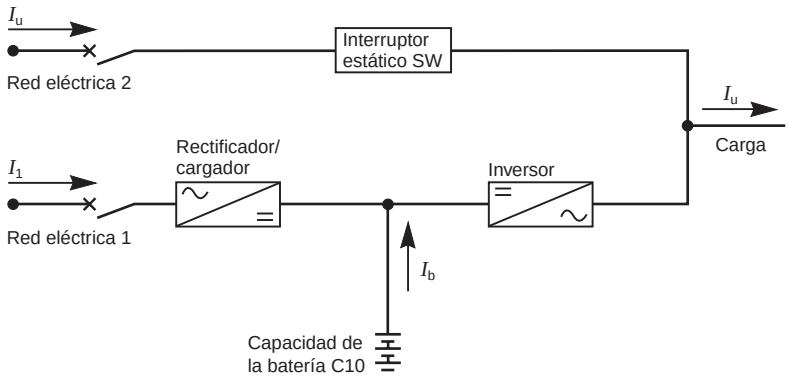


Fig. N28: Corriente que debe tenerse en cuenta para la selección de las conexiones por cable.

Cálculo de las corrientes I_1, I_u

- La corriente de entrada I_u de la red de suministro eléctrico es la corriente de carga.
- La corriente de entrada I_1 del cargador/rectificador depende de:
  - La capacidad de la batería (C10) y del modo de carga (I_b).
  - Las características del cargador.
  - La eficiencia del inversor.
- La corriente I_b es la corriente de la conexión de la batería.

Los fabricantes facilitan estas corrientes.

Aumento de la temperatura del cableado y caídas de tensión

La sección transversal de los cables depende de:
- Aumento de temperatura admisible.
- Caída de tensión admisible.

Para una carga dada, cada uno de estos parámetros supone una sección transversal admisible mínima. Debe utilizarse la mayor de las dos.
Al dirigir los cables, hay que tener cuidado de mantener las distancias requeridas entre los circuitos de control y los circuitos de alimentación para evitar que las corrientes HF causen perturbaciones.

Aumento de la temperatura

El aumento de la temperatura admisible en los cables está limitado por la capacidad de resistencia del aislamiento del cable.
El aumento de la temperatura en los cables depende de:
- El tipo de núcleo (Cu o Al).
- El método de instalación.
- El número de cables que puede tocarse.

Las normas estipulan, para cada tipo de cable, la corriente máxima admisible.

Caídas de tensión

Las caídas de tensión máximas admisibles son:
- 3% para circuitos de CA (50 o 60 Hz).
- 1% para circuitos de CC.

2 Sistemas de alimentación ininterrumpida (SAI)

Tablas de selección

La **Figura N29** indica la caída de tensión en porcentaje para un circuito compuesto por 100 m de cable. Para calcular la caída de tensión en un circuito con una longitud *L*, multiplique el valor de la tabla por *L*/100.

- S_{ph}: Sección transversal de los conductores.
- I_n: Corriente nominal de los dispositivos de protección del circuito.

Circuito trifásico

Si la caída de tensión es superior al 3% (50-60 Hz), aumente la sección transversal de los conductores.

Circuito CC

Si la caída de tensión es superior al 1%, aumente la sección transversal de los conductores.

a - Circuitos trifásicos (conductores de cobre)
50-60 Hz - 380 V / 400 V / 415 V trifásicos, *cos* φ = 0,8, trifásico de sistema compensado + N

I_n	S_{ph} (mm²)											
(A)	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
10	0,9											
15	1,2											
20	1,6	1,1										
25	2,0	1,3	0,9									
32	2,6	1,7	1,1									
40	3,3	2,1	1,4	1,0								
50	4,1	2,6	1,7	1,3	1,0							
63	5,1	3,3	2,2	1,6	1,2	0,9						
70	5,7	3,7	2,4	1,7	1,3	1,0	0,8					
80	6,5	4,2	2,7	2,1	1,5	1,2	0,9	0,7				
100	8,2	5,3	3,4	2,6	2,0	2,0	1,1	0,9	0,8			
125		6,6	4,3	3,2	2,4	2,4	1,4	1,1	1,0	0,8		
160			5,5	4,3	3,2	3,2	1,8	1,5	1,2	1,1	0,9	
200				5,3	3,9	3,9	2,2	1,8	1,6	1,3	1,2	0,9
250					4,9	4,9	2,8	2,3	1,9	1,7	1,4	1,2
320							3,5	2,9	2,5	2,1	1,9	1,5
400							4,4	3,6	3,1	2,7	2,3	1,9
500								4,5	3,9	3,4	2,9	2,4
600									4,9	4,2	3,6	3,0
800										5,3	4,4	3,8
1.000											6,5	4,7

Para un circuito trifásico de 230 V, multiplique el resultado por $\sqrt{3}$.
Para un circuito monofásico de 208/230 V, multiplique el resultado por 2.

b - Circuitos de CC (conductores de cobre)

I_n	S_{ph} (mm²)											
(A)	-	-	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
100			5,1	3,6	2,6	1,9	1,3	1,0	0,8	0,7	0,5	0,4
125				4,5	3,2	2,3	1,6	1,3	1,0	0,8	0,6	0,5
160					4,0	2,9	2,2	1,6	1,2	1,1	0,6	0,7
200						3,6	2,7	2,2	1,6	1,3	1,0	0,8
250							3,3	2,7	2,2	1,7	1,3	1,0
320								3,4	2,7	2,1	1,6	1,3
400									3,4	2,8	2,1	1,6
500										3,4	2,6	2,1
600										4,3	3,3	2,7
800											4,2	3,4
1.000											5,3	4,2
1.250												5,3

Fig. N29: Caída de tensión en porcentaje para [a] circuitos trifásicos y [b] circuitos de CC.

Caso particular para conductores neutros

En sistemas trifásicos, los armónicos de tercer orden (y sus múltiplos) de cargas monofásicas se añaden al conductor neutro (suma de las corrientes de las tres fases).

Por ello, se aplica la regla siguiente:

sección transversal de neutro = 1,5 × sección transversal de la fase.

2 Sistemas de alimentación ininterrumpida (SAI)

Ejemplo

Imagine un circuito trifásico de 70 m y 400 V, con conductores de cobre y una tensión nominal de 600 A.

La norma IEC 60364 indica, en función del método de instalación y de la carga, una sección transversal mínima.

Vamos a asumir que la sección transversal mínima es de 95 mm^2.

En primer lugar es necesario verificar que la caída de tensión no sobrepase el 3%.

La tabla para circuitos trifásicos de la página siguiente indica, para un flujo de corriente de 600 A en un cable de 300 mm^2, una caída de tensión del 3% para 100 m de cable, por ejemplo, para 70 m:

$$3 \times \frac{70}{100} = 2{,}1\%$$

Por lo tanto, menos del 3%.

Puede realizarse un cálculo idéntico para una corriente CC de 1.000 A.

En un cable de 10 m, la caída de tensión para un cable de 100 m y 240 mm^2 es del 5,3%, por ejemplo, para 10 m:

$$5{,}3 \times \frac{10}{100} = 0{,}53\%$$

Por lo tanto, menos del 3%.

2.7 Los SAI y su entorno

Los SAI pueden establecer comunicación con el entorno eléctrico e informático. Pueden recibir algunos datos y proporcionar información sobre su funcionamiento con objeto de:

- Optimizar la protección.

Por ejemplo, el SAI proporciona información esencial al sistema informático sobre el estado de funcionamiento (carga en el inversor, carga en el sistema de puenteo estático, carga en la batería, advertencia de batería baja).

- Realizar un control remoto.

El SAI proporciona información sobre mediciones y el estado de funcionamiento permitiendo a los operadores que ejecuten acciones específicas.

- Gestionar la instalación.

El operador dispone de un sistema de gestión de energía y edificaciones que permite obtener y guardar información de los SAI para emitir alarmas, anunciar sucesos y tomar las medidas necesarias.

Esta tendencia hacia la compatibilidad entre equipos informáticos y SAI conlleva la incorporación de nuevas funciones de SAI integrados.

2.8 Equipo complementario

Transformadores

Un transformador de doble devanado incluido en el lado aguas arriba del contactor estático del circuito 2 permite:

- Cambiar el nivel tensión cuando la tensión de la red eléctrica es diferente de la de la carga.
- Cambiar el sistema de conexión a tierra entre las redes.

Además, un transformador de este tipo:

- Reduce el nivel de la corriente de cortocircuito en el lado secundario (por ejemplo, carga) en comparación con el del lado de la red eléctrica.
- Evita que corrientes de armónicos de tercer orden, que pueden presentarse en el secundario, pasen a la red eléctrica del sistema, haciendo que el devanado primario esté conectado en delta.

Filtro antiarmónicos

El sistema de SAI incluye un cargador de batería controlado por tiristores o transistores. Los ciclos de corriente resultantes, regularmente cortados, “generan” componentes de armónicos en la red de suministro eléctrico.

Estos componentes no deseados se filtran en la entrada del rectificador y, en la mayoría de los casos, esto reduce el nivel de corriente de armónicos lo suficiente para todos los fines prácticos.

Sin embargo, en algunos casos específicos, especialmente en instalaciones muy grandes, puede ser necesario un circuito de filtrado adicional.

www.elsolucionario.org

2 Sistemas de alimentación ininterrumpida (SAI)

Por ejemplo, cuando:

- La potencia nominal del sistema de SAI es grande con respecto al transformador de alta o baja tensión que le da suministro.
- Las canalizaciones de BT suministran cargas que son especialmente sensibles a los armónicos.
- Existe un generador de turbina de gas, etc., como suministro de potencia auxiliar.

En estos casos, debe consultarse al fabricante del sistema de SAI.

Equipo de comunicación

La comunicación con el equipo asociado a los sistemas informáticos puede necesitar instalaciones adaptadas en el sistema de SAI. Tales instalaciones pueden incorporarse en un diseño original (ver la **Figura N30a**) o bien añadirse a los sistemas existentes por encargo (ver la **Figura N30b**).



Fig. N30a: *Unidad SAI listo para usar (con módulo DIN).*



Fig. N30b: *Unidad SAI logrando disponibilidad y calidad del suministro eléctrico del sistema informático.*

3 Protección de transformadores de BT/BT

Estos transformadores, por regla general, suelen utilizarse para:

- Cambiar el nivel de baja tensión de:
  - Suministros auxiliares para circuitos de control y señalización.
  - Circuitos de iluminación (230 V creados cuando el sistema primario es de 400 V 3-fases 3-cables).
- Cambiar el método de conexión a tierra de determinadas cargas que tienen una corriente capacitiva relativamente alta a tierra (equipos informáticos) o una corriente de fugas resistiva (hornos eléctricos, procesos industriales de calentamiento, instalaciones de cocina masiva, etc.).

Los transformadores de BT se suministran generalmente con sistemas de protección incorporados, y se debe consultar a los fabricantes para obtener más detalles. La protección contra las sobreintensidades siempre debe estar en el lado primario. La explotación de estos transformadores requiere conocer sus funciones particulares, además de un número de cuestiones que se describen más abajo.

Nota: En los casos particulares de transformadores BT/BT de aislamiento de seguridad a tensión ultrabaja, se requiere a menudo, según las circunstancias, una pantalla de metal conectada a tierra entre los devanados primario y secundario, como se recomienda en la norma europea EN 60742.

3.1 Transformador - Corriente de conexión

En el momento de poner en tensión un transformador, se producen valores elevados de corriente transitoria (lo que incluye un componente de CC importante) y debe tenerse en cuenta al pensar en los esquemas de protección (ver la **Figura N31**).

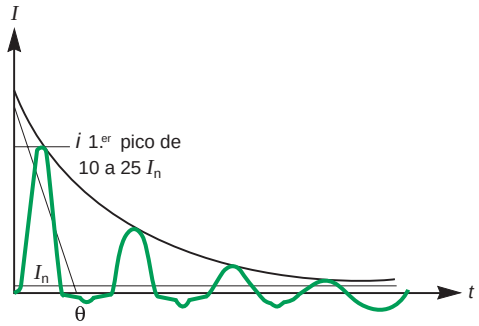


Fig. N31: Transformador - Corriente de entrada de puesta en tensión.

La magnitud del pico de corriente depende de:

- El valor de la tensión en el momento de la puesta en tensión.
- La magnitud y polaridad del flujo residual que exista en el núcleo del transformador.
- Las características de la carga en el transformador.

El primer pico de corriente puede alcanzar un valor equivalente entre 10 y 15 veces la corriente rms de máxima carga, pero en transformadores pequeños (< 50 kVA) puede alcanzar valores de entre 20 y 25 veces la corriente nominal de máxima carga. Esta corriente transitoria disminuye rápidamente, con una constante de tiempo θ del orden de varios ms a varias decenas de ms.

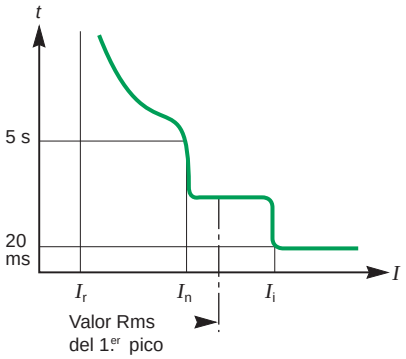


Fig. N32: Características de disparo de tipo Compact NS STR (electrónico).

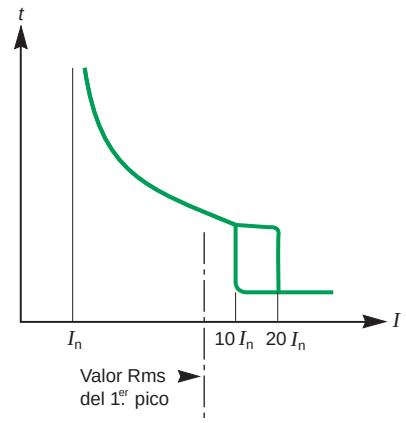


Fig. N33: Características de disparo de multi 9 curva D.

3.2 Protección para el circuito de alimentación de un transformador BT/BT

El dispositivo de protección del circuito de alimentación de un transformador BT/BT debe evitar la posibilidad de funcionamiento incorrecto debido a una sobretensión de corriente de entrada magnetizante, indicada anteriormente. Por lo tanto, es necesario utilizar:

- Interruptores automáticos selectivos (por ejemplo, de pequeña temporización) de tipo Compact NS STR (ver la **Figura N32**).
- Interruptores automáticos que tengan un ajuste de disparo magnético muy alto, de tipo Compact NS o multi 9 curva D (ver la **Figura N33**).

3 Protección de transformadores de BT/BT

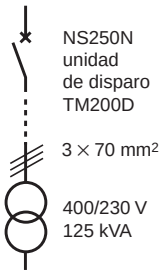


Fig. N34: Ejemplo.

Ejemplo:
Un circuito trifásico de 400 V da suministro a un transformador de 125 kVA 400/230 V (I_n = 190 A) para el que el primer pico de corriente de entrada puede alcanzar 17 I_n, por ejemplo, 17 × 190 = 3.230 A. Por lo tanto, un interruptor automático NS 250N con un ajuste I_r de 200 A puede ser un dispositivo de protección adecuado.

Caso particular: protección contra las sobrecargas instalada en el lado secundario del transformador (ver la **Figura N34**).

Una ventaja de la protección contra las sobrecargas situada en el lado secundario es que la protección contra los cortocircuitos del lado primario puede establecerse en un valor elevado o, de forma alternativa, puede utilizarse un interruptor automático de tipo MA. El ajuste de protección contra los cortocircuitos del lado primario debe, no obstante, ser lo suficientemente sensible como para garantizar su funcionamiento en caso de que se produzca un cortocircuito en el lado secundario del transformador.

Nota: A veces, la protección primaria se proporciona mediante fusibles de tipo aM. Esta práctica tiene dos inconvenientes:
- Los fusibles deben estar ampliamente sobredimensionados (como mínimo 4 veces la corriente nominal de máxima carga del transformador).
- Para proporcionar instalaciones de aislamiento en el lado primario, es necesario asociar a los fusibles un seccionador para ruptura de carga o un contactor.

3.3 Características eléctricas típicas de transformadores BT/BT a 50 Hz

Trifásicos																							
Espec. kVA	5	6,3	8	10	12,5	16	20	25	31,5	40	50	63	80	100	125	160	200	250	315	400	500	630	800
Sin carga pérdidas (W)	100	110	130	150	160	170	270	310	350	350	410	460	520	570	680	680	790	950	1.160	1.240	1.485	1.855	2.160
Máx. carga pérdidas (W)	250	320	390	500	600	840	800	1.180	1.240	1.530	1.650	2.150	2.540	3.700	3.700	5.900	5.900	6.500	7.400	9.300	9.400	1.140	1.140
Tensión SC (%)	4,5	4,5	4,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5	5	4,5	5	5	5,5	4,5	5,5	5	5	4,5	6	6	5,5	5,5

Monofásicos														
Especificaciones kVA 8	10	12,5	16	20	25	31,5	40	50	63	80	100	125	160	
Sin pérdidas de carga (W)	105	115	120	140	150	175	200	215	265	305	450	450	525	635
Pérdidas de máxima carga (W)	400	530	635	730	865	1.065	1.200	1.400	1.900	2.000	2.450	3.950	3.950	4.335
Tensión SC (%)	5	5	5	4,5	4,5	4,5	4	4	5	5	4,5	5,5	5	5

3.4 Protección de transformadores BT/BT que utilizan interruptores automáticos Merlin Gerin

Interruptor automático multi 9

Potencia nominal del transformador (kVA)			**Interruptor automático curva D o K**	**Tamaño (A)**
230/240 V 1-f	**230/240 V 3-f 400/415 V 1-f**	**400/415 V 3-f**		
0,05	0,09	0,16	C60, NG125	0,5
0,11	0,18	0,32	C60, NG125	1
0,21	0,36	0,63	C60, NG125	2
0,33	0,58	1,0	C60, NG125	3
0,67	1,2	2,0	C60, NG125	6
1,1	1,8	3,2	C60, C120, NG125	10
1,7	2,9	5,0	C60, C120, NG125	16
2,1	3,6	6,3	C60, C120, NG125	20
2,7	4,6	8,0	C60, C120, NG125	25
3,3	5,8	10	C60, C120, NG125	32
4,2	7,2	13	C60, C120, NG125	40
5,3	9,2	16	C60, C120, NC100, NG125	50
6,7	12	20	C60, C120, NC100, NG125	63
8,3	14	25	C120, NC100, NG125	80
11	18	32	C120, NC100, NG125	100
13	23	40	C120, NG125	125

www.elsolucionario.org

3 Protección de transformadores de BT/BT

Interruptores automáticos Compact NS100... NS250 con unidad de disparo TM-D

Potencia nominal del transformador (kVA) 230/240 V 1-f	230/240 V 3-f 400/415 V 1-f	400/415 V 3-f	Interruptor automático	Unidad de disparo
3	5…6	9…12	NS100N/H/L	TM16D
5	8…9	14…16	NS100N/H/L	TM05D
7…9	13…16	22…28	NS100N/H/L	TM40D
12…15	20…25	35…44	NS100N/H/L	TM63D
16…19	26…32	45…56	NS100N/H/L	TM80D
18…23	32…40	55…69	NS160N/H/L	TM100D
23…29	40…50	69…87	NS160N/H/L	TM125D
29…37	51…64	89…111	NS250N/H/L	TM160D
37…46	64…80	111…139	NS250N/H/L	TM200D

Interruptores automáticos Compact NS100... NS1600 y Masterpact con unidad de disparo STR o Micrologic

Potencia nominal del transformador (kVA) 230/240 V 1-f	230/240 V 3-f 400/415 V 1-f	400/415 V 3-f	Interruptor automático	Unidad de disparo	Ajuste I_r máx.
4…7	6…13	11…22	NS100N/H/L	STR22SE 40	0,8
9…19	16…30	27…56	NS100N/H/L	STR22SE 100	0,8
15…30	5…50	44…90	NS160N/H/L	STR22SE 160	0,8
23…46	40…80	70…139	NS250N/H/L	STR22SE 250	0,8
37…65	64…112	111…195	NS400N/H	STR23SE / 53UE 400	0,7
37…55	64…95	111…166	NS400L	STR23SE / 53UE 400	0,6
58…83	100…144	175…250	NS630N/H/L	STR23SE / 53UE 630	0,6
58…150	100…250	175…436	NS800N/H - NT08H1	Micrologic 5,0/6,0/7,0	1
74…184	107…319	222…554	NS800N/H - NT08H1 - NW08N1/H1	Micrologic 5,0/6,0/7,0	1
90…230	159…398	277…693	NS1000N/H - NT10H1 - NW10N1/H1	Micrologic 5,0/6,0/7,0	1
115…288	200…498	346…866	NS1250N/H - NT12H1 - NW12N1/H1	Micrologic 5,0/6,0/7,0	1
147…368	256…640	443…1.108	NS1600N/H - NT16H1 - NW16N1/H1	Micrologic 5,0/6,0/7,0	1
184…460	320…800	554…1.385	NW20N1/H1	Micrologic 5,0/6,0/7,0	1
230…575	400…1.000	690…1.730	NW25N2/H3	Micrologic 5,0/6,0/7,0	1
294…736	510…1.280	886…2.217	NW32N2/H3	Micrologic 5,0/6,0/7,0	1

4 Circuitos de iluminación

Fuente de comodidad y productividad, la iluminación representa el 15% de la cantidad de electricidad que se consume en la industria y el 40% en los edificios. La calidad de la iluminación (estabilidad de luz y continuidad de servicio) depende de la calidad de la energía eléctrica consumida. Por lo tanto, el suministro de potencia eléctrica para las redes de iluminación ha adquirido gran importancia.

Para ayudar en su diseño y simplificar la selección de dispositivos de protección adecuados, se presenta un análisis de las diferentes tecnologías de lámparas. Se tratan las características distintivas de los circuitos de iluminación y su repercusión en los dispositivos de control y protección. Se dan recomendaciones para paliar las dificultades que se presentan en la instalación de circuitos de iluminación.

4.1 Las diferentes tecnologías de lámparas

Puede producirse radiación lumínica artificial a partir de energía eléctrica según dos principios: incandescencia y electroluminiscencia.

Incandescencia es la producción de luz mediante elevación de la temperatura. El ejemplo más conocido es el filamento calentado hasta alcanzar el estado blanco mediante circulación de una corriente eléctrica. La energía suministrada se transforma por el efecto Joule y en flujo lumínico.

Luminiscencia es el fenómeno de emisión por parte de un material de radiación lumínica visible o casi visible. Un gas (o vapor) sujeto a una descarga eléctrica emite radiación lumínica (electroluminiscencia de gases).

En la medida en que este gas no es conductor a temperatura y presión normales, la descarga se produce generando partículas cargadas que permiten la ionización del gas. La naturaleza, presión y temperatura del gas determinan el espectro lumínico.

Fotoluminiscencia es la luminiscencia de un material expuesto a radiación visible o casi visible (ultravioleta, infrarrojos).

Cuando la sustancia absorbe radiación ultravioleta y emite radiación visible que se detiene poco después de la puesta en tensión, esto se llama fluorescencia.

Lámparas incandescentes

Las lámparas incandescentes son históricamente las más antiguas y más frecuentemente empleadas para uso común.

Están basadas en el principio de un filamento que se vuelve incandescente en una atmósfera vacía o neutra, lo que evita la combustión.

Se establece una distinción entre:

- Bombillas estándar.

Se componen de un filamento de tungsteno y están rellenas de un gas inerte (nitrógeno y argón o kriptón).

- Bombillas halógenas.

Éstas también se componen de un filamento de tungsteno, pero están rellenas de un compuesto halógeno y un gas inerte (kriptón o xenón). Este componente halógeno es el responsable del fenómeno de regeneración del filamento, lo que aumenta la vida útil de las lámparas y evita que se vuelvan negras. También permite una temperatura más alta del filamento y, por lo tanto, una mayor luminosidad en bombillas de menor tamaño.

La principal desventaja de las lámparas incandescentes es su alta disipación de calor, que trae como consecuencia una eficacia lumínica pobre.

Lámparas fluorescentes

Esta familia cubre los tubos fluorescentes y las lámparas fluorescentes compactas. Su tecnología se conoce habitualmente como “mercurio a baja presión”.

En los tubos fluorescentes, una descarga eléctrica hace que los electrones choquen con iones de vapor de mercurio, lo que ocasiona una radiación ultravioleta debida a la excitación de los átomos de mercurio. A continuación, el material fluorescente, que cubre la parte interna de los tubos, transforma esta radiación en luz visible.

Los tubos fluorescentes disipan menos calor y tienen una vida útil más larga que las lámparas incandescentes, pero necesitan un dispositivo de ignición llamado “cebador” y un dispositivo para limitar la corriente en el arco tras la ignición. Este dispositivo, llamado “balasto”, suele ser un amortiguador situado en serie con el arco.

Las lámparas fluorescentes compactas se basan en el mismo principio que los tubos fluorescentes. Las funciones del cebador y el balasto las proporciona un circuito electrónico (integrado en la lámpara) que posibilita el uso de tubos más pequeños enrollados sobre sí mismos.

Las lámparas fluorescentes compactas (ver la **Figura N35**) se han desarrollado para sustituir a las lámparas incandescentes: ofrecen un ahorro de energía considerable (15 W por 75 W a igual nivel de luminiscencia) y una vida útil más larga.

Las lámparas de tipo “inducción” o “sin electrodos” funcionan sobre el principio de ionización del gas presente en el tubo mediante un campo electromagnético de muy alta frecuencia (hasta 1 GHz). Su vida útil puede llegar hasta las 100.000 h.

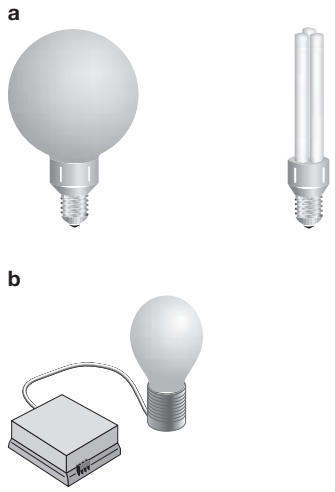


Fig. N35: Lámparas fluorescentes compactas [a] estándar, [b] inducción.

4 Circuitos de iluminación



Fig. N36: Lámparas de descarga.

Lámparas de descarga (ver la **Figura N36**)

La luz se produce mediante una descarga eléctrica que se crea entre dos electrodos que están dentro de un gas incluido en una bombilla de cuarzo. Por lo tanto, estas lámparas necesitan una resistencia que limite la corriente en el arco. Se han desarrollado diversas tecnologías para diferentes aplicaciones.

Lámparas de vapor de sodio de baja presión

Cuentan con la mejor salida lumínica, sin embargo, el rendimiento de color es muy pobre en la medida en que sólo proporcionan una radiación naranja monocromática. Las lámparas de vapor de sodio de alta presión producen una luz blanca con un tinte naranja.

En las lámparas de vapor de mercurio de alta presión, la descarga se produce en una bombilla de cuarzo o cerámica a altas temperaturas. Éstas se llaman “lámparas de descarga de mercurio fluorescente”. Producen una luz blanca azulada característica. Las lámparas de haluro metálico son la última tecnología. Producen una tonalidad de amplio espectro de colores. El uso de un tubo cerámico proporciona una mejor eficacia lumínica y una mejor estabilidad de color.

Diodos emisores de luz (LED)

El principio de los diodos emisores de luz es la emisión de luz por parte de un semiconductor mientras una corriente eléctrica lo atraviesa. Los LED se encuentran en numerosas aplicaciones, pero el desarrollo reciente de diodos blancos o azules con una alta salida lumínica abre nuevas perspectivas, especialmente para señalizaciones (semáforos, indicaciones de salida o alumbrado de emergencia).

Los LED son dispositivos de baja tensión y baja corriente, por lo tanto, son adecuados para su uso con baterías. Se necesita un transformador para el suministro mediante corriente eléctrica. La ventaja de los LED es su bajo consumo de energía. Por ello, funcionan a muy baja temperatura, lo que les confiere una vida útil muy larga. Por el contrario, un simple diodo tiene una intensidad lumínica débil. Por lo tanto, una instalación de luz de alta potencia requiere la conexión de un amplio número de unidades en serie o en paralelo.

Tecnología	Aplicación	Ventajas	Inconvenientes
Incandescencia estándar	– Uso doméstico – Iluminación decorativa localizada	– Conexión directa sin aparatos eléctricos intermedios – Precio razonable – Tamaño compacto – Iluminación instantánea – Buen rendimiento de color	– Eficacia lumínica baja y alto consumo de electricidad – Alta disipación de calor – Corta vida útil
Incandescencia halógena	– Iluminación dirigida a puntos precisos – Iluminación intensa	– Conexión directa – Eficacia instantánea – Rendimiento de color excelente	– Eficacia lumínica media
Tubo fluorescente	– Tiendas, oficinas, talleres – Exteriores	– Eficacia lumínica alta – Rendimiento de color medio	– Intensidad lumínica baja de una sola unidad – Sensible a temperaturas extremas
Lámpara fluorescente compacta	– Uso doméstico – Oficinas – Sustitución de lámparas incandescentes	– Eficacia lumínica buena – Buen rendimiento de color	– Inversión inicial alta en comparación con las lámparas incandescentes
Vapor de mercurio de alta presión	– Talleres, vestíbulos, hangares – Fábricas	– Eficacia lumínica buena – Rendimiento de color aceptable – Tamaño compacto – Larga vida útil	– Tiempo de iluminación y reiluminación de algunos minutos
Sodio de alta presión	– Exteriores – Amplios vestíbulos	– Eficacia lumínica muy buena	– Tiempo de iluminación y reiluminación de algunos minutos
Sodio de baja presión	– Exteriores – Alumbrado de emergencia	– Buena visibilidad en condiciones de bruma – Uso económico	– Tiempo de iluminación largo (5 min.) – Rendimiento de color mediocre
Haluro metálico	– Áreas amplias – Vestíbulos con techos altos	– Eficacia lumínica buena – Buen rendimiento de color – Larga vida útil	– Tiempo de iluminación y reiluminación de algunos minutos
LED	– Señalización (semáforos, indicaciones de “salida” y alumbrado de emergencia)	– Insensibles al número de operaciones de apagado y encendido – Bajo consumo de energía – Baja temperatura	– Número de colores limitado – Baja iluminación de un sola unidad

Tecnología	Potencia (vatios)	Eficacia (lúmenes/vatios)	Vida útil (horas)
Incandescencia estándar	3 - 1.000	10 - 15	1.000 - 2.000
Incandescencia halógena	5 - 500	15 - 25	2.000 - 4.000
Tubo fluorescente	4 - 56	50 - 100	7.500 - 24.000
Lámpara fluorescente compacta	5 - 40	50 - 80	10.000 - 20.000
Vapor de mercurio de alta pres.	40 - 1.000	25 - 55	16.000 - 24.000
Sodio de alta presión	35 - 1.000	40 - 140	16.000 - 24.000
Sodio de baja presión	35 - 180	100 - 185	14.000 - 18.000
Haluro metálico	30 - 2.000	50 - 115	6.000 - 20.000
LED	0,05 - 0,1	10 - 30	40.000 - 100.000

Fig. N37: Características técnicas y de uso de los dispositivos de iluminación.

www.elsolucionario.org

4.2 Características eléctricas de las lámparas

Lámparas incandescentes con suministro eléctrico directo

Como consecuencia de la altísima temperatura del filamento durante su funcionamiento (hasta 2.500 °C), su resistencia varía en gran medida en función de si la lámpara está apagada o encendida. Como la resistencia en frío es baja, se produce un pico de corriente en la ignición que puede alcanzar de 10 a 15 veces la corriente nominal durante unos pocos milisegundos o incluso varios milisegundos. Este problema afecta tanto a las lámparas comunes como a las halógenas: esto limita el número máximo de lámparas que pueden alimentarse por medio de dispositivos como interruptores de control remoto, contactores modulares y relés para canalización eléctrica.

Lámparas halógenas de muy baja tensión (MBT)

■ Algunas lámparas halógenas de baja tensión reciben suministro con MBT de 12 o 24 V a través de un transformador o un convertidor electrónico. Con un transformador, el fenómeno de la magnetización se combina con el fenómeno de variación de resistencia del filamento en el momento del encendido. La corriente de entrada puede alcanzar de 50 a 75 veces la corriente nominal durante unos pocos milisegundos. El uso de atenuadores situados aguas arriba reduce significativamente este problema.

■ Los convertidores electrónicos, con la misma potencia nominal, son más costosos que las soluciones con un transformador. Este inconveniente se ve compensado por la mayor facilidad de instalación, dado que su baja disipación de calor hace que puedan colocarse en un soporte inflamable. Además, suelen contar con protección térmica incorporada.

Las nuevas lámparas halógenas de MBT ya vienen con un transformador integrado en su base. Pueden recibir suministro directamente desde la línea de BT y pueden sustituir a las lámparas normales sin ningún tipo de adaptación especial.

Atenuación para lámparas incandescentes

Puede obtenerse variando la tensión aplicada a la lámpara.

Esta variación de tensión suele llevarla a cabo un dispositivo como un atenuador Triac, variando el ángulo de fuego en el período de tensión de la línea eléctrica. La forma de la onda de la tensión aplicada a la lámpara se muestra en la **Figura N38a**. Esta técnica, que se conoce como “control de corte”, es adecuada para dar suministro a circuitos resistivos o inductivos. Se ha desarrollado otra técnica adecuada para dar suministro a circuitos capacitivos con componente electrónicos MOS o IGBT. Esta técnica varía la tensión mediante el bloqueo de la corriente antes del final del período medio (ver la **Figura N38b**) y se conoce como “control de corte”.

Encender la lámpara gradualmente también puede reducir, o incluso eliminar, el pico de corriente en la ignición.

Como la corriente de la lámpara se ve distorsionada por la conmutación electrónica, se producen corrientes de armónicos. Predominan los armónicos de tercer orden, y el porcentaje de corriente de terceros armónicos en relación con la corriente fundamental máxima (en máxima potencia) se representa en la **Figura N39**.

Observe que, en la práctica, la potencia que un atenuador aplica a la lámpara solamente puede variar en el rango del 15 al 85% de la potencia máxima de la lámpara.

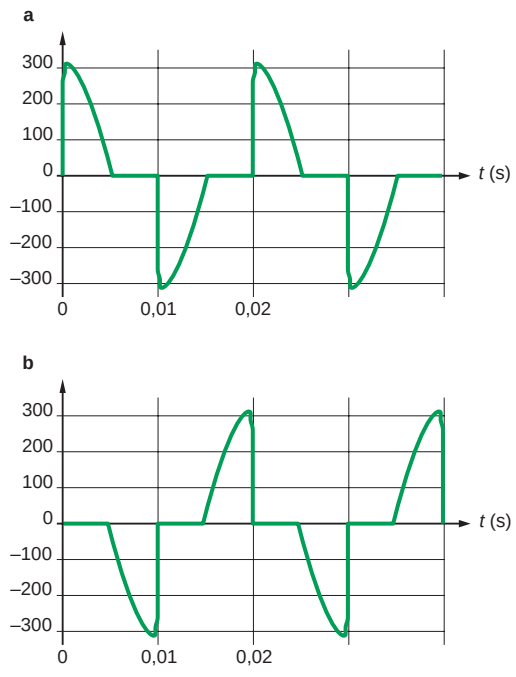


Fig. N38: Forma de la tensión que suministra un atenuador al 50% de la potencia máxima con las siguientes técnicas:
a - “control cut-on”.
b - “control cut-off”.

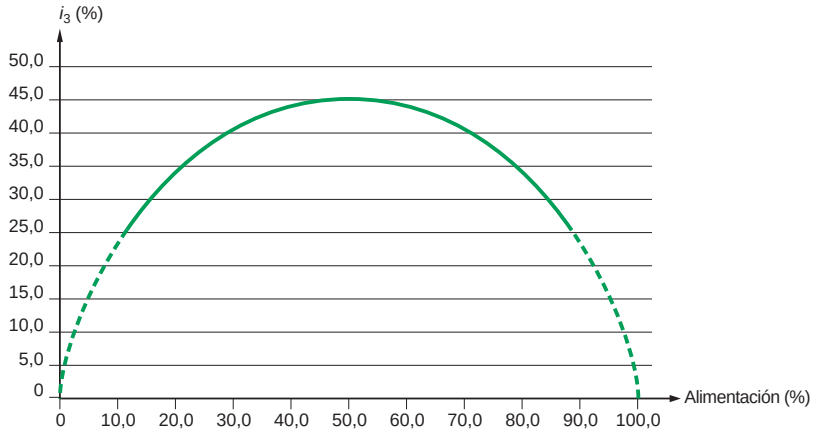


Fig. N39: Porcentaje de corriente de terceros armónicos como función de la potencia aplicada a una lámpara incandescente utilizando un atenuador electrónico.

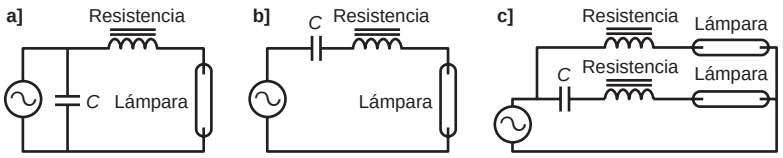
4 Circuitos de iluminación

Según la norma IEC 61000-3-2 que establece los límites de emisión de armónicos para sistemas eléctricos o electrónicos con corriente ⩽ 16 A, se aplican las siguientes disposiciones:

- A los atenuadores independientes para lámparas incandescentes con una potencia nominal menor o igual a 1 kW no se les aplica ningún límite.
- En caso contrario, o para equipos de iluminación incandescente con un atenuador incorporado o con un atenuador en una caja, la corriente de terceros armónicos aceptable es igual a 2,30 A.

Lámparas fluorescentes con balasto magnético

Los tubos fluorescentes y las lámparas de descarga requieren que se limite la intensidad del arco; esta función se lleva a cabo con una inductancia o balasto magnético situado en serie con la propia bombilla (ver la **Figura N40**).
Este montaje se utiliza con mayor frecuencia en instalaciones domésticas con un número de tubos limitado. No se aplican restricciones especiales a los interruptores.
Los variadores de luminosidad no son compatibles con los balastos magnéticos: la interrupción de la tensión durante una fracción del período interrumpe la descarga y apaga completamente la lámpara.
El cebador tiene una doble función: precalentar los electrodos del tubo y, a continuación, generar una sobretensión para encenderlo. Esta sobretensión se genera mediante la apertura de un contacto (controlado por un interruptor térmico) que interrumpe la corriente que circula por el balasto magnético.
Durante el funcionamiento del cebador (1 segundo más o menos) la corriente que genera la luminaria es aproximadamente el doble de la corriente nominal.
Dado que la corriente del conjunto formado por el tubo y balasto es esencialmente inductiva, el factor de potencia es muy bajo (una media entre 0,4 y 0,5).
En instalaciones con gran número de tubos, es necesario compensar para mejorar el factor de potencia.
En las grandes instalaciones de iluminación, una solución posible es la compensación centralizada con baterías de condensadores, pero esta compensación se incluye más a menudo en cada luminaria según diferentes disposiciones (ver la **Figura N41**).



Disp. de compensación	Aplicación	Comentarios
Sin compensación	Doméstica	Conexión única
Paralela [a]	Oficinas, talleres, grandes superficies	Riesgo de sobreintensidad para dispositivos de control
Serie [b]		Escoja condensadores con alta tensión de funcionamiento (de 450 a 480 V)
Dual [c]		Evita parpadeo

Fig. N41: *Diferentes disposiciones de compensación: [a] paralela; [b] serie; [c] serie dual, también llamada "dúo" y sus campos de aplicación.*

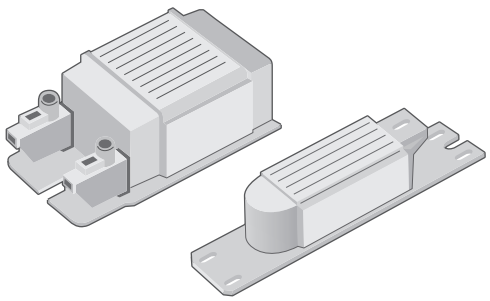


Fig. N40: *Balastos magnéticos.*

Por tanto, los condensadores de compensación están adaptados de manera que el factor de potencia global sea mayor de 0,85. En el caso más habitual de compensación paralela, su capacidad media es 1 µF para 10 W de potencia activa para cualquier tipo de lámpara. No obstante, esta compensación no es compatible con atenuadores.

Problemas que afectan a la compensación

La disposición de compensación paralela plantea problemas en el encendido de la lámpara. Dado que el condensador está inicialmente descargado, el encendido provoca una sobreintensidad. También aparece una sobretensión por las oscilaciones del circuito formado por el condensador y la inductancia de la fuente de alimentación.
Puede utilizarse el siguiente ejemplo para determinar los órdenes de magnitud.

4 Circuitos de iluminación

Imaginemos un montaje de 50 tubos fluorescentes de 36 W cada uno:

- Potencia activa total: 1.800 W.
- Potencia aparente: 2 kVA.
- Corriente rms total: 9 A.
- Corriente pico: 13 A.

Con:

- Capacidad total: C = 175 µF.
- Inductancia de línea (correspondiente a una corriente de cortocircuito de 5 kA): L = 150 µH.

La corriente pico máxima en el encendido equivale a:

$$I_c = V_{máx}\sqrt{\frac{C}{L}} = 230\sqrt{2}\sqrt{\frac{175\times10^{-6}}{150\times10^{-6}}} = 350\ \text{A}$$

Por lo tanto, la corriente pico teórica en el encendido puede alcanzar **27 veces** la corriente pico durante el funcionamiento normal.

La forma de la tensión y la corriente en el encendido viene dada en la **Figura N42** para el cierre de interruptor en el pico de corriente de suministro eléctrico.

Por lo tanto, existe un riesgo de unión de contacto en dispositivos de control electromecánico (interruptor de control remoto, contactor, interruptor automático) o daños en interruptores de estado sólido con semiconductores.

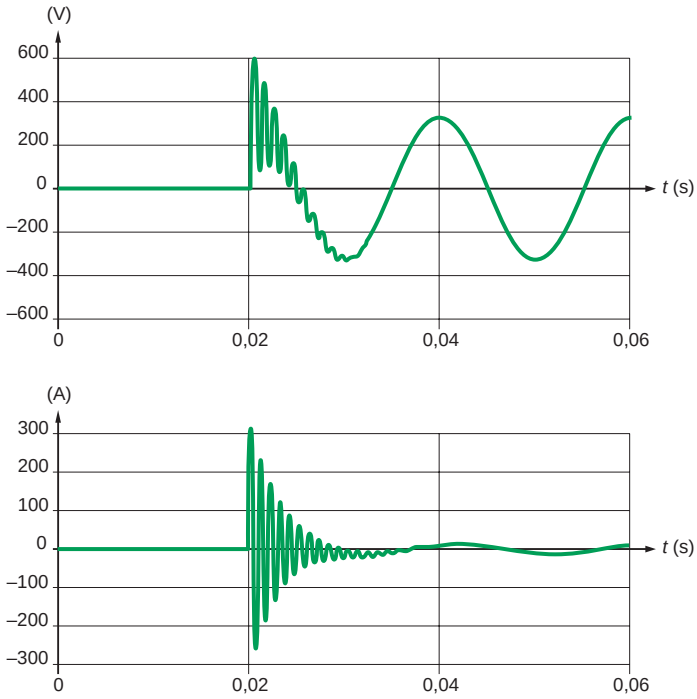


Fig. N42: *Tensión de alimentación eléctrica en el encendido y corriente de entrada.*

En realidad, los problemas suelen ser menos importantes, debido a la impedancia de los cables.

La ignición de tubos fluorescentes en grupos implica un problema específico. Cuando un grupo de tubos fluorescentes ya está encendido, los condensadores de compensación de esos tubos que ya tienen tensión participan en la corriente de entrada en el momento del encendido de un segundo grupo de tubos: lo hacen “amplificando” el pico de corriente en el interruptor de control en el momento del encendido del segundo grupo.

www.elsolucionario.org

La tabla de la **Figura N43**, que es resultado de mediciones, especifica la magnitud del primer pico de corriente según diferentes valores de corriente de cortocircuito I_{cc} prevista. Puede apreciarse que el pico de corriente puede multiplicarse por 2 o 3, en función del número de tubos que ya estén en uso en el momento de la conexión del último grupo de tubos.

Número de tubos ya en uso	Número de tubos conectados	Pico de corriente de conexión (A)		
		I_{cc} = 1.500 A	I_{cc} = 3.000 A	I_{cc} = 6.000 A
0	14	233	250	320
14	14	558	556	575
28	14	608	607	624
42	14	618	616	632

Fig. N43: *Magnitud del pico de corriente en el interruptor de control en el momento del encendido de un segundo grupo de tubos.*

No obstante, se recomienda un encendido secuencial de cada grupo de tubos para reducir el pico de corriente en el interruptor principal.

A los balastos magnéticos más recientes se les denomina de “baja pérdida”. Se ha optimizado el circuito magnético, pero el principio de funcionamiento sigue siendo el mismo. Esta nueva generación de balastos está generalizándose en su uso por influencia de las nuevas reglamentaciones (Directiva Europea, Ley de política energética - EE.UU.).

En estas condiciones, es probable que el uso de balastos electrónicos se incremente en detrimento de los balastos magnéticos.

Lámparas fluorescentes con balastos electrónicos

Los balastos electrónicos se utilizan como sustituto de los magnéticos para suministrar potencia a los tubos fluorescentes (incluidas las lámparas fluorescentes compactas) y las lámparas de descarga. También proporcionan la función del “cebador” y no necesitan ninguna capacidad de compensación.

El principio de funcionamiento de la resistencia electrónica (ver la **Figura N44**) consiste en alimentar el arco de la lámpara a través de un dispositivo electrónico que genera una tensión de corriente alterna de forma rectangular con una frecuencia entre 20 y 60 kHz.

La alimentación del arco con una tensión de alta frecuencia puede eliminar totalmente el fenómeno de parpadeo y los efectos estroboscópicos. El balasto electrónico es totalmente silencioso.

Durante el período de precalentamiento de una lámpara de descarga, este tipo de balasto suministra a la lámpara con tensión creciente, imponiendo una corriente casi constante. En la fase fija, regula la tensión que se aplica a la lámpara independientemente de cualquier fluctuación de la tensión de la línea eléctrica.

Dado que al arco se alimenta en condiciones de tensión óptimas, se produce un ahorro energético del 5 al 10% y una mayor vida útil de la lámpara. Además, la eficacia del balasto electrónico puede ser superior al 93%, mientras que la eficacia de un dispositivo magnético es sólo del 85%.

El factor de potencia es elevado (> 0,9).

El balasto electrónico también se utiliza para la función de atenuación de luz. Al variar la frecuencia, en realidad, se varía la magnitud de corriente en el arco y, por ello, la intensidad lumínica.

Corriente de entrada

El principal problema que los balastos electrónicos ocasionan a los suministros de las líneas eléctricas es la alta corriente de entrada en el encendido debido a la carga inicial de los condensadores de filtrado (ver la **Figura N45**).

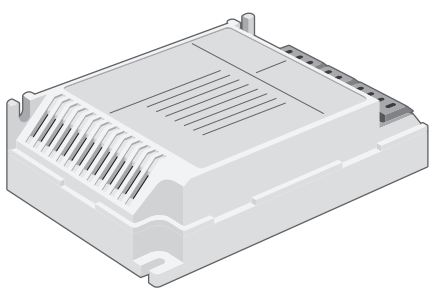


Fig. N44: *Balasto electrónico.*

Tecnología	Corriente de entrada máx.	Duración
Rectificador con PFC	De 30 a 100 I_n	⩽ 1 ms
Rectificador con amortiguador	De 10 a 30 I_n	⩽ 5 ms
Balasto magnético	⩽ 13 I_n	De 5 a 10 ms

Fig. N45: *Órdenes de magnitud de los valores máximos de corrientes de entrada, en función de las tecnologías usadas.*

4 Circuitos de iluminación

En realidad, debido a las impedancias de los cables, las corrientes de entrada para un conjunto de lámparas es mucho menor que estos valores, del orden de 5 a 10 I_n para menos de 5 ms. A diferencia de los balastos magnéticos, esta corriente de entrada no viene acompañada de una sobretensión.

Corrientes de armónicos

Para balastos asociados a lámparas de descarga de alta potencia, la corriente que genera el suministro de línea eléctrica tiene una tasa de distorsión de armónicos baja (< 20% en general y < 10% para los dispositivos más sofisticados). Por el contrario, los dispositivos asociados a lámparas de baja potencia, en particular las lámparas fluorescentes compactas, generan una corriente muy distorsionada (ver la **Fig. N46**). La distorsión de armónicos total puede alcanzar el 150%. En estas condiciones, la corriente rms que genera la línea eléctrica equivale a 1,8 veces la corriente correspondiente a la potencia activa de la lámpara, que corresponde a un factor de potencia de 0,55.

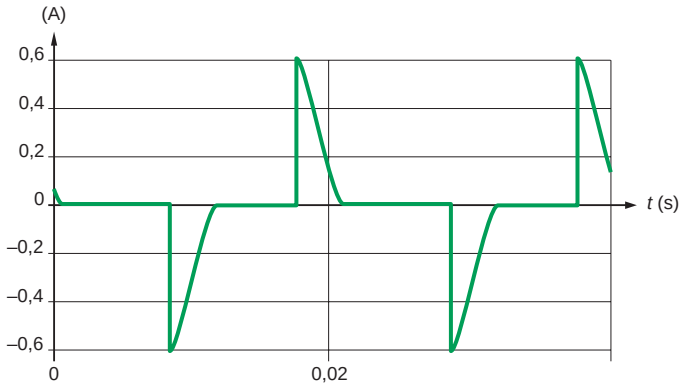


Fig. N46: *Forma de la corriente absorbida por una lámpara fluorescente compacta.*

Para equilibrar la carga entre las diferentes fases, los circuitos de iluminación suelen encontrase conectados entre fases y neutro de modo equilibrado. En estas condiciones, el nivel elevado de terceros armónicos y armónicos múltiplos de 3 puede ocasionar una sobrecarga del conductor neutro. La situación menos favorable ocasiona una corriente neutra que puede alcanzar $\sqrt{3}$ veces la corriente en cada fase.

Los límites de emisión de armónicos de sistemas eléctricos o electrónicos se establecen en la norma IEC 61000-3-2. Para simplificar, se indican aquí los límites de los equipos de iluminación sólo para los armónicos de tercer y quinto orden, que son los más importantes (ver la **Figura N47**).

N33

Rango de armónicos	**Potencia de entrada activa > 25 W**	**Potencia de entrada activa ⩽ 25 W se aplica uno de los 2 ajustes de límites**	
	% de corriente fundamental	% de corriente fundamental	Corriente de armónicos relativa a la potencia activa
3	30	86	3,4 mA/W
5	10	61	1,9 mA/W

Fig. N47: *Máxima corriente de armónicos aceptable.*

Corrientes de fuga

Ls balastos electrónicos suelen disponer de condensadores situados entre los conductores de la fuente de alimentación y la tierra. Estos condensadores de supresión de interferencias son los responsables de la circulación de una corriente de fuga permanente del orden de 0,5 a 1 mA por balasto. Por lo tanto, esto limita el número de balastos que es posible alimentar mediante un dispositivo de corriente diferencial residual (DDR).
En el encendido, la carga inicial de estos condensadores también puede ocasionar la circulación de un pico de corriente cuya magnitud alcance varios amperios durante 10 µs. Este pico de corriente puede causar disparos intempestivos de dispositivos no adecuados.

Emisiones de alta frecuencia

Los balastos electrónicos son las responsables de las emisiones conducidas y radiadas de alta frecuencia.
Los extremos ascendentes muy pronunciados aplicados a los conductores de salida de los balastos provocan impulsos de corriente que circulan por la capacidad parásita hasta tierra. Como resultado, las corrientes parásitas circulan por el conductor de puesta a tierra y los conductores de la fuente de alimentación. Debido a las altas frecuencias de estas corrientes, existe también radiación electromagnética. Para limitar estas emisiones de alta frecuencia, la lámpara debe situarse en las proximidades inmediatas del balasto, para reducir de esta manera la longitud de los conductores que emiten radiaciones más intensas.

Diferentes modos de alimentación eléctrica (ver la **Figura N48**)

Tecnología	Modo alimentación eléctrica	Otro dispositivo
Incandescencia estándar	Alimentación eléctrica directa	Atenuador
Incandescencia halógena		
Incandescencia halógena MBT	Transformador	Convertidor electrónico
Tubo fluorescente	Balasto magnético y cebador	Balasto electrónico Atenuador electrónico + balasto
Lámpara fluorescente compacta	Balasto electrónico integrado	
Vapor de mercurio	Balasto magnético	Balasto electrónico
Sodio de alta presión		
Sodio de baja presión		
Haluro metálico		

Fig. N48: Diferentes modos de alimentación eléctrica.

4.3 Problemas de los dispositivos de iluminación y recomendaciones

Corriente generada realmente por luminarias

Riesgo

Esta característica es la primera que debería definirse al crear una instalación; en caso contrario, es muy probable que los dispositivos de protección contra las sobrecargas se disparen y los usuarios se encuentren a oscuras a menudo.

Es evidente que su diseño debería tener en cuenta el consumo de todos los componentes, especialmente en las instalaciones de iluminación fluorescente, porque la potencia que consumen los balastos debe añadirse a la de los tubos y las bombillas.

Solución

En la iluminación incandescente, habría que recordar que la tensión de la línea eléctrica puede ser superior al 10% de su valor nominal, lo que podría causar un incremento en la generación de corriente.

En la iluminación fluorescente, a no ser que se especifique de otra manera, la potencia de los balastos magnéticos puede evaluarse en el 25% de la de las bombillas. Para los balastos electrónicos, esta potencia es menor, del orden del 5 al 10%.

Los umbrales de los dispositivos de protección contra las sobreintensidades deberían calcularse, por lo tanto, en función de la potencia total y del factor de potencia, calculados para cada circuito.

Sobreintensidades en el encendido

Riesgo

Los dispositivos utilizados para controlar y proteger los circuitos de iluminación son del tipo relés, triac, interruptores de control remoto, contactores o interruptores automáticos.
El principal inconveniente de estos dispositivos es el pico de corriente en el momento de la puesta en tensión.
Este pico de corriente depende de la tecnología de lámparas que se utilice, pero también de las características de la instalación (potencia del transformador de suministro, longitud de los cables, número de lámparas) y del momento de puesta en tensión en el período de tensión de la línea eléctrica. Un pico de corriente elevado, aunque sea fugaz, puede causar que los contactos de un dispositivo de control electromecánico se suelden o se dañe un dispositivo de estado sólido con semiconductores.

www.elsolucionario.org

4 Circuitos de iluminación

Dos soluciones

A causa de la corriente de entrada, la mayoría de relés comunes son incompatibles con la fuente de alimentación del dispositivo de iluminación. Por lo tanto, suelen hacerse las siguientes recomendaciones:

- Limitar el número de lámparas conectadas a un único dispositivo, de manera que su potencia total sea menor que la potencia máxima admisible para el dispositivo.
- Verificar los límites de funcionamiento de los dispositivos que sugieren los fabricantes. Esta precaución es particularmente importante al sustituir lámparas incandescentes por lámparas fluorescentes compactas.

Por ejemplo, la tabla de la **Figura N49** indica el número máximo de tubos fluorescentes compensados que pueden controlarse por medio de diversos dispositivos con especificaciones de 16 A. Observe que el número de tubos controlados está por debajo del número que corresponde a la potencia máxima de los dispositivos.

Requisito de potencia por unidad de tubo (W)	Número de tubos que corresponden a la potencia 16 A × 230 V	Máximo número de tubos que pueden controlar los		
		Contactores GC16 A CT16 A	Telerruptores de control remoto TL16 A	Interr. autom. C60-16 A
18	204	15	50	112
36	102	15	25	56
58	63	10	16	34

Fig. N49: *El número de tubos controlados está por debajo del número que corresponde a la potencia máxima de los dispositivos.*

Pero existe una técnica para limitar el pico de corriente en el momento de la puesta en tensión de circuitos de comportamiento capacitivo (balastos magnéticos con compensación paralela y balastos electrónicos). Consiste en garantizar que la activación tenga lugar en el momento en que la tensión de la línea eléctrica pase por cero. Sólo los interruptores de estado sólido con semiconductores ofrecen esta posibilidad (ver la **Figura N50a**). Esta técnica se ha demostrado particularmente útil en el diseño de nuevos circuitos de iluminación.

Más recientemente, se han desarrollado dispositivos de tecnología híbrida que combinan un interruptor de estado sólido (activación cuando la tensión pasa por cero) y un contactor electromecánico que cortocircuita el interruptor de estado sólido (reducción de pérdidas en semiconductores) (ver la **Figura N50b**).

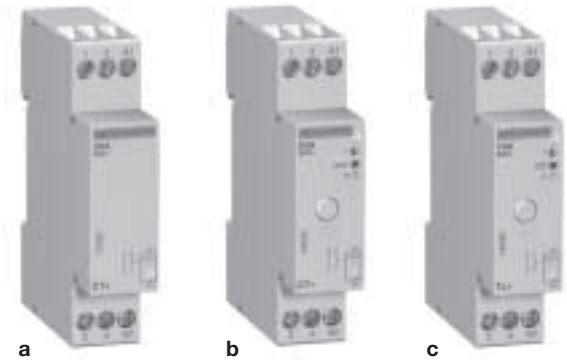


Fig. N50: *CT "estándar" + contactor [a], CT + contactor con mando manual, pulsador para seleccionar el modo de funcionamiento y lámpara indicadora que muestra el modo de funcionamiento activo [b], y TL de la marca Merlin Gerin + telerruptor [c].*

Número máximo de lámparas conectadas a telerruptores Merlin Gerin TL 16 A y TL 32 A (suministro monofásico de 230 V)

Tipo de lámpara	Potencia lámpara (W)	TL 16 A	TL 32 A
Incandescencia estándar	40	40	106
	60	25	66
	75	20	53
	100	16	42
	200	8	21
	Potencia total	**1.600 W**	**4.260 W**
Incandescencia halógena	300	5	13
	500	3	8
	1.000	1	4
	1.500	1	2
	Potencia total	**1.500 W**	**4.000 W**
Halógena MBT	20	70	180
	50	28	74
	75	19	50
	100	14	37
	Potencia total	**1.400 W**	**3.700 W**
Lámpara fluorescente no compensada	18	70	186
	36	35	73
	58	21	55
	Potencia total	**1.300 W**	**3.400 W**
Lámpara fluorescente compensada	18	50	133
	36	25	66
	58	16	42
	Potencia total	**930 W**	**2.400 W**
Lámpara fluorescente compensada dual	2 × 18	56	148
	2 × 36	28	74
	2 × 58	17	45
	Potencia total	**2.000 W**	**5.300 W**
Lámpara fluorescente con resistencia electrónica	16	80	212
	32	40	106
	50	26	69
	Potencia total	**1.300 W**	**3.400 W**
Lámpara fluorescente dual con resistencia electrónica	2 × 16	40	106
	2 × 32	20	53
	2 × 50	13	34
	Potencia total	**1.300 W**	**3.400 W**
Sodio de baja presión	55	24	63
	90	15	40
	135	10	26
	180	7	18
	Potencia total	**1.300 W**	**3.400 W**
Sodio AP, haluro metálico	250	5	13
	400	3	8
	1.000	1	3
	Potencia total	**1.300 W**	**3.400 W**

Fig. N51: *Número máximo de lámparas conectadas a telerruptores Merlin Gerin TL 16 A y TL 32 A.*

4 Circuitos de iluminación

Número máximo de lámparas conectadas a contactores Telemecanique GC y Merlin Gerin CT (suministro monofásico de 230 V)

Tipo de lámpara	Potencia de la lámpara (W)	GC 16 A CT 16 A	GC 25 A CT 25 A	GC 40 A CT 40 A	GC 63 A CT 63 A
Incandescencia estándar	40	38	57	115	172
	60	30	45	85	125
	75	25	38	70	100
	100	19	28	50	73
	150	12	18	35	50
	200	10	14	26	37
Incandescencia halógena	300	7	10	18	25
	500	4	6	10	15
	1.000	2	3	6	8
Halógena ELV	20	15	23	42	63
	50	10	15	27	42
	75	8	12	23	35
	100	6	9	18	27
Lámpara fluorescente no compensada	18	22	30	70	100
	36	20	28	60	90
	58	13	17	35	56
Lámpara fluorescente compensada	18	15	20	40	60
	36	15	20	40	60
	58	10	15	30	43
Lámpara fluorescente compensada dual	2 × 18	30	46	80	123
	2 × 36	17	25	43	67
	2 × 58	10	16	27	42
Lámpara fluorescente con resistencia electrónica	18	74	111	222	333
	36	38	58	117	176
	58	25	37	74	111
Lámpara fluorescente dual con resistencia electrónica	2 × 18	36	55	111	166
	2 × 36	20	30	60	90
	2 × 58	12	19	38	57
Sodio de baja presión	18	14	21	40	60
	35	3	5	10	15
	55	3	5	10	15
	90	2	4	8	11
	135	1	2	5	7
	180	1	2	4	6
Sodio AP, haluro metálico	70	6	9	18	25
	150	6	9	18	25
	250	2	4	8	12
	400	2	3	6	9
	1.000	1	2	4	6

Fig. N52: *Número máximo de lámparas conectadas a contactores Telemecanique GC y Merlin Gerin CT.*

www.elsolucionario.org

4 Circuitos de iluminación

Número máximo de balastos conectados a interruptores automáticos Merlin Gerin C60N (número de luminarias por fase, con suministro de 230/400 V)

Los datos siguientes (ver la **Figura N53**) se indican para la curva de disparo *D* (disparo magnético que actúa entre 10 y 14 I_n), que permite que estén conectados el máximo número de equipos, con protección térmica segura y sin riesgo de disparos no deseados en el encendido.

Equipo	Potencia	Especificaciones de corriente CB (A)													
	del tubo (W)	1	2	3	6	10	16	20	25	32	40	50	63	80	100
Balasto magnético sin compensación	18	4	9	14	29	49	78	98	122	157	196				
	36	2	4	7	14	24	39	49	61	78	98				
	58	1	3	4	9	15	24	30	38	48	60				
Balasto magnético con compensación	18	7	14	21	42	70	112	140	175	225	281	351	443	562	703
	36	3	7	10	21	35	56	70	87	112	140	175	221	281	351
	58	2	4	6	13	21	34	43	54	69	87	109	137	174	218
	2 × 18	3	7	10	21	35	58	70	87	112	140	175	221	281	351
	2 × 36	1	3	5	10	17	26	35	43	56	70	87	110	140	175
	2 × 58	1	2	3	6	10	17	21	27	34	43	54	68	87	109
Balasto electrónico	18	5	11	17	35	58	93	117	146	186	230	290	366		
	36	4	8	13	26	43	71	90	113	144	179	226	284		
	58	2	5	10	20	33	58	68	85	109	136	171	215		
	2 × 18	4	8	13	26	43	71	90	113	144	179	226	184		
	2 × 36	2	5	8	15	26	44	55	69	88	110	137	173		
	2 × 58	1	5	5	11	18	30	38	47	61	76	95	120		

Fig. N53: Número máximo de balastos conectados a interruptores automáticos Merlin Gerin C60N.

Sobrecarga del conductor neutro

Riesgo

En una instalación que incluye, por ejemplo, numerosos tubos fluorescentes con balastos electrónicos que reciben suministro entre las fases y el neutro, el número de armónicos de tercer orden y de armónicos múltiplos de 3 puede provocar una sobrecarga del conductor neutro. La **Figura N54** siguiente ofrece una visión general de armónicos de tercer nivel que crea la iluminación.

Tipo de lámpara	Potencia típica	Modo de ajuste	Nivel típico de armónicos de 3.er nivel
Lámpara incandescente con atenuador	100 W	Atenuador de luz	Del 5 al 85%
Lámpara halógena ELV	25 W	Transformador ELV electrónico	5%
Tubo fluorescente	100 W	Balasto magnético	10%
	< 25 W	Balasto electrónico	85%
	> 25 W	+ PFC	30%
Lámpara de descarga	100 W	Balasto magnético	10%
		Balasto eléctrico	30%

Fig. N54: Visión general de armónicos de tercer nivel que crea la iluminación.

Solución

En primer lugar, el uso de un conductor neutro con una sección transversal pequeña (mitad) debe estar prohibido, como se indica en la norma de instalación IEC 60364, sección 523-5-3.

Respecto a los dispositivos de protección contra las sobreintensidades, es necesario facilitar interruptores automáticos de 4 polos con neutro protegido (excepto para el sistema TN-C, para el que no debe cortarse el PEN, un conductor combinado de protección y neutro).

Este tipo de dispositivo también puede utilizarse para la intervención de todos los polos necesarios para dar suministro a las luminarias en tensión compuesta en caso de que se produzca un defecto.

Por lo tanto, un dispositivo de corte debería interrumpir la fase y el circuito neutro simultáneamente.

4 Circuitos de iluminación

Corrientes de fuga a tierra

Riesgo

En el encendido, las capacidades eléctricas de tierra de los balastos electrónicos son las responsables de los picos de corriente residuales que pueden ocasionar el disparo intempestivo de los dispositivos de protección.

Dos soluciones

Se recomienda (incluso puede ser esencial) el uso de dispositivos de corriente residual inmunizados contra este tipo de corrientes de impulso cuando se equipe una instalación existente (ver la **Figura N55**).
En una nueva instalación, es conveniente instalar dispositivos de control de estado sólido o híbridos (contactores y telerruptores) que reduzcan estas corrientes de impulso (activación cuando la tensión pase por cero).

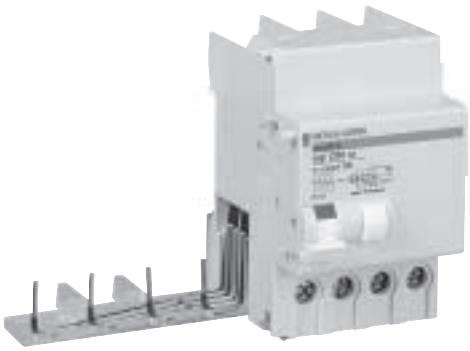


Fig. N55: *Interruptor diferencial Superinmunizado contra las corrientes impulsionales (marca Merlin Gerin).*

Sobretensiones

Riesgo

Como se ha ilustrado en secciones precedentes, el encendido de un circuito de iluminación ocasiona un estado transitorio que se manifiesta en una sobreintensidad significativa. Esta sobreintensidad está acompañada de una fuerte fluctuación de tensión aplicada a los terminales de carga conectados al mismo circuito.

Las fluctuaciones de tensión pueden ir en detrimento del correcto funcionamiento de las cargas sensibles (ordenadores personales, controladores de temperatura, etc.).

Solución

Es recomendable separar la fuente de alimentación de estas cargas sensibles de la fuente de alimentación del circuito de iluminación.

Sensibilidad de los dispositivos de iluminación a las perturbaciones de la tensión de la línea eléctrica

Interrupciones breves

■ Riesgo.

Las lámparas de descarga necesitan un tiempo de reiluminación de unos pocos minutos después de que la fuente de alimentación se haya apagado.

■ Solución.

Si los requisitos de seguridad así lo aconsejan, debe proporcionarse iluminación parcial con reiluminación instantánea (lámparas incandescentes o tubos fluorescentes o lámparas de descarga con “recebado instantáneo”). Su circuito de alimentación suele ser, según las regulaciones actuales, diferente del circuito de iluminación principal.

Fluctuaciones de tensión

■ Riesgo.

La mayoría de dispositivos de iluminación (con excepción de las lámparas que reciben suministro de balastos electrónicos) son sensibles a las rápidas fluctuaciones de la tensión de alimentación. Estas fluctuaciones provocan un fenómeno de parpadeo que es desagradable para los usuarios e incluso puede causar problemas considerables. Éstos dependen tanto de la frecuencia de las variaciones como de su magnitud.
La norma IEC 61000-2-2 (“niveles de compatibilidad para perturbaciones conducidas de baja frecuencia”) especifica la magnitud máxima aceptable de variaciones de tensión como una función del número de variaciones por segundo o por minuto. Estas fluctuaciones de tensión están causadas principalmente por cargas de fluctuación de alta potencia (hornos de arco, máquinas de soldadura, motores de arranque).

■ Solución.
Pueden utilizarse métodos especiales para reducir las fluctuaciones de tensión. No obstante, es recomendable, siempre que sea posible, alimentar los circuitos de iluminación mediante una línea eléctrica separada.
Se recomienda el uso de balastos electrónicos para las aplicaciones exigentes (hospitales, salas blancas, salas de inspección, salas de ordenadores, etc.).

Desarrollos en equipos de control y protección

El uso de atenuadores de luz es cada vez más común. Por lo tanto, los problemas en el encendido son menores y la disminución de los equipos de control y protección es menos importante. Se han presentado nuevos dispositivos de protección adaptados a los problemas de los circuitos de iluminación; por ejemplo, los interruptores automáticos de la marca Merlin Gerin y los interruptores automáticos modulares de corriente residual con inmunidad especial, como los interruptores ID y los interruptores automáticos Superinmunizados de tipo Vigi. Dado que los equipos de protección evolucionan, algunos ofrecen ya control remoto, gestión 24 horas, control de iluminación, consumo reducido, etc.

4.4 Iluminación de zonas públicas

Iluminación normal

Las medidas que regulan los requisitos mínimos de los edificios que reciben público en la mayoría de países europeos son las siguientes:

■ Las instalaciones que iluminan áreas accesibles para el público deben estar controladas y protegidas de manera independiente a las instalaciones que proporcionan iluminación al resto de áreas.
■ Las pérdidas de suministro en un circuito de iluminación final (por ejemplo, un fusible fundido o disparo de interruptor automático) no deben provocar una pérdida total de iluminación en un área que pueda albergar a más de 50 personas.
■ La protección mediante dispositivos de corriente residual debe dividirse entre varios dispositivos (por ejemplo, debe utilizarse más de un dispositivo).

Alumbrado de emergencia

Estos esquemas incluyen señales iluminadas de salida de emergencia e indicaciones de dirección, así como iluminación general.

Indicación de salida de emergencia

En áreas que alberguen a más de 50 personas, deben proporcionarse indicaciones luminosas direccionales a las salidas de emergencia más cercanas.

Alumbrado de emergencia general

Es obligatoria una iluminación general cuando un área puede albergar a 100 personas o más (50 personas o más en áreas por debajo del nivel del suelo).

Un defecto en un circuito de distribución de luz no debe afectar a ningún otro:
■ La selectividad de relés de protección contra las sobreintensidades y diferenciales debe ser total, de modo que sólo se corte el circuito que falla.
■ La instalación debe responder a un esquema informático, o debe ser enteramente de clase II; por ejemplo, con doble aislamiento.

Fuentes de alimentación para alumbrado de emergencia

Las fuentes de alimentación para sistemas de alumbrado de emergencia deben ser capaces de mantener el suministro de todas las lámparas si llegaran a darse las circunstancias más desfavorables, y por el período que se estime necesario para garantizar la evacuación total de los edificios en cuestión con (en cualquier caso) un mínimo de una hora.

Compatibilidad entre alumbrado de emergencia y otras partes de la instalación

Las fuentes de alumbrado de emergencia sólo deben dar suministro a los circuitos instalados únicamente para funcionar en situaciones de emergencia.
Los sistemas de alumbrado auxiliar funcionan para mantener la iluminación en caso de defecto de los circuitos de iluminación normales (por regla general, en circunstancias de no emergencia). No obstante, el defecto de la iluminación auxiliar debe poner en funcionamiento automáticamente el sistema de alumbrado de emergencia.
Las fuentes centrales para suministro de emergencia también pueden utilizarse para proporcionar suministro auxiliar, siempre que se cumplan simultáneamente las siguientes condiciones:
■ Donde haya varias fuentes, el defecto de una de ellas debe dejar suficiente capacidad en servicio para mantener el suministro a todos los sistemas de seguridad, con deslastrado automático de cargas no esenciales (si fuera necesario).
■ El defecto de una fuente o de un equipo de seguridad no debe afectar a ninguna otra fuente ni equipo de seguridad.
■ Todos los equipos de seguridad deben organizarse para recibir suministro de cualquier fuente.

www.elsolucionario.org

4 Circuitos de iluminación

Clasificación de esquemas de alumbrado de emergencia

Muchos países cuentan con normativa reglamentaria acerca de la seguridad en los edificios y las áreas de reuniones públicas.
La clasificación de tales ubicaciones determina los tipos de soluciones adecuadas, autorizadas para el uso de esquemas de alumbrado de emergencia en las distintas áreas.
Las siguientes cuatro clasificaciones son típicas:

Tipo A

Las lámparas reciben suministro de forma total y constante cuando hay público, por medio de una fuente central única (batería o acumulador, o bien un generador de motor térmico). Estos circuitos deben ser independientes del resto(1).

Tipo B

Las lámparas reciben suministro de forma constante cuando hay público:

- Mediante una batería a la que están constantemente conectadas las lámparas y que está en carga de entretenimiento de compensación permanente a partir de una fuente de iluminación normal.
- Mediante un generador de motor térmico, cuyas características también garanticen el suministro a las cargas esenciales en un segundo (mientras el generador está funcionando y dando suministro al alumbrado de emergencia) en caso de defecto del suministro normal.
- Mediante unidades autónomas que normalmente reciben suministro y están iluminadas permanentemente a partir del suministro de iluminación normal y que, ante la pérdida del suministro habitual, permanecen encendidas (como mínimo durante una hora) gracias a una batería incorporada. Estas unidades cuentan con lámparas fluorescentes para el alumbrado de emergencia general y lámparas fluorescentes o incandescentes para las señales de salida e indicadoras de dirección. Los circuitos de todas las lámparas de emergencia deben ser independientes del resto(1).

Tipo C

Las lámparas pueden recibir suministro o no en condiciones normales; si lo reciben, pueden alimentarse a partir del sistema de iluminación normal o del suministro de alumbrado de emergencia.

- Las baterías del alumbrado de emergencia deben mantenerse en carga a partir de la fuente normal mediante sistemas regulados automáticamente, que garanticen un mínimo de capacidad igual a la carga máxima del alumbrado de emergencia de una hora.
- Los generadores de motor térmico deben ser capaces de obtener energía de la carga total del alumbrado de emergencia desde el estado de espera (estacionario) en menos de 15 segundos tras el defecto del suministro normal. La potencia de arranque del motor la proporciona una batería capaz de realizar seis intentos de arranque, o un sistema de aire comprimido. Las reservas mínimas de energía en los dos sistemas de arranque deben mantenerse automáticamente.
- Los defectos en la fuente de suministro de emergencia central deben detectarse en un número suficiente de puntos y señalarse adecuadamente al personal de supervisión y mantenimiento.
- Las unidades autónomas pueden ser de los tipos permanentemente iluminada o no permanentemente iluminada. Los circuitos de todas las lámparas de emergencia deben ser independientes del resto(2).

Tipo D

Este tipo de alumbrado de emergencia está alimentado por baterías portátiles (celdas primaria o secundaria) a disposición del personal de servicio o el público.

(1) En el caso de una fuente de energía de emergencia central, los circuitos de los tipos A y B también deben ser ignífugos. Los manguitos de unión de las cajas de conductos, etc., deben superar las pruebas de calor de las normas nacionales, o los circuitos deben instalarse en cajetines, canalizaciones, etc. que protejan los cables y sean capaces de garantizar el rendimiento satisfactorio durante al menos una hora en caso de incendio.

(2) Los circuitos de cables del tipo C no tienen por qué cumplir las condiciones de (1).

5 Motores asíncronos

El motor asíncrono (de inducción) es robusto, fiable y muy utilizado. La protección de estos motores es de gran importancia en numerosas aplicaciones.

Las consecuencias de un motor incorrectamente protegido pueden ser las siguientes:

■ Para las personas:
- Asfixia debida al bloqueo del motor de ventilación.
- Electrocución debida a un defecto de aislamiento en el motor.
- Accidente debido a que el motor no se detuvo tras el defecto del circuito de control en caso de una protección incorrecta contra las sobreintensidades.

■ Para la máquina y el proceso:
- Acoplamientos de árboles, ejes, etc., dañados por causa de un rotor calado.
- Pérdida de producción.
- Tiempo de fabricación retrasado.

■ Para el motor:
- Devanados del motor quemados por un rotor calado.
- Coste del desmontaje y reinstalación o sustitución del motor.
- Coste de la reparación del motor.

Por lo tanto, lo que debe influir a la hora de escoger un equipo de protección es la seguridad de las personas y bienes, así como los grados de fiabilidad y disponibilidad.

En términos económicos, debe considerarse el coste total del defecto; una penalización que es tanto más importante cuanto mayor es el motor y mayores son las dificultades para acceder a él. La pérdida de producción es evidentemente un factor muy importante.

Las características específicas del rendimiento del motor influyen en los circuitos de suministro requeridos para un funcionamiento satisfactorio.

Un circuito alimentado por un motor presenta ciertos problemas que no se encuentran normalmente en otros circuitos de distribución (comunes), debido a las características específicas de los motores, como por ejemplo:

■ Corriente de arranque elevada (ver la **Figura N56**) que es altamente reactiva y puede, por lo tanto, ser la causa de una caída importante de tensión.

■ El número y la frecuencia de operaciones de arranque suele ser alto.

■ La corriente de arranque elevada conlleva que los dispositivos de protección contra las sobrecargas tengan características de funcionamiento que evitan disparos durante el período de arranque.

5.1 Funciones para el circuito del motor

Las funciones que generalmente se proporcionan son:

■ Funciones básicas que incluyen:
- Instalación de aislamiento.
- Control del motor (local o remoto).
- Protección contra los cortocircuitos.
- Protección contra las sobrecargas.

■ Protecciones complementarias que incluyen:
- Protección térmica mediante medición directa de la temperatura del devanado.
- Protección térmica mediante determinación indirecta de la temperatura del devanado.
- Supervisión permanente del aislamiento-resistencia.
- Funciones de protección del motor específicas.

■ Equipos de control específicos que incluyen:
- Arrancadores electromecánicos.
- Dispositivos de conmutación de protección y control (SPC).
- Controladores de arranque gradual.
- Variadores de velocidad.

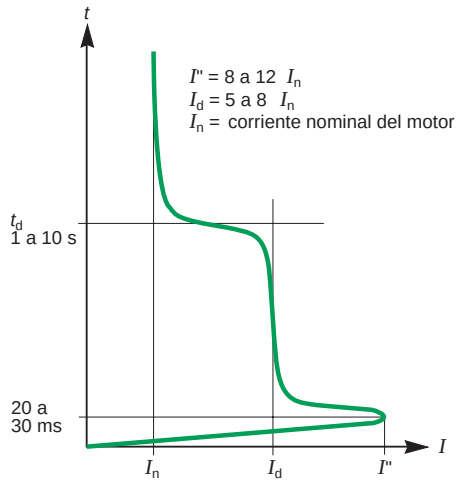


Fig. N56: Características de la corriente de arranque directo en línea de un motor de inducción.

Funciones básicas

Instalación de aislamiento

Es necesario aislar los circuitos, parcial o totalmente, de su red de alimentación eléctrica por seguridad del personal mientras realizan tareas de mantenimiento. La función de “aislamiento” la proporcionan seccionadores. Esta función puede incluirse en otros dispositivos diseñados para proporcionar aislamiento como seccionadores/interruptores electrónicos.

Control del motor

La función de mando del motor es la de generar y detener la corriente del motor. En caso de mando manual, esta función pueden proporcionarla interruptores electrónicos o interruptores del motor.
En caso de control remoto, esta función pueden proporcionarla contactores, arrancadores o SPC.

La función de mando también puede iniciarse por otros medios:

■ Protección contra las sobrecargas.

■ Protección complementaria.

■ Bobina de mínima tensión (necesaria para infinidad de máquinas).

También pueden proporcionar la función de mando equipos de control específicos.

5 Motores asíncronos

Protección contra los cortocircuitos

■ Cortocircuito entre fases.
Este tipo de defecto dentro de la máquina es muy raro. Generalmente se debe a un incidente mecánico del cable de alimentación eléctrica del motor.
■ Cortocircuito fase-tierra.
La causa principal es el deterioro del aislamiento del devanado. La corriente de defecto resultante depende del sistema de puesta a tierra. En el sistema TN, la corriente de defecto resultante es muy grande y en la mayoría de los casos el motor resultará dañado. Para el resto de sistemas de puesta a tierra, la protección del motor puede realizarse mediante protección del defecto a tierra.
Para la protección contra los cortocircuitos, se recomienda prestar especial atención para evitar disparos inesperados durante el período de arranque del motor. La corriente de entrada de un motor estándar está comprendida entre 6 y 8 veces su corriente nominal, pero durante un defecto, la corriente puede ser sólo 15 veces la corriente nominal. Por lo tanto, la protección no debe considerar la corriente de arranque como un defecto. Además, un defecto que ocurra en un circuito de un motor no debe perturbar ningún circuito aguas arriba. Consecuentemente, la selectividad y filiación de las protecciones magnéticas debe respetarse en todas las partes de la instalación.

Protección contra las sobrecargas

Las sobrecargas mecánicas producidas por el propio motor son las causantes de sobrecargas (sobreintensidad) y calentamiento excesivo de la máquina. Así pues, la vida útil del motor puede verse mermada y a veces resultar dañado. Por lo tanto, es indispensable detectar las sobrecargas de un motor. Esta protección puede proporcionarla:
■ Un relé específico de sobrecarga térmica (I térmico).
■ Un interruptor automático magneto-térmico específico al que se conoce comúnmente como “interruptor protección motor” o “guardamotor”.
■ Protección complementaria (ver más abajo), como un sensor térmico o un relé electrónico multifunción.
■ Controladores electrónicos de arranque progresivo o variadores de velocidad (ver más abajo).

Protecciones complementarias

■ Protección térmica mediante medición directa de la temperatura del devanado: proporcionada por sensores térmicos incorporados dentro del devanado del motor y asociados a relés.
■ Protección térmica mediante determinación indirecta de la temperatura del devanado: proporcionada por relés multifunción a través de mediciones de corriente y que tienen en cuenta las características de los motores.
■ Relés de supervisión de aislamiento-resistencia permanente o relés diferenciales de corriente residual: éstos proporcionan detección y protección contra las corrientes de fugas a tierra y los cortocircuitos a tierra, y permiten llevar a cabo operaciones de mantenimiento antes de que el motor resulte dañado.
■ Funciones específicas de protección del motor: como la protección contra los períodos de arranque demasiado largos o el calado del rotor, protección contra el desequilibrio, la pérdida o la permutación de la fase, protección del defecto a tierra, protección de carga en vacío, bloqueo del rotor (durante el arranque o posteriormente), etc.; la indicación o comunicación de prealarma contra el sobrecalentamiento también pueden proporcionarla los relés multifunción.

Equipos de control específicos

■ Arrancadores electromecánicos (estrella-triángulo, autotransformador, arrancadores reostáticos, etc.); generalmente se utilizan para aplicaciones sin carga durante el período de arranque (bomba, ventilador, centrífugadores, etc.):
□ Ventajas.
Buena relación par/intensidad; reducción considerable de la corriente de choque.
□ Inconvenientes.
Par bajo durante el período de arranque; dificultad de ajuste; corte de alimentación durante el arranque y fenómenos transitorios; necesidad de 6 cables de conexión al motor.
■ Dispositivos de conmutación de protección y control (SPC).
Proporcionan todas las funciones básicas que se enumeran anteriormente en una sola unidad, así como algunas funciones complementarias y la posibilidad de comunicación. Estos dispositivos también proporcionan continuidad del servicio en caso de cortocircuito.
■ Controladores de arranque gradual.
Se utilizan para aplicaciones como bomba, ventiladores, compresores y cintas transportadoras:
□ Ventajas.
Limitación del pico de corriente, hueco de tensión, resistencia mecánica durante el arranque del motor, protección térmica incorporada, dispositivo de pequeño tamaño, posibilidad de comunicación.
□ Inconvenientes.
Par bajo durante el período de arranque; disipación térmica.

www.elsolucionario.org

5 Motores asíncronos

■ Variadores de velocidad.
Se utilizan para aplicaciones con bombas, ventiladores, compresores, cintas transportadoras, máquinas con par de carga elevado, máquinas de gran inercia:

□ Ventajas.
Variación de velocidad continua (ajuste típico del 2 al 130% de la velocidad nominal), es posible la sobrevelocidad; control preciso de aceleración y desaceleración; par alto durante los períodos de arranque y parada; corriente de conexión baja; protección térmica incorporada; posibilidad de comunicación.

□ Inconvenientes.
Disipación térmica, volumen, coste.

5.2 Normas

El control y la protección del motor pueden llevarse a cabo de diferentes maneras:

■ Asociando un SCPD (Dispositivo de protección contra los cortocircuitos) y dispositivos electromecánicos como:

□ Arrancadores electromecánicos que cumplan la norma IEC 60947-4-1.

□ Un arrancador de semiconductor (SERVO) que cumpla la norma IEC 60947-4-2.

□ Variadores de velocidad que cumplan la serie de normas IEC 61800.

■ Utilizando un SPC, dispositivo único que cubre todas las funciones básicas, que cumpla la norma IEC 60947-6-2.

En este documento sólo se consideran los circuitos de motores que incluyen asociación de dispositivos electromecánicos, como los arrancadores, y protección contra los cortocircuitos. Los dispositivos que cumplen la norma 60947-6-2, los arrancadores de semiconductor (SERVO) y los variadores de velocidad sólo se considerarán en determinados puntos específicos.

Un circuito de motor cumplirá la reglas de la IEC 60947-4-1 y principalmente:

■ La coordinación entre los dispositivos del circuito del motor.

■ La clase de disparos de los relés térmicos.

■ La categoría de uso de los contactores.

■ La coordinación de aislamiento.

Nota: Los dispositivos que cumplan la norma IEC 60947-6-2 satisfacen inherentemente el primer y último puntos, porque proporcionan continuidad del servicio.

Estandarización de la asociación de interruptor automático + contactor + relé térmico

Categoría de utilización de los contactores

La norma IEC 60947-4-1 proporciona categorías de utilización que facilitan considerablemente la elección de un contactor adecuado para una tarea de servicio dada. Las categorías de utilización dan consejo sobre:

■ Un rango de funciones para las que debe estar adaptado el contactor.

■ Las capacidades requeridas de creación y cierre de corriente.

■ Valores estándar para las pruebas de durabilidad en carga, según la categoría de utilización.

La **Figura N57** proporciona algunos ejemplos típicos de las categorías de utilización cubiertas.

Categoría de utilización	Características de aplicación
AC-1	Cargas no inductivas (o ligeramente inductivas): *cos* φ ≥ 0,95 (calentamiento, distribución)
AC-2	Arranque y apagado de motores de anillos colectores
AC-3	Motores en jaula: Arranque y apagado de motores durante el funcionamiento
AC-4	Motores en jaula: Arranque, conexión, virado eléctrico

Fig. N57: *Categorías de utilización para contactores.*

Nota: Estas categorías de utilización están adaptadas a los dispositivos que cumplen las otras normas. Por ejemplo AC-3 se convierte en AC-53 para el arrancador de semiconductor (SERVO) (IEC 60947-4-2) y se convierte en AC-43 para los SPC (IEC 60947-6-2).

5 Motores asíncronos

Tipos de coordinación

Para cada asociación de dispositivos, se proporciona un tipo de coordinación, según el estado de las partes que la constituyen, tras un disparo del interruptor automático al producirse el defecto o la apertura de un contactor durante una sobrecarga.

La norma IEC 947-4-1 define dos tipos de coordinación, de tipo 1 y de tipo 2, que establecen los límites permitidos de deterioros del aparato en caso de producirse un cortocircuito.

Sea cual sea el tipo de coordinación, se requiere que el contactor o el arrancador nunca resulten peligrosos para el personal y la instalación. Las especificidades de cada tipo son:

■ Tipo 1.
El deterioro del arrancador es aceptable tras un cortocircuito y su funcionamiento puede recuperarse tras la reparación o sustitución de algunas piezas.

■ Tipo 2.
Los únicos riesgos permitidos son que se queme o se suelden los contactos del contactor.

Qué tipo escoger

El tipo de coordinación que debe adoptarse depende de los parámetros de explotación y debe escogerse para satisfacer (óptimo) las necesidades del usuario y el coste de la instalación:

■ Tipo 1:
□ Servicio de mantenimiento cualificado.
□ Volumen y coste del aparato reducido.
□ Puede no ser adecuado para seguir funcionando sin reparar o sustituir piezas tras un cortocircuito.

■ Tipo 2:
□ Sólo son necesarios pequeños ajustes de mantenimiento para seguir en uso tras un cortocircuito.

5.3 Aplicaciones

El mando y la protección de un motor puede constar de uno, dos, tres o cuatro dispositivos diferentes, que proporcionan una o varias funciones.

En caso de que se combinen varios dispositivos, la coordinación entre ellos es fundamental para proporcionar una protección óptima de la aplicación del motor.

Para proteger un circuito de motor, deben tenerse en cuenta aquellos parámetros que dependen de:

■ La aplicación (tipo de máquina, seguridad de funcionamiento, número de operaciones, etc.).
■ La continuidad de servicio que requiere la aplicación.
■ Las normas de obligado cumplimiento para dotar y mejorar la seguridad.

Las funciones eléctricas que deben asegurar son bastante diferentes:

■ Arranque, funcionamiento normal y parada sin disparos intempestivos mientras se mantengan los requisitos de mando, número de operaciones, requisitos de durabilidad y seguridad (paradas de emergencia), así como protección de circuito de mando y motor, desconexión (aislamiento) para la seguridad del personal durante las tareas de mantenimiento.

Entre los muchos métodos posibles de protección de un motor, la asociación de un interruptor automático + contactor + relé térmico(1) cuenta con muchas ventajas.

Esquemas de protección básica: interruptor automático + contactor + relé térmico

Ventajas

La combinación de dispositivos facilita el trabajo de instalación, así como el funcionamiento y el mantenimiento, mediante:

■ La reducción de la carga de tareas de mantenimiento: los interruptores automáticos evitan la necesidad de sustituir fusibles fundidos y el mantenimiento de una reserva (fusibles de tamaños y tipos diferentes).
■ Mejor continuidad de servicio: la instalación puede volver a ponerse en tensión inmediatamente tras la eliminación de un defecto y después de haber verificado el arrancador.
■ Los dispositivos complementarios adicionales que a veces son necesarios en un circuito motor se incorporan fácilmente.
■ El disparo de las tres fases está garantizado (se evita así la posibilidad de “una fase”).
■ Posibilidad de conmutación de corriente de máxima carga (mediante interruptor automático) en caso de defecto del contactor; por ejemplo, si se sueldan los contactos.
■ Enclavamiento.
■ Diversas indicaciones a distancia.

(1) La combinación de un contactor con un relé térmico suele denominarse “desconectador”.

■ Mejor protección para el arrancador en caso de sobreintensidad y, en particular, para cortocircuito impedante(1) correspondiente a corrientes de hasta 30 veces la I_n del motor (ver la **Figura N58**).

■ Posibilidad de añadir protección diferencial:
□ Prevención del riesgo de incendio (sensibilidad de 500 mA).
□ Protección contra daños del motor (cortocircuito en sus devanados) mediante la rápida detección de corrientes de defecto a tierra (sensibilidad desde 300 mA a 30 A).

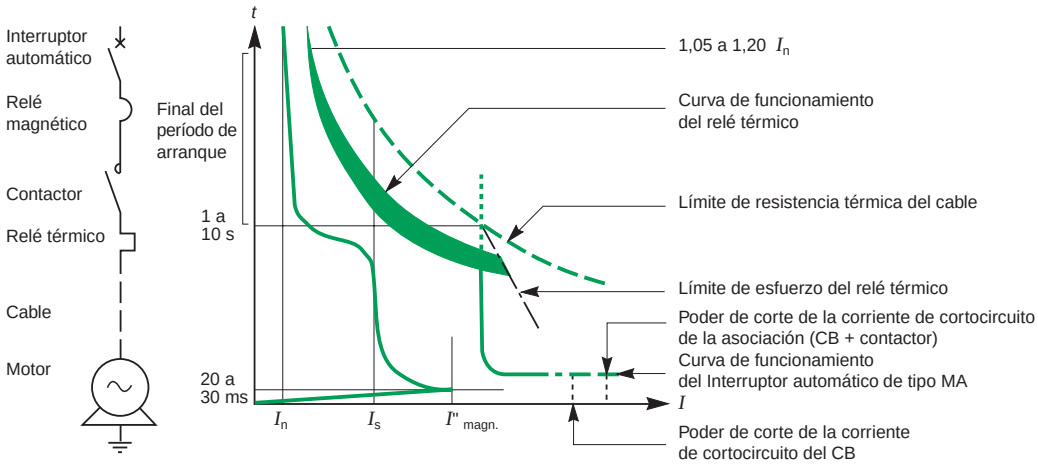


Fig. N58: Características de disparo de un interruptor automático + contactor + relé térmico(1).

Conclusión

La combinación de un interruptor automático + contactor + relé térmico(2) para el control y la protección de circuitos de motores es especialmente apropiada cuando:

■ El servicio de mantenimiento de una instalación es reducido, lo que suele ocurrir en empresas del sector terciario y en pequeñas y medianas empresas.
■ La especificación del trabajo demanda funciones complementarias.
■ Existe un requisito operativo para una instalación de ruptura de carga en caso de que se necesite mantenimiento.

Puntos clave para la combinación satisfactoria de un interruptor automático y un desconectador

Las normas definen con precisión los elementos que deben tenerse en cuenta para llevar a cabo la correcta coordinación del tipo 2:

■ Compatibilidad absoluta entre el relé térmico del desconectador y el disparo magnético del interruptor automático. En la **Figura N59**, el relé térmico está protegido si su límite de resistencia térmica está situado a la derecha de la curva característica de disparo magnético del interruptor automático. En el caso de un interruptor automático de protección de motor que incorpore dispositivos tanto magnéticos como térmicos, la coordinación está garantizada y la proporciona el mismo aparato.

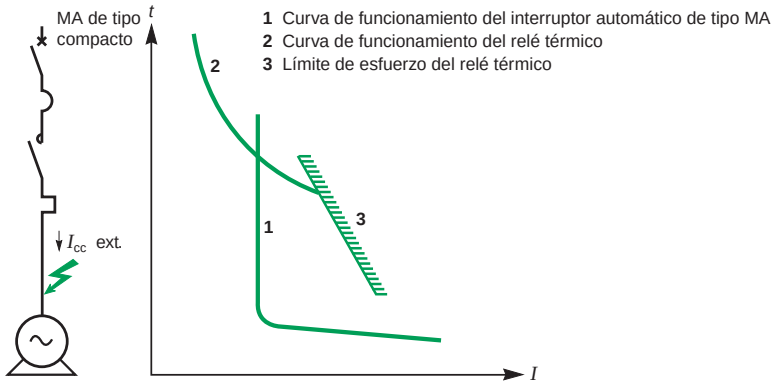


Fig. N59: El límite de resistencia térmica del relé térmico debe aparecer a la derecha de las características de disparo magnético para CB.

(1) En la mayoría de los casos, los defectos de cortocircuitos ocurren en el motor; por eso, la corriente está limitada por el cable y el cableado del arrancador, y se denominan cortocircuitos impedantes.

(2) La combinación de un contactor con un relé térmico suele denominarse “desconectador”.

www.elsolucionario.org

5 Motores asíncronos

No es posible predecir el poder de corte de la combinación de un interruptor automático y un contactor. Sólo las pruebas de laboratorio de los fabricantes lo permiten.
Merlin Gerin proporciona tablas con combinaciones de los interruptores multi 9 y Compact con diferentes tipos de arrancadores.

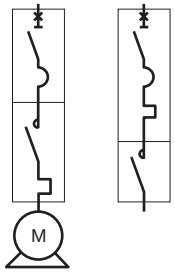


Fig. N60: *Interruptor automático y contactor montados en yuxtaposición.*

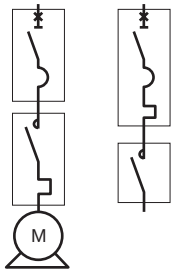


Fig. N61: *Interruptor automático y contactor montados separadamente.*

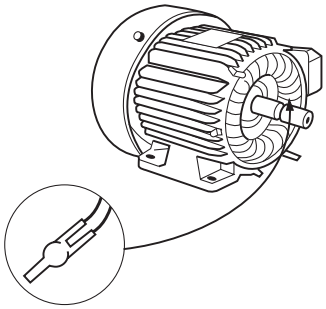


Fig. N62: *Protección contra el sobrecalentamiento mediante sensores térmicos.*

- El poder de corte del contactor debe ser superior al ajuste del relé magnético del interruptor automático.
- En caso de cortocircuito, el comportamiento del contactor y su relé térmico deben cumplir con los requisitos correspondientes al tipo de coordinación especificado (tipo 1 o 2).

Poder de corte de corriente de la combinación interruptor automático+contactor o arrancador

En el estudio, el poder de corte que debe compararse con la corriente de cortocircuito prevista es:
- La de la combinación de interruptor automático + contactor si ambos se encuentran próximos (ver la **Figura N60**) (misma fila de armario de mando del motor). Un cortocircuito aguas abajo de la combinación estará limitado por las impedancias del contactor y el relé térmico. Por lo tanto, la combinación puede utilizarse en un circuito para el que el nivel de corriente de cortocircuito previsto exceda la capacidad nominal de corte de la corriente de cortocircuito del interruptor automático. Esta característica presenta a menudo una ventaja económica significativa.
- O bien sólo la del interruptor automático, en caso de que el contactor esté separado del circuito (ver la **Figura N61**) con el riesgo de producirse un cortocircuito entre el arrancador y el interruptor.

Elección de relé de disparo magnético instantáneo del interruptor automático

El umbral de funcionamiento nunca debe ser menor de 12 I_n para este relé, con objeto de evitar disparos intempestivos debidos al primer pico de corriente durante el arranque del motor.

Protecciones complementarias

Las protecciones complementarias son:
- Sensores térmicos en el motor (devanados, cojinetes, conductos de aireación, etc.).
- Protecciones multifunción (asociación de funciones).
- Dispositivos de detección de defectos de aislamiento en motores en servicio o reserva.

Sensores térmicos

Los sensores térmicos se utilizan para detectar aumentos de temperaturas anormales en el motor mediante mediciones directas. El sensor térmico suele venir incorporado en los devanados del estator (en motores de BT); la señal se procesa mediante un dispositivo de mando asociado que actúa para disparar el contactor o el interruptor automático (ver la **Figura N62**).

Relé de protección del motor multifunción

El relé multifunción, asociado con varios sensores y módulos indicadores, protege el motor y también algunas funciones, proporcionando protección a la máquina en aspectos como:
- Sobrecarga térmica.
- Rotor calado o período de arranque demasiado largo.
- Sobrecalentamiento.
- Intensidad de fase desequilibrada, pérdida de una fase, rotación inversa.
- Defecto de tierra (por protección diferencial).
- Funcionamiento en vacío, rotor bloqueado en el arranque.

Las ventajas son fundamentalmente:
- Una protección completa, que proporciona un rendimiento alto, fiable y una función de mando/supervisión permanente.
- Supervisión eficaz de todas las planificaciones de funcionamiento del motor.
- Indicaciones de alarma y mando.
- Posibilidad de comunicaciones a través de buses de comunicación.

Ejemplo: Relé LT6 Telemecanique con función de supervisión/control permanente y comunicación por bus, o unidad de control multifunción LUCM y módulo de comunicación para el modelo U de TeSys.

Protección preventiva de motores parados

Esta protección se refiere a la supervisión del nivel de aislamiento de un motor parado, para evitar así las consecuencias no deseables de defectos de aislamiento durante el funcionamiento, como por ejemplo:
- Defecto para arrancar o hacer funcionar correctamente el motor utilizado en sistemas de emergencia.
- Pérdida de producción.

Este tipo de protección es indispensable para servicios esenciales y motores de sistemas de emergencia, especialmente cuando están instalados en ubicaciones con humedad y/o polvo. Esta protección evita que se dañe un motor por cortocircuito a tierra durante el arranque (uno de los incidentes que ocurren con mayor frecuencia), mediante una advertencia que informa de la necesidad de efectuar tareas de mantenimiento para devolver el motor a un estado de funcionamiento satisfactorio.

Ejemplo de aplicación:
"Aspersores" de sistema de protección contra incendios, bombas de riego para funcionamiento estacional, etc.

Ejemplo: Vigilohm SM21 (Merlin Gerin) supervisa el aislamiento de un motor e indica mediante una alarma sonora y visual cualquier reducción anormal del nivel de aislamiento. Además, este relé puede evitar cualquier intento de arranque del motor si fuera necesario (ver la **Figura N63**).

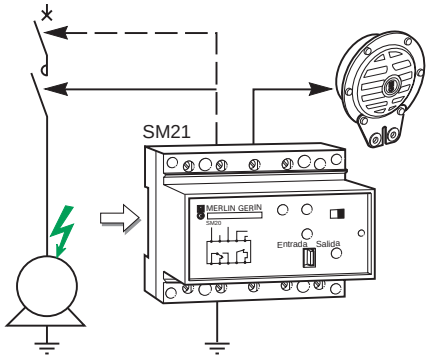


Fig. N63: *Protección preventiva de motores parados.*

Protecciones limitadoras
Los dispositivos de protección diferencial (control de corriente residual (ID)) pueden ser muy sensibles y detectar valores bajos de corriente de fugas que tienen lugar cuando el aislamiento de una instalación se deteriora (por daños físicos, contaminación, humedad excesiva, etc.). Algunas versiones de ID, con contactos secos, diseñadas especialmente para estas aplicaciones, proporcionan lo siguiente:

- Evitan que un motor se dañe (por perforación y cortocircuitado de los devanados del estator) a causa de una hipotética falta a tierra. Esta protección puede detectar condiciones de defecto incipientes mediante operación en corrientes de fuga en el rango de 300 mA a 30 A, según el tamaño del motor (sensibilidad aproximada: 5% I_n).
- Reducen el riesgo de incendio: sensibilidad ⩽ 500 mA.

Por ejemplo, el relé RH99M (Merlin Gerin) proporciona (ver la **Figura N64**):

- 5 sensibilidades (0,3, 1, 3, 10, 30 A).
- Posibilidad de selectividad o de tener en cuenta operaciones particulares gracias a 3 posibles temporizaciones (0, 90 y 250 ms).
- Control permanente de la conexión entre el toroidal y el relé con aviso en caso de falta.
- Protección contra funcionamiento defectuoso o pérdida de tensión de alimentación.
- Aislamiento de los componentes de circuitos CC: Clase A.

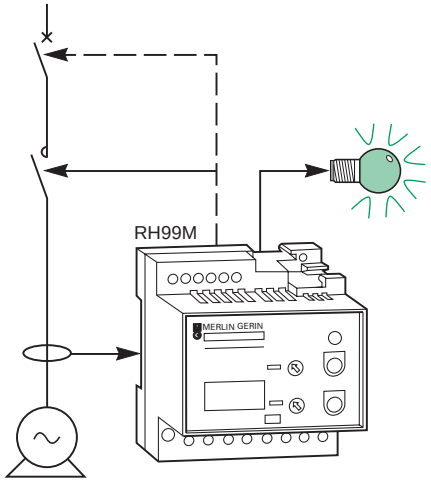


Fig. N64: *Ejemplo de uso del relé RH99M.*

5 Motores asíncronos

La importancia de limitar la caída de tensión en el motor durante el arranque

Para que un motor arranque y acelere hasta su velocidad normal en el tiempo apropiado, el par motor debe exceder el par de carga en, al menos, el 70%. No obstante, la corriente de arranque es mucho mayor que la corriente de máxima carga del motor. Por consiguiente, si la caída de tensión es muy alta, el par motor será excesivamente bajo (el par motor es proporcional a U^2) y, en casos extremos, puede provocar un defecto en el arranque.

Ejemplo:

- Con 400 V mantenidos en los terminales de un motor, su par sería 2,1 veces el del par de carga.
- Para una caída de tensión del 10% durante el arranque, su par motor sería $2,1 \times 0,9^2 = 1,7$ veces el par de carga, y el motor aceleraría normalmente hasta su velocidad nominal.
- Para una caída de tensión del 15% durante el arranque, el par motor sería de $2,1 \times 0,85^2 = 1,5$ veces el par de carga, de modo que el tiempo de arranque del motor sería mayor de la cuenta.

En general, durante el arranque del motor se recomienda una caída de tensión máxima admisible del 10% U_n.

5.4 Valores máximos admisibles de motores instalados en BT

Las perturbaciones ocasionadas en las redes de distribución de BT durante el arranque de grandes motores CA, pueden causar daños considerables a los consumidores conectados al mismo embarrado de alimentación, de manera que la mayoría de compañías eléctricas cuentan con reglas muy estrictas que tratan de situar estas perturbaciones en niveles tolerables. La cantidad de perturbaciones que crea un determinado motor dependen de la fuerza de la red; por ejemplo, del nivel de cortocircuito en el punto de conexión. En general, para las redes de distribución, los valores típicos de corrientes de arranque máximas admisibles y sus correspondientes potencias nominales máximas para motores con arranque directo se muestran en las **Figuras N65** y **N66**.

Tipo de motor	Ubicación	Corriente de arranque máxima (A)	
		Red de líneas aéreas	Red de líneas soterradas
Monofásico	Viviendas	45	45
	Otros	100	200
Trifásico	Viviendas	60	60
	Otros	125	250

Fig. N65: Valores máximos admitidos de corriente de arranque para motores de BT (230/400 V).

Ubicación		Tipo de motor		
		Monofásico de 230 V (kW)	Trifásico de 400 V	
			Arranque “directo en línea” en carga máxima (kW)	Otros métodos de arranque (kW)
Viviendas		1,4	5,5	11
Otros	Red de líneas aéreas	3	11	22
	Red de líneas soterradas	5,5	22	45

Fig. N66: Potencias nominales máximas admisibles para motores de arranque de BT.

Dado que, incluso en áreas que reciben suministro de sólo una compañía suministradora, existen áreas “débiles” de la red y áreas “fuertes”, siempre es recomendable asegurar el contrato del proveedor de alimentación eléctrica antes de adquirir los motores de un nuevo proyecto.

Existen otros montajes de arranque alternativos (generalmente más costosos), que reducen las grandes corrientes de arranque de los motores “directo en línea” a niveles aceptables; por ejemplo, arrancadores delta estrella, motor de anillos colectores, dispositivos electrónicos de “arranque progresivo”, etc.

5.5 Compensación de energía reactiva (corrección del factor de potencia)

El método para corregir el factor de potencia se indica en el capítulo L.

www.elsolucionario.org

Capítulo P
Instalaciones domésticas y similares e instalaciones de características especiales

Índice

1	**Instalaciones domésticas y similares**	**P2**
	1.1 General	P2
	1.2 Componentes de los cuadros de distribución	P2
	1.3 Circuitos	P3
	1.4 Protección contra sobretensiones transitorias	P8
2	**Cuartos de baño y duchas**	**P10**
	2.1 Clasificación de zonas	P10
	2.2 Conexión equipotencial	P13
	2.3 Requisitos prescritos para cada zona	P13
3	**Recomendaciones aplicables a instalaciones de características especiales**	**P14**

1 Instalaciones domésticas y similares

Las instalaciones eléctricas en viviendas requieren un alto grado de seguridad y fiabilidad.

1.1 General

Normas relacionadas

La mayoría de los países dispone de normativas o reglamentos que rigen las normas que se deben seguir en el diseño y la realización de instalaciones eléctricas en instalaciones domésticas y similares. La norma internacional relevante es la IEC 60364 y en el REBT español se trata en las ITC-BT 25 y 26.

La empresa suministradora conecta el punto de neutro de BT a su tierra de transformador de distribución MT/BT.
Todas las instalaciones de BT deben estar protegidas mediante dispositivos de corriente diferencial residual.
Todas las partes conductoras expuestas deben estar unidas y conectadas a tierra.

La red de alimentación

La mayoría de las empresas de distribución eléctrica conectan el punto neutro de baja tensión a la tierra de sus transformadores de MT/BT.

Por lo tanto, la protección de las personas contra descargas eléctricas depende, en estos casos, del principio tratado en el capítulo F. Las medidas necesarias dependen de si se adopta el esquema de conexión a tierra TT, TN o IT.

Los interruptores diferenciales son esenciales con conexión a tierra TT e IT. En las instalaciones TN tanto los interruptores magnetotérmicos como los interruptores diferenciales pueden ofrecer protección contra el contacto directo de los circuitos eléctricos. Para ampliar la protección de los cables flexibles más allá de las tomas de salida fijas y para garantizar la protección contra los incendios de origen eléctrico, debe instalarse la protección diferencial.

La calidad del equipo eléctrico utilizado normalmente se garantiza mediante una marca de conformidad ubicada en la parte frontal de cada elemento.

1.2 Componentes de los cuadros de distribución

(véase la **Figura P1**)

Los cuadros de distribución (por lo general únicamente uno en instalaciones domésticas), se ejecutarán según lo dispuesto en la ITC-BT-17 y constarán como mínimo de:

- Un interruptor automático general.

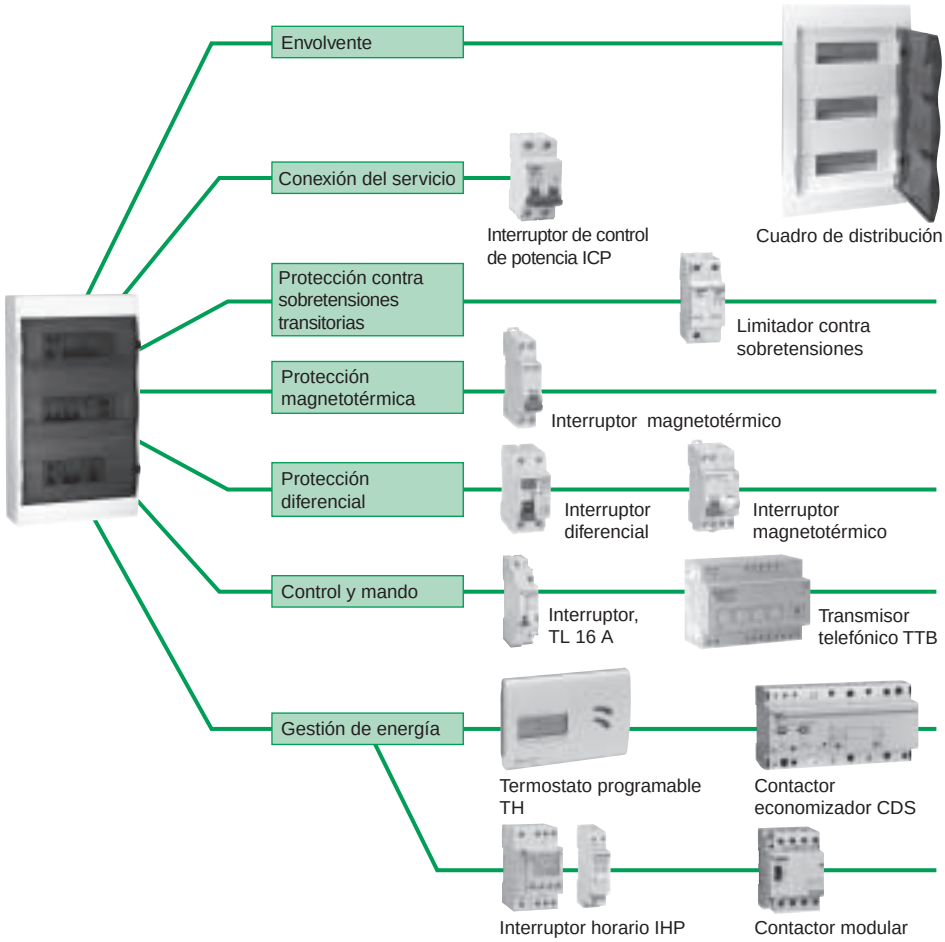


Fig. P1: *Presentación de las diferentes funciones en instalaciones domésticas.*

www.elsolucionario.org

1 Instalaciones domésticas y similares

- Uno o varios interruptores diferenciales que garanticen la protección contra contactos indirectos.
- Dispositivos de protección para sobrecargas y cortocircuitos.
- Dispositivos de protección contra sobretensiones si se considera necesario.

La carga máxima por vivienda depende del grado de utilización que se desee alcanzar. Se establecen los siguientes grados de electrificación:

- **Electrificación básica:**
Es la necesaria para la cobertura de las posibles necesidades primarias de utilización sin necesidad de obras posteriores de adecuación. La previsión de potencia mínima, independientemente de la potencia contratada que podrá ser inferior, será de 5.750 W a 230 V.

- **Electrificación elevada:**
Es la correspondiente a viviendas con una previsión de utilización de aparatos electrodomésticos superior a la electrificación básica o con superficies útiles de la vivienda superiores a 160 m^2.

Interruptor general automático (IGA) (véase la Figura P2)

Se deberá instalar un **interruptor general automático (IGA)** de corte omnipolar, independiente del ICP(1) y de calibre superior o igual a 25 A. El calibre de este dispositivo determinará la potencia instalada máxima admisible de la instalación. El poder de corte de este dispositivo será como mínimo de 4.500 A.
En función de la previsión de cargas, la intensidad nominal del interruptor general automático (IGA) será:

Electrificación	Potencia	Calibre interruptor general automático (IGA)
Básica	5.750 W	25 A
	7.360 W	32 A
Elevada	9.200 W	40 A
	11.500 W	50 A
	14.490 W	63 A

Fig. P2: Calibre del interruptor general automático.

Protección diferencial

Se instalarán interruptores diferenciales de forma que garanticen la protección contra contactos indirectos de todos los circuitos frente a intensidades diferenciales-residuales de **30 mA como máximo**. El calibre del interruptor diferencial será igual o superior al calibre del interruptor general automático.
Tanto para la electrificación básica como para la elevada se instalará, como mínimo, un interruptor diferencial **por cada cinco circuitos instalados**.

P3

1.3 Circuitos

Los tipos de circuitos independientes serán los que se indican a continuación y estarán protegidos, cada uno de ellos, por un interruptor automático de corte omnipolar con accionamiento manual y por dispositivos de protección contra sobrecargas y cortocircuitos con la intensidad asignada según su aplicación (véase la Figura P3).

Electrificación básica

Necesaria para cubrir las necesidades básicas de utilización sin necesidad de obras de adecuación posteriores: debe permitir la utilización de aparatos de uso común en vivienda.

La potencia prevista no será inferior a 5.750 W (230 V).

(1) El interruptor general automático (IGA) no podrá ser sustituido por el interruptor de control de potencia (ICP). El interruptor de control de potencia (ICP), cuya colocación es potestativa de la compañía suministradora, determinará la potencia contratada en la instalación, que podrá ser inferior a 5.750 W.

1 Instalaciones domésticas y similares

Circuitos de utilización

Circuito	Descripción	Interruptor automático (A)	Conductores sección mínima (mm^2)
C1	Iluminación	10	1,5
C2	Tomas de uso general	16	2,5
C3	Cocina y horno	25	6
C4	Lavadora, lavavajillas y termo eléctrico	20	4
C5	Tomas baño y cocina(1)	16	2,5

Fig. P3: *Circuitos de utilización de electrificación básica.*

En caso de que la resistencia a tierra supere 80 Ω, debe utilizarse uno o varios RCD de 30 mA en lugar de la protección de fuga a tierra del interruptor automático de alimentación de entrada.

Circuito C4 (véase la Figura P4)

El circuito C4 (lavadora, lavavajillas y termo eléctrico) alimentará bases de 16 A 2P + T combinadas con fusibles o interruptores automáticos de 16 A. Aunque no esté prevista la instalación de un termo eléctrico, se instalará su toma de corriente, quedando disponible para otros usos, por ejemplo alimentación de caldera de gas.

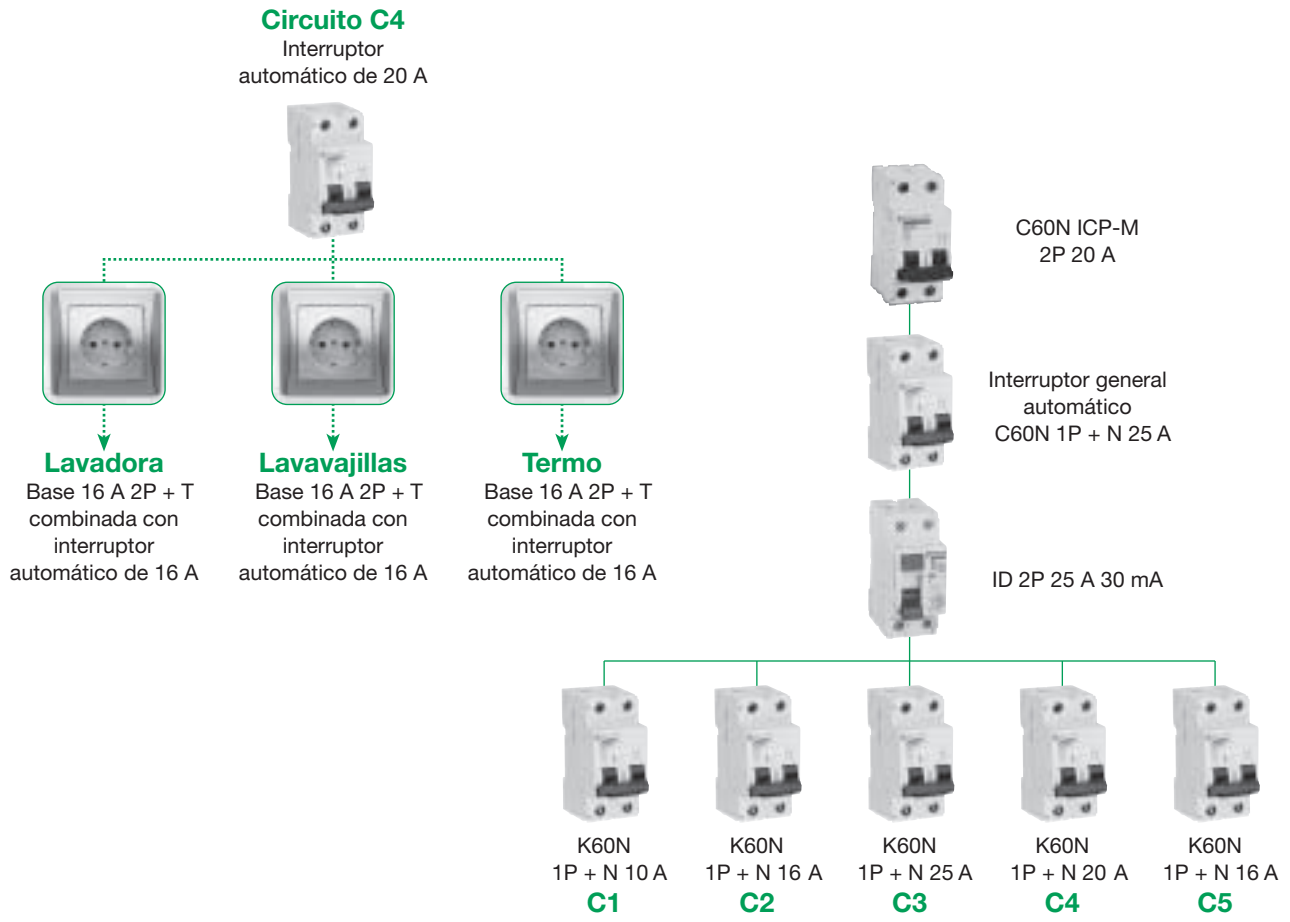


Fig. P4: *Electrificación básica de 5 circuitos.*

(1) La toma del horno microondas o la eventual toma para la instalación de una bañera de hidromasajes se consideran pertenecientes al circuito C5.

1 Instalaciones domésticas y similares

Desdoblamiento del circuito C4 (véase la Figura P5)

Los fusibles o interruptores automáticos no son necesarios si se dispone de circuitos independientes para cada aparato, con interruptor automático de 16 A en cada circuito.
El desdoblamiento del circuito con este fin no supondrá el paso a la electrificación elevada ni la necesidad de disponer de un interruptor diferencial adicional.

Circuito	Descripción	Interruptor automático (A)	Conductores sección mínima (mm^2)
C4.1	Lavadora	16	2,5
C4.2	Lavavajillas	16	2,5
C4.3	Termo eléctrico	16	2,5

El desdoblamiento del circuito con este fin no supondrá el paso a la electrificación elevada ni la necesidad de disponer de un interruptor diferencial adicional.

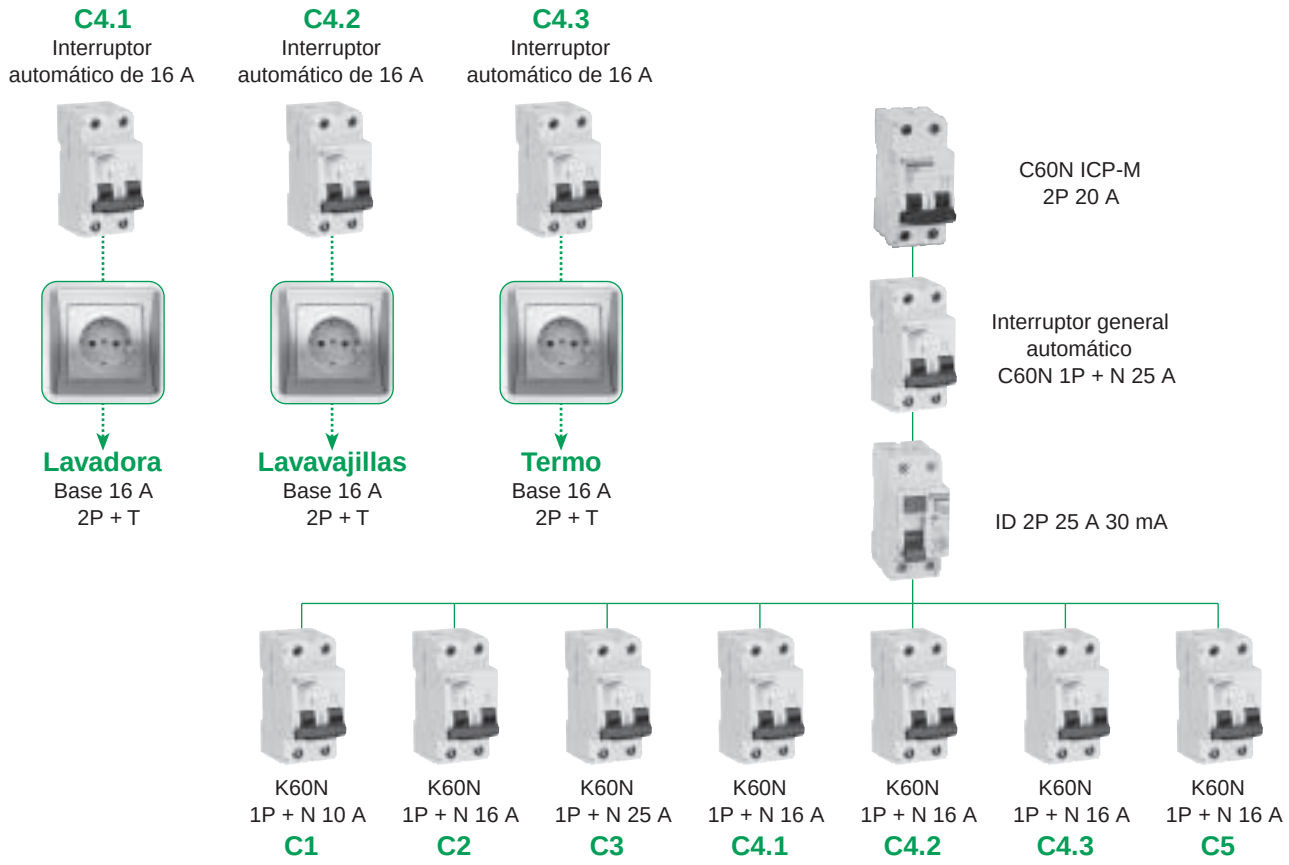


Fig. P5: Electrificación básica de 7 circuitos.

Electrificación elevada

Las viviendas clasificadas con un grado de electrificación elevada son aquellas con una previsión de utilización de aparatos electrodomésticos superior a la básica o con superficies útiles de la vivienda superiores a 160 m^2.
La potencia prevista no será inferior a 9.200 W (230 V).
El grado de electrificación será elevado cuando se cumpla alguna de las siguientes condiciones:

- Superficie útil superior a 160 m^2.
- Previsión de calefacción eléctrica.
- Previsión de aire acondicionado.
- Previsión de una secadora.
- Previsión de sistemas de automatización.
- Si el número de puntos de luz es superior a 30.

www.elsolucionario.org

1 Instalaciones domésticas y similares

Punto de luz: es un punto de utilización del circuito de alumbrado que va comandado por un interruptor independiente y al que pueden conectarse una o varias luminarias.

- Si el número de puntos de utilización de tomas de corriente de uso general es superior a 20.
- Si el número de puntos de utilización de tomas de corriente de cuarto de baño y auxiliares de cocina es superior a 6.

Circuitos de utilización(1)

Circuitos de utilización	Potencia prevista (W)	Tipo de toma	Calibre del interruptor automático de corte omnipolar(9) (A)	Máx. n.º de puntos de utilización o tomas por circuito	Conductores sección mínima (mm^2)(5)	Tubo o conducto diámetro (mm)(3)
Electrificación básica						
C1 Iluminación	200	Punto de luz(8)	10	30	1,5	16
C2 Tomas de uso general	3.450	Base 16 A 2p + T	16	20	2,5	20
C3 Cocina y horno	5.400	Base 25 A 2p + T	25	2	6	25
C4 Lavadora, lavavajillas y termo eléctrico	3.450	Base 16 A 2p + T(7)	20	3	4(6)	20
C5 Baño, cuarto de cocina	3.450	Base 16 A 2p + T	16	6	2,5	20
Electrificación elevada						
C6 Circuito adicional **C1**	Circuito adicional de tipo **C1**, por cada 30 puntos de luz					
C7 Circuito adicional **C2**	Circuito adicional de tipo **C2**, por cada 20 tomas de corriente de uso general o si la superficie útil de la vivienda es mayor de 160 m^2					
C8 Calefacción	(2)	-	25	-	6	25
C9 Aire acondicionado	(2)	-	25	-	6	25
C10 Secadora	3.450	Base 16 A 2p + T	16	1	2,5	20
C11 Automatización	(4)	-	10	-	1,5	16

(1) La tensión considerada es de 230 V entre fase y neutro.

(2) La potencia máxima permisible por circuito será de 5.750 W.

(3) Diámetros externos según ITC-BT 19.

(4) La potencia máxima permisible por circuito será de 2.300 W.

(5) Este valor corresponde a una instalación de dos conductores y tierra con aislamiento de PVC bajo tubo empotrado en otra.

(6) En este circuito exclusivamente, cada toma individual puede conectarse mediante un conductor de sección 2,5 mm^2 que parte de una caja de derivación del circuito de 4 mm^2.

(7) **Los interruptores automáticos en cada base no serán necesarios si se dispone de circuitos independientes para cada aparato, con interruptor automático de 16 A en cada circuito.**

El desdoblamiento del circuito C4 con este fin no supondrá el paso a la electrificación elevada, ni la necesidad de disponer de un interruptor diferencial adicional.

(8) El punto de luz incluirá conductor de protección.

(9) Para realizar la protección con *corte omnipolar* tan sólo es posible utilizar *interruptores automáticos magnetotérmicos de 1 polo + neutro o bien con 2 polos protegidos*. No está permitido utilizar interruptores de 1 polo para realizar esta protección.

Fig. P6: *Tabla de circuitos de utilización.*

1 Instalaciones domésticas y similares

Puntos de utilización

En cada estancia se utilizará como mínimo los siguientes puntos de utilización:

Estancia	Circuito	Mecanismo	N.º mínimo	Superficie/Longitud
Acceso	C_1	Pulsador timbre	1	-
Vestíbulo	C_1	Punto de luz Interruptor 10 A	1 1	- -
	C_2	Base 16 A 2p + T	1	-
Sala de estar o salón	C_1	Punto de luz Interruptor 10 A	1 1	Hasta 10 m² (dos si *S* > 10 m²) Uno por cada punto de luz
	C_2	Base 16 A 2p + T	3(1)	Una por cada 6 m², redondeado al entero superior
	C_8	Toma de calefacción	1	Hasta 10 m² (dos si *S* > 10 m²)
	C_9	Toma de aire acondicionado	1	Hasta 10 m² (dos si *S* > 10 m²)
Dormitorios	C_1	Puntos de luz	1	Hasta 10 m² (dos si *S* > 10 m²)
		Interruptor 10 A	1	Uno por cada punto de luz
	C_2	Base 16 A 2p + T	3(1)	Una por cada 6 m², redondeado al entero superior
	C_8	Toma de calefacción	1	-
	C_9	Toma de aire acondicionado	1	-
Baños	C_1	Puntos de luz	1	-
		Interruptor 10 A	1	-
	C_5	Base 16 A 2p + T	1	-
	C_8	Toma de calefacción	1	-
Pasillos o distribuidores	C_1	Puntos de luz Interruptor/Conmutador 10 A	1 1	Uno cada 5 m de longitud Uno en cada acceso
	C_2	Base 16 A 2p + T	1	Hasta 5 m (dos si *L* > 5 m)
	C_8	Toma de calefacción	1	-
Cocina	C_1	Puntos de luz Interruptor 10 A	1 1	Hasta 10 m² (dos si *S* > 10 m²) Uno por cada punto de luz
	C_2	Base 16 A 2p + T	2	Extractor y frigorífico
	C_3	Base 25 A 2p + T	1	Cocina/horno
	C_4	Base 16 A 2p + T	3	Lavadora, lavavajillas y termo
	C_5	Base 16 A 2p + T	3(2)	Encima del plano de trabajo
	C_8	Toma calefacción	1	-
	C_{10}	Base 16 A 2p + T	1	Secadora
Terrazas y vestidores	C_1	Puntos de luz Interruptor 10 A	1 1	Hasta 10 m² (dos si *S* > 10 m²) Uno por cada punto de luz
Garajes unifamiliares y otros	C_1	Puntos de luz Interruptor 10 A	1 1	Hasta 10 m² (dos si *S* > 10 m²) Uno por cada punto de luz
	C_2	Base 16 A 2p + T	1	Hasta 10 m² (dos si *S* > 10 m²)

(1) En donde se prevea la instalación de una toma para el receptor de TV, la base correspondiente deberá ser múltiple, y en este caso se considerará como una sola base a los efectos del número de puntos de utilización de la tabla 1.

(2) Se colocarán fuera de un volumen delimitado por los planos verticales situados a 0,5 m del fregadero y de la encimera de cocción o cocina.

Fig. P7: *Tabla de puntos de utilización.*

Las ubicaciones indicadas en la tabla 2 se consideran orientativas, por ejemplo, la lavadora puede estar instalada en otra dependencia de la vivienda.
El timbre no computa como “punto de utilización” en el Circuito C_1.
Los conmutadores, cruzamientos, telerruptores y otros dispositivos de características similares se consideran englobados en el genérico “interruptor” indicado en la anterior tabla.
Punto de luz es un punto de utilización del circuito de alumbrado que va comandado por un interruptor independiente y al que pueden conectarse una o varias luminarias.
En el caso de instalar varias tomas de corriente para receptor de TV o asociadas a la infraestructura común de las telecomunicaciones (ICT), computa como un solo punto de utilización hasta un máximo de 4 tomas.
Se recomienda que los puntos de utilización para calefacción, aire acondicionado y circuito de sistemas de automatización sean del tipo caja de conexión que incorpore regleta de conexión y dispositivo de retención de cable.

1 Instalaciones domésticas y similares



Fig. P8: Limitador de sobretensiones PRD.

1.4 Protección contra sobretensiones transitorias

Es muy aconsejable la instalación de limitadores de sobretensiones en cualquier instalación que incluya equipos electrónicos sensibles (por ejemplo, TV, Hi-Fi...). Con el fin de optimizar la continuidad de servicio en caso de destrucción del limitador de sobretensiones transitorias a causa de una descarga de rayo superior a la máxima prevista, se debe instalar el dispositivo de protección recomendado por el fabricante, aguas arriba del limitador, con objeto de mantener la continuidad de todo el sistema evitando el disparo del IGA.

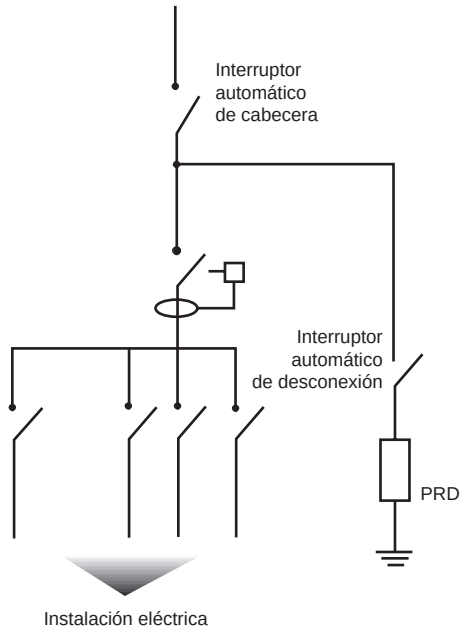


Fig. P9: Instalación del limitador de sobretensiones.

Elección del magnetotérmico de desconexión*

Imáx. del PRD	Modelo	Curva	Calibre
8,15 y 40 kA	C60	C	20 A
65 kA	C60	C	50 A

Cada conductor (fases y neutro) debe estar protegido

* Debe escogerse el poder de corte del magnetotérmico en función de la intensidad de cortocircuito de la instalación.

Fig. P10: Elección del interruptor automático de protección.

Para evitar disparos intempestivos de los interruptores diferenciales en caso de actuación del dispositivo de protección contra sobretensiones, dicho dispositivo debe instalarse aguas arriba del interruptor diferencial (entre el interruptor general y el propio interruptor diferencial), salvo si el interruptor diferencial es selectivo S.

www.elsolucionario.org

1 Instalaciones domésticas y similares

Normas de instalación

Deben seguirse cuatro normas básicas de conexionado:

Regla n.º 1: la distancia entre el bornero de tierra del limitador y la borna aguas arriba del interruptor automático de desconexión debe ser la menor posible (recomendable menor de 50 cm).

Regla n.º 2: si hay largas distancias de cable (aprox. más de 30 m) entre el limitador del cuadro principal y los receptores se debe instalar un segundo limitador de sobretensiones **PRD** (normalmente un **PRD8**) en el cuadro secundario.

Regla n.º 3: si se instala más de un limitador, la distancia entre ellos debe ser mayor de 10 m.

Regla n.º 4: las tomas de tierra de los receptores deben conectarse al mismo bornero de tierra que el limitador de sobretensiones.

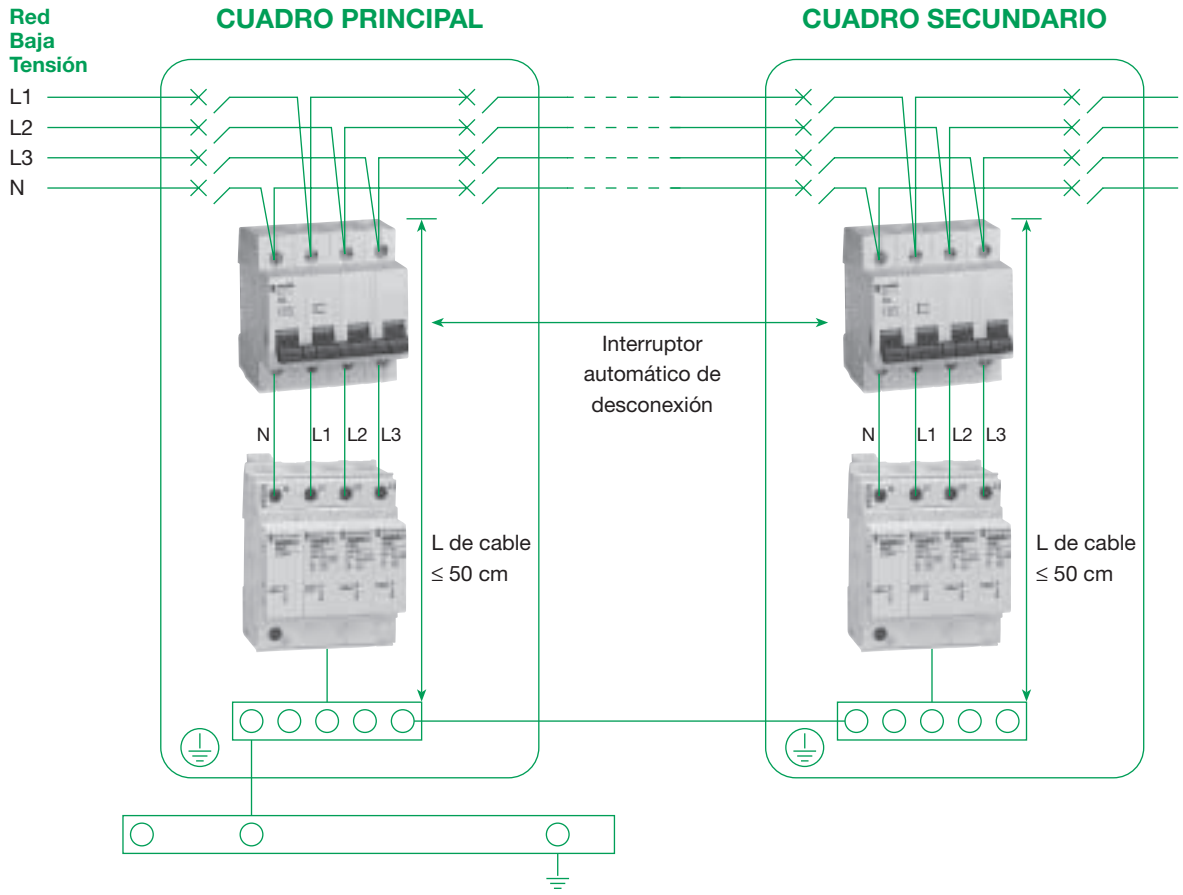


Fig. P11: Reglas básicas de instalación.

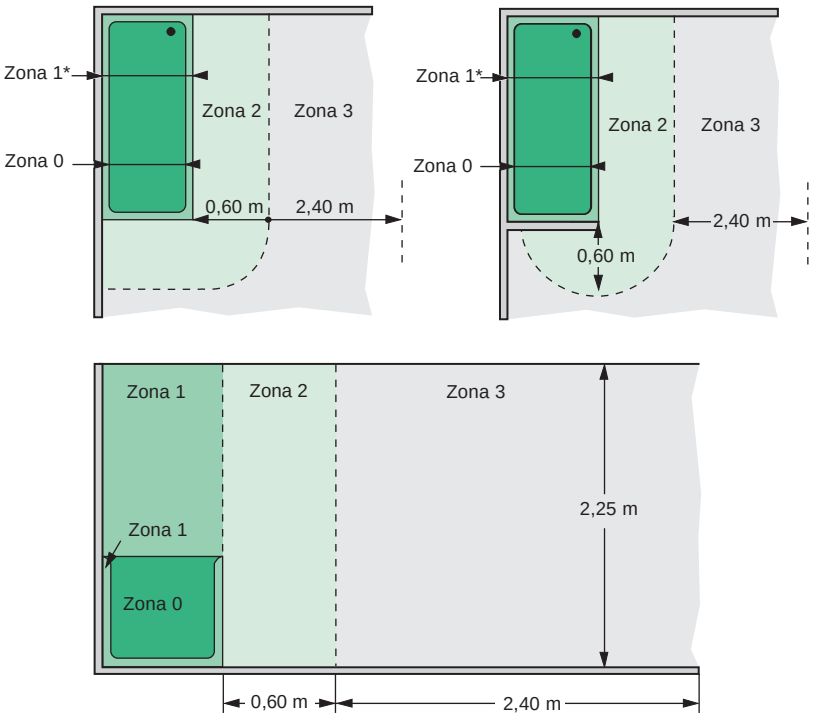
2 Cuartos de baño y duchas

Los cuartos de baño y las zonas con duchas son áreas de alto riesgo, por la baja resistencia que presenta el cuerpo humano cuando está húmedo o sumergido en agua.
Por ello, las precauciones que se han de tomar son muy rigurosas, y las normativas son más estrictas que las que se aplican a la mayoría del resto de ubicaciones.
La normativa sobre este aspecto es la IEC 60364-7-701 y el REBT en la ITC-BT 27.

Las precauciones que se han de tomar se basan en tres aspectos:
- La definición de las zonas, numeradas 0, 1, 2, 3 en las que se limita o prohíbe estrictamente la colocación (o exclusión) de cualquier dispositivo eléctrico y, en los casos permitidos, se prescriben las protecciones eléctricas y mecánicas.
- El establecimiento de una conexión equipotencial entre todas las piezas metálicas expuestas y extrañas en las zonas en cuestión.
- El estricto cumplimiento de los requisitos indicados para cada zona en particular, tal y como se indica en el apartado 3.

2.1 Clasificación de zonas

La subsección 701.32 de IEC 60364-7-701 define las zonas 0, 1, 2, 3 tal y como se muestra en los siguientes diagramas (véase la **Figura P12** debajo, hasta la **Figura P18** a continuación y en las páginas siguientes):



(*) La zona 1 se encuentra encima del baño tal y como se muestra en la sección vertical.

Fig. P12: *Zonas 0, 1, 2 y 3 junto a una bañera.*

2 Cuartos de baño y duchas

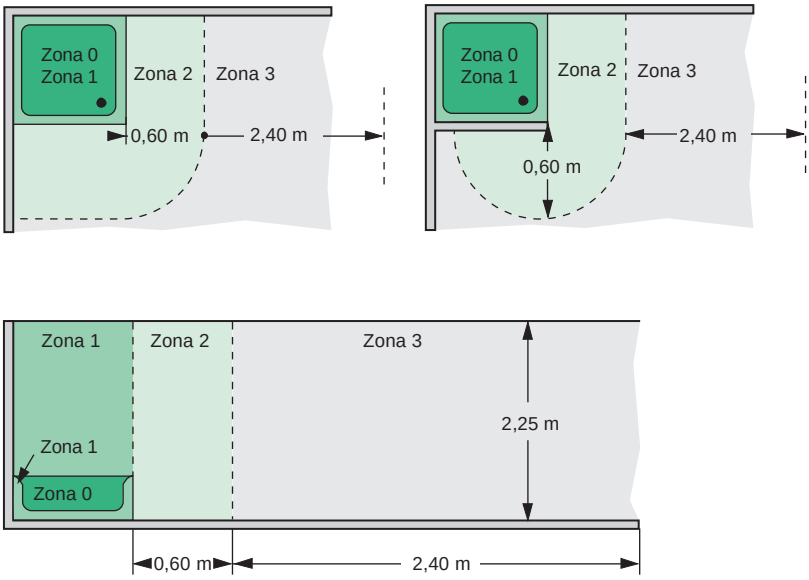
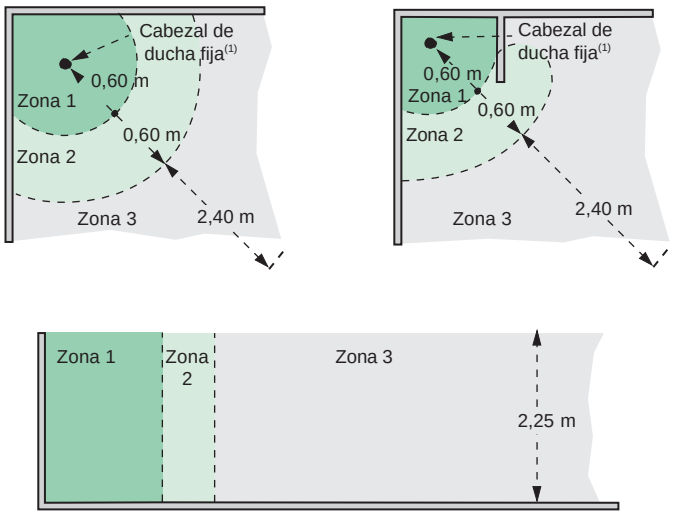


Fig. P13: *Zonas 0, 1, 2 y 3 junto a una ducha con plato.*



(1) Cuando el cabezal de la ducha se encuentra al final de un tubo flexible, el eje central vertical de una zona pasa a través del extremo fijo del tubo.

Fig. P14: *Zonas 0, 1, 2 y 3 junto a una ducha sin plato.*

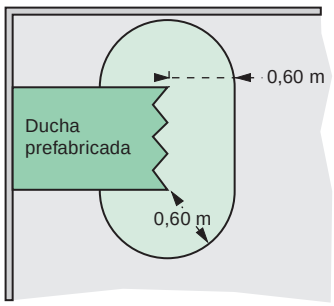


Fig. P15: *No se permite ningún interruptor ni toma de salida a una distancia de 60 cm de la apertura de la puerta de una ducha con mampara.*

www.elsolucionario.org

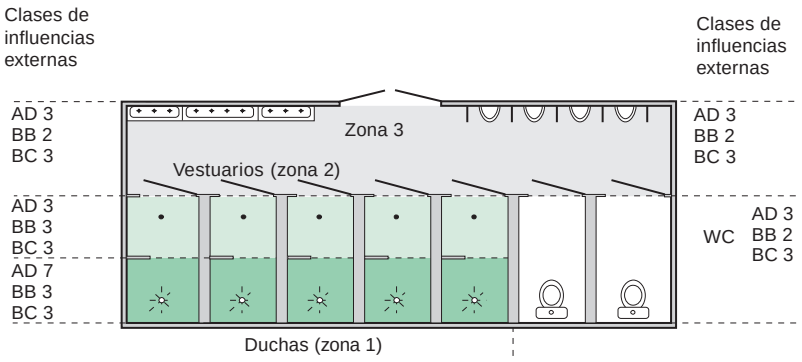


Fig. P16: Duchas individuales con vestuarios.

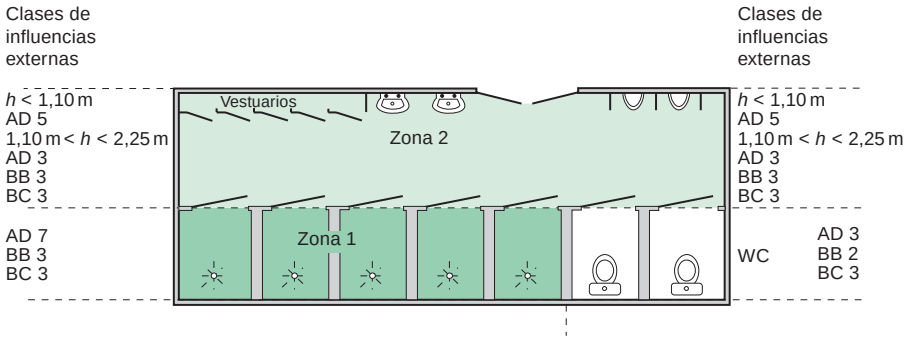


Fig. P17: Duchas individuales con vestuarios individuales separados.

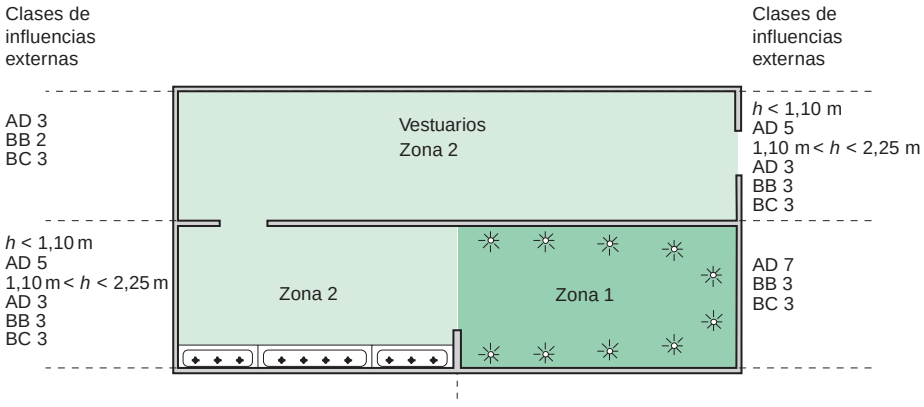


Fig. P18: Duchas comunes y vestuario común.

2.2 Conexión equipotencial (véase la **Figura P19**)

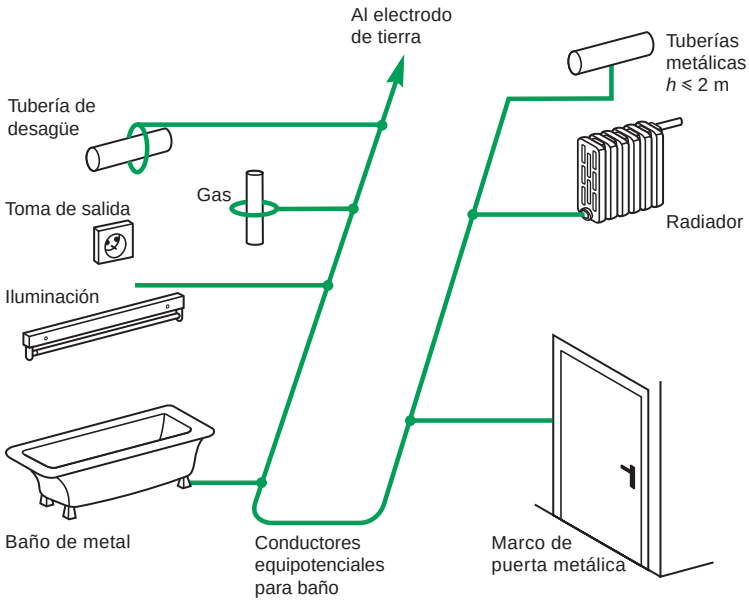


Fig. P19: *Conexión equipotencial complementaria en un cuarto de baño.*

2.3 Requisitos prescritos para cada zona

La tabla del apartado 3 describe la aplicación de los principios mencionados en el texto anterior y otros casos relacionados o similares.

3 Recomendaciones aplicables a instalaciones de características especiales

La **Figura P20** que aparece a continuación resume los requisitos principales descritos en muchas normas nacionales (REBT) e internacionales.
Nota: la sección entre paréntesis se refiere a las secciones IEC 60364-7.

Ubicaciones	Principios de protección	Grado de protección IP	Cableado	Aparatos	Tomas de salida	Materiales de instalación
Viviendas y otras habitaciones	■ Sistemas TT (otros sistemas eventualmente autorizados) ■ Protección diferencial mediante interruptor diferencial de 30 mA ■ Limitador de sobretensiones en el origen de la instalación si □ La alimentación proviene de una línea aérea ■ Un conductor protector de conexión a tierra (PE) en todos los circuitos	20		La altura a la cual se situarán los dispositivos generales e individuales de mando y protección de los circuitos, medidos desde el nivel del suelo, estará comprendida entre 1,4 y 2 m para viviendas (ITC-BT 17)	Protección mediante interruptor diferencial de 30 mA	
Cuartos de baño o duchas (sección 701)	Conexión equipotencial complementaria en zonas 0, 1, 2 y 3					
Zona 0	IPX7	IPX7	Limitado al necesario para alimentar los aparatos eléctricos fijos situados en este volumen	No permitida		Aparatos que únicamente pueden ser instalados en el volumen 0 y deben ser adecuados a las condiciones de este volumen
Zona 1	IPX4 IPX2, por encima del nivel más alto de un difusor fijo IPX5, en equipo eléctrico de bañeras de hidromasaje y en los baños comunes en los que se pueden producir chorros de agua durante la limpieza de los mismos	IPX2 IPX4 IPX5	Limitado al necesario para alimentar los aparatos eléctricos fijos situados en los volúmenes 0 y 1	No permitida, con la excepción de interruptores de circuitos MBTS alimentados a una tensión nominal de 12 V o de valor eficaz en alterna, o de 30 V en continua, estando la fuente de alimentación instalada fuera de los volúmenes 0,1 y 2		Aparatos alimentados a MBTS no superior a 12 V CA o V CC. Calentadores de agua, bombas de ducha y equipo eléctrico para bañeras de hidromasaje que cumplan con su norma aplicable, si su alimentación está protegida adicionalmente con un dispositivo de protección de corriente diferencial de valor no superior a los 30 mA, según la norma UNE 20460-4-41
Zona 2	IPX4 IPX2, por encima del nivel más alto de un difusor fijo IPX5, en los baños comunes en los que se puedan producir chorros de agua durante la limpieza de los mismos	IPX2 IPX4 IPX5	Limitado al necesario para alimentar los aparatos eléctricos fijos situados en los volúmenes 0, 1 y 2 y la parte del volumen 3 situado por debajo de la bañera o ducha	No permitida, con la excepción de interruptores o bases de circuitos MBTS cuya fuente de alimentación esté instalada fuera de los volúmenes 0, 1 y 2. Se permite también la instalación de bloques de alimentación de afeitadoras que cumplan con la UNE-EN 60742 o UNE-EN 61558-2-5		Todos los permitidos para el volumen 1. Luminarias, ventiladores, calefactores, y unidades móviles para bañeras de hidromasaje que cumplan con su norma aplicable, si su alimentación está protegida adicionalmente con un dispositivo de protección de corriente diferencial de valor no superior a los 30 mA, según la norma UNE 20460-4-41
Zona 3	IPX5, en los baños comunes en los que se puedan producir chorros de agua durante la limpieza de los mismos	IPX5	Limitado al necesario para alimentar los aparatos eléctricos fijos situados en los volúmenes 0, 1, 2 y 3	Se permiten las bases sólo si están protegidas bien por un transformador de aislamiento o por MBTS; o por un interruptor automático de la alimentación con un dispositivo de protección por corriente diferencial de valor no superior a los 30 mA todos ellos según los requisitos de la norma UNE 20460-4-41		Se permiten los aparatos sólo si están protegidos bien por un transformador de aislamiento; o MBTS; o por un dispositivo de protección de corriente diferencial de valor no superior a los 30 mA, todos ellos según los requisitos de la norma UNE 20460-4-41

Fig. P20: Requisitos principales prescritos en muchas normas nacionales e internacionales (continúa en la página contigua).

www.elsolucionario.org

3 Recomendaciones aplicables a instalaciones de características especiales

Ubicaciones	Principios de protección	Grado de protección IP	Cableado	Aparatos	Tomas de salida	Materiales de instalación
Piscinas (sección 702)	Conexión equipotencial complementaria en zonas 0, 1 y 2					
Zona 0	MBTS 12 V	28	Clase II limitada al mínimo riguroso			Dispositivos especiales
Zona 1		25	Clase II limitada al mínimo riguroso			Dispositivos especiales
Zona 2		22 (interior) 24 (interior)		Únicamente tomas de salida protegidas por: ■ Interruptor diferencial ■ Separación eléctrica o ■ MBTS 50 V		
Saunas (sección 703)		24	Clase II			Adap. a la temperatura
Lugares de trabajo (sección 704)	Límite de tensión convencional UL reducido a 25 V	44	Mecánicamente protegido		Protec. mediante interruptor diferencial de 30 mA	
Establecimientos para agricultura y horticultura (sección 705)	Límite de tensión convencional UL reducido a 25 V Protección contra riesgos de incendio mediante interruptor diferencial de 500 mA	35			Protec. mediante interruptor diferencial de 30 mA	
Ubicaciones conductoras restringidas (sección 706)		2x				Protección de: ■ Herram. port. mediante: □ MBTS o □ Separación eléctrica ■ Lámparas portátiles □ Por MBTS ■ Equipo fijo por □ MBTS □ Separación eléctrica □ Interruptor diferencial □ Conex. equipotencial complementaria especial
Fuentes (sección 702)	Protección mediante interruptor diferencial de 30 mA y conexión equipotencial de todas las partes conductoras expuestas y extrañas					
Procesamiento de datos (sección 707)	Sistema TN-S recomendado. Sist. TT si la corriente de fuga es limitada. Conductor protector 10 mm^2 mínimo de aluminio. Los tamaños más pequeños (en cobre) deben duplicarse					
Parques de caravanas (sección 708)		55	Cable flexible de 25 metros de longitud		Las bases de toma de corriente deben estar protegidas por un interruptor diferencial de 30 mA de sensibilidad. Un mismo interruptor diferencial no debe proteger más de 3 bases de toma de corriente	
Puertos deportivos y embarcaciones de recreo (sección 709)	La longitud del cable para la conexión a embarcaciones de recreo no debe superar los 25 m				Las bases de toma de corriente deben estar protegidas por un interruptor diferencial de 30 mA de sensibilidad. Un mismo interruptor diferencial no debe proteger más de 1 base de toma de corriente	
Instalaciones médicas (sección 710)	Conexión equipotencial de los sistemas médicos IT				Protección mediante interruptor diferencial de 30 mA	
Exposiciones, muestras y stands (sección 711)	Sistemas TT o TN-S	4×			Protección mediante interruptor diferencial de 30 mA	

Fig. P20: Requisitos principales prescritos en muchas normas nacionales e internacionales (continúa en la página contigua).

3 Recomendaciones aplicables a instalaciones de características especiales

Ubicaciones	Principios de protección	Grado de protección IP	Cableado	Aparatos	Tomas de salida	Materiales de instalación
Balnearios (baños en centros curativos)	Individual: véase la sección 701 (volúmenes 0 y 1) Colectivo: véase la sección 702 (volúmenes 0 y 1)					
Gasolineras	Riesgos de explosión en zonas de seguridad		Limitado al mín. necesario			
Vehículos de motor	Protección mediante interruptor diferencial o mediante separación eléctrica					
Instalaciones de iluminación externa (sección 714)		23			Protec. mediante interruptor diferencial de 30 mA	
Unidades móviles o transportables (sección 717)	El uso de un sistema TN-C no se permite en el interior de ninguna unidad				Los interruptores diferenciales de 30 mA deben utilizarse para todas las tomas de salida que suministren equipos fuera de la unidad	

Fig. P20: *Requisitos principales prescritos en muchas normas nacionales e internacionales (conclusión).*

Apéndice
Directrices sobre compatibilidad electromagnética (CEM)

Índice

1	**Distribución eléctrica**	**Ap2**
2	**Principios y estructuras de la conexión a tierra**	**Ap3**
3	**Instalación**	**Ap5**
	3.1 Conexión equipotencial dentro y fuera de los edificios	Ap5
	3.2 Mejora de las condiciones equipotenciales	Ap5
	3.3 Cables de separación	Ap7
	3.4 Falsos suelos	Ap7
	3.5 Recorrido de cable	Ap8
	3.6 Instalación de cables blindados	Ap11
	3.7 Redes de comunicación	Ap11
	3.8 Instalación de limitadores de sobretensiones	Ap12
	3.9 Normas	Ap13
4	**Mecanismos de acoplamiento y contramedidas**	**Ap14**
	4.1 General	Ap14
	4.2 Acoplamiento por impedancia en modo común	Ap15
	4.3 Acoplamiento capacitivo	Ap16
	4.4 Acoplamiento inductivo	Ap17
	4.5 Acoplamiento radiado	Ap18
5	**Recomendaciones de cableado**	**Ap20**
	5.1 Clases de señales	Ap20
	5.2 Recomendaciones de cableado	Ap20

www.elsolucionario.org

1 Distribución eléctrica

Se debe seleccionar adecuadamente la disposición de la conexión a tierra del sistema para garantizar la seguridad de las personas y los bienes. Se debe tener en cuenta el funcionamiento de los distintos sistemas con respecto a las consideraciones de la compatibilidad electromagnética. En la **Figura Ap1** que aparece a continuación, se muestra un resumen de sus características principales.

Las normas europeas (ver EN 50174-2 § 6.4 y EN 50310 § 6.3) recomiendan el esquema TN-S, el cual ocasiona muy pocos problemas de compatibilidad electromagnética en instalaciones que incluyen equipos de tecnología de la información (incluido equipamiento de telecomunicaciones).

	TT	TN-S	IT	TN-C
Seguridad de personas	Buena Protección diferencial obligatoria	Buena Se debe garantizar la continuidad del conductor PE en la instalación		
Seguridad de los bienes	Buena	Escasa	Buena	Escasa
	Corriente de defecto media (< algunas decenas de amperios)	Corriente alta de defecto (alrededor de 1 kA)	Corriente baja 1er defecto (< algunas decenas de mA), pero alta para el 2.º defecto	Corriente alta de defecto (alrededor de 1 kA)
Disponibilidad de energía	Buena	Buena	Excelente	Buena
Funcionamiento de la compatibilidad electromagnética	Buena – Riesgo sobretensiones – Problemas equipotenciales – Necesidad de gestionar dispositivos de corrientes de fuga altas	Excelente – Pocos problemas equipotenciales – Necesidad gestionar dispositivos de corrientes de fuga altas – Corrientes altas de defecto (perturbaciones transitorias)	Deficiente (se evitará) – Riesgo sobretensiones – Los filtros modo común y los limitadores de sobretensiones gestionarán tensiones compuestas – Los diferenciales sometidos a disparos intempestivos si están los condensadores en modo común – Equivalente al sistema TN para segundo defecto	Deficiente (no debe utilizarse nunca) – Neutro y PE son iguales – Circulación de corrientes perturbadas en las piezas conductoras expuestas (radiación alta en campo magnético) – Corrien. de defecto altas (perturbaciones transitorias)

Fig. Ap1: *Características principales de la conexión a tierra del sistema.*

Cuando una instalación incluye un equipo de alta potencia (motores, aire acondicionado, ascensores, electrónica de potencia, etc.), se recomienda instalar uno o varios transformadores específicamente para estos sistemas. La distribución eléctrica se debe organizar en sistema en estrella y todos los circuitos deben salir por el cuadro de distribución principal de baja tensión (CGBT).

En un esquema TN-S, los sistemas electrónicos (control/supervisión, regulación, instrumentos de medición, etc.) deben estar alimentados por un transformador dedicado.

En la **Figura Ap2** que aparece a continuación, se muestran estas recomendaciones.

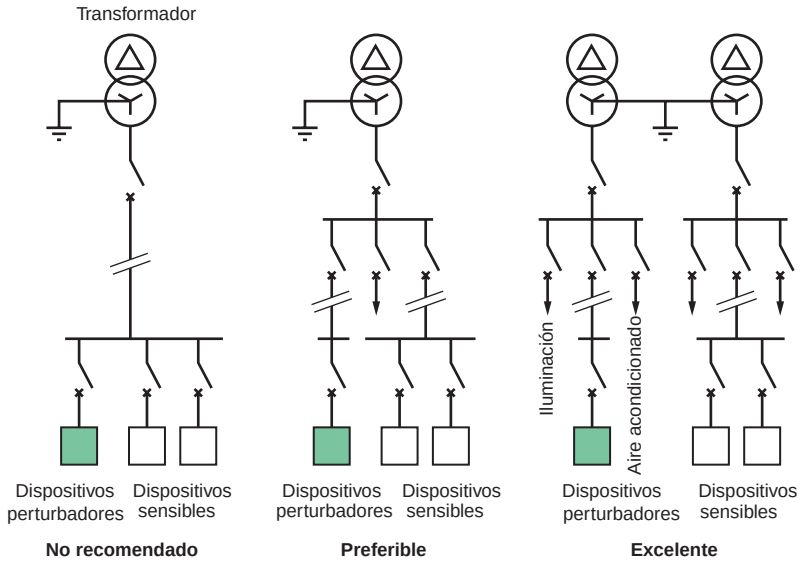


Fig. Ap2: *Recomendaciones de distribuciones por separado.*

2 Principios y estructuras de la conexión a tierra

Este apartado trata de la conexión a tierra y de la conexión equipotencial de los dispositivos de la tecnología de la información y de otros dispositivos similares que requieren interconexiones con fines de señalización.

Las redes de conexión a tierra están diseñadas para cumplir varias funciones. Pueden ser independientes o pueden funcionar conjuntamente para proporcionar uno o varios de los siguientes elementos:

- Seguridad de las personas con respecto a los riesgos eléctricos.
- Protección del equipo con respecto a los riesgos eléctricos.
- Un valor de referencia para señales fiables de alta calidad.
- Rendimiento satisfactorio de la compatibilidad electromagnética.

La disposición de la conexión a tierra del sistema está diseñada e instalada por lo general con vistas a obtener una impedancia baja capaz de desviar las corrientes de defectos y las corrientes de frecuencias altas de los dispositivos y de los sistemas electrónicos. Hay distintos tipos de disposiciones de conexión a tierra del sistema y algunos requieren que se cumplan determinadas condiciones. Estas condiciones no se cumplen siempre en las instalaciones típicas. Las recomendaciones incluidas en este apartado están pensadas para dichas instalaciones.

Para instalaciones industriales y profesionales, puede ser útil una red de conexión común (CBN) para garantizar un mejor rendimiento de la compatibilidad electromagnética con respecto a los siguientes puntos:

- Sistemas digitales y nuevas tecnologías.
- Cumplimiento de los requisitos de la compatibilidad electromagnética de 89/336/CEE (emisión e inmunidad).
- El amplio número de aplicaciones eléctricas.
- Un alto nivel de seguridad del sistema, así como fiabilidad y/o disponibilidad.

En las instalaciones residenciales, no obstante, en las que esté limitada la utilización de dispositivos eléctricos, una red de conexión aislada (IBN) o, aún mejor, una red de conexión aislada de malla puede ser una solución.

Se ha reconocido actualmente que los electrodos de tierra dedicados e independientes, que prestan servicio a una red de conexión a tierra independiente, son una solución que no es aceptable en cuanto a la compatibilidad electromagnética y que, además, representan un riesgo serio para la seguridad. En determinados países, los códigos de los edificios nacionales prohíben dichos sistemas.

No se recomienda la utilización de una red de conexión a tierra “limpia” independiente para la electrónica, ni tampoco la utilización de una red de conexión a tierra “sucia” para la energía, con vistas a obtener una compatibilidad electromagnética correcta, aun cuando se utilice un único electrodo (ver las **Figuras Ap3** y **Ap4**). En caso de que caiga un rayo, una corriente de defecto o perturbaciones de alta frecuencia, así como corrientes transitorias, fluirán en la instalación. Por consiguiente, las tensiones transitorias provocarán defectos o daños en la instalación. Si la instalación y el

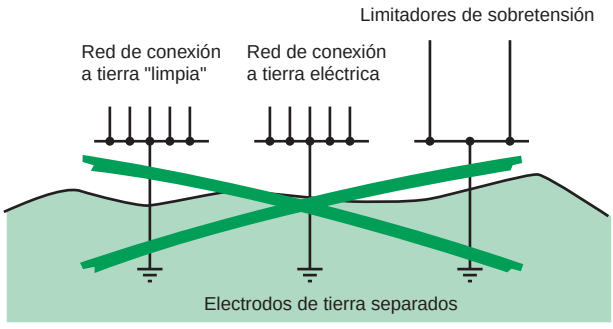


Fig. Ap3: *Electrodos de tierra independientes, una solución no aceptable generalmente por motivos de compatibilidad electromagnética y de seguridad.*

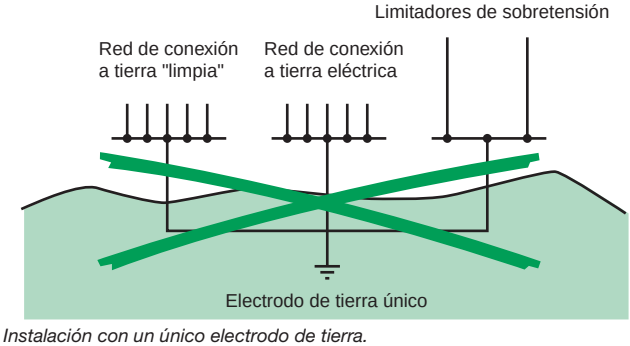


Fig. Ap4: *Instalación con un único electrodo de tierra.*

2 Principios y estructuras de la conexión a tierra

mantenimiento se llevan a cabo adecuadamente, se puede depender de este enfoque (en las frecuencias industriales), pero por lo general no es adecuado para fines de compatibilidad electromagnética y no se recomienda para uso general.

La configuración recomendada para la red de conexión a tierra y para los electrodos es bidimensional o tridimensional (ver **Figura Ap5**). Se recomienda este enfoque para uso general tanto para la seguridad como para la compatibilidad electromagnética. Esta recomendación no excluye otras configuraciones especiales que, si se mantienen correctamente, son también adecuadas.

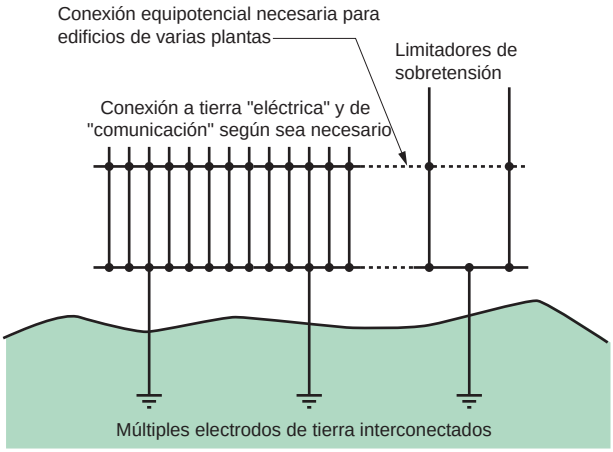


Fig. Ap5: *Instalación con varios electrodos de tierra.*

En una instalación típica para un edificio de varios pisos, cada nivel debe tener su propia red de conexión a tierra (generalmente una malla) y todas las redes deben estar interconectadas y conectadas al electrodo de tierra. Son necesarias al menos dos conexiones (en redundancia) para garantizar que, si se interrumpe un conductor, no quedará aislada ninguna sección de la red de conexión a tierra.

En la práctica, se han realizado más de dos conexiones para obtener una mejor simetría en el flujo de la corriente, reduciéndose así las diferencias de tensión y de impedancia global entre los distintos pisos del edificio.

Las numerosas líneas paralelas tienen distintas frecuencias de resonancia. Si una línea tiene una impedancia alta, lo más probable es que la haya derivado otra línea con una frecuencia de resonancia distinta. En general, sobre un amplio espectro de frecuencias (decenas de Hz y MHz), un gran número de líneas provoca un sistema de impedancia baja (ver **Figura Ap6**).

Cada habitación del edificio debe tener conductores de conexión a tierra para la conexión equipotencial de los dispositivos y los sistemas, cables aéreos, sistemas de canalización y estructuras. Se puede reforzar este sistema conectando tuberías metálicas, canalones, soportes, armazones, etc. En determinados casos especiales, como las salas de control o los ordenadores instalados en falsos suelos, se puede utilizar el plano de referencia del suelo o las pletinas de conexión a tierra de las áreas para los sistemas electrónicos con el fin de mejorar la conexión a tierra de los dispositivos sensibles y de los cables de interconexión para la protección.

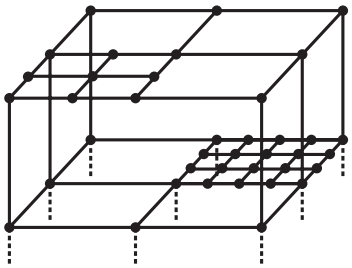


Fig. Ap6: *Cada piso tiene una malla y las mallas están interconectadas en varios puntos entre los pisos. Determinadas mallas de la planta baja están reforzadas para satisfacer las necesidades de ciertas áreas.*

www.elsolucionario.org

3 Instalación

3.1 Conexión equipotencial dentro y fuera de los edificios

Los objetivos fundamentales de la conexión a tierra son los siguientes:

■ Seguridad
Limitando la tensión de contacto y el retorno de las corrientes de defecto.

■ Compatibilidad electromagnética
Evitando las diferencias en el potencial y proporcionando un efecto de pantalla.

Las corrientes de fuga se propagan inevitablemente en una red de conexión a tierra. No se pueden eliminar todas las fuentes de perturbación de una instalación. Tampoco se pueden evitar los bucles a tierra. Cuando un campo magnético afecta a una instalación, p. ej. el creado por un rayo, se producen diferencias de potencial de los bucles formados por los diversos conductores y de las corrientes que fluyen en el sistema de conexión a tierra. Por consiguiente, la red de conexión a tierra se ve afectada directamente por cualquier contramedida tomada fuera del edificio.

Mientras las corrientes fluyan en el sistema de conexión a tierra y no en los circuitos electrónicos, no producen ningún daño. Sin embargo, cuando las redes de conexión a tierra no son equipotenciales, p. ej. cuando están conectadas en estrella al electrodo de tierra, las corrientes de fuga de alta frecuencia fluyen donde pueden, incluso en los conductores de control. El equipo puede resultar afectado, dañado o incluso destruido.

El único medio económico para dividir las corrientes de un sistema de conexión a tierra y mantener las características equipotenciales satisfactorias es interconectar las redes de conexión a tierra. Esto contribuye a una mejor conexión equipotencial dentro del sistema de conexión a tierra, pero no elimina la necesidad de contar con conductores de protección. Para satisfacer los requisitos legales en cuanto a la seguridad de las personas, conductores de protección identificados y de tamaño suficiente deben permanecer colocados entre cada parte del equipo y el terminal de conexión a tierra. Es más, con la excepción posible de un edificio con una estructura de acero, numerosos conductores para el limitador de sobretensión o para la red de protección contra las descargas deben estar conectados directamente al electrodo de tierra.

La diferencia fundamental entre un conductor de protección (PE) y un limitador de sobretensión es que el primero conduce las corrientes internas al conductor neutro del transformador MT/BT, mientras que el segundo lleva la corriente externa (desde el exterior de la instalación) al electrodo de tierra.

En un edificio, se recomienda conectar una red de conexión a tierra a todas las estructuras conductoras a las que se puede acceder, concretamente vigas metálicas y marcos de puertas, tuberías, etc. Por lo general, es suficiente conectar una canalización metálica, una caja de cables y dinteles, tuberías, conductos de ventilación, etc. en tantos puntos como sea posible. En los lugares en los que se encuentre gran parte del equipo y el tamaño de la malla de la red de conexión sea superior a cuatro metros, se debe añadir un conductor equipotencial. El tamaño y el tipo de conductor no son de gran importancia.

Es necesario interconectar las redes de conexión a tierra de los edificios que han compartido conexiones de cable. La interconexión de las redes de conexión a tierra debe realizarse por medio de varios conductores y de todas las estructuras metálicas internas de los edificios, o bien enlazando los edificios (con la condición de que no se interrumpan).

En un edificio determinado, las diversas redes de conexión a tierra (electrónica, informática, telecomunicaciones, etc.) deben estar interconectadas para formar una red de conexión equipotencial única.

Esta red de conexión a tierra debe estar lo más mallada posible. Si la red de conexión a tierra es equipotencial, las diferencias de potencial entre los dispositivos de comunicación serán imperceptibles y desaparecerán muchos problemas de compatibilidad electromagnética. Las diferencias de potencial se reducen también en caso de que se produzcan defectos de aislamiento o caídas de rayos.

Si no se pueden lograr condiciones equipotenciales entre los edificios o si la distancia entre éstos es superior a diez metros, se recomienda utilizar fibra óptica para los enlaces de comunicación y aisladores galvánicos para los sistemas de comunicación y medición.

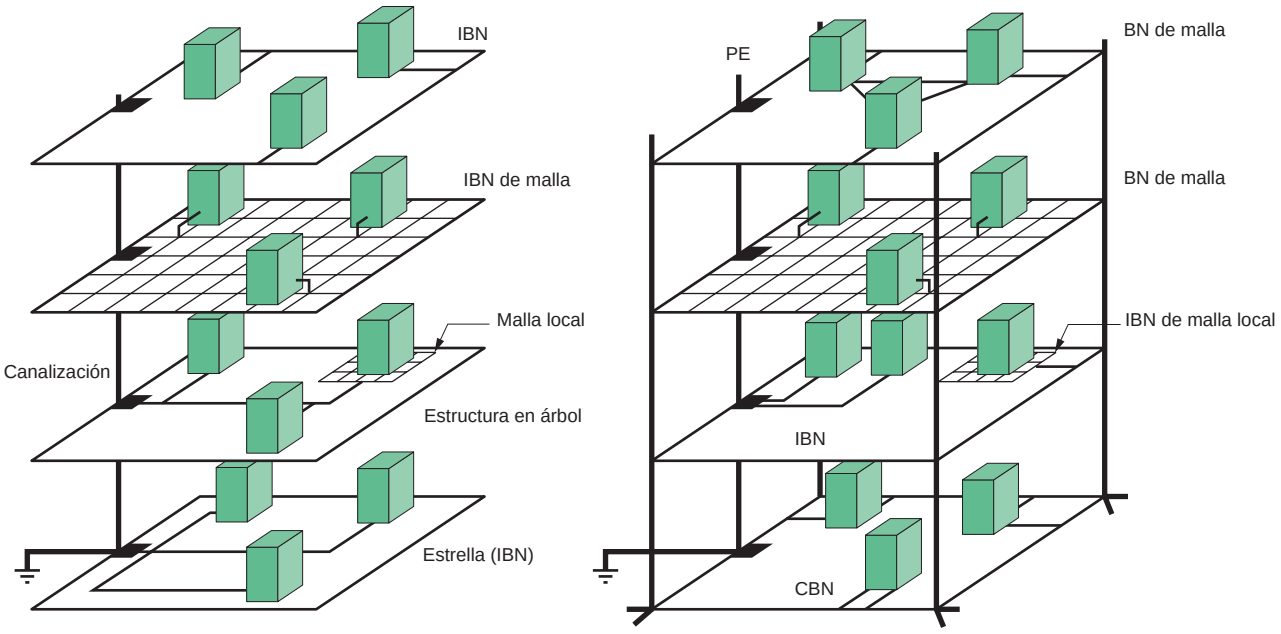
Estas medidas son obligatorias si el sistema de alimentación eléctrica utiliza el esquema TN-C o el esquema IT.

3.2 Mejora de las condiciones equipotenciales

Redes de conexión

Aun cuando la red de conexión ideal esté constituida por una lámina de metal o por una malla fina, la experiencia ha demostrado que, en la mayoría de las perturbaciones, una malla de tres metros es suficiente para crear una red de conexión de malla.

En la **Figura Ap7** que aparece en la página siguiente, se muestran ejemplos de diferentes redes de conexión. La estructura mínima recomendada se compone de un conductor (p. ej. un cable de cobre o una pletina) que rodea la habitación.



BN: red de conexión.
CBN: red de conexión común.
IBN: red de conexión aislada.

Fig. Ap7: *Ejemplos de redes de conexión.*

La longitud de las conexiones entre un elemento estructural y la red de conexión no excede de 50 centímetros y se debe instalar una conexión adicional en paralelo a una cierta distancia de la primera. La inductancia de la conexión entre la barra de conexión a tierra del envolvente eléctrico para un conjunto de equipos y la red de conexión (ver a continuación) debe ser inferior a un microhenrio (si es posible, 0,5 microhenrios). Por ejemplo, se puede utilizar un único conductor de 50 centímetros o dos conductores paralelos de un metro de largo, instalados a una distancia mínima el uno del otro (al menos 50 centímetros) para reducir la inductancia mutua entre los dos conductores.

Cuando sea posible, la conexión a la red de conexión conjunta debe estar en una intersección para dividir las corrientes de alta frecuencia en cuatro sin prolongar la conexión. El perfil de los conductores de conexión eléctrica no es importante, pero es preferible un perfil plano. El conductor también debe ser lo más corto posible.

Conductor de conexión a tierra en paralelo (PEC)

El objetivo de un conductor de conexión a tierra en paralelo es reducir la corriente en modo común que fluye por los conductores que portan también la señal en modo diferencial (se reduce la impedancia en modo común y el área de la superficie del bucle).

El conductor de conexión a tierra en paralelo debe estar diseñado para soportar corrientes altas cuando se utiliza para la protección contra los rayos o para el retorno de corrientes de fuga altas. Cuando el blindaje del cable se utiliza como conductor de conexión a tierra en paralelo, no puede soportar dichas corrientes altas y la solución es pasar el cable a lo largo de elementos estructurales metálicos o de cableados, los cuales actúan entonces como otros conductores de conexión a tierra en paralelo para el cable entero. Otra posibilidad es pasar el cable blindado cerca de un gran conductor de conexión a tierra en paralelo con el cable blindado y el conductor de conexión paralelo conectados ambos en cada extremo al terminal de conexión a tierra local del equipo o del dispositivo.

Para distancias muy largas, se recomienda realizar conexiones adicionales a la red para el conductor de conexión a tierra en paralelo, a distancias irregulares entre los dispositivos. Estas conexiones adicionales forman una ruta de retorno más corta para las corrientes de perturbación que fluyen a través del conductor de conexión a tierra en paralelo. Para las cajas en forma de U, el blindaje y los tubos, las conexiones adicionales deben ser externas para mantener la separación con el interior (efecto de “pantalla”).

Conductores de conexión

Los conductores de conexión pueden ser pletinas metálicas, trenzados planos o conductores redondos. Para los sistemas de alta frecuencia, son preferibles las pletinas metálicas y los trenzados planos (efecto de revestimiento) porque un

conductor redondo tiene una impedancia más alta que un conductor plano con la misma sección transversal. Cuando sea posible, la distancia a la relación del ancho no debe exceder de 5.

3.3 Cables de separación

La separación física de los cables de corriente alta y baja es muy importante para la compatibilidad electromagnética, en especial si los cables de corriente baja no están blindados o si el blindaje no está conectado a las partes conductoras expuestas. La sensibilidad del equipo electrónico está determinada en gran medida por el sistema del cable asociado.

Si no hay ninguna separación (diferentes tipos de cables en cableados independientes, distancia mínima entre los cables de corriente alta y baja, tipos de canalizaciones, etc.), el acoplamiento electromagnético está al máximo. En estas condiciones, el equipo electrónico es sensible a las perturbaciones electromagnéticas que fluyen por los cables afectados.

Se recomienda utilizar sistemas de canalización eléctrica prefabricada como Canalis o conductos de barra para las especificaciones de alta potencia. Los niveles de los campos magnéticos radiados que utilizan estos tipos de sistemas de canalización son de 10 a 20 veces inferiores a los conductores o a los cables estándar. Se deben tener en cuenta las recomendaciones de las secciones “Recorrido de cable” y “Recomendaciones de cableado”.

3.4 Falsos suelos

La inclusión de los suelos en la malla contribuye a la equipotencialidad del área y, por consiguiente, a la distribución y disolución de las corrientes de perturbación de baja frecuencia. El efecto de pantalla de un falso suelo está directamente relacionado con su equipotencialidad. Si el contacto entre las placas de apoyo es escaso (juntas antiestáticas de goma, por ejemplo) o si el contacto entre las escuadras de soporte es defectuoso (contaminación, corrosión, enmohecimiento, etc. o si no hay ninguna escuadra de soporte), es necesario añadir una malla equipotencial. En este caso, es suficiente garantizar las conexiones eléctricas efectivas entre las columnas de soporte metálicas. En el mercado están disponibles clips de resorte pequeños para conectar las columnas metálicas a la malla equipotencial.

Lo ideal sería que cada columna estuviera conectada, pero a menudo es suficiente con conectar columnas alternas en cada dirección. Una malla con un tamaño de 1,5 a 2 metros es adecuada en la mayoría de los casos. La sección transversal recomendada del cobre es de 10 mm^2 o más. En general, se utiliza un trenzado plano. Para reducir los efectos de la corrosión, se recomienda utilizar cobre estañado (ver **Figura Ap8**).

Las placas de apoyo perforadas actúan como placas de apoyo normales cuando tienen una estructura de acero celular.

Es necesario realizar el mantenimiento preventivo de las placas de apoyo cada cinco años aproximadamente (dependiendo del tipo de placa de apoyo y del entorno, incluida la humedad, el polvo y la corrosión). Se deben mantener las juntas antiestáticas de polímeros o de goma del mismo modo que las superficies de contacto de las placas de apoyo (limpieza con un producto adecuado).

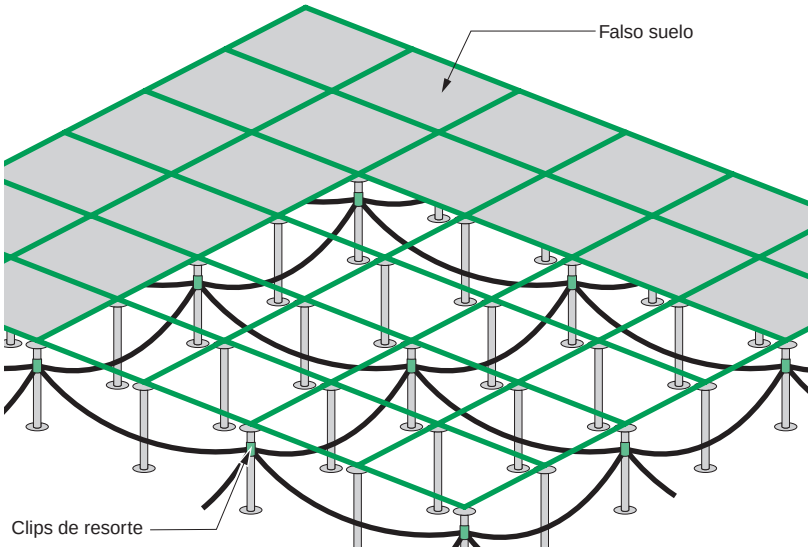


Fig. Ap8: *Instalación de falso suelo.*

www.elsolucionario.org

3.5 Recorrido de cable

La selección de los materiales y de su forma dependen de los siguientes criterios:

- Severidad del entorno electromagnético a lo largo de bandejas para cable (proximidad de las fuentes de perturbación electromagnética radiadas o conducidas).
- Nivel autorizado de emisiones radiadas y conducidas.
- Tipos de cables (blindados, trenzados, de fibra óptica...).
- Capacidad de resistencia a las interferencias electromagnéticas del equipo conectado al sistema de cableado.
- Otras restricciones ambientales (químicas, mecánicas, climáticas, incendios, etc.).
- Ampliaciones futuras planificadas para el sistema de cableado.

Las bandejas para cable no metálicas son adecuadas en los siguientes casos:

- Un entorno electromagnético de bajo nivel y continuo.
- Un sistema de cableado con un nivel de emisión bajo.
- Situaciones en las que se deben evitar las bandejas metálicas (entorno químico).
- Sistemas que utilizan fibras ópticas.

Para las bandejas metálicas, es la forma (plana, en forma de U, tubo, etc.) más que la sección transversal la que determina la impedancia característica. Las formas cerradas son mejores que las formas abiertas porque reducen el acoplamiento en modo común. Las bandejas para cable tienen a menudo ranuras para sujetar los cables. Cuanto más pequeñas, mejor. Los tipos de ranuras que provocan menos problemas son aquéllas cortadas en paralelo y situadas a cierta distancia de los cables. No se recomiendan las ranuras cortadas en perpendicular a los cables (ver **Figura Ap9**).

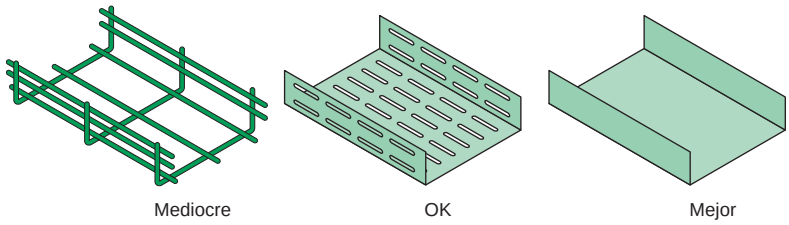


Fig. Ap9: *Rendimiento de la compatibilidad electromagnética de varios tipos de bandejas de cable metálicas.*

En determinados casos, un cableado defectuoso en términos de interferencias electromagnéticas puede ser adecuado si el entorno electromagnético es bajo, si se emplean cables blindados o fibras ópticas, o si se utilizan líneas independientes para los diferentes tipos de cables (potencia, procesamiento de datos, etc.).

Es buena idea reservar espacio dentro de la bandeja para cables para una cantidad determinada de cables adicionales. La altura de los cables debe ser inferior a las particiones de la bandeja, tal y como se muestra a continuación. La cubiertas también mejoran el rendimiento de la compatibilidad electromagnética de los cableados.

En los cableados en forma de U, el campo magnético disminuye en las dos esquinas. Eso explica por qué son preferibles los cableados profundos (ver **Figura Ap10**).

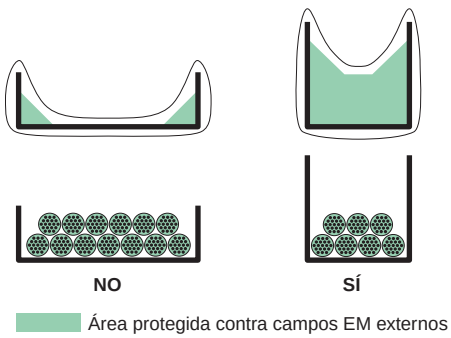
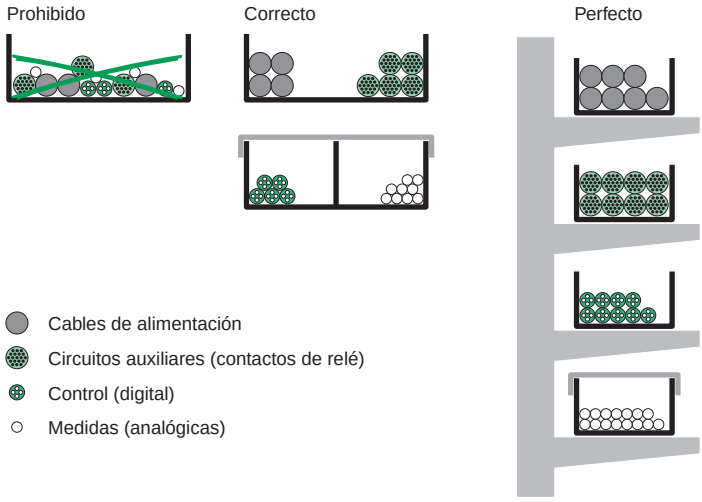


Fig. Ap10: *Instalación de diferentes tipos de bandejas para cable.*

Los diferentes tipos de cables (potencia y conexiones de bajo nivel) no se deben instalar en el mismo grupo ni en el mismo soporte. Las bandejas para cable no se deben rellenar nunca más de su capacidad media.

Para separar electromagnéticamente los grupos entre sí, se recomienda utilizar el blindaje o instalar los cables en diferentes bandejas. La calidad del blindaje determina la distancia entre los grupos. Si no hay ningún blindaje, se deben mantener las distancias suficientes (ver **Figura Ap11**).



Nota: todas las partes de metal deben estar eléctricamente interconectadas

Fig. Ap11: *Recomendación para instalar grupos de cables en bandejas metálicas.*

Los componentes metálicos del edificio se pueden utilizar con fines de compatibilidad electromagnética. Las vigas de acero (en forma de T, U, H o L) forman a menudo una estructura conectada a tierra ininterrumpida con grandes secciones transversales y superficies con numerosas conexiones a tierra intermedias. Los cables, si es posible, deben pasar a lo largo de dichas vigas. Las esquinas internas son mejores que las superficies externas (ver **Figura Ap12**).

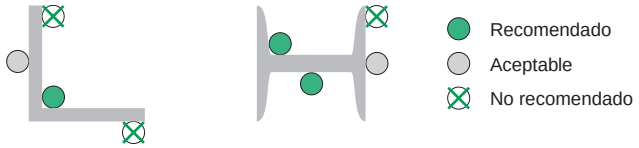


Fig. Ap12: *Recomendación para instalar cables en vigas de acero.*

Ambos extremos de los soportes para cable metálicos deben estar conectados siempre a los electrodos de tierra locales. En los cableados muy largos, se recomienda realizar conexiones adicionales al sistema de conexión a tierra entre los dispositivos conectados. Cuando sea posible, la distancia entre estas conexiones a tierra debe ser irregular (en sistemas de cableado simétrico) para evitar la resonancia en las frecuencias idénticas. Todas las conexiones al sistema de conexión a tierra deben ser cortas.

Existen soportes para cable metálicos y no metálicos. Las soluciones metálicas ofrecen mejores características de compatibilidad electromagnética. Un cableado (cajas de cables, conductos, abrazaderas de cables, etc.) debe ofrecer una estructura metálica de conducción continua desde el principio hasta el final.

Un soporte para cable de aluminio tiene una resistencia en CC inferior a un soporte de acero del mismo tamaño, pero la impedancia de transferencia (Z_t) del acero cae a una frecuencia menor, en particular cuando el acero tiene una permeabilidad relativa alta μ_r. Se debe tener cuidado cuando se utilizan diferentes tipos de metales porque la conexión eléctrica directa no está autorizada en determinados casos para evitar la corrosión. Eso puede ser una desventaja en cuanto a la compatibilidad electromagnética.

Cuando los dispositivos conectados al sistema de cableado que utilizan cables no blindados no se ven afectados por las perturbaciones de baja frecuencia, se puede mejorar la compatibilidad electromagnética de los soportes no metálicos añadiendo un conductor de conexión a tierra en paralelo (PEC) al cableado. Ambos extremos deben estar conectados al sistema de conexión a tierra local. Todas las conexiones se deben realizar a una parte metálica con impedancia baja (p. ej. un panel metálico de la caja del dispositivo).
El conductor de conexión a tierra en paralelo debe estar diseñado para resistir corrientes de defecto altas y corrientes en modo común.

Instalación

Cuando una bandeja para cables metálica se compone de varias secciones cortas, es necesario garantizar la continuidad uniendo correctamente las diferentes partes. Las piezas deben estar preferentemente soldadas a lo largo de todos los bordes. Las conexiones roscadas, empernadas o remachadas están autorizadas siempre que las superficies de contacto conduzcan la corriente (sin pintura ni revestimientos aislantes) y estén protegidas contra la corrosión. Se deben observar los pares de apriete para garantizar la presión correcta del contacto eléctrico entre dos partes.

Cuando se selecciona una forma en particular de soporte, se debe utilizar para toda la longitud. Todas las interconexiones deben tener una impedancia baja. Una conexión de un solo hilo entre dos partes del soporte produce una impedancia local alta que anula su rendimiento de compatibilidad electromagnética.

Comenzando por unos pocos MHz, una conexión de diez centímetros entre dos partes del soporte reduce el factor de atenuación en más de un factor de diez (ver **Figura Ap13**).

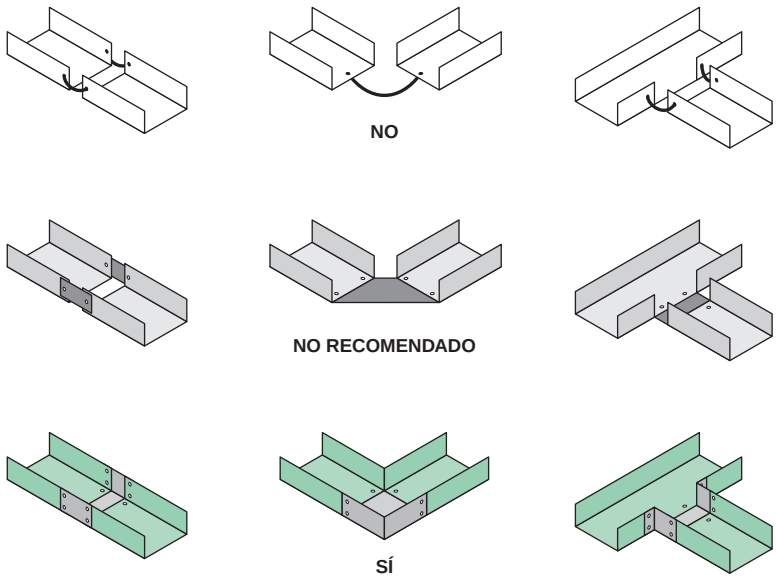


Fig. Ap13: *Unión de bandejas para cable metálicas.*

Cada vez que se realicen modificaciones o ampliaciones, es muy importante asegurarse de que se llevan a cabo según las reglas de compatibilidad electromagnética (p. ej. no se puede sustituir nunca una bandeja metálica por un modelo de plástico).

Las cubiertas para las bandejas metálicas deben cumplir los mismos requisitos que los que se aplican a las propias bandejas. Una cubierta debe tener un gran número de contactos en toda su longitud. Si eso no es posible, debe estar conectada a la base al menos en los dos extremos mediante conexiones cortas (p. ej. conexiones malladas o trenzadas).

Cuando es necesario cortar las bandejas para pasarlas por una pared (p. ej. cortafuegos), es necesario utilizar conexiones de impedancia baja entre las dos partes (ver **Figura Ap14**).

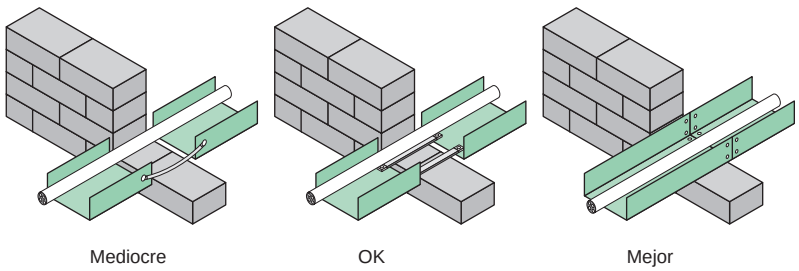


Fig. Ap14: *Recomendación para el montaje de bandejas metálicas para pasarlos por una pared.*

www.elsolucionario.org

3.6 Instalación de cables blindados

Cuando se toma la decisión de utilizar cables blindados, es necesario determinar también cómo se conectará el blindaje (tipo de conexión a tierra, conector, entrada de cables, etc.), de lo contrario las ventajas son muy pocas. Para que sea efectivo, el blindaje debe estar conectado en los 360°. En la **Figura Ap15**, que aparece a continuación, se muestran diferentes formas de conectar a tierra el blindaje de cable.

En el equipo informático y en los enlaces digitales, el blindaje debe estar conectado en cada extremo del cable.

La conexión del blindaje es muy importante para la compatibilidad electromagnética y se deben tener en cuenta los siguientes puntos.

Si el cable blindado conecta equipos ubicados en la misma área de conexión equipotencial, el blindaje debe estar conectado a las partes conductoras expuestas en ambos extremos. Si el equipo conectado no está en la misma área de conexión equipotencial, hay varias posibilidades.

- La conexión de un solo extremo a las partes conductoras expuestas es peligrosa. Si se produce un defecto de aislamiento, la tensión del blindaje puede ser fatal para un operador o puede destruir el equipo. Además, con frecuencias altas, el blindaje no es efectivo.
- La conexión de ambos extremos a las partes conductoras expuestas puede ser peligrosa si se produce un defecto de aislamiento. Una corriente alta fluye en el blindaje y puede dañarlo. Para aminorar este problema, un conductor de conexión a tierra en paralelo (PEC) debe pasar próximo al cable blindado. El tamaño del conductor de conexión a tierra en paralelo depende de la corriente de cortocircuito en la parte especificada de la instalación.
Está claro que si la instalación tiene una red de conexión a tierra bien dimensionada, no surge este problema.

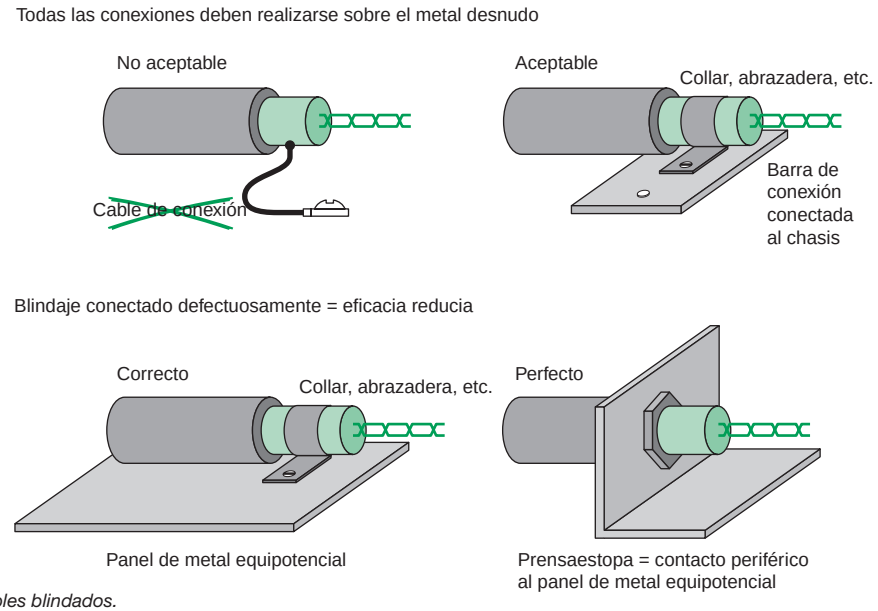


Fig. Ap15: Instalación de cables blindados.

3.7 Redes de comunicación

Las redes de comunicación cubren grandes distancias e interconectan el equipo instalado en las habitaciones que pueden tener sistemas de distribución con diferentes disposiciones de conexión a tierra. Además, si las diferentes instalaciones no son equipotenciales, puede que se produzcan corrientes transitorias altas y grandes diferencias de potencial entre los diversos dispositivos conectados a las redes. Tal y como se ha indicado anteriormente, es el caso cuando se producen defectos de aislamiento y caídas de rayos. La capacidad de resistencia dieléctrica (entre conductores en tensión y partes conductoras expuestas) de las tarjetas de comunicación instaladas en PC o en PLC por lo general no excede de 500 V. Como máximo, la capacidad de resistencia puede alcanzar 1,5 kV. En instalaciones malladas con el esquema TN-S y redes de comunicación relativamente pequeñas, este nivel de capacidad de resistencia es aceptable. En todos los casos, no obstante, se recomienda contar con protección contra la caída de rayos (modo diferencial y modo común).

El tipo de cable de comunicación empleado es un parámetro importante. Debe ser adecuado para el tipo de transmisión. Para crear un enlace de comunicación fiable, se deben tener en cuenta los siguientes parámetros:

- Impedancia característica.
- Pares trenzados u otros pares.
- Resistencia y capacidad por unidad de longitud.
- Atenuación de señal por unidad de longitud.
- Tipos de blindaje utilizados.

Además, es importante utilizar enlaces de transmisión (diferencial) simétrica porque ofrecen un rendimiento más alto en relación a la compatibilidad electromagnética.

En condiciones electromagnéticas estrictas, no obstante, o en redes de comunicación amplias entre instalaciones que no son equipotenciales o que son sólo ligeramente equipotenciales, junto con un esquema TN-C, TT o IT, se recomienda utilizar enlaces de fibra óptica.

Por motivos de seguridad, la fibra óptica no debe tener partes metálicas (riesgo de descargas eléctricas si la fibra enlaza dos áreas con potenciales diferentes).

3.8 Instalación de limitadores de sobretensiones

El cableado de los limitadores de sobretensiones es tan importante como la selección del propio limitador de sobretensión. En las **Figuras Ap16** y **Ap17** que aparecen a continuación, se muestra que los cables de conexión del limitador de sobretensión y su interruptor automático de desconexión no deben exceder de 50 centímetros para garantizar una protección eficaz.

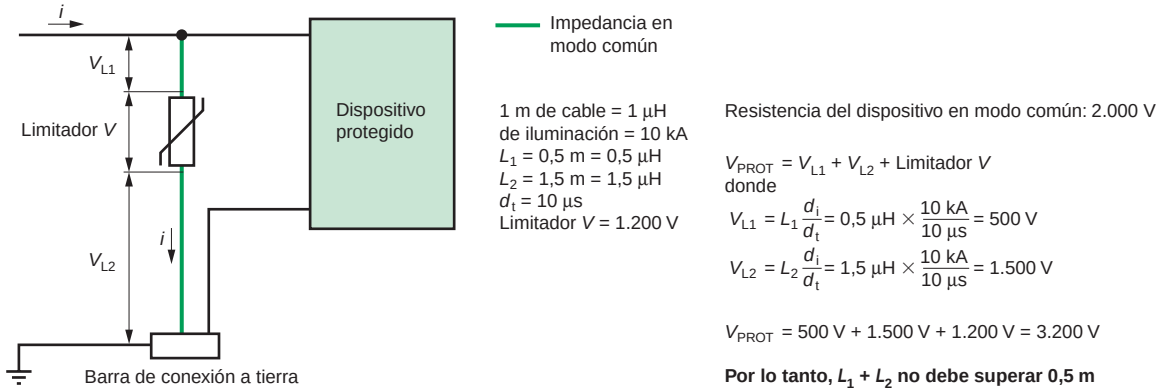


Fig. Ap16: *El dispositivo protegido debe estar conectado a los terminales del limitador de sobretensión.*

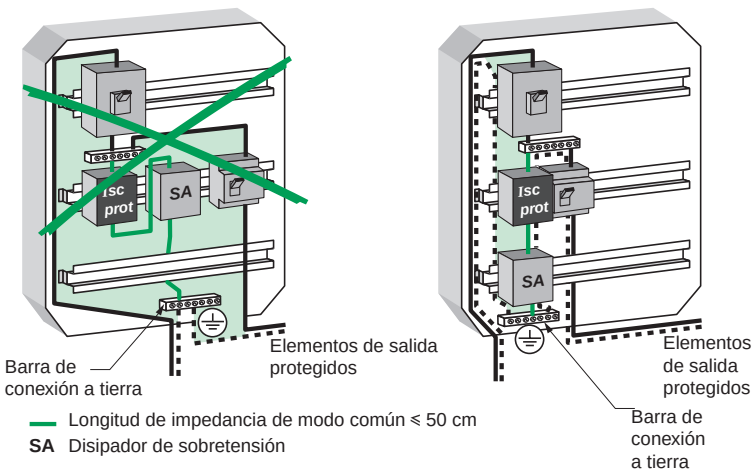


Fig. Ap17: *Ejemplos de montajes que combinan limitadores de sobretensiones (SA) e interruptores automáticos de desconexión para reducir las impedancias en modo común y el área de bucles aguas arriba y abajo.*

3.9 Normas

Es absolutamente indispensable especificar las normas y las recomendaciones que se deben tener en cuenta para las instalaciones.

A continuación, se incluyen varios documentos que se pueden utilizar:

- EN 50174-1 Tecnología de la información - Instalación del cableado. Parte 1: Especificaciones y aseguramiento de calidad.
- EN 50174-2 Tecnología de la información - Instalación del cableado. Parte 2: Métodos y planificación de la instalación en el interior de los edificios.

www.elsolucionario.org

4 Mecanismos de acoplamiento y contramedidas

4.1 General

En la **Figura Ap18** que aparece a continuación, se resume un fenómeno de interferencia electromagnética:

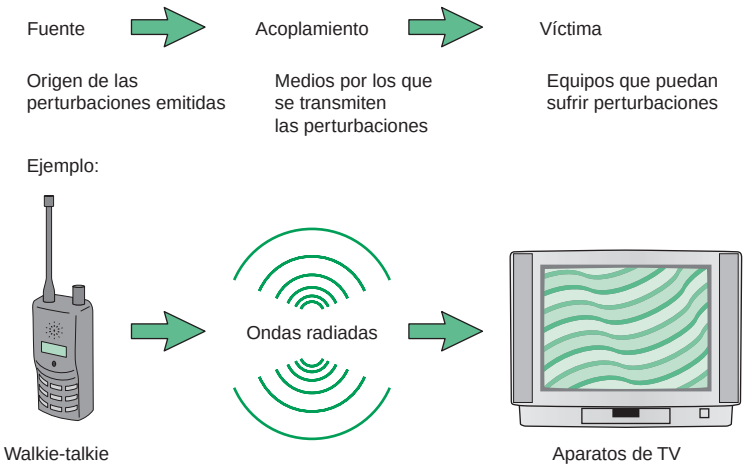


Fig. Ap18: *Fenómeno de interferencia electromagnética.*

Las diferentes fuentes de perturbaciones son:

- Emisiones de radiofrecuencia:
  - Sistemas de comunicación inalámbricos (radio, TV, CB, teléfonos con radio, mandos a distancia).
  - Radar.
- Equipo eléctrico:
  - Equipo industrial de alta potencia (hornos de inducción, soldadoras, sistemas de control de estator).
  - Equipo de oficina (ordenadores y circuitos electrónicos, fotocopiadoras, monitores grandes).
  - Lámparas de descarga (neón, fluorescente, destello, etc.).
  - Componentes electromecánicos (relés, contactores, solenoides, dispositivos de interrupción de corriente).
- Sistemas de alimentación:
  - Sistemas de distribución y transmisión de energía.
  - Sistemas de transporte eléctricos.
- Rayos.
- Descargas electrostáticas (ESD).
- Impulsos nucleares electromagnéticos (EMNP).

Las víctimas potenciales son:

- Receptores de televisión y radio, radar, sistemas de comunicación inalámbricos.
- Sistemas analógicos (sensores, adquisición de medidas, amplificadores, monitores).
- Sistemas digitales (ordenadores, comunicaciones informáticas, equipo periférico).

Los diferentes tipos de acoplamiento son:

- Acoplamiento (galvánico) por impedancia en modo común.
- Acoplamiento capacitivo.
- Acoplamiento inductivo.
- Acoplamiento radiado (cable a cable, campo a cable, antena a antena).

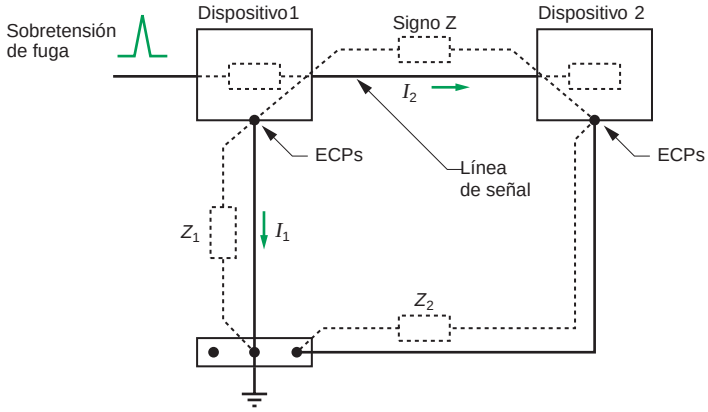
4 Mecanismos de acoplamiento y contramedidas

4.2 Acoplamiento por impedancia en modo común

Definición

Dos o varios dispositivos están interconectados mediante la fuente de alimentación y los cables de comunicación (ver **Figura Ap19**). Cuando las corrientes externas (rayos, corrientes de defecto, perturbaciones) fluyen por estas impedancias en modo común, aparece una tensión no deseada entre los puntos A y B, **que se supone que son equipotenciales**. Esta tensión de fuga puede afectar a los circuitos electrónicos rápidos o de bajo nivel.

Todos los cables, incluidos los conductores de protección, tienen una impedancia, en particular en frecuencias altas.



Las partes conductoras expuestas (ECP) de los dispositivos 1 y 2 están conectadas a un terminal de conexión a tierra común a través de las conexiones con impedancias Z_1 y Z_2.

La sobretensión de fuga fluye a la tierra a través de Z_1. El potencial del dispositivo 1 aumenta hasta $Z_1\ I_1$. La diferencia de potencial con el dispositivo 2 (potencial inicial = 0) produce la aparición de la corriente I_2.

$$Z_1\ I_1 = (Z_{sign} + Z_2)\ I_2 \Rightarrow \frac{I_2}{I_1} = \frac{Z_1}{(Z_{sign} + Z_2)}$$

Fig. Ap19: *Definición del acoplamiento por impedancia en modo común.*

Ejemplos (ver **Figura Ap20**)

- Los dispositivos enlazados mediante un conductor de referencia común (p. ej. PEN, PE) afectado por variaciones de corrientes (d_i/d_t) intensas o rápidas (corriente de defecto, caída de rayo, cortocircuito, cambios de carga, circuitos de supresión, corrientes armónicas, batería de condensadores de corrección de factor de potencia, etc.).
- Una ruta de retorno común para varias fuentes eléctricas.

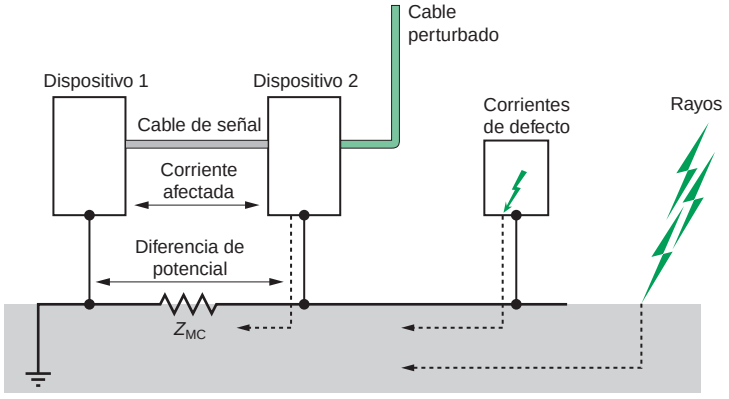


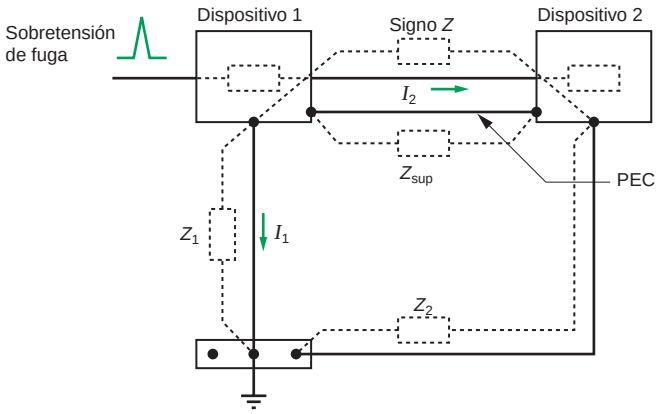
Fig. Ap20: *Ejemplo de acoplamiento por impedancia en modo común.*

4 Mecanismos de acoplamiento y contramedidas

Contramedidas (ver Figura Ap21)

Si no se pueden eliminar, las impedancias en modo común deben ser al menos tan bajas como sea posible. Para reducir los efectos de las impedancias en modo común, es necesario:

- Reducir las impedancias:
  - Enlazar las referencias comunes.
  - Utilizar cables cortos o trenzados planos, los cuales, con tamaños idénticos, tienen una impedancia inferior a los cables redondos.
  - Instalar una conexión equipotencial funcional entre los dispositivos.
- Reducir el nivel de las corrientes de perturbación añadiendo un filtro en modo común e inductores en modo diferencial.



Si la impedancia del conductor de conexión a tierra en paralelo PEC (Z_{sup}) es muy baja en comparación a Z_{sign}, la mayoría de la corriente de perturbación fluye a través del PEC, es decir, no a través de la línea de señal como en el caso anterior.

La diferencia de potencial entre los dispositivos 1 y 2 es muy baja y la perturbancia es aceptable.

Fig. Ap21: *Contramedidas del acoplamiento de la impedancia en modo común.*

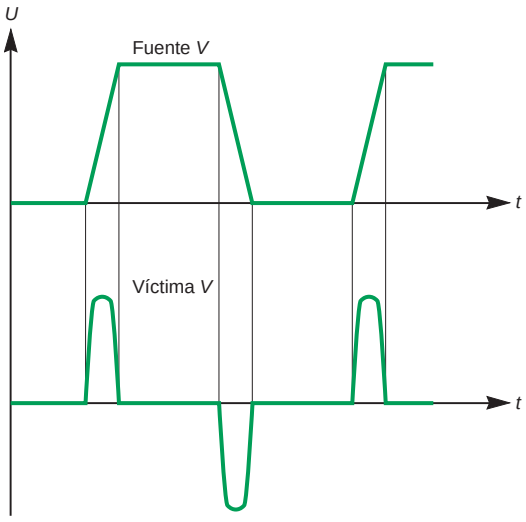


Fig. Ap22: *Resultado típico del acoplamiento capacitivo (diafonía capacitiva).*

4.3 Acoplamiento capacitivo

Definición

El nivel de perturbaciones depende de las variaciones de tensión (d_v/d_t) y del valor de la capacidad de acoplamiento entre el perturbador y la víctima.

El acoplamiento capacitivo aumenta con:

- La frecuencia.
- La proximidad de la fuente perturbadora a la víctima y la longitud de los cables paralelos.
- La altura de los cables con respecto a un plano de referencia del suelo.
- La impedancia de entrada del circuito de la víctima (los circuitos con una impedancia de entrada alta son más vulnerables).
- El aislamiento del cable de la víctima (ε_r del aislamiento del cable), en particular para pares unidos firmemente.

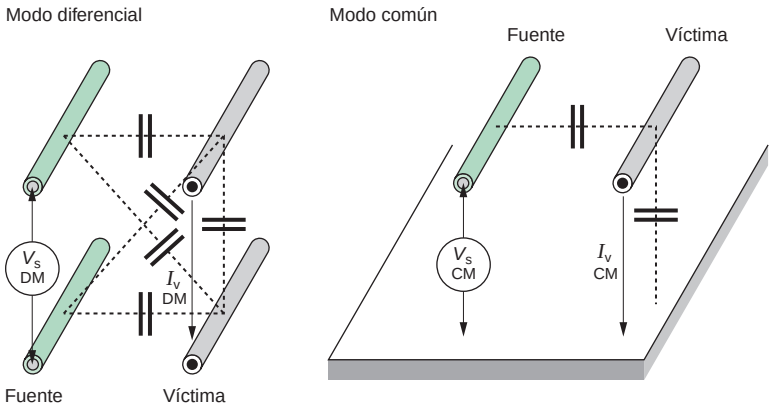
En la **Figura Ap22** se muestran los resultados del acoplamiento capacitivo (diafonía) entre dos cables.

Ejemplos (ver Figura Ap23 en la página contigua)

- Cables cercanos sometidos a variaciones de tensión rápidas (d_v/d_t).
- Puesta en marcha de las lámparas fluorescentes.
- Fuentes de alimentación en modo de conmutación de alta tensión (fotocopiadoras, etc.).
- Capacidad de acoplamiento entre los devanados de los transformadores principales y secundarios.
- Diafonía entre los cables.

www.elsolucionario.org

4 Mecanismos de acoplamiento y contramedidas



V_s DM: fuente de la tensión de perturbación (modo diferencial)
I_v DM: corriente de perturbación en el lado de víctima (modo diferencial)
V_s CM: fuente de la tensión de perturbación (modo común)
I_v CM: corriente de perturbación en el lado de víctima (modo común)

Fig. Ap23: *Ejemplo de acoplamiento capacitivo.*

Contramedidas (ver **Figura Ap24**)

- Limitar la distancia de los recorridos en paralelo de los perturbadores y de las víctimas al mínimo indispensable.
- Aumentar la distancia entre el perturbador y la víctima.
- En las conexiones de dos cables, pasar los dos cables lo más cerca posible.
- Colocar un conductor de conexión a tierra en paralelo conectado en ambos extremos entre el perturbador y la víctima.
- Utilizar cables de dos o cuatro hilos en lugar de conductores individuales.
- Utilizar sistemas de transmisión simétrica en sistemas de cableado simétrico instalados correctamente.
- Proteger los cables de perturbación, los cables de la víctima o ambos (el blindaje debe estar conectado).
- Reducir el d_v/d_t del perturbador incrementando el tiempo de aumento de la señal cuando sea posible.

4.4 Acoplamiento inductivo

Definición

La fuente de perturbaciones y la víctima están acoplados mediante un campo magnético. El nivel de perturbación depende de las variaciones de corriente (d_i/d_t) y de la inductancia del acoplamiento mutuo.

El acoplamiento inductivo aumenta con:

- La frecuencia.
- La proximidad del perturbador a la víctima y la longitud de los cables paralelos.
- La altura de los cables con respecto a un plano de referencia del suelo.
- La impedancia de carga del circuito de perturbación.

Ejemplos (ver **Figura Ap25** de la página siguiente)

- Cables cercanos sometidos a variaciones de corriente rápidas (d_i/d_t).
- Cortocircuitos.
- Corrientes de defecto.
- Caídas de rayos.
- Sistemas de control de estator.
- Soldadoras.
- Inductores.

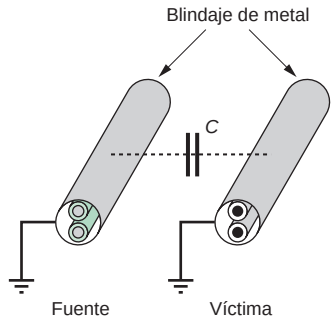


Fig. Ap24: *El blindaje de cable con perforaciones reduce el acoplamiento capacitivo.*

4 Mecanismos de acoplamiento y contramedidas

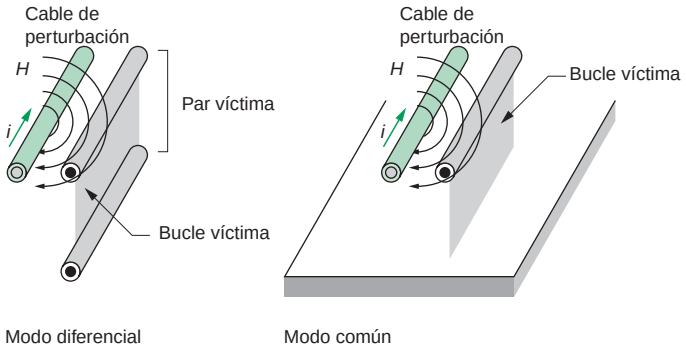


Fig. Ap25: Ejemplo de acoplamiento inductivo.

Contramedidas

- Limitar la distancia de los recorridos en paralelo de los perturbadores y de las víctimas al mínimo riguroso.
- Aumentar la distancia entre el perturbador y la víctima.
- En las conexiones de dos cables, pasar los dos cables lo más cerca posible.
- Utilizar cables de varios núcleos o de un solo núcleo en contacto, preferentemente con un diseño triangular.
- Colocar un conductor de conexión a tierra en paralelo conectado en ambos extremos entre el perturbador y la víctima.
- Utilizar sistemas de transmisión simétrica en sistemas de cableado simétrico instalados correctamente.
- Proteger los cables de perturbación, los cables de la víctima o ambos (el blindaje debe estar conectado).
- Reducir el d_v/d_t del perturbador incrementando el tiempo de aumento de la señal cuando sea posible (resistencias conectadas en serie o resistencias PTC del cable de perturbación, anillos de ferrita en el cable de perturbación y/o en el cable de la víctima).

4.5 Acoplamiento radiado

Definición

La fuente de perturbación y la víctima están acoplados mediante un medio (p. ej. aire). El nivel de perturbación depende de la potencia de la fuente de radiación y de la eficacia de la antena de emisión y recepción. Un campo electromagnético se compone de un campo eléctrico y de un campo magnético. Los dos campos están correlacionados. Se pueden analizar por separado los componentes eléctricos y magnéticos.

El campo eléctrico (campo *E*) y el campo magnético (campo *H*) están acoplados en los sistemas de cableado por medio de los cables y de los bucles (ver **Figura Ap26**).

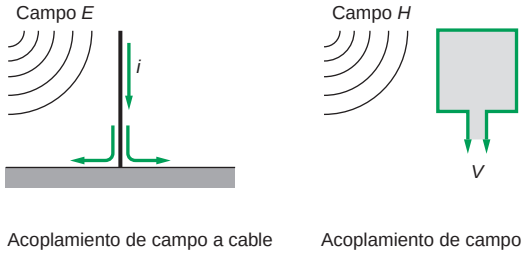


Fig. Ap26: Definición del acoplamiento radiado.

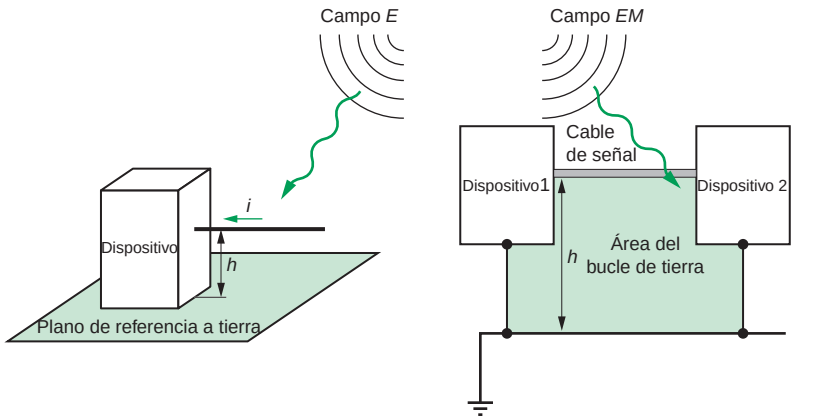
4 Mecanismos de acoplamiento y contramedidas

Cuando un cable está sometido a un campo eléctrico variable, se genera una corriente en el mismo. Este fenómeno se denomina acoplamiento de campo a cable.

Asimismo, cuando un campo magnético variable fluye a través de un bucle, crea una fuerza electromotriz contraria que produce una tensión entre los dos extremos del bucle. Este fenómeno se denomina acoplamiento de campo a bucle.

Ejemplos (ver Figura Ap27)

- Equipo de radiotransmisión (walkie-talkies, transmisores de radio y televisión, servicios de móvil).
- Radar.
- Sistemas de ignición de automóviles.
- Soldadoras de arco.
- Hornos de inducción.
- Sistemas de conmutación de potencia.
- Descargas electrostáticas (ESD).
- Iluminación.



Ejemplo de acoplamiento de campo a cable

Ejemplo de acoplamiento de campo a bucle

Fig. Ap27: *Ejemplos de acoplamiento radiado.*

Contramedidas

Para minimizar los efectos del acoplamiento radiado, son necesarias las medidas que se muestran a continuación.

Para el acoplamiento de campo a cable

- Disminuir el efecto antena de la víctima reduciendo la altura (*h*) del cable con respecto al plano de referencia del suelo.
- Colocar el cable en un cableado metálico, conectado e ininterrumpido (tubo, canalización, caja de cables).
- Utilizar cables blindados que estén instalados y conectados correctamente.
- Añadir PEC.
- Colocar filtros o anillos de ferrita en el cable de la víctima.

Para el acoplamiento de campo a bucle

- Disminuir la superficie del bucle de la víctima reduciendo la altura (*h*) y la longitud del cable. Utilizar las soluciones para el acoplamiento de campo a cable. Utilizar el principio de jaula de Faraday.

Se puede eliminar el acoplamiento radiado utilizando el principio de jaula de Faraday. Una solución posible es un cable blindado con ambos extremos del blindaje conectados a la caja metálica del dispositivo. Las piezas conductoras expuestas deben estar conectadas para mejorar la eficacia a las frecuencias altas.

El acoplamiento radiado disminuye con la distancia y cuando se utilizan enlaces de transmisión simétrica.

www.elsolucionario.org

5 Recomendaciones de cableado

5.1 Clases de señales (ver la Figura Ap28)

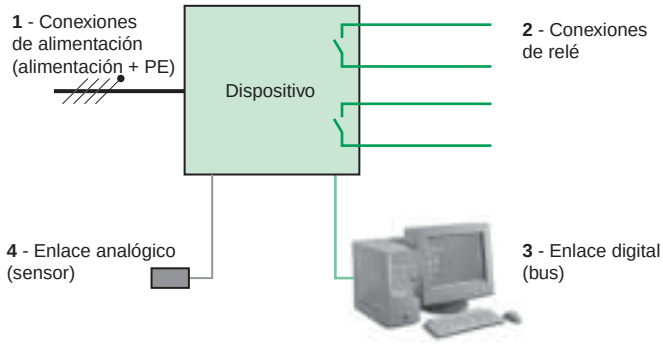


Fig. Ap28: Las señales internas se pueden agrupar en cuatro clases.

Las cuatro clases de señales internas son:

■ Clase 1.
Líneas de alimentación, circuitos de potencia con una di/dt alta, convertidores en modo de conmutación, dispositivos de control con regulación de potencia.
Esta clase no es muy sensible, pero afecta a las otras clases (especialmente en modo común).

■ Clase 2.
Contactos de relé.
Esta clase no es muy sensible, pero afecta a las otras clases (conmutación, arcos cuando se abren los contactos).

■ Clase 3.
Circuitos digitales (conmutación de alta frecuencia).
Esta clase es sensible a los impulsos, pero afecta también a la siguiente clase.

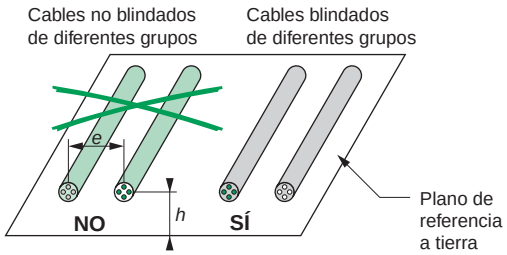
■ Clase 4.
Circuitos analógicos de entrada/salida (medidas de bajo nivel, circuitos activos de alimentación de sensores). Esta clase es sensible.

Se recomienda utilizar conductores con un color específico para cada clase con el fin de facilitar la identificación y separar las clases. Esto es útil durante el diseño y la resolución de problemas.

5.2 Recomendaciones de cableado

Los cables que transportan diferentes tipos de señales deben estar separados físicamente (ver la Figura Ap29 mostrada anteriormente).

Los cables de perturbación (clases 1 y 2) deben estar colocados a cierta distancia de los cables sensibles (clases 3 y 4) (ver las Figuras Ap29 y Ap30).
En general, es suficiente una separación de 10 cm entre los cables planos colocados sobre la lámina de metal (para los modos diferencial y común). Si hay espacio suficiente, es preferible una distancia de 30 cm. Si los cables deben estar cruzados, esto se debe llevar a cabo en ángulos rectos para evitar la diafonía (incluso si se rozan). No hay ningún requisito de distancia si los cables están separados por una partición de metal que sea equipotencial con respecto a las partes conductoras expuestas. Sin embargo, la altura de la partición debe ser superior al diámetro de los cables.



Riesgo de diafonía en modo común si $e < 3\,h$

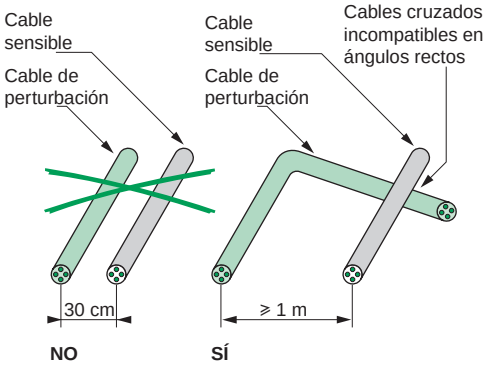


Fig. Ap29: Recomendaciones de cableado para los cables que transportan diferentes tipos de señales.

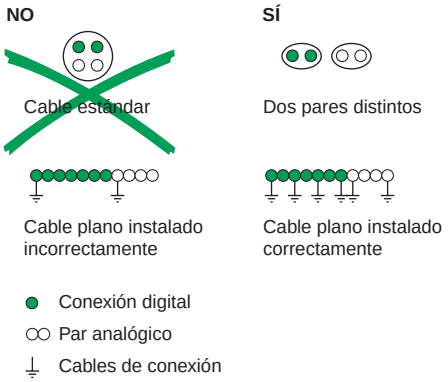


Fig. Ap30: Utilización de los cables y del cable plano.

Ap20

Un cable debe transportar las señales de un solo grupo (ver la **Figura Ap31**).
Es necesario utilizar un cable para transportar las señales de diferentes grupos, el blindaje interno es necesario para limitar la diafonía (modo diferencial). El blindaje, preferentemente trenzado, debe estar conectado en cada extremo para los grupos 1, 2 y 3.

Se recomienda sobreproteger los cables sensibles y de perturbación (ver la **Figura Ap32**).
La sobreprotección actúa como protección de alta frecuencia (modos diferencial y común) si está conectada en cada extremo mediante un conector circunferencial, un collarín o una abrazadera. Sin embargo, no es suficiente un cable de conexión simple.

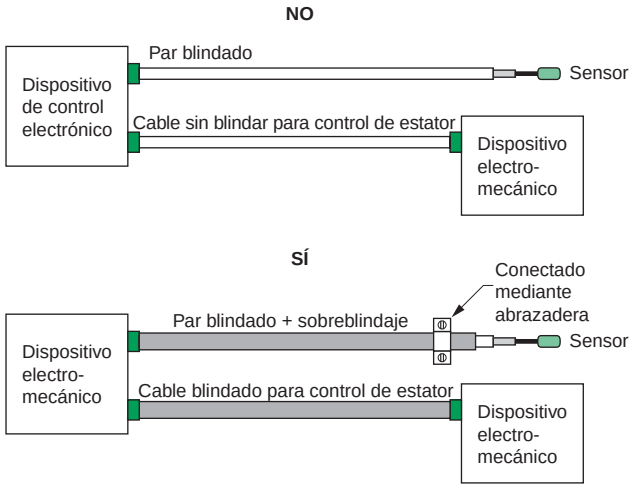


Fig. Ap32: Protección y sobreprotección de los cables sensibles y/o de perturbación.

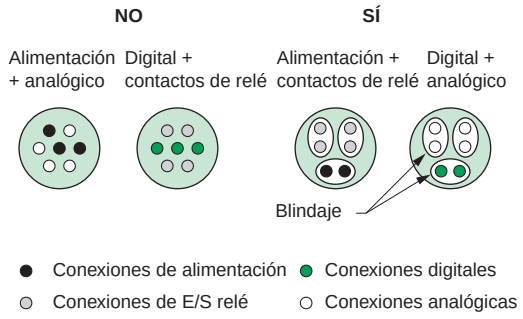


Fig. Ap31: Señales incompatibles = cables diferentes.

Evitar la utilización de un único conector para diferentes grupos (ver la **Figura Ap33**).
Excepto cuando sea necesario para los grupos 1 y 2 (modo diferencial). Si se utiliza un único conector para las señales digitales y para las señales analógicas, los dos grupos deben estar separados por al menos un conjunto de contactos conectados a 0 V utilizados como barrera.

Todos los conductores libres (de reserva) deben estar siempre conectados a cada extremo (ver la **Figura Ap34**).
En el grupo 4, se recomienda no realizar estas conexiones para las líneas con niveles de frecuencia y de tensión muy bajos (riesgo de creación de ruido de señal, por inducción magnética, en las frecuencias de transmisión).

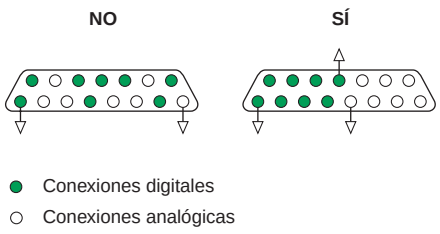


Fig. Ap33: La separación se aplica también a los conectores.

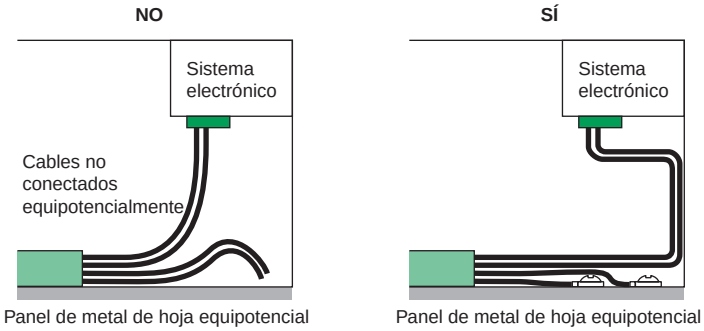


Fig. Ap34: Los cables libres deben estar conectados equipotencialmente.

Los dos conductores deben estar instalados lo más próximos posible (ver la **Figura Ap35**).

Esto es especialmente importante para los sensores de bajo nivel. Incluso en las señales de relé con un conductor común, los conductores activos deben ir acompañados de al menos un conductor común por grupo. En las señales digitales y analógicas, los pares trenzados son un requisito mínimo. Un par trenzado (modo diferencial) garantiza que los dos cables permanecerán juntos en toda su longitud.

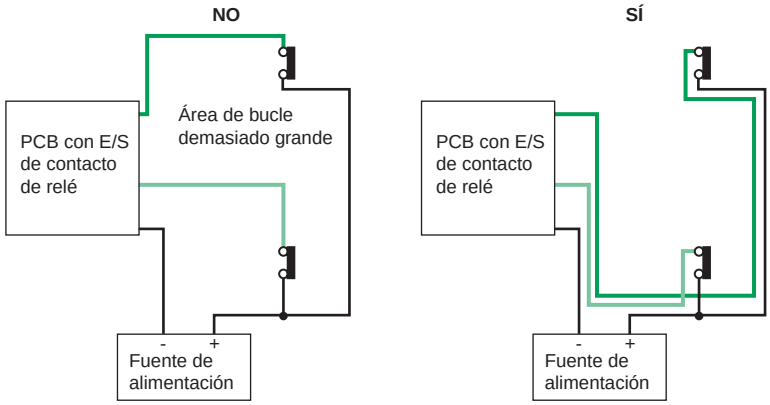


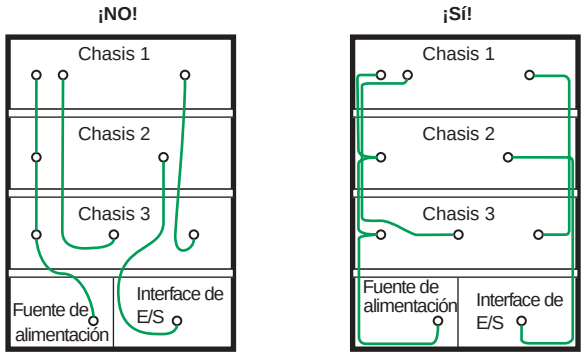
Fig. Ap35: Los dos cables de un par deben cablearse siempre juntos.

Los cables del grupo 1 no se deben proteger si están filtrados.

Deben estar compuestos de pares trenzados para garantizar el cumplimiento del apartado anterior.

Los cables deben estar colocados siempre en toda su longitud junto a las partes metálicas conectadas de los dispositivos (ver la **Figura Ap36**).

Por ejemplo: cubiertas, canalización metálica, estructura, etc. Para aprovechar el efecto de reducción fiable, económica y significativa (modo común) y el efecto de antidiafonía (modo diferencial).



Todas las piezas de metal (trama, estructura, envolventes, etc.) son equipotenciales

Fig. Ap36: Tendido de los cables en toda su longitud junto a las piezas metálicas conectadas.

La utilización de una canalización metálica conectada correctamente mejora considerablemente la compatibilidad electromagnética interna (ver la **Figura Ap37**).

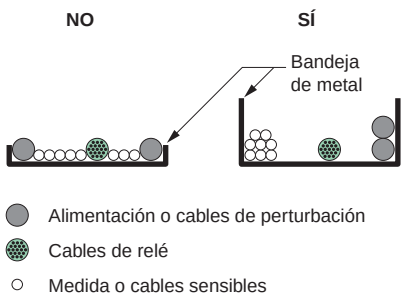


Fig. Ap37: Distribución de los cables en las canaletas de cables.

www.elsolucionario.org

información

Bibliotecas **Digitales**



Las Bibliotecas Digitales de Schneider Electric le ofrecen nuevos soportes de documentación basados en la tecnología PDF que recogen las publicaciones vigentes generadas por cada una de nuestras actividades (catálogos, guías, manuales, tarifas...).

De esta forma, ya sea a partir del CD o bien en redes locales, **encontrará toda la información que necesite acerca de nuestros productos y soluciones de forma cómoda, rápida y eficaz**.

Así mismo, podrá realizar **búsquedas simples** o **avanzadas** tanto por nombres de **productos** como por **conceptos** o **referencias**, garantizando así el éxito, la facilidad y la rapidez de acceso a la información ante cualquier duda que se plantee.

Para más información o para solicitar nuestras **Bibliotecas Digitales**, póngase en contacto con su delegación de **Schneider Electric** más cercana.

Eunea
Merlín Gerin
Square D
Telemecanique

Schneider Electric

DIRECCION REGIONAL NORDESTE
Delegación:
BARCELONA

Sicilia, 91-97 · 6.°
08013 BARCELONA
Tel.: 93 484 31 01 · Fax: 93 484 31 57
E-mail: del.barcelona@es.schneider-electric.com

Delegaciones:

BALEARES
Gremi de Teixidors, 35 · 2.º
07009 PALMA DE MALLORCA
Tel.: 971 43 68 92 · Fax: 971 43 14 43

GIRONA
Pl. Josep Pla, 4 · 1.°, 1.ª
17001 GIRONA
Tel.: 972 22 70 65 · Fax: 972 22 69 15

LLEIDA
Prat de la Riba, 18
25004 LLEIDA
Tel.: 973 22 14 72 · Fax: 973 23 50 46

TARRAGONA
Del Molar, bloque C · Nave C-5, 1.°
(esq. Antoni Rubió i Lluch)
Pol. Ind. Agro-Reus
43206 REUS (Tarragona)
Tel.: 977 32 84 98 · Fax: 977 33 26 75

DIRECCION REGIONAL NOROESTE
Delegación:
A CORUÑA

Pol. Ind. Pocomaco, Parcela D · 33 A
15190 A CORUÑA
Tel.: 981 17 52 20 · Fax: 981 28 02 42
E-mail: del.coruna@es.schneider-electric.com

Delegaciones:

ASTURIAS
Parque Tecnológico de Asturias
Edif. Centroelena, parcela 46 · Oficina 1.° F
33428 LLANERA (Asturias)
Tel.: 98 526 90 30 · Fax: 98 526 75 23
E-mail: del.oviedo@es.schneider-electric.com

GALICIA SUR-VIGO
Ctra. Vella de Madrid, 33, bajos
36214 VIGO
Tel.: 986 27 10 17 · Fax: 986 27 70 64
E-mail: del.vigo@es.schneider-electric.com

LEON
Moisés de León · Bloque 43, bajos
24006 LEON
Tel.: 987 21 88 61 · Fax: 987 21 88 49
E-mail: del.leon@es.schneider-electric.com

DIRECCION REGIONAL NORTE
Delegación:
VIZCAYA

Estartetxe, 5 · 4.°
48940 LEIOA (Vizcaya)
Tel.: 94 480 46 85 · Fax: 94 480 29 90
E-mail: del.bilbao@es.schneider-electric.com

Delegaciones:

ALAVA
Portal de Gamarra, 1
Edificio Deba · Oficina 210
01013 VITORIA-GASTEIZ
Tel.: 945 123 758 · Fax: 945 257 039

CANTABRIA
Avda. de los Castros, 139 D · 2.° D
39005 SANTANDER
Tel.: 942 32 10 38 / 942 32 10 68 · Fax: 942 32 11 82

GUIPUZCOA
Parque Empresarial Zuatzu
Edificio Urumea, planta baja · Local 5
20018 DONOSTIA - SAN SEBASTIAN
Tel.: 943 31 39 90 · Fax: 943 21 78 19
E-mail: del.donosti@es.schneider-electric.com

NAVARRA
Parque Empresarial La Muga, 6, planta 4 · Oficina 1
31160 ORCOYEN (Navarra)
Tel.: 948 29 96 20 · Fax: 948 29 96 25

DIRECCION REGIONAL CASTILLA-ARAGON-RIOJA
Delegación:
CASTILLA-BURGOS

Pol. Ind. Gamonal Villimar
30 de Enero de 1964, s/n · 2.°
09007 BURGOS
Tel.: 947 47 44 25 · Fax: 947 47 09 72
E-mail: del.burgos@es.schneider-electric.com

Delegaciones:

ARAGON-ZARAGOZA
Pol. Ind. Argualas, nave 34
50012 ZARAGOZA
Tel.: 976 35 76 61 · Fax: 976 56 77 02
E-mail: del.zaragoza@es.schneider-electric.com

CENTRO/NORTE-VALLADOLID
Topacio, 60 · 2.°
Pol. Ind. San Cristóbal
47012 VALLADOLID
Tel.: 983 21 46 46 · Fax: 983 21 46 75
E-mail: del.valladolid@es.schneider-electric.com

LA RIOJA
Avda. Pío XII, 14 · 11.° F
26003 LOGROÑO
Tel.: 941 25 70 19 · Fax: 941 27 09 38

DIRECCION REGIONAL CENTRO
Delegación:
MADRID

Ctra. de Andalucía, km 13
Pol. Ind. Los Angeles
28906 GETAFE (Madrid)
Tel.: 91 624 55 00 · Fax: 91 682 40 48
E-mail: del.madrid@es.schneider-electric.com

Delegaciones:

GUADALAJARA-CUENCA
Tel.: 91 624 55 00 · Fax: 91 682 40 47

TOLEDO
Tel.: 91 624 55 00 · Fax: 91 682 40 47

DIRECCION REGIONAL LEVANTE
Delegación:
VALENCIA

Font Santa, 4 · Local D
46910 ALFAFAR (Valencia)
Tel.: 96 318 66 00 · Fax: 96 318 66 01
E-mail: del.valencia@es.schneider-electric.com

Delegaciones:

ALBACETE
Paseo de la Cuba, 21 · 1.° A
02005 ALBACETE
Tel.: 967 24 05 95 · Fax: 967 24 06 49

ALICANTE
Monegros, s/n · Edificio A-7 · 1.°, locales 1-7
03006 ALICANTE
Tel.: 965 10 83 35 · Fax: 965 11 15 41
E-mail: del.alicante@es.schneider-electric.com

CASTELLON
República Argentina, 12, bajos
12006 CASTELLON
Tel.: 964 24 30 15 · Fax: 964 24 26 17

MURCIA
Senda de Enmedio, 12, bajos
30009 MURCIA
Tel.: 968 28 14 61 · Fax: 968 28 14 80
E-mail: del.murcia@es.schneider-electric.com

DIRECCION REGIONAL SUR
Delegación:
SEVILLA

Avda. de la Innovación, s/n
Edificio Arena 2 · 2.°
41020 SEVILLA
Tel.: 95 499 92 10 · Fax: 95 425 45 20
E-mail: del.sevilla@es.schneider-electric.com

Delegaciones:

ALMERIA
Calle Lentisco, s/n · Edif. Celulosa III
Oficina 6 · Local 1
Pol. Ind. La Celulosa
04007 ALMERIA
Tel.: 950 15 18 56 · Fax: 950 15 18 52

CADIZ
Polar, 1 · 4.° E
11405 JEREZ DE LA FRONTERA (Cádiz)
Tel.: 956 31 77 68 · Fax: 956 30 02 29

CORDOBA
Arfe, 16, bajos
14011 CORDOBA
Tel.: 957 23 20 56 · Fax: 957 45 67 57

GRANADA
Baza, s/n · Edificio ICR
Pol. Ind. Juncaril
18220 ALBOLOTE (Granada)
Tel.: 958 46 76 99 · Fax: 958 46 84 36

HUELVA
Tel.: 954 99 92 10 · Fax: 959 15 17 57

JAEN
Paseo de la Estación, 60
Edificio Europa · 1.° A
23007 JAEN
Tel.: 953 25 55 68 · Fax: 953 26 45 75

MALAGA
Parque Industrial Trevenez
Escritora Carmen Martín Gaite, 2 · 1.°, local 4
29196 MALAGA
Tel.: 95 217 92 00 · Fax: 95 217 84 77

EXTREMADURA-BADAJOZ
Avda. Luis Movilla, 2 · Local B
06011 BADAJOZ
Tel.: 924 22 45 13 · Fax: 924 22 47 98

EXTREMADURA-CACERES
Avda. de Alemania
Edificio Descubrimiento · Local TL 2
10001 CACERES
Tel.: 927 21 33 13 · Fax: 927 21 33 13

CANARIAS-LAS PALMAS
Ctra. del Cardón, 95-97 · Locales 2 y 3
Edificio Jardines de Galicia
35010 LAS PALMAS DE G.C.
Tel.: 928 47 26 80 · Fax: 928 47 26 91
E-mail: del.canarias@es.schneider-electric.com

CANARIAS-TENERIFE
Custodios, 6 - 2.° · El Cardonal
38108 LA LAGUNA (Tenerife)
Tel.: 922 62 50 50 · Fax: 922 62 50 60

INSTITUTO SCHNEIDER ELECTRIC DE FORMACION

Bac de Roda, 52, edificio A, planta 1
08019 BARCELONA
Tel.: 93 433 70 03 · Fax: 93 433 70 39
www.isefonline.es

SOPORTE Y SERVICIO TECNICO A CLIENTES
902 10 18 13

En razón de la evolución de las normativas y del material, las características indicadas por el texto y las imágenes de este documento no nos comprometen hasta después de una confirmación por parte de nuestros servicios.
Los precios de las tarifas pueden sufrir variación y, por tanto, el material será siempre facturado a los precios y condiciones vigentes en el momento del suministro.

Schneider Electric España, S.A.
Bac de Roda, 52, edificio A · 08019 Barcelona · Tel.: 93 484 31 00 · Fax: 93 484 33 07 · *http://www.schneiderelectric.es*

miembro de: voltimum www.voltimum.es El Portal de la Instalación Eléctrica

020511 B08